

Проф. М. А. ЖДАНОВ

НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ

*Допущено Министерством высшего
и среднего специального образования СССР
в качестве учебника для нефтяных вузов СССР*



ГОСУДАРСТВЕННОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО
НЕФТИНОЙ И ГОРНО-ТОПЛИВНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Москва 1962

А Н И О Т А Ц И Я

В книге изложена нефтегазопромысловая геология в объеме, соответствующем учебной программе по специальности «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений для нефтяных ВУЗов и геологоразведочных факультетов.

С учетом практической деятельности промыслового геолога изложены теоретические основы нефтегазопромысловой геологии и освещены методы геологического наблюдения за процессом разбуривания месторождения, геологической обработки данных бурения скважин, изучения литолого-физических свойств нефте содержащих пород. Подробно описаны геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений, рассмотрены методы подсчета запасов нефти и газа.

Большое внимание уделено вопросам исследования скважин, изучению газовых и нефтеносных пластов и процессам воздействия на пласт в целях повышения коэффициента нефтеотдачи.

Книга предназначена в качестве учебника для студентов нефтяных вузов. Она также может быть использована геологами и геофизиками нефтяных и газовых промыслов.

Р е ц е н з е н т ы:

1. Кафедра геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений Азербайджанского института нефти и химии (АЗИНЭФТЕХИМ) им. М. Азизбекова.

2. Доктор геолого-минералогических наук А. Н. Мустафинов.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Нефтяная и газовая промышленность является одной из важнейших отраслей народного хозяйства СССР.

Прогнозы развития топливной промышленности на ближайшие два десятилетия со всей очевидностью свидетельствуют о том, что нефть и газ в ближайшем будущем будут играть первенствующую роль в энергетическом балансе страны, несмотря на имеющиеся перспективы развития атомной энергии.

В США, например, в 1975 г. по прогнозам американских исследователей нефть и газ в топливном балансе страны составят около 68%, уголь 25% и атомная энергия всего 3%.

В Советском Союзе созданы все условия для дальнейшего быстрого развития нефтяной и газовой промышленности.

В директивах XXI съезда КПСС предусмотрено преимущественное развитие нефтяной и газовой промышленности: к 1965 г. удельный вес нефти и газа в топливном балансе страны должен возрасти с 31% (1958 г.) до 51%, а угля соответственно уменьшиться с 60 до 43%.

Грандиозны задачи, поставленные перед нефтяной и газовой промышленностью XXII съездом КПСС. К 1980 г. добыча нефти в СССР должна возрасти до 690—710 млн. т в год против 148 млн. т в 1960 г., а добыча газа соответственно с 47 до 680—720 млрд. м³.

Намеченные грандиозные темпы развития нефтяной и газовой промышленности базируются на огромных запасах нефти и газа в недрах Советского Союза. Все шире начинают применяться новые, более эффективные методы разработки газовых и нефтяных месторождений; уже сейчас свыше 60% всей нефти СССР добывают с применением методов, действующих на пласт.

Методы и область применения геолого-промышленных исследований залежей нефти и газа в последние годы значительно расширились. Оказалось возможным путем детального изучения разрезов скважин и проведения подземного картирования обеспечить успешное открытие новых нефтяных месторождений.

Перед нефтяниками Советского Союза поставлена почетная задача — совершенствовать систему разработки нефтяных и газовых месторождений в целях максимального извлечения из недр нефти и газа. Уже сейчас на крупнейших нефтяных месторождениях Советского Союза намечено провести мероприятия для достижения коэффициента нефтеотдачи не менее 0,5—0,6.

Для обеспечения поставленных задач по развитию нефтяной и газовой промышленности, а также для дальнейшего совершенствования методов геологического изучения недр и более эффективной разработки месторождений требуется подготовка высококвалифицированных кадров геологов-промысловиков.

Успехи нефтегазопромысловой геологии в проектировании и анализе разработки нефтяных и газовых месторождений, а также во всестороннем изучении недр по данным бурения и эксплуатации нефтяных и газовых скважин значительно повысили роль нефтепромыслового геолога в газовой и нефтяной промышленности и предъявили требования к более значительному выпуску и лучшей подготовке кадров геологов-промысловиков.

В связи с этим резко возросла потребность в создании учебника по нефтегазопромысловой геологии, в котором освещались бы основные вопросы, отвечающие современным требованиям, предъявляемым к промысловому геологу.

Материал в учебнике изложен с учетом того, что студенты должны быть предварительно ознакомлены с основными вопросами бурения и эксплуатации газовых и нефтяных скважин, а также с физикой нефтяного пласта, подземной гидравликой и другими специальными дисциплинами согласно учебному плану.

При составлении учебника использованы материалы лекций, которые в течение многих лет читаются автором в Московском институте нефтехимической и газовой промышленности¹ им. И. М. Губкина, а также фондовые и печатные работы советских и отчасти зарубежных ученых.

Автор приносит искреннюю благодарность М. Г. Латышевой за ценные советы и помощь, оказанные ею при изложении вопроса «Геофизические методы изучения разрезов скважин», а также Ф. А. Гришину за содействие в подготовке иллюстрационного материала.

В процессе работы над книгой автор получил ряд ценных критических замечаний от рецензентов книги — доктора геолого-минералогических наук А. Н. Мустафина и коллектива сотрудников кафедры геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений Азербайджанского института нефти и химии (заведующий кафедрой проф. А. А. Якубов). Большая помощь была оказана Е. Г. Першиной при редактировании и подготовке книги к печати.

Всем этим лицам автор выражает глубокую благодарность.

За все замеченные в учебнике недостатки автор заранее признается читателям и просит направлять их пожелания и советы по адресу: Москва, Ленинский проспект, д. 65, МИНХ и ГП им. И. М. Губкина, кафедра промысловой геологии газа и нефти.

¹ Бывший Московский нефтяной институт.

В В Е Д Е Н И Е

Развитие нефтяной промышленности после национализации ее наметило новое направление в нефтяной геологии, призванное обеспечить решение вопросов, возникающих при изучении недр, при проектировании и осуществлении процесса разработки, при подсчете запасов нефти и газа и т. д.

Геологу-нефтянику все чаще и глубже приходилось решать вопросы, связанные с изучением условий залегания залежей нефти и газа, их эксплуатации и с задачами разработки их в целях максимального извлечения нефти из недр.

Плановое развитие социалистического хозяйства, являющееся законом развития советской экономики, требовало систематизации накопленного опыта науки и практики в области нефтепромысловый геологии и создания специалистов нового профиля — нефтепромысловых геологов, — резко отличного от профиля нефтяного геолога поисково-разведочной специальности.

По мере развития нефтяной промышленности в Советском Союзе совершенствовались методы геологического изучения залежей нефти и газа и расширялся круг вопросов, составляющих объем работы геолога на промысле. Эти вопросы оформились в специальную дисциплину — нефтепромысловую геологию — не более 40 лет назад.

До Великой Октябрьской социалистической революции специалистами и учеными проводились лишь отдельные крупные работы в области добычи нефти. Еще на заре развития нефтяной промышленности, в 1888 и 1892 гг., А. И. Коншин подсчитал запасы нефти по Крымскому и Ильскому месторождениям Кубано-Черноморского нефтяного района и Балахано-Сабунчино-Раманинскому району; были произведены также вычисления будущей добычи нефти из скважин, находившихся в эксплуатации на Балахано-Сабунчино-Раманинской площади, путем составления кривых постоянного процентного падения дебита. В 1905 г. И. Н. Стрижов подсчитал запасы нефти по Грозненскому нефтяному району.

И. М. Губкин в 1910—1911 гг. в результате применения им нового метода изучения залежей нефти открыл уникальную залежь нефти в Нефтяно-Ширванском месторождении Майкопского нефтяного района, названной им рукавообразной.

Крупные работы по изучению нефтяных месторождений Апшеронского полуострова провел Д. В. Голубятников. Его исследования, а также работы других геологов по изучению нефтяных месторождений явились источником для создания новой дисциплины — нефтепромысловой геологии.

После Великой Октябрьской социалистической революции были намечены в 1921 г. основные принципы плановой разработки нефтяных месторождений и охраны недр.

По поручению В. И. Ленина И. М. Губкин провел большую работу по борьбе с обводнением эксплуатационных площадей Азербайджана, Грозненского и других нефтяных районов.

В 1922 г. была опубликована работа геолога С. И. Чарноцкого, который в 1916—1917 гг. подсчитал запасы нефти новым статистическим методом (методом кривых) по Грозненскому и Майкопскому нефтяным районам.

В 1925 г. М. В. Абрамович впервые поставил вопрос о рациональной системе разработки нефтеносного пласта-резервуара как отдельного эксплуатационного объекта. В 1927 г. он опубликовал первую классификацию систем разработки залежей нефти.

Однако на необходимость разбуривания залежи нефти по определенной системе еще в 1923 г. указал И. Н. Стрижов, который впервые высказал мысль о целесообразности разработки залежи нефти с крыльев вверх по восстанию пласта. Эта система разработки в дальнейшем была описана в американской литературе под названием «русская система».

Большое значение имели начатые в 1921 г. в связи с проблемами добычи нефти и газа теоретические и экспериментальные работы акад. Л. С. Лейбензона, который является основателем советской школы ученых, работающих в области подземной гидравлики. В этих работах впервые выведены дифференциальные уравнения движения газа и газированной жидкости в пористой среде, выяснены особенности работы газовых скважин, подвергнуты математическому исследованию кривые производительности и режимы работы нефтяных скважин и пластов, описаны методы подсчета запасов нефти и газа в пластах, проблема вытеснения нефти и газа водой и т. д.

Выдающееся значение имели работы комиссии геологов под председательством акад. И. М. Губкина по Ново-Грозненскому (Октябрьскому) и Апшеронскому (Нефтяно-Ширванскому) районам, проведенные в апреле — мае 1930 г. Для Ново-Грозненского района была установлена система разбуривания свода и присводовой части по уплотненной сетке скважин, расположенных вдоль оси антиклинали, с постепенным разбуриванием пласта вниз по падению при более разреженной сетке. Для Апшеронского месторождения была принята новая система разведки и рекомендовано вести разработку пласта C_2 по ползущей системе вверх по восстанию пласта в направлении от нефтяной части к образовавшейся газовой шапке.

Результаты указанных работ подтвердили новые идеи, изложенные в трудах, которые были опубликованы в 20-х и в начале 30-х годов нашего столетия. Особенно большое значение имели работы грозненских геологов, которые подтвердили, что главной силой,двигающей нефть к забоям скважин в наиболее продуктивных пластах Ново-Грозненского района, является напор краевых вод. Это существенно изменило господствовавшую с 1865 г. точку зрения американского исследователя Бриггса, считавшего упругость газа единственной силой, продвигающей нефть по пласту к забоям скважин.

Важным было решение комиссии по Ашеронскому району в 1930 г. применять более разреженную сетку расположения скважин (до 300 м) даже при фациальной изменчивости пород и режиме растворенного газа в пласте С₂, а также закачку газа для поддержания пластового давления.

В 1930 г. геолог М. В. Никитин предложил для многопластовых месторождений систему разработки снизу вверх, которая была осуществлена в бухте Ильича (Ашеронский полуостров) и получила в дальнейшем широкое распространение.

Большое значение для развития нефтепромысловой геологии имел состоявшийся в августе 1933 г. в Баку первый Всесоюзный съезд ВНИТО нефтяников. На съезде были рассмотрены основные свойства режимов работы нефтеносных пластов и их классификация. Принципиально важным явилось подтверждение (на примере Ашеронского месторождения) возможности проявления в нефтяной залежи нескольких режимов, а не одного, как это указывалось в работах С. Герольда. Большой интерес вызвал на этом съезде доклад, составленный бригадой нефтяников под руководством И. М. Губкина, о развитии проблемы разработки нефтяных месторождений в СССР и США и дальнейших задачах по проектированию разработки на научной основе.

Исходные положения советских ученых, принятые на съезде, явились источником создания рациональных систем разработки залежей нефти, обеспечивающих высокие и устойчивые дебиты нефти.

Для развития нефтепромысловой геологии большое значение имели ежегодные съезды геологов под руководством акад. И. М. Губкина, на которых рассматривались различные вопросы разведки и разработки нефтяных месторождений.

Огромную роль в развитии нефтепромысловой геологии сыграл разработанный в 1925 г. метод электрического каротажа скважин. Исследования, проведенные в этой области советскими учеными, обеспечили широкое применение электрического каротажа на нефтяных промыслах и способствовали более глубокому и всестороннему изучению залежей нефти и газа.

Развитие техники бурения и эксплуатации вызывало необходимость создания специфичных приемов и методов для более глубокого

изучения нефтеносности пласта и явлений, происходящих в недрах. Таким образом, логичным следствием развития нефтяной науки явилось разделение нефтяной геологии на отдельные дисциплины, в частности выделение нефтепромысловой геологии в самостоятельный курс.

Нефтепромысловую геологию можно определить как науку о методах и способах изучения нефтяного месторождения по данным бурения и эксплуатации скважин и пластов с целью обеспечения максимального отбора нефти из недр.

Курс «Нефтепромысловая геология» впервые был включен в учебные планы нефтяных вузов в 1932 г., и с этого времени нефтепромысловая геология стала самостоятельной отраслью нефтяной геологической науки. Этому способствовало опубликование в Баку в 1934 г. В. В. Билибина, Я. В. Гавриловым и М. Ф. Мирчинком первого учебника «Нефтепромысловая геология» под редакцией М. В. Никитина.

Создание новой дисциплины — нефтепромысловой геологии — является большой заслугой ученых нашей страны, заложивших научные основы более глубокого и всестороннего изучения нефтяных недр, давшие возможность проектировать рациональные системы разработки.

В американской нефтяной литературе, как известно, имеются работы, посвященные физике нефтяного пласта, условиям залегания и движения нефти, газа и воды в недрах, разработка залежей нефти и газа, подсчету запасов нефти и газа и т. д.

Однако до сих пор в США нет методически разработанного и систематизированного труда, в котором был бы изложен весь накопленный опыт науки и практики в области нефтепромысловой геологии. Это, видимо, является следствием отсутствия на большинстве нефтяных месторождений США единого геологического руководства, что объясняется разделением месторождения на участки, принадлежащие различным фирмам. Такое дробление геологической службы при изучении единого в геологическом отношении нефтяного объекта не способствовало углубленному его исследованию и не стимулировало создания профиля нефтепромыслового геолога, обязанности которого выполнял обычно промысловый инженер в меру своих геологических познаний. Все это, а также отсутствие единого планового руководства работой на нефтяном промысле сильно тормозило проектирование и осуществление рациональных систем разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений в США.

Ненормальное положение с изучением нефтяных недр давало себя знать, и в 1935 г. на промыслах США появился инженер-технолог, который как бы соединил в себе нефтепромыслового геолога и механика. Однако он не мог на базе недостаточных геологических знаний организовывать и осуществлять более глубокое

и всестороннее геолого-промышленное изучение нефтяного месторождения.

Создание профиля нефтепромыслового геолога в Советском Союзе имело огромное значение для планомерного и успешного развития нефтяной промышленности.

Принципиально новые задачи и большие возможности в решении сложных вопросов нефтепромысловой геологии в СССР появились в связи с возникновением науки о подземном резервуаре — подземной гидравлики.

Основы теории этой науки заложены в трудах Н. Е. Жуковского, Н. Н. Павловского, Л. С. Лейбензона, П. Я. Кошиной и др. Особо большое значение имели работы советских ученых по размещению скважин в зависимости от типа залежи нефти, а также по другим вопросам, связанным с разработкой залежей нефти и созданием научно обоснованной методики проектирования рациональной системы разработки нефтяных месторождений. В 1941 г. при Московском нефтяном институте было создано проектно-исследовательское бюро, которое продолжало методические и практические работы по проектированию разработки нефтяных месторождений. Важным итогом деятельности коллектива советских ученых, инженеров и геологов-производственников явилось внедрение в практику разработки ряда нефтяных месторождений мероприятий по воздействию на пласт уже в начальную стадию разработки. Этому в значительной мере способствовали работы инженеров и геологов на промыслах.

Развитие наших знаний о подземном резервуаре явилось базой для создания научных основ разработки нефтяных месторождений путем комплексного решения этой задачи с использованием нефтепромысловой геологии, подземной гидродинамики и экономики. В связи с этим промысловому геологу требуется знать основы смежных дисциплин: бурения, эксплуатации, физики нефтяного пласта, подземной гидравлики и экономики, поэтому некоторые вопросы этих дисциплин рассматриваются в данном учебнике.

В настоящее время намного увеличились наши познания физических явлений, происходящих в недрах, и это расширяет наши знания в области режима работы и разработки залежей нефти и газа. Значительно усовершенствованы методы изучения недр в связи с внедрением на промыслах радиоактивного каротажа скважин и развитием работ на платформе.

Возникновение новых рациональных схем размещения скважин и применение в широких масштабах различных вариантов воздействия на пласт уже в начальную стадию разработки ставят перед нефтепромысловым геологом новые задачи по изучению месторождений. Возникает необходимость в организации и осуществлении такого комплекса исследований на промыслах в начальную стадию изучения месторождения, который позволил бы получить все исход-

ные данные для проектирования рациональной системы разработки. Требования, предъявляемые в настоящее время к промысловому геологу, весьма многогранны и охватывают большой круг вопросов, начиная от заложения скважин и кончая их эксплуатацией, включающей мероприятия по воздействию на пласт с целью максимального извлечения нефти из недр.

По сравнению с ранее изданным учебником (1958 г.) М. А. Жданова и А. А. Карцева «Нефтепромысловая геология и гидрогеология», написанным применительно к учебной программе горно-нефтяных факультетов нефтяных вузов, настоящий учебник создан в соответствии с учебной программой для геологоразведочных факультетов нефтяных вузов. В связи с этим ряд вопросов в данном учебнике переработан и расширен, особенно по промысловой геологии газа.

Глава I

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ НАБЛЮДЕНИЕ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

В процессе бурения скважин, особенно разведочных, должен быть установлен тщательный геологический контроль за их проходкой.

Геологическое изучение месторождения по данным бурения скважин позволяет установить стратиграфию и тектонику пород, не обнажающихся на поверхности, а также их литолого-физическую характеристику: коллекторские свойства (гранулометрический состав, пористость, проницаемость) продуктивных пластов, изменение их мощности, условия насыщения нефтью, газом и водой и т. п.

Для исчерпывающего всестороннего изучения разреза месторождения и продуктивных горизонтов требуется весьма тщательное и систематическое наблюдение за бурением скважины, а также отбор кернов и их анализ с одновременным использованием косвенных методов исследования.

В настоящее время в связи со значительным усовершенствованием промыслового-геофизических методов исследования скважин (особенно электрометрических и радиоактивных) для полноценного изучения геологического разреза в скважине и осуществления надежной корреляции требуется применять комплексно геологические и геофизические методы исследования. 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.

Совершенно очевидно, что в тех случаях, когда необходимо решить одну из частных 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.

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

В процессе бурения скважин необходимо:

1) отбирать керны для составления стратиграфической и литологической характеристик проходимых пород, изучения коллекторских свойств продуктивных горизонтов и содержания в них нефти, газа и воды;

2) изучать разрез скважины в целом путем геофизических (электрических и радиоактивных методов) и косвенных наблюдений с целью установления стратиграфической последовательности залегания пройденных пород, их мощности и фациальной характеристики, а также положения нефтеносных, газопосыпных и водоносных горизонтов и их взаимных соотношений;

3) определять свойства и качества нефти, газа и воды, обнаруженных при бурении, а также производительность вскрытых пластов путем опробования, если для этого имеются технические возможности;

4) изучать особенности бурения скважины путем наблюдения за появлением признаков нефти, газа и воды, появлением обвалов, нарушением циркуляции в связи с уходом глинистого раствора и т. д.

Для успешного получения наиболее полных данных о разрезе скважины требуется не только организация тщательного и квалифицированного геологического наблюдения за бурением скважины, но и участие в этой работе членов буровой бригады, которые должны быть соответствующим образом проинструктированы.

Указанный выше комплекс наблюдений и исследований дает детальное представление о разрезе пройденных отложений и вскрытых продуктивных горизонтах и, следовательно, обеспечивает успешное решение геологических задач при бурении скважины.

§ 1. ОТБОР И ИЗУЧЕНИЕ ОБРАЗЦОВ ПОРОД В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Отбор образцов пород. При ударном бурении, применяемом в настоящее время в Советском Союзе лишь в исключительных случаях, отбор образца проходимых пород осуществляется долотом. Извлеченное из скважины долото тщательно осматриваются и приставшие к его щекам куски породы снимаются и изучаются. В тех случаях, когда долото не выносит кусков породы (при бурении в рыхлых и твердых породах), в скважину спускают на канате грунтонос (пробойник) или специальную желонку (при очень рыхлых породах) для отбора образца с забоя. Грунтоносом редко удается взять образец породы длиной более 10 см, что составляет всего 5% пройденного за долбление интервала разреза.

При роторном и турбинном бурении для отбора образцов пород из скважин применяют колонковые долота. Колонковые долота позволяют в процессе проходки ствола скважины отобрать образцы

пород разреза в том состоянии и в той последовательности, как они залегают в недрах. Такие долота разбуривают забой не сплошь, а лишь по некоторому кольцу, оставляя внутренний целик породы, называемый керном, неразрушенным.

Отобранный керн поднимают на поверхность и всесторонне изучают.

Поднимать грунтоноски с керном или долото следует осторожно. При приближении долота или грунтоноски к башмаку обсадной колонны скорость подъема следует уменьшить, так как при сильном ударе о башмак они могут быть повреждены. Поднятое из скважины долото или грунтоноски выносят на мостки буровой осматривают и разбирают.

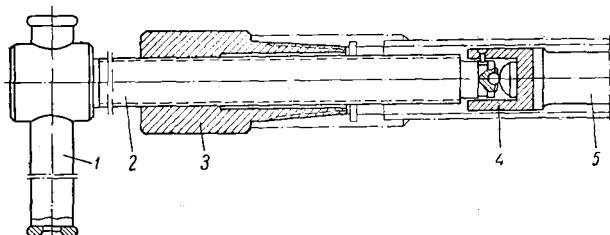


Рис. 1. Винтовой пресс для выталкивания керна из грунтоноски.

1 — рукоятка; 2 — винт; 3 — гайка для ввинчивания в грунтоноски; 4 — пята с упорным подшипником; 5 — промежуточный стержень.

Для извлечения керна отвинчивают цепными ключами кернователь от грунтоноски, затем верхний конец ее осторожно приподнимают и керн свободно выпадает из грунтоноски. Если керн сильно запрессован в керноприемной трубе грунтоноски, то отвинчивают верхний узел грунтоноски вместе с дренажным клапаном и выталкивают керн при помощи гидравлического или винтового пресса (рис. 1). Извлекать керн ударами по грунтоноске или по керну не допускается. При извлечении керна на буровой должен присутствовать представитель геологической службы.

Извлеченный из грунтоноски керн следует очистить от глинистого раствора и затем плотно уложить в специальный ящик. Керн надо укладывать в ящик строго в той последовательности, в которой он был отобран, т. е. в порядке возрастания глубины скважины (с указанием верха и низа).

Если керн разбит, то при укладке в ящик его совмещают по плоскости раскола; рыхлый рассыпающийся керн, особенно если в сечении его наблюдается фауна, следует при укладке в ящик предварительно завернуть в чистую бумагу, а в случае необходимости проложить вату. Мелкие обломки керна, последовательность отбора

которых трудно установить, ссыпают в мешочек или завертывают в плотную бумагу и укладывают в той же последовательности, что и керн.

Уложенный в ящик керн снабжают этикеткой, составленной в двух экземплярах, каждый из которых завертывают в плотную бумагу и укладывают в начале и в конце колонки керна.

Этикетку составляют по следующей форме.

Наименование партии, разведки, конторы бурения	_____	
Площадь	_____	
Скважина №	_____	
Местоположение	_____	
Дата отбора керна	_____	
Интервал проходки от	до	м
Выход керна	м	%
№ образца	_____	
Краткое литологическое описание породы	_____	

Надписи на этикетке делают мягким простым карандашом.

Если в назначенному интервале отобрать керн не удалось, то в ящик также укладывают этикетку, в которой указывают, в каком интервале глубин вынос керна отсутствовал.

После укладки керна ящик закрывают крышкой; на торцевой и боковой сторонах его надписывают номер скважины и интервал глубин отбора керна. После этого ящик сдают коллектору или отправляют в геологический отдел для изучения.

Современными колонковыми долотами в зависимости от литологического состава пород можно отбирать керн в пределах 40—90% от пройденного интервала.

Боковые грунтоносы позволяют отбирать образцы пород из стенки скважины в любом пробуренном интервале разреза. Следует, однако, иметь в виду, что отбор образцов пород боковым грунтоносом не может полностью заменить отбор керна колонковым долотом, так как размеры образцов, извлекаемых боковым грунтоносом, небольшие.

Максимальная длина образца породы 70 мм, максимальный диаметр 30 мм. Кроме того, в очень плотных породах боковой грунтонос оказывается малоэффективным.

Небольшие размеры образцов не позволяют получать достаточно полноценные сведения о нефтегазонасыщенности пород и надежно судить о величине угла падения пород.

Однако применение бокового грунтоноса весьма полезно в интервалах, где керн взять не удалось или в которых геофизические исследования дают благоприятные показания о возможной газо-нефтеносности пород.

При применении боковых грунтоносов вынос керна в среднем составляет около 50%. В мягких породах он может достигать 100%, а в твердых — быть равным нулю.

В твердых породах (плотный песчаник, ангидрит и т. д.) боек грунтоноса встречает настолько большое сопротивление, что не входит в породу, ломается или не захватывает ее, поэтому боковые грунтоносы широко применяют только в песчано-глинистых отложениях.

Выбор интервала. Выбор интервала для отбора керна зависит от поставленных геологических задач.

На новых, еще не изученных месторождениях при бурении первых скважин рекомендуется производить сплошной отбор керна, применяя в то же время геофизические, а также косвенные методы исследования скважин.

На месторождениях, где верхняя часть разреза изучена, а нижняя еще подлежит исследованию, в изученном интервале нужно отбирать керн лишь в контактах свит (а также в зонах наличия маркирующих прослоев) или же применять каротаж (электрический и радиоактивный), а в неизученном интервале производить сплошной отбор керна и другие указанные выше исследования.

В эксплуатационных скважинах керн для контроля за проходкой скважины, как правило, не отбирается и все наблюдения базируются на данных каротажа и косвенных исследованиях. В этом случае керн берут лишь в продуктивном горизонте для его детального изучения, а также в маркирующих горизонтах и характерных контактах свит на тех участках расположения скважин, где тектоника и строение залежи требуют уточнения.

Помимо указанного выше, скважины могут быть пробурены со специальными целями: 1) опорные скважины — для изучения геологического строения недр; в них обязательно проводится сплошной отбор керна; 2) оценочные скважины — для изучения строения продуктивных горизонтов и содержания в них нефти; в этом случае обязательным является сплошной отбор керна по всей мощности продуктивного горизонта.

Для установления возможности более эффективного извлечения нефти из недр необходимо производить сплошной отбор керна и детальное изучение его в пределах всей мощности проходимых продуктивных горизонтов во всех разведочных и эксплуатационных скважинах.

Изучение керна. Отобранный керн следует детально и послойно изучать и описывать. Для этого его разрезают вдоль. В наиболее интересных участках керна отбирают образцы и для них составляют отдельные этикетки. В интервалах, в которых имеются признаки нефти или газа, выбирают цилиндрические образцы длиной не менее 10 см и диаметром не менее 40 см, которые используют для определения пористости и проницаемости пород. Образцы пород,

которые отправляют в лабораторию для исследования содержания в них нефти и воды, парафинируют (завертывают в марлю и погружают несколько раз в расплавленный парафин, давая каждый раз затвердеть парафину, пропитавшему марлю). Запарафиненные образцы пород помещают в металлические банки с плотно закрывающимися крышками. Для предохранения парафиновой оболочки от повреждения образцы перекладывают мягкой бумагой, ватой и т. д. Оставшуюся часть керна сдают в кернохранилище.

В кернохранилище керн должен храниться в ящиках на стеллажах и иметь этикетку с указанием номера буровой и участка, наименования промысла, глубины взятия образца, стратиграфического горизонта, даты отбора, длины извлеченного керна, способа взятия керна.

При изучении керна необходимо получить следующие основные данные:

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

Признаки нефти и газа в кернах должны быть предварительно изучены у буровой на свежих образцах и поверхностях излома, а затем более детально в геологическом отделе и в лаборатории. В геологическом отделе при изучении признаков нефти в керне обычно применяют бензиновую вытяжку. Для этого образец размельчают и помещают в пробирку, в которую затем наливают чистый бензин на 1—2 см выше образца. После этого содержимое в пробирке взбалтывают и оставляют на несколько минут в покое. Если бензин окрашивается в желтый цвет той или иной интенсивности, то это указывает на наличие нефти в образце. Керн из нефтяного или газового горизонта обычно не смачивается при нанесении на его поверхность капли разбавленной соляной кислоты. Для выяснения признаков нефти применяют также более тонкие и сильные растворители (например, хлороформ), которые после обработки ими образца породы и фильтрования оставляют на фильтре коричневую полоску.

В лабораторных условиях применяют и более совершенные методы, например люминесцентный анализ, позволяющий обнаружить в керне ничтожные доли битума.

При макроскопическом изучении признаков нефти в керне следует иметь в виду, что легкая нефть обычно дает слабые внешние признаки, но на свежих плоскостях излома образца чувствуется сильный запах бензина; наоборот, тяжелая нефть дает обильные признаки, но на свежих плоскостях излома отсутствует запах бензина. Керны, взятые из приконтурной зоны, обычно содержат нефть

и воду, свежие поверхности их излома влажные и хорошо смачиваются каплей разбавленной соляной кислоты.

При оценке признаков нефти в керне необходимо учитывать «ложные» признаки, являющиеся следствием попадания в него нефти при освобождении прихваченного в скважине инструмента и освобождения последнего 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.

При изучении разреза с целью выявления газонефтеносности следует фиксировать в процессе бурения скважины глубину интервалов, при проходке которых наблюдаются признаки нефти и газа.

Литологический состав породы определяют внешним осмотром ее, причем записывают следующие данные.

1. Для глин — их цвет, слоистость, песчанистость, плотность, вязкость, жирность, карбонатность и т. д.

2. Для песков и песчаников — их зернистость, однородность, окатанность, состав зерен, отсутствие или наличие цемента и его характеристику, примесь зерен других пород, глинистость, карбонатность и т. д. Макроскопически зернистость песков определяют визуально и растиранием породы между пальцами. При растирании тонкозернистых пород отдельные зерна не чувствуются. При растирании мелкозернистого песка ощущаются отдельные зерна, но глазом они четко не различаются. В крупнозернистом песке отдельные зерна отчетливо наблюдаются невооруженным глазом.

3. Для карбонатных пород — наличие известняков, доломитов, мергелей; содержание их определяют на глаз и по реакции с разбавленной соляной кислотой, от воздействия которой порода «шипит» вследствие выделения углекислого газа. Известняк при этой реакции обычно бурно «вспыхивает», а доломит лишь слабо «шипит» в порошке.

При переслаивании пород указывают характер прослоев, их мощность, особенно мощность песчаных прослоев при изучении продуктивных горизонтов.

Стратиграфическую характеристику породы устанавливают по наличию руководящей фауны или характерным внешним признакам, присущим тому или иному стратиграфическому горизонту данного месторождения. Если указанные признаки отсутствуют, то пользуются результатами определения микрофауны в лаборатории.

Коллекторские свойства пород — гранулометрический состав, пористость (абсолютную и открытую), проницаемость (параллельно напластованию и вкрест его) — определяют в лаборатории.

О возможных условиях залегания пород на глубине судят на основании данных замера угла падения в керне и изучения структурных особенностей образца. Угол падения пород в керне заме-

ряют горным компасом, делая предварительно скол по плоскости напластования пород. При замере угла падения керн держат вертикально. Если скол получить не удается, то угол падения замеряют по имеющимся прослойям различных пород. Брекчиевидное сложение, или «зеркала» скольжения, а также жилы и прожилки кальцита, гипса и т. д. свидетельствуют о нарушении нормального залегания пород. На это может указывать и частая смена углов падения на небольшом интервале разреза, которую называют «игрой» углов.

При прохождении зон нарушений нередко наблюдаются уход глинистого раствора и, следовательно, потеря циркуляции, а также обвалы.

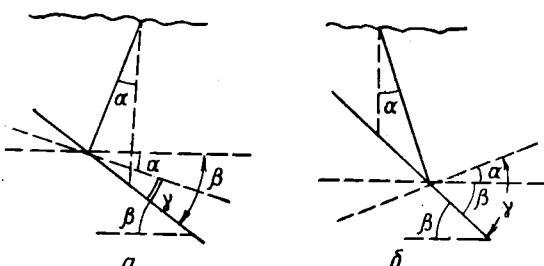


Рис. 2. Искривление ствола скважины.

a — искривление вверх по восстанию ($\gamma < \beta$); *б* — искривление вниз по падению ($\gamma > \beta$).

α — угол искривления скважины; *β* — истинный угол падения пород; *γ* — наблюдаемый угол падения пород в керне.

При изучении условий залегания пород необходимо учитывать искривление ствола скважины, замеряя кривизну его бросовым аппаратом или инклинометром через интервалы, установленные геолого-техническим нарядом. Неучтенное искривление ствола скважины может привести к ошибочным представлениям об условиях залегания пород, так как при искривлении его вверх по восстанию наблюдаемый угол падения пород в керне меньше истинного, а при искривлении вниз по падению он больше истинного (рис. 2).

Следует, однако, иметь в виду, что для весьма полого залегающих пластов указанная закономерность изменения наблюдаемых углов может не соблюдаться. Величина наблюдаемого угла падения пород в керне в этом случае зависит от угла встречи направления ствола скважины с кровлей пласта.

Результаты изучения керна записывают в журнал описания пород в следующем порядке:

1) основная характеристика пород — глина, песок, песчаник, известняк и т. д.;

2) переходная характеристика — песчаная глина, глинистый песок или песчаник, доломитизированный известняк и т. д.;

3) составная характеристика — прослои песка в глине, прослои глины в песчанике и т. д.

Описывая керн в таком порядке, дают в то же время детальную его характеристику по цвету, структуре, твердости и т. д. Например: песок серый, мелковзернистый, глинистый, с зернами глауконита; песчаник темно-серый, среднезернистый, известковистый, с тонкими прослойками бурой глины и т. д.

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

§ 2. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

Электрический каротаж

Электрический каротаж основан на изучении кажущегося удельного сопротивления пород (KC) и потенциала электрического поля (ПС) вдоль ствола скважины. Удельное сопротивление горных пород изменяется в широких пределах — от долей до десятков и сотен тысяч омметров. Такое различие в удельных сопротивлениях горных пород облегчает их изучение по данным электрического каротажа. Пески, рыхлые песчаники, глины и аналогичные им обломочные породы в зависимости от удельного сопротивления жидкости, находящейся в порах, имеют большее или меньшее сопротивление. Карбонатные породы чаще всего характеризуются более высокими сопротивлениями по сравнению с обломочными породами. Породы, содержащие нефть или газ, характеризуются, как правило, повышенными сопротивлениями.

Принципиальная схема измерения кажущегося удельного сопротивления показана на рис. 3. Электрическое поле в изучаемой среде создается электродом *A*, опускаемым в скважину на одной из жил трехжильного изолированного кабеля. К двум другим жилам кабеля подключены электроды *M* и *N*. Такую систему из трех электродов называют каротажным зондом или каротажной установкой. Через электрод *A* пропускают электрический ток, который проходит через породы и замыкается путем заземления электрода *B* на

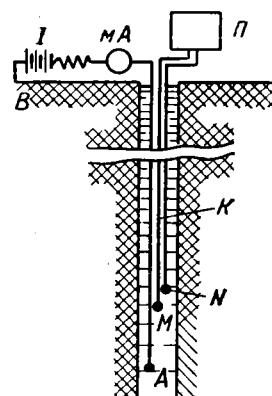


Рис. 3. Схема измерения кажущегося удельного сопротивления.

A, B — токовые электроды;
M, N — измерительные электроды;
П — измерительный прибор;
K — трехжильный кабель;
м.а — прибор для измерения силы тока в цепи.

поверхности. Прохождение тока через электроды *A* и *B*, которые называют питающими, или токовыми, создает разность потенциалов между измерительными электродами *M* и *N*. Жилы кабеля, к которым присоединены измерительные электроды, на поверхности подключают к прибору *P*, регистрирующему разность потенциалов.

Зная силу тока, можно определить удельное сопротивление среды по формуле

$$\rho = K \frac{\Delta U}{I} \text{ [ом м]}, \quad (I. 1)$$

где *K* — коэффициент зонда в *м*;

ΔU — разность потенциалов в *мв*;

I — сила тока в *ма*.

Формула (I. 1) действительна для однородной и изотропной среды неограниченной мощности. При каротаже всегда приходится иметь дело с неоднородной средой, т. е. с пластами пород различного удельного сопротивления, и глинистым раствором, заполняющим скважину. Однако формулу (I. 1), справедливую только для однородной среды, применяют и для среды неоднородной. Полученное при этом значение удельного сопротивления пород отличается от истинного, поэтому его называют кажущимся удельным сопротивлением (КС или ρ_к).

Кажущееся сопротивление зависит от удельного сопротивления и мощности пластов, против которых находится каротажный зонд, от диаметра скважины и удельного сопротивления глинистого раствора, заполняющего скважину, от проникновения глинистого раствора (его фильтрата) в пласт и расположения электродов зонда (типа зонда) и его размеров. Величины КС регистрируются вдоль ствола скважины автоматическими приборами, расположенными в каротажных станциях.

При электрическом каротаже одновременно с регистрацией КС записывается диаграмма самопроизвольной, или собственной, поляризации (ПС). При электрическом каротаже одновременно с регистрацией КС записывается диаграмма самопроизвольной, или собственной, поляризации (ПС).

Измерение параметра ПС является существенным дополнением при изучении геологического разреза скважины и сводится к замеру разности потенциалов между электродом *M*, который опущен в скважину, и электродом *N*, находящимся на поверхности. Точка записи измеряемой разности потенциалов относится к электроду *M* (рис. 4). Результаты измерений изображаются в виде кривой, показывающей относительное изменение величины естественного потенциала (в *мв*) по глубине скважины. Кривая ПС способствует выделению в разрезе проницаемых пород и значительно облегчает изучение геологического разреза скважины.

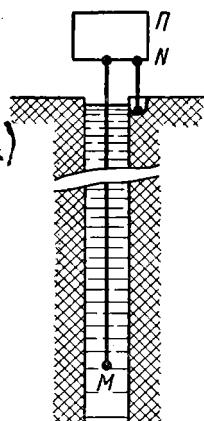


Рис. 4. Схема измерения ПС.

ПС

Измеренные величины, представленные в виде кривых кажущегося удельного сопротивления КС и естественной поляризации ПС, образуют электрокаротажную диаграмму.

При электрическом каротаже применяют зонды, различающиеся расстояниями между электродами и характером их взаимного расположения.

Зонды бывают двух основных типов: градиент-зонды и потенциал-зонды (рис. 5).

Градиент-зондами называют такие зонды, в которых расстояние между электродами M и N мало по сравнению с расстоянием AM . Обычно MN в 8–12 раз меньше AM .

Размером градиент-зонда называют величину AO , где O — середина расстояния между электродами M и N (точка записи). От величины AO зависит глубина исследования, которая тем больше, чем больше размер зонда.

Градиент-зонд, у которого сближенные электроды расположены внизу, называют последовательным, или подошвенным, градиент-зондом. При расположении сближенных электродов вверху зонд называется обращенным, или кровельным, градиент-зондом. Зонды со сближенными измерительными электродами называются градиент-зондами потому, что замер кажущихся сопротивлений в них сводится к измерению градиента потенциала электрического поля, т. е. падения потенциала на единицу длины.

Потенциал-зондами называют зонды, у которых расстояние AM мало по сравнению с расстоянием между электродами M и N . Обычно MN в 8–12 раз больше AM . Расстояние AM называется размером потенциал-зонда; замеренное кажущееся сопротивление относят к середине расстояния AM (точка записи). Положение точек записи для различных зондов выбрано таким образом, чтобы получить наиболее простые способы определения границ пластов по кривым КС.

При каротаже скважин широко пользуются взаимозаменяемостью токовых и измерительных электродов. Величины кажущихся удельных сопротивлений, измеряемые при помощи градиент-зондов и потенциал-зондов, не изменяются, если, не меняя расстояния между электродами, изменять их назначение, т. е. питающие электроды AB использовать в качестве измерительных, а измерительные электроды MN — в качестве питающих.

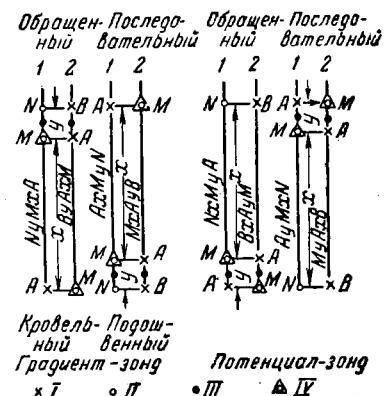


Рис. 5. Типы зондов.

I — однополюсный зонд (зонд прямого питания); 2 — двухполюсный зонд (зонд взаимного питания). I — токовый электрод (A, B); II — измерительный электрод (M, N); III — точка записи кажущегося сопротивления; IV — зондовый электрод для замера ПС (точка записи ПС).

Зонд с одним питающим и двумя измерительными электродами называется однополюсным, или зондом прямого питания, зонд с двумя питающими и одним измерительным электродами — двухполюсным, или зондом взаимного питания.

Для обозначения зонда записывают его электроды в порядке их расположения в скважине сверху вниз, проставляя между соответствующими им буквами расстояние в метрах. Например, М2,5А0,25В обозначает градиент-зонд двухполюсный, подошвенный, у которого верхний электрод является измерительным; на расстоянии 2,5 м ниже него расположен первый питающий электрод А и на расстоянии 0,25 м второй питающий электрод В. Часто используют, например, обращенный двухполюсный потенциал-зонд В2,5А0,25М.

БКЗ Помимо рассмотренных выше методов электрических измерений, применяют боковое каротажное зондирование (БКЗ), получившее широкое развитие при каротаже скважин на нефтяных и газовых месторождениях. БКЗ сводится к замеру кажущихся сопротивлений вдоль ствола скважины при помощи зондов различных размеров, обеспечивающих возможность определения величины истинного удельного сопротивления пласта и оценки глубины проникновения фильтрата бурового раствора в пласт.

БКЗ можно проводить как потенциал-зондами, так и градиент-зондами. Обычно БКЗ осуществляют градиент-зондами, данные которых поддаются более точной обработке. Чаще всего применяют следующие градиент-зонды: М0,25А0,1В; М0,5А0,1В; М1А0,25В; М2,5А0,25В; М4А0,5В; М8А0,5В.

Каротажные диаграммы, полученные разными зондами, используют для расчленения разреза на отдельные пласти и построения против каждого пласта в логарифмическом масштабе кривой зависимости кажущегося удельного сопротивления от длины зонда, т. е. кривой зондирования.

Интерпретацию кривых зондирования (БКЗ) проводят путем графического сравнения наблюдаемых кривых с теоретическими, полученными расчетным или экспериментальным путем.

Для более удобного графического сравнения указанных выше кривых теоретические кривые БКЗ собраны в группы, именуемые палетками, в зависимости от условий, при которых исследуется пласт (например, наличие или отсутствие зоны проникновения фильтрата, большая или малая мощность пласта).

Данные БКЗ позволяют получить более полное представление о геологическом характере пройденных пород, чем кривая сопротивления, полученная одним или двумя зондами. Кроме того, данные БКЗ позволяют более правильно оценить удельное сопротивление нефтенасыщенного пласта, которое можетискажаться в связи с проникновением глинистого раствора в пласт. В связи с этим БКЗ обычно применяют в разведочных скважинах и при вскрытии про-

дуктивной части разреза для уточнения характера вскрытых пластов и их нефтеносности.

Электрический каротаж оказывает огромную помощь при изучении геологического строения месторождения, литологии, коллекторских свойств и характера насыщения пластов и установлении границ вскрытия пластов. Необходимо, однако, иметь в виду, что построение геологического разреза скважины по одним каротажным данным в новом районе может привести к грубым ошибкам. Для надежной увязки данных каротажа с геологическим разрезом в разведочном районе следует предварительно хотя бы в одной из скважин тщательно изучить геологический разрез путем отбора керна и затем увязать полученные данные с детальными каротажными исследованиями.

При интерпретации электрокаротажных диаграмм важной задачей является определение границ отдельных пластов. Следует, однако, иметь в виду, что точность отбивки глубин залегания кровли и подошвы пласта зависит от типа и размера зонда, мощности пластов, их сопротивлений и последовательности залегания, а также от диаметра скважины и сопротивления бурового раствора.

Потенциал-зонд применяется для пластов высокого сопротивления и значительной мощности h ($h \geq 10 \text{ AM}$). Кровля и подошва пласта на кривой КС, полученной при помощи потенциал-зонда, определяются, как показано на рис. 6, а, по началу крутого подъема кривых КС в кровле и подошве пласта.

С приближением мощности пласта к размерам зонда ($h \leq 3 \text{ AM}$) точность отбивки глубин залегания границ пласта снижается. Точность отбивки границ пластов высокого сопротивления снижается также при уменьшении разности сопротивлений пласта и сопротивлений пород, его окружающих.

Если мощность пласта высокого сопротивления меньше размеров зонда ($h \leq AM$), то на кривой КС, полученной потенциал-зондом, такой пласт отмечается пониженным сопротивлением. В этом случае затрудняется определение геологической природы пласта и глубины залегания его границ (рис. 6, б).

Пласти низкого сопротивления отмечаются при помощи потенциал-зонда симметричным минимумом. Кровля и подошва пласта низкого сопротивления определяются точками *a* и *b* на кривой сопротивления, как это показано на рис. 7, а.

Градиент-зонд применяется для пластов высокого сопротивления, мощность которых превышает размеры градиент-зонда ($h > AO$). В этих условиях подошвенный градиент-зонд четко отмечает максимальным сопротивлением подошву, а кровельный — кровлю пласта.

Кровля пласта высокого сопротивления отмечается на кривой КС, полученной при помощи подошвенного зонда, минимумом сопротивлений. Таким же минимумом сопротивлений отмечается

подошва пласта высокого сопротивления на кривой, полученной при помощи кровельного градиент-зонда. При этом наиболее точные результаты получаются при отбивке границ пластов по максимальным сопротивлениям.

Когда мощность пласта меньше размеров зонда, пласт высокого сопротивления отмечается на диаграмме, замеренной градиент-зондом, симметричным максимумом.

Ниже пласта на диаграмме КС подошвенного зонда или выше пласта на диаграмме кровельного зонда отмечается ложный, или экраный, максимум.

Примеры определения границ пластов по диаграммам КС, зарегистрированным с градиент-зондами, показаны на рис. 8.

Положение кровли и подошвы пласта, а следовательно, и его мощность определяют по основному максимуму сопротивлений (см. рис. 8).

На диаграмме КС, зарегистрированной кровельным градиент-зондом, кровлю пласта низкого сопротивления отмечается на расстоянии AO ниже крутого спада кривой сопротивления и на $MN/2$ выше точки минимума, подошву пласта — на $MN/2$ выше точки максимума; в действительности расстоянием MN пренебрегают и кровлю пласта определяют по минимуму, а подошву по максимуму (см. рис. 7, б) на кривой сопротивления.

В тех случаях, когда требуется очень точная отбивка границ пластов высокого и низкого сопротивлений, целесооб-

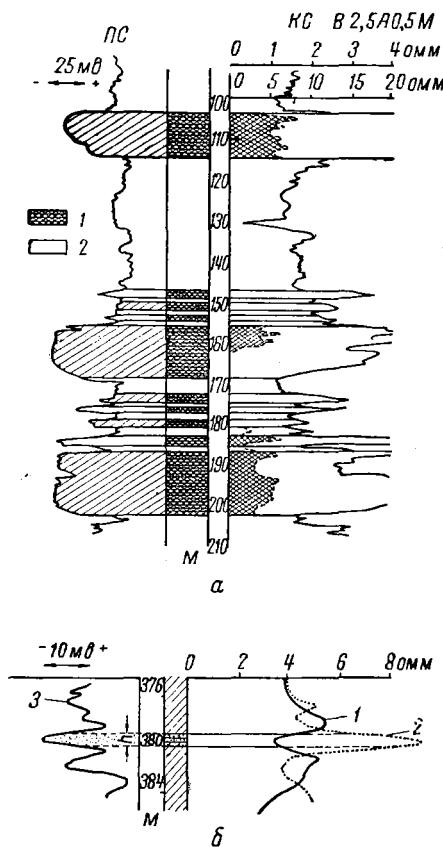


Рис. 6. Примеры определения положения кровли и подошвы пластов высокого сопротивления потенциал-зондами.

а — пласты мощностью $h = 14 \div 15$ м, потенциал-зонд $B2.5A0.5M$, сопротивление глинистого раствора в скважине $\rho_p = 3.2$ ом м, диаметр скважины $d_c = 9\frac{3}{4}$ " ; 1 — пласты высокого сопротивления; 2 — пласты низкого сопротивления.

б — пласт высокого сопротивления, $h = 1,1$ м, $\rho_p = 4,2$ ом м, $d_c = 11\frac{3}{4}$ "; 1 — кривая, зарегистрированная потенциал-зондом, $B8A1$, 5М; 2 — кривая, зарегистрированная потенциал-зондом $B8A0,5M$; 3 — кривая КС.

разно проводить замер кривой сопротивления как кровельным, так и подошвенным градиент-зондами.

Положение кровли и подошвы пласта по кривой ПС может быть определено с достаточной точностью только для пластов, мощность которых больше четырех диаметров скважины. В этих случаях кровля и подошва пласта определяются точками перегиба на диаграмме ПС (см. рис. 6, а).

Когда мощность исследуемого пласта меньше четырех диаметров скважины, его границы можно установить по данным ПС только приближенно (см. рис. 6, б).

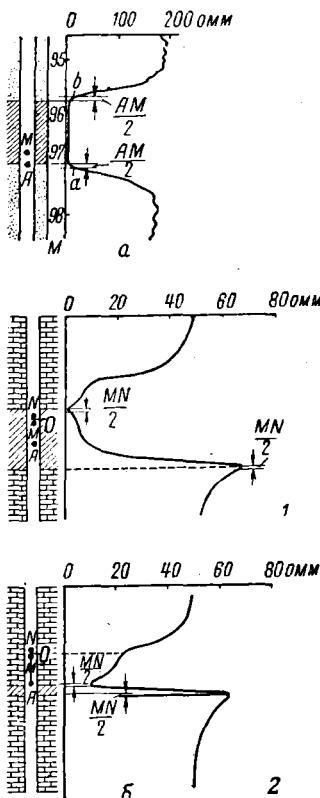


Рис. 7. Примеры определения положения кровли и подошвы пластов низкого сопротивления.
а — пласт мощностью $h = 1,1$ м, кривая КС зарегистрирована потенциал-зондом В3,4А0,2М; б — пласт, для которого кривая КС зарегистрирована градиент-зондом: 1—АО < h , 2—АО > h .

а — пласт мощностью $h = 1,1$ м, кривая КС зарегистрирована потенциал-зондом В3,4А0,2М; б — пласт, для которого кривая КС зарегистрирована градиент-зондом: 1—АО < h , 2—АО > h .

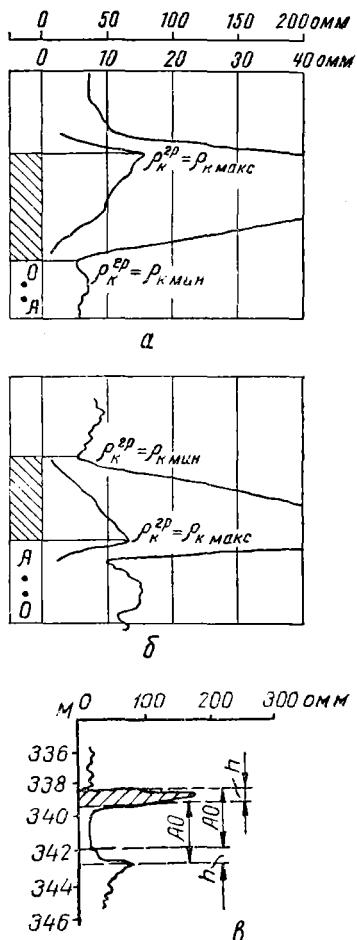
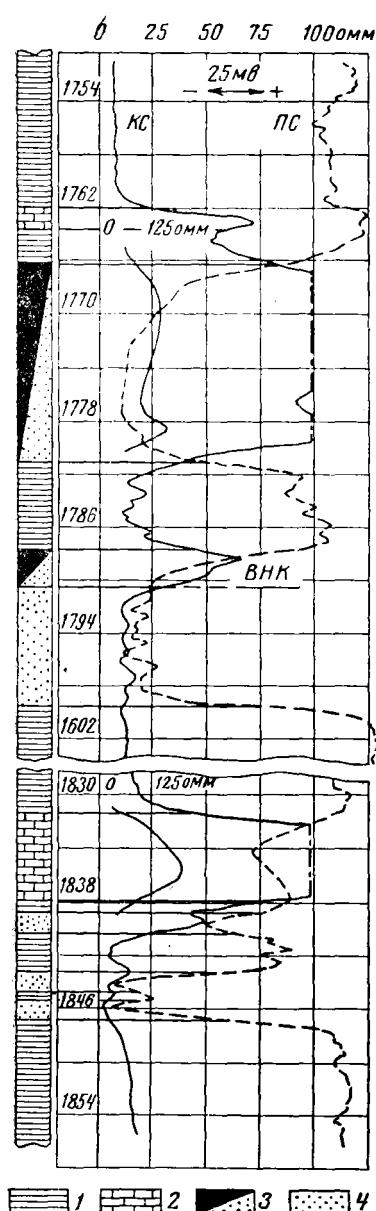


Рис. 8. Примеры определения границ пластов по диаграммам КС, зарегистрированным градиент-зондами.
а — кровельный, или обращенный, градиент-зонд В0,1АО,8М; АО < h ; б — подошвенный, или последовательный, градиент-зонд М0,8АО,1В, АО < h ; в — пласт малой мощности высокого сопротивления, для которого кривая зарегистрирована подошвенным градиент-зондом.

Обычно при определении мощности пласта по каротажной диаграмме пользуются кривыми КС и ПС. При этом предпочитают кривую, которая дает возможность получить более точные данные.



В некоторых случаях глубины залегания пластов и их мощности устанавливают по средним значениям минимумов или максимумов кривых ПС и КС.

По каротажной диаграмме определяют видимую мощность пластов.

Разделение пород на плотные и проницаемые по данным каротажа наиболее просто осуществляется для эксплуатационных скважин, когда электрокаротажный разрез достаточно хорошо привязан к геологическому. При отсутствии такой привязки однозначное решение задачи затрудняется.

Пример использования диаграммы стандартного каротажа для расчленения разреза скважины и выделения продуктивных горизонтов по одной из скважин Серафимовского месторождения приведен на рис. 9.

При разделении пород на проницаемые и непроницаемые по кривой ПС следует различать два следующих случая:

1) буровой раствор менее минерализован, чем пластовые воды;

2) буровой раствор более минерализован, чем пластовые воды.

В первом случае в песчано-глинистом разрезе проницаемые породы (пески, песчаники) четко отмечаются отрицательной аномалией на

Рис. 9. Пример использования диаграммы стандартного каротажа для построения разреза скважины и выделения продуктивных горизонтов. Серафимовское месторождение. Зонд B7,5A0,75M; $d_c = 11\frac{3}{4}$; $\rho_p = 3,8 \text{ ом м}$.

1 — глина; 2 — известняк; 3 — песчаник нефтеносный; 4 — песчаник водоносный; ВНК — водо-нефтяной контакт (по М. Г. Латышевой).

кривой ПС, а непроницаемые (глины) — положительной. Во втором случае проницаемые пласти выделяются большими положительными аномалиями на диаграммах ПС по сравнению со значениями ПС против глин.

На рис. 10 дан пример сопоставления кривых ПС, полученных в скважинах, заполненных глинистым раствором различной минерализации. Когда минерализация глинистого раствора превышает минерализацию пластовых вод, происходит смена знака ПС и, следовательно, породы, которые при пресном растворе отмечались положительными аномалиями ПС, отмечаются отрицательными аномалиями, и наоборот.

По мере сближения минерализаций глинистого раствора и пластовых вод амплитуды аномалий на кривой ПС уменьшаются и кривая ПС сглаживается.

В карбонатных породах не наблюдается тесной связи между проницаемостью и характером аномалий ПС. Между тем отмечено, что в большинстве случаев положительные аномалии ПС при наличии в скважине пресного глинистого раствора возникают против карбонатных пород, содержащих глинистый материал или в той или иной степени окрёмненных.

Содержание в известняках прослоев доломита и песка, а также доломитизированность известняка, песчанистость, кавернозность и трещиноватость отмечаются чаще всего на кривой ПС отрицательной аномалией. Отрицательные аномалии ПС в этом случае могут быть также отмечены и против чистых разностей известняков, не содержащих глинистого материала.

Проницаемые пласти, в которые проникает пресный буровой раствор, часто выделяются при сравнении кривых сопротивлений, замеренных зондами малых и больших размеров. На кривой сопротивления, полученной зондом малого размера, проницаемые пласти водоносных песчаников отмечаются повышенными сопротивлениями по сравнению с кривой сопротивления, полученной зондом большого размера. Проницаемые пласти часто выявляют путем сопоставления диаграмм, замеренных стандартными зондами, например малым потенциал-зондом В2,5А0,5М и большим градиент-зондом М2,5А0,5В. Однако наиболее надежные результаты обеспечивают данные БКЗ.

При проникновении в пласт сильно минерализованного раствора (понижающее проникновение) проницаемые горизонты по кривым КС, полученным зондами различной длины, выделять трудно.

Исходным материалом для изучения геолого-каротажной характеристики месторождения или района служат геолого-каротажные разрезы скважин.

Первым этапом в обработке геолого-каротажных разрезов является построение корреляционных каротажных схем.

Корреляции каротажных диаграмм предшествует обработка каждого геолого-каротажного разреза в отдельности. При этом сопоста-

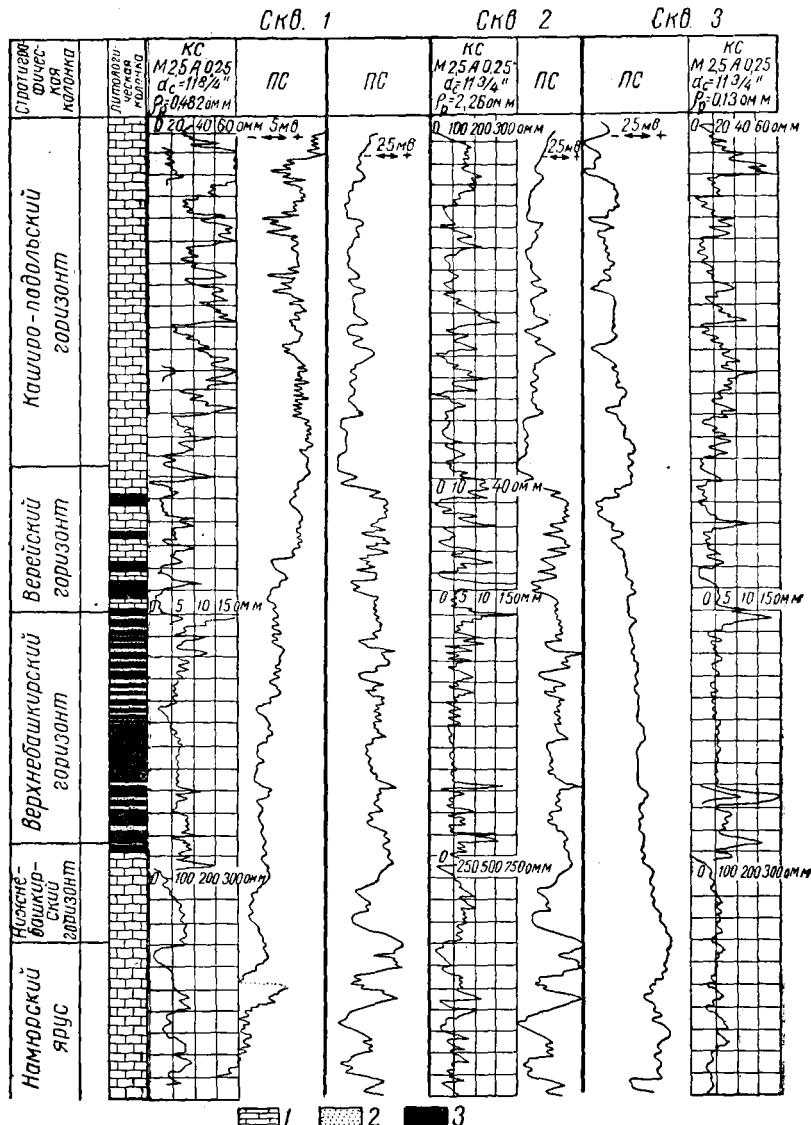


Рис. 10. Сопоставление каротажных диаграмм скважин, заполненных буровым раствором различной минерализации.

1 — карбонатные породы; 2 — песок; 3 — глина.

вляют каротажный разрез с геологической колонкой с целью проверки достоверности как каротажных, так и геологических данных. В тех случаях, когда надежность каротажной диаграммы вызывает сомнение (наличие утечки, ошибки в глубинах и др.), пользоваться ею при построениях не рекомендуется.

Геолого-каротажные разрезы сопоставляют один с другим по геологической границе, которая четко выделяется на геолого-каротажной диаграмме. При сопоставлении отмечают наиболее характерные участки каротажной диаграммы, соответствующие интервалам разреза, которые можно легко обнаружить во всех или в большинстве скважин. Такие участки на каротажной диаграмме и соответствующие им интервалы разреза принято называть электрокаротажными реперами.

Границы одноименных реперов, выделенных на каротажных диаграммах, соединяют от скважины к скважине прямыми линиями. Для наглядности выделенные реперы покрывают различной штриховкой.

Радиоактивные методы каротажа

В настоящее время широкое распространение получили два метода радиоактивного каротажа: гамма-каротаж (ГК) и нейтронный гамма-каротаж (НГК). При гамма-каротаже измеряют относительную естественную радиоактивность пород, пересеченных скважиной, а при нейтронном гамма-каротаже определяют интенсивность вторичного гамма-излучения, вызванного действием нейtronов на породу.

Кроме того, в СССР разрабатываются новые модификации радиоактивного исследования скважин, к которым относятся нейтронный каротаж, гамма-гамма-каротаж (изучение рассеянного γ -излучения), метод радиоактивных изотопов, метод наведенной активности, гамма-спектроскопия и т. д.

Радиоактивностью называют самопроизвольный или искусственно вызванный распад атомных ядер химических элементов, сопровождающийся радиоактивным излучением.

Радиоактивные элементы испускают альфа-, бета- и гамма-лучи (α -, β - и γ -лучи).

При радиоактивном каротаже наблюдают только γ -излучение, поскольку этот вид лучей обладает достаточной проникающей способностью и может быть зарегистрирован в буровых скважинах.

Два других вида излучений поглощаются корпусом прибора, обсадной колонной и слоем бурого раствора между прибором и стенкой скважины.

Определение изменения интенсивности естественного γ -излучения пород вдоль ствола скважины называют гамма-каротажем.

Все вещества, встречающиеся в природе, в том числе и горные породы, содержат некоторое количество радиоактивных элементов.

Однако концентрация этих элементов чрезвычайно мала. Тем не менее приборы, используемые при гамма-каротаже, позволяют определять радиоактивность горных пород и разделять породы по степени содержания в них радиоактивных элементов.

Относительное изменение интенсивности радиоактивного излучения пород в скважине измеряют при помощи индикатора γ -излучения в глубинном приборе.

Полученная в результате замера кривая, характеризующая интенсивность γ -излучения пластов вдоль ствола скважины, называется гамма-каротажной кривой.

По величине естественной радиоактивности осадочные горные породы можно разделить на следующие группы:

1) породы очень высокой радиоактивности (бентонит, вулканический пепел);

2) породы высокой радиоактивности (глубоководные тонкодисперсные глины, калийные соли);

3) породы средней радиоактивности (мелководные континентальные глины, мергели, известняковые и песчанистые глины);

4) породы низкой радиоактивности (пески, песчаники, известняки, доломиты);

5) породы очень низкой радиоактивности (гипсы, каменная соль, ископаемые угли, ангидрит).

Из данных ГК следует, что увеличение содержания глинистых или илистых частиц в осадочной породе приводит к увеличению ее радиоактивности. Отмечена также зависимость между радиоактивностью горной породы и ее цветом; чем темнее порода, тем выше ее радиоактивность; это не относится к породам, темный цвет которых обусловлен содержанием в них нефти.

Для разрезов, слагающих нефтеносные районы, на кривой ГК глины обычно отмечаются максимумами, а пески, песчаники, известняки и доломиты — минимумами. Однако в некоторых случаях могут встретиться известняки, доломиты, песчаники и пески с повышенной, а иногда и очень большой радиоактивностью, связанной с обогащением породы радиоактивными минералами. В отдельных случаях в широких пределах изменяется также радиоактивность глин.

Нейтронный гамма-каротаж основан на измерении вторичного γ -излучения, возникающего в горных породах в результате взаимодействия нейтронов, испускаемых источником, с ядрами элементов пород.

Для проведения нейтронного гамма-каротажа в скважину опускают снаряд, аналогичный снаряду для гамма-каротажа, но снабжают его источником нейтронов. Источником нейтронов служит смесь соли радия или полония и бериллия. α -лучи, испускаемые радиоактивной солью, проникают в ядра бериллия и выбивают из них нейтроны. Быстрые нейтроны, излучаемые источником со ско-

ростью 10—15 тыс. $\text{км}/\text{сек}$ с энергией около 10 Мэв , проникают через стальную обсадную колонну и цементное кольцо и попадают в породу. В результате повторяющихся столкновений нейтронов с ядрами элементов, составляющих породу, нейтроны теряют свою энергию, становятся медленными (тепловыми) — энергия около 0,025 эв и скорость около 2400 $\text{м}/\text{сек}$. Замедление нейтронов происходит вследствие передачи ядру части кинетической энергии, присущей нейtronам. Взаимодействие медленных нейтронов с элементами породы сводится к двум процессам: рассеиванию нейтронов и их захвату.

В горных породах замедление нейтронов происходит главным образом вследствие их соударений с ядрами водорода. Столкновение с ядрами других элементов вызывает в основном рассеивание нейтронов.

Медленный нейtron движется до тех пор, пока в результате одного из столкновений с ядром породы он не будет им захвачен. При нейтронном гамма-каротаже регистрируется интенсивность γ -излучения, возникающего в породах при захвате замедленных нейтронов ядрами элементов. Наибольшее значение имеют реакции захвата нейтронов ядрами водорода и хлора.

При захвате медленных нейтронов ядрами водорода образуются ядра дейтерия с выделением γ -кванта с энергией 2,2 Мэв .

При захвате медленных нейтронов атомами хлора выделяется целый спектр γ -лучей с энергией 4—7 Мэв . В горных породах, содержащих в большом количестве водород или хлор, основное влияние на нейтроны оказывают эти элементы, так как водород является аномально сильным замедлителем, а ядрам хлора присуща большая способность захвата медленных нейтронов.

Осадочные породы можно подразделить по нейтронным свойствам на две группы: на породы, содержащие водород, и на породы, не содержащие водорода.

К первой группе относятся: глины водонасыщенные, имеющие большую пористость и содержащие значительное количество минералов с химически связанный водой (водные алюмосиликаты); гипсы ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), имеющие малую пористость, но содержащие связанный воду; некоторые очень пористые и проницаемые песчаники и карбонатные породы, насыщенные в естественных условиях жидкостью. При больших расстояниях от источника до индикатора γ -излучения (размер зонда $l \geq 40 \div 45 \text{ см}$) на диаграммах нейтронного гамма-каротажа эти породы отмечаются минимумами.

Ко второй группе относятся малоопористые крепкие породы (плотные известняки и доломиты), скементированные песчаники и алевролиты, а также гидрохимические породы (ангибиты и каменная соль). При больших зондах на диаграммах НГК эти породы отмечаются максимумами. Другие осадочные образования — пески, песчаники, пористые карбонатные породы — отмечаются промежу-

точными показаниями по кривой НГК в зависимости от их глинистости и содержания водорода (насыщенности водой или нефтью).

Разрезы скважин при нейтронном гамма-каротаже исследуют чаще всего стандартными зондами длиной 0,6—0,8 м (большие зонды). При этом увеличение пористости пород, насыщенных водой или нефтью, а также увеличение в породе количества минералов, содержащих связанную воду, как уже было указано, приводят к уменьшению показаний кривой НГК.

Радиоактивные методы каротажа с каждым годом все шире внедряются в практику нефтепромысловой геофизики. Накопленный фактический материал указывает на возможность решения при помощи радиоактивного каротажа ряда геологического-промышленных задач.

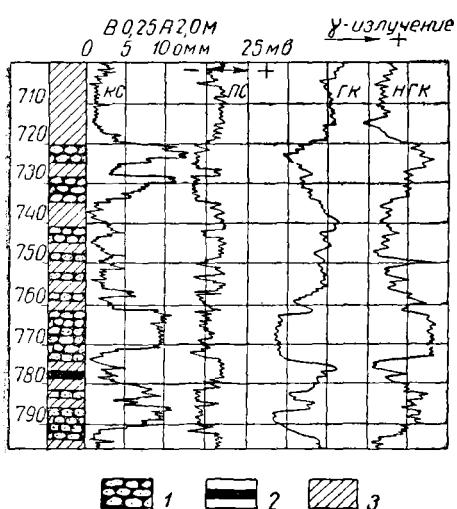


Рис. 11. Сопоставление кривых радиоактивного и электрического каротажа.

1 — песчаник; 2 — мергель; 3 — глина.

тепосных и водоносных пластов, не содержащих глинистого материала, а также для установления водо-нефтяного контакта и контакта газ — нефть или газ — вода.

По данным НГК можно установить границу водо-нефтяного контакта в однородных пластах, содержащих высокоминерализованную пластовую воду и нефть. Это связано с тем, что в водоносной части пласта содержится большее количество хлора, чем в нефтеносной. Между тем хлор вызывает повышение интенсивности вторичного γ -излучения и обогащение спектра γ -излучений высокозергетическими компонентами. В результате показания НГК против водоносной части пласта завышаются по сравнению с нефтеносной частью на 15—20%. В случае заполнения пласта слабоминерализо-

в комплексе с КС и ПС (рис. 11) можно расчленить геологический разрез и определить литологические свойства пород и границы пористых участков, содержащих воду, нефть или газ, выделить в разрезе глинистые пласти, составить корреляционные схемы и сделать структурные построения.

Результаты последних исследований указывают также на возможность использования данных радиоактивного каротажа для количественной оценки пористости неф-

ванной водой разделение нефтеносной и водоносной частей пласта по НГК затруднено.

Более благоприятные результаты можно получить при этом методом наведенной активности по натрию.

Этот метод, разработанный в бывшем Институте нефти АН СССР, основан на том, что индикаторный элемент натрий содержится в значительных концентрациях в водоносных пластах и малых концентрациях в нефтеносных.

При облучении разреза мощным источником нейтронов натрий приобретает искусственную радиоактивность. Имея характерные ядерные свойства (период полураспада, интенсивность γ -излучения и сечение захвата), натрий выгодно отличается от других активированных при облучении элементов, входящих в состав водоносного и нефтеносного пластов, цемента и колонны. При измерениях наведенной активности водоносная часть пласта с повышенным содержанием натрия отметится максимальными показаниями.

По кривым НГК можно установить также контакт газ — нефть или газ — вода в однопородных проницаемых пластах по более высоким показаниям против газоносной части пласта.

Газоносные пласти по сравнению с водоносными и нефтеносными содержат меньше водорода вследствие относительно малой плотности газов. Поэтому показания НГК против газоносных пластов оказываются завышенными по сравнению с показаниями против водоносных и нефтеносных пластов.

Если поры пород заполнены жидкостью (нефтью или водой), то можно оценить по данным НГК пористость этих пород.

При помощи радиоактивного каротажа, главным образом гамма-каротажа, можно в ряде случаев приблизенно оценить глинистость, а следовательно, и характер проницаемости встречаемых в разрезе коллекторов.

Применение радиоактивного каротажа особенно целесообразно, когда данные электрического каротажа неблагоприятны для изучения геологического разреза, например, когда скважина заполнена сильно минерализованным глинистым раствором, в карбонатных разрезах, в обсаженных скважинах, документация которых недостаточно полная.

Наиболее полные геологические сведения могут быть получены при совместном изучении данных радиоактивного и электрического каротажа.

Радиоактивные методы исследования разрезов скважин имеют ряд существенных преимуществ перед широко применяемыми в промышленности электрометрическими методами. Основным их преимуществом является возможность исследования скважин, обсаженных колонной, либо заполненных нефтью, либо сухих.

Специальные геофизические исследования

Рассмотренный выше комплекс геофизических исследований далеко не исчерпывает всего объема промыслового-геофизических работ, выполняемых в скважинах с целью изучения разреза.

В настоящее время широко проводятся специальные электрометрические исследования при помощи микрозондов, разрабатывается метод бокового каротажа, в ряде случаев используются термические методы, метод вызванных потенциалов (ВП), магнитный каротаж и т. д.

Эти работы производят чаще всего для детального изучения таких разрезов, для которых обычный каротаж не дает желаемых результатов.

М и к р о з о н д — специальный каротажный зонд малой длины. Во время замера он прижимается пружинами к стенке скважины, чем достигается уменьшение влияния глинистого раствора на результат измерений.

Кривые КС, записанные при помощи микрозонда, позволяют детально расчленить разрез и выделить в нем тонкие прослои, которые не отмечаются на обычных диаграммах.

По двум кривым, одновременно замеренным микроизотенциал-зондом и микроградиент-зондом, можно определить в разрезе местоположение плотных и проницаемых пластов, уточнить их литологию, получить приближенные сведения об удельном сопротивлении зоны проникновения фильтрата бурового раствора в пласт и оценить пористость пласта.

Б о к о в о й к а р о т а ж является одной из разновидностей электрического каротажа по методу сопротивлений. Благодаря специальному размещению электродов влияние ограниченной мощности пласта и скважины при боковом каротаже сведено к минимуму. Это дает возможность регистрировать диаграмму, позволяющую выделять в разрезе очень тонкие прослои и оценивать их сопротивление.

Боковой каротаж дает хорошие результаты при сильно минерализованных глинистых растворах и тонкослоистых разрезах, когда результаты обычного каротажа по методу сопротивлений сильно искажаются влиянием скважины.

И н д у к ц и о н н ы й к а р о т а ж не требует прямого контакта электродов с породами и применяется для исследования скважин, не обсаженных колонной, заполненных непроводящим глинистым раствором (на нефтяной основе), или сухих.

Индукционный каротаж может быть также применен для изучения удельного сопротивления пластов, пересеченных скважиной, заполненной глинистым раствором, приготовленным на воде.

В ы з в а н ы е п о т е н ц и а л ы (ВП) возникают в скважине в момент размыкания тока в питающей цепи *AB* при проведе-

ния электрического каротажа. Интенсивность этих потенциалов различна против разных пластов.

Установлено, что горные породы и минералы обладают неодинаковой способностью к возбуждению в них искусственно вызванных потенциалов. В частности, отмечена зависимость интенсивности вызванных потенциалов от удельной поверхности породы (дисперсности, сцепментированности). Наименьшие величины вызванных потенциалов, приближающиеся к нулю, наблюдаются против грубо-зернистых песков, а наибольшие — против тонкозернистых алевролитовых образований и крепких сцепментированных песчаников. Однако дальнейшее уменьшение зернистости песчано-глинистых образований и переход их в глинистые породы вызывают новое уменьшение вызванных потенциалов, достигающих в глинах нулевого значения.

Сравнение диаграмм ВП и ПС дает возможность выделить в разрезе породы большей или меньшей проницаемости.

Термокаротаж осуществляют: 1) по методу естественного теплового поля, 2) по методу искусственного теплового поля и 3) по методу эффекта охлаждения.

Естественное тепловое поле изучают главным образом для определения геотермического градиента (ступени) в скважине. Геотермический градиент определяют в условиях установившегося теплового режима в скважине, для чего используют простаивающие (законсервированные) скважины.

Искусственное тепловое поле может быть создано в скважине при заполнении ее глинистым раствором, температура которого отличается от температуры окружающих пород, а также при экзотермической реакции схватывания цемента. В связи с тем, что разные горные породы имеют разную теплопроводность, по полученным температурным кривым можно выделить пласты с большей или меньшей теплопроводностью и судить, таким образом, о литологии пород, слагающих разрез.

Эффект охлаждения возникает в связи с выделением газа из пласта при вскрытии и разработке нефтяных и газовых залежей и понижением температуры против этого пласта.

Магнитный каротаж производят для изучения магнитных свойств пород, пересеченных скважиной. Его данные используют с целью сопоставления разрезов скважин и уточнения литологопетрографической характеристики пластов.

Определение угла и азимута падения пластов в скважине имеет важное значение при изучении геологического строения района. Приборы, применяемые для замера падения пластов, называются наклонометрами. В Советском Союзе разработан пластовый наклонометр НП-1 с электродной установкой. Наклонометр опускают в скважину на трехжильном кабеле, что позволяет регистрировать одновременно в трех точках пересечение пласта

со стволов скважины и три кривые ПС или кривые КС. Данные диаграммы являются исходными для определения азимута и угла наклона пласта в скважине.

Наклономер НП-1 обеспечивает достаточно точное определение элементов залегания пласта при пересечении его скважиной под углом не менее 10° . При меньших углах возможны существенные погрешности и практически удаётся определить лишь направление падения пластов.

Геологическая интерпретация данных каротажа

Процесс интерпретации данных каротажа условно подразделяют на два этапа: геофизический и геологический.

Под геофизической интерпретацией понимают определение физических свойств пласта по данным геофизических замеров (истинных удельных сопротивлений пластов по БКЗ, амплитуды аномалий естественных потенциалов по ПС, естественной радиоактивности по ГК, интенсивности вторичного γ -излучения по НГК и т. д.).

Геофизическая интерпретация выполняется главным образом специалистами-геофизиками и описана в специальных руководствах.

Под геологической интерпретацией понимают определение геологических свойств пласта (литологии, коллекторских свойств, глинистости, нефте-, газо- и водонасыщенности и др.), устанавливаемых по результатам геофизической интерпретации, геологических и лабораторных исследований.

Комплекс геологической интерпретации геофизических данных включает также изучение разрезов скважин (расчленение разреза и определение последовательности залегания пластов), геологии отдельных районов и региона в целом (построение внутрирайонных и межрайонных корреляционных схем и т. д.).

Геологическая интерпретация, охватывающая по сравнению с геофизической более широкий круг вопросов, осуществляется геофизиками и геологами-нефтяниками.

Рассмотрим следующие основные задачи геологической интерпретации промыслового-геофизических данных.

Изучение геолого-геофизического разреза скважин

Разрез скважины, построенный по геологическим данным, бывает недостаточно точным из-за плохого выноса кернов, неточности привязки керна к глубинам и т. д. В ряде случаев бурение ведется без отбора керна и геологический разрез приходится строить путем сопоставления каротажных диаграмм данной скважины с диаграммами соседних, более полно изученных скважин или со средненормальным геолого-геофизическим разрезом района. Это дает возможность установить границы и порядок залегания пластов, а при

использовании дополнительных геологических данных соседних скважин получить достаточно подробную литологическую характеристику пластов.

Таким же образом восполняется пробел, вызванный недостаточным отбором керна, и восстанавливается последовательность залегания пород в интервалах разреза, не освещенных керном.

Каротажные диаграммы позволяют с достаточной точностью (с учетом разрезов и применяемых геофизических установок) определять границы и мощности отдельных прослоев, пластов и целых пачек пластов.

Геолого-геофизический разрез служит исходным материалом для унификации стратиграфических разрезов в пределах региона на основании комплексного анализа геолого-геофизических данных.

Унификация стратиграфических разрезов выполняется по следующему плану:

1) разработка районных или локальных геолого-геофизических разрезов применительно к отдельным нефтяным районам или разведочным площадям путем построения внутрирайонных корреляционных схем;

2) обобщение локальных геолого-геофизических разрезов путем построения межрайонных корреляционных схем;

3) построение региональных стратиграфических разрезов применительно к крупным геологическим регионам, связанным общностью истории геологического развития; исходными материалами при этом служат обобщенные локальные и межрайонные стратиграфические разрезы.

Степень детальности расчленения разреза снижается по мере распространения той или иной стратиграфической схемы на большие территории.

Расчленение геологического разреза скважин и определение литологических свойств пород

На основании изучения каротажных диаграмм, полученных различными методами, можно расчленить разрез скважины и оценить литологические свойства пород. Результаты окажутся более достоверными, если хотя бы для одной из скважин на изучаемой площади предварительно сопоставить каротажные диаграммы с литологической колонкой для более правильной интерпретации геофизических данных. Методика изучения разреза изменяется в зависимости от типа разреза.

Изучение литологии, коллекторских свойств и насыщенности пород жидкостью и газом по промысловогеофизическим данным целесообразно вести раздельно для терригенных, карбонатных, гидрохимических и других комплексов пород.

Т е р р и г е н н ы е п о р о д ы. Достаточно полное представление о терригенных породах (песках, песчаниках, глинах, алевролитах и т. п.) могут дать промыслово-геофизические исследования.

Глины. На основании промыслово-геофизических данных пласти глин легко выделить в разрезе. На кривой ПС глина обычно отмечается положительной аномалией¹, величина которой зависит от соотношения минерализации глинистого раствора и пластовой воды, от дисперсности глин и т. п.

В песчаных глинах происходит смещение кривой ПС в сторону отрицательных значений и амплитуда аномалий уменьшается. Величины аномалий зависят также от характера пород, окружающих глинистый пласт. Наибольшая величина аномалии ПС получается при залегании глин среди проницаемых пород, в частности песков.

На кривой КС глины отмечаются низкими сопротивлениями, колеблющимися в пределах 1—10 о.м. м.

Глинистые сланцы отличаются от глин некоторым увеличением сопротивления. Отличить по каротажным диаграммам глины от глинистых сланцев трудно.

На кривой ГК пласти глин отмечаются повышенными величинами естественной радиоактивности. Наибольшие показания получаются против битуминозных тонкодисперсных глин, содержащих органический углерод.

На кривой НГК² глины отмечаются пониженными значениями вторичного γ -излучения ввиду большого содержания в них связанной и кристаллизационной воды.

На кавернограмме против глин отмечается увеличение диаметра скважины.

Пески. На диаграмме ПС пески отмечаются чаще всего отрицательной аномалией. Величина аномалии зависит главным образом от соотношения минерализации глинистого раствора и пластовых вод, а также свойств вмещающих пород.

Сопротивление песков определяется сопротивлением жидкости, заполняющей поры, коэффициентом пористости, равномерностью распределения пор в породе и температурой пласта. Пески, насыщенные нефтью, газом и пресной водой, характеризуются повышенным сопротивлением, а насыщенные минерализованной водой — низким сопротивлением.

По кривым КС и ПС песчано-глинистый разрез легко расчленить на пески и глины.

В процессе бурения в нефтеносные, газоносные и водоносные песчаные пласти проникает фильтрат бурового раствора. В двух

¹ Здесь и далее имеется в виду, что минерализация глинистого раствора в скважине меньше минерализации пластовых вод.

² Здесь и далее имеются в виду зонды НГК больших размеров ($l > 40 \div 45$ см).

первых случаях это вызывает чаще всего снижение сопротивления пласта (понижающее проникновение). Проникновение фильтрата слабоминерализованного раствора в пласт, заполненный высокоминерализованной водой, повышает сопротивление пласта (повышающее проникновение). При этом песчаный пласт низкого сопротивления может отметить на кривой КС повышенными сопротивлениями.

Для получения объективных данных о характере насыщения песчаных пластов и установления истинных удельных сопротивлений необходимо провести БКЗ или микрозондирование. Повышающее проникновение способствует выделению песчаных пластов среди глинистых.

Наличие высокоминерализованного глинистого раствора в скважине затрудняет изучение разреза по кривым КС и ПС. Кривые КС и главным образом кривые ПС в этом случае становятся слабодифференцированными (сглаженными), знак кривой ПС изменяется на противоположный (обратная ПС).

Нефтегазонасыщенность пласта оценивают путем определения коэффициента увеличения сопротивления Q по формуле

$$Q = \frac{Q_{\text{нг}}}{Q_{\text{вп}}} , \quad (\text{I. 2})$$

где $Q_{\text{нг}}$ — удельное сопротивление нефтегазонасыщенной породы; $Q_{\text{вп}}$ — удельное сопротивление породы, поры которой полностью насыщены водой.

Если коэффициент увеличения сопротивления равен нескольким единицам, то это указывает на нефтегазонасыщенность пласта; увеличение данного коэффициента свидетельствует о большей нефтегазонасыщенности. По специальным графикам зависимости Q от нефтегазонасыщенности находят коэффициент нефтегазонасыщенности для конкретных пластов. Величину $Q_{\text{нг}}$ определяют по данным БКЗ нефтегазонасыщенной части пласта, величину $Q_{\text{вп}}$ — по данным БКЗ в скважинах, пробуренных за контуром нефтеносности (если пласт литологически однороден и насыщен водой одинаковой минерализации).

Удельное сопротивление неоднородных пластов, в частности песчаного пласта Q_p , можно определить по пористости и минерализации пластовой воды, пользуясь специальными графиками зависимости относительного сопротивления P от пористости:

$$P = \frac{Q_p}{Q_w} , \quad (\text{I. 3})$$

где Q_w — удельное сопротивление воды, заполняющей поры породы (определяется по данным анализов вод или кривой ПС).

Графиком зависимости P от пористости пользуются в практической работе для определения пористости песчаных пластов по относительному сопротивлению P .

На диаграмме гамма-каротажа пески чаще всего отмечаются малыми величинами естественной гамма-активности.

На диаграмме нейтронного гамма-каротажа пески, насыщенные нефтью или слабоминерализованной водой, по сравнению с крепкими породами отмечаются пониженной интенсивностью вторичного γ -излучения.

На кавернограмме против проницаемых песчаных пластов наблюдается уменьшение диаметра скважины вследствие образования глинистой корки.

Сильно сцепленные песчаники. На кривой ПС песчаники, как и пески, отмечаются отрицательной аномалией.

На кривых сопротивления против песчаников могут наблюдаться различные величины сопротивлений — от десятков до сотен тысяч омметров. Большие величины сопротивлений отмечаются против крепких, хорошо сцепленных песчаников и меньшие — против слабосцепленных рыхлых. Присутствие глинистого материала или заполнение пор высокоминерализованной водой снижает сопротивление песчаников, а насыщение нефтью, газом или пресной водой увеличивает его. По кривой сопротивления трудно определить, чем насыщены плотные песчаники — нефтью или водой. В некоторых случаях нефтегазоносные песчаники можно отличить от водоносных и крепких сцепленных по данным БКЗ вследствие проникновения в них фильтрата глинистого раствора.

На кривой ГК песчаники, как и пески, отмечаются пониженными величинами естественной радиоактивности. На диаграмме НГК плотные песчаники характеризуются достаточно четко повышенными величинами вторичных γ -излучений.

Наибольшие величины вторичных γ -излучений получаются против крепких, хорошо сцепленных, малопористых песчаников. Возрастание пористости и насыщения нефтью или слабоминерализованной водой снижает интенсивность вторичных γ -излучений.

Против песчаников на кавернограмме наблюдается слабое изменение диаметра скважины по сравнению с его номинальной величиной.

Карбонатные породы. Карбонатные породы (известняки и доломиты) на диаграмме ПС могут быть выражены как положительными, так и отрицательными аномалиями. Знаки и амплитуды аномалий ПС зависят от содержания в породе пелитового (глинистого) материала. Карбонатные породы, содержащие пелитовый материал, отмечаются положительными аномалиями. Чем больше содержание пелитового материала, тем более четко выражена аномалия ПС. Чистым разностям известняков соответствуют отрицательные аномалии ПС.

На кривой КС карбонатные породы отмечаются высокими сопротивлениями. Наибольшие сопротивления наблюдаются против плотных, крепких, окремнелых карбонатных пород. Содержание глинистого материала снижает сопротивление пластов. Пористые кавернозные и трещиноватые карбонатные породы во всех случаях имеют меньшее сопротивление по сравнению с плотными крепкими породами.

Сопротивление пластов, поры и трещины которых насыщены нефтью, газом или пресной водой, выше сопротивления тех же пластов, насыщенных минерализованной водой.

В проницаемые карбонатные породы, как и в песчаные, проникает раствор. Проникновение фильтрата пресного раствора ведет к повышению сопротивления водоносных и в большинстве случаев нефтеносных и газоносных пластов. Определение по данным БКЗ (или микрозондирования) проникновения раствора и истинного удельного сопротивления пласта иногда способствует оценке нефтегазонасыщенности.

Малопористые, скементированные карбонатные породы, являющиеся коллекторами, чаще всего имеют большие сопротивления по сравнению с нефтегазонасыщенными, трещиноватыми, пористыми карбонатными породами. Поэтому определение коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности карбонатных коллекторов по данным электрического каротажа является пока еще не разрешенной задачей.

По кривой ГК карбонатные породы отмечаются низкими значениями естественного γ -излучения. Карбонатные породы, содержащие глинистый материал (глинистые известняки и доломиты, мергели), отмечаются повышенной естественной радиоактивностью.

Особо ценные данные о последовательности залегания, коллекторских свойствах и характере нефтегазонасыщенности карбонатных пород можно получить при помощи НГК. Кривая НГК против карбонатных пород получается дифференцированной и по своей форме напоминает кривую сопротивления. Наибольшая интенсивность вторичного γ -излучения наблюдается против плотных и крепких пород. Против глинистых, пористых, кавернозных и трещиноватых разновидностей карбонатных пород, насыщенных нефтью или слабоминерализованной водой, интенсивность вторичного γ -излучения снижается. Газоносный пласт, содержащий по сравнению с нефтеносным и водоносным меньшее количество водорода, отмечается при отсутствии проникновения в него раствора (как и малопористый пласт) повышением вторичного излучения¹. По данным НГК можно приближенно определить пористость карбонатных по-

¹ Если пласт содержит высокоминерализованную воду, то проведение границы газ — вода затруднено из-за влияния хлора, повышающего интенсивность вторичного γ -излучения.

род. При насыщении однородного карбонатного пласта нефтью и минерализованной водой данные НГК позволяют установить границу нефть — вода. Водонасыщенная часть пласта отмечается более высокими показаниями НГК (на 15—20%), чем нефтенасыщенная.

Изучение карбонатных разрезов по геофизическим данным является трудной задачей. В настоящее время эти данные позволяют расчленять указанный разрез на отдельные пласты, прослеживать их на площади, выделять в разрезе породы, содержащие большее или меньшее количество глинистого материала, выявлять коллекторы, оценивать приближенно степень нефтегазонасыщенности, а также пористость и проницаемость.

Разделение карбонатного разреза на доломиты и известняки, глинистые известняки и мергели весьма затруднено. В ряде случаев трудно отличить плотные карбонатные породы от плотных песчаников.

Гидрохимические осадки. Из гидрохимических осадков наиболее распространены в разрезах нефтяных месторождений натриевая соль (галит), калиевая соль (сильвин), гипс и ангидрит.

На кривой ПС эти породы отмечаются малозаметными положительными аномалиями. Сопротивление гидрохимических осадков велико (десятки тысяч омметров). Эти отложения отличаются однородным составом и на каротажных диаграммах выделяются как однотипные пласти высокого сопротивления.

На диаграмме ГК породы гидрохимического происхождения отмечаются минимальными показаниями, за исключением калиевой соли, против которой наблюдается значительное увеличение интенсивности естественного γ -излучения. На кривой НГК наблюдается резкое возрастание интенсивности вторичного γ -излучения против ангидрита. Несколько меньшие величины вторичных γ -излучений наблюдаются против галита и сильвина.

В этих породах интенсивность излучения может быть и минимальной в том случае, когда против пластов отмечаются значительные каверны.

Пласт гипса (водный сернокислый кальций $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, богатый водородом) отмечается на кривой НГК минимумом.

Комплекс промыслово-геофизических исследований дает возможность расчленить гидрохимическую пачку пород на отдельные пласти по их литологическому составу.

На современном уровне геологической интерпретации промыслово-геофизических данных наиболее полные и исчерпывающие сведения о разрезе скважины можно получить при комплексной обработке геологических и геофизических материалов.

§ 3. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

К числу дополнительных методов изучения разрезов скважин относятся: изучение шлама, гранулометрический анализ пород, микроминералогический анализ пород, изучение маркирующих пластов, изучение микрофауны, спорово-пыльцевой анализ, изучение срабатываемости долот и хронометраж проходки, изучение разрезов скважин по кавернограммам, изучение карбонатности пород, изучение разрезов скважин с помощью газового каротажа, люминесцентно-битуминологический анализ.

Эти методы оказывают неоценимую услугу в тех случаях, когда отсутствует отбор керна, а данные исследования геофизическими методами недостаточно ясны.

Изучение шлама

При вращательном бурении разбурившаяся порода в виде мелких частиц или обломков (шлама) выносится струей глинистого раствора на поверхность. Изучение этих обломков позволяет определить характер проходимых пород. Впервые «метод обломков» (так его иногда называют) начали применять в 1931 г.

Интервалы отбора шлама устанавливают в зависимости от необходимой степени точности изучения разреза скважины. Для детального изучения разреза образцы шлама следует отбирать через 5 м проходки в интервалах, где керн отбирали сплошь, и через каждые 1–2 м проходки в интервалах, где керн не отбирали. Для отбора шлама лучше всего применять специальный ящик с набором сит, имеющих отверстия диаметром от 1 до 10 мм. Через этот ящик пропускают выходящий из скважины буровой раствор. Во избежание засорения сит в процессе отбора шлама в буровой раствор добавляют воду. Через ящик для отбора шлама пропускают около 50 л глинистого раствора. Оставшиеся на ситах обломки породы осторожно промывают водой, просушивают, укладывают в бумажные пакеты или пробирки и снабжают этикетками.

Этикетка для шлама

Район	скв. №
Образец шлама	
Глубина при отборе, м	
Исправленная глубина отбора, м	
Фракция	
Описание образца	
Подпись лица, отбравшего шлам	

Образцы шлама подлежат долговременному хранению наравне с керновым материалом. В отобранных образцах устанавливают процентное содержание глин, песка, песчаника и т. д. Делают это

или весовым способом, или при помощи бинокулярной лупы, имеющей большое поле зрения, или в крайнем случае на глаз. По преобладанию или появлению тех или иных обломков и зерен определяют литологический характер пород, разбурившихся на известном интервале глубин. Кроме определения литологического состава по внешним признакам, шлам подвергается микроскопическому исследованию.

Вследствие несовершенства системы очистки промывочной жидкости часть выбуренной породы может попасть в приемную емкость, откуда она вместе с промывочной жидкостью вновь закачивается в скважину буровыми насосами. Таким образом, в промывочной жидкости, выходящей из скважины, могут находиться частицы породы, чуждые для данного интервала. Для того чтобы установить степень загрязненности промывочной жидкости, следует через каждые 30 м проходки отбирать пробы ее из приемной емкости у начала всасывающей линии насоса.

При изучении шлама можно установить лишь общий литологический состав пород и их смену, а иногда уловить обломки пород, которые будут характеризовать маркирующие горизонты. Детальную послойную характеристику пород этим методом получить нельзя. Затруднения при этом методе возникают вследствие того, что обломки крупнее 0,3 мм отстают от потока промывочной жидкости. Это осложняет привязку полученных обломков к глубине скважины. При взятии шлама следует отмечать глубину, соответствующую положению забоя скважины в данный момент. Учет запаздывания выноса шлама при записях глубины скважины не производится; оно определяется в каждом отдельном случае по практическим данным.

Гранулометрический анализ пород

Гранулометрический анализ, при котором определяется процентное содержание частиц пород различной величины, обычно проводится ситовым методом. Этот метод позволяет выделить песчаную (псамитовую) фракцию с размером частиц 0,1 мм и более; часто фракция менее 0,1 мм учитывается в общей сумме без разделения на более мелкие фракции. Иногда применяют различные методы (гидравлические, отмучивания и др.) для выделения алевритовой фракции (0,1—0,01 мм) и пелитовой фракции (менее 0,01 мм), так как сита с отверстиями диаметром менее 0,1 мм не применяются.

Псамитовую фракцию по крупности зерен можно разделить следующим образом (по Г. Н. Каменскому):

- 1) грубозернистый песок, размер частиц в попеченике $d=2 \div 1$ мм;
- 2) крупнозернистый песок, $d=1 \div 0,5$ мм;
- 3) среднезернистый песок, $d=0,5 \div 0,25$ мм;
- 4) мелкозернистый песок, $d=0,25 \div 0,1$ мм.

Полученные фракции изучают под бинокуляром для выяснения степени окатанности зерен и преобладания окатанных, полуокатанных и угловатых частиц породы. При использовании данных гранулометрического анализа полагают, что стратиграфически однородные пласти в одинаковых условиях отложения содержат зерна одинаковой крупности.

Практика показала, что рассматриваемый метод не позволяет получить послойную характеристику пород, так как нередко пласти разных стратиграфических горизонтов имеют одинаковый гранулометрический состав. Указанный метод можно применять для характеристики более крупных интервалов разреза: отдельных пачек, свит, иногда маркирующих пластов. Поэтому он имеет вспомогательное значение. Более значительную помощь гранулометрический анализ оказывает при рассмотрении условий формирования осадков, источников сноса материала и т. д.

Результаты гранулометрического анализа удобно изображать на графике: по ординате откладывать глубины скважины, а по абсциссе содержание фракций в процентах; отдельные фракции в этом случае можно вычерчивать различными условными знаками.

Микроминералогический анализ пород

Для микроминералогического анализа используют обычно фракции гранулометрического состава пород. Наибольшее значение для характеристики разреза имеет группа тяжелых минералов. Для выделения тяжелых минералов фракции обрабатывают тяжелыми жидкостями — бромоформом удельного веса 2,90, жидкостью Туле удельного веса 3,17, иодистым метиленом удельного веса 3,33 и т. д.

Легкую фракцию, всыпающую при обработке бромоформом, исследуют менее тщательно; в ней, однако, в первую очередь следует учитывать количественное содержание кварца и глауконита. В тяжелой фракции присутствуют ильменит, магнетит, гематит, пироксены, амфиболы, циркон, гранат, пирит и т. д. Наибольший интерес представляют редкие минералы — топаз, андалузит, дистен, монацит и др.

Выделенные минералы детально изучают под микроскопом. Полученными результатами пользуются для характеристики отдельных интервалов разреза. В промысловых условиях оказалось возможным использовать данные анализа для характеристики лишь крупных интервалов разреза, отдельных пачек, свит и т. д., послойную же характеристику разреза получить не удалось. Попытки использовать данные микроминералогического анализа для сопоставления отдельных пластов поднадвига на Октябрьском месторождении Грозненского района оказались неудачными.

Применение указанного метода и гранулометрического анализа на практике осложняется тем, что требуется предварительное

составление стандартного разреза для месторождения по этим показателям. Для этого необходимы непрерывный отбор кернов в скважинах, равномерно расположенных на площади месторождения, и их соответствующее изучение. Между тем такой отбор керна, особенно при эксплуатационном бурении, производить невозможно, да и нецелесообразно. Использование шлама также затруднено, так как мелкая фракция (0,1 мм и менее) находится в глинистом растворе во взвешенном состоянии и непрерывно циркулирует с ним в скважине, а более крупные обломки, которые представляют наибольший интерес для анализа, имеют по сравнению со струей раствора меньшую скорость движения от забоя до устья и, следовательно, привязать их к определенному интервалу разреза весьма трудно. Указанный метод более применим при изучении условий формирования осадков, источников сноса их и т. д.

В последние годы С. М. Катченков использовал метод спектрального анализа при изучении химических элементов нижнепермских отложений. Ему удалось установить постоянное присутствие Cr, Ni, V в бугурусланской свите и выделить на границе артинских и кунгурских отложений целестиновый горизонт с содержанием целестина (SrSO_4) около 2,57%. Эти исследования показали, что при геохимическом изучении осадочных пород по микроэлементам при помощи спектрального анализа можно уверенно определять Ca, Sr, Ba, Fe, Mn, Cu, Cr, Ni, V и отношение пар элементов, близких по своим физико-химическим свойствам, — Ca : Sr, Fe : Mn, Mn : Cr, Ni : V, Mn : Cu и др. В промысловых условиях применение этого метода для послойной характеристики пород по изложенным выше соображениям пока весьма затруднено.

Изучение маркирующих пластов

В разрезах нефтяных месторождений часто имеются маркирующие пластины, знание которых облегчает ориентировку геолога в процессе бурения скважин. Например, в Бакинском районе известны прослои вулканического пепла в низах акчагыльского яруса, в месторождениях Западной Украины — туффитовые прослои в основании миоценовых отложений, в Старо-Грозненском районе — синдесмевые мергели нижнего сармата и т. д. Изучение положения маркирующих горизонтов имеет обычно локальное значение, но в отдельных случаях оно может приобрести региональное значение (например, отдельные электрические реперы в восточных нефтяных районах распространены весьма широко).

В процессе бурения скважины (или при интерпретации каротажной диаграммы) должен быть путем отбора керна (или изучения каротажной диаграммы) «пойман» (установлен) маркирующий горизонт (электрический репер). Знание положения маркирующего пласта (электрического репера) в разрезе скважины позволяет ориентировать разрез в целом или его отдельные интервалы и облег-

чает выяснение положения отдельных горизонтов. Поэтому применение указанного метода имеет большое вспомогательное значение для изучения разреза скважины, хотя и не дает возможности получить послойную характеристику отдельных пластов.

Изучение разрезов скважин по микрофауне

Изучение разрезов скважин по микрофлоре широко применяется на практике. Для отбора микрофлоры взятый образец породы разрыхляют, промывают, сушат и затем изучают под бинокулярной лупой. Все замеченные микроорганизмы (фораминиферы, остракоды и др.) извлекают из образца и определяют путем сравнения их с имеющимися таблицами определителей микрофлоры. Далее изучают распределение руководящих форм микрофлоры по разрезам скважины и выделяют отдельные свиты и характерные пласти. Разбивку разреза на отдельные свиты, пачки и горизонты производят по изменениям в ассоциациях видов микрофлоры, а также по изменению их количественного содержания для характерных форм или совокупности установленных форм.

При бурении в твердых породах (известняках, доломитах и т. д.) приготовляют плоско-параллельные шлифы, которые просматривают в проходящем свете; по срезам раковинок микрофлоры определяют те или иные формы.

Изучение микрофлоры на наших месторождениях было начато в 1927 г., планомерное изучение фауны фораминифер — с 1932 г. (работы Н. Н. Субботиной, А. В. Фурсенко и др.). Практика показала, что по исследованной микрофлоре можно выделять не только свиты, но и более дробные интервалы разреза скважины, вплоть до отдельных горизонтов.

Для более успешного применения рассматриваемого метода должен быть предварительно составлен типовой разрез, характеризующий распределение микрофлоры в изучаемой толще пород. При наличии такого разреза можно изучать микрофлору, содержащуюся в шламе, отбираемом из бурового раствора, что значительно упрощает контроль за бурением скважины. Однако буровой раствор до закачки в скважину должен быть проанализирован на содержание в нем микрофлоры, свойственной той глине, на которой он приготовлен. Эта микрофлора должна быть учтена при изучении распределения ее в исследуемом разрезе.

Микрофлористический метод имеет особенно большое значение в тех случаях, когда в разрезе отсутствует характерная макрофлора. Он оказывает геологу значительную помощь в ориентировке разреза скважины.

Спорово-пыльцевой анализ

Спорово-пыльцевой анализ заключается в изучении и определении спор и пыльцы растений, встречающихся в различных отложениях.

Исследование комплекса спор, а также пыльцы и их процентных соотношений позволяет определить примерный состав растительности во время образования рассматриваемых отложений. При изучении спор и пыльцы следует вводить поправки на пыльценосность различных растений, степень сохранности спор и пыльцы, возможную дальность их заноса и т. д. Полученная при анализе статистическая послойная характеристика называется спектром (споровым, пыльцевым или спорово-пыльцевым).

Спорово-пыльцевой анализ приобретает особое значение при изучении «немых» толщ, которые лишены ископаемых фауны и флоры. Его применяют главным образом при исследовании континентальных отложений. Споры и пыльца встречаются в континентальных отложениях почти всех типов. Спорово-пыльцевой метод применяют для расчленения разрезов отложений и особенно палеогеографических построений.

При отборе образцов пород для спорово-пыльцевого анализа необходимо предотвращать загрязнение образца посторонним материалом.

Изучение разрезов скважин по срабатываемости долот и хронометражу проходки

Изучение пород по характеру срабатываемости долот в настоящее время имеет сугубо вспомогательное значение. Однако по форме и характеру износа долота можно судить с некоторым приближением о породах, в которых оно работало. Например, при бурении в глинах или рыхлых песках долото срабатывает мало, а в плотных породах оно изнашивается сильно. Известняки и известковистые песчаники обычно зазубривают долото. В глинах оно затупляется и его режущие кромки приобретают закругленную форму (долото РХ). В плотных песчаниках оно срабатывает равномерно и сильно.

При хронометраже проходки ведется учет времени чистого бурения, затрачиваемого на прохождение 1 м интервала разреза.

Горные породы имеют различную твердость и по-разному сопротивляются разбурыванию, в связи с чем время, затрачиваемое на проходку 1 м пород, будет различным. Для получения полной характеристики разреза хронометраж проходки ведут непрерывно по всему стволу скважины. По данным замеров времени, затраченного на 1 м проходки, строят диаграмму, по вертикали которой откладывают глубины в масштабе, а по горизонтали время (в часах), затраченное на проходку каждого метра. В итоге получают кривую, сходную с каротажной кривой, пики которой соответствуют твердым породам, а депрессии — рыхлым или мягким породам.

Таким образом, полученная диаграмма, которую обычно называют диаграммой механического каротажа, позволяет выделить в разрезе лишь твердые и мягкие породы и тем самым помогает

интерпретировать электрокаротажные диаграммы, особенно при выделении нефтеносных интервалов в карбонатных породах.

Нефтеносные карбонатные породы, в которых нефть занимает трещины, пустоты и каверны, разбуриваются легче по сравнению с плотными разностями, что и позволяет выделять их при помощи механического каротажа; при электрическом каротаже их разделить обычно весьма трудно.

Следует иметь в виду, что на точность полученной диаграммы механического каротажа влияют тип и размер долота, способ его заправки, глубина и вес инструмента, число оборотов ротора, мощность бурового насоса, способ бурения (роторный, турбинный и т. д.). Таким образом, сопоставление диаграммы механического каротажа различных скважин возможно лишь в том случае, когда технологический режим бурения этих скважин был совершенно одинаковым.

Изучение разрезов скважин по кавернограммам

Для изучения разрезов скважин широко пользуются данными кавернограмм.

Механическая система каверномера представлена четырьмя рычагами, которые расположены попарно в двух взаимно-перпендикулярных плоскостях и прижимаются мощными пружинами к стенкам скважины.

Изменения диаметра скважины по ее стволу фиксируются при подъеме каверномера рычагами с помощью специального датчика и вызывают изменение параметров в электрической схеме каверномера, в результате чего регистрируется кривая изменения разности потенциалов, пропорциональной диаметру скважины.

Кавернограмма регистрируется обычно в масштабе глубин 1 : 500 или 1 : 200 и в масштабе диаметров 1 : 10 или 1 : 5.

Результаты измерений каверномером широко используют:

- 1) для контроля технического состояния скважины;
- 2) при корреляции разрезов скважин;
- 3) для литологического расчленения разреза и выделения в нем коллекторов (в комплексе с диаграммами других промыслового-геофизических методов);
- 4) для получения уточненных значений фактического диаметра скважины и толщины глинистой корки, знание которых необходимо для количественной интерпретации диаграмм электрических и радиоактивных методов исследования скважин.

Наиболее важным является применение кавернограмм для расчленения разреза отложений, пройденных скважиной.

Применение каверномера показало, что диаметр скважины значительно изменяется в зависимости от литологического состава пород.

Пласти глин и аргиллитов на кавернограмме отмечаются обычно увеличением фактического диаметра скважины по сравнению с номинальным. Степень увеличения диаметра зависит от литологических особенностей глин и продолжительности периода, в течение которого пласт подвергался размыву струей бурowego раствора.

В песчаниках и алевролитах, а также в некоторых гранулярных известняках и доломитах с хорошими коллекторскими свойствами при бурении скважины в глинистом растворе в результате проникновения фильтрата раствора в пласти-коллекторы образуется глинистая корка, которая фиксируется на кавернограмме уменьшением диаметра скважины по сравнению с номинальным. Толщина глинистой корки определяется качеством глинистого раствора и коллекторскими свойствами породы. Как правило, чем хуже качество глинистого раствора и чем лучше коллектор, тем толще глинистая корка.

В плотных известняках и доломитах, в плотных глинистых песчаниках и алевролитах глинистая корка обычно не образуется, поэтому такие породы фиксируются обычно на кавернограмме участками с номинальным значением диаметра скважины.

Небольшое увеличение диаметра скважины фиксируется иногда в карбонатных коллекторах с широким развитием пористости трещинного и карстового типов. Обычно такие участки на кавернограмме соответствуют интервалам интенсивного поглощения бурового раствора. Плотные карбонатные коллекторы со смешанным трещиногранулярным типом пор, как правило, фиксируются на кавернограмме участками с номинальным диаметром скважины.

Значительное увеличение диаметра скважины на кавернограмме отмечается против соли (галит, сильвин) и небольшое — против гипса. В ангидритах фактический диаметр скважины равен номинальному.

Указанные особенности кавернограмм наглядно иллюстрируются примерами по продуктивным отложениям пашайской свиты и живетского яруса девона в скважинах Абдрахмановской и Белебеевской площадей (рис. 12 и 13).

Обращает на себя внимание то обстоятельство, что при надлежащем выборе горизонтального масштаба кавернограмма обеспечивает четкое расчленение терригенного разреза, иногда даже более четкое, чем диаграммы КС и ПС, зарегистрированные со стандартным зондом.

Рассматривая приведенные примеры, следует обратить особое внимание на следующее:

1) пласти-коллекторы могут отмечаться на кавернограмме не только сужением диаметра, но и небольшим увеличением последнего, если этот пласт имеет малую мощность и залегает в сильно размытых глинах;

2) наличие кавернограммы позволяет различить плотные глинистые песчаники и алевролиты от глин, которые на диаграмме стандартного каротажа нередко имеют сходную характеристику;

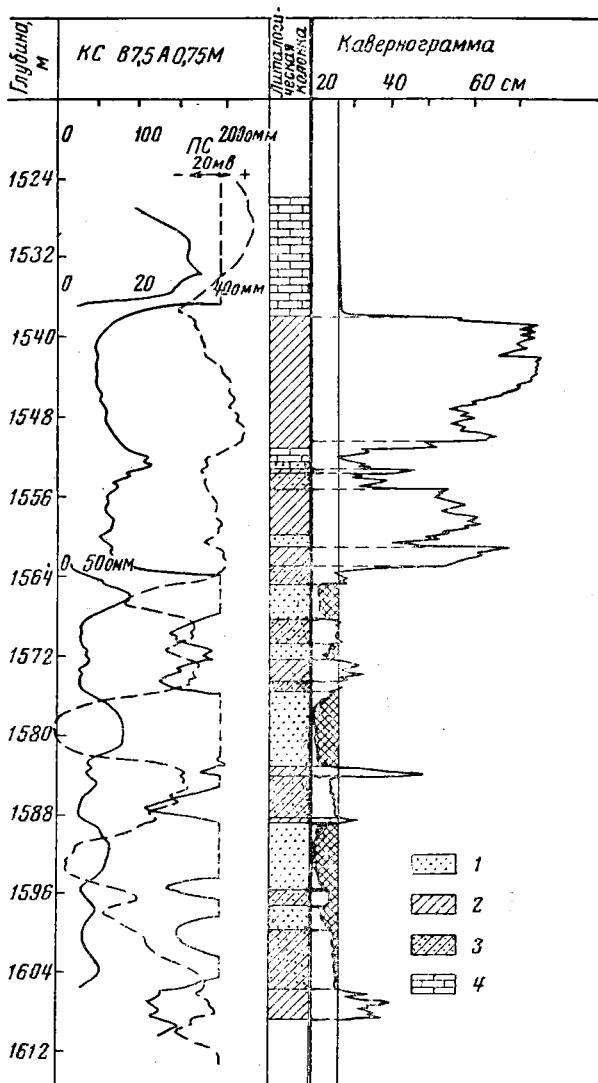


Рис. 12. Кавернограмма по одной из скважин Абдрахмановской площади.

$\sigma_p = 1,6 \text{ ом} \cdot \text{м}$; $d_c = 103/4''$; масштаб глубин $1 : 200$.
 1 — песчаник; 2 — глина; 3 — глинистый песчаник или алевролит; 4 — известник.

3) тонкие пласти глин, залегающие среди песчаников и алевролитов, выделяются на кавернограмме более отчетливо, чем на диаграммах стандартного каротажа.

Таким образом, по данным кавернограммы можно уточнить литологический состав пород и разделить разрез на проницаемые и непроницаемые пласти. Данные кавернограммы с успехом используют при соотставлении разрезов скважин и определении объема затрубного пространства с целью подсчета количества цемента, необходимого для цементажа колонны, производства ловильных и других работ, требующих знания диаметра скважины.

Изучение карбонатности пород

Карбонатные породы — известняки, доломиты, доломитизированные известняки и т. д. — весьма трудно различать при внешнем их осмотре. В связи с этим Л. Г. Берг предложил распознавать их по данным разработанного им газо-волюметрического анализа. Сущность анализа заключается в определении объема газа, выделяющегося из породы на данной температурной ступени, и определении количества вещества, выделяющегося этот газ при той же температуре, если известно общее количество вещества, взятого для анализа. Соотношение объемов газа, выделившихся при различных температурах, дает возможность вычислить процентное соотношение компонентов, выделяющих газ при этих темпера-

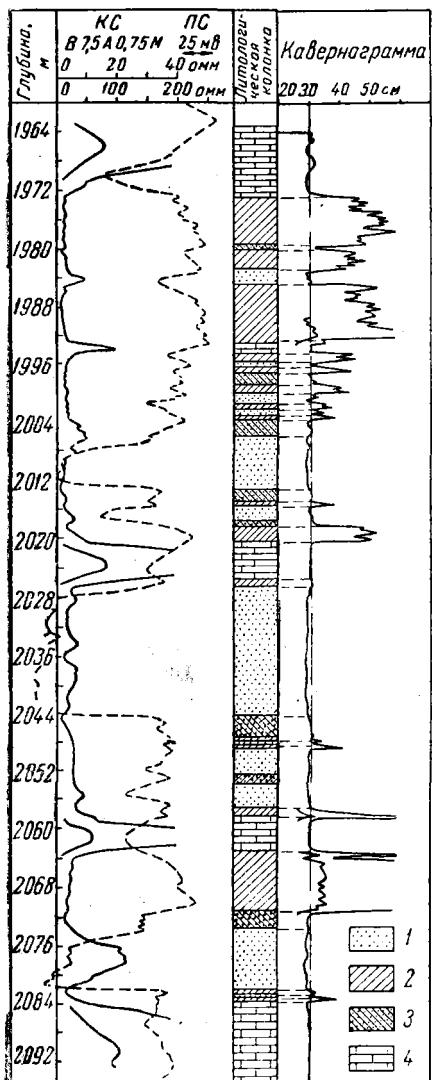


Рис. 13. Кавернограмма по одной из скважин Белебеевской площади.

$q_p = 2,8 \text{ см}^3$; $d_c = 112 \frac{1}{4}''$; масштаб глубин $1 : 200$.
1 — песчаник; 2 — глина; 3 — глинистый песчаник или алевролит; 4 — известняк.

турах. Например, для исследования доломита, в котором предполагается наличие гипса, сидерита и свободного магнезита, нужно иметь пять температурных ступеней и соответственно пять печей.

Первая ступень предназначена для разложения гипса с выделением из него кристаллизационной воды; верхний предел температуры должен быть около 300° , так как гипс теряет воду при этой температуре.

Вторая ступень предназначена для разложения сидерита с выделением углекислоты при температуре около 560° ; нагрев следует доводить до 600° .

Третья ступень служит для разложения свободного, не связанного с доломитом магнезита; выделение углекислоты в этом случае происходит при температуре около 650° ; нагрев следует доводить до 700° .

Четвертая ступень применяется для разложения магнезита, входящего в состав доломита; выделение углекислоты происходит при температуре около 750° ; нагрев следует доводить до 800 — 820° .

Пятая ступень предназначена для разложения кальцита, как входящего в состав доломита, так и свободного; разложение происходит при температуре около 1000° ; нагрев следует доводить до 1050 — 1100° .

Газо-вolumетрический анализ позволяет определить относительное или абсолютное содержание компонентов карбонатной части породы. При относительном анализе определяют соотношение основных компонентов карбонатной части породы — доломита и кальцита. Это соотношение, т. е. степень доломитизации, выражают в молекулярных или весовых процентах. Абсолютный анализ имеет целью выявить количество того или иного компонента породы в весовых единицах, что дает возможность определить не только содержание доломита и кальцита в породе, но и количество других составных частей ее.

Изучение разрезов скважин по данным газового каротажа

Газовый каротаж основан на изучении газообразных и жидких углеводородов, попадающих в глинистый раствор при вскрытии долотом газонефтеносного пласта. Выходящий из скважины глинистый раствор эпизодически или непрерывно (что значительно лучше) исследуют на содержание газообразных и жидких углеводородов; и полученные данные о содержании в нем горючих газов используют для построения газокаротажной кривой. При построении этой кривой по оси ординат откладывают в масштабе глубины скважин, а по оси абсцисс — процентное содержание газа в глинистом растворе по отношению к метану.

Газовый каротаж впервые в СССР был разработан по предложению М. В. Абрамовича и В. А. Соколова в 1933 г. и опробован на Карабухурском месторождении Апперона. В настоящее время его применяют особенно в тех случаях, когда однозначное решение о газонефтеносности пород другими методами получить невозможно. На качество диаграмм газового каротажа влияет ряд факторов: неправильная привязка данных анализа к соответствующей глубине скважины; газовый фон глинистого раствора, искажающий получаемые газовые аномалии; проникновение в глинистый раствор жидкой нефти; наличие в газе горючих неуглеводородных газов и т. д. Особенное значение при построении газокаротажной кривой имеет правильная привязка результатов анализа к соответствующим глубинам поступления газообразных углеводородов из пласта. Глубина скважины, соответствующая моменту отбора глинистого раствора и шлама на поверхности (у устья скважины) для анализа, всегда превышает глубину залегания пласта, из которого углеводороды попали в глинистый раствор. Это происходит вследствие некоторого углубления скважины во время подъема обогащенной газом струи глинистого раствора с забоя к устью. Соответствующие поправки на отставание пробы глинистого раствора лучше всего вводить экспериментальным путем при помощи соответствующих индикаторов.

В результате проведения газового каротажа получают кривую, показывающую относительное содержание углеводородных газов, которые поступают в глинистый раствор при бурении на различной глубине.

При непрерывном проведении газового каротажа обычно записывают две кривые, одна из которых показывает общее содержание углеводородных газов, а другая — количество тяжелых углеводородных газов.

На газокаротажной кривой, как правило, повышенными показателями отмечаются пласты, содержащие газ и нефть. Нефтеносные пласты при этом отличаются от чисто газоносных существенным преобладанием в выделаемом из глинистого раствора горючем газе тяжелых углеводородных газов. Следует иметь в виду, что относительное содержание газа, отмечаемое при газовом каротаже, в очень большой степени зависит от глубины поступления взятой для исследования пробы глинистого раствора.

При исследовании проб глинистого раствора, поступивших с большой глубины, на газокаротажной кривой появляется «фон», обусловленный проникновением в раствор некоторого количества газа из вышеупомянутых пластов; пласты неглубоко залегающие, наоборот, мало отдают газа в глинистый раствор и могут быть не отмечены на газокаротажной кривой.

Для более правильной интерпретации газокаротажных диаграмм следует производить люминесцентный анализ глинистого раствора.

При этом необходимо иметь в виду, что чисто газовые залежи не дают люминесценции. Залежи нефти обычно повышают содержание углеводородных газов в пробах глинистого раствора и в этом случае наблюдается люминесценция. Интервалы разреза, характеризующиеся малой нефтенасыщенностью или содержанием тяжелой нефти, обусловливают небольшое содержание углеводородных газов в пробах глинистого раствора, но дают люминесценцию (рис. 14).

Результаты газового каротажа и люминесцентного анализа в очень большой степени зависят от скорости бурения и скорости циркуляции глинистого раствора. Чем больше скорость бурения и чем меньше скорость циркуляции глинистого раствора, тем большее количество горючих газов и нефти попадает в раствор при проходке нефтегазоносных пластов и тем лучше они отмечаются на газокаротажных кривых и данными люминесцентного анализа.

Из свойств глинистого раствора наибольшее значение для нефтегазокаротажа имеет вязкость. При увеличении вязкости раствора количество выделяемых из него газа и нефти сильно уменьшается, а показания газокаротажной кривой и интенсивность свечения снижаются. При большой вязкости раствора продуктивные пластины могут в некоторых случаях не отмечаться данными нефтегазокаротажа.

Добавка в глинистый раствор нефти или смазки, попадающая в раствор, могут существенно исказить результаты люминесцентного анализа, а при глубокой дегазации раствора также и результаты газового каротажа.

Следует иметь в виду, что между количеством газа и нефти, определенным в пробе глинистого раствора в результате газового каротажа, и фактическим содержанием их в пласте нет какой-либо прямой зависимости.

При проведении газового каротажа в настоящее время применяется газокаротажная станция.

Современная газокаротажная станция представляет собой своего рода полевую лабораторию, смонтированную на автомашине и снабженную новейшими приборами, позволяющими геологу,

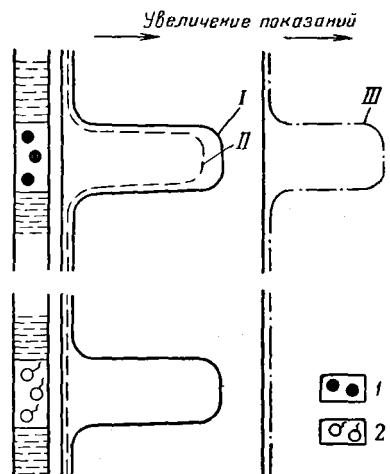


Рис. 14. Схематические кривые газового каротажа и люминесцентного анализа.

I — кривая общего содержания углеводородных газов; II — кривая содержания тяжелых углеводородных газов; III — кривая результатов люминесцентного анализа.

1 — нефтеносный песок; 2 — газоносный песок.

не выходя из нее, производить самые различные определения: содержание газообразных и жидких углеводородов в глинистом растворе, шламе и кернах; скорость проходки пород с целью выделения коллекторов в разрезе исследуемой скважины; пористость и проницаемость пород; фильтрацию глинистого раствора в породы (объем фильтрата и толщину корки); скорость качания бурового насоса; отставание бурового раствора по отношению к забою скважины и т. д. (рис. 15).

С целью правильной интерпретации газокаротажных диаграмм, помимо привлечения люминесцентного анализа, следует сопоставить их с диаграммами электрического каротажа, а в некоторых случаях с данными механического каротажа и других исследований.

На рис. 16 показана схематическая диаграмма газового каротажа в сопоставлении с данными электрического и механического каротажа.

При интерпретации газокаротажных диаграмм, помимо указанных выше факторов, зависящих от технических причин и методики исследования, следует учитывать геолого-промышленные факторы. Наиболее существенными из них являются: газовый фактор, физические свойства нефти, пластовые давления, наличие растворенных углеводородов в водоносных пластах, нефтенасыщенность коллекторов.

Для пластов, в которых газовые факторы большие (примерно более $50 \text{ м}^3/\text{т}$) и изменяются для различных пластов в широком диапазоне, аномалии на газокаротажных диаграммах являются наиболее отчетливыми и контрастными. Для пластов, имеющих низкие газовые факторы (менее $30-40 \text{ м}^3/\text{т}$), что обычно наблюдается для залежей тяжелой нефти, аномалии мало отчетливы и менее контрастны и могут быть не замечены на диаграммах газового каротажа. В этой связи очевидным является влияние на показания газового каротажа физических свойств нефти, от которых зависит растворимость газа в нефти. Как известно, тяжелые нефти плохо растворяют углеводородный газ и выделяют малые его количества; легкие нефти растворяют углеводородный газ в значительно больших количествах и легко отдают его при снижении пластового давления.

Наличие растворенных углеводородов в водоносных пластах может в отдельных случаях исказить газокаротажную диаграмму. Влияние указанного фактора недостаточно изучено, однако его следует иметь в виду, особенно при наличии в разрезе водоносных пропластков, содержащих растворенные углеводородные газы.

При интерпретации газокаротажных диаграмм следует иметь в виду наличие влияния на показания газового каротажа большей или меньшей степени газонефтенасыщенности изучаемых пород, хотя количественная зависимость между указанными факторами отсутствует.

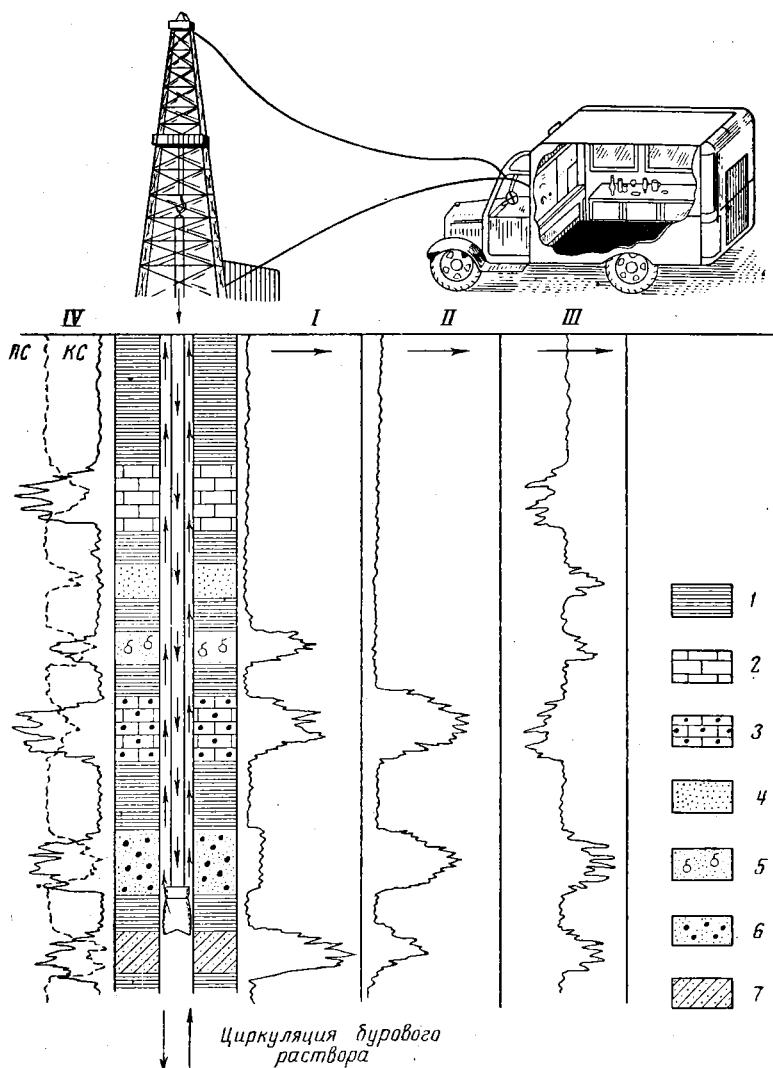


Рис. 15. Газокаротажная станция.

Кривые: I — газокаротажная; II — люминесцентного каротажа; III — механического каротажа (кривая скорости проходки); IV — электрокаротажные.

1 — глина; 2 — известняк; 3 — известняк нефтеносный; 4 — песок водоносный; 5 — песок газоносный; 6 — песок с тяжелой нефтью; 7 — песок с легкой нефтью.

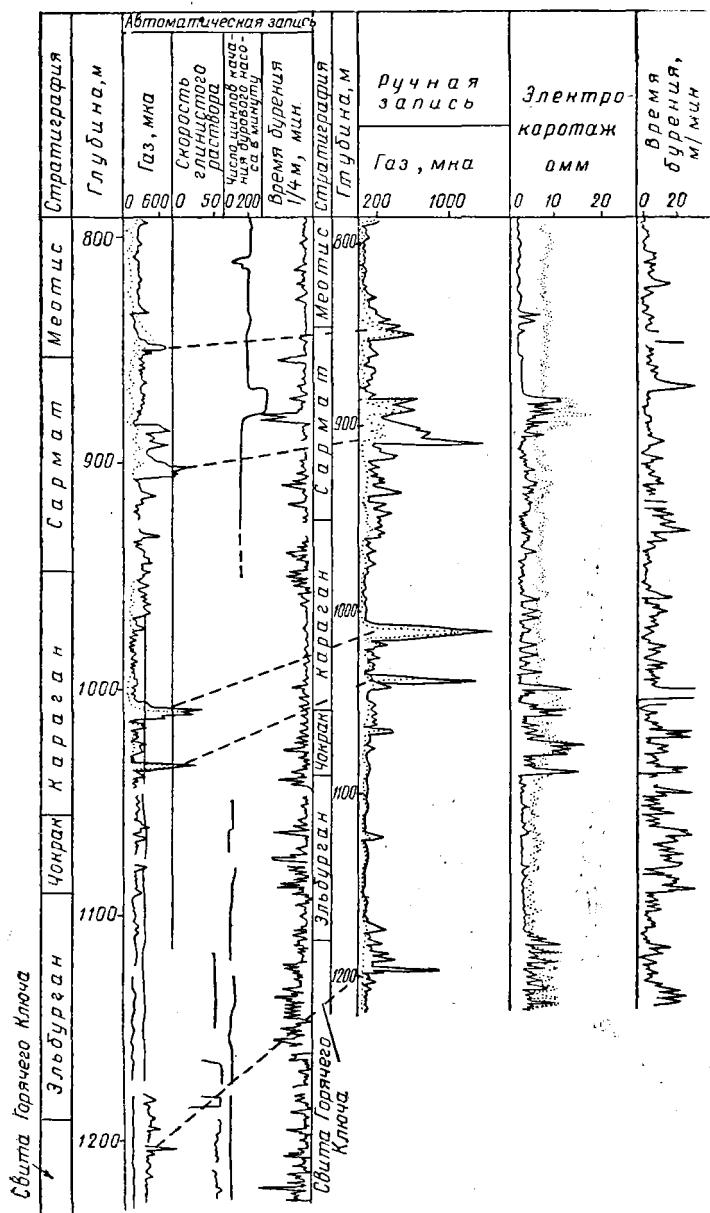


Рис. 16. Схема сопоставления результатов газового каротажа с данными электрического и механического каротажа.

Газовый каротаж выгодно отличается от других видов каротажа тем, что является прямым методом выделения в разрезе пластов, содержащих нефть и газ. Однако при использовании данных газового каротажа следует учитывать те трудности его интерпретации, которые были указаны выше.

Значение газового каротажа определяется тем, что данные его в комплексе с другими исследованиями облегчают выделение нефтегазоносных пластов, пройденных скважиной.

Люминесцентно-битуминологический анализ

Люминесцентно-битуминологический анализ основан на изучении характера люминесценции битуминозных веществ (и нефти), находящихся в горных породах, при освещении их ультрафиолетовыми лучами. Методика анализа, разработанная в основном В. Н. Флоровской, применяется при поисковых и разведочных работах на нефть, а также для изучения разрезов скважин в отношении их битуминозности и для расчленения и корреляции геологических разрезов по характеру содержащихся в них битумов. Легче всего обнаружить битумы в известняках, ангидритах и гипсах, труднее в песчаниках и песках и наиболее трудно в глинах и мергелях. Лучший эффект люминесценции достигается при исследовании не сухой породы, а капли хлороформа, помещенной на свежий излом породы, или приготовленной специальной вытяжки в хлороформе. Легкие фракции нефти (кипящие при температуре до 300°), а также парафины не люминесцируют. Масла дают голубовато-синий цвет, смолы — желто-бурый (в твердом или вязком состоянии) или голубовато-желтый (в растворе), нафтеновые кислоты — серовато-голубоватый. Указанный метод позволяет обнаружить в породе битумы при концентрации их 0,005% и выше.

Корреляцию разрезов скважин по люминесцентным показателям нефти следует проводить крайне осторожно, так как даже в пределах отдельной залежи люминесцентная характеристика нефти может значительно меняться вследствие явлений гравитационной дифференциации нефти внутри залежи и других процессов.

При изучении вопросов, связанных с оценкой перспектив возможной нефтегазоносности той или другой территории, данные люминесцентной характеристики пород, содержащих битумы, могут оказать существенную помощь.

§ 4. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ ПРОХОДКИ СКВАЖИНЫ

Геолого-технический наряд

Начало бурения и проходка каждой скважины производятся в соответствии с утвержденным планом разбуривания данного нефтяного месторождения.

Привязка точек (скважин) на местности осуществляется геологической службой нефтепромысловых и газовых управлений согласно плану строительства и бурения скважин.

Под строительство скважину-точку следует передавать заблаговременно и не менее чем за 3 месяца до установленного срока строительства. Передача точки для строительства оформляется специальным актом, составленным геологической службой нефтепромыслового управления.

Перед началом бурения для каждой скважины геологическим отделом нефтепромыслового управления при участии инженера по бурению составляется геолого-технический наряд. Наряд является основным документом для буровой бригады, которым она руководствуется в процессе своей работы.

В геолого-техническом наряде указывается перечень всех основных мероприятий, выполнение которых является обязательным для буровой бригады. В связи с указанным перед началом бурения скважины следует ознакомить весь состав буровой бригады с содержанием геолого-технического наряда и указать основные задачи, которые намечены проектом бурения для данной скважины.

Геологическая часть

1	Глубина в масштабе, м	2	Стратиграфия	3	литологический проектный разрез	4	предполагаемый угол падения пород, град.	5	интервал проходки с отбором керна и шлама, м	6	конструкция скважины, способ испытания герметичности и закрытия воды, число отверстий, высота подъема цемента	7	глубина замера кривизны, каротаж и прочие электрометрические работы	8	интервалы глубин, на которых могут ожидаться нефтегазопроявления, овальы, поглощения циркуляции и т. д.	9	качество глинистого раствора, глубина отбора проб	10	крепость пород по проекту

Дата составления наряда 19 г.

Главный геолог НПУ

Главный инженер конторы бурения

В геологической части наряда должны быть приведены: геологический проектный разрез скважины, наименования проходимых свит и горизонтов, литологический разрез пород, конструкция скважины (с учетом работ, намечаемых по выявлению продуктивности отдельных пластов), категории крепости пород (крепкие, твердые, средние, мягкие), угол падения пластов, глубины, на которых возможны осложнения (выбросы, обвалы, поглощения, прихваты и пр.), данные о геофизических работах, интервалах отбора керна и шлама, горизонты, против которых должна быть произведена перфорация колонны, число перфорационных отверстий, положение и характеристика основных водяных горизонтов, метод вскрытия пласта и опробования скважины, объекты, подлежащие испытанию тестером, данные об ожидаемых пластовых давлениях, глубина закрытия воды.

В технической части наряда в соответствии с геологическими данными должны быть указаны: тип и размер долот, требования, которым должен отвечать буровой раствор, технологический режим бурения и т. д.

Ниже приведена основная схема геолого-технического наряда,

Техническая часть

11	12	13	14	15	подъем инструмента	18	19
количество долблений, тип и раз- мер долот, механизированная скорость (м/час) по плану	число оборотов ротора в минуту	осевая нагрузка, т	производительность насоса (л/сек), предельное давление на манометре (ат)	оснастка галей	скорость, м/час	количество свечей	примечание

которая в деталях может дополняться и изменяться в соответствии с требованиями технологии бурения скважин.

Геологотехнический наряд

Промысел	Проектная глубина, м
Участок	
Скважина №	Проектный горизонт
Цель бурения	
Ожидаемый дебит, м ³ /сутки (т/сутки)	
Начало бурения	
Окончание бурения	
Продолжительность бурения	
Скорость бурения, м/ст.-мес.	

В процессе бурения геолог должен сопоставлять данные проектного разреза с фактическими данными и вносить в наряд соответствующие изменения и дополнения.

Конструкция скважин

При выборе конструкции скважин необходимо обеспечить:

- 1) прочность и долговечность крепления стенок скважины;
- 2) изоляцию проходимых газоносных, нефтеносных и водоносных горизонтов один от другого, а также от намеченного эксплуатационного объекта;
- 3) успешное бурение до проектной глубины и возможность осуществления намеченной системы разработки месторождения;
- 4) возможность применения запроектированного способа и режима эксплуатации;
- 5) экономию металла.

Конструкция скважин должна учитывать геологические особенности разреза месторождения.

Диаметр эксплуатационной колонны обычно устанавливают в соответствии со следующими общими соображениями: минимальный внутренний диаметр эксплуатационной колонны принимают равным 100 мм; в газовых скважинах, эксплуатирующих мелкие месторождения, разбуриваемые станками структурного бурения, допускается применение эксплуатационных колонн диаметром менее 100 мм.

Естественно, что открытый забой создает наилучшие условия притока нефти в скважину, однако конструкция скважины с открытым забоем допускается лишь тогда, когда пласт представлен твердыми неразрушающимися и необваливающимися породами и в то же время по всей мощности нефтенасыщен и не разделен пропластками, которые могут содержать воду.

Не допускается применение конструкций скважин с открытым забоем, если продуктивный пласт представлен **рыхлыми, легко разрушающимися** породами.

Наблюдение за проходкой скважины и перфорация колонны

Геолог должен тщательно вести контроль за проходкой скважины. В процессе проходки скважины необходимо:

1) замерять кривизну ствола скважины бросовым аппаратом или инклинометром через установленные интервалы;

2) проводить электрокаротаж, радиоактивный каротаж и другие исследования (кавернometрию для замера диаметра ствола скважины перед спуском эксплуатационной колонны, замеры температур электротермометром для определения фактической высоты подъема цемента после цементировки промежуточной и эксплуатационной колонн, а также отбор керна, если это требуется);

3) наблюдать за качеством бурового раствора (путем отбора и исследования проб), интервалами ухода его и потерей циркуляции, интервалами, в которых возникают обвалы, с целью принятия соответствующих мер, появлением в растворе признаков нефти и газа (путем отбора проб нефти и газа для анализа);

4) производить испытание на закрытие воды и герметичность эксплуатационной колонны;

5) вести наблюдение за вскрытием нефтяного пласта и т. д.

Однако главными задачами геологического наблюдения за проходкой скважины, как уже указывалось, являются детальное изучение всего геологического материала, получаемого в процессе бурения скважины, и составление разреза скважины.

Большое внимание геолог должен уделять вопросу вскрытия пласта (см. главу IV, § 1). Обычно пласт вскрывают путем спуска эксплуатационной колонны до забоя с цементировкой ее и полным разобщением за колонной всех пройденных горизонтов, а затем перфорируют колонну.

Такой метод вскрытия пласта является наиболее распространенным из-за своей простоты. Однако его нельзя назвать наилучшим, поскольку он не удовлетворяет основному требованию — не допускать закупорки пласта в целях обеспечения наилучших условий для притока нефти или газа из пласта по всей вскрытой поверхности пласта.

Дыры в обсадной колонне и окружающем ее цементном кольце простреливаются при помощи специальных аппаратов — перфораторов. В настоящее время существует несколько типов перфораторов: кумулятивные, торпедные, пулевые. Наибольшая эффективность вскрытия достигается при применении кумулятивных перфораторов, которые позволяют пробивать отверстие через стальные обсадные трубы и цементный камень средней твердости на глубину до 300 мм и более без серьезного повреждения целости всей цементной оболочки вокруг колонны.

Часто для прострела колонн применяют торпедный перфоратор ТПК-22. Выстрелы из перфоратора производятся разрывными снарядами диаметром 22 мм; такой снаряд, пробив обсадную колонну,

цементное кольцо и проникнув на некоторое расстояние в пласт, разрывается в нем и образует в породе трещины, которые улучшают условия притока нефти из пласта в скважину.

Для вскрытия пластов, представленных твердыми устойчивыми породами, в нагнетательных скважинах рекомендуется использовать сосредоточенные фугасные торпеды с наибольшим (до 5—7 кг) количеством жидкого или твердого взрывчатого вещества.

При торпедировании такими снарядами были получены хорошие результаты при освоении нагнетательных скважин в Башкирии и Куйбышевской области.

Пулевые перфораторы являются менее эффективными. Часто пули едва пробивают колонну и не доходят до пласта, застревая в самой колонне или в цементном камне. Поэтому пулевую перфорацию не следует по возможности применять.

При пулевой и торпедной перфорации часто цементный камень сильно растрескивается. Длина отдельных трещин достигает 1 м и более. При незначительной мощности перемычек между нефтяным и водяным горизонтами такие трещины могут послужить каналами для притока воды в нефтяной пласт. Во многих случаях прорыв верхних и нижних вод в скважину происходит именно вследствие такого растрескивания. Поэтому для предупреждения растрескивания цементного камня рекомендуется проводить перфорацию, спустя 6—10 час. после цементирования, пока камень не приобрел еще высокую прочность и хрупкость, или применять специальный латекс-цемент.

Борьба с осложнениями

Следует иметь в виду, что в процессе бурения нередко приходится сталкиваться с различного рода осложнениями. Наиболее распространенными видами осложнений являются: поглощение промывочной жидкости, нефте-, газо- или водопроявления, обвалы пород, прихваты и затяжки инструмента в скважине.

Поглощение промывочной жидкости обычно происходит в трещиноватых, кавернозных или крупнопористых породах, когда пластовое давление оказывается меньше давления столба промывочной жидкости в скважине.

Характер поглощений может быть различным — от слабого (в крупнозернистых или тонкотрещиноватых пластах с низким пластовым давлением) до катастрофического, когда выход промывочной жидкости на поверхность полностью прекращается (при вскрытии крупных каверн и больших крупных трещин).

Для достижения успеха в борьбе с поглощениями геолог в геологотехническом наряде заранее должен указывать глубины возможных поглощений. Поглощение промывочной жидкости в ряде случаев можно предупредить, особенно в зонах крупнопористых пород, перебитых тонкими трещинами и имеющих низкое пластовое давле-

ние. Для предупреждения поглощения в таких породах рекомендуется за 50—100 м до вскрытия опасной зоны перейти на промывку скважины раствором с возможно меньшим удельным весом и высокой вязкостью при малой водоотдаче. В сложных случаях, когда интенсивность поглощения весьма велика (свыше 150—200 м³/час), помимо указанных мероприятий и намыва в скважину инертных материалов (песка, шлама, цемента), нередко необходимым является спуск промежуточной обсадной колонны для перекрытия зоны поглощения.

При поступлении в промывочную жидкость значительных количеств нефти и газа происходит снижение давления на забой, что может вызвать выброс и открытое фонтанирование скважины. Для предупреждения выбросов до вскрытия зон газонефтепроявлений необходимо повысить удельный вес промывочной жидкости настолько, чтобы давление на забое скважины стало выше пластового. Если во время бурения ожидаются газонефтепроявления, то устье скважины следует оборудовать специальной противовыбросовой арматурой — превентерами и т. д. Для борьбы с возможными выбросами применяют также утяжеленные глинистые растворы. Глинистые растворы, приготовленные из обычных глин, имеют удельный вес не более 1,3. Утяжеление глинистых растворов, как правило, осуществляют введением в него некоторых тонкомолотых твердых минералов или веществ, являющихся отходами производства. В качестве таких утяжелителей применяют гематит, магнетит, барит и др.

Обычно для утяжелителей используют только химически обработанные глинистые растворы с небольшой водоотдачей и вязкостью. Утяжеленный глинистый раствор достигает удельного веса 1,6—1,7. Удельный вес химически обработанных тяжелых глинистых растворов достигает 2,2.

Применение утяжеленных и особенно тяжелых глинистых растворов затрудняет электрокаротаж скважин и изучение проходимых газонефтеносных горизонтов, поэтому их следует применять лишь в необходимых случаях.

Для борьбы с водопроявлениями перед вскрытием высоконапорного водоносного пласта обычно повышают вязкость и удельный вес раствора, а также герметизируют устье скважины превентером.

Нередко значительно осложняют процесс бурения обвалы и осьпи пород в скважине.

Слабая устойчивость пород в разрезе скважины еще более уменьшается в процессе бурения при их увлажнении промывочной жидкостью. В связи с этим осьпи и обвалы возникают в скважине не сразу после вскрытия пород, а лишь через некоторое время. Так, обвалы пластинчатых глин михайловского горизонта и песчаников угленосной свиты в Башкирии и Татарии начинаются через 20—40 час. после вскрытия их с промывкой водой.

Следует иметь в виду, что песчаные породы осыпаются в виде сравнительно мелких кусочков, которые довольно легко удаляются

из скважины восходящим потоком жидкости при надлежащей скорости промывки. Труднее вести борьбу с глинами и сланцами, которые, обваливаясь, слипаются между собой, разбухают от воздействия воды и образуют мощные сальники на долоте и пробки в скважинах, достигающие иногда мощности нескольких десятков и даже сотен метров. Такого рода пробкообразование часто наблюдается в скважинах южных районов страны при прохождении их через майкопские глины.

Для предупреждения обвалов и борьбы с ними применяют промывочные жидкости с минимальной водоотдачей и с несколько повышенным удельным весом.

В восточных районах для борьбы с осыпанием песков угленосной свиты применяют цементирование зон осложнения.

В отдельных случаях, особенно при нарушении технологического режима бурения скважины, наблюдаются прихваты инструмента, которые могут привести к аварии в скважине.

Основными мероприятиями по предупреждению прихватов инструмента являются: применение промывочных растворов высокого качества, достаточно высокая скорость промывки скважины, полная очистка растворов от шлама, соблюдение мер по предупреждению осложнений, рассмотренных выше.

Для освобождения прихваченного инструмента применяют расхаживание его, а в более сложных случаях — водяные, кислотные или нефтяные ванны. В последнем случае следует учитывать возможность появления «ложных» признаков нефти в образцах пород, отобранных из скважины.

Изучение пластов и отбор проб воды, нефти и газа

В процессе проходки скважин особое внимание должно уделяться изучению вскрываемых газонефтеносных горизонтов. Полезно для изучения газонефтеносности пластов пользоваться специальным аппаратом — испытателем пластов, который применяется в незакрепленной скважине для пластов, в которых можно ожидать нефть или газ, по мере их вскрытия.

Более широко испытатели пластов применяются при бурении разведочных скважин. На рис. 17 показан испытатель пластов ГрозНИИ. Он состоит из следующих основных узлов: запорного клапана, главного тарельчатого клапана, уравнительного клапана и пакера с фильтром. В нижней части фильтра обычно помещается регистрирующий глубинный манометр. В собранном виде испытатель присоединяется верхним концом корпуса запорного клапана к нижнему концу колонны бурильных труб, которые при спуске в скважину остаются порожними. Выбор пакера зависит от твердости породы над пластом, подлежащим опробованию; в твердых породах применяются конические пакеры, в мягких, недостаточно устойчивых — цилиндрические.

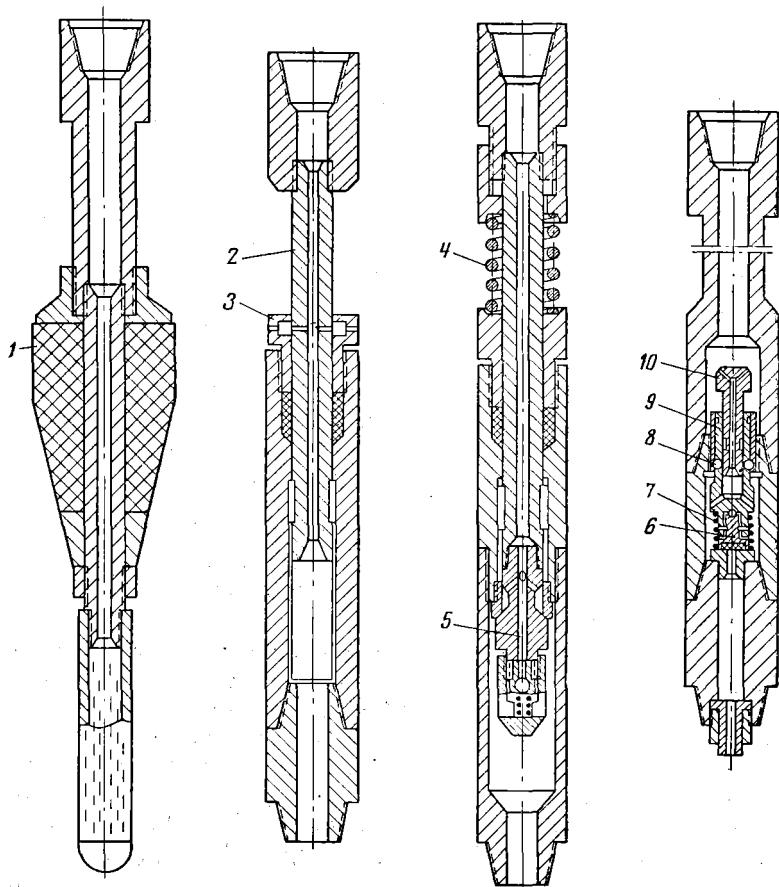


Рис. 17. Испытатель пластов ГрозНИИ.

При применении конического пакера, перед вскрытием пласта в скважине, предварительно забуривают никообразным долотом конусообразное «гнездо»; для вскрытия пласта применяют долота, диаметр которых на 50—75 мм меньше диаметра основного ствола скважины. При спуске испытателя в скважину резиновый элемент 1 пакера садится на «гнездо». На пакер передают часть веса бурильной колонны, он плотно прижимается к породе и изолирует испытуемый пласт от остальной части скважины. При этой посадке испытателя на пакер шток 2 перемещается вниз относительно неподвижного корпуса уравнительного клапана 3 и последний закрывается. При дальнейшем увеличении усилия на пакер сжимается пружина 4 и открывается главный тарельчатый клапан 5.

Запорный клапан 6, служащий для герметичного перекрытия внутренней полости бурильных труб при спуске их в скважину, открывается при помощи стального штока, который бросают с поверхности внутрь бурильных труб. Пружина 7 стремится раскрыть запорный клапан 6. Этому, однако, препятствует замок, шарики которого упираются в торец станка 9. При ударе штока о боек 10 последний перемещается вниз и шарики 8 входят в пазы, имеющиеся на боковой поверхности бойка. Как только шарики вошли в пазы бойка, запорный клапан под воздействием пружины 7 открывается, при этом полость труб сообщается с нижним участком скважины, вскрывшим испытуемый пласт. Для предупреждения излишне бурого проявления пласта в нижней части корпуса запорного клапана имеется штуцер.

Поскольку после открытия запорного клапана противодавление на испытуемый пласт падает до атмосферного, происходит интенсивный приток жидкости из пласта в скважину. Эта жидкость, пройдя через испытатель, заполняет бурильные трубы. По мере заполнения труб жидкостью воздух из них выпускают через задвижку, установленную на верхнем конце бурильной колонны. О продуктивности пласта судят по количеству поступившей в трубы жидкости, длительности заполнения и разности давлений в пласте и в бурильных трубах у фильтра.

Перед опробованием пласта следует проверить на герметичность все элементы испытателя и колонны бурильных труб. Во время опробования нужно следить за стабильностью уровня в кольцевом пространстве, ибо в случае недостаточно герметичной пакеровки или негерметичности инструмента в трубы может поступать промывочная жидкость, противодавление на пласт будет достаточно велико и приток пластовой жидкости в скважину будет затруднен.

Обычно испытатель держат на забое до 25—30 мин. Затем создают небольшой натяг инструмента; при этом главный клапан плотно закрывается, а уравнительный клапан открывается, и сообщает нижнюю часть скважины с основным стволом. После этого пакер снимают с «гнезда», инструмент извлекают из скважины, определяют объем жидкости, поступившей в трубы, и качество ее. При испытании глубоких пластов в трубы предварительно заливают некоторое количество воды, нефти или глинистого раствора во избежание смятия их. Объем залитой жидкости следует учитывать при определении количества поступившей пластовой жидкости.

Помимо применения испытателей пластов, в процессе бурения в случае появления притоков воды, нефти или газа следует производить отбор проб для их лабораторного исследования.

Некоторое представление о проходимых водоносных горизонтах можно получить при химическом исследовании воды глинистого раствора. Для этого отобранную пробу глинистого раствора проце-

живают через бязевый мешочек в мензуруку, в которой при помощи ареометра Боме (рис. 18) определяют соленость воды.

Сравнивая полученные данные с характеристикой входящего в скважину раствора, можно судить о солености поступающих в скважину вод. Для более полного суждения о характере воды следует отобранные пробы ее во входящем и отходящем глинистом растворе направить в лабораторию для полного химического их анализа. Для полного анализа воды следует отобрать не менее 1 л.

Пересчет градусов Боме * (Bé) в удельный вес γ_B (при 20° С) для вод нефтяных месторождений производится по следующей эмпирической формуле:

$$\gamma_B = \frac{152}{152 - Bé} \quad ** \quad (I. 4)$$

Вместо пересчета по формуле можно пользоваться табл. 1.

Таблица 1

Bé	γ_B								
1	1,00532	6	1,04126	11	1,07819	16	1,11632	21	1,15586
2	1,01244	7	1,04856	12	1,08871	17	1,12411	22	1,16396
3	1,01959	8	1,05590	13	1,09328	18	1,13196	23	1,17212
4	1,02678	9	1,06320	14	1,10091	19	1,13986	24	1,18035
5	1,03400	10	1,07072	15	1,10859	20	1,14783	25	1,18865

Если температура вод больше или меньше 20°, то в данные солемера необходимо вносить поправки согласно табл. 2.

При температуре воды ниже 20° поправка вычитается из показания солемера, а при температуре выше 20° прибавляется.

В случае появления нефти следует отобрать пробу нефти и отправить в лабораторию для анализа, указав номер скважины, глубину забоя, горизонт, откуда взята проба, кем взята проба и дату взятия. Для анализа следует отобрать не менее 2–3 л нефти.

Нередко в геологическом отделе до отправки пробы в лабораторию определяют удельный вес при 15,5° ареометром, градуированным

Рис. 18.
Ареометр
Боме.

* Градусы Боме показывают содержание солей в граммах на 100 см³ воды.

** При 15,5° С удельный вес воды $\gamma_B = \frac{145}{145 - Bé}$.

Таблица 2

Temperatura, °C	Поправка		Temperatura- ра, °C	Поправка	
	до 8° Bé	выше 8° Bé		до 8° Bé	выше 8° Bé
10	0,30	0,37	26	0,22	0,24
11	0,27	0,34	27	0,26	0,29
12	0,24	0,31	28	0,29	0,34
13	0,21	0,28	29	0,33	0,39
14	0,18	0,25	30	0,36	0,44
15	0,15	0,22	31	0,40	0,49
16	0,12	0,18	32	0,44	0,54
17	0,10	0,14	33	0,48	0,59
18	0,07	0,09	34	0,53	0,64
19	0,04	0,05	35	0,58	0,69
20	0	0	36	0,63	0,74
21	0,03	0,04	37	0,69	0,79
22	0,07	0,09	38	0,75	0,84
23	0,10	0,13	39	0,81	0,89
24	0,14	0,16	40	0,87	0,94
25	0,18	0,20			

Таблица 3

°Bé	γ _н	°Bé	γ _н	°Bé	γ _н
10	1,000	26	0,897	42	0,814
11	0,993	27	0,892	43	0,809
12	0,986	28	0,886	44	0,805
13	0,979	29	0,880	45	0,800
14	0,972	30	0,875	46	0,795
15	0,965	31	0,869	47	0,791
16	0,959	32	0,864	48	0,786
17	0,952	33	0,859	49	0,782
18	0,946	34	0,854	50	0,779
19	0,939	35	0,848	51	0,773
20	0,933	36	0,843	52	0,769
21	0,927	37	0,838	53	0,765
22	0,921	38	0,833	54	0,761
23	0,915	39	0,828	55	0,757
24	0,909	40	0,823	56	0,753
25	0,903	41	0,819	57	0,749

для нефти в градусах Боме. Для перевода градусов Боме в удельный вес можно пользоваться табл. 3¹.

Если температура нефти отличается от 15,5°, то в данные солемера необходимо вводить поправку, пользуясь табл. 4.

¹ Или эмпирической формулой, в которой удельный вес нефти при 15,5° С

$$\gamma_n = \frac{140}{130 + Bé}$$

Таблица 4

γ_n	Поправка на $1^\circ C$	γ_n	Поправка на $1^\circ C$
0,70—0,72	0,00082	0,860—0,865	0,000700
0,72—0,74	0,00081	0,865—0,870	0,000692
0,74—0,76	0,00080	0,870—0,875	0,000682
0,76—0,78	0,00079	0,875—0,880	0,000677
0,78—0,80	0,00078	0,880—0,885	0,000670
0,80—0,81	0,00077	0,885—0,890	0,000660
0,81—0,82	0,00076	0,890—0,895	0,000650
0,82—0,83	0,00075	0,895—0,900	0,000640
0,83—0,84	0,00074	0,900—0,905	0,000630
0,84—0,85	0,00072	0,905—0,910	0,000620
0,85—0,86	0,00071	0,910—0,920	0,000610

Указанной таблицей пользуются следующим образом. Если температура нефти превышает $15,5^\circ$, то в таблице отыскивают соответствующую данному показанию поправку на 1° ; величину эту умножают на разность градусов между 20° и температурой нефти и прибавляют полученную поправку к показанию ареометра. В том случае, когда температура нефти меньше 20° , вычисленную поправку вычитают из показания ареометра. В итоге получают удельный вес нефти при температуре 20° . Для отбора проб нефти из скважин во время бурения пользуются специальными приборами.

В случае появления в скважине газа следует отобрать пробу его для анализа. Из бурового раствора газ отбирают при помощи воронки. Воронку устанавливают на поверхности струи выходящего из скважины раствора широкой стороной и немного погружают ее в раствор. К узкой стороне воронки прикрепляют резиновую трубку, второй конец которой вводят в отверстие бутыли, заполненной водой и опрокинутой в специальную чашку с водой. Газ, улавливаемый из бурового раствора, скапливается постепенно в верхней части бутыли. Когда в бутыли остается немного воды, ее горлышко закрывают под водой резиновой пробкой. Бутыль отправляют для анализа в лабораторию в опрокинутом виде во избежание улетучивания газа. Для отбора более чистой пробы воронка и резиновая трубка должны быть предварительно промыты газом и лишь после этого их можно подсоединить к бутыли.

Отбор проб газа в процессе бурения с одновременным его анализом осуществляется при помощи газового каротажа.

Документация

Геолог должен уделять большое внимание документации процесса бурения скважины.

Таблица 5

Ежедневный рапорт № _____
о ходе работ в буревой № _____
Район _____ промысел _____
« _____ » 19 ____ г. Форма _____

Геологическая часть											
Техническая часть											
Работа долота											
Дата											
Глубина забоя, м											
Проходка, м											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
за сутки	за долбление										
тип и размер долота, дюймы											
глубина отбора, м	чистое бурение, часы										
поднято керна, м	скорость проходки, м/час										
% выноса	характер и степень сработанности долота										
краткая литологическая характеристика, органические остатки, включения	оценка стойкости глубина отбора пробы, м										
стратиграфическая отбивка	на входе	удельный вес	температура, °C	вязкость							
элементы залегания пород	на выходе										
глубина забоя, м	на входе										
исправленная глубина выноса шлама, м	на выходе										
краткая литологическая характеристика	содержание песка, %										
глубина забоя, м	суточный отстой в % от общего объема входящей струи										
харктер жидкости	выходящей струи										
дебит	подача, л/сек										
краткая характеристика проявления	давление, ат										
глубина забоя, м	фильтрация, см³/мин										
характер жидкости	смена раствора, добавление реагента и т. д.										
дебит	спущено, м										
краткая характеристика проявления	диаметр, дюймы										
Примечания	толщина стенки, мм										
	Примечания										

При бурении скважин ежедневно составляют рапорт о ходе бурения по записям в вахтенных журналах бурильщиков и в коллекторских книжках коллекторов. Схема ежедневного рапорта представлена в табл. 5.

Основным документом бурящейся скважины является буровой журнал, который обычно заполняет буровой мастер; геологическую часть журнала должен контролировать геолог промысла. Буровой журнал является важнейшим документом и его необходимо систематически, аккуратно и подробно заполнять. Помимо этого, необходимо вести вахтенный журнал бурильщика, в который нужно тщательно записывать данные технической части с указанием всех особенностей бурения скважины, включая появление признаков нефти, газа и воды. Следует иметь также коллекторскую книжку, в которой коллектор геологического отдела должен давать описание пород и записывать все геологические данные, характеризующие бурение скважины.

Весьма полезно организовать карточную систему документации каждой скважины, т. е. завести карточки для описания истории бурения, отдельные карточки для анализа вод, нефти, газа и т. д.

Тщательная документация является основой для всестороннего изучения скважины.

Кернограмма

На основе наблюдения за проходкой скважины и комплексного изучения вскрываемого разреза полезно составить так называемую кернограмму, дающую всестороннее освещение пройденного разреза пород.

Детальное изучение кернограммы вместе с данными проходки скважины позволяет получить наиболее полные и объективные данные о вскрытом скважиной разрезе отложений, положении продуктивных газонефтеносных горизонтов и их взаимосвязях с водоносными и другими пластами.

Кернограмму составляют по форме, приведенной в табл. 6.

Таблица 6

Продолжение табл. 6

Проницаемость, миллидарси		Грануло- метриче- ский состав пород	Нефтенасы- щенность, %	Водонасы- щенность, %	Соленость воды, °Bé
вертикальная	горизон- тальная				

П р и м е ч а н и е. Кернограмма может содержать и другие виды исследований в зависимости от рода и комплекса осуществляемых наблюдений.

§ 5. СОСТАВЛЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ

Результаты геологических наблюдений при бурении скважины, а также данные интерпретации электрокаротажа, радиоактивного каротажа и комплексных исследований позволяют определить характер пройденных пород и составить разрез скважины.

Разрез скважины изображают графически, используя условные знаки для показа литологического состава пройденных пород. Помимо литологии, в нем на соответствующих глубинах должны быть указаны признаки нефти, газа и воды, обвалы, потеря циркуляции и другие геологические данные. Из технических данных следует показать глубины спуска обсадных колонн, их диаметр, высоту подъема цемента и т. п.

При описании в разрезе литологического состава пород обычно пользуются следующими сокращениями.

Для всех пород

б — бурый
 жл — желтый
 сн — синий, синевато-серый
 тс — темно-серый
 тб — темно-бурый
 т — темный
 шб — шоколадно-бурый
 вз — вязкий
 хр — хрупкий
 тв — твердый
 п — плотный
 рх — рыхлый
 мг — мягкий
 сл — слоистый
 ж — жирный
 вкл — включения
 пр — прослои

Для песков

тз — тонкозернистый
 ма — мелкозернистый
 сра — среднезернистый
 кра — крупнозернистый
 грз — грубозернистый
 рнз — разнозернистый
 вод — водоносный, выделение
 воды
 неф — нефтеносный
 пл — плыун
 з. н. — запах нефти
 ок — окрашивает бензин
 газ — газоносный, выделение
 газа
 сл. н. н. — слабо насыщен
 нефтью
 сил. н. н. — сильно насыщен
 нефтью
 од — однородный

При описании технических данных применяют следующие сокращения:

Пр. — пробное тартание

OK — освоение компрессором

ЭК — эксплуатация компрессором

Ф — фонтанная эксплуатация

СВ — свабирование

Э — эксплуатация

ЭН — эксплуатация глубинным насосом

ГЛ — газлифтная эксплуатация

Для изображения литологии и различных геологических данных применяют условные знаки.

К сожалению, эти условные знаки до сих пор не стандартизированы, и в отдельных нефтяных районах применяют различные обозначения. Например, в нефтяной промышленности Азербайджана

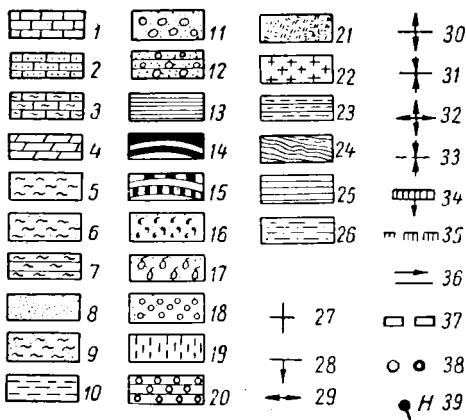


Рис. 19. Условные знаки для изображения литологии и геологических данных (Азербайджан, нефтяная промышленность).

1 — известник; 2 — мел; 3 — мергель; 4 — доломит; 5 — глина; 6 — суглинки; 7 — глинистый сланец; 8 — песок; 9 — глинистый песок; 10 — песчаник; 11 — галечник; 12 — конгломерат; 13 — битуминозный сланец; 14 — уголь; 15 — торф; 16 — нефтеносный песок; 17 — газоносный песок; 18 — водоносный песок; 19 — гипс; 20 — соль; 21 — вулканические туфы; 22 — гнейсы; 23 — кристаллические сланцы; 24 — метаморфические сланцы; 25 — мрамор; 26 — кварцит; 27 — горизонтально залегающие пласты; 28 — пласты, падающие по углом; 29 — вертикальные пласты; 30 — антиклиналь (седло); 31 — синклиналь (мульда); 32 — периклинальные пласты (купол); 33 — ось синклиналии; 34 — сброс, падающий под углом; 35 — предполагаемый сброс; 36 — сдвиг; 37 — шурф; 38 — скважина, находящаяся в бурении; 39 — нефтяной источник.

применяют условные знаки, показанные на рис. 19. В восточных нефтяных районах применяют условные знаки, показанные на рис. 20. В других районах пользуются несколько иными условными обозначениями.

При использовании условных знаков удобно литологию изображать тушью, а стратиграфию — красками в соответствии с принятой легендой для геологических карт.

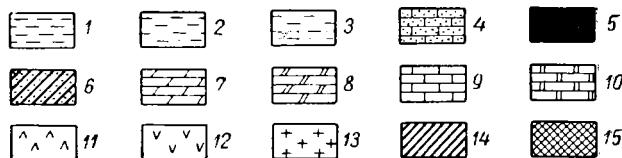


Рис. 20. Условные знаки для изображения литологии и геологических данных (восточные нефтяные районы).

1 — глины; 2 — глины алевритистые; 3 — алевролиты; 4 — песчаники; 5 — промышленная нефть; 6 — нефте- и газопроявления; 7 — мергели; 8 — мергели доломитовые; 9 — известняки; 10 — доломиты; 11 — ангидриты; 12 — гипсы; 13 — каменная соль; 14 — нефтепроявления; 15 — проникаемые зоны с возможными нефтяными или газовыми залежками.

Некоторые обозначения для графического изображения технических данных о скважине приведены на рис. 21.

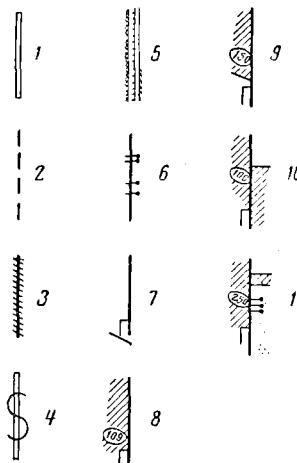


Рис. 21. Условные знаки для графического изображения технических данных по скважине.

Трубы: 1 — винтовые; 2 — вырезаны; 3 — отрезаны и изрублены; 4 — смяты; 5 — извлечены после эксплуатации; 6 — дыры в трубах; 7 — башмак задавлен в нерасширенное место; 8 — заливка Перкинса; 9 — манжетная заливка; 10 — цементный стакан; 11 — цементный мост.

Разрезы скважин вычерчивают на хорошей плотной бумаге, пригодной для длительного использования, в масштабе 1 : 500 или 1 : 1000 по форме, приведенной в табл. 7.

Таблица 7

Стратиграфия	Глубина в масштабе, м	Литология в условных знаках	Мощность, м	Электрический и радиоактивный каротаж	Описание пород	Конструкция скважины	Отметки о призлах нефти, газа, воды, обвалах, углах падения и т. п.

Составленный геологический разрез скважины разбивают на свиты, горизонты и пласти в следующем порядке.

1. Выделяют свиты по стратиграфическому признаку, пользуясь данными микрофауны, макрофауны и комплексных наблюдений.

2. Внутри стратиграфических свит по литологическому признаку выделяют пачки пород: песчаные, глинистые, песчано-глинистые, карбонатные и т. д.

3. Внутри литологических пачек выделяют горизонты: газоносные, нефтеносные и водоносные.

4. Внутри горизонтов выделяют пласти: газоносные, нефтеносные, водоносные, маркирующие и т. п.

При маркировке основные пласти обозначают римскими цифрами, а второстепенные буквенными и т. д. Методически осуществленная маркировка пластов облегчает общую оценку разреза скважины и корреляцию (сопоставление) его с разрезами других скважин.

Глава II

МЕТОДЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ МАТЕРИАЛОВ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

§ 1. КОРРЕЛЯЦИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

Корреляция (сопоставление) разрезов скважин является одним из наиболее важных и ответственных этапов работы геолога. На основе изучения разрезов скважин, пробуренных в различных участках месторождения, и детальной их корреляции представляется возможным более точно установить последовательность залегания пород, выделить в разрезах различных скважин одноименные пласти, проследить за изменением их мощности, а также литологического и фациального состава в различных направлениях и выявить характер контактов свит и горизонтов (нормальные, трансгрессивные и т. д.). Полученные данные позволяют составить более детальные геологические профили, структурные карты и подробнее изучить продуктивные горизонты по сравнению с профилями и структурными картами, которые построены непосредственно по данным разрезов скважин без их предварительной корреляции. При сложном геологическом строении месторождения, когда наблюдаются дизъюнктивные нарушения или трансгрессивные несогласия в залегании пород, правильное построение профилей и структурных карт без предварительной корреляции разрезов скважин практически невозможно.

Следует различать общую корреляцию разрезов скважин и зональную. При общей корреляции сопоставляют разрезы скважин в целом по одному или нескольким имеющимся в разрезах горизонтали (или реперам). Для этого предварительно находят такие горизонты (реперы), которые сохраняют свою характеристику в большинстве сопоставляемых разрезов. Общую корреляцию отложений проводят с целью изучения характера изменения разрезов скважин в пределах всего месторождения (рис. 22).

Общую корреляцию можно проводить по стратиграфическому признаку, электрическому или радиоактивному реперу, маркирующему геологический горизонт и данным комплексных наблюдений (изучение плама, микрофауны, механический каротаж, газовый каротаж и т. д.).

Зональную корреляцию проводят для детального изучения отдельных пластов и пачек их. Она особенно необходима для пластов, характеризующихся фациальной изменчивостью, расслаивающихся на отдельные пропластки и выклинивающихся в различных направлениях. Прослеживание отдельных пропластков пласта, их фациальной изменчивости границ выклинивания, площадного распространения и т. д. имеет огромное значение при проектировании и анализе системы разработки пласта в целом.

Зональную корреляцию для изучения продуктивного пласта следует вести по кровле пласта, если она нормально перекрывается вышележащими породами, подошве пласта, если кровля размыта, а подошва нормально подстилается нижележащими отложениями, и маркирующему прослою внутри пласта, если кровля и подошва пласта размыты или недостаточно ясно выражены.

На рис. 23 показана схема зональной корреляции разрезов трех скважин по кровле продуктивного пласта. В скв. 1 хорошо выделяются три зональных интервала, отделенных один от другого глинистыми разделами, в скв. 2 наблюдается частичное слияние выделенных зон, а в скв. 3 все интервалы образуют один монолитный песчаниковый пласт.

При зональной корреляции нужно прослеживать лишь такие зональные интервалы разреза, которые, отличаясь по вертикали, характеризуются по горизонтали общими литолого-физическими свойствами, выдерживающимися на более или менее значительной площаади. Отдельные же локальные прослои, наблюдающиеся в скважинах (внутри зонального интервала) и ограниченно развитые, лучше включать в тот или иной интервал, так как в зональном интервале имеется своя локальная зональность, выделить которую невозможно.

Необходимо учитывать, что выделенные зональные интервалы имеют большое значение для детального изучения геологического строения продуктивного пласта, но они не всегда могут быть самостоятельными объектами разработки. Расчленение мощных продуктивных пластов на отдельные зоны и детальное геологическое изучение их на основе зональной корреляции необходимы для

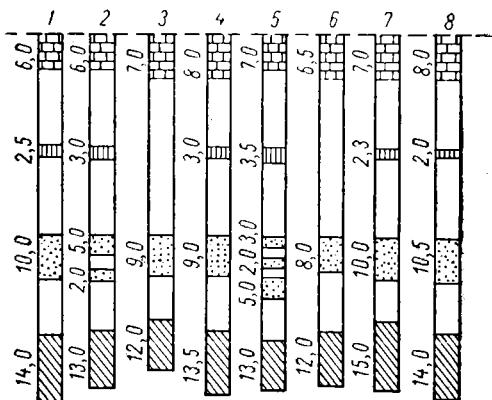


Рис. 22. Схема общей корреляции разрезов скважин по кровле маркирующего пласта (известняка).

1 — 8 — разрезы.

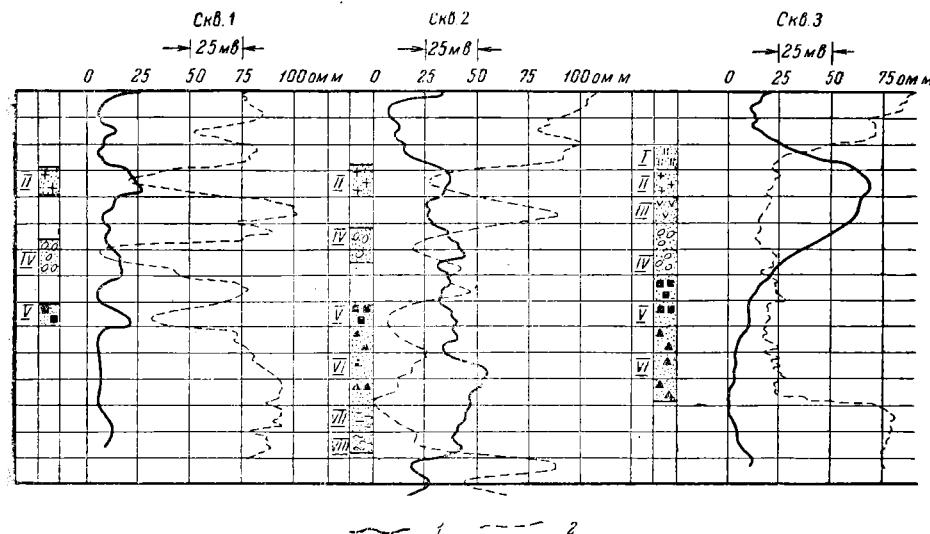


Рис. 23. Схема зопальной корреляции разрезов скважин по кровле продуктивного пласта.

1 — кривая КС; 2 — кривая ПС; I—VIII — зональные интервалы.

проектирования и анализа разработки особенно крупных нефтяных месторождений на платформе, продуктивные пласты в которых имеют значительную фациальную изменчивость.

§ 2. СОСТАВЛЕНИЕ НОРМАЛЬНОГО РАЗРЕЗА

В результате общей корреляции разрезов скважин по месторождению можно составить нормальный (или типовой) разрез.

На нормальном разрезе обычно указывают истинную мощность пород, а на типовом — вертикальную мощность. Эти разрезы отображают последовательность напластований в месторождении, их среднюю мощность и литологический состав. Наличие нормального (или типового) разреза по месторождению облегчает геологический контроль за бурением скважины и ориентировкой забоя в процессе бурения. Для составления такого разреза требуется кропотливая работа по корреляции скважин.

Нормальный (или типовой) разрез должен отображать средний разрез месторождения. В связи с этим он должен представлять собой разрез, присущий большинству скважин данного месторождения. Для месторождений со спокойной тектоникой или постоянным литологическим составом пород можно ограничиться составлением одного нормального (или типового) разреза. На месторождениях с изменяющимся литологическим составом пород и различной текто-

никой в разных участках может возникнуть необходимость в составлении нескольких нормальных (или типовых) разрезов, характеризующих каждый участок в отдельности. В зависимости от имеющихся данных строят нормальный (или типовой), грунтовой (по образцам пород) или геофизический разрез (с данными по электрометрии и радиометрии) или лучше всего геолого-геофизический типовой разрез, в котором одновременно показывают геологический и геофизический разрезы совместно.

На промысловых площадях обычно составляют лишь типовой разрез по вертикальной мощности (для удобства пользования им), а на разведочных — нормальный разрез по истинной мощности.

Истинную мощность пересчитывают на вертикальную и, наоборот, вертикальную на истинную по формулам (рис. 24):

$$b = \frac{h}{\cos \beta}, \quad (\text{II. } 1)$$

$$h = b \cos \beta,$$

где h — истинная мощность пласта в м;
 b — вертикальная мощность пласта в м;
 β — угол падения пласта в градусах.

Нормальный разрез с указанием истинной мощности составляют на промысловых площадях лишь в тех случаях, когда мощность пласта в разных участках значительно меняется вследствие изменения углов падения пород.

Для составления нормального (или типового) разреза необходимо детально изучить разрезы всех пробуренных скважин, разбить их на горизонты, выделить характерные горизонты и реперы, подразделить разрезы на нормальные, дефектные и нехарактерные, провести тщательную их корреляцию и составить средний типовой разрез. Отобранные ненормальные, дефектные и нехарактерные разрезы следует проанализировать с целью установления возможности и целесообразности составления по ним (за исключением явно дефектных разрезов) дополнительных средних разрезов для отдельных участков месторождения.

Пример составления нормального (или типового) разреза приведен на рис. 25. Корреляция проведена по кровле характерного пласта известняка I.

Сравнивая разрезы шести скважин, показанные на рис. 25, видим, что мощность пласта известняка I увеличивается лишь в скв. 3, а во всех остальных скважинах она остается одинаковой.

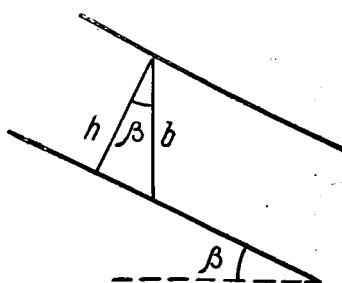


Рис. 24. Соотношение истинной и вертикальной мощностей пласта.

h — истинная мощность; b — вертикальная мощность; β — угол падения пласта.

Мощность этого пласта, одинаковая для большинства скважин, принята и в типовом разрезе. Мощность пласта II в типовом разрезе также принята по его мощности в большинстве скважин. Пласт III в скв. 4 раздваивается, а в скв. 6 мощность его увеличивается. Во всех остальных скважинах этот пласт монолитен и имеет одну и ту же мощность. В связи с этим в типовом разрезе он показан также монолитным и той же мощности, что и в большинстве скважин. Пласт IV во всех скважинах имеет разную мощность. Поэтому в нормальном (или типовом) разрезе показана его средняя мощность по данным всех скважин.

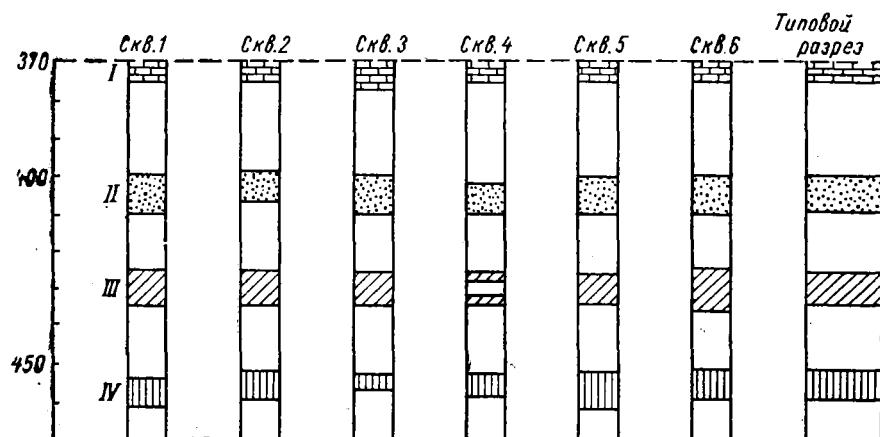


Рис. 25. Пример составления нормального (типового) разреза.

Следующим этапом работы является анализ аномальной характеристики различных разрезов по отдельным скважинам. Если аномальная характеристика того или иного разреза наблюдается лишь в единичных скважинах и проявляется незакономерно, то ее не принимают во внимание, если же она повторяется и в некоторых других скважинах, сконцентрированных в пределах определенных участков, то для таких участков составляют самостоятельные нормальные (или типовые) разрезы.

При составлении нормального (или типового) разреза следует учитывать данные электрического и радиоактивного каротажа, а также все косвенные наблюдения, которые оказывают большую помощь при построении разреза, особенно в случае недостатка фактического материала.

§ 3. СОСТАВЛЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ПРОФИЛЯ

Геологический профиль месторождения представляет собой сечение месторождения вертикальной плоскостью.

Геологический профиль (разрез) месторождения составляют по разрезам скважин; он оказывает большую помощь геологу, давая наглядное представление о строении месторождения. При сложном строении месторождения построение профиля, помимо указанного, облегчает проектирование разведочных скважин, оказывает значительную помощь при построении структурной карты, показывает изменчивость фаций в различных направлениях и положение залежи нефти и газа, а также характер контакта их друг с другом и с водой. Поэтому усвоение методики построения геологического профиля по скважинам является важной задачей.

В зависимости от поставленных геологических задач выбирают то или иное направление профиля (рис. 26).

Поперечный профиль (вкrest простирания пород или по падению пород) проектируют для изучения тектоники месторождения; для изучения какого-либо нарушения проводят профиль вкrest нарушения.

Продольный профиль (по простиранию пород) строят также для изучения тектоники месторождения; по существу он вытекает из сопоставления ряда поперечных профилей и дополняет их.

Профили других направлений, диагональные простиранию и падению, составляют для изучения, например, нарушений и фациальной изменчивости отложений в указанных выше направлениях.

Геологический профиль по скважинам строят, как правило, в масштабе геологической или структурной карты, по которой его составляют. Если масштаб карты очень мелкий, а в профиле необходимо показать различные детали, то профиль выполняют в более крупном масштабе.

Горизонтальный и вертикальный масштабы при построении профиля берут одинаковыми во избежание искажения углов падения пород. Разные масштабы принимают лишь в тех случаях, когда горизонтальное расстояние между скважинами весьма большое (например, на платформе), а для более детального изучения разреза по вертикали необходимо принять более крупный масштаб. Однако и в этом случае более целесообразно брать одинаковые масштабы, для того чтобы уместить скважины на одном листе бумаги, показав разрывы между ними.

Профиль вычерчивают в определенной последовательности в отно-

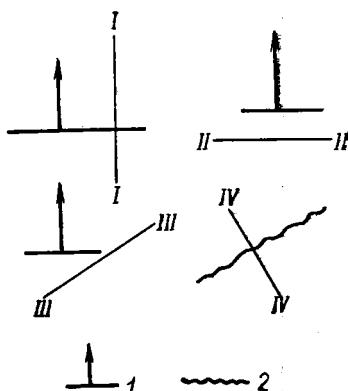


Рис. 26. Направления геологических профилей.

Профили: I — I поперечный, II — II продольный, III — III диагональный, IV — IV поперечный по отношению к нарушению.

1 — простирание и падение пород;
2 — направление нарушения.

шении стран света, располагая слева направо, — Ю—С, ЮЗ — СВ, З — В, СЗ — ЮВ.

Составляют профиль в следующем порядке:

- 1) проводят линию уровня моря и вычерчивают графический вертикальный масштаб;
- 2) на линии уровня моря точками показывают положение скважин в профиле согласно выбранному масштабу;

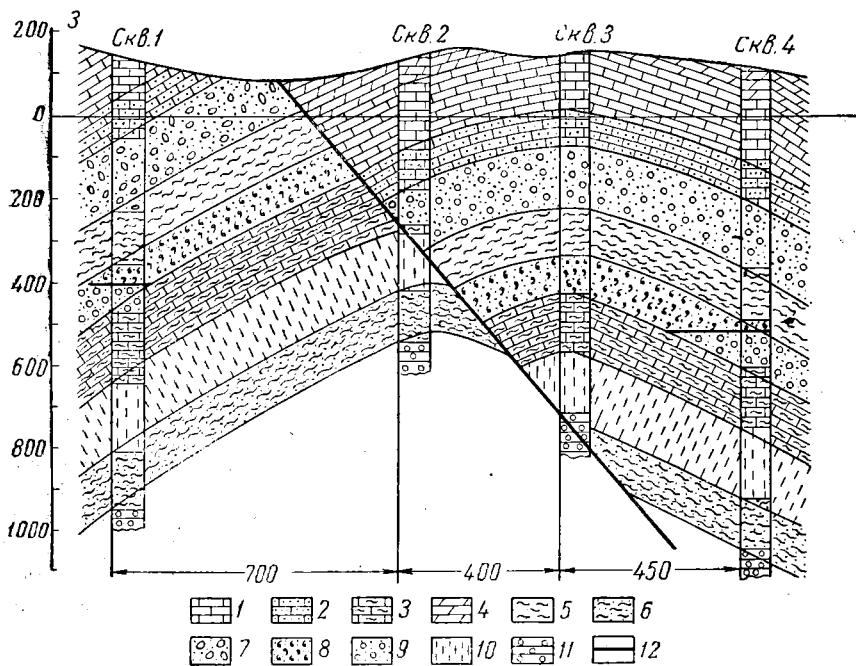


Рис. 27. Геологический профиль по скважинам.

1) через указанные точки проводят вертикальные линии стволов скважин и в масштабе показывают альтитуды скважин; соединение отметок альтитуд дает рельеф поверхности в направлении составляемого профиля;

- 4) проводят вторую линию, параллельную стволу скважины, и вычерчивают колонку разреза скважины, пользуясь условными знаками;

- 5) проводят корреляцию разрезов скважин и окончательно вычерчивают геологический профиль.

При корреляции разрезов скважин для составления геологического профиля особое внимание уделяют анализу последовательности напластований во всех разрезах скважин. Появление аномалий в последовательности залегания пород в разрезе какой-либо скважины свидетельствует о стратиграфических несогласиях в залегании пород или наличии тектонических нарушений. Такие аномальные границы фиксируют, так как сочетание их позволит установить характер аномального залегания пород и направление линии нарушения (или несогласия).

На рис. 27 показан геологический профиль по скважинам, вычерченный в изложенном выше порядке. При корреляции разрезов скважин, изображенных на рис. 27, и анализе последовательности залегания в них пород можно видеть, что в скв. 2 и 3 имеются аномальные точки, а именно: в скв. 2 на приведенной отметке 260 м вместо глины, которая залегает под галечником в скв. 1, 3 и 4, после галечника вскрывается мергель, а в скв. 3 на отметке 700 м после гипса вскрывается соль (вместо глинистого песка, как это было в скв. 1, 2 и 4). Соединение указанных аномальных точек дает направление нарушения (в данном случае сброса).

Для изучения фациальной изменчивости пород геологический профиль по скважинам можно строить детально с подробным послойным разрезом пород, а для уточнения тектоники в соответствующих участках месторождения — более схематично с показом лишь кровлей характерных свит и маркирующих горизонтов.

При составлении геологического профиля необходимо учитывать возможные его искажения как вследствие неправильного спесения точек скважин на линию профиля, так и искривления стволов скважин. Чтобы избежать искажения геологического профиля, нужно вводить поправки на снос скважин (не попавших в сечение профиля) на профиль, а также учитывать искривление стволов скважин путем соответствующих построений.

Снесение точек скважин на направление профиля

Во избежание искажения профиля точки скважин сносят на него, как правило, по простиранию пластов (рис. 28, а). В тех случаях, когда точку скважины снести на профиль по простиранию пластов нельзя (рис. 28, б) или же такое спесение, например из точки *T* в точку *M* (рис. 28, в) нецелесообразно (так как характер фаций в точках *T* и *M* различен), скважину сносят на направление профиля по перпендикуляру к нему из точки *K* в точку *L* (или из точки *M* в точку *N*) (рис. 28, б) и из точки *T* в точку *Y* (рис. 28, в). При таком спесении скважин на профиль вводят поправки.

Для спесения скважины *M* по линии падения (рис. 28, б и рис. 29, а) поправка будет

$$X_1 = MN \operatorname{tg} \beta. \quad (\text{II. } 2)$$

Вычисленную по выражению (II. 2) поправку при снесении скважины вниз по падению вычитают из превышения скважины и последнюю показывают в профиле с новым превышением, равным $h_3 = h_2 - X_1$ (рис. 29, а). При снесении скважины вверх по восстанию вычисленную поправку прибавляют к превышению скважины и последнюю показывают в профиле с превышением, равным $h_1 = h + X$ (рис. 29, б). В данном случае устье скважины располагается в точке L_2 , а в первом случае —

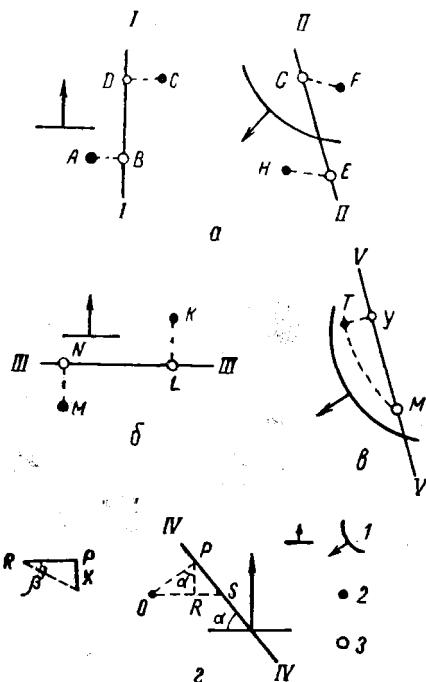


Рис. 28. Снесение точек скважин на профиль.

1 — элементы залегания пластов; 2 — точки положения скважин; 3 — точки снесения скважин.

β — угол падения пласта; α — угол между направлением профиля и линией простирания пласта; римскими цифрами обозначены направления профилей.

в точке N_2 . При таком вычерчивании скважин снесение их на направление профиля не по простиранию не внесет никаких искажений в профиль.

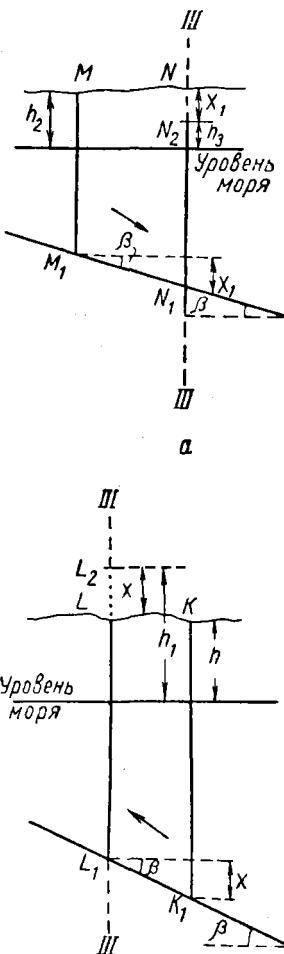


Рис. 29. Схема ввода поправок в превышение скважины.

Если скважина сносится на направление профиля, проведенного диагонально по отношению к простиранию и падению пласта, то в этом случае (рис. 28, *а*) скважина из точки *O* будет проектироваться по перпендикуляру в точку *P*, т. е. вниз по падению.

На рис. 28, *г* приведены вспомогательные линии *OS* и *PR*. Точки *O*, *R*, *S* лежат на линии простирания и все они находятся на одинаковой глубине по отношению к точке *P*. Точка *P* лежит по отношению любой из них глубже на величину *X*. Следовательно,

$$X = RP \operatorname{tg} \beta.$$

Так как из треугольника *OPR* $RP = OP \cos \alpha$, то окончательная величина поправки

$$X = OP \cos \alpha \operatorname{tg} \beta. \quad (\text{II.3})$$

Вычисленную поправку по (II. 3) в данном случае следует при снесении скважины в точку *P* вычесть из превышения скважины, так как последняя сносится вниз по падению пласта.

Следует иметь в виду, что профильный разрез, составленный с использованием скважин, не лежащих на линии профиля, не позволяет установить закономерность изменения разреза в данном направлении.

Учет искривления скважин при составлении геологического профиля

Во избежание искажения геологического профиля при его построении с использованием искривленных скважин необходимо учитывать искривление стволов скважин.

При искривлении вверх по восстанию пластов (рис. 30, *а*) скважина встретит кровлю пласта в точке *D*. Вследствие неучета искривления точка *D*, отвечающая меньшей глубине скважины, будет отнесена к точке *D*₁, что приведет к искажению профиля в результате построения несуществующего структурного выступа. При искривлении вниз по падению пласта (рис. 30, *б*) скважина встретит кровлю пласта на более низкой отметке, т. е. в точке *E*, которая будет отнесена к точке *K*, что приведет к построению несуществующей структурной мульды, потому что истинное положение кровли пласта (при вертикальной скважине) соответствует точке *F*.

Рассмотрим метод учета искривления скважины при построении геологического профиля. Допустим, что скважина при искривлении имела в пространстве переменные величины угла отклонения и азимута кривизны. Для учета искривления скважины прежде всего нужно привести искривление ее к одной плоскости. На рис. 31, *а* показана инклинометрия оси скважины на горизонтальную плоскость. Устье скважины находится в точке *A*, а конечное положение забоя в точке *B*. Чтобы привести искривление скважины

к плоскости (фиктивной) AB , производим развертку частных плоскостей ее искривления в одну плоскость (рис. 31, б). Из рис. 31, б видно, что вертикальная составляющая искривленного ствола скважины есть линия $B'B_1$, равная X . Величину X вычисляем аналитически:

$$X = X_1 + X_2 + X_3 = AK \operatorname{ctg} \alpha_1 + KL \operatorname{ctg} \alpha_2 + LB' \operatorname{ctg} \alpha_3. \quad (\text{II.4})$$

Зная величину X , определяем угол искривления α_i в скважине, приведенной к одной плоскости искривления, по соотношению

$$\operatorname{tg} \alpha_i = \frac{AB}{X}. \quad (\text{II.5})$$

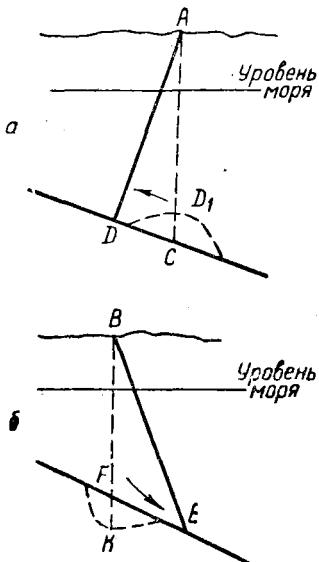


Рис. 30. Схема искажений в отметках кровли пласта при неучете искривления скважины.

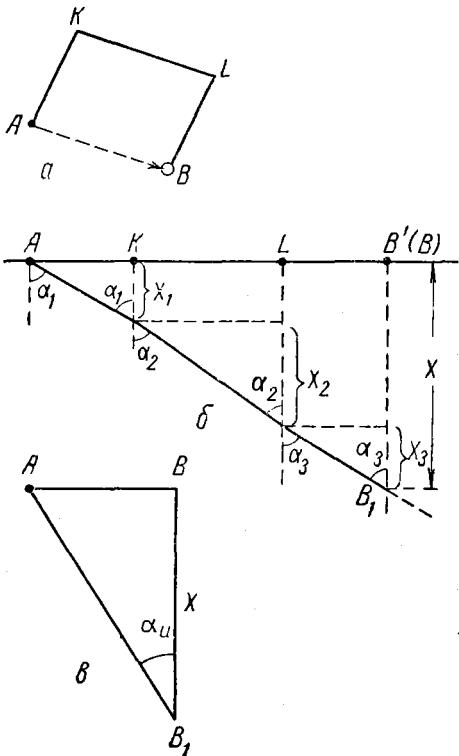


Рис. 31. Схема приведения искривленной скважины к искривлению в одной плоскости.

Определив угол искривления в плоскости AB (фиктивной плоскости искривления), вычисляем в этой же плоскости длину скважины AB_1 (рис. 31, б)

$$AB_1 = \frac{X}{\cos \alpha_u}. \quad (\text{II.6})$$

Таким образом, мы привели скважину к одной плоскости искривления и определили в этой плоскости ее длину и угол искривления.

Сносим горизонтальную проекцию ствола скважины AB параллельно простиранию на направление профиля так, чтобы устье A попало на линию профиля, и в этой точке A проводим линию простирания и падения, а также меридиан NS (рис. 32, а). Далее проектируем точку B по линии параллельно простиранию до пересечения этой линии с направлением профиля в точке C ; получаем треугольник ABC , у которого δ — угол между направлением искривления и направлением профиля, β — угол, равный разности азимута простирания φ_2 и азимута искривления φ_1 ($\beta = \varphi_2 - \varphi_1$), γ — угол, равный $180^\circ - (\beta + \delta)$.

На рис. 32, б показаны двугранный угол и положение в нем искривленной скважины в плоскости искривления M . Проводим через точку B_1 плоскость, перпендикулярную AA_1 , и получаем треугольник $A_1B_1C_1$; соединив точку C_1 с точкой A , определяем угол α_n , под которым следует провести скважину в плоскости профиля, и длину скважины AC_1 . Из рис. 32, б имеем

$$B_1A_1 = AA_1 \operatorname{tg} \alpha_u; \quad A_1C_1 = AA_1 \operatorname{tg} \alpha_n,$$

$$\frac{B_1A_1}{A_1C_1} = \frac{\operatorname{tg} \alpha_u}{\operatorname{tg} \alpha_n}.$$

Так как

$$\frac{B_1A_1}{A_1C_1} = \frac{\sin \gamma}{\sin \beta},$$

то получаем

$$\frac{\operatorname{tg} \alpha_u}{\operatorname{tg} \alpha_n} = \frac{\sin \gamma}{\sin \beta}; \quad \operatorname{tg} \alpha_n = \operatorname{tg} \alpha_u \frac{\sin \beta}{\sin \gamma}. \quad (II. 7)$$

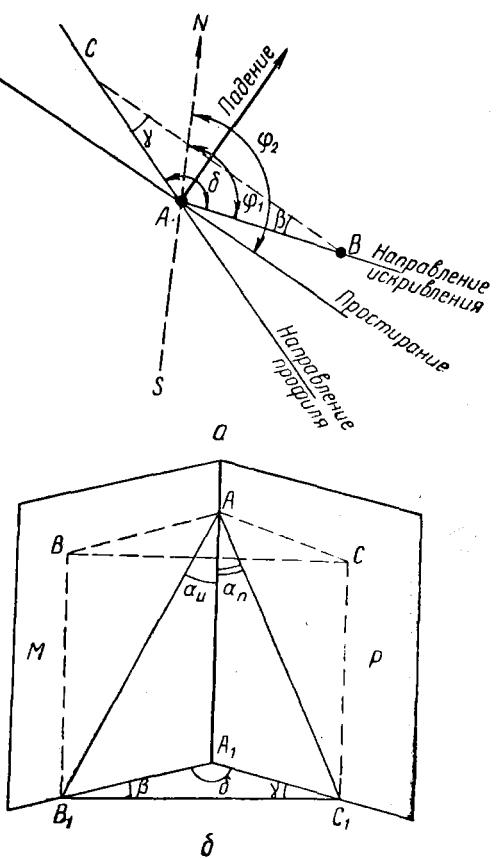


Рис. 32. Схема соотношений положения искривленной скважины в плоскости искривления и в плоскости профиля.

Величину AC_1 определяем из соотношений:

$$AA_1 = AB_1 \cos \alpha_{ii}; \quad AA_1 = AC_1 \cos \alpha_{ii}$$

или

$$AB_1 \cos \alpha_{ii} = AC_1 \cos \alpha_{ii},$$

откуда

$$AC_1 = AB_1 \frac{\cos \alpha_{ii}}{\cos \alpha_{ii}}. \quad (\text{II. 8})$$

Зная отношение косинусов углов, можно определить мощности отдельных пластов. Искомый угол падения пласта в плоскости профиля (α_{ii}) и длину скважины в профиле (AC_1) можно определить графически следующим образом (рис. 33). Горизонтальную проекцию искривленного ствола скважины (приведенного к одной плоскости искривления) A_1B_1 продолжаем за точку A_1 , а в точке A_1 восстанавливаем перпендикуляр. Далее в точке B_1 строим угол $90 - \alpha_{ii}$ и продолжаем его сторону до пересечения с восстановленным (из точки A_1) перпендикуляром в точке A ; при точке A получаем угол α_{ii} , соответствующий углу искривления в плоскости искривления.

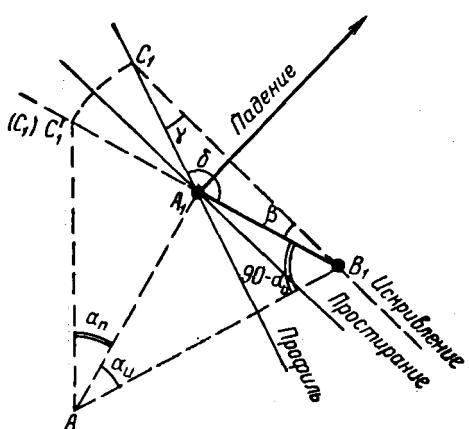


Рис. 33. Графический метод определения угла наклона и длины искривленной скважины в плоскости профиля.

резок A_1C_1 откладываем от точки A_1 и получаем A_1C_1' . Соединяя точку C_1' с точкой A , определяем при точке A искомый угол α_{ii} , под которым следует провести ствол скважины в плоскости профиля. Отрезок AC_1' дает искомую длину ствола скважины в плоскости профиля.

Метод составления профиля по геофизическим данным (электро- и радиоактивного каротажа), а также по комплексным наблюдениям в принципе аналогичен методу составления его по геологическим данным. Производить пересчет геофизических данных указанным выше методом для учета искривления скважины нецелесообразно. Ствол скважины в профиле надо показывать в соответствии с его

фактическим искривлением и к нему нужно приурочивать полученную каротажную диаграмму. Отдельные элементы искривления скважины, не совпадающие с плоскостью профиля, следует переносить (проектировать) на профиль параллельно простираннию. Однако при всяком рода переносах следует рационально сочетать сведения о геологическом строении района и данные по разрезам отдельных скважин с применяемыми методами геометрического проектирования.

§ 4. СОСТАВЛЕНИЕ СТРУКТУРНЫХ КАРТ

Структурная карта в отличие от топографической, показывающей в горизонтах рельеф поверхности, в строении которой могут участвовать различные горизонты, отображает в горизонтах подземный рельеф кровли или подошвы какого-либо одного горизонта. Она дает четкое представление о строении недр, обеспечивает наиболее точное проектирование эксплуатационных и разведочных (при доразведке) скважин, облегчает изучение залежей нефти и газа, в частности исследование изменения свойств продуктивных пластов (мощности, пористости, проницаемости, распределения пластовых давлений и т. д.) в различных участках структуры.

При построении структурных карт (рис. 34) за базисную поверхность обычно принимают уровень моря, от которого отсчитывают горизонтали (изогипсы) подземного рельефа. Отметки изогипс ниже уровня моря берут со знаком минус, который иногда не ставят, имея в виду, что отсутствие знака всегда указывает на минус, а отметки изогипс выше уровня моря показывают со знаком плюс. Равные по высоте промежутки между изогипсами называются сечением изогипс. На рис. 34 сечение изогипс равно 100 м. При пологом залегании пластов (в месторождениях Русской платформы) сечение изогипс обычно берут равным 2—5 м, а в геосинклинальных областях (Кавказ и т. п.), когда наблюдается более или менее крутое залегание пород, 10—25 м и более.

Изогипса показывает простиранние пласта. На криволинейных участках изгиба изогипс простирание в любой точке (точка А на

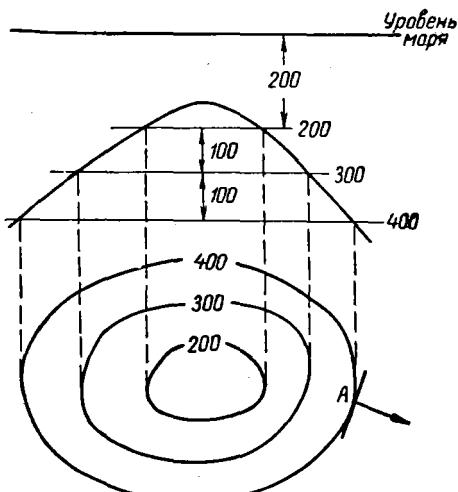


Рис. 34. Изображение подземного рельефа пласта при помощи структурной карты.

рис. 34) направлено по касательной к данной точке, а падение — перпендикулярно к ней (от более мелких значений отрицательных отметок изогипс к более крупным). При однообразном падении пластов расстояния между изогипсами остаются одинаковыми. При уменьшении углов падения пластов изогипсы будут расходиться и, наоборот, они будут сближаться при увеличении углов падения. В промысловой практике обычно применяют два основных способа построения структурных карт:

1) способ треугольников, который эффективно используют для мало нарушенных или не имеющих нарушений структур;

2) способ профилей, который обычно самостоятельно применяют для сильно нарушенных структур; его также используют вместе со способом треугольников.

Для составления структурной карты выполняют следующее:

1) изучают разрезы скважин и выбирают горизонт, по кровле которого намечается построение структурной карты; выбранный горизонт должен быть развит по всей площади и должен хорошо выделяться в разрезах скважин; путем сопоставления разрезов скважин убеждаются в том, что выбранный горизонт находится в нормальном залегании и кровля его не размыта;

2) проверяют соответствие положения скважин на карте положению их на местности, а также их альтитуды (превышения); если возникает сомнение, то прибегают к топографо-геодезической съемке;

3) выбирают сечение изогипс в зависимости от требуемой детальности изучения структуры и сложности ее строения.

После этого приступают к построению структурной карты.

Способ треугольников

Способ треугольников состоит в том, что точки скважин, расположенные на плане, соединяют линиями, образуя систему треугольников. Затем между вершинами (точками скважин) треугольников по данным отметок глубин залегания, обычно кровли (реже подошвы) выбранного пласта, проводят интерполяцию и, соединяя однотипные отметки, строят структурную карту в соответствии с выбранным сечением пласта. При построении системы треугольников следует руководствоваться имеющимися данными о региональном простирации пород, проводя длинные стороны треугольников примерно параллельно простиранию и избегая интерполяции между скважинами вкрест предполагаемой оси складки. Для этого анализируют имеющиеся по скважинам отметки пласта, которые примерно будут иметь симметричные значения по одну и другую стороны от направления оси складки.

Допустим, на площади имеется 11 скважин, вскрывших кровлю характерного горизонта. Для вычисления глубин кровли пласта, приведенных к уровню моря, составляют таблицу (табл. 8).

Таблица 8

Параметр	# скважин на рис. 35										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Превышение скважины над уровнем моря, м	50	125	70	85	110	60	40	115	110	55	45
Глубина от устья, м	725	675	820	535	835	785	790	765	660	705	595
Приведенная глубина, м	675	550	750	450	725	725	750	650	550	650	550

Вычисленные приведенные глубины надписывают у скважин на плане их расположения (рис. 35). Точки скважин соединяют линиями, которые образуют треугольники; при этом стремятся к тому, чтобы длинная сторона треугольника была более или менее парал-

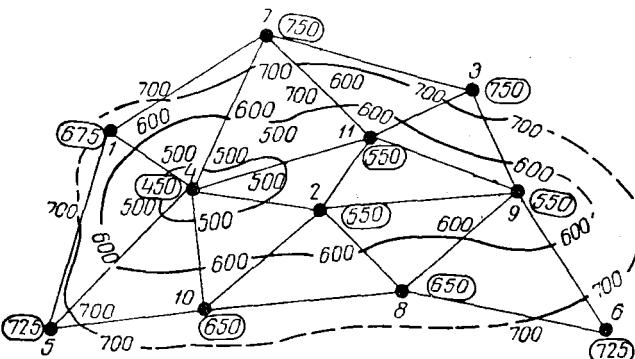


Рис. 35. Построение структурной карты по способу треугольников.

1—11 — скважины. Сечение изогипс 100 м. Цифрами в кружках показаны отметки скважин.

льельна простиранию пород. Затем выбирают сечение (в данном примере 100 м) и согласно ему производят интерполяцию между скважинами.

Интерполяцию производят таким образом, чтобы отметки изогипс были кратны выбранному сечению (в данном примере 500, 600, 700). Полученные отметки соединяют и строят структурную карту (см. рис. 35, на котором изображена антиклиналь).

При построении структурной карты по способу треугольников наиболее трудоемкой операцией является интерполяция между скважинами. Для облегчения интерполяции следует пользоваться масштабной сеткой [высотной арфой], состоящей из ряда параллельных линий (рис. 36). Высотную арфу вычерчивают на прозрачной бумаге, проводя параллельные линии на расстоянии 1–2 мм одну от другой. Для удобства отсчета у линий ставят порядковые номера. Пользуются арфой следующим образом. Допустим, необходимо провести интерполяцию между двумя скважинами при выбранном сечении изогипс, равном 25 м. Отметка скв. 1 составляет 857 м,

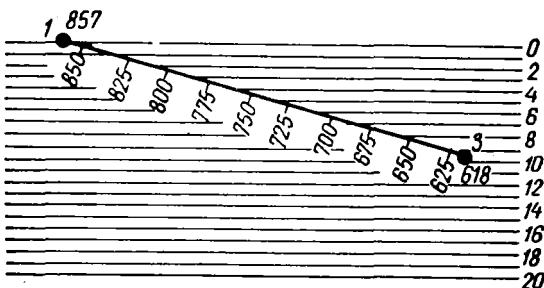


Рис. 36. Схема интерполяции при помощи высотной арфы.

отметка скв. 3 равна 618 м. Разность отметок $857 - 618 = 239$ м. При сечении изогипс 25 м и данной разности между отметками (между скважинами) должно пройти следующее число параллельных линий высотной арфы:

$$239 : 25 = 9 \frac{14}{25} \approx 9,5.$$

Высотную арфу накладывают нулевой линией на точку любой скважины (на рис. 36 — на скв. 1) и, приколов ее булавкой, поворачивают вокруг этой точки до тех пор, пока точка скв. 3 не появится на половине расстояния между линиями 9 и 10. После этого прикладывают к точкам скв. 1 и 3 линейку и прокалывают по всей ее длине симметричные отметки, кратные выбранному сечению 25 м. При таком способе интерполяция выполняется быстро и безошибочно.

Пользуясь способом треугольников, не следует проводить интерполяцию между кустами скважин, расположенными далеко один от другого. В этом случае во избежание ошибок лучше производить интерполяцию по отдельным кустам скважин. На рис. 37 показаны два куста скважин. В первый куст входят скв. 1, 2 и 3, а во второй — скв. 4, 5 и 6. При правильной интерполяции по отдельным кустам получим структуру почти широтного простирания, а при неправиль-

ной интерполяции простижение структуры будет почти меридиональным. Последнее, очевидно, происходит вследствие примененной интерполяции между скважинами вкrest простирации через ось складки.

Для чтения сложных структурных карт следует хорошо запомнить изображение простых (элементарных) структур при помощи структурной карты. На рис. 38 показаны простейшие структуры и их

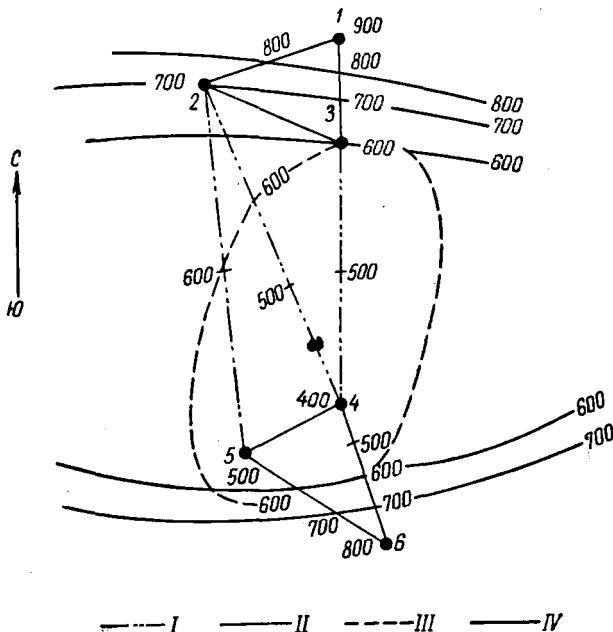


Рис. 37. Схема правильной и неправильной интерполяции при построении структурной карты.

I — линии неправильной интерполяции; II — линии правильной интерполяции; III — неправильная изогипса структуры; IV — правильные изогипсы структуры.

профили. При построении профилей следует строго соблюдать точные расстояния между изогипсами в выбранном сечении профиля; при вычерчивании профиля нужно показывать масштабную сетку для точного соблюдения отметок изогипс.

Антиклиналь и синклиналь (рис. 38) характеризуются замыканием изогипс, у остальных структурных элементов, проявляющихся на фоне моноклинального залегания пород, изогипсы не замыкаются. В структурном носу (выступе) глубокие (по отметкам) изогипсы как бы отесняются более мелкими, а в структурной впадине, наоборот, мелкие изогипсы отесняются более глубокими. В структурной

террасе изогипсы расходятся (наблюдается выполаживание пород), а за пределами этой террасы как вверх по восстанию, так и вниз по падению наблюдается более крутое залегание пород (и изогипсы сближаются).

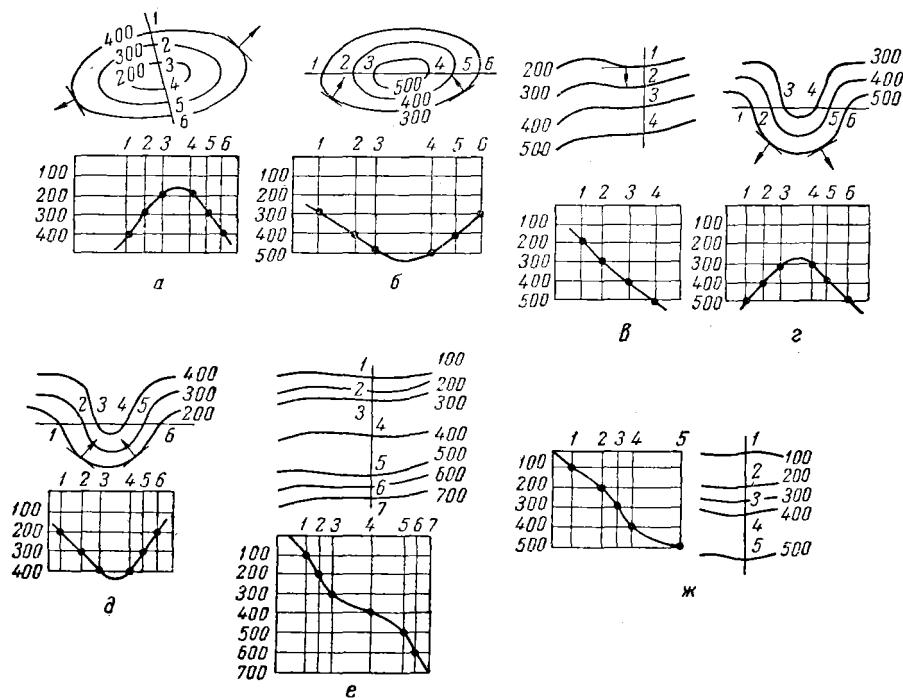


Рис. 38. Изображение простейших (элементарных) структур при помощи структурной карты.

а — антиклиналь; *б* — синклиналь; *в* — моноклиналь; *г* — структурный нос (выступ); *д* — структурная впадина (мульда); *е* — структурная терраса; *ж* — флексурный изгиб.
Стрелками показано простирание и падение пластов.

При флексурном изгибе наблюдается более крутое залегание пород (изогипсы сближаются), а за пределами флексуры как вверх по восстанию, так и вниз по падению наблюдается более пологое залегание пород (и изогипсы расходятся).

При построении структурных карт следует учитывать искривление скважин.

Способ профилей

Способ профилей для построения структурных карт, как уже указывалось, применяют в комбинации со способом треугольников, а также самостоятельно при наличии сложных структур, имеющих различные нарушения.

На рис. 39 показано построение структурной карты по способу профилей. Для построения структурной карты предварительно составляют ряд профилей по скважинам (профили I—I и II—II на рис. 39). Построенные профили рассекают горизонтальными линиями согласно выбранному сечению для построения структурной карты (на рис. 39 сечение принято равным 100 м).

Точки пересечения горизонтальных линий с кровлей пласта сносят на горизонтальную плоскость (уровень моря), где указывают соответствующие им отметки пласта. Точки пересечения кровли пласта с поверхностью нарушения (на рис. 39 отмечены крестиками) также сносят

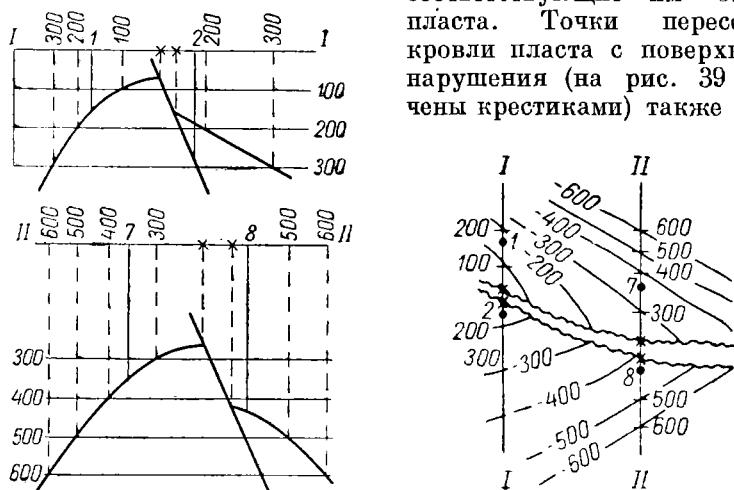


Рис. 39. Построение структурной карты по способу профилей.

на горизонтальную плоскость. Полученные данные переносят с профилей на план расположения скважин (на рис. 39 в каждом профиле показано лишь по две скважины для привязки, хотя для составления каждого профиля фактически используют большее число скважин). Затем проекции точек нарушений (на плане обозначены крестиками) соединяют и получают горизонтальные проекции следа пересечения кровли пласта с поверхностью нарушения (линии нарушения). Точно так же соединяют одноименные отметки пласта и получают горизонтали (изогипсы) структурной карты. Чем больше профилей используют для составления структурной карты, тем полнее и точнее будет она; способ профилей позволяет более точно трассировать горизонтальные проекции «линий нарушения».

Принципиальные схемы изображения элементарных нарушений — сброса и взброса — при помощи структурной карты показаны на рис. 40.

Схема сброса. Для изображения сброса при помощи структурной карты (рис. 40, а) рассекают профиль сброса горизонталь-

ными линиями и точки пересечения этих линий с кровлей пласта и поверхностью нарушения проектируют на план с соответствующими отметками. Следует иметь в виду, что горизонталь a обрезается поверхностью нарушения в точке 1 ($a_1 - a_1$), горизонталь b — в точке 2 ($b_2 - b_2$) и т. д., аналогично с правой стороны горизонталь d — в точке 2 ($d_2 - d_2$) и т. д. Соединение точек a_1 , b_2 и c_3 , а также e_3 и d_2 дает горизонтальные проекции линий нарушения. Правая часть складки опущена. Вогнутая часть проекции линии нарушения обращена в сторону смещенной (опущенной) части складки.

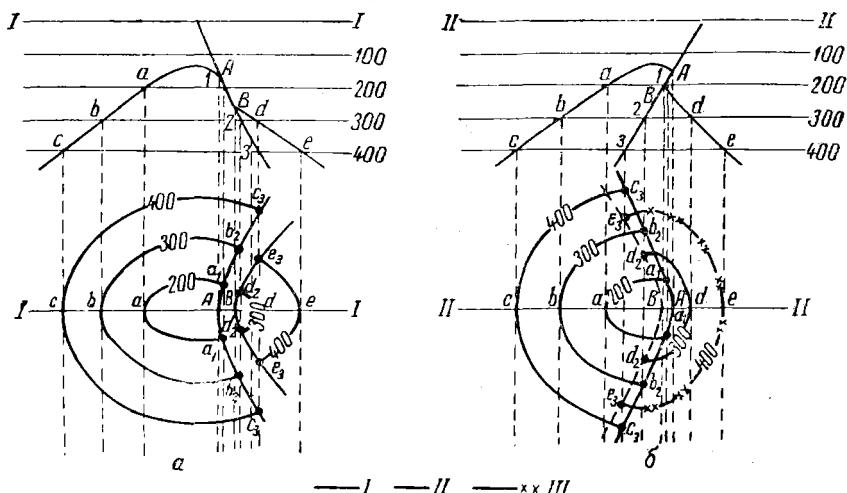


Рис. 40. Принципиальная схема изображения сброса и взброса.

a — сброс; b — взброс. I — изогипсы пласта; II — горизонтальные проекции линий нарушения; III — изогипсы подвзбросовой части.

Схема взброса. Взброс (рис. 40, б) строят при помощи структурной карты так же, как сброс. При изображении взброса в плане следует иметь в виду, что горизонталь a обрезается поверхностью нарушения в точке 1 ($a_1 - a_1$), горизонталь b — в точке 2 ($b_2 - b_2$), горизонталь c — в точке 3 ($c_3 - c_3$), горизонталь d — в точке 2 ($d_2 - d_2$) и т. д. Соединение точек a_1 , b_2 и c_3 , а также e_3 и d_2 позволяет получить горизонтальные проекции линий нарушения. Вогнутая часть проекции линии нарушения обращена в сторону смещенной (взброшенной) части складки, что не следует забывать.

На рис. 41 показаны сброс и взброс и составление по ним профилей. При составлении профилей следует руководствоваться указанными выше правилами составления профилей по структурным картам. Необходимо лишь иметь в виду, что при построении профиля сброса изогипсы левой части пласта обрезаются поверхностью нарушения, проходящей через точку a , а изогипсы правой части пласта —

поверхностью нарушения, проходящей через точку *b*. При построении профиля взброса левая часть пласта обрезается поверхностью нарушения, проходящей через точку *d*, а правая — поверхностью нарушения, проходящей через точку *c*. При построении профилей нарушенных складок обязательно нужно наносить масштабную сетку для получения точного соответствия отметок пласта в плане и в профиле.

Детальное рассмотрение структурных карт сброса и взброса позволяет сделать следующие основные выводы.

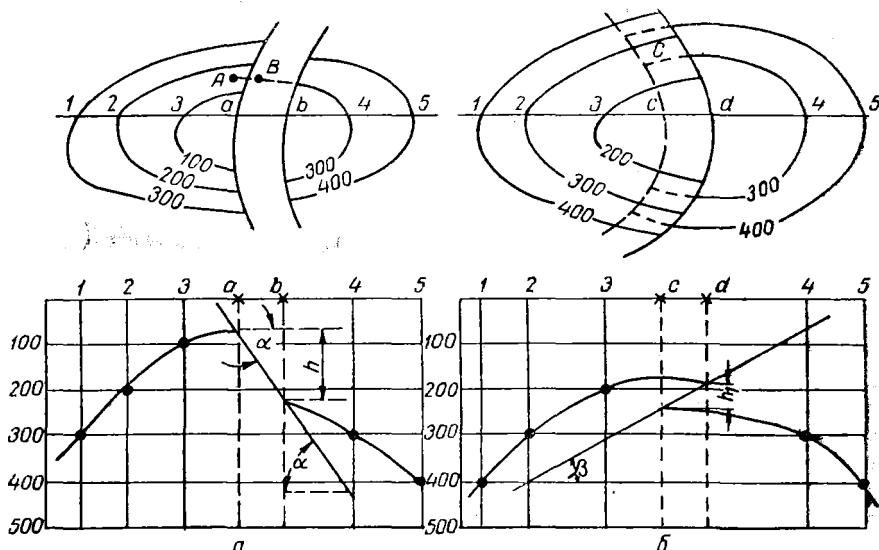


Рис. 41. Составление профилей сброса и взброса по структурной карте.
а — сброс; б — взброс.

1. В сбросе и во взбросе наблюдаются разрывы изогипс; в сбросе между горизонтальными проекциями линий нарушения пласт отсутствует, во взбросе между этими линиями пласт (как показано на профиле) повторяется.

2. В сбросе и во взбросе вогнутая часть проекции линий нарушения обращена в сторону смещенной части пласта.

3. В сбросе обе проекции линий нарушения в плане являются видимыми и должны быть показаны сплошными линиями, а во взбросе нижняя проекция линии нарушения и часть пласта в плане перекрыты, поэтому проекцию линии нарушения, проходящую через точку *c*, следует показывать пунктиром.

4. Рассмотрение отметок изогипс позволяет установить, какая часть пласта была смещена (опущена или взброшена) и какая часть его не была смещена.

5. По отметкам пласта можно определить вертикальную амплитуду смещения. Например, на структурной карте сброса (рис. 41, а) точка *B* пласта, лежащая на продолжении изогипсы правой, опущенной, части структуры, имеет отметку 300 м, а смежная с ней точка *A* пласта левой части структуры — отметку 150 м. При этом вертикальная амплитуда смещения $h = 300 - 150 = 150$ м, что видно также на профиле. На структурной карте взброса точка *C* пласта по изогипсам правой части пласта имеет отметку 300 м, а по отметкам левой части пласта — отметку 250 м; вертикальная амплитуда смещения $h_1 = 300 - 250 = 50$ м.

6. Зная масштаб карты, можно определить угол падения поверхности сброса и взброса (см. рис. 41); для сброса $\operatorname{tg} \alpha = \frac{h}{ab}$, для взброса $\operatorname{tg} \beta = \frac{h_1}{cd}$ (величины *ab* и *cd* берут в масштабе карты). Если угол α или β равен 90° , то обе горизонтальные проекции линий нарушения сливаются в одну. Очевидно, чем больше угол падения поверхности нарушения, тем больше расходятся эти линии.

Трассирование проекции линии нарушения

Как уже указывалось, применение способа профилей при построении структурных карт пластов, имеющих нарушения, обеспечивает большую их точность и позволяет более уверенно наметить положение проекций линий нарушения. Однако в тех случаях, когда фактического материала недостаточно и число профилей ограничено, а в то же время необходимо точно определить границы тектонического блока (например, для подсчета запасов), применяют следующий графический метод, который дает возможность более точно трассировать проекцию линии нарушения и установить границы блока.

Допустим, что в результате построения структурной карты получен ряд изогипс (рис. 42). На рис. 42, а после изогипсы 100 м имеются разрывы в одноименных изогипсах (200, 300 и 400 м), которые свидетельствуют о наличии нарушения между блоками *I* и *II*. Для определения характера нарушения даны лишь два профиля *AB* и *AC*, в пределах которых имеются скважины (на рисунке не показаны). Требуется точно определить границы блока *II*. Для решения этой задачи графическим путем выполняют следующее.

По скважинам строят профили *AB* и *AC* (рис. 42, б) и определяют в них соответственно углы падения поверхностей нарушения α_1 и α_2 , а также точки пересечения поверхностей нарушения с кровлями пластов, т. е. точки *a*, *b* и *c*, *d*; эти точки сносят на структурную карту.

По углам α_1 и α_2 (в косых сечениях) определяют истинный угол падения поверхности нарушения (рис. 42, в). Для этого к направлениям профилей в точке *A* восстанавливают перпендикуляры и откладывают на них произвольные равные отрезки *AD* = *AE*. В точках *D*

и E соответственно строят углы $90 - \alpha_1$ и $90 - \alpha_2$ и продолжают стороны углов до пересечения с соответствующими линиями профилей в точках M и N ; прямая MN отображает простирание. Из точки A опускают на линию простирации перпендикуляр AO и, продолжая его, получают азимут линии падения. Из точки пересечения линии падения с линией простирации O откладывают отрезок OR , равный $AE = AD$. Соединяя точку A с R , получают при точке A истинный угол падения β . Затем проводят ряд параллельных линий (рис. 42, g)

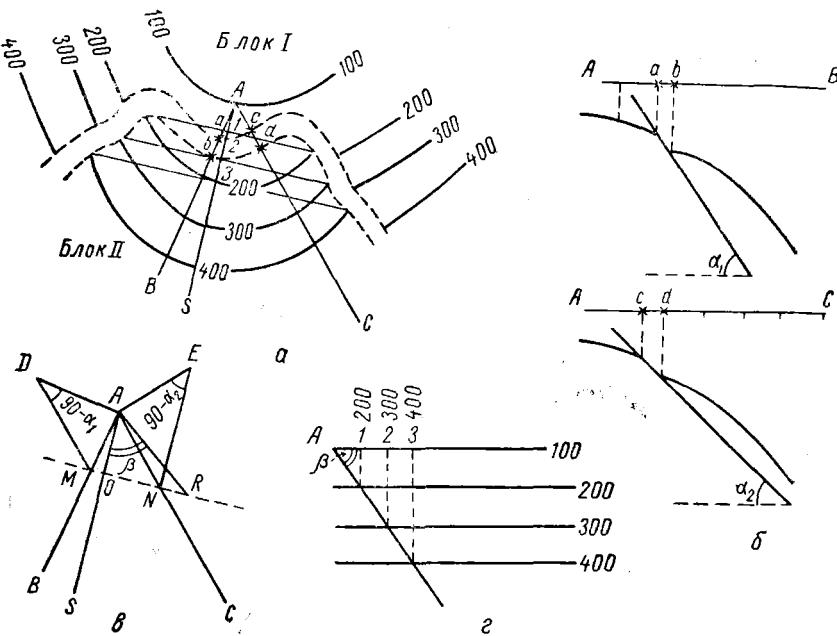


Рис. 42. Графический метод трассирования проекций линии нарушения.

в масштабе карты в соответствии с принятым сечением изогипс 100 м и из взятой на отметке 100 м точки A (которая на структурной карте имеет эту отметку) проводят поверхность нарушения под углом β . Пересечение горизонтальных линий с поверхностью нарушения дает точки 1 , 2 и 3 с соответствующими отметками поверхности нарушения 200 , 300 и 400 м .

После этого на рис. 42, a проводят линию падения AS и на ней от точки A откладывают отрезки $A-1$, $1-2$ и $2-3$. Из точек 1 , 2 и 3 восстанавливают перпендикуляры и на продолжении их до пересечения с изогипсами, имеющими одноименные отметки, находят соответствующие границы блока, что позволяет более точно трассировать проекцию линии нарушения; вторую проекцию проводят параллельно первой линии по точкам a и c .

Учет искривления скважин при построении структурной карты

Учитывать искривление скважин при построении структурной карты необходимо во избежание ее искажения. Неучет искривления скважины вверх по восстанию пластов приводит к появлению на структурной карте несуществующего в действительности структурного выступа вследствие ошибочного отнесения забоя скважины к более мелкой отметке (на рис. 43, а в скобках показано 500 м), а неучет искривления скважины вниз по падению пластов приводит

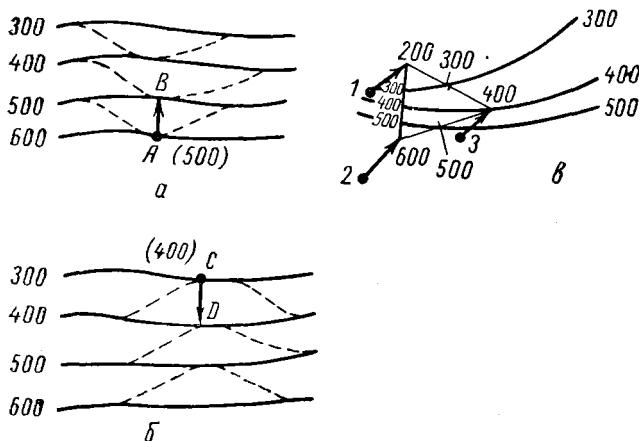


Рис. 43. Схема искажений при неучете искривления скважин и учет искривления при построении структурной карты.

а — искажения при неучете искривления вверх по восстанию пластов; **б** — искажения при неучете искривления вниз по падению пластов; **в** — построение изогипс с учетом искривления скважин; **A, C** — положения устья скважины; **B, D** — положения забоя; **1, 2, 3** — скважины.

к появлению на карте несуществующей впадины вследствие отнесения забоя скважины к более глубокой отметке (на рис. 43, б в скобках показано 400 м).

Чтобы учесть искривление скважины, прежде всего приводят пространственное ее искривление к искривлению в одной плоскости в соответствии с изложенным выше пояснением к рис. 31. После определения вертикальной составляющей (искривленного ствола скважины), которая показывает вертикальную глубину забоя скважины, приступают к построению структурной карты. Для этого на плане расположения искривленных скважин, на котором указано положение устья и забоя скважины (в конце вектора, отображающего горизонтальную проекцию), надписывают у забоя приведенную глубину его в метрах, т. е. $X - H$, где X — вертикальная составляющая, H — альтитуда скважины в метрах. Затем обычным мето-

дом, изложенным выше, проводят интерполяцию между приведенными глубинами, отмеченными у забоев скважин, и строят структурную карту (рис. 43, б), которая уже не будет иметь искажений.

Использование структурных карт на промысле и построение специальных структурных карт

Структурную карту, как уже указывалось, широко применяют при решении различных геологических задач и проектировании разработки пласта. На промыслах ее используют также для решения следующих частных вопросов.

1. Для определения проектной глубины скважины. Например, пусть проектируется скв. 1 (рис. 44, а), алтитуда которой равна 175 м. Приведенная отметка кровли пласта в соответствии с положе-

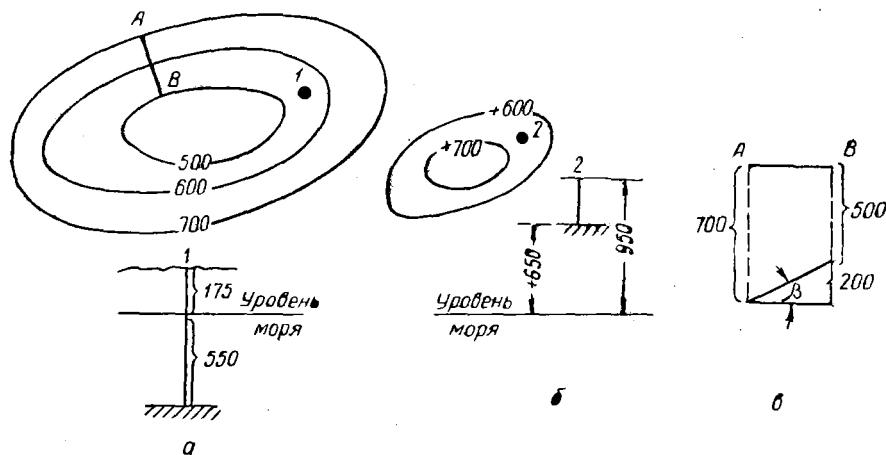


Рис. 44. Определение проектной глубины скважины и угла падения пластов по структурной карте.

нием скважины на структурной карте составляет 550 м. При этих данных проектная глубина скв. 1 до кровли пласта будет равна $550 + 175 = 725$ м. Проектная глубина скв. 2 (рис. 44, б) составит $950 - 650 = 300$ м, где 950 — алтитуда скважины.

2. Для определения угла падения β пластов в том или другом участке. На структурной карте на участке определения проводят нормаль к изогипсам (рис. 44, а) и затем определяют (рис. 44, в)

$$\operatorname{tg} \beta = \frac{200}{AB}, \quad (\text{II. 9})$$

где 200 — разность отметок изогипс в м;

AB — кратчайшее расстояние между изогипсами в плане, взятое в масштабе карты.

В некоторых случаях при решении специальных вопросов возникает необходимость применить особые приемы построения структурных карт. Рассмотрим эти приемы.

Карта схождения (рис. 45) применяют при геологических построениях в тех случаях, когда основных исходных данных мало, а вспомогательных данных много.

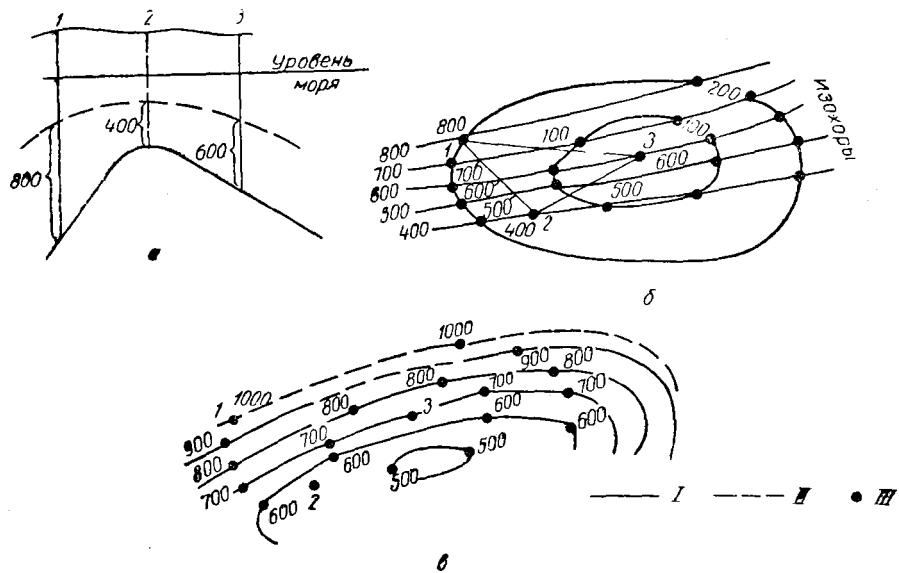


Рис. 45. Карта схождения.

I — нефтеносный пласт; II — маркирующий пласт; III — точки схождения изогипс и изохор.

Например, для построения структурной карты нефтеносного пласта имеется всего три скважины (скв. 1, 2 и 3 на рис. 45, а), а для составления структурной карты вышележащего маркирующего пласта имеется много структурных скважин. Сначала строят структурную карту для маркирующего пласта (рис. 45, б) и у скважин, вскрывших нефтеносный пласт, пишут разность отметок нефтеносного и маркирующего пластов, т. е. мощность между ними — от кровли маркирующего пласта до кровли нефтеносного (рис. 45, а). Затем проводят интерполяцию между отметками скважин согласно выбранному интервалу мощности и строят изохоры (так называют равные по мощности интервалы при построении карты схождения). В итоге получают карту схождения, т. е. пересечение изогипс кровли маркирующего пласта и изохор (рис. 45, б). Учитывая в точках пересечения отметки изогипс маркирующего пласта и численные значения изохор, определяют отметки изогипс для нефтеносного

пласта. Полученные отметки для нефтеносного пласта скрывают на другой лист бумаги и строят структурную карту нефтеносного пласта (рис. 45, в), соединяя одноименные отметки.

Карту поверхности парушения (рис. 46, А) строят в тех случаях, когда эта поверхность имеет сложную конфигурацию и с ней связаны тектонически экранированные залежи нефти. Данную карту строят способом треугольников или способом профилей по отметкам вскрытия поверхности нарушения в отдельных скважинах. Такая карта позволяет рассчитать глубину вскрытия поверхности нарушения и более точно проектировать эксплуатационные скважины даже при недостаточной разведанности залежи нефти.

На рис. 46, А показана структурная карта поверхности нарушения, построенная способом профилей с учетом данных по промежуточным скважинам, не показанным на рисунке. Положение залежи нефти установлено лишь в профилях I—I и II—II. Перенеся данные профилей на структурную карту, можно определить положение залежи нефти (*abcd*) и ее связь с поверхностью нарушения. В тех случаях, когда границы залежи нефти установлены лишь в одном профиле III—III (рис. 46, В) и, кроме того, имеются отдельные скважины, вскрывшие поверхность нарушения и продуктивный пласт, то, полагая водо-нефтяной контакт горизонтальным, имеется возможность определить положение границ залежи в плане, прибегнув к способу построения карты схождения. Для этого, используя профиль III—III, по данным пробуренных скважин способом треугольников строят карту поверхности нарушения и на нее накладывают структурную карту поднадвиговой части продуктивного пласта, построенную тем же способом. Затем изогипсы кровли продуктивного пласта путем экстраполяции продолжают до пересечения с одноименными изогипсами поверхности нарушения. Точки пересечения одноименных изогипс будут принадлежать как поверхности нарушения, так и кровле нефтенасыщенного пласта. Соединяя эти точки между собой и учитя положение точки А на профиле III—III, получают горизонтальную проекцию следа пересечения кровли продуктивного пласта с поверхностью нарушения. Таким образом, устанавливается положение линии среза поднадвиговой части продуктивного пласта поверхностью нарушения, которая является верхней границей залежи нефти.

Перенеся данные о положении водо-нефтяного контакта (точка Б) с профиля III—III на структурную карту, через точку Б параллельно изогипсе кровли продуктивного пласта проводят внешний контур нефтеносности до его пересечения с линией среза.

В итоге получают горизонтальную проекцию площади, занятой залежью нефти (заптрихованный участок на рис. 46, В), заключенную между горизонтальной проекцией следа пересечения кровли продуктивного пласта поверхностью нарушения и горизонтальной проекцией внешнего контура нефтеносности.

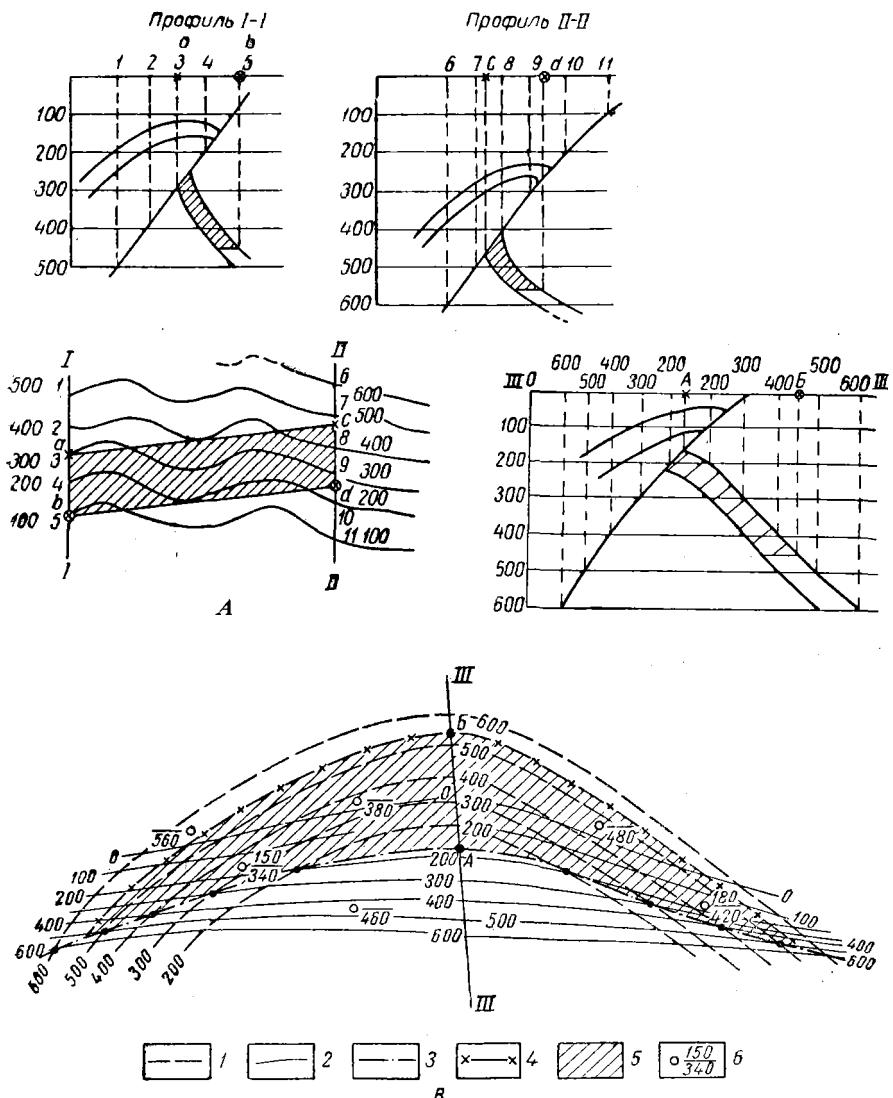


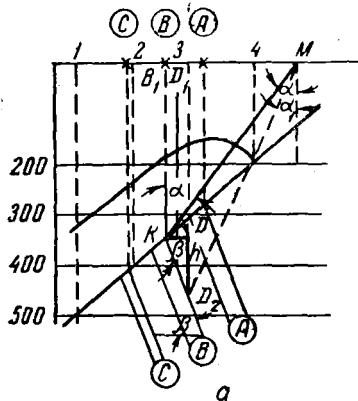
Рис. 46. Определение положения залежи нефти при помощи карты поверхности нарушения.

А — карта поверхности нарушения, построенная способом профилей (положение залежи заштриховано); В — схема определения положения залежи в поднадвиговой части (по Е. В. Гордисному).

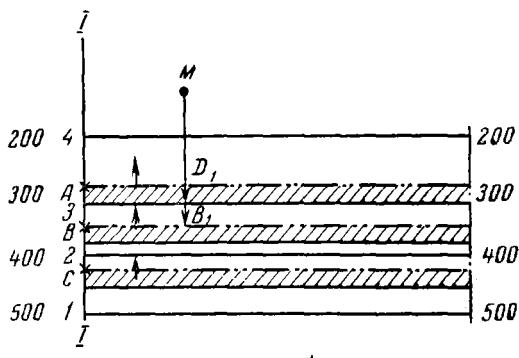
1 — изогипсы кровли пласта в поднадвиговой части; 2 — изогипсы поверхности нарушения; 3 — проекция пересечения кровли пласта в поднадвиговой части с поверхностью нарушения; 4 — внешний контур нефтесности; 5 — положение залежи в поднадвиговой части; 6 — абсолютная глубина залегания поверхности нарушения (в числите) и кровли пласта в поднадвиговой части (в знаменателе).

Структурно-пластовую карту применяют для изображения крутопадающих пластов. Обычная структурная карта крутопадающего пласта представляет собой группу весьма сближенных горизонталей и пользоваться ею при проектировании эксплуатационных скважин весьма неудобно. Это осложняется еще и тем, что скважина должна вскрыть не менее двух пластов и иметь направленное искривление. В данном случае полезно построить структурно-пластовую карту, показанную на рис. 47. Сущность методики

Профиль I—I



a



б

Рис. 47. Структурно-пластовая карта.

а — профиль; б — структурно-пластовая карта; А, В, С — пласты; I — изогипсы поверхности нарушения; II — проекция пересечения пласта с поверхностью нарушения.

ее построения рассмотрим на примере Старо-Грозненской антиклинали, в пределах которой под надвигом были обнаружены крутопоставленные продуктивные пласты. На рис. 47, а дан схематический профиль структуры, на котором показана методика построения. Профиль рассечен горизонтальными линиями и на него спнесены точки пересечения их с поверхностью нарушения, а также точки пересечения кровли крутопадающих пластов с поверхностью нарушения. Все полученные данные перенесены на план (на профиль I—I). Сочетание ряда таких профилей позволяет построить структурно-пластовую карту, представленную на рис. 47, б. Из профиля и структурной карты видно, что такой картой удобно пользоваться при проектировании эксплуатационных скважин.

Из профиля и плана следует:

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{MB_1}{350 + H}; \quad (\text{II. 10})$$

$$\operatorname{tg} \alpha_1 = \frac{MD_1}{350 + H + h}, \quad (\text{II. 11})$$

где α — максимальный угол искривления при проектировании скважины до кровли пласта B в точку K (на профиле), т. е. в точку B_1 (на плане);
 α_1 — средний угол искривления скважины при проектировании ее в точку D_2 (на профиле) пласта B , т. е. в точку D_1 (на плане);
 MB_1 — горизонтальное расстояние от устья скважины (в плане) до проекции кровли пласта (линии пересечения кровли пласта с поверхностью нарушения);
 MD_1 — горизонтальное расстояние от устья скважины до желаемой точки вскрытия пласта D_2 (на профиле);
 H — альтитуда скважины в м;
 h — разность отметок кровли в точке пересечения ее с поверхностью нарушения пласта B и точки вскрытия этого пласта скважиной (D_2 на профиле). $h = KD \operatorname{tg} \beta = B_1 D_1 \operatorname{tg} \beta$ (здесь β — угол падения крутопадающего пласта).

Наклонные структурные карты

Наклонные структурные карты применяют в тех случаях, когда для изображения какой-либо поверхности или структуры за базисную поверхность принимают не уровень моря, а наклонную поверхность. Впервые наклонная структурная карта была построена И. М. Губкиным в 1911—1912 гг. для эрозионной впадины, к которой оказались приуроченными некоторые залежи нефти в Ашхеронском нефтяном месторождении (Майкопский район).

Построение такой наклонной карты для эрозионной впадины оказалось весьма эффективным и позволило И. М. Губкину дать правильное указание о вероятном направлении распространения залежи нефти.

В 1939 г. в Грозненском нефтяном районе наклонные структурные карты были применены для изображения крутопадающих пластов и подвернутых складок. Практика показала, что изображение структур такого типа при помощи наклонных структурных карт приводит к искажению действительных размеров структуры и залежи нефти и потому не является эффективным.

На рис. 48 показан упрощенный по сравнению с более ранними построениями графический метод построения наклонной структурной карты для изображения эрозионной впадины при помощи карты схождения. С этой целью профили $I-I$ и $II-II$, на которых дано строение эрозионной впадины и пунктиром показаны породы, моноклинально покрывающие эрозионную впадину, рассекают горизонтальными линиями согласно выбранному сечению (в данном случае сечение равно 100 м). Точки пересечения этих горизонталей с моноклиналью и эрозионной впадиной сносят на горизонталь, на которой цифрами (и точками) показаны отметки моноклинали и буквами

(и крестиками) отметки подошвы эрозионной впадины (рис. 48, а). Все указанные данные переносят на план на соответствующие профили (рис. 48, б). Далее по отметкам кровли моноклинали строят структурную карту моноклинали, а по отметкам подошвы эрозионной впадины — изогипсы эрозионной впадины. В итоге получают карту схождения, т. е. пересечения изогипс моноклинали и эрозионной впадины.

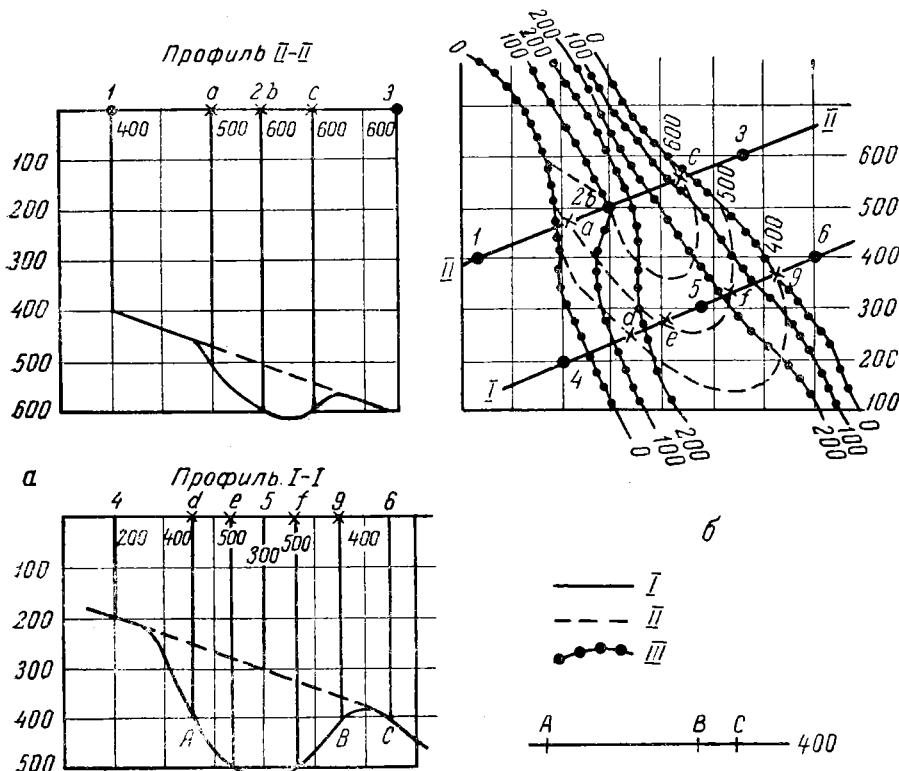


Рис. 48. Наклонная структурная карта эрозионной впадины.

I — изогипсы моноклинали; II — изогипсы подошвы эрозионной впадины; III — изолинии глубины эрозионной впадины.

Из рис. 48, б видно, что в указанных точках пересечения разность отметок эрозионной впадины и моноклинали дает глубину эрозионной впадины. Так как все точки пересечения симметричны, то, соединив их (как показано на рисунке), получают изолинии глубины эрозионной впадины: 0, 100, 200, 100, 0. Совершенно очевидно, что при обычном построении структурной карты выявить эрозионную впадину было бы весьма трудно. Действительно, на профиле I—I (рис. 48, а) изогипса 400 м дает три точки пересечения — A, B, C,

причем точка *A* лежит в глубине впадины, точка *B* — на ее борту, а точка *C* — вне впадины. Между тем при обычном построении структурной карты все они идентичны и формально были бы соединены горизонталью 400 м.

§ 5. СОСТАВЛЕНИЕ КАРТ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИХ СТРОЕНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ

Помимо структурных, строят и другие карты, которые дают представление о внутренней характеристике пласта. К ним относятся следующие карты.

Карты изопахит

Карта изопахит (карта равной мощности пласта) характеризует изменчивость мощности по площади. Для построения ее предварительно составляют таблицу по скважинам с указанием мощности пласта. Полученные данные надписывают у скважин на плане их расположения, а затем согласно выбранному интервалу мощности проводят интерполяцию и строят карту изопахит по способу треугольников, которым пользуются при построении структурных карт. Для наглядности выбранные интервалы мощности на карте покрывают краской одного цвета, но различной интенсивности (от более темной до более светлой). Таким образом, способ построения карты изопахит весьма прост. Однако большое значение имеет точная отбивка кровли и подошвы пласта для вычисления его мощности. Для этого используют данные отбора керна, электро- и радиоактивного каротажа, а также комплексных наблюдений.

На практике применяют следующие варианты карты изопахит.

1. К а р т а с у м м а р н о й м о щ н о с т и п л а с т а (от кровли до подошвы) с учетом всех прослоев (пористых и непроницаемых). Ее обычно строят для изучения условий осадконакопления, условий формирования структуры и т. д.

2. К а р т а э ф ф е к т и в н о й м о щ н о с т и п л а с т а, на которой показывают суммарную мощность лишь пористых прослоев для изучения коллекторских свойств пласта. При расслаивании пласта на отдельные изолированные пропластки, выклинивающиеся в том или ином направлении, следует (для изучения пласта) составлять карты изопахит по отдельным пропласткам (если их мощность и развитие по площади заслуживают внимания) и затем совмещать эти карты в одну. Составление в данном случае карты суммарной эффективной мощности с одновременным учетом всех прослоев, как показывает рис. 49, нецелесообразно, так как ее не удается полноценно использовать при решении различных геолого-промышленных вопросов и, в частности, при размещении эксплуатационных скважин и анализе их работы. Поэтому в этом случае рекомендуется строить карты нулевой мощности пропластков или зональные карты.

3. К а р т а э ф ф е к т и в н о й н е ф т е н а с ы щ е н н о й м о ѡ н о с т и п л а с т а , на кот о р о й п о к а з ы в а ю т л и ш ь с у м м а р н у ю м о ѡ н о с т ь п о р и с т ы х п л а с т о в , на с ы щ е н н ы х н е ф т ь ю . Т а к и е к а р т ы п о л е з н о с т ь с о с т а в л я т ь при подсчете запасов нефти. Для их составления требуются данные электро- и радиоактивного каротажа, изучения керна и других геолого-промышленных исследований.

При построении карт эффективной нефтенасыщенной мощности необходимо иметь в виду, что в области полного нефтенасыщения пласта, ограниченной внутренним контуром нефтеносности, карта эффективной мощности в то же время является и картой эффективной нефтенасыщенной мощности. В части площади, ограниченной внутренним и внешним контурами нефтеносности, лишь часть эффективной мощности является нефтенасыщенной.

В связи с этим формальная интерполяция между значениями эффективной нефтенасыщенной мощности, полученными внутри площади, ограниченной внутренним контуром нефтеносности, и значениями, полученными за пределами ее, приводит к ошибкам.

В связи с этим для построения карты эффективной нефтенасыщенной мощности пласта (при наличии более или менее широкой водо-нефтяной зоны) следует вначале составить карту эффективной мощности пласта (изопахит суммарной мощности пористой части пласта), на нее наести внешний и внутренний контуры нефтеносности и далее в пределах водо-нефтяной зоны провести изолинии эффективной нефтенасыщенной мощности пласта. Изолинии проводят путем интерполяции между значениями точек пересечения внутреннего контура нефтеносности изопахитами и внешним контуром нефтеносности с учетом данных скважин, пробуренных в пределах водо-нефтяной зоны. В итоге получают карту эффективной нефтенасыщенной мощности пласта, которая в целом будет характеризовать нефтенасыщенность всего пласта.

Карты нулевой мощности

Составление карт нулевой мощности¹ оказалось весьма полезным при совокупности пористых пропластков, выклинивающихся вверх по восстанию пласта (рис. 50). На этих картах показывают лишь

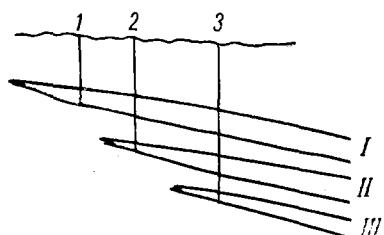


Рис. 49. Влияние расслаивания пласта на изменение суммарной эффективной мощности.

I, II, III — пропластки; 1, 2, 3 — скважины.

¹ Карты нулевой мощности были предложены Г. А. Хельквистом при изучении им продуктивных отложений Аппшеронского (Майкопского) нефтяного месторождения.

нулевую изопахиту каждого пласта (или пропластка), определяющую границу распространения песчаной фации (за пределами этой границы пласт представлен глинистой фацией). Составление таких карт по данным разведочных скважин позволяет в дальнейшем более точно проектировать разработку и размещение эксплуатационных скважин. На рис. 50 со стороны выпуклой части линий *aa*, *bb*, *cc* пластины представлены глинистой фацией. Знание взаимного расположения указанных линий позволяет уверенно проектировать скважины для вскрытия пластов; например, скв. 1 вскроет лишь пропласток *a*, а скв. 2 — пропластки *a* и *b*, скв. 3 — все три пропластка. На такие карты целесообразно наносить контуры нефтеносности по отдельным пропласткам, что позволит получить все необходимые данные о границах залежей нефти.

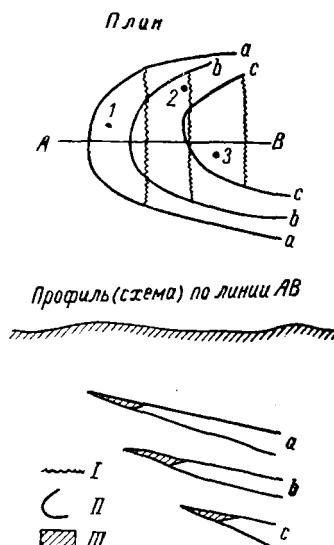


Рис. 50. Карта нулевой мощности пропластков.

a, *b*, *c* — пропластки; *I*, *2*, *3* — скважины; *I* — контуры нефтеносности; *II* — границы нулевых изопахит пропластков; *III* — нефть.

и положением внутри пласта, но в то же время каждый из них сохраняет свои свойства по площади и имеет более или менее широкое развитие.

Таким образом, зональный интервал пласта представляет собой элемент части мощности пласта, который по своим литолого-физическим свойствам и положению внутри пласта отличается от других интервалов мощности пласта.

При отсутствии резких литолого-фациальных отличий между отдельными зональными интервалами по мощности или наличии лишь одной каротажной диаграммы выделение зональных интервалов пласта производят по их расстоянию от выбранного репера.

Зональные карты

Зональные карты¹ строят для детального изучения более или менее мощных пластов, характеризующихся фациальной изменчивостью и расслаивающихся на отдельные довольно выдержаные по площади пропластки.

Как уже указывалось (см. гл. II, § 1), на основе зональной корреляции в пределах пласта выделяют характерные фациальные интервалы (по мощности), которые отличаются один от другого литолого-физическими свойствами

¹ Зональные карты предложены М. А. Ждановым.

Зональные интервалы в пределах нефтеносного пласта выделяют по данным керна, геофизических или комплексных исследований. Границы развития отдельных зональных интервалов по площади показывают на плане расположения скважин. Такая карта с показом границ развития зонального интервала, его литолого-физических свойств, а также взаимосвязей с выше- и нижележащими зональными интервалами называется зональной картой.

На рис. 51 показана схема выделения зональных интервалов в пласте D_1 (для участка Туймазинского месторождения нефти) по каротажной диаграмме для построения зональной карты.

Первый зональный интервал (I) выделен от репера «верхний известняк» на расстоянии от 3–4 до 5–6 м; остальные зональные интервалы удалены от этого репера соответственно: II — от 5–6 до 9–10 м, III — от 9–10 до 15 м, IV — от 15 до 21–22 м, V — от 21–22 до 24 м, VI — более 24 м.

Указанные интервалы выбраны на основе изучения каротажных диаграмм и их зональной корреляции.

Следует отметить, что ни в одной из скважин участка все шесть зональных интервалов не встречаются одновременно. В различных участках пласта наблюдается то разделение смежных песчаных интервалов глинами, то их соединение либо с нижним, либо с верхним интервалом. Таким образом, все выделенные зональные интервалы, часто расчлененные глинами, совместно представляют собой единый пласт D_1 .

На рис. 52, а показана зональная карта песчаного интервала I для пласта D_1 , на рис. 52, б показана зональная карта зонального интервала III .

На рис. 52, а наблюдается развитие интервала I в зоне скв. 101, 105, 1, 12 и 19, 22; в остальной части площади он отсутствует. Кроме того, зональный интервал I сливается с интервалом II в районе скв. 101 и 22. На рис. 52, б (для зонального интервала III) наблюдается широкое развитие интервала III по всей площади; в центре рисунка,

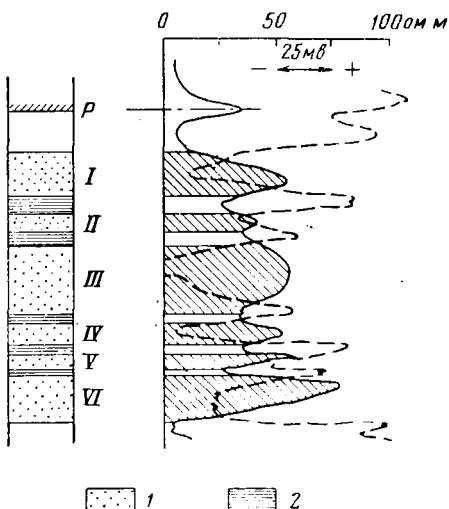


Рис. 51. Схема выделения зональных интервалов в пласте D_1 (для участка Туймазинского месторождения нефти) по каротажной диаграмме для построения зональной карты.

P — репер «верхний известняк»; I — VI — зональные интервалы. 1 — песок; 2 — глина.

в районе скв. 12, 2, 105, этот интервал имеет самостоятельное развитие, за пределами этой площади он сливается с интервалом *IV*, а в районе скв. 17 интервал *III* сливается с интервалом *II*.

На рис. 53 показана зональная карта интервала *II* для другого участка пласта D_1 Туймазинского месторождения нефти. На этой карте четко видно значение зональных карт. В самом деле, в нагнетательной скв. 633, например, интервал *II* отсутствует, а в эксплуатационной скв. 715 он есть. Таким образом, непосредственное воздей-

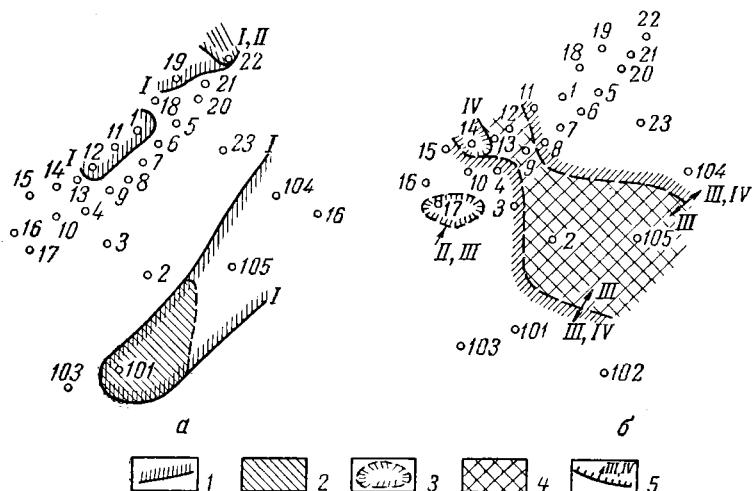


Рис. 52. Зональные карты.

a — песчаный интервал *I*; *b* — песчаный интервал *III*. 1 — границы распространения зонального интервала; 2 — слияние интервалов *I* и *II*; 3 — слияние интервалов *II* и *III*; 4 — распространение изолированного интервала *III*; 5 — слияние интервалов *III* и *IV*.

ствие нагнетания воды по интервалу *II* будет для скв. 715 затруднено и может наблюдаться лишь через другие проводящие прослои, которые имеют соединение с интервалом *II* в скв. 715 и которые развиты одновременно в нагнетательной скв. 633. При отсутствии этого даже близкое соседство указанных скважин не будет иметь необходимых геологических условий, обеспечивающих воздействие скв. 633 на скв. 715. Таким образом, для успешного анализа проводимых мероприятий по воздействию на пласт необходимо проводить этот анализ с помощью зональных карт, построение которых в этом случае оказывает большую помощь.

На рис. 54 показано совмещение всех зональных интервалов в сводную зональную карту пласта D_1 . На этой карте не приведена литолого-физическая характеристика отдельных зональных интервалов, а показаны главным образом границы их распространения.

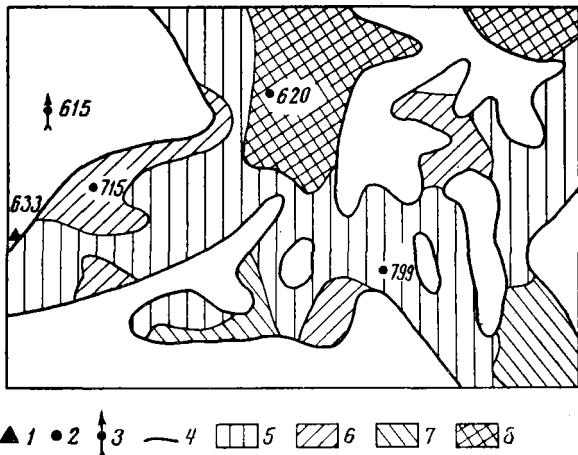


Рис. 53. Зональная карта песчаного интервала II пласта Д_1 (для участка Туймазинского месторождения нефти).

1 — нагнетательная скважина; 2 — эксплуатационные скважины; 3 — пьезометрическая скважина; 4 — граница распространения песчаного интервала II; 5 — участки распространения песчаного интервала II; 6 — участки слияния песчаного интервала II; 7 — с песчанным интервалом I; 8 — с песчаными интервалами I и III.

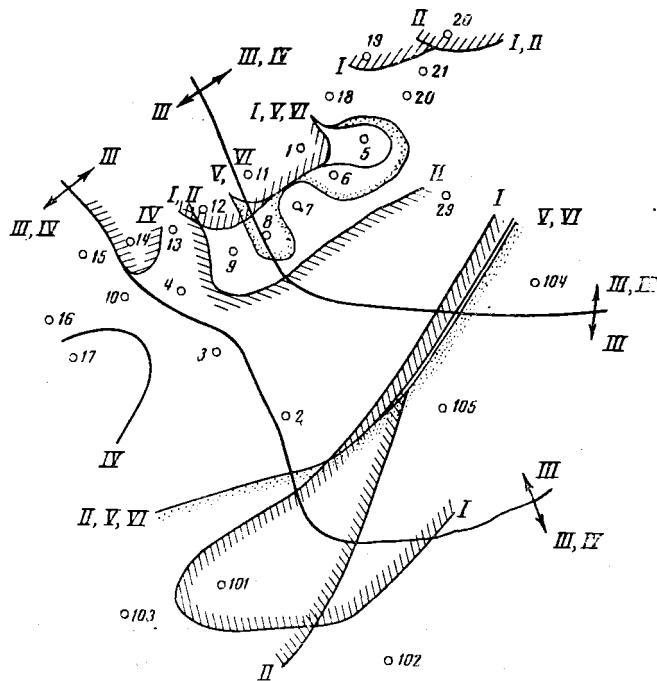


Рис. 54. Сводная зональная карта для участка пласта Д_1 (Туймазинское месторождение нефти).

Зональные карты позволяют детально изучить литолого-физические свойства и фациальные особенности пласта, определить участки расслаивания его на отдельные зоны, выявить участки слияния пористых прослоев в один монолитный пласт, границы выклинивания глинистых прослоев и т. д. Они оказывают большую помощь при анализе мероприятий по воздействию на пласт и осуществляющей системы разработки, а также при последующем размещении (и проверке правильности размещения) эксплуатационных и нагнетательных скважин и т. д.

§ 6. ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ ЗА БУРЕНИЕМ НАПРАВЛЕННО-ИСКРИВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Бурение скважин с искривлением в заданном направлении в ряде случаев весьма полезно и необходимо. Направленное бурение скважин обычно применяют при:

- 1) наличии на дневной поверхности намеченной к разработке продуктивной площади, больших водоемов, оврагов, заболоченных труднодоступных участков, капитальных сооружений и т. д.;
- 2) разработке морских нефтяных площадей (в Баку и Дагестане);
- 3) разработке крутопадающих поднадвиговых пластов (например, в Грозненском районе);
- 4) наличии особых случаев, например для ликвидации мощных открытых фонтанов путем бурения издалека направленной скважины в зону ствола фонтанирующей скважины и закачки в эту зону глинистого раствора и т. д.

Наибольшее применение направленное бурение получило при разработке морских площадей, круто поставленных пластов и в некоторых особых условиях расположения залежей нефти в недрах (рис. 55). Направленное бурение в настоящее время применяется в Баку и Дагестане для разбуривания морских участков, в Грозненском районе для разработки крутопадающих поднадвиговых пластов и в Краснокамске для освоения продуктивных площадей, расположенных в пределах заболоченных участков, в участках, застроенных промышленными предприятиями, а также затопленных в связи со строительством плотин.

Бурение наклонно-направленных скважин осуществляют турбинным способом, применения соответствующие отклонители, простейшим из которых является труба, изогнутая под углом 2—5° и устанавливаемая над турбобуром (рис. 56).

При бурении направленно-искривленных скважин ведут геологическое наблюдение за ними аналогично тому, как это делают при бурении вертикальных скважин (см. гл. I).

Здесь лишь возникает необходимость в проведении дополнительного контроля искривления скважин, которое производится регу-

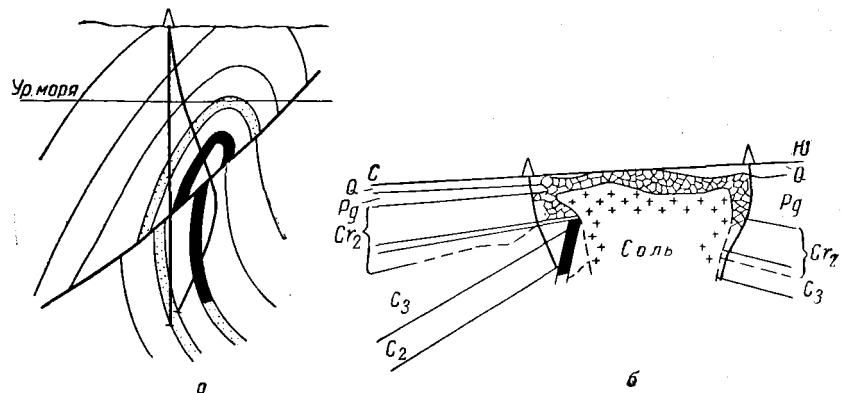


Рис. 55. Схема геологических условий, когда бурение направленных скважин имеет преимущества перед бурением вертикальных скважин.

a — вскрытие пластов в поднадвиге Старо-Грозненского района; *b* — вскрытие пластов залегающих под нависающей частью соляного штока.

лярно при помощи инклинометра ИШ, позволяющего одновременно контролировать не только угол искривления, но и азимут искривления.

Более сложным является построение согласно выбранному искривлению оси скважины на профиле и на плане и определение положения устья скважины на поверхности земли.

А. Н. Шаньгин и др. предлагают это построение, а также определение положения устья скважины на профиле и плане производить при помощи восковой бумаги (восковки), на которой предварительно вычерчивают горизонтальную и вертикальную проекции оси скважины в соответствующем масштабе согласно выбранному искривлению.

Углы искривления и азимуты искривления подбирают, исходя из опыта бурения направленных скважин. Углы отклонения от вертикали обычно подбирают так, чтобы угол встречи долота с пластом не был меньше критического угла (т. е. 30°) во избежание создания благоприятных условий для искривления скважины вниз по падению слоев. В соответствии с этим, а также с учетом типа долота и режима бурения, оказывающих влияние на отклонение направления искривления скважины от линии

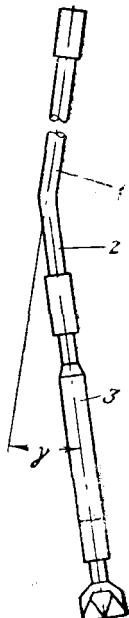


Рис. 56. Кривая труба.

1 — изогнутая толстостенная бурильная труба; *2* — нижний конец трубы, отстоящий от изгиба не более чем на 1,5 м; *3* — турбобур.

восстания, подбирают азимуты искривления. После этого приступают к построению на восковке оси скважины в профиле (вертикальной проекции) и ее горизонтальной проекции в плане. Для этого в первую очередь выбирают равные интервалы по стволу скважины (l) и вычисляют горизонтальные смещения скважины (Δx) через каждый такой интервал.

Эти смещения, называемые приращениями горизонтального смещения скважины, вычисляют по формуле

$$\Delta x_n = l \sin \frac{a_{n-1} + a_n}{2}, \quad (\text{II. 12})$$

где l — длина интервала по стволу скважины, обычно принимаемая равной 100 м;

a_1, \dots, a_n — углы искривления скважины на глубинах $l, 2l, \dots, nl$.

Угол искривления скважины у ее устья принимается равным нулю ($a_0 = 0$).

Вычисленные приращения $\Delta x_1, \dots, \Delta x_n$ записывают в табл. (табл. 9).

Таблица 9

Глубина интервала по стволу скважины	Угол искривления	Азимут искривления	Приращение смещения	Смещение
l	a_1	φ_1	Δx_1	x_1
$2l$	a_2	φ_2	Δx_2	x_2
$3l$	a_3	φ_3	Δx_3	x_3
\vdots	\ddots	\ddots	\ddots	\ddots
nl	a_n	φ_n	Δx_n	x_n

На основании выбранных азимутов искривления скважины $\varphi_1, \dots, \varphi_n$ и вычисленных приращений горизонтального смещения $\Delta x_1, \dots, \Delta x_n$ производят построение горизонтальной проекции скважины на восковке.

А. Н. Шаньгин и др. рекомендуют производить это построение следующим образом. Намечают точку A , принимаемую за устье скважины (рис. 57). Через эту точку проводят вертикальную линию СЮ, указывающую направление стран света (север и юг). Затем через точку A проводят прямую AB с азимутом φ_1 . Эта прямая является направлением искривления скважины в интервале от 0 до l . На прямой AB от точки A откладывают в соответствующем масштабе отрезок $A-1$, равный Δx_1 . Далее через точку 1 проводят прямую $1-F$ с азимутом φ_2 . Эта прямая является направлением искривления скважины в интервале от l до $2l$. На проведенной прямой от точки 1 откладывают отрезок $1-2$, равный Δx_2 . Затем

через точку 2 проводят прямую с азимутом φ_3 и от точки 2 откладывают отрезок 2–3, равный Δx_3 . Аналогичным путем строят все остальные точки. Соединяя точки $A, 1, 2, 3, \dots, n$ между собой прямыми, получают горизонтальную проекцию ствола скважины.

После этого восковку с вычерченной горизонтальной проекцией оси скважины накладывают на план (рис. 62), на котором вычерчена

структурная карта проектного пласта и показана намечаемая профильная линия бурения скважины. Это наложение ведут таким образом, чтобы линия СЮ на плане была бы параллельна прямой СЮ на восковке.

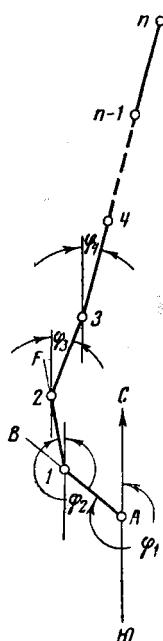


Рис. 57. Построение горизонтальной проекции оси скважины.

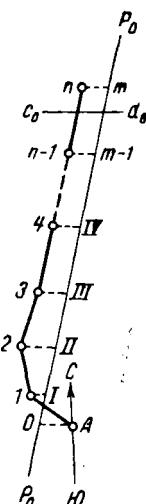


Рис. 58. Перенесение точек оси скважины на профильную линию.

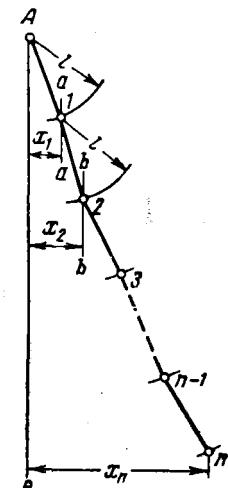


Рис. 59. Построение вертикальной проекции оси скважины.

В этом положении на восковке проводят отрезок P_0P_0 (рис. 58), параллельный профильной линии PP (показанной на рис. 62), и отрезок c_0d_0 , параллельный простиранию проектного пласта (в поднадвиговой части) cd (см. рис. 62). Затем восковку убирают и на ней через точки $A, 1, 2, \dots, n$ проводят параллельно отрезку c_0d_0 прямые до пересечения с прямой P_0P_0 . В результате пересечения этих прямых получают точки $0, 1, II, III, \dots, m$. Отрезки $0–1, 0–II, 0–III, \dots, 0–m$ измеряют и соответствующие им значения $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$ записывают в таблицу (см. табл. 9).

Затем строят вертикальную проекцию оси скважины на другом листе восковки. С этой целью на восковке намечают точку A , принятую за устье скважины (рис. 59). Через точку A проводят верти-

кальную линию AB . Затем от точки A описывают дугу радиусом, равным длине отрезка l , и на расстоянии x_1 от вертикали AB проводят параллельную ей прямую aa , пересекающую дугу. Точка I , полученная при пересечении дуги с прямой, является положением точки оси скважины на профиле. После построения точки I производят построение точки 2 . Для этого из точки I описывают дугу с прежним радиусом l и на расстоянии x_2 от вертикали AB проводят параллельную ей прямую bb . Точка пересечения дуги с прямой будет точкой 2 . Подобным способом строят все остальные точки. Соединяя точки $A, I, 2, 3, \dots, n$ между собой прямыми, получают вертикальную проекцию оси скважины.

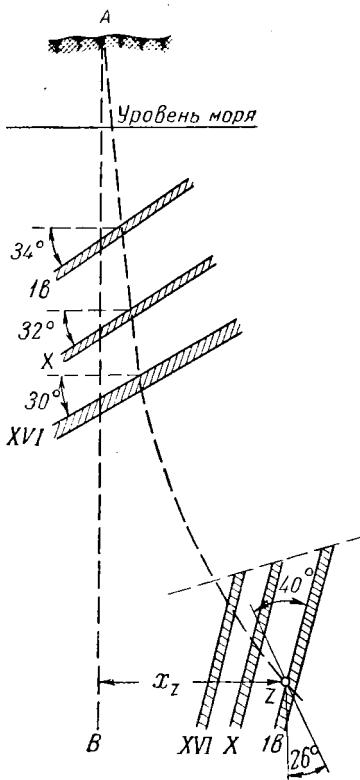


Рис. 60. Схематический геологический профиль.

на рис. 59) при помощи другой восковки для определения нового положения устья скважины на геологическом профиле.

После построения оси скважины на геологическом профиле приступают к нанесению положения скважины на геологический план, т. е. к построению горизонтальной проекции оси скважины на геологическом плане. С этой целью на восковке через точку A проводят линию AO (рис. 62), параллельную простирианию пласта (параллельную c_0d_0), до пересечения с линией P_0P_0 (в данном случае в точке O). От точки O на профильной линии P_0P_0 откладывают

Восковку с вычерченным стволом скважины накладывают на геологический профиль так, чтобы ось совпала с точкой вскрытия проектного пласта и линия уровня моря на восковке была параллельна уровню моря на профиле (рис. 60). При этом точка, изображающая устье скважины на восковке, должна совпадать с рельефной линией (поверхностью рельефа) на геологическом профиле.

После этого путем накалывания иглой делают отметку устья скважины на геологическом профиле. Затем, убрав восковку, от намеченной точки устья скважины строят ось скважины на геологическом профиле аналогично указанному построению ее на восковке. При этом ось скважины на геологическом профиле должна пройти через точку вскрытия проектного пласта. Если этого не происходит, то производят повторное построение (указанное

отрезок Oz_0 (рис. 61), равный расстоянию x_z на геологическом профиле (рис. 60), от точки вскрытия проектного пласта z до вертикали AB^1 . Через полученную точку z_0 (рис. 61) проводят линию z_0c , параллельную простиранию пласта (параллельную c_0d_0), до пересечения с осью скважины в точке z , являющейся проекцией точки вскрытия проектного пласта.

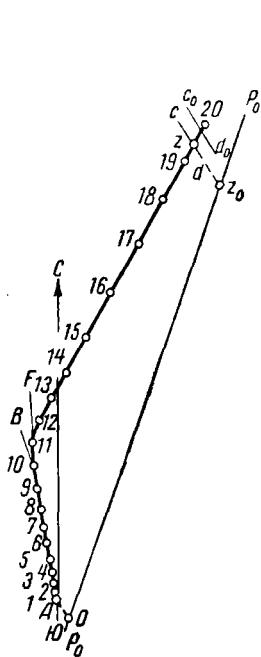


Рис. 61. Построение горизонтальной проекции оси скважины и определение на плане точки вскрытия пласта.

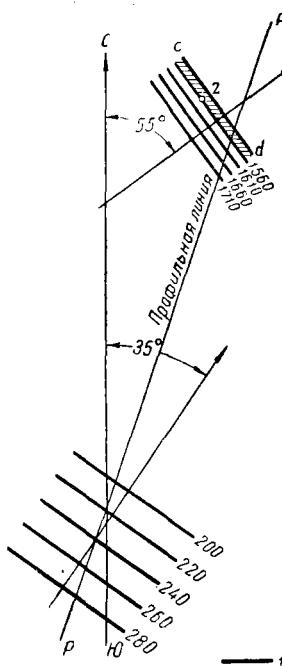


Рис. 62. Геологический план. Перенесение точек оси скважины на профильную линию.

— изогипсы пласта в надвинутой и поднадвиговой частях.

Затем восковку с вычерченной горизонтальной проекцией оси скважины и намеченной на ней проекцией точки вскрытия проектного пласта накладывают на геологический план (рис. 62) так, чтобы прямая СЮ на геологическом плане и прямая СЮ на восковке были бы параллельны друг другу, а точки вскрытия проектного пласта z на геологическом плане и на восковке совпали.

Накалыванием иглой делают отметку устья скважины на плане. Восковку убирают и, начиная от намеченной точки, производят

¹ Полученная проекция на рис. 60 не равна в данном случае проекции Oz_0 на рис. 61, так как геологический профиль показан схематично.

построение оси скважины на плане аналогично построению ее на восковке. При этом ось скважины на плане должна пройти через точку вскрытия проектного пласта z , в противном случае возникает необходимость в повторении операции нанесения устья скважины на геологический план при помощи упомянутой восковки.

Так производят построение оси скважины на геологическом профиле и плане. Только после этих построений намечают устье скважины на местности.

Практика показала, что подобная методика проектирования наклонных скважин значительно ускоряет их проходку и облегчает условия бурения, так как уже в процессе проектирования ствола скважины учитываются технологические особенности ее проходки.

Следует иметь в виду, что выбор наиболее удобного с точки зрения эксплуатации и правильного по форме профиля ствола скважины является весьма важным фактором, от которого зависят не только успех проходки скважины, но и дальнейшая работа ее, особенно в условиях глубиннопасной эксплуатации.



*Сергей П.
урка
968*

Глава III

ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЛЕКТОРОВ И СВОЙСТВ НАСЫЩАЮЩИХ ИХ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ

Для осуществления рациональной системы разработки и организации эффективной эксплуатации нефтеносных пластов необходимо знать их физические и коллекторские свойства, физико-химические свойства содержащихся в них нефти, газа и воды, условия их распределения в пласте, взаимосвязь, гидрологические особенности и гидродинамические проявления. При осуществлении разработки и эксплуатации нефтеносного пласта большое значение имеет знание пластовых давлений, температуры и свойств пластовых жидкостей (нефти и воды) и газов. Физические свойства коллекторов и физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов изучают главным образом путем лабораторных анализов кернов и забойных проб нефти и газов, отбираемых из скважин. Указанные исследования должны быть дополнены промысловыми исследованиями скважин с целью определения коэффициентов продуктивности и т. д. Большую роль в изучении физических свойств коллекторов и характера насыщения их нефтью и газом играют данные электро- и радиоактивного каротажа.

Следует иметь в виду, что полное представление о свойствах нефтеносных пластов и насыщающих их нефти, газа и воды может дать лишь комплексное изучение этих свойств путем лабораторного анализа кернов, забойных проб нефти, газа и воды, промысловых исследований скважин и детального изучения пластов разнообразными геологическими и геофизическими методами.

§ 1. КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕНОСНЫХ ПЛАСТОВ

Коллекторские свойства нефтеносных пластов определяются гранулометрическим составом, пористостью, трещиноватостью и проницаемостью породы.

Неоднородность гранулометрического состава и слабая окатанность зерен ухудшают фильтрационные свойства породы. Работами В. П. Батурина и П. П. Авдусина установлено влияние на колле-

торские свойства породы литологического состава зерен, а именно: наибольшей фильтрующей способностью обладают песчаные породы, зерна которых представлены кварцем, меньшей — породы, зерна которых представлены полевым шпатом, наименьшей — глинистые сланцы и филлиты. Вредное влияние на коллекторские и фильтрационные свойства породы оказывает примесь слюд и чешуйчатых минералов грунтов глин.

Гранулометрический состав пород

Гранулометрический анализ горной породы дает представление о количественном содержании в ней частиц различной величины. Количественное содержание и соотношение фракций частиц в известной мере определяют пористость, проницаемость и коллекторские свойства породы. Гранулометрический анализ выражается в определении процентного содержания фракций зерна различной крупности (в мм). Он производится различными методами, подробно описываемыми в специальной литературе.

В промысловых условиях гранулометрический состав породы обычно определяют ситовым анализом, заключающимся в разделении частиц размером свыше $0,1 \text{ мм}$. Для разделения частиц менее $0,074 \text{ мм}$ применяют седиментационный и другие методы. Фракционный состав породы обычно записывают в таблицу (см. форму табл. 10).

Таблица 10

Скв. Участок	№ образца	Глубина отбора, м	Содержание фракций в % вес. при диаметре зерен, мм								Итого	
			ситовой анализ				седиментационный анализ					
			0,59—0,42	0,42—0,297	0,297—0,21	0,21—0,149	0,149—0,074	0,074—0,05	0,05—0,01	0,01—0,005	< 0,005	
2/15	1	1000	—	2,7	4,5	6,5	70,8	10,4	1,5	2,0	1,6	100

По гранулометрическому составу выделяют разнообразные породы: глины, алевриты, пески и т. д. (см. гл. I, § 3). Характер дисперсности пород определяется не только их гранулометрическим составом, но и удельной поверхностью. Удельной поверхностью породы называется суммарная поверхность частиц, содержащихся в единице объема образца. Между гранулометрическим составом и удельной поверхностью существует определенная зависимость: чем больше мелких частиц в породе, тем больше ее удельная поверхность, и чем больше крупных частиц, тем меньше удельная

поверхность. Таким образом, определение удельной поверхности породы дополняет данные гранулометрического анализа.

Наибольшую удельную поверхность имеют пелиты, меньшую — алевриты, а наименьшую — псаммиты. С увеличением удельной поверхности, как правило, ухудшаются коллекторские свойства породы. По данным Ф. И. Котякова (при условии, если частицы имеют сферическую форму), удельная поверхность псаммитов составляет (в $\text{см}^2/\text{см}^3$) менее 950, алевритов 950—2300, пелитов более 2300.

Помимо этого, на основании данных гранулометрического состава судят о характере однородности породы.

Для этого строят кривые суммарного состава и распределения зерен песка по размерам, откладывая по оси ординат нарастающие весовые проценты фракций, а по оси абсцисс — диаметры частиц в логарифмическом масштабе.

Построение указанной кривой в соответствии с примером гранулометрического состава илистого мелковзернистого песка, приведенного в табл. 10, ведется следующим образом. Данные табл. 10 преобразуют в удобном для графического изображения виде путем показа фракций в виде нарастающих процентов для соответствующих диаметров частиц (табл. 11).

Таблица 11

Скв. участок	№ образца	Глубина отбора, м	Содержание фракций в % вес.						
			при диаметре зерен, мм						
			< 0,01	< 0,05	< 0,07	< 0,149	< 0,21	< 0,297	< 0,42
2/15	1	1000	3,6	5,1	15,5	86,3	92,8	97,3	100

На основе указанных данных строят кривую суммарного гранулометрического состава (рис. 63). По указанной кривой определяют коэффициент неоднородности породы, под которым понимают отношение диаметра частиц фракции, которая составляет со всеми более мелкими фракциями 60% вес. от веса всего песка, к диаметру частиц фракции, составляющей со всеми более мелкими фракциями 10% вес. от веса всего песка, т. е.

$$K_n = \frac{d_{60}}{d_{10}}. \quad (\text{III. } 1)$$

В данном примере по рис. 63 имеем

$$K_n = \frac{0,08}{0,068} = 1,17.$$

Для однородного по составу песка коэффициент неоднородности равен единице. Коэффициент неоднородности пород нефтяных месторождений СССР колеблется в пределах 1,1—20.

Таким образом, приведенный выше анализ песка свидетельствует о его однородности.

Знание однородности пород позволяет получить относительное суждение о его коллекторских свойствах, которые улучшаются для однородных песков (и песчаников) по сравнению с неоднородными.

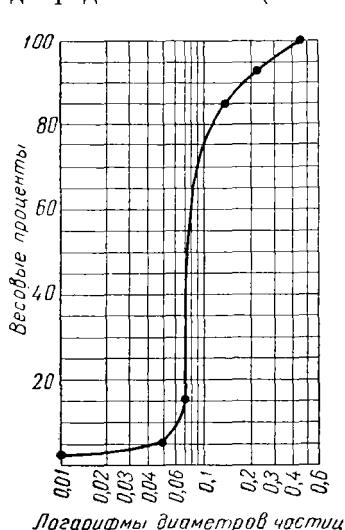


Рис. 63. Кривая суммарного гранулометрического состава.

Ширину наиболее распространенных прямоугольных щелей фильтра ориентировочно находят, удваивая указанный диаметр зерен. Диаметр круглого отверстия фильтра получают умножением этого диаметра зерен на три, а диаметр гравия в гравийных фильтрах определяют путем умножения вычисленного диаметра (d_{90}) на $10 \div 12$. В данном примере имеем: ширина прямоугольной щели фильтра $h = 2 d_{90} = 2 \cdot 0,17 = 0,34 \text{ мм}$; диаметр круглого отверстия $d = 3d_{90} = 3 \cdot 0,17 = 0,51 \text{ мм}$; диаметр зерен гравия $D = 10 \cdot d_{90} = 10 \cdot 0,17 = 1,7 \text{ мм}$.

Пористость пород

Под пористостью горной породы понимают наличие в ней пустот (пор, каверн, трещин и т. д.), не заполненных твердым веществом. Пористость определяет способность породы вмещать в себя нефть (газ и воду).

По происхождению поры и другие пустоты в породе подразделяются:

1) на первичные, образующиеся в процессе осадконакопления и формирования породы; к ним относятся пустоты между зернами и частицами породы, промежутки между плоскостями наслоения, пустоты, образовавшиеся после разложения организмов, и т. д.;

Наряду с этим, знание гранулометрического состава пород позволяет выбрать размер щелей фильтров в эксплуатационных колоннах для предотвращения (или ограничения) поступления песка из пласта в скважину.

Размер щелей фильтра определяют по точке графика (рис. 63), соответствующей размеру отверстия сита, на котором задерживается 10% более крупных фракций, а 90% более мелких фракций проходит через сито. Перпендикуляр, опущенный из этой точки на ось абсцисс, дает диаметр песка d_{90} , по которому и определяют размер щелей фильтра. Для данного песка $d_{90} = 0,17 \text{ мм}$.

Ширину наиболее распространенных прямоугольных щелей фильтра ориентировочно находят, удваивая указанный диаметр зерен. Диаметр круглого отверстия фильтра получают умножением

первичная пористость обычно наблюдается в песках, песчаниках, конгломератах, глинах и т. д.;

2) на вторичные, образующиеся в сформировавшихся породах в результате диагенеза и т. п.; к ним относятся поры растворения; трещины, возникшие в связи с сокращением породы (например, вследствие доломитизации); трещины и пустоты, связанные с кристаллизацией; трещины, вызванные тектоническими явлениями; трещины и пустоты, связанные с эрозионными процессами; вторичная пористость обычно наблюдается в карбонатных породах (известняках, доломитах и др.).

Первичная пористость характеризуется более или менее закономерным распределением в породах и варьирует в зависимости от их фациальной изменчивости. Вторичная пористость характеризуется локальным развитием и обычно колеблется в широких пределах; в ее распределении обычно трудно установить какую-либо закономерность. Эти особенности распределения пористости отражаются и на содержании нефти в породах. Поры различных типов показаны на рис. 64.

Для характеристики породы обычно пользуются следующими понятиями: пористость и коэффициент пористости.

Коэффициентом пористости называют отношение объема пор образца породы к видимому объему этого образца:

$$m = \frac{V_p}{V_0}, \quad (\text{III. } 2)$$

где m — коэффициент пористости;

V_p — объем пор образца породы;

V_0 — видимый объем образца породы.

Пористостью называют отношение объема пор образца породы к видимому объему этого образца, выраженное в процентах:

$$m_1 = \frac{V_p}{V_0} \cdot 100, \quad (\text{III. } 3)$$

где m_1 — пористость породы в %.

Пористость зависит от взаимного расположения и укладки зерен, формы зерен и степени их окатанности, степени отсортированности

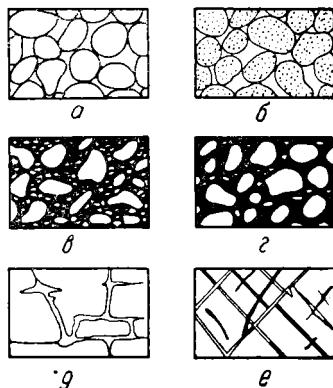


Рис. 64. Поры различных пород.

а, б — хорошо окатанные и отсортированные пески; в — разнозернистые, плохо окатанные и слабо отсортированные пески; г — песчаник, поры которого частично заполнены цементирующими веществами; д — трещиноватый известняк, поры которого частично расширены растворением; е — массивно-кристаллические породы, поры которых представлены трещинами.

частиц, слагающих породу, наличия цементирующего материала и т. д. В природных условиях пористость обычно колеблется в значительных пределах, так как зерна породы имеют самые различные очертания, в связи с чем более крупные поры могут быть заполнены мелкими зернами породы или цементирующим веществом.

На коллекторские свойства породы огромное влияние оказывают форма и особенно величина пор (пустот). В зависимости от величины (по И. М. Губкину) различают:

1) сверхкапиллярные поры (диаметр более 0,508 мм), в которых жидкость является активной и может свободно передвигаться;

2) капиллярные поры (диаметр 0,508—0,0002 мм), в которых также происходит движение жидкости и газов;

3) субкапиллярные поры (диаметр менее 0,0002 мм), в которых действие молекулярных сил настолько велико, что жидкость в них при наблюдающихся перепадах давления перемещаться не может; движения жидкостей не может быть также в капиллярных порах, окруженных субкапиллярными пустотами, а также в капиллярных порах, в которых существующие градиенты давлений не могут преодолеть молекулярные силы.

В соответствии с указанным различают:

1) общую (абсолютную, физическую или полную) пористость, которая определяется разностью между объемом образца и объемом составляющих его зерен; определение общей пористости сопряжено с обязательным дроблением образца породы до составляющих его зерен;

2) открытую пористость, или пористость насыщения, включающую все сообщающиеся между собой поры, в которые проникает данная жидкость (газ) при данном давлении (вакууме); обычно в качестве насыщающей жидкости берут керосин (хорошо проникающий в поры и не вызывающий разбухания глинистых частиц); насыщение происходит под вакуумом при 3—10 мм рт. ст. остаточного давления.

Таким образом, полная пористость включает в себя объем всех пустот (сверхкапиллярных, капиллярных, субкапиллярных, связанных между собой и изолированных), а открытая пористость содержит лишь объем свободных, связанных (неизолированных) между собой пор, по которым может передвигаться жидкость. В связи с этим различают коэффициент полной пористости и коэффициент открытой пористости.

Кроме того, различают эффективную пористость, которая учитывает лишь объем открытых пор, насыщенных нефтью (или газом), за вычетом содержания связанной воды в порах. Коэффициент эффективной пористости представляет собой произведение коэффициента открытой пористости на коэффициент нефтенасыщения или газонасыщения (см. § 2).

Наличие цемента, особенно глинистого и карбонатного, значительно снижает пористость породы. Пористость сильно сгементированных песчаников иногда снижается до нескольких процентов. На величину пористости оказывает также значительное влияние коэффициент неоднородности, о чем свидетельствуют данные изучения песков Бакинского нефтяного района (табл. 12).

Песчаники, пористость которых не превышает 10%, обычно характеризуются слабыми коллекторскими свойствами и практически не имеют промышленного значения. В карбонатных коллекторах размеры поровых каналов обычно более значительны, поэтому эти породы имеют вполне удовлетворительные коллекторские свойства и являются продуктивными при значениях пористости менее 10—7%¹.

Пористость песчаных нефтесодержащих пород колеблется примерно от 3 до 40% и в основной массе составляет 16—25%; пористость карбонатных нефтесодержащих пород колеблется в широких пределах (от 2 до 30%).

Определение пористости производят либо путем лабораторного анализа взятого образца породы (керна), либо на основании промывально-геофизических исследований в скважине.

Определение абсолютной пористости в лаборатории по кернам для несыпучих пород производят по способу Мельчера. Для этого определяют объем породы, а затем объем скелета или общий объем зерен. Тогда, выражая вычисленные объемы образца породы и зерен скелета через их удельные веса, получим

$$m = 1 - \frac{\gamma}{\gamma_s} . \quad (\text{III. 4})$$

где m — коэффициент абсолютной пористости;

γ — кажущийся удельный вес образца породы;

γ_s — удельный вес скелета (зерен) породы.

Определение абсолютной пористости рыхлых песчаных пород производят путем воссоздания естественной структуры породы, какой она обладала в пласте. Для этого образец породы подвергают давлению, соответствующему тому, под которым порода находилась в

¹ Последние данные изучения карбонатных пород (в рифовых массивах) ишимбайской группы месторождений, однако, свидетельствуют, что и карбонатные породы с пористостью менее 10% практически также не имеют промышленного значения.

Для месторождения Келли-Снейдер (Западный Техас) в эффективную мощность включали известняки, имеющие пористость 3% и более.

Таблица 12

Коэффициент неоднородности	Пористость, %
4	35,0
8	36,2
9	35,2
12	32,7
14	27,3

в пласте. Затем с помощью пикнометра определяют удельный вес песка и затем уже вычисляют коэффициент пористости по соответствующей формуле с учетом изменения объема образца породы до и после прессовки.

Открытую пористость определяют методом насыщения по Преображенскому. Для этого экстрагированный и высущенный образец обвязывают тонкой волосянной проволочкой ($d \leq 0,1$ мм) длиной 15—16 см с петлей на конце.

Образец прикрепляют петлей к крючку сережки аналитических весов и взвешивают (вес G). Затем его помещают в стакан под уровень керосина и насыщают под вакуумом (3—10 мм остаточного рт. ст.) до прекращения выделения пузырьков воздуха 20—40 мин. Насыщенный образец вынимают, держа за проволочку, и освобождают от избытка керосина перекладыванием на стекле. После этих операций образец, насыщенный керосином, взвешивают в воздухе (вес $G_{\text{к}}$).

Разность весов насыщенного и сухого образцов, деленная на удельный вес керосина γ_{k} , дает объем пор

$$V_{\text{п}} = \frac{G_{\text{k}} - G}{\gamma_{\text{k}}} . \quad (\text{III. 5})$$

Далее насыщенный образец взвешивают в керосине (вес $G_{\text{кк}}$).

Разность весов насыщенного образца в воздухе и в керосине, деленная на удельный вес керосина, дает его объем

$$V_0 = \frac{G_{\text{k}} - G_{\text{кк}}}{\gamma_{\text{k}}} . \quad (\text{III. 6})$$

Отношение объема пор к объему образца определяет коэффициент $m_{\text{п}}$ пористости насыщения, причем, как это видно ниже, удельный вес керосина γ_{k} сокращается. Следовательно, определять γ_{k} для получения величины $m_{\text{п}}$ нет надобности.

$$m_{\text{п}} = \frac{\frac{G_{\text{k}} - G}{\gamma_{\text{k}}}}{G_{\text{k}} - G_{\text{кк}}} = \frac{G_{\text{k}} - G}{G_{\text{k}} - G_{\text{кк}}} 100\% . \quad (\text{III. 7})$$

Определение производят быстро, повторные анализы при аккуратной работе дают близкие между собой результаты с точностью до 1 %. В крупнозернистых и особенно слабосцементированных песчаниках коэффициенты абсолютной пористости и пористости насыщения почти совпадают. Метод Преображенского широко применяется для сцементированных пород. Для рыхлых пород применение данного метода затруднено вследствие осыпания частиц.

Значительный интерес для определения пористости пород представляет применение промыслово-геофизических исследований.

В этом случае представляется возможным получить данные о пористости по всему интервалу мощности продуктивного пласта, а не по кусочку керна, величина которого нередко составляет небольшой процент от всей мощности продуктивного интервала (учитывая в то же время, что вынос керна составляет небольшой процент от интервала, пройденного колонковым буром, и точная привязка керна к соответствующему интервалу разреза скважины затрудняется). В ряде случаев при прохождении рыхлых пористых пород они колонковым долотом вообще не выносятся. Наконец, при все увеличивающейся скорости проходки отбор кернов для их лабораторного анализа иногда крайне затрудняется по технико-экономическим соображениям.

В настоящее время используют различные промыслово-геофизические исследования для определения пористости пород.

Серьезного внимания заслуживает метод, основанный на использовании данных ПС и заключающийся в сопоставлении амплитуды ПС для различных интервалов разреза скважины с величинами ПС, соответствующими какой-либо мощной литологической пачке однородных пород.

Указанный метод может быть использован для приближенной оценки пористости продуктивных пород.

Большой точностью обладает метод определения пористости нефтяного пласта по данным сопротивления пород в водонасыщенной части пласта, так как между удельным сопротивлением и пористостью породы существует определенная связь при прочих равных условиях (постоянство минерализации пластовой воды, однородность коллектора). Связь эта выражается в том, что с увеличением пористости коллектора увеличивается количество содержащейся в нем минерализованной воды и соответственно уменьшается его сопротивление.

Вычисленные значения пористости в водонасыщенной части пласта можно перенести и на нефтенасыщенную часть пласта при условии идентичности этих частей разреза.

Перспективным является определение пористости по результатам исследования скважин микрозондами и при помощи нейтронного метода. Однако для широкого использования промыслово-геофизических исследований в целях определения пористости нефтенасыщенных пород пока (до полного и всестороннего решения указанного вопроса) следует предварительно проводить контрольные сопоставления определения пористости по кернам и по данным промыслово-геофизических исследований для одноименных интервалов разреза продуктивных пород данного месторождения. Это позволит более уверенно и надежно использовать в последующем для данного месторождения определения пористости лишь по материалам промыслово-геофизических исследований.

Проницаемость пород

Проницаемость является важнейшим параметром, характеризующим коллекторские свойства породы. Проницаемостью горной породы называется способность ее пропускать через себя жидкость или газ. Одни породы (например, некоторые глины) могут иметь большую пористость, но малую проницаемость, другие (например, известняки), наоборот, малую пористость, но высокую проницаемость. Между пористостью и проницаемостью нет функциональной зависимости.

Проницаемость определяется размером пор. Почти все осадочные породы, например пески, песчаники, конгломераты, известняки, доломиты, в большей или меньшей степени проницаемы. Однако глины, плотные известняки и доломиты, несмотря иногда на значительную пористость, проницают только для газа и то при весьма значительных градиентах давления. Это обусловлено малыми (субкапиллярными) размерами пор, в которых не происходит движения жидкости и даже газа. Экспериментальным путем установлено, что основная масса нефти может двигаться по капиллярным порам, размер которых значительно больше 1 мк , однако этот вопрос еще требует исследования.

За единицу измерения проницаемости принимают дарси. Единицей проницаемости пористой среды (дарси) называют проницаемость такой пористой среды, через поперечное сечение которой площадью 1 см^2 при перепаде давления 1 ат на 1 см расход жидкости вязкостью 1 сантипуаз составляет $1 \text{ см}^3/\text{сек}$. Коэффициент проницаемости (или проницаемость, что одно и то же) в этом случае имеет размерность площади (см^2). Величина, равная $0,001$ дарси, называется миллидарси.

Различают абсолютную (общую), эффективную (фазовую) и относительную проницаемость горной породы. Абсолютная проницаемость характеризует физические свойства породы. Поэтому под абсолютной проницаемостью понимают газопроницаемость после экстракции и высушивания породы до постоянного веса. Таким образом, абсолютная проницаемость характеризует природу самой среды. При наличии в пористой среде жидкости и газа проницаемость для них зависит, кроме того, от их свойств и их взаимных соотношений. В связи с этим и введено понятие об эффективной проницаемости. Эффективная проницаемость характеризует способность пористой среды пропускать через себя преимущественно нефть, воду или газ при определенном их процентном соотношении в пористой среде. Наконец, относительная проницаемость представляет собой отношение эффективной проницаемости среды для нефти, воды или газа к общей проницаемости пористой среды (является безразмерной величиной).

На рис. 65 показаны кривые относительной проницаемости пористой среды для керосина $k_{ок}$ и воды $k_{ов}$, полученные Левереттом в результате экспериментальных исследований (полученные фактические данные показаны кружками). Из рис. 65 видно, что относительная проницаемость для керосина быстро уменьшается при увеличении водонасыщенности пласта. При увеличении водонасыщенности до 50% относительная проницаемость для керосина снижается до 20%, т. е. уменьшается в 5 раз по сравнению со случаем, когда пористая среда насыщена одним керосином. При увеличении водонасыщенности до 80% проницаемость для керосина снижается до нуля. Через пористую среду фильтруется чистая вода.

Изменение относительной проницаемости для воды происходит в обратном направлении. При малой водонасыщенности через пористую среду фильтруется один керосин. Когда водонасыщенность возрастает до 50%, относительная проницаемость для воды возрастает до 12%, а когда водонасыщенность достигает 80%, относительная проницаемость для воды увеличивается до 50%.

Таким образом, эффективная и относительная проницаемость для сложной жидкости в целом и особенно для каждой фазы значительно ниже общей проницаемости. Эффективная, а вместе с ней и относительная проницаемость в процессе разработки залежи непрерывно изменяются. В начале разработки, когда по порам перемещается чистая нефть, эффективная проницаемость породы наибольшая и приближается к абсолютной. В дальнейшем с падением пластового давления ниже критического, при котором начинает выделяться газ в виде пузырьков, эффективная проницаемость для нефти начинает уменьшаться. С появлением воды эффективная проницаемость для нефти еще более уменьшается. Чем ниже проницаемость коллектора, тем больше нефти остается в пласте и тем ниже конечный коэффициент использования запаса.

При определении проницаемости в лаборатории необходимо обращать особое внимание на подготовку образцов к исследованию. Образцы необходимо ориентировать по напластованию породы и лишь некоторые из них — перпендикулярно напластованию, отмечая это в лабораторном журнале.

Образцы, отобранные из нефтеносных пластов, предварительно экстрагируют для удаления из них нефти. Затем им придают

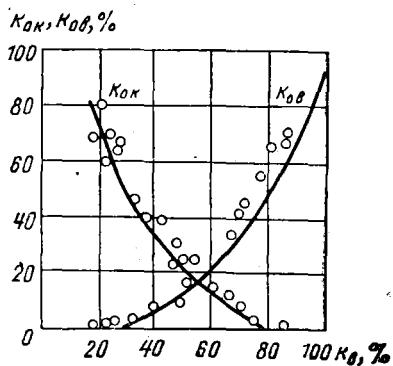


Рис. 65. Зависимость фазовых проницаемостей от водонасыщенности порового пространства пород.

цилиндрическую форму на специальном станке или вручную при помощи зубила, напильников и ножовочного полотна; сильно съементированные образцы обрабатывают на наждачном круге. Необходимо следить, чтобы не засорялись торцевые поверхности образца, через которые будет фильтроваться затем жидкость или газ. Необходимо также перед вырезанием образца с каждой его торцевой стороны снять слой породы толщиной 3—5 мм, подвергшийся воздействию бурового раствора.

После того как образец высушен до постоянного веса, его тщательно осматривают и устанавливают, нет ли в нем трещин, которые могут сильно исказить результаты определения проницаемости. Желательно иметь образец длиной не менее 3 см. Затем образец вставляют в зажим (рис. 66). Во многих приборах герметичность пространства между образцом и втулкой зажима достигается при помощи конических резиновых уплотнений, диаметром 2 см и более. В других приборах герметичность достигается при помощи сплава Вуда или специальной замазки.

Определение проницаемости для уплотненных пород ведут на приборе ЛП-1 (рис. 67).

Прибор состоит из зажима 1, зажатого в станине 2 при помощи зажимного винта 3, баллона высокого давления для сжатого газа (воздуха) 4, редукционного клапана 5 с манометром, буферов 6 (в них помещают жидкость, если определяют проницаемость по

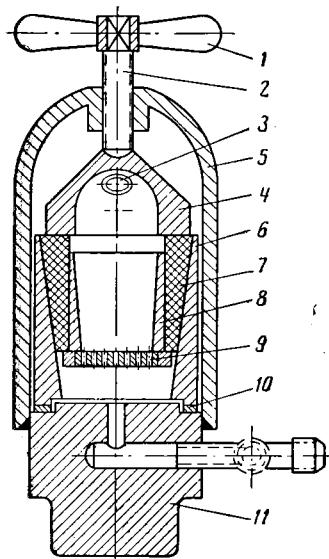


Рис. 66. Зажим для крепления образца породы.

1 — зажим; 2 — зажимной винт; 3 — отвод; 4 — колпак; 5 — кронштейн; 6 — коническая втулка; 7 — коническое резиновое уплотнение; 8 — втулка; 9 — сетка; 10 — резиновая прокладка; 11 — днышко.

жидкости, или хлористый кальций для сушки газа, если определяют газопроницаемость), игольчатых вентилей 7, пружинных манометров 8 для измерения давления на входе в образец и выходе из него, а также ртутного манометра для точного измерения атмосферного давления, когда газ выходит без противодавления в атмосферу, газового счетчика, системы трубок, угольников, тройников и т. п.

После подготовки прибора удаляют из образца воздух вакуум-насосом, подключаемым к выходному крану. Затем открывают приемный кран, и жидкость входит в образец, постепенно его насыщающая под небольшим давлением. После насыщения образца жидкостью вакуум-насос отключают, а выходной кран закрывают. Редукционный кран открывают больше, и на буфере создается необходимо-

димое давление. Когда это давление устанавливается перед выходным краном, последний открывают и жидкость начинает фильтроваться через образец. Обычно стекающую жидкость замеряют в градуированных стеклянных цилиндрах и по секундомеру отмечают время накопления ее. При одном и том же перепаде давления расход жидкости замеряют два-три раза. После этого перепад давления изменяют и замеры расхода жидкости повторяют. Для точного определения проницаемости исследование необходимо проводить не менее чем при трех перепадах давления.

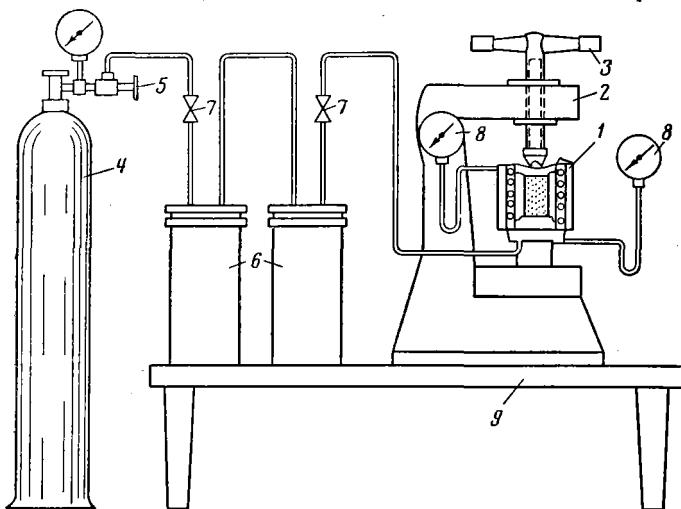


Рис. 67. Установка ЛП-1 для определения проницаемости горных пород.

1 — зажим; 2 — станина; 3 — зажимной винт; 4 — баллон высокого давления для сжатого газа (воздуха); 5 — редукционный клапан; 6 — буферы; 7 — игольчатые вентили; 8 — пружинные манометры; 9 — стол.

При исследовании абсолютной проницаемости хорошо проницаемых образцов для замера перепада давления пользуются ртутным манометром и одновременно с этим фиксируют давление на барометре.

Помимо этого, проницаемость пород определяют на основе промыслового-геофизических исследований. Для определения проницаемости пород в этом случае используют данные аномалий ПС, метод сопротивлений и некоторые другие исследования.

Проницаемость пласта может быть также определена на основании промысловых исследований скважин. В этом случае при установленном режиме работы строят индикаторные кривые, а при неустановившемся режиме — кривые восстановления (или падения) давления.

Анализ указанных кривых позволяет определять параметры пласта: коэффициенты проницаемости, шезопроводности, подвижности и некоторые другие.

При помощи индикаторных кривых и коэффициента продуктивности определяют коэффициент проницаемости и другие параметры в непосредственной близости от ствола скважины, а при помощи кривых восстановления (падения) давления — среднюю проницаемость и некоторые другие параметры в пределах зоны дренажа скважины.

Методика определения проницаемости по промысловым данным исследования скважин приведена в главе IV.

Изучение абсолютной и эффективной проницаемости нефтесодержащих пород имеет большое значение при проектировании системы разработки, мероприятий по воздействию на пласт и т. д.

Общеизвестно, что с увеличением обводнения залежи нефти эффективная проницаемость для нефти снижается, а для воды увеличивается. В связи с этим даже при полном обводнении скважины в призабойной зоне и в пласте может оставаться некоторое количество нефти, извлечь которое очень трудно, так как фазовая проницаемость для нефти в этом случае иногда приближается к нулю. Например, образцы пород, отобранные в ряде месторождений за современным контуром нефтеносности (в пределах обводненной части залежи), имели нефтенасыщенность 25—35% и более.

Проницаемость нефтесодержащих пород варьирует от нескольких десятков до 5000 миллиард аси. В среднем проницаемость коллекторов нефтяных месторождений колеблется в пределах 200—1000 миллиард аси. Проницаемость глин составляет тысячные (и меньше) доли миллиард аси. Совершенно очевидно, что чем больше проницаемость пластов, тем выше их производительность и ожидаемая нефтеотдача. В процессе разработки и применения мероприятий по воздействию на пласт проницаемость иногда меняется (уменьшается) вследствие разбухания глин при нагнетании воды, засорения призабойной зоны нагнетаемыми водами, содержащими механические примеси, отложение в призабойной зоне парафина, смол и т. п. Для предотвращения этого следует принимать соответствующие меры.

Исследования кернов показывают, что проницаемость нефтесодержащих пород изменяется в разных направлениях. Нередко проницаемость вкрест (перпендикулярно) напластования в несколько раз меньше проницаемости по напластованию, что связано с условиями осадконакопления. Следовательно, необходимо определять проницаемость породы по напластованию и перпендикулярно ему, что имеет значение при решении вопроса о вскрытии пласта, особенно при наличии подошвенных вод.

Для полного изучения проницаемости пласта ее определения следует проводить комплексно, используя для этого лабораторные исследования кернов, электрический и радиоактивный каротаж, а также промысловые исследования режима работы скважин.

Трещиноватость пород

В последние годы в ряде районов СССР выявлены и введены в разработку многие месторождения нефти и газа, в которых коллекторские свойства пород определяются в значительной мере их трещиноватостью.

К таким месторождениям относятся: Карабулак-Ачалуки, Заманкул, Селли, Гаша и другие на Северном Кавказе; Джаркак, Сарыташ и другие в Бухаро-Хивинской депрессии; ряд месторождений в Куйбышевском Поволжье, в Башкирском Приуралье, в Краснодарском крае, в Ставрополье, в Восточных Карпатах, находящиеся в разведке месторождения Иркутской области и др.

Литолого-петрографическое изучение трещиноватости пород показало широкое распространение в породах микротрещиноватости («волосные» микротрещины).

По своему происхождению микротрещины могут быть подразделены на диагенетические и тектонические. Решение вопроса о происхождении трещиноватости обычно является крайне затруднительным и может быть произведено лишь на основе изучения петрографических и геологических данных, характеризующих породы, и при наличии большого каменного материала.

В большинстве случаев трещиноватость пород преимущественно связана с тектоническими и реже с диагенетическими процессами.

Трещины диагенетического происхождения свойственны преимущественно известнякам и доломитам, они располагаются чаще перпендикулярно к слоистости.

Распространение трещин из одного слоя в другой с сечением поверхности напластования может свидетельствовать о тектоническом происхождении трещин. Трещины нетектонического происхождения обычно образуют в плане многоугольную сетку. Вопрос о происхождении микротрещин еще недостаточно изучен и требует проведения дальнейших исследований.

В зависимости от величины раскрытия (ширины) микротрещины делятся на очень узкие (капиллярные) — 0,005—0,01 мм, узкие (субкапиллярные) — 0,01—0,05 мм и широкие (волосные) — 0,05—0,15 мм и более.

При исследовании трещиноватости пород, помимо величины раскрытия трещин, следует изучать их густоту распространения, форму трещин (линейные или извилистые), степень выполнения их минеральным или битуминозным веществом и т. д.

По степени выполнения трещин различают открытые, частично выполненные и закрытые.

Исследования различных литологических разностей трещиноватых пород показали, что:

- 1) в песчаниках и алевролитах преобладают открытые микротрещины, реже появляются закрытые;

- 2) в глинах и аргиллитах также преобладают открытые микротрещины;
- 3) в мергелях имеются открытые и закрытые микротрещины;
- 4) в органогенных доломитовых известняках широко развиты закрытые наряду с наличием открытых микротрещин;
- 5) в доломитах наблюдается широкое развитие закрытых микротрещин с менее значительным распространением открытых микротрещин. Форма их извилистая, часто зазубренная.

Пористость трещиноватой породы можно разделить на межзернистую и трещинную. Первая характеризует объем пустот между зернами (кристаллами) породы, вторая обусловливается объемом пустот, образованных трещинами.

Объем полостей трещин называют трещинной пористостью (или иногда полостностью), а объем полостей трещин в единице объема трещиноватой породы — коэффициентом трещинной пористости (или полостности).

Исследования показали, что трещинная пористость не играет существенной роли в решении вопроса о емкости трещинных коллекторов и доля ее от межзернистой пористости составляет не более 10 %. Это, видимо, объясняется тем, что в трещиноватых породах на значительной глубине (более 1000 м) раскрытие трещин, как правило, не может превышать 0,1 мм.

Образец трещиноватой породы, например, имеющий форму куба объемом 1000 см³ и секущийся десятью трещинами с раскрытием 0,1 мм каждая, будет иметь трещинную пористость, равную всего 1 %.

А. А. Трофимук, определяя емкость трещиноватых известняков и доломитов (месторождения Карлы, Кинзебулатово, Зарубежное) по количеству добываемой нефти, установил, что пористость их (при принятом коэффициенте нефтеотдачи 0,2) составляет всего 1,25—1,8 %.

Коэффициент трещинной пористости карбонатных трещиноватых пород в структурах Саратовской области в среднем колеблется в пределах 0,1—1,5 %. Трещинная пористость для трещиноватых пород некоторых структур Русской платформы составляет 1—1,5 %. Южно-иранские трещинные коллекторы характеризуются средним коэффициентом общей пористости 5 % (колеблется в пределах 2—15 %), а объем трещин в породе (по данным Х. В. Лэйна) не превышает 1—2 %. В нефтяных месторождениях Восточных Карпат трещинные коллекторы имеют трещинную пористость около 1—3 %.

В отличие от трещинной пористости, очень мало влияющей на величину общей пористости породы, трещинная проницаемость фактически определяет величину общей проницаемости. Трещины играют решающую роль в процессах фильтрации жидкости и газа в трещинных коллекторах. Это видно из того, что трещиноватые породы представлены обычно либо хрупкими, либо твердыми литологиче-

скими разностями, межзернистая проницаемость которых измеряется тысячными долями миллиарси. Между тем из таких пород в ряде отечественных и зарубежных месторождений получены весьма значительные притоки нефти и газа.

Е. М. Смехов приводит следующее соотношение для определения проницаемости трещиноватой породы:

$$k = 85\,000 b^2 m, \quad (\text{III. 8})$$

где b — ширина раскрытой трещины в мм ;

m — коэффициент трещинной пористости.

Как указывалось выше, порода, имеющая форму куба, рассеченная десятью трещинами с шириной раскрытия $0,1 \text{ мм}$ каждая и обладающая трещинной пористостью 1% будет иметь трещинную проницаемость согласно формуле (III. 8)

$$k = 85\,000 b^2 m = 85\,000 \cdot 0,1^2 \cdot 0,01 = 8,5 \text{ дарси} = 8500 \text{ миллиарси.}$$

Таким образом, для определения проницаемости трещиноватых пород на основе изучения трещиноватости необходимо определять величину раскрытия трещин, их плотность (густоту) размещения в породе и геометрию их расположения.

В связи с указанным важной задачей является всестороннее изучение шлифов трещиноватых пород под микроскопом. Совершенно очевидно, однако, что наиболее объективным методом определения проницаемости трещиноватых пород является метод, основанный на промысловых исследованиях режима работы скважин.

Сопоставление последних данных с результатами изучения шлифов несомненно представляет большой научный и практический интерес.

Определение проницаемости в трещиноватых породах путем пропускания через образец газа требует наличия такого цилиндрического образца, в котором высота превышала бы диаметр не менее чем в 4—5 раз (в целях более полного учета трещиноватости пород), что значительно суживает круг образцов, пригодных к определению проницаемости (в частности, в приборе типа Келтона).

При изучении трещинных коллекторов большое значение имеет анализ промысловых данных. Для этого изучают характер изменения дебитов в скважинах на структуре, пластовые давления, характер обводнения, данные механического каротажа скважин.

Например, на Малышевском месторождении отчетливо выделяются две диагональные зоны, в которых наблюдаются максимальные значения дебита в скважинах ($11\text{--}15$ и $5\text{--}8 \text{ м}/\text{сутки}$). Зоны протягиваются под углом приблизительно 40° к оси структуры. Такая закономерность в распределении дебитов, видимо, связана с распространением трещиноватых зон и отражает их простижение. На месторождении Карлы выделяются три подобные зоны,

вытянутые под углом около $35-40^{\circ}$ к оси структуры. Две аналогичные зоны отмечаются на месторождении Кинзебулатово.

При изучении пластовых давлений наблюдается крайне неравномерное их распределение; соседние скважины сплошь и рядом имеют резко различные пластовые давления; в отдельных случаях наблюдаются локальные минимумы давления.

Обводнение скважин происходит неравномерно, отдельные скважины обводняются почти полностью и быстро, другие продолжительный период времени дают безводную нефть, при этом характер указанных явлений не согласуется часто с положением забоя скважины по отношению к водо-нефтяному контакту.

При изучении данных механического каротажа наблюдается в зонах большей трещиноватости повышенная скорость проходки по сравнению с более уплотненными участками пласта при прочих равных условиях.

Нефтеотдача трещинных коллекторов неравномерна по площади месторождения и по мощности пород.

Трещинные коллекторы широко распространены в нефтяных месторождениях и должны быть изучены более детально.

Классификация коллекторов

К настоящему времени предложен ряд классификаций коллекторов обломочного и карбонатного состава, однако ни одна из них не получила практического применения. Это объясняется тем, что трудно создать универсальную классификацию коллекторов, которая отражала бы все их свойства и представляла бы не только академический интерес, но и удовлетворяла бы запросам промышленности, оказывая существенную помощь при поисках, разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений.

В различных опубликованных классификациях рассматриваются самые разнообразные свойства коллекторов: в одних излагаются морфология и генезис поровых пространств (И. М. Губкин), в других коллекторы расчленяются по форме их поровых пространств (П. П. Авдусин и М. А. Цветкова), в третьих они расчленяются по проницаемости (А. Г. Алиев, Г. И. Теодорович), далее по признакам, характеризующим различные генетические типы коллекторов (Н. Б. Вассоевич), наконец, по эффективной пористости и проницаемости (А. А. Ханин) и т. д. Ввиду того, что для классификации коллекторов по их коллекторским свойствам отсутствуют в настоящее время объективные данные о связи этих свойств с возможной производительностью скважин или условиями распределения и распространения залежей нефти и газа, нам представляется более удобным с геолого-промышленной точки зрения охарактеризовать лишь основные типы коллекторов (табл. 13).

Таблица 13

Тип коллек-тора	Краткая характеристика		
	литологический состав	характер распространения	условия фильтрации
Коллек-тор по-ристый	Пески, песчаники, реже равнозернистые доломиты и известняки	Широко развит в газо-нефтяных месторождениях; имеет пластовое или линзовидное залегание	Характер и условия фильтрации зависят от структуры порового пространства
Коллек-тор ка-верноз-ный	Карбонатные породы-известняки, чаще доломитизированные, доломиты неравнозернистые	Имеет более ограниченное распространение в газо-нефтяных месторождениях; часто приурочен к поверхностям размыва пород	Фильтрация осуществляется лишь в кавернозных зонах, в которых каверны соединяются между собой микротрецинами
Коллек-тор тре-щинный	Карбонатные породы, плотные песчаники, хрупкие сланцы и другие плотные метаморфизованные породы	Характеризуется непостоянством распространения по разрезу и по площади; часто приурочен к перерывам в отложении осадков; в чистом виде редко наблюдается, а чаще в сочетании с гранулярной (межзернистой) пористостью	Фильтрация нефти и газа происходит преимущественно по системам микротрещин с раскрытыстью до 100 мк

Коллекторы чаще всего представлены смешанными типами с преобладанием того или другого основного типа.

В связи с тем, что характерной чертой трещиноватых пород является развитие в них микротрециноватости, в табл. 14 приведена краткая схема классификации продуктивной части разреза месторождений Кипзебулатовского типа по данным исследований В. К. Громова.

В связи с тем, что важным критерием трещинных коллекторов является их проницаемость, некоторые исследователи дают условную характеристику карбонатным коллекторам (в которых часто наблюдается трещиноватость) по величине проницаемости. Недостатком таких классификаций является произвольное деление трещинных коллекторов на классы по величине проницаемости без увязки с другими характерными их свойствами. Такая классификация карбонатных пород дана, например, Г. И. Теодоровичем, которая имеет весьма условный характер.

Им выделяются: I класс коллекторов — проницаемость более 1000 миллидарси, II класс — проницаемость колеблется в пределах 100—1000 миллидарси, для III класса интервалы проницаемости

Таблица 14

Тип трещиноватости	Условия распространения	Характеристика трещиноватости	Генезис
Собственно микротрещины	Встречаются в тонких прослойках известняков и доломитов	Наблюдаются только в шлифах. Эти трещины никогда не секут границы прослоек. Они всегда перпендикулярны поверхности наложения. Длина их до 0,1 мм (редко до 3–5 мм), ширина 0,005–0,15 мм. В большинстве случаев эти трещины заполнены битумом	Образование их, видимо связано с уплотнением осадка в период диагенеза
Волосная трещиноватость	Это наиболее распространенный тип трещин	По характеру заполнения различают: 1) трещины, заполненные битумом (нефтью); 2) трещины, заполненные битумом и минеральным веществом; 3) трещины, заполненные минеральным веществом; 4) открытые трещины; ширина волосных трещин колеблется в пределах 0,01–0,3 мм (редко до 2–3 мм)	Образование в результате сокращения объема породы в процессе доломитизации известняков, либо в результате тектонических процессов

приняты в пределах 10–100 миллиарды, для IV класса 1–10 миллиарды и для V класса < 1 миллиард.

Необходимо организовать более широкое изучение свойств трещиноватых пород, проводя комплексные литолого-петрографические исследования (лабораторные, геофизические и промысловые), так как до сих пор еще нет единого взгляда на роль трещинной пористости как емкости, вмещающей нефть. В. Н. Майдебор, например, на основании изучения трещиноватых коллекторов месторождения Карабулак-Ачалуки сообщает, что нефть в этом месторождении заключена исключительно в трещинах породы, а поры содержат лишь реликтовую воду, что не согласуется с исследованиями ряда других авторов по многим изученным месторождениям.

Карты пористости и проницаемости

Карты пористости и проницаемости составляют при достаточном наличии исходных данных. Указанные данные надписывают у скважин на плане их расположения; затем путем интерполяции по способу

треугольников проводят изолинии пористости или проницаемости согласно выбранному интервалу. Составление таких карт целесообразно лишь в том случае, когда данные о пористости или проницаемости имеются по большей части разреза продуктивного пласта, вскрытого скважиной, и по значительному числу скважин.

При недостаточном наличии исходных данных вместо составления карт изолиний пористости и проницаемости лучше показывать их распределение на картах расположения скважин условными знаками, отмечая локальную характеристику пористости или проницаемости путем закрашивания участков расположения скважин, по которым имеются данные, краской одного цвета, но различной интенсивности, соответствующей выбранному интервалу пористости или проницаемости.

Помимо карт, характеризующих литолого-физические и коллекторские свойства пластов, составляют карты нефтенасыщенности, коэффициента продуктивности, водо-нефтяного контакта, пластовых давлений и т. д. (они рассмотрены в следующей главе).

Неоднородность коллекторских свойств пласта

Важной задачей современной теории и практики разработки нефтяных месторождений является оценка и учет неоднородности коллекторских свойств продуктивных пластов как при проектировании разработки залежей нефти, так и в процессе их эксплуатации.

Особую важность этот вопрос имеет для восточных районов Русской платформы, в которых залежи нефти связаны с терригенными отложениями девона, продуктивные пласти которых характеризуются значительной литолого-физической изменчивостью.

Совершенно очевидно, что проблема неоднородности продуктивных пластов должна решаться комплексно с привлечением данных по геологии, физике пласта и гидродинамике.

Однако основные сведения о неоднородности пластов могут быть получены лишь путем геологических исследований и в первую очередь на основе изучения условий формирования осадков и последующих явлений воздействия на них диагенетических процессов.

Например, подавляющее число исследователей считает, что формирование пашской свиты девона Татарии и Западной Башкирии происходило преимущественно в условиях мелководного морского бассейна, что и обусловило резкую литолого-фацальную изменчивость продуктивных пластов, характеризующихся своей значительной неоднородностью.

В некоторых месторождениях нефти Краснодарского края, в Сызранском и других районах наблюдается появление в продуктивных пластах «лысых» участков в связи с воздействием на уже сформировавшиеся отложения диагенетических процессов, приводящих к вторичной цементации, уплотнению осадков и т. д.

По характеру своего проявления можно различать три основных типа неоднородности пластов.

1. Неоднородность, связанную с расслаиванием единого горизонта на ряд пластов или пропластков, широко развитых по площади; изучение такой неоднородности не представляет трудностей и может быть осуществлено путем зональной корреляции пластов и составления зональных карт, что было рассмотрено в главе II, § 5.

2. Неоднородность, связанную с частичным замещением пористых пород глинами, плотными алевролитами, аргиллитами и т. д. и развитием, таким образом, в пределах горизонта выклинивающихся пористых пропластков. В этом случае для изучения характера неоднородности пласта особое внимание следует обратить на правильное построение карт изопахит.

При построении таких карт не следует вести формальную интерполяцию значений мощности по всему горизонту между двумя скважинами, а необходимо по возможности вести интерполяцию раздельно для выклинивающихся пропластков, полагая условно, что выклинивание пропластка происходит равномерно на всем протяжении от скважины, вскрывшей пропласток, до скважины, в которой он выклинивается. В связи с неравномерным расслаиванием горизонта и наличием в нем выклинивающихся пористых пропластков в отдельных участках горизонта скважины вскрывают различное число пористых прослоев. Наблюдается, таким образом, «прерывистость» пластов. В этом случае для характеристики неоднородности пластов вводят различные понятия:

а) коэффициент расчлененности (k_p), который представляет собой отношение числа пластов песчаников, суммированных по всем скважинам, к общему количеству пробуренных скважин;

б) коэффициент литологической связности песчаников (k_{cb}), который представляет собой отношение числа скважин, вскрывших монолитный пласт песчаника (мощность которого равна или больше средней его мощности), к общему количеству пробуренных скважин.

На основе этих показателей рассматривают степень воздействия на горизонт законтурной закачки воды. В этом случае иногда вводят понятие «коэффициент охвата», под которым понимают отношение объема залежи, охваченного процессом вытеснения, к общему объему коллекторов. В связи с тем, что вытеснение нефти происходит лишь в непрерывной части пласта и частично в выклинивающихся (по направлению фильтрации жидкости) пластах, отношение лишь их объема к общему объему коллектора называют «условным коэффициентом охвата».

Совершенно очевидно, что эти коэффициенты, особенно последний, являются весьма условными и их очень ориентировочно можно использовать для общего суждения о коэффициенте нефтеотдачи (а не в качестве меры величины его, как это иногда делают).

3. Неоднородность, связанная с резким изменением коллекторских свойств горизонта по всей его мощности (или в части этой мощности) в связи с фациальной изменчивостью. В этом случае неоднородность, характеризующаяся наличием в пористом горизонте непроницаемых пород, появляется либо в кровле горизонта, либо в его подошве, либо по всей мощности горизонта.

Для характеристики такого типа неоднородности вводят понятие о коэффициенте песчанистости K_p , под которым следует понимать отношение объема пористой части горизонта ко всему объему горизонта (в пределах его продуктивной части)¹.

По своему положению в отношении залежи нефти можно различать:

1) краевые неоднородности, расположенные преимущественно в периферийной части залежи;

2) центральные неоднородности, расположенные преимущественно в центре залежи;

3) площадные неоднородности, расположенные локальными участками неравномерно по всей залежи.

Изучение положения неоднородности в продуктивном горизонте имеет важное значение при выборе системы разработки и мероприятий по воздействию на пласт, что освещается в главе VI, § 8 и 9.

При изучении неоднородностей пласта необходимо использовать не только геологические данные (в том числе керны, взятые в скважинах), но и промысловово-геофизические исследования.

В последнее время для изучения степени неоднородности пластов стали применять методы математической статистики. Ю. И. Шаевский предлагает строить кривые неоднородности, в которых по оси ординат показывают процент скважин, вскрывших ту или иную одинаковую мощность (или пористость, или проницаемость) пласта, от общего фонда пробуренных скважин, а по оси абсцисс откладывают величину этой мощности (или пористости, или проницаемости).

В этом случае наибольшая однородность пласта по тому или иному аргументу (мощность, пористость или проницаемость) будет характеризоваться одной резкой пикой (мощности, пористости или проницаемости) при максимальном проценте скважин (от их общего фонда), имеющих соответствующие мощность, пористость или проницаемость. Наличие на графике большого числа таких пик или ломаной кривой, расположенной вдоль оси абсцисс, показывает неоднородность пласта, которая в последнем случае является максимальной.

В. В. Воинов, Е. И. Семин и др. при изучении неоднородности продуктивных пластов используют коэффициент вариации для оценки степени изменчивости отдельных параметров пласта, строя для

¹ В работах ВНИИ под коэффициентом песчанистости понимается отношение эффективной мощностей к общей мощности эксплуатационного объекта.

этого кривые распределения (гистограммы, полигоны и др.). По таким графикам наглядно можно судить о пределах колебаний величин отдельных параметров и их количественных соотношениях.

Эти исследования показали, что наибольшая изменчивость свойственна проницаемости и мощности песчаников, меньше изменяется их пористость и еще меньше нефтенасыщенность. Графики распределения мощности песчаников и пористости для горизонта D_1 Туймазинского месторождения, по данным Е. И. Семина, характеризуются симметричной формой (или слабоасимметричной) и соответствуют в общем нормальному закону распределения варьирующего признака (закон Гаусса).

Следует, однако, иметь в виду, что изучение неоднородности пласта методами математической статистики затрудняет датировка этих неоднородностей к определенным локальным участкам площади. В связи с этим применение методов математической статистики для изучения неоднородностей пласта следует рассматривать как дополнение к геологическим и геофизическим методам изучения неоднородности продуктивных пластов.

В табл. 15 дана характеристика продуктивных горизонтов по ряду месторождений, проведенная методами математической ста-

Таблица 15

Месторождение, площадь	Продуктивный горизонт	K_{Π}	K_p	K_{cb}
Ромашкинская	D_1	0,71	2,7	0,02
Миннибаевская	D_1	0,67	2,5	0,04
Абдрахмановская	D_1	0,63	2,4	0,02
Павловская	D_1	0,68	2,5	0,01
Восточно-Сулеевская	D_1	0,65	2,5	0,05
Бавлинское	D_1	0,87	1,7	0,29
Туймазинское (без D_0)	D_1	0,82	1,9	0,12
То же	D_{II}	0,94	1,5	0,37
Александровская	D_1	0,81	1,9	0,21
Серафимовское	D_1	0,84	1,3	0,30
Шкаповское	D_1	0,85	1,8	0,21
Бахметьевское	B_I	0,66	2,6	0,00
»	A	0,83	1,8	0,16
Жирновское	B_I	0,82	1,8	0,26
»	A	0,90	1,4	0,46
Мухановское	C_I	0,44	2,0	0,05
Покровское		0,75	4,8	0,00
Сызранское	B_2	0,60	2,6	0,00
Заборольское	B_2	0,87	—	—
Золотой овраг	B_2	0,85	—	—
Яблоновый овраг	B_2	0,90	1,6	0,37
Радаевское	B_2	0,92	1,2	0,52
		0,62	5,1	0,00

тистики В. В. Воиновым, Э. Л. Лейбиным, Е. И. Семиным, Э. А. Хрусталевой.

Изучение неоднородностей пласта, как уже указывалось, имеет огромное значение для проектирования разработки, анализа процесса разработки и наблюдения за фронтом продвижения контурных (или закачиваемых в пласт) вод, для подсчета запасов нефти и газа, установления норм отбора нефти, проектирования различных методов воздействия на пласт и т. д.

На отдельных площадях, например, Ромашкинского месторождения, установлено, что нефть лучше и быстрее вытесняется из песчаников и значительно хуже и медленнее из алевролитов.

При закачке воды в пласт, например на Абдрахмановской площади (Ромашкинское месторождение), не поглощающими воду пластами наиболее часто являются пласти *a*, *b* и *v*. Наличие неоднородностей в пластах приводит к различной интенсивности разработки пластов, что нередко создает большие трудности для полного извлечения из недр нефти.

Например, по верхним пластам *a*, *b* и *v* горизонта *D₁* Ромашкинского месторождения вследствие резкой литологической их неоднородности не представляется возможным создать сплошной фронт воды и наблюдается преждевременное обводнение отдельных пластов на различных площадях.

§ 2. УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ И СВОЙСТВА ГАЗА, НЕФТИ И СВЯЗАННОЙ ВОДЫ В ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЯХ

В процессе осадконакопления, при формировании залежи нефти, в результате региональной (первичной) миграции пористое пространство породы оказывается заполненным диффузно рассеянными нефтью, газом и водой. В дальнейшем при внутритреториальной (вторичной) миграции внутри пористой породы жидкости и газ распределяются в соответствии с их удельными весами: газ занимает повышенную часть пласта (образуя газовую шапку), ниже располагается нефть, а еще ниже вода. Однако полного гравитационного разделения газа, нефти и воды не происходит и часть воды (так называемой связанный воды) остается в газовой и нефтяной зонах пласта, удерживаясь там силами поверхностного натяжения в субкаспиллярных порах.

Основными факторами, определяющими свойства жидкостей (нефти и воды) и газов в пластовых условиях в отличие от их свойств на поверхности земли, являются высокие давления и температура в недрах.

Движение жидкостей и газов в пористой среде происходит при эксплуатации в сложных условиях, определяемых не только высокими давлением и температурой, но и физико-химическими свойствами жидкостей, газов и самой пористой среды. В связи с этим

для понимания явлений, происходящих в недрах, необходимо изучить не только свойства нефтегазосодержащих пород, но также физические свойства заключающихся в них жидкостей и газов.

Углеводородный (нефтяной) газ

Природные горючие газы находятся в недрах земли или в виде самостоятельных залежей, образуя чисто газовые месторождения, или в связи с нефтяными залежами, являясь постоянными спутниками нефти. Такие газы называются попутными, так как их добывают попутно с нефтью.

Нефтяной газ представляет собой смесь предельных углеводородов состава C_nH_{2n+2} , в котором содержатся метан, этан, пропан, бутан. Метан обычно преобладает; его содержание достигает 98%. Иногда в газе присутствуют пары более тяжелых углеводородов: цетана, гексана и гептана. Нередко в нем содержатся также углекислый газ (CO_2), азот (N_2) с небольшими количествами редких газов (гелия, аргона, неона), сероводород (H_2S) и т. д.

Физические свойства различных газов приведены в табл. 16.

Основными свойствами углеводородных газов являются следующие.

Удельный вес. Обычно пользуются относительным удельным весом (по отношению к воздуху), под которым понимают отношение веса единицы объема газа к весу единицы объема воздуха при одинаковых температурах и давлении. Удельный вес нефтяных газов колеблется от 0,554 (для метана) до 2,006 (для бутана) и выше.

Вязкость. Вязкость нефтяного газа незначительна и при $0^\circ C$ составляет 0,000131 пуаза; вязкость воздуха при $0^\circ C$ равна 0,000172 пуаза.

Основные законы газового состояния. Состояние газа характеризуется тремя параметрами: давлением p , температурой T и удельным объемом V (или удельным весом γ). Соотношения между этими параметрами характеризуют поведение газа и имеют основное значение при решении различных практических задач в области газового дела.

В качестве стандартных условий при термодинамических расчетах принимаются: $T = 0^\circ C$ и $p = 760 \text{ мм рт. ст.}$, при различных расчетах в газовой промышленности принимают $t = 20^\circ C$ и $p = 760 \text{ мм рт. ст.}$

Основные законы состояния газа для идеальных газов выражаются следующими соотношениями.

Закон Бойля - Мариотта. При постоянной температуре объем газа изменяется обратно пропорционально давлению (при изотермическом сжатии и расширении), т. е.

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{p_2}{p_1},$$

откуда

$$p_1 V_1 = p_2 V_2 = \text{const.} \quad (\text{III. 9})$$

Закон Гей-Люссака. Объем некоторого количества газа при постоянном давлении увеличивается при повышении температуры. Так, если при 0°C газ занимает объем V_0 , то при температуре t то же количество газа займет объем V_t , равный

$$V_t = V_0 (1 + a t), \quad (\text{III. 10})$$

где a — коэффициент расширения газа при повышении температуры на 1°C ; опытным путем установлено, что

$$a = \frac{1}{273,16} = 0,0036604. \quad (\text{III. 11})$$

Для одного и того же газа при постоянном давлении, но различных температурах имеем

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{T_1}{T_2}, \quad (\text{III. 11})$$

где T — абсолютная температура газа.

В приведенной формуле T_1 и T_2 равны $T_{1,2} = 273,16 + t_1 (t_2)$. Заменяя удельные объемы газа их удельными весами, получим

$$\frac{\gamma_2}{\gamma_1} = \frac{T_1}{T_2}, \quad (\text{III. 12})$$

Закон Авогадро. Равные объемы любых газов при одинаковых температурах и давлении содержат одинаковое число молекул. Из этого следует, что удельные веса газов при одинаковых температуре и давлении прямо пропорциональны молекулярным весам, т. е.

$$\frac{\gamma_1}{\gamma_2} = \frac{M_1}{M_2}$$

или, так как $\frac{\gamma_1}{\gamma_2} = \frac{V_2}{V_1}$, то

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{M_1}{M_2}$$

или

$$M_1 V_1 = M_2 V_2 = \text{const.} \quad (\text{III. 13})$$

При 0°C и 760 мм рт. ст. $MV = 22,4 \text{ л (или } m^3\text{)}$, откуда легко определить удельный вес газа по соотношению

$$\gamma = \frac{M}{22,4} \text{ кг/м}^3. \quad (\text{III. 14})$$

Качественная характеристика	Обозначения	Метан CH_4	Этан C_2H_6	Пропан C_3H_8	Изобутан C_4H_{10}
Молекулярный вес . . .	M	16,04	30,07	44,10	58,12
Величина, обратная молекулярному весу . . .	$\frac{1}{M}$	0,0623	0,0333	0,0227	0,0172
Удельный вес по воде (вес 1 л в жидкой фазе в кг)	γ	0,3	0,378	0,509	0,564
Отношение молекулярного веса к удельному весу	$\frac{M}{\gamma}$	53,46	79,54	86,67	103
Отношение удельного веса к молекулярному	$\frac{\gamma}{M}$	0,0187	0,0126	0,0116	0,0097
Объем 1 кг газа, m^3 . . .	$\frac{22,4}{M}$	1,4	0,74	0,508	0,385
Удельный вес по воздуху	$\frac{M}{28,97}$	0,554	1,038	1,522	2,006
Вес 1 m^3 газа, кг	$\frac{M}{22,4}$	0,714	1,35	1,97	2,85
Объем 1 m^3 газа в жидкой фазе, л	$\frac{0,0422 M}{\gamma}$	2,26	3,36	3,66	4,36
Объем 1 л жидкого газа в газовой фазе, m^3 . . .	$\frac{23,65 \gamma}{M}$	0,442	0,29	0,272	0,23
Критическая температура, $^{\circ}\text{C}$	$t_{\text{кр}}$	-82,5	+32,28	+96,78	+134
Критическое давление, ata	$p_{\text{кр}}$	45,8	48,2	42	36,4
Газовая постоянная . . .	$R = \frac{848}{M}$	52,95	28,19	19,23	14,59

Приложение. В данной таблице указаны физические свойства углево-

Таблица 16

Нормаль- ный бутан C_4H_{10}	Изопентан C_5H_{12}	Нормаль- ный пентан C_5H_{12}	Гексан C_6H_{14}	Гептан C_7H_{16}	Азот N_2	Углекис- лый газ CO_2
58,12	75,15	72,15	86,17	100,2	28,02	44,01
0,0172	0,0139	0,0139	0,0116	0,00998	—	—
0,584	0,624	0,631	0,664	0,688	0,808	1,56
99,5	115,7	114,4	129,8	145,6	—	—
0,01	0,00867	0,00877	0,0077	0,00686	—	—
0,385	0,31	0,31	0,262	0,223	0,799	0,509
2,006	2,49	2,49	2,974	3,459	0,967	1,514
2,85	3,22	3,22	3,81	4,48	1,25	1,964
4,2	4,9	4,85	5,49	6,15	—	1,19
0,236	0,205	0,207	0,182	0,1625	—	—
+152	+187,78	+197,2	+234,78	+267	—	-31,1
37,47	32,9	33	29,94	27	33,49	72,9
14,59	11,75	11,75	9,84	8,43	30,33	19,24

дородных газов при 760 мм рт. ст. и 15,5° С.

Уравнение Клапейрона для 1 кг газа имеет следующий вид:

$$pv = RT, \quad (\text{III. 15})$$

где R — газовая постоянная.

Для G килограммов газа уравнение примет вид

$$pV = GRT. \quad (\text{III. 16})$$

Газовая постоянная зависит от удельного объема газа.

Так, для метана при $15,5^\circ$ и давлении 760 мм рт. ст. удельный объем (табл. 16) равен $1,4 \text{ м}^3/\text{кг}$, тогда

$$R = \frac{pV}{T} = \frac{10\,333 \cdot 1,4}{273,16} = 52,95 \text{ кгм/кг } ^\circ\text{C}.$$

Газовая постоянная для одного моля газа равна

$$R = \frac{10\,333 \cdot 22,4}{273,16} = 848 \text{ кгм/моль } ^\circ\text{C},$$

где 22,4 — объем моля газа при 0°C и 760 мм рт. ст.

В связи с тем, что объемы моля для всех газов при одинаковых давлениях и температуре равны между собой, то газовая постоянная, отнесенная к одному молю, для всех газов одинакова и равна 848. Таким образом, газовая постоянная может быть вычислена другим путем, а именно путем деления газовой постоянной для одного моля на молекулярный вес газа. Тогда, например, для метана получим

$$R = \frac{848}{16,04} = 52,95.$$

Законы Дальтона и Амага. Закон Дальтона: общее давление газовой смеси P равно сумме парциальных давлений, создаваемых каждым отдельным газом:

$$p = p_1 + p_2 + \dots + p_n, \quad (\text{III. 17})$$

где p_1, p_2, \dots, p_n — парциальные давления компонентов смеси.

Закон Амага: общий объем, занимаемый смесью газа, равен сумме парциальных объемов компонентов:

$$V = V_1 + V_2 + \dots + V_n, \quad (\text{III. 18})$$

где V_1, V_2, \dots, V_n — парциальные объемы отдельных газов, приведенные к общему давлению.

Из приведенных соотношений можно определить парциальное давление компонента p_n и парциальный объем компонента V_n , а именно

$$p_n = p_y \text{ и } V_n = V_y, \quad (\text{III. 19})$$

где y — мольная концентрация компонента в смеси.

Законы Генри и Рауля. По закону Генри при низких давлениях растворимость газа в жидкости пропорциональна давлению

$$N = Cp, \quad (\text{III. 20})$$

где N — концентрация газа в растворе;

C — коэффициент растворимости газа;

p — давление газа над раствором.

Если принять $p = 1 \text{ atm}$, то коэффициент растворимости численно будет равен количеству газа, растворяющегося в 1 m^3 данной жидкости при давлении 1 atm .

Для смеси газов растворимость для каждого компонента пропорциональна его парциальному давлению.

При высоких давлениях наблюдается взаимное растворение газов в жидкости, и наоборот, что используется при разработке газоконденсатных месторождений.

Закон Рауля выражает связь мольной концентрации компонента в жидкости с парциальным давлением этого же компонента в парах, находящихся над жидкостью, и выражается соотношением

$$p_k = px, \quad (\text{III. 21})$$

где p_k — парциальное давление паров компонента;

p — упругость паров компонента при данной температуре;

x — мольная концентрация компонента в жидкости.

При установившемся равновесии фаз парциальные давления в паровой и жидкой фазах для одного и того же компонента равны между собой, т. е.

$$p_k y = px, \quad (\text{III. 22})$$

откуда

$$\frac{p}{p_k} = \frac{y}{x} = K, \quad (\text{III. 23})$$

где K — константа равновесия или константа распределения для данного компонента.

Эта константа зависит от температуры и давления и обычно определяется по соответствующим кривым упругости для различных газов.

Отклонение углеводородных газов от законов идеальных газов. Углеводородные (и другие реальные) газы в той или иной степени отклоняются от приведенных выше законов состояния газов. Эти отклонения тем больше, чем выше давление, под которым находится газ.

Сжимаемость углеводородных газов. Углеводородные (нефтяные) газы не вполне подчиняются уравнению

Клапейрона (рис. 68) и требуют введения поправок на сжимаемость. Для этого вводится понятие о коэффициенте сжимаемости газа, под которым понимают отношение объемов реального и идеального газов при одинаковых условиях, т. е. при одних и тех же давлениях и температуре.

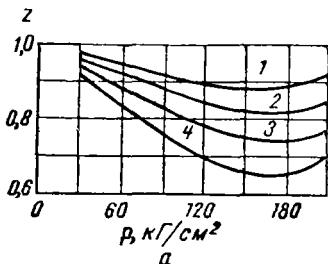
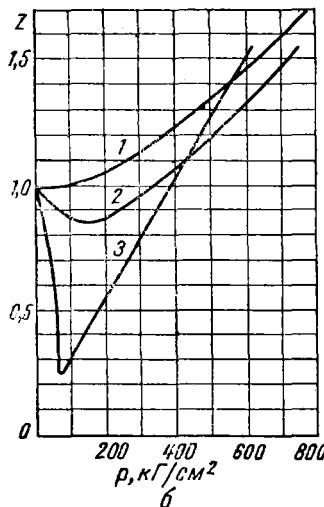


Рис. 68. Кривые отклонения нефтяных газов (и азота) от законов идеальных газов.

а — при $t = 54^{\circ}\text{C}$: 1 — метан;
2 — 90 % метана + 10 % пропана;
3 — 80 % метана + 20 % пропана;
4 — 70 % метана + 30 % пропана.
б — при $t = 37,8^{\circ}\text{C}$: 1 — азот;
2 — метан; 3 — этиан.



При введении этого коэффициента основное характеристическое уравнение состояния газов (уравнение Клапейрона) в молярной форме примет вид:

$$pV = ZNRT, \quad (\text{III. 24})$$

где p — давление в ата ;

V — объем газа;

Z — коэффициент сжимаемости газа;

N — число килограмм-молей газа, $N = \frac{G}{M}$ (здесь G — вес газа в кг , M — молекулярный вес газа);

R — газовая постоянная одного моля, одинаковая для всех газов;

T — абсолютная температура.

Если обозначить объем реального газа в стандартных условиях через V_0 , то при давлении p и температуре t объем этого газа v_p (объемный коэффициент пластового газа) будет равен

$$v_p = V_0 \frac{1,033}{p} \frac{T+t}{T+t_{ct}} Z, \quad (\text{III. 25})$$

где $t_{\text{ст}}$ — температура при стандартных условиях;

$$Z \text{ — коэффициент сжимаемости, } Z = \left[\frac{pV}{RT} \right].$$

Числовые значения коэффициента сжимаемости для различных условий определяют лабораторным путем; однако приближенное значение их может быть найдено графически по опытным кривым (рис. 69).

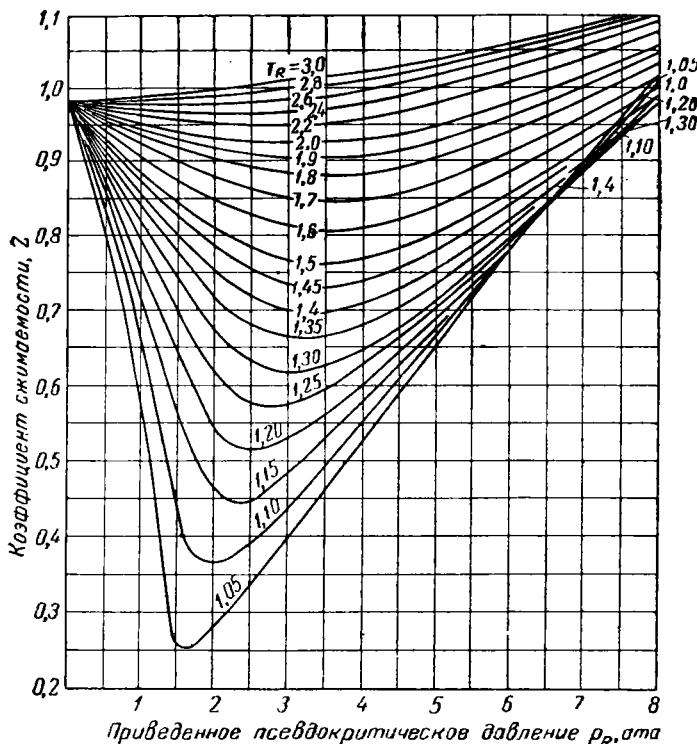


Рис. 69. Коэффициенты сжимаемости для нефтяного газа.

По этим кривым коэффициент сжимаемости Z определяют в зависимости от псевдокритического давления p_R и температуры T_R . Критической называется такая температура, выше которой газ не может быть превращен в жидкость ни при каком давлении. Давление, соответствующее этой критической точке, называется критическим.

Для нефтяных газов, состоящих из смеси углеводородов с различными критическими давлениями и температурами, необходимо для определения коэффициента сжимаемости газа предварительно опре-

делить среднекритическую (псевдокритическую) температуру и среднекритическое (псевдокритическое) давление для данной смеси газа по соотношениям:

$$p_r = \sum (y p_c); \quad (\text{III. 26})$$

$$T_r = \sum (y T_c). \quad (\text{III. 27})$$

где p_r и T_r — суммы средневзвешенных величин критических давлений и температур отдельных углеводородов, которые соответственно называются псевдокритическим давлением и псевдокритической температурой;

y — содержание компонента в смеси (объемное или мольное);

p_c и T_c — критические давления и температуры отдельных компонентов газа.

Отношение давления, под которым находится смесь газов, к псевдокритическому давлению называется приведенным псевдокритическим давлением (p_R), а отношение температуры смеси к псевдокритической температуре — приведенной псевдокритической температурой (T_R):

$$p_R = \frac{p}{p_r} \quad (\text{III. 28})$$

и

$$T_R = \frac{T}{T_r}. \quad (\text{III. 29})$$

По вычисленным приведенным псевдокритическим давлениям и температурам определяют величину коэффициента сжимаемости по рис. 69.

Пример. Определить коэффициент сжимаемости газа Z в объемных процентах для состава газа, приведенного в табл. 17 (в этой таблице графы p_c и T_c заполнены в соответствии с табл. 16), при пластовом давлении $p = 112 \text{ atm}$ и пластовой температуре $t_{\text{пл}} = 50^\circ \text{C}$.

Приведенная псевдокритическая температура составит

$$T_R = \frac{273 + 50}{207,15} \approx 1,56.$$

Приведенное псевдокритическое давление для $p = 112 \text{ atm}$ составит

$$p_R = \frac{112 + 1}{45,18} \approx 2,50.$$

По рис. 69 в соответствии с полученными значениями T_R и p_R определяем коэффициент сжимаемости газа в размере $Z = 0,82$.

Таблица 17

Компоненты	Содержание компонента в смеси y , % объемн.	Критическое давление p_c	Критическая температура $T_c = T + t_{kp}$	$\frac{y p_c}{100}$	$\frac{y T_c}{100}$	Удельный вес смеси газа по воздуху
Метан CH_4	92,6	45,8	190,5	42,4	176,40	—
Этан C_2H_6	1,6	48,2	305,28	0,74	4,88	—
Пропан C_3H_8	0,4	42,0	369,78	0,17	1,48	—
Нормальный бутан C_4H_{10}	2,2	37,47	425,0	0,82	9,35	—
Нормальный пентан C_5H_{12}	3,2	33,0	470,2	1,05	15,04	—
Сумма . . .	100,0	—	—	45,18	207,15	0,66

При отсутствии данных о фракционном составе газа псевдокритические температуру и давление можно приблизенно определить по рис. 70 и 71, располагая лишь данными об удельном весе углеводородного газа по воздуху; по полученным данным уже можно будет определить коэффициент сжимаемости газа. Следует отметить,

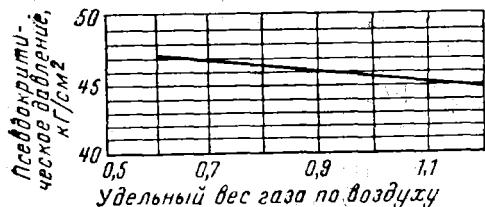


Рис. 70. Зависимость псевдокритического давления от удельного веса углеводородных газов.

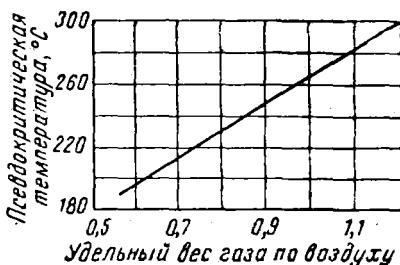


Рис. 71. Зависимость псевдокритической температуры от удельного веса углеводородных газов.

что приближенная эмпирическая зависимость, показанная на рис. 70 и 71, является справедливой только для углеводородных газов. Эта зависимость вытекает из того, что с увеличением молекулярного веса углеводородных газов повышается их критическая температура. Если в состав газа входят, помимо углеводородов, другие компоненты (азот, углекислота и т. д.), то приведенными эмпирическими зависимостями пользоваться нельзя.

В приведенном примере (табл. 17) удельный вес газа по воздуху составляет 0,66; по кривым на рис. 70 и 71 соответственно определяем

$$p_r = 46,8 \text{ и } T_r = 210,$$

тогда приведенные псевдокритические давление и температура будут равны:

$$p_R = \frac{p}{p_r} = \frac{112+1}{46,8} = 2,41 \text{ и } T_R = \frac{T}{T_r} = \frac{273+50}{210} = 1,54.$$

По этим данным по рис. 69 определяем $Z = 0,818$, что вполне согласуется с ранее полученной цифрой $Z = 0,82$.

Определение коэффициента сжимаемости газа и учет этой величины при подсчете запасов газа в газовых месторождениях являются обязательными во избежание ошибок.

Помимо определения коэффициента сжимаемости газа, в ряде случаев, в том числе при подсчете запасов газа методом материального баланса, необходимо знать объемный коэффициент пластового газа. Объемный коэффициент пластового газа показывает, как изменяется объем одного нормального (при стандартных условиях) кубического метра газа в пластовых условиях и определяется по соотношению (III. 25).

При $t_{ст} = 0^\circ\text{C}$, принимаемой при физических измерениях, имеем

$$v = 0,00378 Z \frac{T + t_{пл}}{p},$$

а при принятой Всесоюзным комитетом стандартов 23/VIII 1945 г. (ГОСТ 2939-45) температуре для измерения промышленных газов 20°C (США принято $15,5^\circ\text{C}$ или $60^\circ\text{Fаренгейта}$) получим

$$v = 0,00351 Z \frac{T + t_{пл}}{p}.$$

Объемный коэффициент пластового газа всегда значительно меньше единицы и находится в пределах 0,0075—0,01.

Растворимость углеводородных газов в нефти. Согласно закону Генри, как уже указывалось, количество растворенного в жидкости газа прямо пропорционально давлению при постоянной температуре. Однако реальные газы, в том числе и нефтяные, имеют значительные отклонения от этого закона и тем в большей степени, чем они лучше растворяются в жидкости. Жирные газы лучше растворяются в нефти, поэтому они больше отклоняются от закона Генри, чем сухие нефтяные газы.

Для сухих нефтяных газов зависимость между давлением и количеством растворенного газа (в пределах давлений, встречающихся на практике) выражается прямой линией и коэффициент раствори-

мости в этих же пределах является постоянным. Для жирных же газов эта зависимость выражается кривой линией и коэффициент растворимости для них меняется в зависимости от изменения давления.

В более легких нефтях углеводородные газы растворяются лучше, чем в более тяжелых нефтях. Коэффициент растворимости газа в нефти колеблется в пределах 0,25—2,0; он меняется в зависимости от состава газа, состава нефти и температуры.

С повышением температуры способность газов растворяться в жидкости понижается соответственно повышению упругости паров.

Количество растворяющегося в жидкости газа зависит и от поверхности контакта газа с нефтью. При малой поверхности контакта газа с жидкостью и при спокойном состоянии жидкости и газа требуется большой период времени для того, чтобы газ мог раствориться в жидкости.

Углекислота обладает наибольшей растворимостью, значительно превышающей растворимость нефтяных газов. Наименьшую же растворимость имеют водород и воздух — в 4 раза меньшую по сравнению с нефтяными газами.

Выделение растворенного в нефти газа происходит в обратном порядке, т. е. с понижением давления вначале выделяются сухие — трудно растворимые газы, а затем тяжелые — легко растворимые.

Кривые растворимости углеводородного газа в нефти в зависимости от давления для различного удельного веса нефти приведены на рис. 72.

Растворение газа в нефти или выделение его из раствора не происходит мгновенно. Опытным путем доказано, что при отсутствии перемешивания нефти требуются буквально годы для того, чтобы газ, находящийся в контакте с нефтью, мог достигнуть с ней равновесного состояния.

Наиболее правильным методом определения количества растворенного в нефти газа по отдельным залежкам является отбор глубинных проб нефти из скважин. При исследовании этих проб следует иметь в виду, что процесс дегазирования нефти может протекать в различных условиях. Если весь выделяющийся из раствора газ до окончания дегазирования остается в контакте с жидкостью, процесс называется контактным дегазированием. Если же в процессе дегазирования выделяющийся из раствора газ по мере снижения давления периодически отводится из системы и вследствие этого в контакте с жидкостью находятся только что выделившиеся из раствора более тяжелые фракции, процесс называется дифференциальным дегазированием.

При контактном дегазировании из раствора выделяется больше газа, чем при дифференциальном дегазировании. Это объясняется тем, что при контактном дегазировании вследствие сохранения в системе всех выделившихся из раствора составных частей, в том

числе значительного количества паров легких компонентов, парциальное давление тяжелых углеводородов невелико, что усиливает парообразование высококипящих углеводородов. При дифференциальном дегазировании непрерывный отвод из системы выделившихся из раствора фракций приводит к тому, что в контакте с жидкостью

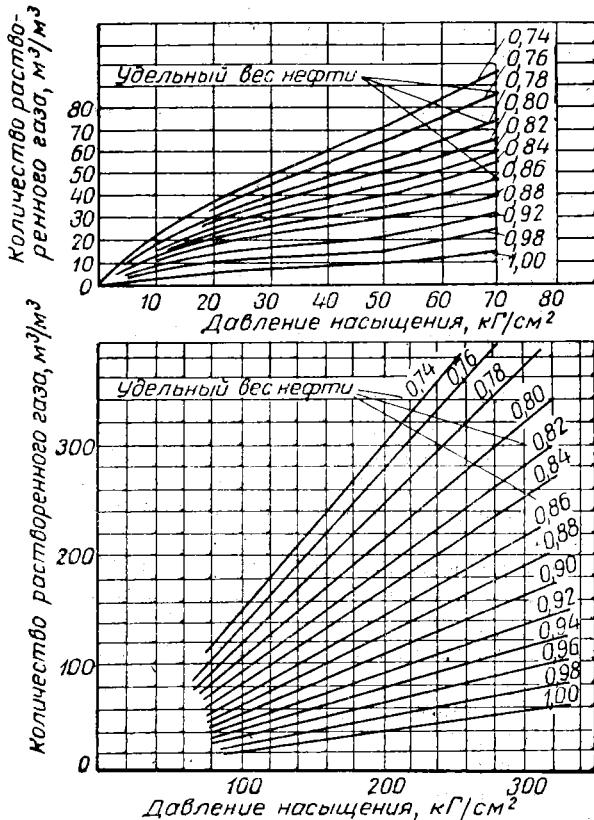


Рис. 72. Кривые растворимости газа в нефти при различных давлениях.

сью находятся только что выделившиеся из раствора все более тяжелые фракции с постепенно возрастающим парциальным давлением, вследствие чего интенсивность выделения газа из раствора в сравнении с контактным дегазированием уменьшается.

Таким образом, различие в количестве выделившегося из раствора газа в условиях контактного и дифференциального дегазирования объясняется тем, что в состав газо-нефтяной смеси входит много различных углеводородов.

Из сказанного следует, что процесс растворения и дегазации смеси газообразных углеводородов и паров более тяжелых углеводородов происходит весьма сложно.

Как показано на рис. 73, при контактном процессе кривая вначале постепенно выполягивается, затем становится почти прямолинейной, а при больших давлениях начинает загибаться вверх; указанная кривая характерна и для процесса растворения и для процесса дегазации. Более сложный характер изменения кривых наблюдается при дифференциальном процессе. Например, при растворении нефтяного газа в дегазированной (под вакуумом) нефти под давлением в закрытом сосуде наблюдается выпуклая (по отношению к оси давлений) кривая; после же дегазации этой нефти при тех же давлениях газ оказывается в значительно большем количестве, чем это было отмечено при процессе растворения, и кривая дегазации оказывается вогнутой к оси давлений. Эти явления связаны с тем, что более тяжелые углеводороды (пропан, бутан, пентан) хорошо растворяются в нефти при повышении давления и очень плохо переходят в паровую фазу при снижении давления. Состав газа, выделяющегося при дегазации, отличается от состава газа, взятого для растворения, так как вначале выделяется более легкий газ (почти чистый метан), а затем по мере снижения давления выделяются более тяжелые фракции углеводородов.

Все сказанное выше следует учитывать при изучении состава как свободного (в газовой шапке) газа, так и растворенного в нефти. Газ в газовой шапке является легким, но по мере отбора его из газовой шапки появляются более тяжелые фракции вследствие выделения растворенного газа из нефти при снижении пластового давления. Точно так же состав газа, отобранного (при высоком давлении) из межтрубного пространства и на выкиде, не является идентичным. Различен и состав газа, сепарируемого в трапах высокого и низкого давлений. В связи с этим для более точного определения состава и содержания растворенного в нефти газа следует отбирать глубинные пробы нефти с сохранением в них пластового давления для детального изучения их в лаборатории.

Подсчитывая запасы газа, растворенного в нефти, его балансовые запасы следует определять по данным исследования глубинных

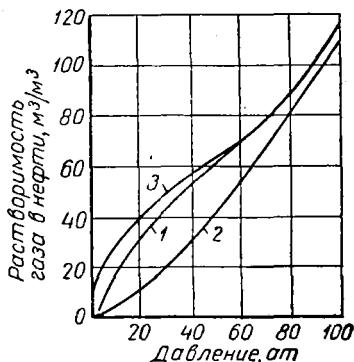


Рис. 73. Теоретические кривые растворимости (и дегазации) газа в нефти.

1 — контактное растворение; 2 — дифференциальное растворение; 3 — дифференциальная дегазация.
Кривые даны для смеси нефти и газа следующего молярного состава: 49,43 % метана, 9,9 % этана, 6,92 % пропана, 3,16 % бутана, 0,89 % пентана, 29,7 % нефти.

(пластовых) проб нефти (беря для расчетов среднюю величину из данных анализа контактным и дифференциальным методами дегазирования), а его извлекаемые запасы — по газовому фактору, замеренному на трапе при 1 ат.

Состав газов основных газо-нефтяных месторождений Советского Союза. По товарным качествам нефтяные газы подразделяются условно на сухие с содержанием бензина (на 1 м³ газа) до 75 г, полужирные с содержанием бензина 75—150 г и жирные с содержанием бензина выше 150 г.

Газы Бакинских нефтяных месторождений относятся к сухим газам; в их составе содержится свыше 90% метана, 3—6% более тяжелых углеводородов, 15—30% углекислоты; удельный вес их 0,75 (по воздуху).

Грозненский район характеризуется жирными газами, содержащими 32—55% метана, 28—68% более высших углеводородов; удельный вес их 1,15—1,4.

Газы Кубано-Черноморского нефтяного района относятся к полу-жирным газам и содержат около 73% метана, около 22% более высших углеводородов, около 5% углекислоты; удельный вес 0,9—1,0.

В Урало-Волжской нефтегазовой провинции состав газов весьма разнообразен. Здесь имеются газы жирные (Ишимбаево, где газ содержит 2,8—6,1% сероводорода), газы с высоким содержанием азота (Краснокамское месторождение, где содержание азота в газе составляет 16,5—72,5%), чаще встречаются сухие газы (Туймазинское месторождение с содержанием бензина около 50 г на 1 м³ газа) в девоне, а газы в угленосной свите, хотя и являются более жирными, содержат 0,9—2,7% сероводорода.

Газы Эмбенского района относятся к сухим и содержат приблизительно 84% метана, 9% более высших углеводородов, 7% углекислоты; удельный вес их 0,66—0,87.

Газы часто газовых месторождений, например Газли (меловые отложения), Шебелинка (нижняя пермь) и др., содержат преимущественно метан (93—94,8%).

Углеводородные газы характеризуются огромной взрывной способностью. При взрыве реакция происходит чрезвычайно быстро. Огромная энергия, развивающаяся при взрыве, может причинить значительные разрушения.

Взрыв может происходить при сравнительно малых концентрациях газа в воздухе (с которым газ образует гремучую смесь). Например, низший и высший пределы взрываемости соответственно составляют (в % объемн.) для метана 5 и 15, для пропана 2,4 и 9,5; для паров более тяжелых углеводородов эти пределы являются еще ниже.

Нефтяные газы — весьма ценный продукт для химического производства, промышленного и бытового потребления.

Нефть

Нефть представляет собой в основном смесь углеводородов различного строения, хотя в ней преобладают углеводороды метанового (парафинового) или наftenового ряда. В меньших количествах встречаются углеводороды ароматического и других рядов.

По своему физическому состоянию углеводороды от CH_4 до C_4H_{10} — газы, от C_5H_{12} до $\text{C}_{16}\text{H}_{34}$ — жидкости и от $\text{C}_{17}\text{H}_{36}$ до $\text{C}_{35}\text{H}_{72}$ — твердые, называемые парафинами.

Углеводороды метанового ряда имеют формулу $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$. Они преобладают в нефтях Грозненского района, Челекена, Ферганской долины, южной Бухары, Румынии, Северной Америки и т. д. Углеводороды наftenового ряда имеют формулу C_nH_{2n} . Нефти, в которых они преобладают, имеются в Азербайджане, Западной Украине и т. д.

Товарные качества нефти определяются содержанием легких и тяжелых углеводородов, составом жидких и твердых углеводородов и наличием примесей.

Нефть характеризуется фракционным составом; обычно выделяют следующие фракции: до 100° — бензин первого сорта, до 110° — бензин специальный, до 130° — бензин второго сорта, до 265° — керосин (сорт «метеор»), до 270° — керосин обыкновенный; остаток относится к мазуту, из которого при подогреве (под вакуумом) до 400 — 420° отбирают масляные фракции.

В зависимости от качества различают нефти легкие (бензиновые, масляные) и тяжелые (топливные, асфальтовые и др.).

Среднее содержание бензиновых фракций (кипящих до 200°C) в нефтях пермских и угленосных отложений восточных районов колеблется от 15 до 25%, в девонских — от 25 до 30%.

Кроме того, качество нефти зависит от содержания в ней парафина, серы, смолистых веществ и т. п. По содержанию парафина различают беспарафинистые нефти с содержанием парафина не более 1%, слабопарафинистые с содержанием парафина 1—2% и парафинистые с содержанием парафина более 2%. Наибольшим содержанием парафина отличаются нефти месторождений Западной Украины (до 12%), Румынии (до 7%), Грозненского района (до 7%), Челекена и Средней Азии (до 4—5%), Сурханов (2—4%), Озек-Суата (до 25%) и др.

Сера встречается как свободная, так и в виде соединений (сульфиды, меркаптаны и др.); общее ее содержание достигает 1% и иногда 4,5%. По содержанию серы различают малосернистые нефти с содержанием серы не более 0,5% и сернистые с содержанием серы более 0,5%.

Особенно высоким содержанием серы отличаются нефти месторождений Башкирской и Татарской АССР, южной части Пермской и Куйбышевской областей. Нефти Ишимбайского, Туймазинского,

Бугурусланского, Ромашкинского и Ставропольского месторождений содержат от 1,5 до 3 % серы.

В нефтях месторождений, расположенных севернее и южнее Татарии и Башкирии, содержится заметно меньше серы (0,6—0,9%). Совсем мало серы в нефтях Саратовской и Волгоградской областей (0,3—0,4%). Мало серы и в нефтях ряда месторождений западной части Куйбышевской области.

По содержанию смол различают малосмолистые нефти с содержанием смол менее 8%, смолистые с содержанием смол 8—28% и сильно смолистые с содержанием смол более 28%.

В нефти в небольших количествах встречаются хлор, фосфор, мышьяк, калий, натрий, кальций, магний и т. п. Из кислородных соединений наибольшее значение имеют нафтеновые и жирные кислоты, асфальтены и смолы.

Бензин и керосин характеризуются величиной октанового числа. Это число показывает детонационную стойкость топлива (детонация — преждевременный взрыв части топлива, что снижает мощность двигателя и приводит его к преждевременному износу и разрушению). Октановое число определяется процентным содержанием по объему изооктана в такой стандартной смеси его с гептаном, которая по своей детонационной стойкости равнозначна испытуемому топливу. Чем больше октановое число топлива, тем меньшую детонацию оно вызывает в моторе. Бензин с октановым числом 72 и более называется высокооктановым.

Удельный вес нефтей определяют при температуре +20° С. Он колеблется в пределах 0,730—1,06. Удельный вес азербайджанских нефтей 0,78—0,93, грозненских 0,84—0,87; удельный вес восточных районов СССР весьма разнообразен и изменяется в среднем от 0,852 до 0,899. Удельный вес калифорнийских нефтей колеблется в пределах 0,78—0,93, а в некоторых мексиканских составляет около 1,05.

В США удельный вес определяют в градусах API (Американский нефтяной институт) при 60° Ф (около 15,5° С); удельный вес воды в этой системе равен 10° API. Переходная формула от системы API к системе СССР следующая:

$$\gamma_{15} = \frac{141,5}{131,5 + \text{API}} ,$$

откуда при 10° API $\gamma = 1$.

Основные свойства нефти

Вязкость или внутреннее трение — это свойство жидкости оказывать при движении сопротивление передвижению ее частиц относительно друг друга. Кинематическая вязкость

определяется в единицах стокса ($\text{см}^2/\text{сек}$), динамическая вязкость — в пузах.

Пузаз представляет собой вязкость жидкости, оказывающей сопротивление в 1 дн взаимному перемещению двух слоев жидкости площадью 1 см^2 , находящихся на расстоянии 1 см и перемещающихся со скоростью 1 см/сек. Пузаз имеет размерность дн/сек/ см^2 .

Вязкость в градусах Энглера есть отношение времени истечения из вискозиметра 200 см^3 испытуемой жидкости к «водному числу» (времени истечения 200 см^3 дистиллированной воды при +20° С, обычно равному 50—52 сек.). Вязкость нефти колеблется в широких пределах и зависит от пластового давления, температуры и растворенного в нефти газа. Вязкость нефти играет большую роль при движении нефти по пласту.

Изменение вязкости от давления происходит весьма незначительно; с увеличением температуры вязкость нефти уменьшается; с увеличением количества растворенного газа в нефти вязкость нефти значительно уменьшается.

Поверхностное натяжение жидкости заключается в противодействии нормальным силам, приложенным к этой поверхности и стремящимся изменить ее форму. Поверхностное натяжение выражается в динах на 1 см.

Поверхностное натяжение существует на границе раздела любых двух фаз.

В среднем поверхностное натяжение нефти на границе с воздухом составляет 25—35 дн/см, а с водой 72—76 дн/см (поверхностное натяжение вод нефтяных месторождений вследствие их минерализации достигает 79 дн/см).

Поверхностное натяжение имеет существенное значение при движении нефти в пористой среде.

В самом деле, поровое пространство нефтяных пластов представлено в значительной части капиллярными трубками переменного сечения, вследствие чего частицы нефти при своем движении по этим капиллярам должны менять форму и поверхность. Для этого требуется преодоление сил поверхностного натяжения, на что расходуется часть пластовой энергии; чем больше величина поверхностного натяжения, тем больше будет расходоваться пластовой энергии на преодоление сил поверхностного натяжения нефти. Обычно чем больше удельный вес нефти, тем больше ее поверхностное натяжение; с увеличением пластового давления поверхностное натяжение несколько увеличивается; с увеличением количества растворенного газа и повышением температуры поверхностное натяжение нефти уменьшается.

Содержание нефти в породах. Не все поровое пространство пласта заполнено нефтью; часть его занята связанной водой. В связи с этим содержание нефти в пласте определяют при помощи коэффициента нефтенасыщения, под которым понимают отношение объема нефти,

содержащейся в порах пласта (V_n), к объему всех пор нефтеносного пласта (V_p)¹:

$$\beta = \frac{V_n}{V_p}.$$

Зная коэффициент водонасыщенности², т. е. отношение объема связанной воды к объему порового пространства (k_b), можно вычислить величину коэффициента нефтенасыщения по соотношению

$$\beta = 1 - k_b.$$

Применение косвенных методов определения коэффициента нефтенасыщенности связано с тем, что в настоящее время еще нет разработанной методики и аппаратуры для отбора керна с сохранением пластовых условий, что позволило бы непосредственно определять коэффициент нефтенасыщения. В связи с этим в ряде нефтяных районов США коэффициент нефтенасыщения определяют не только по данным о содержании связанной воды, полученным в результате анализа специально отобранных кернов, но и путем непосредственного изучения нефтенасыщенности кернов, взятых колонковыми долотами. Сравнивая полученные данные, устанавливают для месторождения средний коэффициент потери нефти при обычном подъеме керна колонковым долотом. Пользуясь этим коэффициентом, определяют нефтенасыщенность в различных интервалах разреза и участках пласта путем непосредственного анализа кернов, взятых из скважин обычным способом. По отдельным месторождениям было установлено, что керны, отобранные колонковыми долотами, при подъеме из скважин теряли в среднем около 30% первоначально содержащейся в них нефти. Следовательно, первоначальное (истинное) содержание нефти в кернах

$$B = \frac{A}{0,7}, \quad (\text{III. 30})$$

где A — содержание нефти в керне, определенное анализом.

Иллюстрацией сказанному являются графики (рис. 74), составленные Маскетом.

Накопление соответствующих данных по месторождениям СССР также было бы полезным.

Для определения нефтенасыщенности пород, помимо использования данных о содержании в них связанной воды, применяют геофизические методы (изложенные в курсе промысловой геофизики), основанные на том, что между удельным сопротивлением и нефте-

¹ Аналогично коэффициентом газонасыщения пород называется отношение объема пор, занятых свободным газом, ко всему объему пор газоносного пласта.

² Методы определения коэффициента водонасыщенности (связанной воды) изложены ниже.

насыщенностью пород существует связь. Связь эта выражается в том, что для одного и того же коллектора при прочих равных условиях с увеличением нефтенасыщенности пласта повышается его удельное сопротивление.

Определение коэффициента нефтенасыщенности пород методами промысловой геофизики имеет большие перспективы. С помощью геофизических методов можно довольно быстро определить коэффициент нефтенасыщенности для любого интервала пласта и в целом по всей его мощности. Однако точность определения коэффициента нефтенасыщенности пород геофизическими методами зависит от

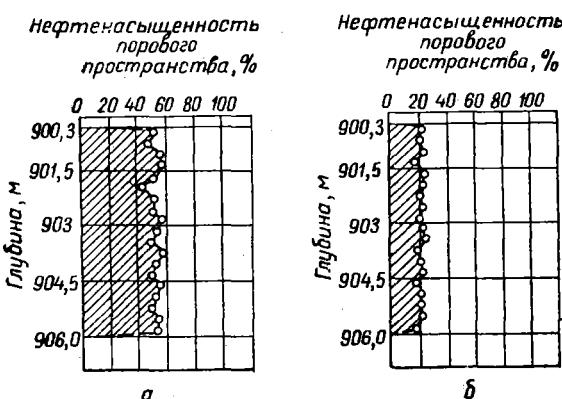


Рис. 74. Сравнение остаточного нефтенасыщения в кернах, взятых при бурении с глинистым раствором (обычным способом) и без глинистого раствора и воды.

а — керны, взятые при бурении без воды и глинистого раствора; б — керны, взятые при бурении с глинистым раствором.

ряда условий и особенностей данного месторождения. В связи с этим впредь до полной и безупречной отработки методики определения этого коэффициента методами геофизики весьма целесообразно определять его на основании комплексных данных — по результатам изучения кернов, отобранных в специально пробуренных скважинах с применением бурового раствора на нефтяной основе, и по материалам геофизических методов.

При отсутствии необходимых данных коэффициент нефтенасыщины обычно принимают равным имеющимся в литературе средним величинам 0,6—0,8. Средняя величина нефтенасыщения, вычисленная по 20 месторождениям Советского Союза, составляет 80—86 % (для мелко- и среднезернистых песчаников); на некоторых нефтеносных площадях нефтенасыщение варьирует в пределах 67,3—93,1%; для известковистого доломита месторождения Ново-Степановка коэффициент нефтенасыщения (по С. Заксу) составляет 0,75.

Свойства нефти в пластовых условиях. Движение нефти в пласте зависит от пластовых условий. К ним относятся высокие давления, повышенные температуры, молекулярно-поверхностные явления, наличие растворенного газа в нефти и т. д. Наиболее характерной чертой пластовой нефти является содержание в ней значительного количества растворенного газа, который в процессе снижения пластового давления выделяется из нефти, изменяя ее свойства (нефть становится более вязкой и уменьшается ее объем).

Таким образом, пластовая нефть представляет собой смесь жидких и газообразных углеводородов, которые могут находиться либо в однофазном состоянии (нефть с растворенным газом), либо в двухфазном (газированная нефть и свободный газ).

Как уже указывалось, растворимость газа в нефти зависит от пластового давления. Давление газа, которое находится в термодинамическом равновесии с пластовой нефтью, называется давлением насыщения. Если давление, оказываемое на пластовую нефть, становится ниже давления насыщения, то из нефти начинает выделяться растворенный в ней газ. Если давление насыщения равно пластовому давлению, то пластовая нефть является насыщенной. Нефть, находящаяся в пласте при давлении выше давления насыщения, является недонасыщенной. Величина давления насыщения зависит от свойств нефти и газа. Более тяжелые нефти имеют более высокие давления насыщения, в таких нефтях газ растворяется меньше, чем в легких нефтях. Более тяжелые нефтяные газы растворяются в нефти при меньших давлениях, чем более легкие газы. При наличии в углеводородном газе азота давление насыщения резко повышается.

К началу разработки залежь нефти характеризуется величиной начального давления насыщения; при снижении пластового давления газ из нефти выделяется и устанавливается новое текущее давление насыщения.

Величина давления насыщения зависит от температуры пласта; для нефтей, содержащих в составе растворенного газа заметное количество азота, давление насыщения при изменении температуры изменяется незначительно.

Изучение давления насыщения и его соотношений с пластовым давлением имеет большое значение при проектировании и разработке залежи нефти. При значительном превышении пластового давления над давлением насыщения создаются благоприятные условия для эффективной разработки залежи.

Давление насыщения обычно определяют по пробам пластовой нефти; при этом одновременно с давлением насыщения определяют газовый фактор пластовой нефти, т. е. количество газа, растворенного в нефти ($\text{в } \text{m}^3/\text{m}^3$). В процессе добычи нефти и газа газовый фактор, т. е. количество добываемого газа на единицу добываемой нефти, выражают обычно в m^3/t нефти.

Сжимаемость нефти. При увеличении давления нефть сжимается. Для большинства пластовых нефти коэффициенты сжимаемости нефти (β_n) колеблются в пределах $(0,6-1,8) \cdot 10^{-4} \frac{1}{\text{кг}/\text{см}^2}$.

В среднем значение коэффициента сжимаемости нефти составляет приблизительно

$$\beta_n = 1 \cdot 10^{-4} \frac{1}{\text{кг}/\text{см}^2}.$$

Для нефти коэффициент β_n можно определять пересчетом по величинам объемного коэффициента, определенным в лаборатории, по формуле

$$\beta_n = \frac{b_1 - b_2}{b_1 \Delta p} [1/\text{ам}], \quad (\text{III. 31})$$

где Δp — перепад между начальным и конечным (принятыми для расчета) давлениями, $\Delta p = p_1 - p_2$ (здесь p_1 — начальное и p_2 — конечное давления); b_1 и b_2 — соответственно объемные коэффициенты для начального и конечного давлений.

Для газированной нефти коэффициент сжимаемости значительно возрастает, доходя иногда до $140 \cdot 10^{-5} \frac{1}{\text{ам}}$.

Точное значение коэффициента сжимаемости можно получить путем лабораторного анализа пластовой пробы нефти.

Объемный коэффициент пластовой нефти. Как уже указывалось, особенностью пластовой нефти является содержание в ней значительного количества растворенного газа. Наличие растворенного газа в пластовой нефти резко изменяет ее свойства, она увеличивается в объеме (иногда на 50—60%), плотность ее снижается, вязкость значительно уменьшается, поверхностное напряжение на различных границах раздела также изменяется.

Объемным коэффициентом пластовой нефти (b) называют отношение объема пластовой нефти ($V_{\text{пл}}$) к объему получаемой из нее сепарированной нефти при стандартных условиях ($V_{\text{ст}}$):

$$b = \frac{V_{\text{пл}}}{V_{\text{ст}}} \quad (\text{III. 32})$$

Объемный коэффициент пластовой нефти показывает, какой объем в пластовых условиях занимает 1 м³ сепарированной нефти, взятой при стандартных условиях. Величина, обратная объемному коэффициенту пластовой нефти, представляет собой так называемый пересчетный коэффициент θ :

$$\theta = \frac{1}{b} = \frac{V_{\text{ст}}}{V_{\text{пл}}} \quad (\text{III. 33})$$

Пересчетный коэффициент служит для приведения объема пластовой нефти к объему сепарированной нефти (при стандартных условиях). При извлечении нефти на поверхность и выделении из нее газа происходит уменьшение объема — усадка нефти.

Коэффициент усадки (ε) равен

$$\varepsilon = \frac{V_{\text{пл}} - V_{\text{ст}}}{V_{\text{пл}}} . \quad (\text{III. 34})$$

Между указанными выше коэффициентами существует следующая зависимость:

$$\theta = \frac{1}{b} = 1 - \varepsilon; \quad (\text{III. 35})$$

$$\varepsilon = 1 - \theta = \frac{b - 1}{b} . \quad (\text{III. 36})$$

Рис. 75. Определение процента усадки нефти при ее дегазации.

Имеет большое значение, особенно при подсчете запасов нефти, так как коэффициент усадки нередко достигает 40% и неучт его может привести к крупным ошибкам в цифрах запасов нефти.

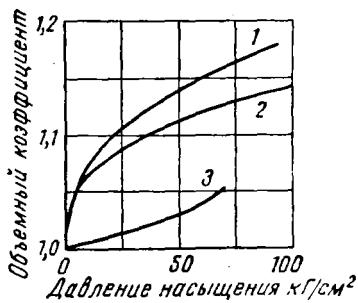


Рис. 76. Зависимость объемного коэффициента пластовой нефти от давления насыщения (по А. Ю. Намиот и др.).

1 — Туймазы (девон); 2 — Соколова Гора (девон); 3 — Караган (неоком).

Объемный коэффициент пластовой нефти лучше всего определять в лаборатории путем анализа проб пластовой нефти.

Приближенно этот коэффициент может быть определен графически по рис. 75, из которого вначале вычисляют усадку нефти в процентах, а затем по формуле (III. 35) определяют b и θ .

На рис. 76 показана зависимость величины объемного коэффициента от давления насыщения для некоторых месторождений.

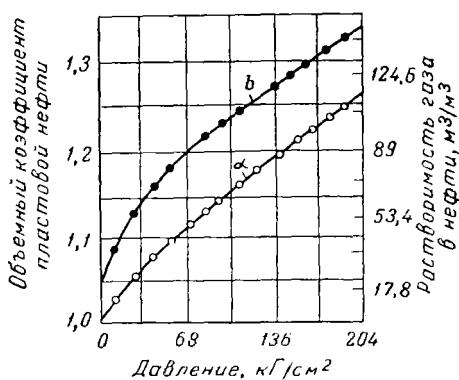


Рис. 77. Параметры b и a в функции давления.

На рис. 77 приведены значения растворимости газа в нефти (*r*) и объемного коэффициента пластовой нефти (*b*) в функции давления.

Более точно объемный коэффициент пластовой нефти может быть определен расчетным путем по фракционному составу газа или по данным об удельном весе газа.

Определение объемного коэффициента пластовой нефти по данным фракционного состава газа

Для определения объемного коэффициента пластовой нефти имеются следующие данные: удельный вес нефти 0,8285, газовый фактор $172,5 \text{ м}^3/\text{т}$, пластовое давление $182,5 \text{ atm}$, температура пласта $65,5^\circ$; содержание газа по данным анализов следующее: 76% метана, 10% этана, 7% пропана, 5% бутана, 1,5% пентана, 0,5% гексана + + высшие.

Содержание отдельных компонентов нефти при указанном газовом факторе составляет (в $\text{м}^3/\text{т}$):

метана	$0,76 \times 172,5 = 131,08$
этана	$0,10 \times 172,5 = 17,25$
пропана	$0,07 \times 172,5 = 12,10$
бутана	$0,05 \times 172,5 = 8,62$
пентана	$0,015 \times 172,5 = 2,59$
гексана + высших	$0,005 \times 172,5 = 0,86$
И т о г о	172,5

Объемное содержание их на 1 м^3 нефти будет (в $\text{м}^3/\text{м}^3$):

метана	$131,08 \times 0,8285 = 109,0$
этана	$17,25 \times 0,8285 = 14,3$
пропана	$12,10 \times 0,8285 = 10,5$
бутана	$8,62 \times 0,8285 = 7,15$
пентана	$2,59 \times 0,8285 = 2,15$
гексана + высших	$0,89 \times 0,8285 = 0,71$

И т о г о 143,81

Пользуясь табл. 16, подсчитываем веса компонентов газа и их объем в жидкой фазе, считая, что весь газ в пласте растворен в нефти. Расчетные данные представлены в табл. 18.

Таким образом, 1 м^3 нефти занимает в пластовых условиях $1,377 \text{ м}^3$ и весит $976,3 \text{ кг}$. Однако вследствие того, что пластовая температура для этана и метана выше критической, эти газы находятся в пластовой нефти в растворенном, а не в жидкоком состоянии.

При помощи рис. 78 определяем удельный вес смеси этана + + высших, а затем по найденному значению на рис. 79 определяем удельный вес пластовой нефти.

Таблица 18

Наименование газа	Вес отдельных компонентов газа на 1 м ³ нефти, кг	Объем компонентов в жидкой фазе на 1 м ³ нефти, л
Метан	$109,0 \times 0,714 = 77,82$	$109,0 \times 2,26 = 246,3$
Этан	$14,3 \times 1,35 = 19,30$	$14,3 \times 3,36 = 48,0$
Пропан	$10,5 \times 1,97 = 20,68$	$10,5 \times 3,66 = 38,2$
Бутан	$7,15 \times 2,85 = 20,38$	$7,15 \times 4,20 = 30,0$
Пентан	$2,15 \times 3,22 = 6,92$	$2,15 \times 4,85 = 10,4$
Гексан + высшие	$0,71 \times 3,81 = 2,70$	$0,71 \times 5,49 = 3,9$
Нефть	828,50	1000,0
Итого	976,3	1376,8

Расчет производится следующим образом.

1. Вес компонентов от пропана и выше (см. табл. 18) равен

$$976,3 - (77,82 + 19,30) = 879,18 \text{ кг},$$

а объем этих компонентов составляет

$$1376,8 - (246,3 + 48,0) = 1082,5 \text{ л.}$$

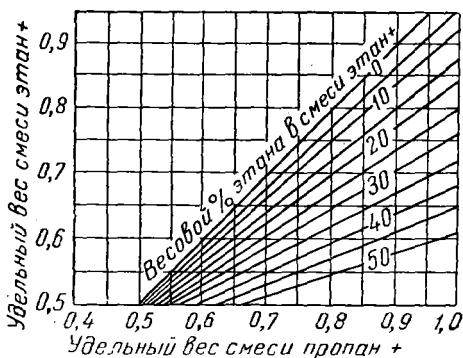


Рис. 78. Определение удельного веса смеси этан + высшие при различном содержании этана в смеси.

ходим, что удельный вес смеси этан + высшие равен 0,786.

5. Для определения удельного веса нефти вычисляем процентное содержание метана в смеси углеводородов метан + высшие (данные берем из табл. 18):

$$\frac{77,82 \times 100}{976,3} = 7,9 \text{ %.}$$

2. Согласно этим данным удельный вес смеси от пропана и выше составит

$$\frac{879,18}{1082,5} \approx 0,8.$$

3. Процентное содержание этана в смеси углеводородов этан + высшие составляет:

$$\frac{19,3 \times 100}{976,3 - 77,82} \approx 2,15.$$

4. При помощи рис. 78 по вычисленным значениям (удельный вес смеси 0,8 и содержание этана 2,15%) находим, что удельный вес смеси этан + высшие равен 0,786.

6. Из рис. 79 по вычисленным значениям (удельный вес смеси 0,786 и содержание метана 7,9%) находим, что удельный вес пластовой нефти равен 0,72.

В полученное значение необходимо ввести поправки на сжимаемость жидкости и на ее тепловое расширение из рис. 80 и 81.

Поправка на сжимаемость для удельного веса нефти, равного 0,72, находящейся под давлением 182,5 atm, составит 0,015. Следовательно, с учетом этой поправки удельный вес нефти в пласте составит $0,72 + 0,015 = 0,735$.

По рис. 81 находим поправку на расширение пластовой нефти за счет температуры, которая для рассматриваемых условий (удельный вес 0,735, температура пласта 65,5°) составляет 0,041. С учетом этой вычисленной поправки удельный вес пластовой нефти равен $0,735 - 0,041 = 0,694$.

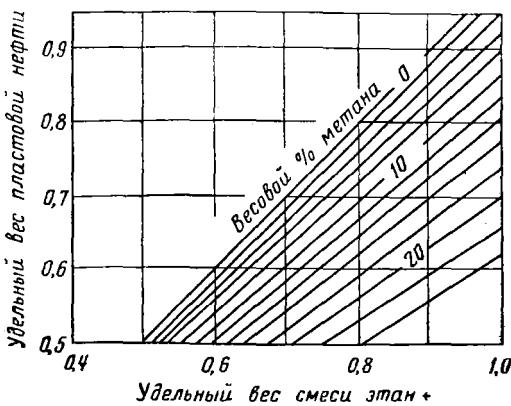


Рис. 79. Определение удельного веса пластовой нефти по данным об удельном весе смеси этан + высшие и по количеству растворенного в нефти метана.

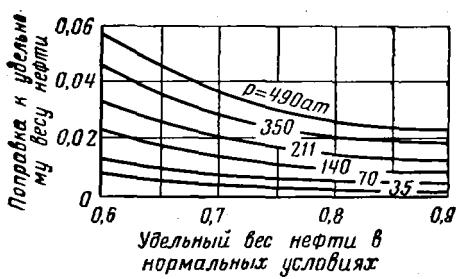


Рис. 80. Сжимаемость пластовых нефтей.

Величины поправок, приведенные на вертикальной оси диаграммы, прибавляют к удельному весу нефти при атмосферном давлении и температуре 15,5° С.

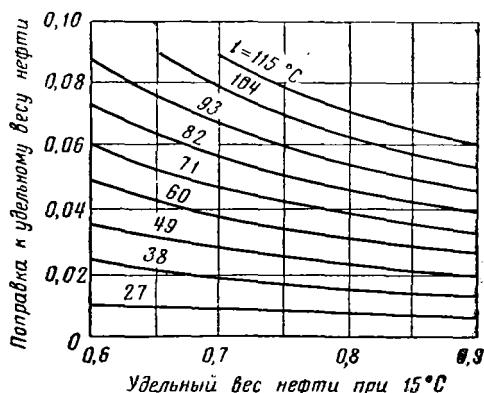


Рис. 81. Тепловое расширение нефти. Величины поправок, приведенные на вертикальной оси диаграммы, вычитают из удельного веса нефти при атмосферном давлении и температуре 15,5° С.

Принимая во внимание, что вес 1 м^3 нефти в пластовых условиях равен 976,3 кг (см. табл. 18), объем ее составит

$$\frac{976,3}{0,694} \approx 1407 \text{ л},$$

откуда коэффициент объемного расширения нефти, вычисленный по данным фракционного анализа газа, будет $b = 1,41$.

Определение объемного коэффициента пластовой нефти по данным об удельном весе газа

Когда точный состав газа неизвестен, объем газа в жидкой фазе приходится определять по его удельному весу. Пусть для определения коэффициента объемного расширения нефти имеются следую-

щие данные: удельный вес газа 1,031, удельный вес нефти 0,86, газовый фактор $118 \text{ м}^3/\text{м}^3$, пластовое давление 130 atm , пластовая температура $42,2^\circ$.

Найдем кажущийся удельный вес газа в жидкой фазе (кажущимся удельным весом газа называется отношение приращения веса нефти к приращению ее объема в результате растворения газа в нефти). Из рис. 82 определяем, что при удельном весе газа (по воздуху) 1,031 и удельном весе нефти 0,86 кажущийся удельный вес газа в жидкой фазе составит 0,485.

Рис. 82. Определение кажущегося удельного веса газа в жидкой фазе.

Вес газа, растворенного в 1 м^3 нефти, будет равен

$$118 \times 1,031 \times 1,22 = 148 \text{ кг},$$

где 1,22 — плотность воздуха при 760 мм рт. ст. и $15,5^\circ$.

Объем газа в жидкой фазе составит

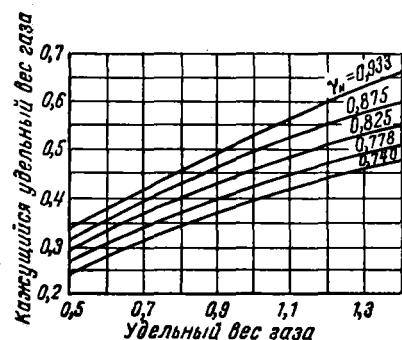
$$\frac{148}{0,485} = 305 \text{ л.}$$

Удельный вес пластовой нефти составит

$$\frac{860 + 148}{1000 + 305} = 0,772.$$

Поправка на давление при рассматриваемых условиях (пластовое давление 130 atm , удельный вес нефти 0,772) по рис. 80 составит 0,009, откуда удельный вес нефти будет

$$0,772 + 0,009 = 0,781.$$



Из рис. 81 находим, что при пластовой температуре $42,2^{\circ}$ удельный вес нефти (0,781) уменьшится на 0,02 и составит 0,761.

Тогда объем пластовой нефти будет равен

$$\frac{860 + 148}{0,761} = 1325 \text{ л},$$

а коэффициент объемного расширения нефти по данным об удельном весе газа определится равным $b = 1,325$.

В соответствии с полученными значениями объемного коэффициента пластовой нефти $b = 1,41$ и $b' = 1,325$ соответственно получим пересчетный коэффициент

$$\theta = \frac{1}{1,41} = 0,71 \text{ и } \theta' = \frac{1}{1,325} = 0,76$$

и коэффициент усадки

$$\epsilon = \frac{1,41 - 1}{1,41} = 0,29 \text{ и } \epsilon' = \frac{1,325 - 1}{1,325} = 0,25.$$

Для полной характеристики залежи нефти большое значение имеют отбор и исследование глубинных пластовых проб нефти.

Проектируя отбор проб с целью охарактеризовать средние свойства пластовой нефти, необходимо учитывать, что при сильном изменении давления и температуры в пласте свойства нефти повышенных участков нефтяной залежи отличаются от свойств нефти пониженных участков. Еще сильнее различаются свойства нефти, если залежь расчленена на отдельные блоки. Поэтому пробы нефти отбирают по всем указанным характерным участкам залежи.

Кроме того, при отборе глубинных проб избегают скважин, дающих нефть с водой, а также скважин, эксплуатировавшихся перед отбором пробы при низком забойном давлении, которое могло быть ниже давления насыщения. Если давление в скважине ниже давления насыщения, то отобрать полноценную пробу, которая правильно характеризовала бы пластовые условия, чрезвычайно трудно.

Перед отбором глубинной пробы исследуют скважину на различных режимах работы и замеряют пластовое давление. Пробу отбирают при минимальном дебите, т. е. при более высоком забойном давлении.

Перед спуском пробоотборника фонтанные трубы очищают от парафина и шаблонируют.

Пробоотборник спускают в фонтанирующую скважину через специальный сальник, причем первые 50–100 м скорость спуска пробоотборника не должна превышать 0,5 м/сек. Пробоотборник спускают до глубины, соответствующей средним отверстиям фильтра, и оставляют там на 15–20 мин., чтобы выходящая из пласта нефть промыла внутреннюю полость пробоотборника, после чего клапаны закрывают и пробоотборник поднимают.

Конструкция пробоотборников (наиболее распространен пробоотборник ПД-3), методика отбора пластовых проб нефти и их лабораторное изучение излагаются в курсе физики нефтяного пласта.

Связанная вода

Наличие связанной воды в нефтяной зоне газонефтеносных пластов впервые было установлено Н. Т. Линдтропом и В. М. Николаевым (1929 г.) при лабораторных исследованиях образцов пород, отобранных в Шубанинской штольне (Бакинский район) и Аргунском ущелье (Грозненский район). В исследованных образцах песчаников они установили наличие связанной воды в количестве 10,6–18,2% при пористости пород 28,4–37,7%.

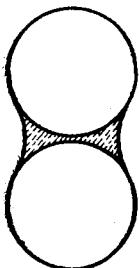
Позже в бассейне Лос-Анжелоса (Калифорния) было определено среднее содержание связанной воды в нефтеносных песчаниках,

равное 37,9% при пористости 29,7% (по исследованиям Джинтера). В ряде месторождений США количество связанной воды достигало 40% и более, но в процессе эксплуатации скважины давали безводную нефть, так как вода прочно удерживалась в порах (субкаспиллярных) пласта под действием капиллярных давлений. Современные исследования показывают, что содержание связанной воды в нефтеносных пластах колеблется от 6 до 70%. Чрезвычайно малое (0,3–0,8%) количество связанной воды наблюдалось в песках Вилькоxs месторождения Оклахома-Сити, что объясняется гидрофобностью твердой фазы коллектора.

Рис. 83. Пендулярное кольцо воды между двумя шариками.

Содержание связанной воды в пласте обычно тем больше, чем меньше проницаемость пористой среды и размеры поровых каналов, чем больше число этих каналов и удельная поверхность пород и чем меньше количество поверхностно-активных веществ в нефтях, содержащихся в пласте.

В. Ф. Энгельгардт указывает, что даже в пластах, представленных шариками довольно большого диаметра, связанная (остаточная) вода находится в виде кольцеобразных капель, окружающих контактные точки шариков. Эти капли воды 38 лет назад были названы Верслюйсом «пендулярными кольцами» (рис. 83). Кроме того, В. Ф. Энгельгардт отмечает в песках и песчаниках наличие пленочной воды, представляющей собой водяную пленку на поверхности минеральных зерен, которая удерживается молекулярными силами сцепления между породой и водой. Природа воды этих видов различна. Опытами над стеклянными шариками установлено, что на количество пендулярной воды влияют изменяющееся межфазное натяжение и разность плотностей воды и несмачивающей фазы; на пленочную воду, как предполагают, такие факторы не оказывают



влияния. Пока имеется лишь качественная характеристика поведения плендулярной воды в пористых системах. Законы, регулирующие объем и поведение связанный воды в пластах, мало изучены, несмотря на то, что обычно весь коллектор содержит эту воду. Между тем тщательное исследование данного вопроса имеет огромное значение для подсчета запасов нефти, проектирования разработки месторождения и осуществления мероприятий по воздействию на пласт.

Связанная вода обычно содержит больше солей, чем морская, и характеризуется большим разнообразием природы и количества растворенных ионов.

Как уже указывалось, для определения объема пор, занятых нефтью, необходимо знать количество содержащейся в нем связанной воды, т. е. коэффициент водонасыщенности.

Точно установить количество связанной воды по кернам, отобранным колонковыми долотами при промывке скважины глинистым раствором, нельзя, так как в процессе отбора керна колонковым долотом и при подъеме его из скважины вода из глинистого раствора попадает в образец породы и искаляет истинное содержание в нем воды.

Для более точного определения количества связанной воды необходимо бурить специальные скважины, ствол которых при вскрытии продуктивного пласта и отбора керна для лабораторного исследования заполняют промывочной жидкостью, приготовленной на нефтяной основе. Проникающая в этом случае в керн нефть не искаляет содержания в нем связанной воды, так как даже при наличии значительных градиентов давления избыточное капиллярное давление, под которым находится в порах связанный вода, превышает эти давления и связанный вода прочно удерживается в порах породы.

Если бурение специальных скважин с применением промывочной жидкости на нефтяной основе не производилось, то представление о содержании связанной воды в породе можно получить путем использования различных косвенных методов.

К числу их относятся:

1) определение зависимости между проницаемостью пласта и его водонасыщенностью;

2) определение зависимости между капиллярным давлением и остаточной водонасыщенностью (метод капиллярных давлений);

3) метод центрифугирования;

4) определение содержания хлоридов в керне.

Рассмотрим каждый метод отдельно.

1. Исследованиями установлено, что водонасыщенность нефтяных пластов с увеличением проницаемости пород уменьшается. Это хорошо видно на рис. 84 и 85. Однако из сопоставления кривых Маскета, Джонса и Закса следует, что для каждого месторождения,

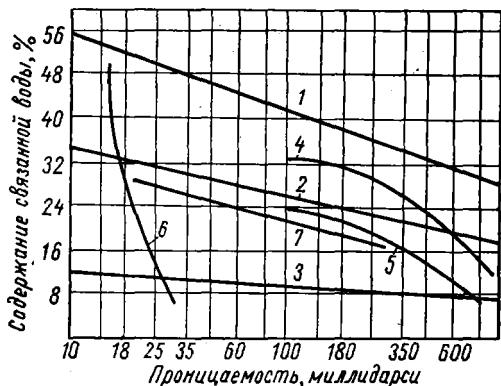


Рис. 84. Зависимость содержания связанный воды от проницаемости породы.

1 — мелкозернистые пески; 2 — среднезернистые пески; 3 — крупнозернистые пески, известняки и доломиты; 4, 5 — песчаники различных участков месторождения Туймазы; 6 — известняки месторождения Ново-Степановка; 7 — известняки месторождения Карташево (кривые 1, 2, 3 даны по П. Джонсу, а кривые 4, 5, 6, 7 — по С. Заксу).

между проницаемостью пласта и его водонасыщенностью возможно только после построения ее для конкретного исследуемого пласта.

2. Сущность метода капиллярных давлений вкратце заключается в следующем. Проэкстрагированный и высушенный образец породы насыщают под вакуумом керосином или водой и помещают в цилиндр с полуупроницаемой мембраной. Затем путем нагнетания в цилиндр воздуха или керосина, если образец насыщен водой, последовательно создают все более повышающиеся давления. При этом каждое давление поддерживается постоянно все время, пока происходит вытеснение жидкости из тех пор, в которых капиллярное давление преодолено давлением в цилиндре. В процессе проведения опыта количество вытесненной из образца жидкости при каждом давле-

точнее для каждого пласта, зависимость водонасыщенности от проницаемости имеет свою особенность.

Следовательно, осредненные кривые П. Джонса, рекомендуемые им для оценки водонасыщенности мелкозернистых, среднезернистых и крупнозернистых песков, а также известняков, не могут претендовать на универсальность. Поэтому применение этих кривых для определения коэффициента нефтенасыщенности при подсчете запасов дает лишь приближенные значения. Эффективное использование зависимости

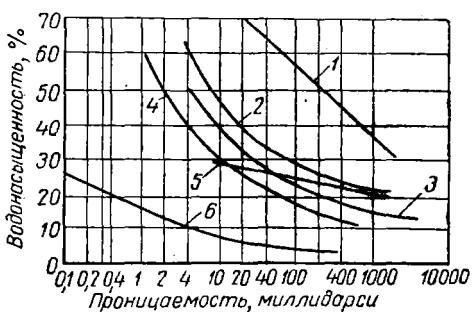


Рис. 85. Изменение содержания связанный воды в зависимости от проницаемости для различных пород и месторождений (по М. Маскету).

Песчаники: 1 — Анагуак-Томбали; 2 — Домингуэс; месторождения: 3 — Восточный Тексас; 4 — Элк; 5 — Магнолия (известняк); 6 — Вассон (доломит).

ния определяют взвешиванием. По полученным данным строят кривую зависимости между капиллярным давлением и остаточной водонасыщенностью.

Минимальная водонасыщенность, получившаяся в опыте, будет характеризовать количество связанной воды в данном образце породы.

В табл. 19 дано сопоставление содержания связанной воды, определенной методом капиллярных давлений, и ее истинное содержание в известковистых доломитах Ново-Степановского месторождения, произведенное С. Л. Заксом.

Таблица 19

истинное	Содержание связанной воды, % от объема пор	Отклонение от истинного
	определенное по методу капиллярных давлений	
30,0	25,0	-5,0
12,7	16,9	+4,2
13,5	11,0	-2,5
20,6	23,8	+3,2
47,6	45,4	-2,2
16,9	26,5	+9,7

Как видно из табл. 19, отклонения от истинного содержания связанной воды в нефтеносных известковистых доломитах оказались в небольших пределах — от -5 до +9,7 % объема пор. Вместе с тем С. Л. Закс отмечает, что в отдельных случаях этот метод может давать завышенное содержание воды. Это наблюдалось при исследовании Яргского месторождения, в некоторых образцах которого связанной воды вовсе не содержалось, тогда как по методу капиллярных давлений в тех же образцах было определено некоторое количество связанной воды.

Недостатком метода капиллярных давлений является длительность проведения опыта, продолжающегося иногда несколько недель.

3. Метод центрифугирования был разработан А. Ф. Лебедевым и применен им для изучения движения почвенных и грунтовых вод. При этом исследуемый образец породы экстрагируют, высушивают и насыщают под вакуумом водой, которую удаляют из образца центрифугированием. Вода, удерживающаяся в породе, определяется по разности весов между образцом со стабильной остаточной водой после центрифугирования и сухим образцом. Так как центрифугирование продолжается несколько минут, то этот метод имеет преимущество перед описанными выше в быстроте выполнения работы.

Однако при этом методе, а также и при методе капиллярных давлений не воспроизводятся условия формирования нефтяной залежи, что собственно и делает их приближенными методами оценки содержания связанной воды в породе.

4. Существует еще метод оценки водонасыщенности нефтеносных пород путем определения содержания в них хлоридов. Метод основан на определении процентного содержания хлоридов в связанной воде исследуемого пласта и сопоставлении с ним содержания хлоридов в других кернах пласта. Однако исследования показали, что определения содержания связанной воды в керне, полученные по этому методу, дают большие отклонения от истинного содержания связанной воды в пласте, чем все описанные выше методы. Это объясняется тем, что состав связанной воды может сильно отличаться от состава пластовой воды.

Как уже указывалось, при рассмотрении вопроса о нефтенасыщенности пород большое значение для определения содержания связанной воды в породах имеют промыслово-геофизические методы, которые следует широко применять.

Для определения содержания связанной воды в зависимости от ряда физических и физико-химических факторов А. М. Кулиев провел интересные лабораторные исследования с несцементированными песками.

Он доказал следующее:

1) при работе с насыпными грунтами длины экспериментальных колонок имеют большое значение: чем больше длина экспериментальной колонки, тем меньше оказывается влияние концевых эффектов и тем точнее результаты лабораторных опытов;

2) физико-химические свойства воды и нефти сильно влияют на величину остаточной водонасыщенности; это необходимо иметь в виду при определении связанной воды в нефтеносном пласте;

3) с уменьшением проницаемости остаточная водонасыщенность во всех случаях возрастает; при одинаковых проницаемостях пористой среды она несколько меньше для щелочной воды, чем для жесткой.

А. М. Кулиев указывает, что для определения содержания связанной воды необходимо знать:

- 1) проницаемость пористой среды;
- 2) тип пластовой воды данного нефтеносного пласта;
- 3) активность нефти, т. е. поверхностное натяжение ее на границе с щелочной водой.

Необходимо также отметить, что пески и песчаники содержат большее количество связанной воды, чем карбонатные породы. Мелкозернистые песчаники, имеющие низкую проницаемость, характеризуются высоким содержанием связанной воды. Известняки и доломиты даже при весьма низкой проницаемости содержат связанную воду в небольшом количестве.

§ 3. ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Подземные воды встречаются в большинстве нефтяных месторождений и являются обычным спутником нефти. Часто воды находятся в тех же пластах (коллекторах), что и нефть; в этом случае вода обычно занимает пониженные части пластов. Помимо пластов, в которых вода залегает вместе с нефтью, в разрезах месторождений имеются самостоятельные водоносные пласти.

Физические свойства воды

Удельный вес воды зависит от ее минерализации, т. е. количества растворенных в ней солей. Степень минерализации вод обычно выражают соленостью, т. е. содержанием растворенных в воде солей, отнесенных к 100 г раствора [см. формулу (I. 4) и табл. 1 и 2].

Температура вод обычно находится в соответствии с геотермической ступенью данной местности. Однако иногда температура пластовой воды резко расходится с температурой, соответствующей геотермической ступени, что чаще всего обусловливается появлением тектонических вод, имеющих более высокую температуру. Определение температуры воды имеет важное практическое значение и используется при решении различных вопросов, а в промысловой практике для суждения о глубине притока вод.

С увеличением температуры вода расширяется (как известно при 4° С вода имеет наибольшую плотность). Коэффициент термического расширения воды (т. е. изменение единицы объема воды при повышении температуры на 1°) изменяется неравномерно: при $4 \div 10^\circ$ он в среднем равен $6,5 \times 10^{-5}$; при $10 \div 20^\circ - 15 \times 10^{-5}$, при $20 \div 30^\circ - 25,8 \times 10^{-5}$ и при $65 \div 70^\circ - 58 \times 10^{-5}$.

Электропроводность вод зависит от минерализации; минерализованные воды являются проводниками электрического тока, а пресные воды плохо проводят (или почти не проводят) электрический ток.

Вязкость воды в пластовых условиях обычно значительно меньше вязкости нефти, в связи с чем вода в этих условиях имеет большую подвижность, чем нефть. Вязкость воды при атмосферных условиях и 20° С равна 1,005 сантишуаза. Основным фактором, влияющим на вязкость воды в пластовых условиях, является температура пласта (рис. 86).

Поверхностное натяжение воды имеет важное значение в связи с ее вымывающей способностью. При меньшем поверхностном натяжении вода обладает большей способностью промывать пески и вытеснять из пласта нефть. Поверхностное натяжение воды сильно зависит от химического состава ее и при соответствующей химической обработке воды может быть значительно снижено.

Объемный коэффициент пластовой воды зависит главным образом от температуры пласта и в меньшей степени связан с количеством растворенного в воде газа (рис. 87).

Расторимость газов в воде значительно ниже их растворимости в нефти. При увеличении минерализации воды растворимость газов в воде уменьшается (рис. 88).

Сжимаемость воды, т. е. изменение единицы объема воды в пластовых условиях при изменении давления на 1 atm , колеблется в пределах $(3,7 - 5) \cdot 10^{-5} \frac{1}{\text{atm}}$.

Сжимаемость газированной воды увеличивается с увеличением количества растворенного в ней газа, причем

$$\beta_{B_1} = \beta_B (1 + 0,05G), \quad (\text{III. 37})$$

где β_{B_1} — коэффициент сжимаемости воды, содержащей растворенный газ в $1/\text{atm}$;

β_B — коэффициент сжимаемости чистой воды в $1/\text{atm}$;

G — количество газа, растворенного в воде, в $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Рис. 86. Зависимость между вязкостью и температурой воды.

A — для чистой воды;
B — для воды, содержащей 60 г/л солей.

Сжимаемость растворов солей в воде меньше сжимаемости чистой воды и уменьшается с увеличением концентрации соли.

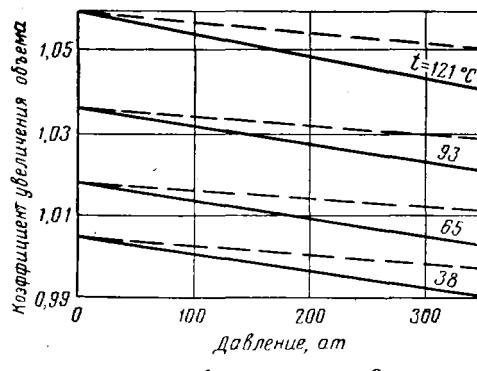


Рис. 87. Значения объемных коэффициентов для пластовой воды.

1 — для чистой воды; 2 — для воды с растворенным газом.

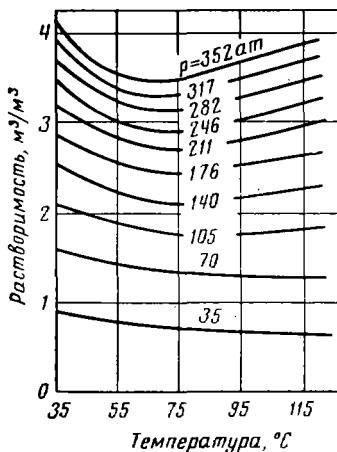


Рис. 88. Растворимость естественного газа в чистой воде.

При пользовании диаграммой необходимо вводить поправки на минерализацию воды.

Химическая характеристика вод

Воды нефтяных месторождений характеризуются: 1) повышенной минерализацией; 2) присутствием в составе вод хлоридов кальция и натрия или гидрокарбонатов натрия, 3) отсутствием сульфатов или весьма незначительным их содержанием, 4) повышенным содержанием ионов J, Br, NH₄, 5) часто присутствием H₂S, 6) наличием в воде солей нафтеновых кислот, 7) наличием в воде растворенных углеводородных газов.

Формирование подземных вод связано с проникновением воды в земную кору с поверхности в капельно-жидким виде или в виде водяного газа, затем конденсирующегося под землей в воду. В формировании подземных вод участвуют также и воды, захороненные в морских осадках и затем преобразованные при диагенезе осадков.

Условия формирования различных типов вод весьма разнообразны и характеризуются: 1) взаимодействием вод и горных пород, 2) взаимодействием вод с нефтью и газами, 3) воздействием на воды микробиологических процессов, 4) различными геологическими факторами — литолого-физическим составом пород и их коллекторскими свойствами, тектоникой, температурными условиями и т. д.

Обычно в водах газо-нефтяных месторождений содержатся следующие компоненты.

1. Ионы растворимых солей — а) анионы: OH⁻, Cl⁻, SO₄²⁻, CO₃²⁻, HCO₃⁻; б) катионы: H⁺, K⁺, Na⁺, NH₄⁺, Mg⁺⁺, Ca⁺⁺, Fe⁺⁺, Mn⁺⁺.
2. Растворимые ионы микроэлементов: Br⁻, I⁻, B⁺⁺⁺, Sr⁺⁺.
3. Коллоиды: SiO₂, Fe₂O₃, Al₂O₃.
4. Газообразные вещества: CO₂, H₂S, CH₄, H₂, N₂.
5. Органические вещества — нафтеновые кислоты и их соли.

Существуют три основные формы выражения химического анализа воды.

1. Ионная форма, при которой химический анализ воды выражается в виде весовых количеств отдельных ионов (обычно в миллиграммах или граммах на 1 л воды), образующихся вследствие диссоциации растворенных в воде солей. Соединения, не диссоциирующие в воде (кремний, железо, алюминий), присутствуют в ней в виде коллоидов и выражаются окислами. Ионная форма выражения анализа широко распространена и является исходной для получения других форм.

2. Эквивалентная форма изображения состава вод основана на том, что ионы реагируют между собой не в равных весовых количествах, а в определенных соотношениях, зависящих от их атомного (или молекулярного) веса и валентности. Таким образом, различные ионы соединяются один с другим в строго определенных весовых соотношениях, определяемых их эквивалентными

весами. Эквивалентным весом называется отношение атомного или молекулярного веса иона к его валентности. Например, для иона Na^+ эквивалентный вес составит $\frac{23}{1} = 23$, для $\text{Ca}^{++} - \frac{40}{2} = 20$, для $\text{SO}_4^{--} - \frac{96}{2} = 48$, для $\text{Cl}^- - \frac{35,5}{1} = 35,5$ и т. д. Тогда на каждые 23 весовых единицы иона Na^+ требуется 35,5 весовых единицы иона Cl^- , 48 весовых единиц иона SO_4^{--} и т. д.; на 20 весовых единиц иона Ca^{++} требуется 48 весовых единиц иона SO_4^{--} и т. д.

Для перехода от весовой ионной формы анализа к эквивалентной форме необходимо содержание иона, выраженное в мг (или в г) на 1 л воды, разделить на величину эквивалента иона или, вычислив предварительно величину, обратную эквивалентному весу и называемую переводным коэффициентом, умножить весовое значение иона на этот коэффициент.

В результате такого перехода от ионной формы к эквивалентной получают содержание ионов в мг-экв (миллиграмм-эквивалентах) или в г-экв на то же количество воды. Например, содержание иона Na^+ , равное 46 $\text{мг}/\text{л}$ воды, в эквивалентной форме будет равно $\frac{46}{23} = 2 \text{ мг-экв}$; для SO_4^{--} при содержании в воде 144 $\text{мг}/\text{л}$ будет $\frac{144}{48} = 3 \text{ мг-экв}$ и т. д.

Если содержание какого-либо иона выражают в эквивалентной форме, то перед символом иона ставят знак r (реагирующая величина), например $r\text{Cl}^-$, $r\text{Ca}^{++}$ и т. д.

Сумма катионов, выраженная в эквивалентной форме (обозначаемая $\sum r_k$), равна соответственно выраженной сумме анионов (обозначаемой $\sum r_a$), т. е.

$$\sum r_k = \sum r_a. \quad (\text{III. 38})$$

Используя это равенство и имея данные о содержании в воде пяти главных ионов (Cl^- , SO_4^{--} , HCO_3^- , Ca^{++} , Mg^{++}), обычно устанавливают содержание в воде шестого из главных ионов природных вод — иона Na^+ , пренебрегая остальными ионами, содержание которых почти всегда незначительно. Содержание иона натрия определяют по формуле

$$r\text{Na}^+ = \sum r_a - (r\text{Ca}^{++} + r\text{Mg}^{++}). \quad (\text{III. 39})$$

Для определения содержания натрия в весовой ионной форме полученную величину $r\text{Na}^+$ умножают на эквивалент иона.

В табл. 20 приведены величины эквивалентов ионов, наиболее часто встречающихся в водах нефтяных месторождений.

Таблица 20

Ион	Эквивалент	Ион	Эквивалент
Na ⁺	23,0	Cl ⁻	35,5
Mg ⁺⁺	12,2	SO ₄ ⁻⁻	48,0
Ca ⁺⁺	20,0	HCO ₃ ⁻	61,0
K ⁺	39,1	Br ⁻	79,9
NH ₄ ⁺	18,0	I ⁻	126,9
H ⁺	1,0	HS ⁻	33,0
Fe ⁺⁺⁺	18,6	CO ₃ ⁻⁻	30,5
Fe ⁺⁺	27,9	Нафтенат-ионы	150—200

3. Процент-эквивалентная форма изображения состава вод показывает относительную долю (в процентах), занимаемую разными ионами во всей ионно-солевой массе, содержащейся в воде. При пересчете анализов в процент-эквивалентную форму сумма всех ионов, взятых в эквивалентной форме, принимается за 100%:

$$\sum r_a + \sum r_k = \sum r = 100\% \text{ экв.} \quad (\text{III. 40})$$

Следовательно, сумма анионов и сумма катионов каждая порознь, составляет 50% экв.

Содержание каждого иона в процентах вычисляют от общей суммы мг-экв ($\sum r$) следующим образом. Например

$$\% r_{\text{Ca}} = \frac{r_{\text{Ca}}}{\sum r} \cdot 100. \quad (\text{III. 41})$$

Таблица 21

Ион	Ионная форма, мг/л	Эквивалентный вес	Переводной коэффициент	Эквивалентная форма, мг-экв	Процент-эквивалентная форма, %
Cl ⁻	63,26	35,5	0,0282	1,78	7,03
SO ₄ ⁻⁻	236,3	48,0	0,0208	4,92	19,45
HCO ₃ ⁻	363,2	61,0	0,0164	5,95	23,52
Ca ⁺⁺	6,70	20,0	0,05	0,33	1,31
Mg ⁺⁺	2,31	12,2	0,0822	0,19	0,76
Na ⁺	277,6	23,0	0,0435	12,08	47,73
Fe ⁺⁺	1,40	27,9	0,0358	0,05	0,20
Общая минерализация	—	—	—	25,30	100

Процент-эквивалентная форма выражения анализа получила большое распространение, так как она наглядно представляет ионно-солевой состав воды, соотношения между ионами и позволяет устанавливать черты сходства вод, различающихся по величине минерализации. Однако для полного представления о химическом составе воды необходимо знать также и абсолютное содержание ионов в воде, поэтому процент-эквивалентная форма выражения состава воды должна сопровождаться данными об общей минерализации воды в эквивалентной форме (Σr).

В табл. 21 дан пример пересчета и изображения химического анализа воды в различных формах.

Химическая классификация вод

Классификации природных вод по их химическому составу весьма многочисленны.

При классификации вод комбинацию ионов производят, руководствуясь правилом, предложенным Фрезениусом и заключающимся в комбинировании ионов в порядке их убывающей химической активности. В таком ряду ионы располагают следующим образом: анионы Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , катионы Na^+ , Mg^{++} , Ca^{++} .

Положение Mg^{++} впереди Ca^{++} считается спорным, но обычно их размещают именно так. Ионы Br^- и I^- должны следовать за ионом Cl^- , ион HS^- — после HCO_3^- , ион K^+ — перед Na^+ , ион NH_4^+ — после Na^+ .

Согласно правилу Фрезениуса сначала ион Cl^- соединяют с ионом Na^+ ; при избытке хлора его остаток затем соединяют с магнием; при избытке же натрия остаток последнего соединяют с сульфат-ионом и т. д.

Н. И. Толстыхиным, А. М. Овчинниковым и др. предложены удобные графические методы систематизации химических анализов, которые получили широкое применение при гидрогеологических исследованиях. Среди геологов-нефтяников наибольшее распространение получили классификации Ч. Пальмера и В. А. Сулина.

Классификация Ч. Пальмера. По Пальмеру выделяются шесть солевых групп (характеристик), из которых основное значение имеют четыре: первая соленость (S_1), вторая соленость (S_2), первая щелочность (A_1), вторая щелочность (A_2).

Первая соленость — соли сильных оснований и сильных кислот. В природных водах она представлена в основном хлоридом и сульфатом натрия.

Вторая соленость — соли щелочноземельных металлов и сильных кислот. Сюда относятся хлориды и сульфаты натрия и магния. Вторая соленость соответствует постоянной жесткости воды.

Первая щелочность представлена солями щелочных металлов и слабых кислот. Наиболее распространенной из таких солей является питьевая сода (NaHCO_3). При наличии соды вода имеет щелочную реакцию. Согласно правилу комбинирования ионов при наличии второй солености исключается первая щелочность. Если есть S_2 , воду относят к жестким, если есть A_1 — к щелочным.

Вторая щелочность — соли щелочноземельных металлов и слабых кислот (гидрокарбонаты кальция и магния и т. п.).

Помимо этих основных характеристик, по Пальмеру выделяются третья соленость (S_3) и третья щелочность (A_3), которые встречаются в природных водах лишь в очень малых количествах.

Третья соленость получается при соединении сильных кислот с очень слабыми катионами — ионами трехвалентных металлов. В данную солевую группу входят хлориды и сульфаты железа, алюминия, свободные соляная и серная кислоты и т. п. Третья соленость сообщает воде кислотные свойства.

Наконец, третья щелочность соответствует соединениям слабых кислот с трехвалентными катионами. Значение этой солевой группы ничтожно.

При вычислении характеристик Пальмера исходят из процент-эквивалентной формы выражения результатов анализа вод.

Обозначая через a — сильные основания (щелочные металлы), b — слабые основания (щелочноземельные металлы), m — сильные кислоты, получим следующие характеристики классов по Пальмеру:

I класс $m < a$; вода обязательно содержит S_1 , A_1 и возможно A_2 , A_3 ;

II класс $m = a$; вода обязательно содержит S_1 и возможно A_2 , A_3 ;

III класс $a < m < a + b$; вода обязательно содержит S_1 , S_2 , A_2 и возможно A_3 ;

IV класс $m = a + b$; вода обязательно содержит S_1 , S_2 и возможно A_3 ;

V класс $m > a + b$; вода обязательно содержит S_1 , S_2 , S_3 и возможно A_3 .

I класс представлен щелочным типом воды, III класс — хлоркальциевым.

Приведенный в табл. 21 пример химического анализа воды, по характеристике Пальмера имеет следующий вид:

$$S_1 = 52,96\%; \quad A_1 = 42,5; \quad A_2 = 4,14\%; \quad A_3 = 0,4\%.$$

Воды относятся к щелочному типу и к I классу классификации Пальмера.

Применение характеристик Пальмера в настоящее время вызывает некоторые возражения. Изображение состава вод при помощи этих характеристик по существу означает признание молекулярной формы существования солей в природных водах. По отношению

к пресным и маломинерализованным водам такое представление противоречит современным данным. Кроме того, в характеристиках Пальмера не учитываются важные геохимические различия между такими ионами, как хлор-ион и сульфат-ион, объединяемые в группу сильных кислот.

Однако то, что характеристики Пальмера отражают важнейшие химические свойства вод — щелочность, жесткость, кислотность, до сих пор придает им существенное значение. Обходиться одними

характеристиками Пальмера безусловно нельзя, но использование их вместе с другими способами изображения состава вод вполне целесообразно.

Вычисление характеристик по Пальмеру легко производить при помощи графика Роджерса. Гра-

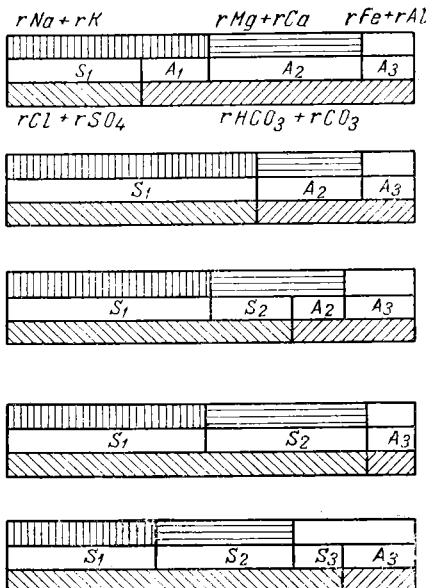


Рис. 89. График Роджерса.

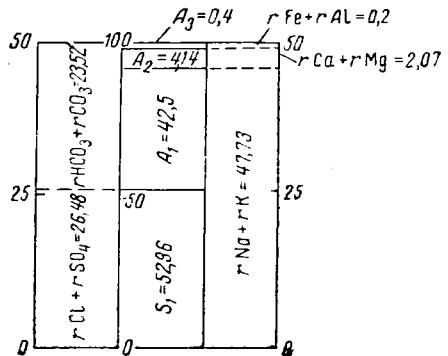


Рис. 90. Пример пересчета анализа воды при помощи графика Роджерса.

фик Роджерса (рис. 89) состоит из трех параллельных столбиков (прямоугольников). Внутри одного крайнего столбика в порядке правила Фрезениуса располагаются анионы, а внутри другого крайнего столбика — катионы; в среднем столбике располагаются характеристики Пальмера. Крайние столбики разбиваются на 50 частей каждый, т. е. по 50% экв., средний столбик содержит 100% экв.

График Роджерса дает наглядное изображение состава воды (в процент-эквивалентной форме) и позволяет очень легко графически определять величины характеристик по Пальмеру.

На рис. 90 приведен пересчет химического состава воды по графику Роджерса в характеристики Пальмера согласно данным анализа, приведенным в табл. 21.

Классификация В. А. Сулина. В классификации Сулина, получившей в последние годы широкое признание, природные воды подразделяются на четыре типа по характерным соотношениям между главнейшими ионами и затем на группы и подгруппы по преобладанию различных анионов и катионов. Характерные отношения между ионами, положенные в основу классификации, выражаются тремя коэффициентами, названными Сулиным «генетическими»:

$$\frac{r \text{Na}}{r \text{Cl}}, \quad \frac{r \text{Na} - r \text{Cl}}{r \text{SO}_4}, \quad \frac{r \text{Cl} - r \text{Na}}{r \text{Mg}}.$$

При помощи этих коэффициентов выделяются четыре генетических типа вод (табл. 22). Типы называются генетическими потому, что они приблизительно отвечают определенным обстановкам формирования и существования природных вод.

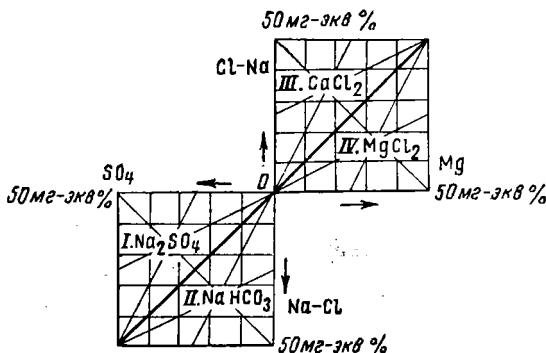


Рис. 91. Диаграмма природных вод (по В. А. Сулину).

Типы вод: I — сульфатнонатриевый; II — гидрокарбонатнонатриевый; III — хлориднокальциевый; IV — хлоридномагниевый.

Классификация Сулина иллюстрируется особым графиком, состоящим из двух квадратов, сторонами которых являются числители и знаменатели генетических коэффициентов. Каждый тип на графике занимает половину одного из квадратов (рис. 91). Верхний квадрат занимают хлоридные типы, нижний — натриевые.

Каждый тип делится на три группы по преобладающему аниону. Таким образом, имеются хлоридные, сульфатные и гидрокарбонатные группы. Общее число групп, следовательно, равно 12, но в природе некоторые из них не встречаются.

Подгруппа воды выделяется по преобладающему катиону. Выделяются натриевые, магниевые и кальциевые подгруппы. Подгруппу следует выделять только в том случае, если преобладающий катион соединяется (по правилу Фрезениуса) в основном с преоб-

Таблица 22

Тип воды по Сулину	Коэффициенты		
	$\frac{r \text{Na}}{r \text{Cl}}$	$\frac{r \text{Na} - r \text{Cl}}{r \text{SO}_4}$	$\frac{r \text{Cl} - r \text{Na}}{r \text{Mg}}$
Сульфатнонатриевый	>1	<1	<0
Гидрокарбонатнонатриевый	>1	>1	<0
Хлориднокальциевый ¹	<1	<0	>1
Хлоридномагниевый ¹	<1	<0	<1

П р и м е ч а н и я. 1. При незначительном отклонении величины коэффициентов от граничной воду следует относить к переходному типу. Например, если $\frac{r \text{Cl} - r \text{Na}}{r \text{Mg}} = 0,99$, то вода относится к типу, переходному от хлоридномагниевого к хлориднокальциевому.

2. Воды, не содержащие натрия и хлора, следует относить к особому, неопределенному типу. Такие случаи могут быть, например, для грунтовых вод тундры.

ладающим же анионом, а не с другими анионами. Не все подгруппы теоретически возможны.

Преимущество классификации Сулина заключается в ее достаточной детальности. Эта классификация в значительной мере позволяет, исходя из химизма воды, определить природную обстановку ее существования. Несмотря на имеющиеся некоторые недостатки, классификация В. А. Сулина заслуженно пользуется широким распространением и обычно применяется в геолого-промышленной практике вместе с характеристиками Ч. Пальмера.

Промысловая классификация вод

Подземные воды, встречающиеся в недрах нефтяных месторождений, подразделяют на грунтовые (обычно безнапорные), пластовые напорные воды и воды тектонических трещин.

Грунтовые воды залегают на сравнительно небольшой глубине от поверхности, на первом водоупорном слое; их режим зависит главным образом от гидрометеорологических условий.

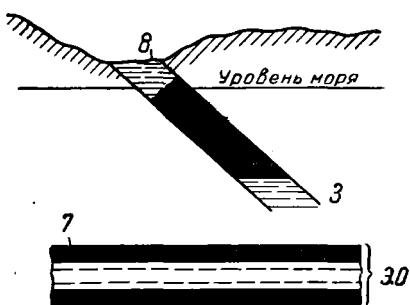
Пластовые напорные воды (рис. 92) по отношению к нефтеносному пласту подразделяются следующим образом:

1) нижние краевые (контурные), залегающие в пониженных частях нефтеносного пласта и подпирающие нефтяную залежь;

2) подошвенные, залегающие в нижней, подошвенной, части нефтеносного пласта в пределах всей структуры (включая ее сводовую часть);

¹ В классификации В. А. Сулина указанные типы вод именуются хлоркальциевыми и хлормагниевыми.

3) промежуточные, приуроченные к водоносным пропласткам (или водоносным пластам), залегающим в нефтеносном пласте, являющимся единым объектом эксплуатации;



4) верхние краевые, залегающие либо в размытой сводовой части антиклинально изогнутых нефтеносных пластов, либо в головной части моноклинально залегающих нефтеносных пластов; головные части таких пластов (часто обнажающиеся на поверхности) обычно обводнены поверхностными и водозовыми водами;

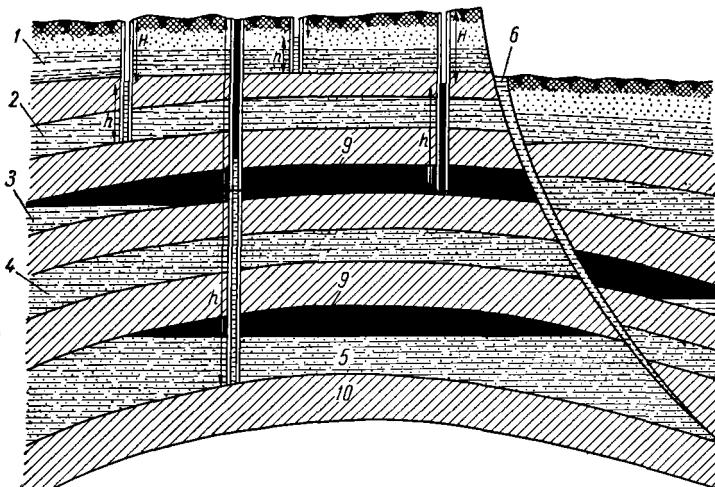


Рис. 92. Пластовые воды.

Вода: 1 — со свободной поверхностью (ненапорная), 2 — верхняя относительно нефтеносного горизонта (верхняя напорная), 3 — краевая приkontурной зоны (нижняя краевая напорная), 4 — нижняя относительно нефтеносного горизонта (нижняя напорная), 5 — подошвенная, 6 — глубинная, восходящая по сбросу, 7 — промежуточная (3. О — эксплуатационный объект), 8 — верхняя краевая, 9 — нефть, 10 — глины, Н — глубина уровня, *h* — напор.

5) верхние, приуроченные к чисто водоносным пластам, залегающим выше нефтеносного пласта;

6) нижние, приуроченные к чисто водоносным пластам, залегающим ниже нефтеносного пласта.

При наличии нижних краевых вод положение контакта нефть — вода (рис. 93) определяет внешний (по кровле пласта) и внутренний

(по подошве пласта) контуры нефтеносности. Часть пласта, расположенная в пределах внутреннего контура нефтеносности, содержит нефть по всей мощности от кровли до подошвы включительно. Часть пласта, расположенная между внутренним и внешним контурами нефтеносности, содержит вверху нефть и внизу воду и называется приконтурной зоной. 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. 94), захваченных водой. Неравномерное продвижение контуров нефтеносности зависит от неоднородности пласта (особенно по его проницаемости), отбора жидкости из пласта без учета этой неоднородности и т. п.

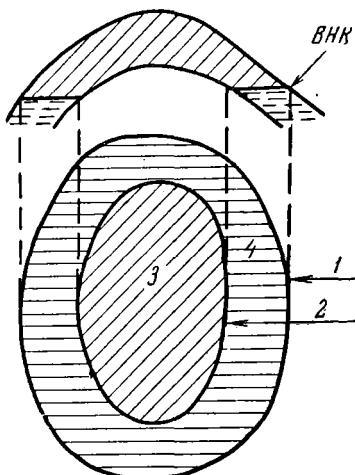


Рис. 93. Схема расположения контакта нефть — вода.

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

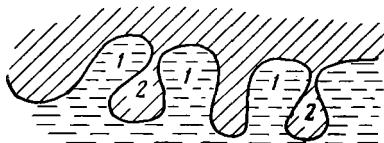


Рис. 94. Схема расположения языков обводнения и целиков нефти.

1 — языки обводнения; 2 — целики нефти.

При наличии подошвенных вод (граница нефтеносности проходит лишь по кровле пласта) задача заключается в том, чтобы при вскрытии пласта не пересечь водо-нефтяной контакт скважиной (забой скважины должен быть выше этого контакта) во избежание появления конусов обводнения уже в самом начале эксплуатации (рис. 95). По мере эксплуатации и подъема водо-нефтяного контакта при наличии подошвенной воды обычно появляются конусы обводнения и борьба с ними весьма затруднена. При наличии в пласте (особенно в его подошвенной части) глинистых прослоев борьба с конусами обводнения значительно облегчается путем цементирования забоев скважин; в ряде случаев, при наличии в подошвенной части пласта глинистых прослоев, конусы обводнения вообще не образуются.

Когда в пределах эксплуатационного объекта залегает более или менее мощный водопосыпный прослой (промежуточные воды), следует производить цементирование всего объекта с последующим прострелом отверстий лишь против ее нефтеносной части. Если часто перемежаются маломощные нефтяные и водяные (промежуточные) прослой, то такой «слоеный пирог» приходится эксплуатировать в целом (совместно нефтяные и водяные пропластки), обеспечивая возможно большую откачуку жидкости из пласта.

В случае выхода нефтеносного пласта на поверхность, как указывалось выше, может произойти обводнение его головной части

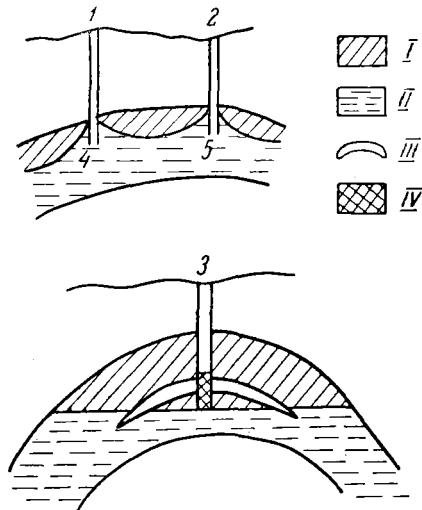


Рис. 95. Схема расположения конусов обводнения при наличии подошвенных вод.

I — нефть; II — вода; III — глинистый прослой; IV — цементная пробка. 1, 2, 3 — скважины; 4, 5 — конусы обводнения.

с образованием верхних краевых вод (ширванский горизонт в Апшеронском месторождении нефти). При этом целесообразно провести разведочные работы вниз по падению пласта для обнаружения возможной залежи нефти, а не базировать свои отрицательные выводы об отсутствии нефти в пласте на данных о наличии воды в головной части пласта.

Верхние воды (называемые иногда чуждыми по отношению к нефтеносному пласту) необходимо различными методами, излагаемыми в курсе бурения, изолировать от нефтеносного пласта.

Нижние воды не следует вскрывать, а при случайном вскрытии их следует изолировать путем цементирования забоя скважины.

При наличии тектонических вод, циркулирующих по тектоническим трещинам, в которые они поступают из различных, особенно высоконапорных, водоносных пластов, могут обводниться головные

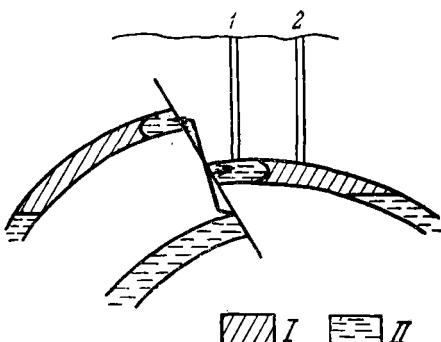


Рис. 96. Схема обводнения нефтеносного пласта тектоническими водами.

I — нефть; II — вода; 1, 2 — скважины.

участки нефтеносных пластов или же может произойти в этих пластиах полное замещение нефти водой. Обводнение головных участков пласта тектонической водой (рис. 9б) наблюдалось в ряде нефтяных месторождений (Небит-Даг, Ленинский район и т. д.). Когда имеются тектонические воды, о нефтеносности пласта нельзя судить по данным разведочных скважин, вскрывших пласт вблизи контакта пласта с поверхностью нарушения; в этом случае необходимо бурить дополнительные разведочные скважины в отдалении от этой зоны вниз по падению пласта.

Водо-нефтяной контакт и его характеристика

Водо-нефтяной контакт является границей, разделяющей в пласте нефть и воду, и представляет собой зону той или иной мощности, в которой содержится нефть и свободная (не только связанныя) вода. По мере приближения к зеркалу чистой нефти содержание нефти увеличивается, а содержание воды уменьшается, по мере приближения к зеркалу чистой воды содержание нефти уменьшается, а содержание воды в пласте увеличивается. Часть коллектора, в пределах которого наблюдается переход от чистой нефти к чистой воде, называется переходной зоной.

По зарубежным данным (Кэрролл Кнутсон) в песчаниках с высокой проницаемостью и хорошей отсортированностью зерен мощность переходной зоны не превышает 0,3 м, в песчаниках же с неоднородным литологическим составом и плохой отсортированностью зерен она достигает 8 м.

Некоторые наши исследователи (В. С. Мелик-Пашаев) на основании данных изучения отдельных кернов (Туймазинское месторождение), в которых четко отделяется нефтеносная часть пласта от водоносной, отрицают наличие переходной зоны.

Геофизические исследования, основанные на изучении изменения удельного сопротивления с глубиной от нефтенасыщенной части пласта к водонасыщенной, свидетельствуют о наличии переходной зоны. Согласно этим данным за водо-нефтяной контакт следует принимать такую границу переходной зоны, на которой ее удельное сопротивление становится равным критическому. Под критическим сопротивлением понимается минимальное удельное сопротивление пласта, при котором из него получают практически безводный приток нефти. Значение критического сопротивления определяют путем сопоставления удельного сопротивления пласта с результатами его испытания.

Для Туймазинского и Бавлинского нефтяных месторождений критическое сопротивление равно 7 ом м и соответствует нефтенасыщенности пласта 68%.

Исходя из полученных значений для указанных месторождений, можно считать, что водо-нефтяной контакт для них находится на высоте 1,1 м над зеркалом воды.

Таким образом, в каждом отдельном случае вопрос о положении водо-нефтяного контакта должен решаться в зависимости от тех или иных геологических условий и детальности проведенных исследований.

Зеркало свободной воды может быть точно определено лишь в коллекторах, имеющих пустоты или большие трещины. В коллекторах же со сверхкапиллярными и особенно капиллярными порами определение контакта нефть—вода весьма затруднено, так как на положение его влияют проницаемость коллектора, капиллярное давление, фазовые проницаемости для нефти и воды, поверхностное натяжение, а также величина краевого угла между жидкой фазой и породой в системе вода—нефть—порода и другие факторы. Фактически контакт нефть—вода, определяемый как граница наивысшей поверхности среды, дающей в процессе опробования чистую воду, всегда расположен выше (иногда значительно) поверхности зеркала свободной воды.

Контакт нефть—вода не всегда горизонтален, нередко он приобретает наклонное положение. Это зависит от размера и положения области питания, характера проницаемости коллектора, динамики движения подземных вод и т. д. В. П. Савченко указывает, что смещение нефтяных и газовых залежей (и негоризонтальность контактов нефть—вода и газ—вода) связано главным образом с движением пластовых вод. Он отмечает, что при небольших перепадах напора пластовой воды смещение газовых и нефтяных залежей (небольших по размеру) в направлении движения воды будет практически несущественным. Однако при перепаде напора воды, близком к 0,1 ат или превышающем 1 м на 1 км расстояния, и больших размерах залежей смещение газовых залежей в направлении движения воды может достигать нескольких метров, а смещение нефтяных залежей — нескольких десятков метров.

Газо-нефтяной контакт определяется как граница 100%-ного содержания свободного газа и 100%-ного растворения газа в нефти. В этом случае также наблюдается переходная зона от нефти к газу. Контакт нефть—газ представляет собой границу смеси углеводородов, сходных по физическим свойствам, поэтому разделение их более затруднено, чем определение контакта нефть—вода. Особенно трудно установить контакт газ—нефть при наличии большой газовой шапки и небольшой ширине нефтяной оторочки.

Точное определение контактов требуется особенно для построения карт изопахит эффективной нефтенасыщенной мощности при подсчете запасов нефти. Наиболее тщательно должно быть установлено положение водо-нефтяного контакта в пологих структурах с небольшой высотой залежи нефти, так как ошибки, даже небольшие, сильно сказываются на точности подсчета запасов нефти. Следует учитывать, что наличие в песчаниках тонких прослоев глин сильно за-

труднует определение положения водо-нефтяного контакта различными методами (в том числе и геофизическими).

В связи со сказанным выше для точного определения положения поверхности водо-нефтяного контакта необходимо проводить следующий комплекс исследований:

1) промысловые испытания скважин; при этом нужно иметь в виду что водо-нефтяной контакт должен находиться в интервале между низшим положением интервала прострела дыр в скважине, давшим при испытании 100% нефти, и высшим интервалом прострела дыр, давшим 100% воды; быстрое увеличение количества воды в скважине после вступления ее в эксплуатацию может указывать на то, что скважина находится в пределах водо-нефтяной зоны (если нет данных о влиянии других факторов, в частности о появлении конуса воды);

2) изучение кернов; в них должно быть определено наличие нефти и воды и их взаимное положение;

3) электрический и радиоактивный каротаж; данные этих исследований оказывают огромную помощь в определении положения контактов нефть—вода и газ—нефть, о чем кратко сказано в гл. 1, § 2 настоящей книги и более подробно рассмотрено в курсе промысловой геофизики.

Для установления контакта газ—нефть строят также карты изолиний газового фактора по скважинам; путем интерполяции и экстраполяции находят изолинию, соответствующую 100%-ной добывче газа, принимают ее за контур газоносности и, исходя из этого, определяют контакт газ—нефть.

Для изучения положения водо-нефтяного контакта в пределах залежи нефти, а также построения границ нефтеносности (внешней и внутренней) и карт (изопахит) эффективной нефтенасыщенной мощности пласта полезно составлять карты изогипс поверхности водо-нефтяного контакта. При ограниченном числе данных по скважинам о глубине отбивки в них водо-нефтяного контакта целесообразно использовать для этого метод построения карты схождения, сущность которого заключается в следующем (рис. 97) ¹.

Имеется структурная карта пласта (рис. 97), где показаны изогипсы с отметками (от уровня моря) 1280, 1300, 1320, 1340 м и т. д. и расположение скв. 2, 3 и 1, в которых соответственно отбит водо-нефтяной контакт на отметках 1280, 1320 и 1380.

Между отметками указанных скважин проводят интерполяцию и строят карту водо-нефтяного контакта с отметками 1300, 1320, 1340 и 1360 м. В точках пересечения (схождения) одноименных

¹ В приведенном примере показан большой наклон поверхности водо-нефтяного контакта, который на практике обычно не встречается. Такой большой наклон принят для более наглядного методического показа построения поверхности водо-нефтяного контакта.

отметок изогипс структурной карты и изолиний водо-нефтяного контакта получают нулевые значения эффективной нефтенасыщенной мощности пласта, определяющие положение внешнего контура нефтеносности. По другим точкам пересечения вычисляют разность между отметкой водо-нефтяного контакта и изогипсой пласта и оп-

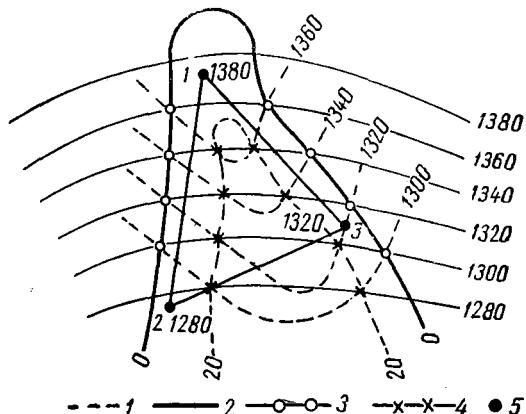


Рис. 97. Карта изогипс наклонной поверхности водо-нефтяного контакта.

1 — изолинии водо-нефтяного контакта; 2 — изогипсы кровли пласта; 3 — внешний контур нефтеносности;
4 — внутренний контур нефтеносности; 5 — скважины.

ределяют таким образом мощность эффективной нефтенасыщенной части пласта; по этим данным строят карту изопахит эффективной нефтенасыщенной мощности пласта.

Отметка изопахиты, соответствующая мощности продуктивного пласта (в данном примере 20 м), определяет положение внутреннего контура нефтеносности при условии, если весь пласт по всей мощности является пористым.¹

Определение места притока воды в скважину

По величине минерализации различают слабоминерализованные воды (общая минерализация до 200 мг-экв/1 л воды), среднеминерализованные (200—500 мг-экв/л), минерализованные (500—1000 мг-экв/л) и высокоминерализованные (более 1000 мг-экв/л).

Изучение физических свойств воды, особенно ее удельного сопротивления (по стволу скважины) прохождению электрического тока и температуры, позволяет успешно проводить исследование технического состояния скважин находящихся в эксплуатации и бурений.

¹ Интерпретация внутри внутреннего контура (между скв. 2 и 3) не проводится.

Особенно большое значение имеет определение места притока воды в скважину, затрубного движения жидкости и высоты подъема цемента после тампонажа.

Установление места притока воды в скважину из пласта имеет большое значение при испытании колонны на герметичность после цементирования (в том случае, когда при испытании скважины наблюдается приток воды) для решения вопроса о необходимости и способе ремонта эксплуатируемой скважины.

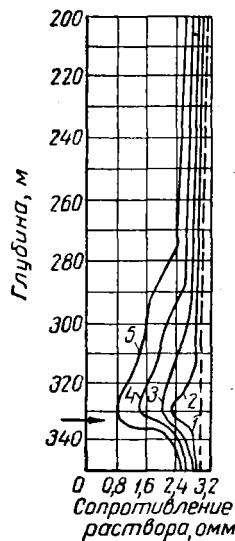


Рис. 98. Определение места притока воды в скважине по способу оттартирования.

1 — контрольная кривая; 2, 3, 4, 5 — последовательные замеры резистивиметром после каждого оттартирования скважины; место притока показано стрелкой.

понижают уровень жидкости в скважине путем оттартирования. По мере оттартирования замеряют сопротивление жидкости в скважине. Место притока отмечается на кривой зоной повышенных или пониженных сопротивлений. Изменение сопротивления раствора против места притока связано с притоком в скважину пластовой воды.

Способ продавливания заключается в определении места поглощения жидкости пластом. При этом способе добиваются, чтобы скважина была заполнена однородной жидкостью (водой, поступающей из пласта). Затем проводят контрольный замер резистивиметром и, удостоверившись в наличии в скважине жидкости, однородной по сопротивлению (рис. 99), закачивают в скважину

место притока воды и затрубное движение ее определяют резистивиметром и электротермометром; в последнее время для этого применяют радиоактивные методы каротажа (и радиоактивные изотопы). Резистивиметр служит для определения удельного сопротивления жидкости в стволе скважины. При определении места притока воды в скважине резистивиметром применяют оттартирование и продавливание.

Способ оттартирования заключается в следующем. Скважину промывают до получения однородной жидкости (бурового раствора или воды) по всему стволу. При этом минерализация промывочной жидкости должна отличаться от минерализации воды, поступающей в скважину. Если, например, из пласта поступает минерализованная вода, то скважина должна быть заполнена пресной водой, и наоборот. Столб жидкости в скважине должен обеспечить такое давление, которое превышало бы пластовое давление (т. е. приток должен быть «задавлен»). После промывки производят контрольный замер сопротивления раствора, который в хорошо подготовленной скважине должен иметь однородное сопротивление вдоль всего ствола (рис. 98). После этого постепенно

раствор или воду, сопротивление которых отличается от сопротивления жидкости в скважине.

При помощи ряда замеров резистивиметром прослеживают перемещение раздела между жидкостями. Жидкость продавливают или под давлением, или путем доливания жидкости в скважину до устья, если статический уровень притока ниже устья. Глубина, ниже которой граница раздела не перемещается, несмотря на продолжение закачки жидкости в скважину, является нижней границей поглощающего пласта, что и определяет место притока. Каждый замер резистивиметром производят после закачки в скважину соответствующих порций жидкости. Способом продавливания пользуются в том случае, когда оборудование скважины позволяет легче осуществить продавливание раствора, чем оттартирование, или когда скважина газирует и возможен выброс во время оттартирования. При соответствующем оборудовании для промывки скважины и оттартирования место притока лучше определять способом оттартирования. Совершенно очевидно, что при малых притоках воды для определения места притока можно применять только оттартирование.

Определение места притока воды в скважину электротермометром основано на разности температуры жидкости, закачанной в скважину при промывке, и температуры воды, поступающей из пласта в скважину во время снижения уровня. Перед термометрическими исследованиями в скважину закачивают жидкость (глинистый раствор или воду) с температурой, сильно отличающейся от температуры воды, поступающей из пласта. Для этого употребляемый глинистый раствор специально охлаждают (в редких случаях нагревают, что зависит от температурных условий, существующих в скважине и на поверхности). Этим же раствором «задавливают» приток воды из пласта. Затем спускают в скважину электротермометр и непрерывно измеряют температуру вдоль всего ствола скважины, в результате чего получают контрольную кривую. При тщательной подготовке контрольный замер характеризуется прямой линией с плавным возрастанием температуры с глубиной (благодаря наличию геотермического градиента). Последующие повторные замеры электротермометром производят после понижения уровня жидкости в скважине путем оттартирования и вызова притока воды из пласта. В связи с тем, что температура воды, притекающей из пласта, обычно более высокая и отличается от температуры раствора, закачанного

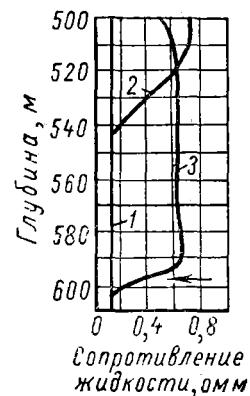


Рис. 99. Определение места притока воды в скважине по способу продавливания.

1 — контрольная кривая; 2, 3 — последовательные замеры резистивиметром при продавливании; место притока показано стрелкой.

в скважину, в месте притока электротермометр отметит некоторый интервал с повышенной температурой, который и укажет место притока воды в скважину (рис. 100). Определение температуры раствора в скважине производится обычно при спуске (а не при подъеме) электротермометра во избежание перемешивания жидкости в скважине и получения в связи с этим менее точных результатов.

Нередко вода, прежде чем попасть в скважину, вследствие повреждения колонны проходит некоторый путь в затрубном пространстве. В данном случае можно найти источник обводнения путем

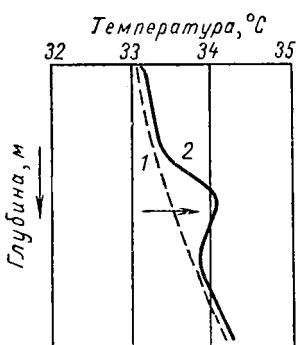


Рис. 100. Определение места притока воды в скважину электротермометром.

1 — контрольная кривая; 2 — температурная кривая после оттартирования; место притока показано стрелкой.

установления интервала движения воды в затрубном пространстве. Установление этого источника может быть полезным также при исследовании и выявлении скважин-обводнительниц. Затрубное движение жидкости определяют путем замеров температуры. Для этого скважину промывают обычно холодной водой, с тем чтобы добиться равномерной температуры по всему стволу. Равномерность температуры проверяют контрольным замером. Если затрубное движение жидкости наблюдается только в момент притока воды в скважину, то вызывают приток оттартированием. По истечении некоторого времени (нескольких часов) вновь замеряют температуру несколько раз. В связи с общим прогревом скважины на температурных кривых отмечается увеличение температуры, а также интервал с относи-

тельно постоянной температурой, который и будет интервалом затрубного движения воды с соответствующей постоянной температурой.

Наконец, важной задачей является определение высоты подъема цемента за трубами после цементирования, проведенного для изоляции вод, что позволяет оценить качество цементажных работ. Высоту подъема цемента определяют при помощи электротермометра; при затвердении цемента выделяется тепло, которое приводит к повышению температуры в том интервале скважины, где находится цемент.

Термические исследования показали, что изменение температуры цемента происходит в период его схватывания.

Для различных сортов цемента максимальные колебания температуры наблюдаются в период от 6 до 16 час. с момента начала его схватывания.

В связи с этим для получения четких и надежных результатов определения высоты подъема цемента за колонной измерение темпе-

ратуры следует начинать не ранее чем через 12—30 час. после цементирования скважины.

Верхняя граница цемента определяется по резкому сдвигу кривой на термограмме (рис. 101). В интервале, в котором имеется цемент, форма температурной кривой осложняется температурными аномалиями, обусловленными изменением диаметра скважины и вследствие этого различной толщиной слоя цемента, а также различной теплопроводностью пластов.

Следует иметь в виду, что на глубине более 2000 м температура на уровне цемента повышается незначительно, так как естественная температура пород на этой глубине высокая. Такая же высокая температура может наблюдаться и на меньших глубинах в районах, где геотермическая ступень невелика и уже на сравнительно малых глубинах наблюдаются высокие пластовые температуры. Повышенная в связи со схватыванием цемента температура здесь оказывается ниже естественной температуры окружающей среды, и верхняя граница цемента на температурной кривой не отмечается. В этом случае наблюдаются повышенные температуры против песков и пониженные против глин, в то время как в неглубоких скважинах, где в результате схватывания цемента температура значительно повышается, пески отмечаются понижением, а глины повышением температуры. Таким образом, для правильного определения высоты подъема цемента во избежание ошибок, связанных с литологией пород и появлением температурных аномалий, при истолковании температурной кривой следует учитывать геолого-каротажный разрез скважины.

За последние годы для контроля за техническим состоянием скважины — установления места притока воды, определения высоты подъема цемента за колонной, выяснения затрубного движения жидкости, мест повреждения колонны и т. д. — стали широко применять радиоактивные изотопы. Радиоактивные методы изучения технического состояния скважин имеют существенные преимущества перед другими методами, особенно тогда, когда применение последних оказывается недостаточно эффективным (например, при ремонтных работах). Следует, однако, иметь в виду, что применение радиоактивных методов требует соответствующих профилактических мероприятий для обеспечения безопасной работы персонала.

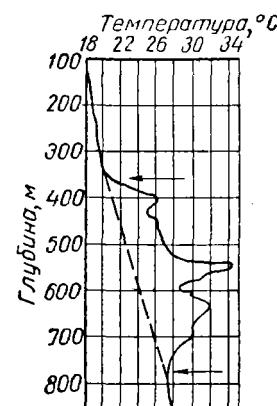


Рис. 101. Температурная кривая при определении высоты подъема цемента.

Интервал разреза, в котором имеется цемент, указан стрелками.

§ 4. ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ И ТЕМПЕРАТУРА В НЕДРАХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Пластовые давления

Основными источниками энергии в пластах являются напор краевой воды, подошвенной воды, газа газовой шапки, давление растворенного газа в нефти в момент выделения газа из раствора, сила тяжести, упругость пласта и насыщающих его нефти, воды и газа. Эти силы могут проявляться раздельно или совместно. Таким образом, энергетические ресурсы нефтеносного пласта характеризуются существующим в нем давлением. Чем выше давление, тем больше при прочих равных условиях запасы энергии и тем полнее может быть использована залежь нефти.

Значительное снижение пластового давления в процессе разработки нефтяной залежи при наличии в ней еще больших остаточных запасов нефти указывает на быстрое истощение пластовой энергии. Это приводит к большому недобору нефти, которая из-за отсутствия энергии не способна двигаться по пласту к забоям скважин.

Для осуществления рациональной системы разработки необходимы систематическое изучение характера и динамики изменения пластового давления и его регулирование в целях наилучшего использования энергии пласта. Систематическое изучение пластового давления имеет большое практическое значение, так как эксплуатационная и гидродинамическая характеристики пласта и содержащихся в нем жидкостей и газов в значительной мере зависят от изменения пластового давления.

Многочисленные замеры начального пластового давления в нефтяных месторождениях Советского Союза и за рубежом показали, что пластовое давление увеличивается с глубиной, подчиняясь определенной закономерности; оно изменяется в пределах $0,8-1,2 \text{ atm}$ на каждые 10 м глубины (от $H/12$ до $H/8$, где H — глубина скважины в м) и в среднем составляет 1 atm на 10 м ($H/10$), что соответствует гидростатическому давлению воды.

Таким образом, величина пластового давления в большинстве нефтяных месторождений находится в прямой зависимости от глубины залегания пластов и обычно не превышает давление столба воды, соответствующее глубине вскрытия пласта.

Однако имеются нефтяные месторождения в Азербайджане, Туркмении, Западной Украине, на Северном Кавказе и в ряде других районов СССР и зарубежных стран, где установлено пластовое давление, значительно превышающее величину гидростатического давления. Так, в одной из скважины Карадага (Западный Ашхерон) градиент давления составил $1,5 \text{ atm}/10 \text{ м}$, на площади Баба-Занан (Прикуринская низменность) — $1,46 \text{ atm}/10 \text{ м}$, на месторождении Вентура-Авеню (США) — $2,4 \text{ atm}/10 \text{ м}$, в месторождении Лак (Фран-

ция) — около $1,8 \text{ atm}/10 \text{ м}$ и т. д. В пределах Азербайджана основными причинами аномально высоких пластовых давлений являются, по данным В. С. Мелик-Пашаева, специфическое строение грязевулканических структур и наличие в продольных нарушениях, проходящих в осевых частях складок, огромных масс жидкой почной грязи, имеющей удельный вес около 2.

Повышение пластового давления по сравнению с гидростатическим в ряде случаев может быть вызвано тектоническими силами, приведшими к росту складок после формирования залежей нефти и в связи с этим к уменьшению глубины залегания нефтеносных пластов, сохранивших первоначальное пластовое давление.

Аномально повышенное давление может явиться также следствием связи данного пласта по тектоническим трещинам с нижезалегающим газоносным пластом, обладающим высоким пластовым давлением. Наконец, аномально высокое пластовое давление может быть вызвано большой высотой газовой залежи, так как давление во всей залежи определяется в основном величиной пластового давления в зоне контакта газ—вода. Если, например, газо-водяной контакт залегает на глубине 1500 м и наивысшая точка газоносного пласта расположена на глубине 1000 м, то в сводовой части залежи пластовое давление будет превышать гидростатическое в 1,5 раза.

Пример распределения давлений в газо-нефтяной залежи с высоким этажом нефтегазоносности показан на рис. 102. Здесь мы имеем на глубине 2000 м (водо-нефтяной контакт) давление 200 atm (нормальное гидростатическое) и градиент давления $1 \text{ atm}/10 \text{ м}$; на контакте газ—нефть при высоте нефтяной залежи 200 м и удельном весе нефти 0,8 пластовое давление составит $200 - \frac{200 \cdot 0,8}{10} = 184 \text{ atm}$, что даст градиент давления (на глубине 1800 м) $1,02 \text{ atm}/10 \text{ м}$.

В высшей точке газовой залежи при этаже газоносности 300 м и удельном весе газа по отношению к воде 0,17 при давлении 184 atm

$$\left(\frac{p_{\text{г}} \gamma_g}{773,4} = \frac{184 \cdot 0,7}{773,4} = 0,17, \right)$$

где $\gamma_g = 0,7$ — удельный вес газа по воздуху) пластовое давление составит $184 - \frac{300 \cdot 0,17}{10} \approx 179 \text{ atm}$ и градиент давления для глубины 1500 м будет равен $1,19 \text{ atm}/10 \text{ м}$.

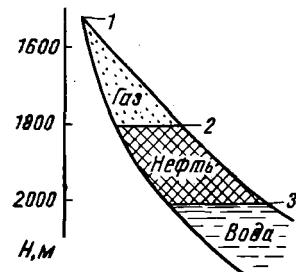


Рис. 102. Давление в газо-нефтяной залежи с высоким этажом нефтегазоносности.

1 — высшее положение газовой залежи; 2 — контакт газ — нефть; 3 — контакт нефть — вода.

Это следует учитывать при анализе распределения пластовых давлений, особенно в залежах нефти и газа с большим этажом нефтеносности (и газоносности).

На рис. 103 дан график значений аномально повышенных начальных давлений в нефтяных месторождениях.

Появление аномально высоких пластовых давлений вызывает осложнения в бурении и затрудняет разведку нефтяных и газовых месторождений. Для предотвращения проявления высоконапорных

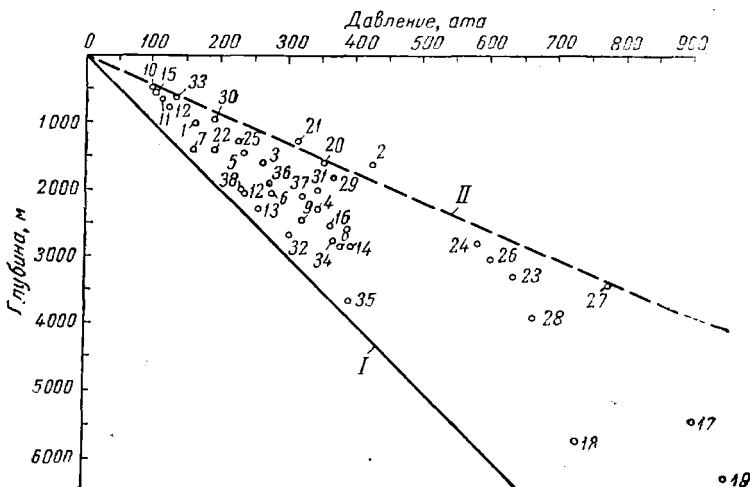


Рис. 103. График значений аномально-повышенных начальных давлений в нефтяных месторождениях (по Б. А. Тхостову).

I — изменение гидростатического давления с глубиной; II — изменение горного или геостатического давления с глубиной при плотности пород $2,3 \text{ г/см}^3$. Месторождения: 1 — Челекен, 2, 31 — Карабулак, 3 — Долина, 4, 16 — Избаскент, 5 — Шебелиновское, 6 — Датых, 7 — Селия, 8 — Ново-Дмитриевское (кумыкский горизонт), 9 — Ново-Дмитриевское (майкоп), 10 — Борзовское, 11 — Владиславовка, 12 — Крымское, 13 — Ключевое (майкоп II), 14 — Ключевое (майкоп I), 15 — Восточно-Северское, 17 — Оклахома (США), 18 — Калифорния (США, Лимонейер № 1), 19 — Уайоминг (США), 20 — Кхаур (Индия), 21 — Рувельт-Пул (США), 22 — Боливар Кастел фильд (Венесуэла), 23 — Парентис (Франция), 24 — Вентура-Авеню (США), 25 — Лост-Хилс (США), 26 — Гольф (США), 27, 28 — Луизиана (США), 29 — Куар (Пакистан), 30 — Иокум (США), 32 — Прасковейское, 33 — Баракаевское, 34, 35 — Карадаг, 36 — Битков, 37 — Борислав, 38 — Дышь.

горизонтов при бурении в пределах подобных структур требуется применение утяжеленных растворов. Между тем применение утяжеленных растворов вызывает нежелательные последствия — затрудняется создание сплошного цементного кольца в затрубном пространстве, что способствует прорыву вод. Кроме того, проникая в поры пласта, утяжеленный глинистый раствор создает исключительно неблагоприятные условия для испытания нефтеносных и газоносных пластов, так как в этом случае приходится создавать значительные депрессии в скважинах, что в ряде случаев может привести к слому эксплуатационной колонны. Поэтому бурение

скважин в месторождениях, характеризующихся избыточным пластовым давлением, необходимо производить под давлением, однако этот прогрессивный метод проходки скважин, к сожалению, остается неразработанным.

Для более успешного преодоления в процессе разведки затруднений, связанных с аномально высоким пластовым давлением, следует изучать причины, дающие повышенное давление, так как знание их имеет и теоретическое, и большое практическое значение.

Распределение пластовых давлений на структуре нефтяного месторождения

Различные вариации в величинах пластовых давлений в основном зависят от соотношений между положением пьезометрической поверхности, глубиной залегания пласта и превышением устья скважины над уровнем моря. Рассмотрим следующие основные схемы.

1. Пьезометрическая поверхность находится ниже устья скважины (рис. 104, а). При этом

$$p = \frac{H' \gamma}{10} = \frac{(H-h) \gamma}{10},$$

где γ — удельный вес жидкости, принимаемый за единицу.

Отсюда

$$p < \frac{H}{10}.$$

2. Пьезометрическая поверхность совпадает с положением устья скважины (рис. 104, б). В данном случае

$$p = \frac{H' \gamma}{10} = \frac{H \gamma}{10},$$

следовательно,

$$p = \frac{H}{10}.$$

3. Пьезометрическая поверхность находится выше устья скважины (рис. 104, в). В этом случае

$$p = \frac{H' \gamma}{10} = \frac{(H+h) \gamma}{10} \text{ и } p > \frac{H}{10}.$$

Распределение давлений в скважинах на структуре может быть

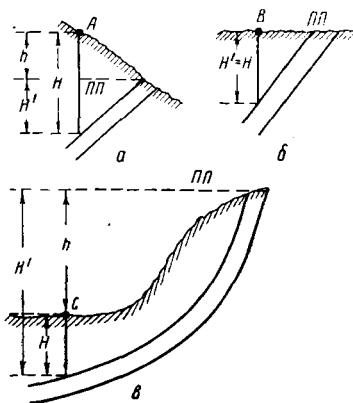


Рис. 104. Соотношение глубины залегания пласта, положения пьезометрической поверхности и устьев скважин для определения пластового давления.

А, В, С — устья скважин; ПП — пьезометрическая поверхность.

представлено схемой, показанной на рис. 105, где изображено месторождение антиклинального строения с выходом нефтеносного пласта на дневную поверхность. Требуется определить пластовые давления и статические уровни в пяти скважинах.

Скважина 1. Она вскрыла краевую воду. Забой находится на глубине 950 м, а статический уровень на глубине 50 м от устья. Пластовое давление на забое (точка *B*) будет

$$p_B = \frac{950 - 50}{10} = 90 \text{ atm}$$

при удельном весе воды, равном единице. Статический столб в скважине составит 900 м.

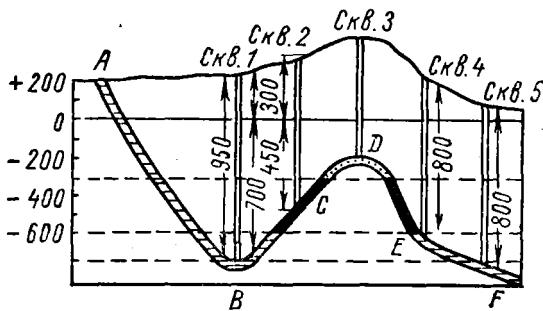


Рис. 105. Схема распределения давлений в скважинах на структуре.

Скважина 2. Пробурена на крыле антиклинали. Вскрыла нефтяную часть пласта на глубине 450 м от уровня моря; глубина скважины 750 м. Для определения пластового давления в точке *C* надо от пластового давления в точке *B* отнять противодавление столба воды от точки *B* до водо-нефтяного контакта, равное по высоте 100 м, а также противодавление столба нефти от водо-нефтяного контакта до забоя скв. 2, равное 150 м. Тогда пластовое давление в точке *C* будет

$$p_C = 90 - \frac{100}{10} - \frac{150}{10} 0,9 = 66,5 \text{ atm},$$

где 0,9 — удельный вес нефти.

Статический столб нефти должен уравновешивать в скважине вычисленное давление на забое в размере 66,5 atm, т. е. он должен быть равен

$$H_{\text{ст}} = \frac{66,5 \times 10}{0,9} \approx 739 \text{ м.}$$

При этом статический уровень нефти в скважине будет от устья на глубине

$$h_{\text{ст}} = 750 - 739 = 11 \text{ м.}$$

Скважина 3. Она вскрыла газовую шапку. Пластовое давление в точке D следует определять путем вычитания из пластового давления в точке C противодавления столба нефти от забоя скв. 2 до газо-нефтяного контакта, равное в данном примере 150 м. Давление на забое скважины при этом будет

$$p_D = 66,5 - \frac{150 \times 0,9}{10} = 53 \text{ ат.}$$

Противодавление столба газа здесь не учтено ввиду его весьма незначительной величины. Найденное пластовое давление (53 ат) является также давлением растворения газа в нефти в верхней части залежи.

Скважина 4. Забой находится на границе вода — нефть. В связи с тем, что он расположен на 100 м выше забоя скв. 1, а давление на забое скв. 1 равно 90 ат, давление в скв. 4 (в точке E) составит

$$p_E = 90 - \frac{100}{10} = 80 \text{ ат.}$$

Высота статического столба нефти над забоем

$$H_{\text{ст}} = \frac{80 \times 10}{0,9} = 889 \text{ м.}$$

Так как глубина скважины равна 800 м, то, следовательно, скважина будет переливать (фонтанировать) нефтью; при закрытии скважины давление на ее устье будет

$$p_y = \frac{89 \times 0,9}{10} \approx 8 \text{ ат.}$$

Скважина 5. Забой находится на отметке 700 м (аналогично скв. 1). Давление на забое также составляет 90 ат. Статический уровень должен установиться на высоте $90 \times 10 = 900$ м от забоя. Так как глубина скважины 800 м, то скважина будет фонтанировать водой; при закрытии скважины давление на ее устье составит 10 ат (при удельном весе воды, равном единице).

Таким образом, при данном гидростатическом напоре в пласте в различных точках структуры устанавливаются различные пластовые давления. Для сравнения их пользуются приведенными давлениями (или приведенными напорами), отнесенными к некоторой условной поверхности. При построении карт изобар (карт равных пластовых давлений) удобно за условную поверхность принимать уровень моря (или поверхность водо-нефтяного контакта), к которому и следует приводить все давления по скважинам (об этом будет подробно сказано ниже). При проектировании разработки и различных гидродинамических расчетах за условную поверхность принимают начальное положение водо-нефтяного контакта, к которому

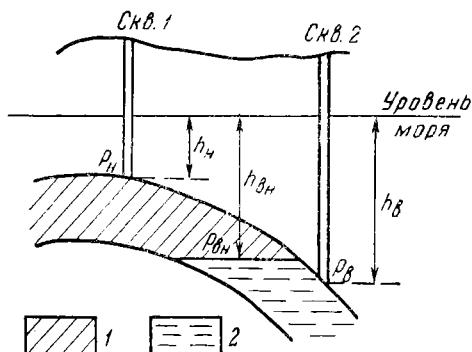


Рис. 106. Схема приведения давлений по скважинам к давлению на водо-нефтяном контакте.

1 — нефть; 2 — вода.

Пересчет давлений на водо-нефтяной мулам:

для нефтяной скважины

$$p_{\text{вн}} = p_{\text{H}} + \frac{(h_{\text{BН}} - h_{\text{H}})}{10} \gamma_{\text{H}}, \quad (\text{III. 42})$$

где γ_{H} — удельный вес нефти;

для водяной скважины

$$p_{\text{вн}} = p_{\text{B}} - \frac{(h_{\text{B}} - h_{\text{BН}})}{10} \gamma_{\text{B}}, \quad (\text{III. 43})$$

где γ_{B} — удельный вес воды.

Определение контактов по замерам пластовых давлений

В тех случаях, когда данные о непосредственных замерах контактов отсутствуют или их крайне недостаточно, положение поверхности контакта можно определить по данным о пластовых давлениях.

Для газовой залежи можно довольно точно определить положение газо-водяного контакта, имея данные о давлениях в скважинах, вскрывших газовую (скв. 1) и водяную (скв. 2) части пласта. Положение контакта газ-вода определяют по следующей формуле (рис. 107) ¹:

$$p_{\text{B}} = p_{\text{r}} + \frac{(h_{\text{B}} - h_{\text{rB}})}{10} \gamma_{\text{B}},$$

¹ Метод расчета впервые был дан в работе М. А. Жданова «Методы подсчета подземных запасов нефти и газа». Госгеолиздат, 1952, стр. 182.

и приводят все давления по скважинам. Такие же расчеты делают и в дальнейшем по отношению к изменившемуся (текущему) положению водо-нефтяного контакта.

Схема приведения давления в скважине к давлению на водо-нефтяном контакте показана на рис. 106. В скв. 1, вскрывшей нефтяную часть пласта, зарегистрировано давление P_{H} и в скв. 2, вскрывшей водянную часть пласта, отмечено давление P_{B} ; положение водо-нефтяного контакта известно. контакт производят по фор-

откуда

$$h_{\text{вз}} = h_{\text{в}} - \frac{(p_{\text{в}} - p_{\text{г}}) 10}{\gamma_{\text{в}}} . \quad (\text{III. 44})$$

Аналогично изложенному можно вывести соотношения для определения контактов газ — нефть и нефть — вода по давлениям в скважинах (рис. 108).

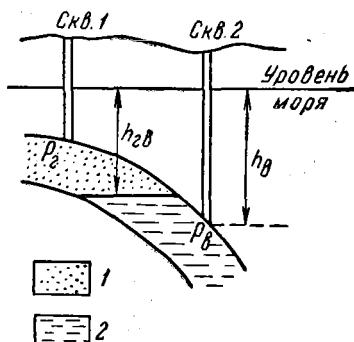


Рис. 107. Схема определения контакта газ — вода по данным о давлениях в газовой и водяной скважинах.

1 — газ; 2 — вода.

1. Для определения контакта газ — нефть

$$p_{\text{н}} = p_{\text{г}} + \frac{(h_{\text{н}} - h_{\text{гн}})}{10} \gamma_{\text{н}}$$

и окончательно

$$h_{\text{гн}} = h_{\text{н}} - \frac{(p_{\text{н}} - p_{\text{г}}) 10}{\gamma_{\text{н}}} . \quad (\text{III. 45})$$

2. Для определения контакта нефть — вода

$$p_{\text{в}} = p_{\text{н}} + \frac{(h_{\text{вн}} - h_{\text{н}}) \gamma_{\text{н}}}{10} + \frac{(h_{\text{в}} - h_{\text{вн}}) \gamma_{\text{в}}}{10}$$

и окончательно

$$h_{\text{вн}} = \frac{h_{\text{в}} \gamma_{\text{в}} - h_{\text{н}} \gamma_{\text{н}} - (p_{\text{в}} - p_{\text{н}}) 10}{\gamma_{\text{в}} - \gamma_{\text{н}}} . \quad (\text{III. 46})$$

Указанные формулы выведены без учета давления столба газа от забоя газовой скважины до контакта газ — нефть, так как величина этого давления ничтожно мала; не учтен также капиллярный эффект в зависимости от свойств коллектора и насыщающих его жидкостей. Эти формулы действительны при наличии в залежах

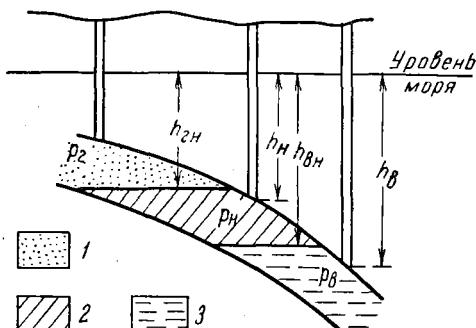


Рис. 108. Схема определения контактов газ — нефть и нефть — вода по данным о давлениях в скважинах.

1 — газ; 2 — нефть; 3 — вода.

нефти и газа малоподвижной пластовой воды или при установившемся в пластах естественном движении пластовой воды от области питания к области разгрузки. Совершенно очевидно, что данные формулы действительны лишь для начальной стадии разработки пласта и не могут быть применены в тех случаях, когда начальное равновесие в пласте нарушено разработкой или длительной пробной эксплуатацией залежи.

Следует иметь в виду, что точность установления контактов по расчетным данным зависит от точности определения давлений в скважинах в первую очередь манометрами. Определение контакта нефть — вода расчетным путем не может претендовать на такую точность, которая может быть достигнута при установлении контакта газ — нефть и особенно газ — вода по данным замеров давлений в скважинах газовой и водяной зон пласта.

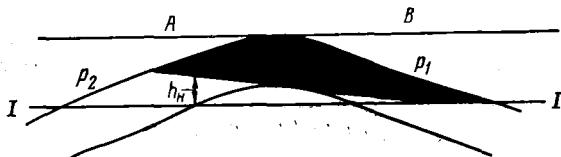


Рис. 109. Смещение залежи нефти.

При изучении распределения давления в нефтяных и газовых месторождениях, не затронутых еще разработкой, обнаружено, что начальное давление в различных частях месторождения неодинаково. Это различие в начальной величине давления вызывается региональным движением вод в пласте, причем наличие даже небольшого градиента давления приводит к нарушению горизонтальной плоскости контактов нефть — вода или газ — вода (рис. 109).

Наклон поверхности водо-нефтяного контакта весьма четко прослеживается в месторождениях девонской нефти западной Башкирии и юго-восточной Татарии: Туймазинском, Бавлинском, Ромашкинском; причем во всех месторождениях поверхность контакта наклонена с северо-востока на юго-запад, в сторону регионального движения вод. Наклонное положение контакта газ — вода отмечается по газовым месторождениям Ставропольского края, Куйбышевской и Оренбургской областей.

Высоту смещения залежей в зависимости от перепада давления на пути потока можно определить, пользуясь уравнением гидростатического давления.

Пусть на линии I—I напор составляет p , тогда на крыле B на высоте h_n от этой линии напор p_1 будет

$$p_1 = p - \frac{h_n \gamma_n}{10},$$

на крыле A напор p_2 на том же уровне будет

$$p_2 = p - \frac{h_n \gamma_b}{10};$$

перепад давления составит

$$p_1 - p_2 = p - \frac{h_n \gamma_n}{10} - p + \frac{h_n \gamma_b}{10},$$

откуда высота смещения нефтяной залежи h_n определяется по уравнению

$$h_n = \frac{10(p_1 - p_2)}{\gamma_b - \gamma_n}. \quad (\text{III. 47})$$

Высота смещения газовой залежи h_r определяется по уравнению

$$h_r = \frac{10(p_1 - p_2)}{\gamma_b - \gamma_r}. \quad (\text{III. 48})$$

Так как в чисто газовых залежах газ состоит в основном из метана, то удельный вес газа (по воде) в пластовых условиях можно принять равным при давлении 30 ат около 0,02, при давлении 100 ат 0,07 и при давлении 150 ат 0,11.

При пластовом давлении 150 ат, удельном весе пластовой воды 1,1—1,11 и перепаде давления 0,1 ат смещение контакта газ — вода составит

$$h_r = \frac{10 \times 0,1}{1,11 - 0,11} = 1 \text{ м.}$$

Смещение контакта нефть — вода при той же величине перепада давления и удельном весе пластовой нефти 0,7 составит

$$h_n = \frac{10 \times 0,1}{1,1 - 0,7} = 2,5 \text{ м.}$$

а при удельном весе нефти 0,9

$$h_n = \frac{10 \times 0,1}{1,1 - 0,9} = 5 \text{ м.}$$

Следовательно величина смещения контакта при одном и том же перепаде давления в пласте получается наименьшей для газовой залежи, более значительной для залежи легкой нефти и наибольшей для залежи тяжелой нефти.

Для Ромашкинского месторождения обнаруженное смещение контакта нефть — вода на 7 м при удельном весе пластовой нефти 0,815 и удельном весе пластовой воды 1,18 должно вызываться перепадом давления

$$p_1 - p_2 = \frac{h_n(\gamma_b - \gamma_n)}{10} = \frac{7(1,18 - 0,815)}{10} = 0,256 \text{ ат.}$$

Таким образом, изучение давления в нефтяных и газовых залежах показывает, что его распределение тесно связано с окружающей залежь водоносной областью пласта, причем даже небольшие нарушения в распределении давления в водоносной области оказывают существенное влияние на положение контактов нефть — вода и газ — вода.

При вводе в разработку нефтяных и газовых залежей и организации добычи нефти указанное выше распределение давления в пласте нарушается. Давление в нефтяных и газовых залежах снижается, что приводит к понижению давления в водоносной части пласта на окружающих площадях.

О практическом значении понижения давления на окружающих площадях свидетельствует следующий факт, обнаруженный в районе Калиновско-Новостепановского месторождения, расположенного на границе Куйбышевской и Оренбургской областей. После 10 лет эксплуатации залежи в 1951 г. давление в газовой шапке этого месторождения понизилось на 13 ат. В конце 1951 г. в 2 км южнее этого месторождения разведочным бурением была выявлена новая газовая залежь, приуроченная к тому же продуктивному горизонту. При исследовании залежи установлено, что давление в ней на 3,1 ат ниже, чем начальное давление в Калиновско-Новостепановском месторождении, а сама газовая залежь смешена в сторону Калиновско-Новостепановского месторождения, причем на небольшом протяжении смещение по вертикали составило около 10 м.

Все это требует тщательного изучения на широких площадях распределения давления в водоносной части пласта, к которой приурочены нефтяные и газовые залежи, и осуществления замеров пластового давления с большой точностью. С этой целью следует максимально использовать разведочные скважины, попавшие в водоносную часть пласта при испытании их на приток жидкости, а часть этих скважин превратить в наблюдательные, т. е. пьезометрические, для длительного наблюдения за изменением пластового давления в результате разработки нефтяных и газовых залежей.

Основные определения и замеры пластовых давлений

При разработке месторождений необходимо знать следующие основные давления:

- 1) пластовое давление — давление в некоторой точке пласта, не подверженной воздействию воронок депрессии соседних скважин;
- 2) начальное давление — давление, которое отмечается в пласте в момент вскрытия его первыми скважинами;
- 3) текущее давление — давление, которое отмечается в пласте в процессе разработки на ту или иную дату;
- 4) забойное давление — давление на забое скважины;

5) статическое давление — давление в пласте или на забое скважины в момент, когда перераспределение давлений закончилось и в пласте (или на забое) установилось статическое равновесие;

6) динамическое давление — давление в находящемся в разработке пласте или на забое работающей скважины, когда в пределах всего пласта отсутствует состояние покоя, т. е. статическое равновесие.

Ввиду сложности определения истинного пластового давления вместо него обычно используют значение забойного давления, называя его пластовым.

За начальное статическое пластовое давление принимают давление на забое одиночной скважины, вскрывшей пласт (не подвергавшийся еще разработке), по истечении некоторого времени после ее остановки, когда в ней установится статический (или близкий к нему) уровень жидкости. Каждая скважина, пробуренная на новом месторождении, в период пробной эксплуатации должна быть объектом для определения начального статического пластового давления.

В пласте, разрабатываемом рядом скважин, не может быть статического равновесия. Однако при установившейся работе всех скважин, когда в течение некоторого времени режимы работы отдельных скважин не изменяются, можно считать, что в пределах всего пласта (от контура питания и до любой точки пласта) устанавливается состояние динамического равновесия. Если изменить режим работы одной из скважин, то в ней установится свое динамическое (текущее) пластовое (забойное) давление. Если даже приостановить эксплуатацию такой скважины, то в ней уже не будет статического пластового давления, так как весь пласт охвачен разработкой; в такой скважине установится некоторое динамическое пластовое давление. Таким образом, в работающем пласте пластовые давления, установленные в отдельных скважинах, эксплуатация которых приостановлена, не будут статическими в полном смысле этого слова, а будут представлять собой текущие динамические пластовые давления, точнее текущие динамические забойные давления по скважинам. Именно с такими давлениями обычно приходится иметь дело при анализе разработки пласта. Условимся называть их в дальнейшем статическими пластовыми давлениями. Давления в работающих скважинах будем называть динамическими пластовыми (забойными) давлениями.

Для наблюдения за процессом разработки пласта необходимо систематически замерять пластовые давления в эксплуатируемых скважинах. Эти замеры лучше всего производить глубинными манометрами. Существуют глубинные манометры двух типов: 1) максимальные и 2) регистрирующие с непрерывной записью показаний. На промыслах Советского Союза широко распространен регистрирующий глубинный манометр марки МГГ-1 (рис. 110). Следует иметь в виду, что измерение пластовых давлений манометром по

стволу скважины дает возможность определить истинный удельный вес жидкости и газа при данных давлении и температуре с учетом наличия растворенного газа в водо-нефтяной смеси. Это может оказать помощь при построении карт изобар.

В тех случаях, когда при фонтанном или компрессорном способе эксплуатации невозможно применить глубинный манометр, пластовые (забойные) давления определяют расчетным путем по

формулам (приводимым в курсе «Эксплуатация нефтяных месторождений»). Эти формулы позволяют получить величины, приближающиеся к действительным пластовым давлениям.

При глубиннонасосной эксплуатации для определения забойных давлений расчетным путем используют данные о статических уровнях в скважинах. Уровни в скважинах (в затрубном пространстве) замеряют либо специальной желонкой, спускаемой при помощи лебедки Яковлева, либо эхолотом. Знание уровней нефти и воды в скважине дает возможность подсчитать забойное давление по формуле

$$p_{\text{заб}} = \frac{h_n \gamma_n}{10} + \frac{h_w \gamma_w}{10}, \quad (\text{III. 49})$$

где h_n , h_w — соответственно столбы нефти и воды в скважине в м;
 γ_n и γ_w — соответственно удельные веса нефти и воды.

Статическое забойное давление в насосной скважине можно приблизенно определить, используя данные пробных откачек, по эмпирической формуле

$$Q = K (p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}})^n, \quad (\text{III. 50})$$

где Q — дебит жидкости в скважине в т/сутки;

K — коэффициент продуктивности скважины в т/сутки/ам;

$p_{\text{пл}}$ — пластовое давление в зоне исследуемой скважины, измеренное после ее остановки, в ат;

$p_{\text{заб}}$ — забойное давление при данном режиме работы скважины в ат;

$p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}}$ — забойная депрессия (Δp) в ат;

n — показатель степени, который при линейном законе фильтрации принимается равным единице.

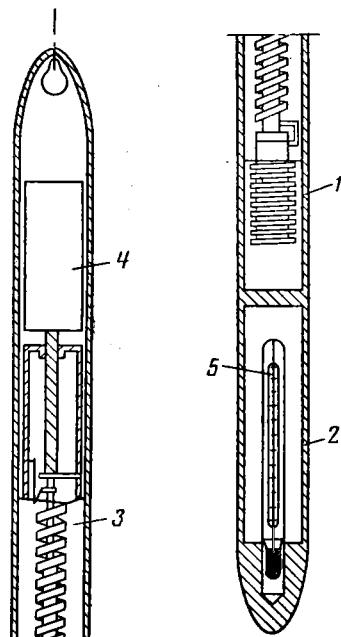


Рис. 110. Схема глубинного геликсного манометра МГГ-4.

1 — манометрический блок; 2 — камера для термометра; 3 — каретка с ходовым винтом; 4 — часовой механизм; 5 — термометр.

В случае пробных откачек в скважине при двух разных забойных депрессиях соответственно получают

$$Q_1 = K(p_{\text{пл}} - p_{1\text{заб}}) \text{ и } Q_2 = K(p_{\text{пл}} - p_{2\text{заб}}),$$

где Q_1 и Q_2 — дебиты соответственно в первом и втором случаях в $m/\text{сутки}$;
 $p_{1\text{заб}}$ и $p_{2\text{заб}}$ — забойные (динамические) давления соответственно в первом и втором случаях в atm .

Разделив эти соотношения одно на другое и произведя упрощения, получают

$$p_{\text{пл}} = \frac{Q_1 p_2 - Q_2 p_1}{Q_1 - Q_2}. \quad (\text{III. 51})$$

Более точно можно определить расчетным путем забойное давление в газовой скважине.

Упрощенная формула для вычисления статического забойного давления в газовой скважине по данным манометрического давления на устье закрытой скважины имеет следующий вид:

$$p_{\text{заб}} = p_m + \frac{p_m H \gamma_g}{7734}, \quad (\text{III. 52})$$

где $p_{\text{заб}}$ — статическое давление на забое закрытой скважины в atm ;

p_m — манометрическое давление на устье закрытой скважины в atm ;

H — глубина скважины в m ;

γ_g — удельный вес газа по воздуху;

7734 — высота столба воздуха, эквивалентного давлению 1 atm
 $(1 \text{ m}^3 \text{ воздуха весит } 1,293 \text{ кг, а } 1 \text{ m}^3 \text{ воды весит } 1000 \text{ кг,}$
 $\text{следовательно, воздух легче воды в } 1000/1,293 = 773,4 \text{ раза) в } m.$

Эта формула не учитывает изменения плотности газа с глубиной вследствие сжатия его от собственного веса. Более точно можно вычислить статическое забойное давление с учетом указанного выше уплотнения газа от собственного веса по формуле

$$p_{\text{заб}} = p_m e^{1293 \cdot 10^{-9} H \gamma_g}, \quad (\text{III. 53})$$

где H — глубина газовой скважины в cm .

Совершенно очевидно, что при замерах давления устье скважины должно быть соответствующим образом герметизировано во избежание утечек газа и получения ошибочных данных.

Карты изобар и карты пьезопроводности

Для наблюдения за поведением пласта в процессе разработки необходимо изучать характер изменения и распределения пластовых давлений. Для этого строят карты изобар, т. е. карты равных пла-

стовых давлений. Данными для этого служат замеры давлений в скважинах после их поочередной остановки при работе всех других скважин.

При замерах давления с целью построения карт изобар в каждой скважине должно быть свое время выдержки на забое глубинного манометра, обусловленное системой взаимодействия пласт — скважины и физическими свойствами пород и флюидов.

При всем многообразии условий работы пласта и скважин практически не представляется возможным найти универсальные зависимости для определения времени выдержки глубинного манометра при замере пластового давления в скважинах. Поэтому можно принять такое время выдержки глубинного манометра для каждой скважины, в течение которого забойное давление в ней восстановится до среднего значения давления в пределах некоторой прилегающей к скважине области, или же определять непосредственно величину этого среднего давления в пределах участка, примыкающего к скважине при работе всех скважин пласта.

При наличии данных о давлениях по скважинам построение карт изобар не вызывает затруднений и методически аналогично построению структурных карт с той лишь разницей, что для них используют не приведенные глубины залегания пласта, а величины статических пластовых давлений по скважинам. При построении карт изобар необходимо учитывать:

- ① наличие, как правило, исходных данных о давлениях на различные даты и необходимость приведения их на дату построения карты изобар;
- ② зависимость давлений от глубины залегания пласта (давление связано с углом падения пород) и необходимость приведения их к избранной условной поверхности;
- ③ отсутствие в пласте статического равновесия и необходимость применения в связи с этим соответствующих приемов интерполяции и особенно экстраполяции давлений.

Рассмотрим особенности построения карт изобар более детально.

Приведение пластовых давлений по скважинам на дату построения карты изобар проще всего осуществлять графическим методом, который обеспечивает достаточную для практических целей точность. Сущность метода заключается в следующем. Все замеры пластовых давлений на различные даты наносят в виде точек на график (рис. 111). По полученным точкам (диаграмме «мушиных» точек) строят среднюю (хронологическую) кривую падения давления. Затем, полагая, что указанный средний темп падения давления характеризует всю залежь, и следуя этому темпу, приближенно определяют давление на искомую дату в любой скважине. Например, требуется определить давления в скв. 1 и 2 на дату составления карты изобар (на январь соответствующего года). В этом случае, следуя параллельно средней кривой падения давления, находят искомые давления.

Совершенно очевидно, что предлагаемый метод является приближенным. В связи с этим давления следует приводить к искомой дате лишь по близким скважинам, не используя для расчетов данные скважин, полученные задолго (например, за шесть месяцев) до даты, на которую приводятся давления для построения карты изобар. При неравномерных замерах пластовых давлений по скважинам и сосредоточении фактических данных по отдельным локальным участкам пласта более точные результаты при приведении давлений к одной дате достигаются использованием индивидуальных кривых изменения пластовых давлений по скважинам. Метод приведения давлений на искомую

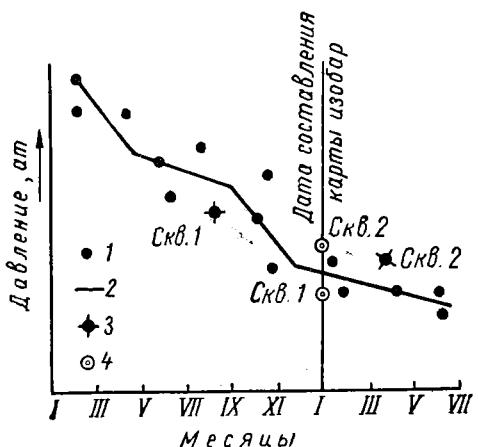


Рис. 111. Схема графического приведения давлений на дату составления карты изобар.

1 — давления по скважинам; 2 — средняя (хронологическая) кривая падения давления; 3 — точка давлений по расчетным скважинам; 4 — искомые давления.

дату по индивидуальным кривым отдельных скважин аналогичен изложенному выше методу. Использование средней кривой падения давлений по пласту для приведения давлений по скважинам на определенную дату в случае неравномерных изменений давлений по отдельным скважинам может привести к неточным результатам, так как неравномерный отбор жидкости из скважин и литолого-физические особенности коллектора (особенно его проницаемость) создают различный темп падения давления по отдельным скважинам.

Влияние глубины залегания пласта (в связи с падением пород) на величину забойного давления показано на рис. 112. На этом рисунке видно, что даже при горизонтальном положении пьезометрической поверхности давления на забоях отдельных скважин различны из-за падения пород. Для выявления характера распределения давлений их удобно привести к уровню моря, принимая-

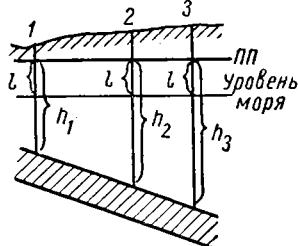


Рис. 112. Влияние глубины залегания пласта на величину забойного давления.

1, 2, 3 — скважины; ПП — пьезометрическая поверхность.

мому за условную поверхность. В этом случае при горизонтальности пьезометрической поверхности приведенные давления во всех скважинах будут равными величине l и любые, даже незначительные, аномалии в величинах приведенных давлений можно будет легко обнаружить.

Давления необходимо приводить к уровню моря во всех случаях, когда изменения давлений вследствие падения пород превышают принятую точность ($0,5 \text{ atm}$ и менее) построения карты изобар.

Давления, приведенные к уровню моря, в дальнейшем будем называть приведенными изобарами. Расчет приведенной изобары можно производить по следующей схеме. Допустим, замеренное в скважине статическое пластовое давление оказалось равным p . Для этого давления вычисляют эквивалентный ему столб нефти (или воды) по формуле

$$h = \frac{10p}{\gamma}, \quad (\text{III. 54})$$

где γ — удельный вес нефти (или воды).

Вычисленный столб нефти (удобнее расчеты вести по столбу нефти в нефтяных скважинах) отсчитывают от кровли пласта в данной скважине и определяют приведенную изобару (рис. 113). Изобару ниже уровня моря берут со знаком минус, а изобару выше уровня моря — со знаком плюс. Приведенную изобару определяют с соответствующим знаком по формуле

$$h - L + H = \pm l, \quad (\text{III. 55})$$

где h — столб жидкости (до кровли пласта), эквивалентный забойному давлению, в m ;

L — глубина скважины от устья до кровли пласта в m ;

H — альтитуда скважины в m ;

l — приведенная изобара (с соответствующим знаком) в m .

Рис. 114 иллюстрирует расчеты приведенной изобары, выполненные по указанной выше формуле, для различных положений кровли пласта ($h_{\text{иг}}$ — изогипса кровли пласта).

Вычисленные приведенные изобары используют для построения карты приведенных изобар. Впервые такая карта была построена М. А. Ждановым в 1933 г. При построении карты приведенные изобары надписывают у скважин на плане их расположения и далее аналогично структурной карте путем интерполяции строят карту приведенных изобар. На рис. 115 показана карта приведенных изобар, построенная для брахиантклинальной складки. Эта карта исключает влияние на величины давлений падения пластов и по-

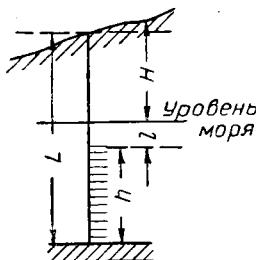


Рис. 113. Схема расчета приведенной изобары.

зволяет весьма эффективно проводить анализ распределения пластовых давлений. На ней отчетливо видна резкая дифференциация зон депрессий и зон повышенного давления, являющаяся следствием

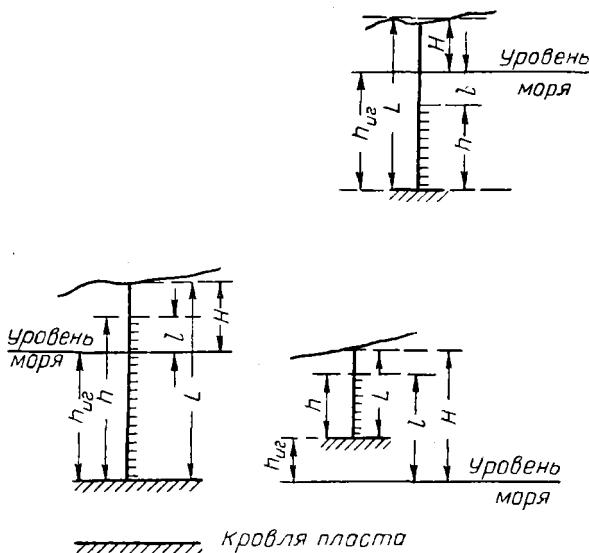


Рис. 114. Схема определения приведенных l и истинных h изобар для различных положений кровли пласта.

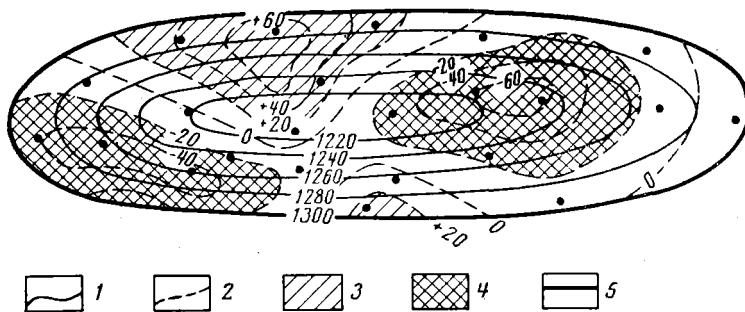


Рис. 115. Карта приведенных изобар.

1 — изогипсы по кровле пласта; 2 — приведенные изобары; 3 — зоны повышенного давления; 4 — зоны пониженного давления; 5 — внешний контур нефтеносности. Точками обозначены скважины.

неравномерной разработки пласта. В этом и заключается преимущество карт приведенных изобар при анализе разработки пласта. Карты истинных изобар при существенном угле падения пород не

позволяют эффективно провести анализ разработки, хотя составлять их полезно для решения ряда геолого-промышленных вопросов.

Построение карт истинных изобар значительно облегчается при наличии карт приведенных изобар. Для этого карту приведенных изобар накладывают на структурную карту и, пользуясь методом схождения, в точках пересечения приведенных изобар и изогипс подземного рельефа определяют значения истинных изобар (рис. 116) по формуле

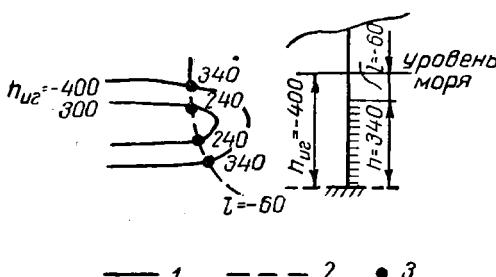


Рис. 116. Схема построения карты истинных изобар по данным карты приведенных изобар по методу карты схождения.

1 — изогипсы; 2 — приведенная изобара; 3 — точки для построения карты истинных изобар.

По вычисленным таким образом значениям строят карту истинных изобар (рис. 117). Сравнение ее со структурной картой (в данном случае брахиантклинальной складкой) показывает, что она в значительной мере повторяет изогипсы подземного рельефа и, как уже указывалось выше, нечетко выявляет зоны депрессий и зоны повышенного давления.

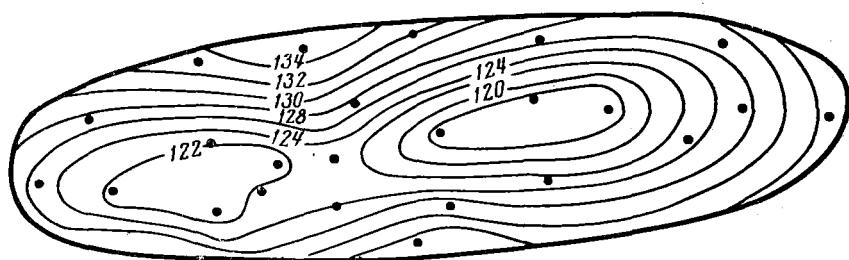


Рис. 117. Карта истинных изобар.

Для пологих структур, когда падение пород не превышает $1-2^{\circ}$, строят непосредственно карты истинных изобар, в других же случаях для анализа разработки пласта составляют карты приведенных изобар. Однако при всяком рода построениях карт приведенных изобар полезно строить карту истинных изобар, которая является основой для определения среднего пластового давления на дату ее составления. Сопоставление средних пластовых

давлений на различные даты позволяет судить о явлениях, происходящих в недрах в процессе разработки, и наметить соответствующие мероприятия для интенсификации добычи нефти и повышения коэффициента отдачи.

Карты истинных изобар удобнее выражать не в метрах нефтяного столба, а в атмосферах, переводя вычисленные истинные изобары в атмосферы по соотношению

$$p = \frac{h \gamma_h}{10} .$$

Средним пластовым давлением в каком-либо выделенном объеме пласта называется то давление, которое установилось бы в нем после полного перераспределения и выравнивания давления в результате мгновенного изолирования этого объема от окружающей среды.

Среднее пластовое давление вычисляют по карте истинных изобар как средневзвешенную величину по площади или по объему, пользуясь формулой

$$p_{cp} = \frac{p_1 f_1 h_1 + p_2 f_2 h_2 + \dots + p_n f_n h_n}{f_1 h_1 + f_2 h_2 + \dots + f_n h_n} , \quad (\text{III. 57})$$

где p_{cp} — среднее пластовое давление на дату составления карты изобар в atm ;

f_1, f_2, \dots, f_n — площади отдельных участков пласта, ограниченные соседними изобарами, в ga ;

h_1, h_2, \dots, h_n — средние мощности пористой части пласта между соответствующими соседними изобарами в m ;

p_1, p_2, \dots, p_n — средние давления в соответствующих участках, определяемые как средние величины между двумя соседними крайними изобарами, в atm .

В тех случаях, когда мощность пласта не меняется или изменяется незначительно, среднее пластовое давление определяют путем взвешивания лишь по площади. При наличии изменчивой мощности среднее пластовое давление определяют путем взвешивания по объему.

Расхождения в определении среднего пластового давления при взвешивании по площади и по объему обычно не превышают 5—6% (иногда доходят до 10%); однако эти расхождения могут быть различными и зависят от характера изменения мощности пласта и вида карт изобар.

При определении среднего пластового давления путем взвешивания по объему построение карты изобар ведут в следующем порядке:

- 1) строят карту истинных изобар;
- 2) строят карту равной эффективной мощности;
- 3) накладывают одну карту на другую и в точках пересечения указанных изолиний берут произведения ph ;

4) по точкам пересечения изолиний (по значениям ph) строят новую карту равных значений ph ;

5) по этой карте подсчитывают среднее пластовое давление как величину, взвешенную по объему, по формуле (III. 57) с той лишь разницей, что в данном случае производят взвешивание по площади значений ph и площади соседних участков ограничивают соседними изолиниями ph .

Для правильной интерполяции давлений между скважинами, в которых оно замерено, необходимо знать закономерности изменения давления в данном направлении. Эти закономерности определяются свойствами пласта, его фациальной изменчивостью, системой расположения скважин и т. д., которые обычно в полной мере неизвестны. В связи с указанным обычно проводят линейную интерполяцию давлений. При помощи интерполяции находят промежуточные давления, через которые проводят изобары в соответствии с выбранным интервалом давления.

Некоторые исследователи считают более правильным проводить интерполяцию между соседними скважинами при построении карты истинных изобар по логарифмическому закону в связи с тем, что в процессе разработки в пласте отсутствует статическое равновесие и наблюдающиеся в скважинах воронки депрессий имеют форму логарифмической кривой. Однако такого рода соображения не являются правильными, так как в каждой из двух соседних скважин имеются воронки депрессий и изменение давлений от одной скважины до другой может происходить по логарифмическому закону лишь до какой-то промежуточной точки между ними («нейтральной точки»), нахождение которой затруднено. В связи с этим производилась формальная интерполяция между скважинами по логарифмическому закону, что в принципе является неправильным. Практика интерполяции давлений по логарифмическому закону оказалась весьма трудоемкой и не оправдала себя.

Иначе следует рассматривать вопрос об экстраполяции давлений за пределы известных значений до контура нефтеносности. В этом случае давления от точки депрессии (от крайней скважины) к контуру нефтеносности изменяются непрерывно по логарифмической кривой и экстраполяцию их следует производить по логарифмическому закону. И. Г. Пермяков и А. Г. Халиков для экстраполяции давлений далеко за пределы разбуренного участка, а также интерполяции давлений между далеко расположенным скважинами предлагают производить расчет изменения давления по формуле для неустановившегося упругого режима. Использование данного метода может оказаться полезным.

Карты изобар, как уже указывалось, широко применяют для определения среднего пластового давления и анализа разработки пласта на основании изучения распределения пластовых давлений.

Для анализа разработки замеренные давления в скважинах часто приводят к начальному положению водо-нефтяного (или газо-нефтяного) контакта согласно формулам (III. 42) и (III. 43).¹

Исследования показали, что карты изобар могут быть использованы и для решения других вопросов, а именно:

1) определения скоростей перемещения отдельных участков контура нефтеносности, что помогает при решении задачи по обеспечению равномерного перемещения внутреннего контура нефтеносности;

2) приближенного определения проницаемости пласта;

3) приближенной оценки внешней области залежи путем изучения характера изменения давлений в связи с отбором жидкости внутри самой залежи;

4) приближенного определения положения водо-нефтяного контакта.

При изучении распределения пластовых давлений по картам изобар следует иметь в виду, что отдельные участки стужения изобар свидетельствуют об увеличении отбора жидкости из них, о нагнетании воды в пласт или об ухудшении коллекторских свойств пласта по сравнению со смежными участками.

Производя расчет давлений по картам изобар, кроме среднего пластового давления для всей залежи, полезно вычислить средние давления для различных зон пласта: зоны отбора, зоны нагнетания и т. д.

Точность составления карт изобар в значительной мере зависит от точности замеров давлений в скважинах, что связано с конструкцией манометра и его техническим состоянием.

Максимальная ошибка прибора, зависящая только от его конструктивных особенностей, определяется его классом точности — величиной, численно равной процентному отношению максимально возможной ошибки к пределу измерения прибора. Применяемые на промыслах глубинные манометры обычно имеют класс точности от 0,5 до 1. Такую точность можно было бы считать достаточной, если бы замерять давления этими приборами удавалось таким образом, чтобы ошибки при всех замерах имели один и тот же знак и примерно одинаковую величину. Из-за неудовлетворительного технического состояния приборов фактические погрешности в замерах могут значительно превышать погрешности, определяемые классами точности. Использование данных таких замеров при построении карт изобар в некоторых случаях может привести к очень большим ошибкам (особенно в градиентах давлений, определяемых по картам изобар).

¹ Там не показано приведение давлений на контакт газ — нефть, так как это не вызывает никаких затруднений.

Применяемые для замеров приборы необходимо как можно чаще и тщательней тарировать. Для замеров давлений в скважинах, эксплуатирующих один объект, следует применять по возможности одни и те же приборы в течение всего периода замеров давлений.

Хорошие результаты могут быть получены, если использовать для замеров забойных давлений дифференциальные глубинные манометры УФНИИ конструкции М. М. Иванова. В этом случае точность замеров определяется классом точности образцовых манометров, применяемых для зарядки дифференциальных манометров. Образцовые же манометры, как правило, имеют класс точности 0,35.

При разработке новых конструкций глубинных манометров необходимо учитывать, что при замерах давлений не так важна абсолютная точность приборов, как относительная точность замеров одним и тем же прибором по различным скважинам. Другими словами конструкция прибора должна быть такой, чтобы при замерах в условиях примерно одинаковой температуры в пределах сравнительно небольшого диапазона давлений ($10\text{--}40\text{ atm}$) ошибки в замерах имели один и тот же знак и примерно одинаковую величину.

При исследованиях скважин методом восстановления давления в тех случаях, когда давление восстанавливается от забойного не более чем на $15\text{--}20\text{ atm}$, следует применять глубинные дифференциальные манометры, обеспечивающие достаточно высокую точность измерений.

Для скважин низкопродуктивных пластов, по которым давление после создания депрессии восстанавливается на десятки атмосфер, для снятия кривых восстановления давления можно применять обычные глубинные манометры.

При рассмотрении энергетических свойств пласта, помимо изучения распределения давлений посредством составления карт изобар, следует изучать упругие свойства пласта и жидкости, которые также влияют на процесс перераспределения пластового давления. Как известно, при пуске скважины в эксплуатацию забойное давление снижается, что и обусловливает движение нефти из пласта в скважину. Вследствие упругих свойств пластовой системы изменение давления в точке данной скважины передается на ближайшую зону пласта не мгновенно, а постепенно, в течение некоторого времени. Вначале пластовое давление снижается лишь в непосредственной близости от ствола скважины, затем это снижение распространяется на соседнюю зону, далее до границ залежи и за пределы ее до естественных границ продуктивного пласта. Такое постепенное изменение давления, передающееся от скважины до естественных границ пласта, и представляет собой процесс перераспределения пластового давления. Этот процесс теоретически длится бесконечно долго, но практически его можно считать законченным в короткий срок (от нескольких часов до нескольких дней) в зависимости от физических свойств жидкости и породы. Для этого в работающей сква-

жине производят два последовательных замера (через определенные промежутки времени) дебита и давления и, если они отличаются не более чем на 10%, можно считать режим работы установившимся в результате происшедшего перераспределения пластового давления.

Процесс перераспределения пластового давления зависит от степени упругости пластовой системы. Чем большей упругостью обладают порода и заключающаяся в ней жидкость, тем больше времени потребуется на перераспределение пластового давления, и наоборот. Если бы пластовая система не имела упругих свойств, т. е. порода и заключающаяся в ней жидкость и газ были абсолютно жесткими (несжимаемыми), то при пуске скважины в эксплуатацию или изменениях режима ее работы давление в залежи перераспределялось бы мгновенно. Практически, однако, таких явлений не бывает, изменяется лишь упругость пластовой системы и в зависимости от этого скорость перераспределения пластового давления.

Для количественной оценки значения упругих свойств пластовой системы В. Н. Щелкачев ввел понятие о комплексном показателе — коэффициенте упругоемкости пласта, показывающем, какую долю от объема породы составляет объем жидкости, полученной из нее за счет упругости породы и самой жидкости при снижении давления на 1 ат. Коэффициент упругоемкости пласта учитывает упругое расширение жидкости, заключающейся в породе, и уменьшение объема пор вследствие упругости пласта и характеризует удельный упругий запас пластовой системы.

Коэффициент упругоемкости пласта определяют по формуле

$$\beta^* = m \beta_{ж} + \beta_{п}, \quad (\text{III. 58})$$

где m — коэффициент пористости породы;

$\beta_{ж}$ — коэффициент сжимаемости жидкости;

$\beta_{п}$ — коэффициент сжимаемости породы.

Пользуясь коэффициентом упругоемкости, можно установить, что в пласте объемом V_1 при снижении давления на некоторую величину Δp количество жидкости, выделившееся за счет упругих свойств среды, т. е. упругий запас пласта, при данном снижении давления будет

$$\Delta V_x = \beta^* V_1 \Delta p. \quad (\text{III. 59})$$

Для оценки скорости перераспределения давления, распространяющегося от возмущающей скважины в упругой пористой среде пласта, пользуются коэффициентом пьезопроводности, который также был введен В. Н. Щелкачевым. Коэффициент пьезопроводности зависит от физической характеристики породы и заключающейся в ней жидкости; величина его определяется формулой

$$\kappa = \frac{k}{\mu (m \beta_{ж} + \beta_{п})}, \quad (\text{III. 60})$$

где κ — коэффициент пьезопроводности в $\text{см}^2/\text{сек}$;

k — коэффициент проницаемости в дарси;

μ — вязкость жидкости (нефти или воды) в пластовых условиях в сантимпузах;

m — коэффициент пористости породы в долях единицы;

$\beta_{ж}$ — коэффициент сжимаемости жидкости (нефти или воды) в $1/\text{ам}$;

β_p — коэффициент сжимаемости породы в $1/\text{ам}$.

Величина ($m \beta_{ж} + \beta_p$), входящая в знаменатель этого выражения, представляет собой коэффициент упругоемкости пласта β^* . После соответствующей замены получаем формулу для определения коэффициента пьезопроводности в следующем виде:

$$\kappa = \frac{k}{\mu \beta^*}. \quad (\text{III. 61})$$

Коэффициент пьезопроводности позволяет дать количественную оценку перераспределения давлений в пласте, а также определить время, в течение которого распространится и установится понижение давления от возмущающей скважины к реагирующей, если известны расстояние от возмущающей скважины до реагирующей и величина понижения давления в них.

Чем больше величина коэффициента пьезопроводности, тем быстрее распространится давление в пласте и тем быстрее пополнится запас энергии в зоне эксплуатационных скважин. В пластах с низкими коэффициентами пьезопроводности пластовое давление резко падает, что приводит к быстрому прекращению фонтанирования скважин; пополнение энергии за счет законтурного заводнения в этом случае происходит очень медленно.

Коэффициент пьезопроводности определяют либо по наблюдению за реагированием скважин на возмущение соседних скважин, либо по кривым восстановления давлений. Для анализа изменений коэффициента пьезопроводности по пласту составляют карты равной пьезопроводности обычным методом построения карт изолиний.

В связи с тем, что сжимаемость породы при изменении пластового давления меняется незначительно, для практических расчетов условно считают ее постоянной для данного пласта.

Коэффициент сжимаемости породы ориентировочно принимают равным

$$\beta_p = (1,4 \div 1,7) 10^{-5} [1/\text{ам}].$$

Для более точных расчетов коэффициент β_p определяют в лаборатории.

Коэффициенты сжимаемости для нефти и воды соответственно приведены в § 2 и 3 настоящей главы.

Следует иметь в виду, что абсолютные величины объемных изменений пласта под влиянием упругих свойств незначительны, но

в общем балансе пласта они оказывают заметное влияние на характер проявления энергетических свойств его. Объем зерен породы изменяется меньше, чем объем жидкости и газа. Изменения объема пласта зависят от свойств зерен породы и жидкости, давления и температуры; объем жидкости изменяется в зависимости от величины ее насыщенности газом. При большом объеме пласта и насыщающих его жидкостей упругие силы могут иметь существенное значение для энергетического баланса пласта и играть заметную роль в вытеснении нефти из пласта в скважине.

Коэффициент проницаемости позволяет решать многие вопросы разработки нефтяных месторождений, поэтому определение и изучение его имеют большое значение.

Температура пласта

Знание пластовой температуры необходимо для изучения свойств пластовой нефти, газа и воды (при проектировании, осуществлении и анализе разработки пласта), определения режима пласта и динамики движения подземных вод, установления условий формирования залежей нефти и газа, а также для изучения теплового поля земной коры (при геофизических исследованиях). Оно оказывает большую помощь и при решении различных технических вопросов, связанных с тампонажем скважин, перфорацией и т. д.

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

Максимальный термометр позволяет определить температуру лишь в данной точке пласта. Основным его свойством является то, что он сохраняет температуру длительное время, если он не попал в среду с более высокой температурой. В скважину термометр спускают при помощи лебедки Яковleva на тонком стальном тросе; предварительно его помещают в особый металлический футляр-гильзу, способный выдержать высокое давление. Для восприятия температуры в интервале измерения максимальный термометр следует держать в этом интервале около 1—2 час.

При пользовании термометром следует избегать толчков и охлаждать его перед спуском, если температура воздуха выше температуры в скважине, и начинать измерение температуры с верхних точек пласта во избежание перемешивания раствора при спуске и подъеме термометра. Для контроля полезно одновременно спускать не один, а два-три термометра.

Более удобно пользоваться электрическим термометром, спускаемым в скважину на каротажном кабеле. Время, в течение которого он воспринимает температуру окружающей среды, невелико, что и позволяет сразу получить температурную кривую по скважине; скорость перемещения термометра по стволу скважины должна быть такой, при которой он успеет воспринять температуру окружающей среды.

Замеры температуры можно производить в скважинах, закрепленных обсадными трубами и незакрепленных. Перед замером скважина должна быть оставлена в покое на 20—25 суток для того, чтобы в ней восстановился нарушенный бурением или эксплуатацией естественный температурный режим. Однако в промысловых условиях нередко приступают к замерам по истечении всего лишь 4—6 час. после остановки скважины. В процессе бурения температуру замеряют обычно в скважинах, временно остановленных по техническим причинам.

В эксплуатационных скважинах замеры температуры производят после подъема насоса; эти замеры являются 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 суток). 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. Геотермическую ступень, т. е. расстояние в метрах, при углублении на которое температура пород закономерно повышается на 1°C, определяют по формуле

$$G = \frac{H - h}{T - t}, \quad (\text{III. 62})$$

где G — геотермическая ступень в м/°C;

H — глубина места замера температуры в м;

h — глубина слоя с постоянной температурой в м;

T — температура на глубине H в °C;

t — средняя годовая температура воздуха на поверхности в °C.

Для более точной характеристики геотермической ступени необходимо иметь замеры температуры по всему стволу скважины. Такие данные позволяют вычислить величину геотермической ступени в различных интервалах разреза, а также определить геотермический градиент, т. е. прирост температуры в °C при углублении на каждые 100 м.

Величина геотермического градиента (Γ) равна

$$\Gamma = \frac{(T - t) 100}{H - h}, \quad (\text{III. 63})$$

следовательно, зависимость между геотермической ступенью и геотермическим градиентом выражается соотношением

$$G = \frac{100}{\Gamma}. \quad (\text{III. 64})$$

Как уже указывалось, данные термических исследований могут быть широко использованы для изучения не только разрезов скважин и выявления в них нефтеносных, газоносных и водоносных пластов, но и геологического строения нефтяного месторождения в целом.

В. М. Николаев указывает на возможность использования геотермических данных для прослеживания за динамикой подземных вод и направлением их стока. Г. М. Сухарев составил карту геоизотерм по III группе песчаников чокракского горизонта для Терско-Дагестанской нефтегазоносной области с целью использования ее для прогнозов нефтегазоносности недр. Он установил, что в зонах затрудненного водообмена величина геотермической ступени в водоносном комплексе зависит от его гипсометрического положения. Если водоносный комплекс имеет низкую отметку, то величина геотермической ступени будет наименьшей, и наоборот. В зонах слабого движения вод, т. е. практически при отсутствии водообмена, геотермическая ступень является нормальной. В зонах ослабленного движения вод, связанного с литологическими или структурными условиями, величина геотермической ступени является промежуточной между зоной затрудненного водообмена и зоной отсутствия водообмена. По карте геоизотерм можно судить о затухании подземного стока вследствие ухудшения проницаемости песчаников, а также наблюдать за динамикой и направлением движения подземных вод и т. д.

Бан Орстранд провел интересные региональные исследования геотермии нефтяных месторождений США. Он указал, что величина геотермического градиента (в $^{\circ}\text{C}$ на 100 м) возрастает в антиклинальных зонах и уменьшается в синклиналях. Таким образом, антиклинали являются зонами повышенной температуры, а синклинали зонами пониженной температуры.

Как известно, для верхних слоев земной коры (10—20 км) величина геотермической ступени в среднем равна 33 м и значительно колеблется для различных участков земного шара. Так, например, для Грозинской нефтеносной области она составляет 8—12 м, Апшеронского полуострова (по данным Ш. Ф. Мехтиева) 21—37 м, ряда месторождений Урало-Большой нефтеносной провинции около 100 м, для золотоносных месторождений Южной Африки около 110 м, для нефтяного района штата Уайоминг 11 м. Как уже отмечалось, физическое состояние и свойства нефти (вязкость, поверхностное натяжение, способность поглощать газ) резко меняются с изменением температуры, а следовательно, изменяется и способность нефти двигаться по пласту к забоям скважин.

Знание температуры в залежи нефти оказывает значительную помощь при организации добычи и в борьбе за полное использование имеющихся запасов нефти. Изучение температуры недр — важная задача геолога-нефтяника.

§ 5. РЕЖИМ ГАЗОНЕФТЕНОСНЫХ ПЛАСТОВ

Режимом газонефтеносного пласта называют характер проявления его движущих сил, зависящих от физико-геологических природных условий и мероприятий, проводимых при его разработке и эксплуатации. О режиме пласта судят по характеру изменения его дебита во времени, пластового давления во времени, характеру изменения давления в зависимости от отбора жидкости и т. д. Режим пласта — сложный комплекс проявления его движущих сил, который еще более усложняется в процессе разработки и эксплуатации.

Для всестороннего познания режима пласта необходимо изучить не только его литолого-физические свойства, но и промысловые данные, характеризующие дебит нефти, газа, воды, динамику продвижения контура нефтеносности и т. д.

Знание режима нефтеносного пласта необходимо для проектирования рациональной системы разработки и эффективного использования пластовой энергии с целью максимального извлечения нефти и газа из недр.

Первые серьезные научные работы по изучению режимов нефтеносных пластов проведены геологами в Грозненском районе в 1922—1927 гг. Особенно следует отметить работы В. П. Яковлева, Н. Т. Линдтрона и др. Большое значение для изучения режимов нефтеносных пластов имели ежегодные совещания геологов, проходившие под председательством акад. И. М. Губкина.

Значительную роль в развитии знаний о режимах нефтяных месторождений сыграл съезд ВНИТО нефтяников, состоявшийся в Баку в 1933 г. Классификация режимов нефтеносных пластов, выдвинутая С. Герольдом, подверглась на съезде серьезной критике. На этом съезде впервые¹ было указано на возможность наличия в пределах нефтеносного пласта не одного режима, как указывал С. Герольд, а нескольких.

В 1936 г. И. Н. Стрижов впервые высказал идею о наличии в нефтеносных пластах упруго-грузового режима. В 1948 г. В. Н. Щелкачев дал аналитические выражения упругого режима пластовых водонапорных систем.

В настоящее время в работах различных исследователей имеются отличающиеся одна от другой схемы классификации режимов нефтеносных пластов, однако большинство исследователей, исходя из природы действующих сил, выделяет следующие основные режимы нефтеносных пластов:

- 1) водонапорный режим;
- 2) упругий режим;

¹ В докладе М. А. Жданова по данным исследования режима работы залежи С₂ Ашхеронского месторождения Майкопского района. Плановая разработка нефтяных месторождений, вып. II, ОНТИ, 1934.

- 3) газонапорный режим (или режим газовой шапки);
- 4) режим растворенного газа;
- 5) гравитационный режим.

Водонапорный режим

При водонапорном режиме основной энергией, продвигающей нефть по пласту, является напор краевых (или подопшвенных) вод. В процессе эксплуатации залежи дебиты и давления остаются почти постоянными, если не нарушается баланс между отбором жидкости из пласта и поступлением воды в пласт. При нарушении этого баланса давление зависит от текущего отбора жидкости. Газовые факторы остаются низкими и постоянными, если не нарушается указанный баланс и давление не падает ниже давления растворимости газа в нефти. Во время эксплуатации наблюдаются непрерывное перемещение контура нефтеносности и обводнение нефтяных скважин.

Эффективность водонапорного режима зависит от размеров водонапорной системы, коллекторских свойств пласта и гипсометрической разности между глубиной залегания продуктивных пород и высотой выхода их на поверхность. При эффективном водонапорном режиме ширина водонапорной системы (если считать от внешней границы залежи нефти) обычно составляет не менее 15—25 км, а проницаемость пород — не менее 1 дарси. Классическим примером проявления водонапорного режима в месторождениях Советского Союза, где он и был детально изучен (Н. Т. Линдтроп), являются пласти XIII и XVI Октябрьского (Ново-Грозненского) месторождения.

При эффективном водонапорном режиме коэффициент нефтеотдачи достигает 0,8. Интенсивность проявления водонапорного режима зависит не только от указанных выше природных факторов, но и от темпа отбора жидкости из пласта в целом, а также из отдельных его участков.

Опыт разработки месторождений с водонапорным режимом показал, что естественные условия режима нередко сохраняются при годовом отборе жидкости из пласта не более 6 % от промышленных запасов нефти в залежи. Эта средняя цифра, конечно, может изменяться в зависимости от свойств коллектора, содержащего залежь, и свойств жидкостей и газов его насыщающих. Если необходимо осуществлять большой отбор жидкости из пласта, нужно прибегать к искусенному воздействию на пласт, чтобы предотвратить падение давления ниже давления растворимости газа в нефти, и переход на менее эффективный режим работы пласта.

Упругий (упруго-водонапорный) режим

Упругие силы могут проявляться при любом режиме. Поэтому упругий режим правильнее рассматривать не как самостоятельный режим, а как фазу водонапорного режима. В период проявления

этой фазы основным источником энергии является упругость жидкости (нефти и воды) и породы.

Упруго-водонапорный режим наиболее ярко проявляется при плохой сообщаемости (или отсутствии сообщения) нефтяной залежи с областью питания или весьма значительной удаленности (50—100 км) области питания от залежи нефти.

Упруго-водонапорному режиму свойственны те же характерные черты, что и водонапорному, однако при эффективном водонапорном режиме в случае неизменяющегося отбора жидкости установившееся динамическое давление в пласте остается также стабильным (до момента изменения режима отбора жидкости из пласта), а при упруго-водонапорном режиме, даже в случае стабильного темпа отбора жидкости из пласта, оно непрерывно снижается. Таким образом, пластовое давление при этом режиме в каждый данный момент эксплуатации зависит и от текущего и от суммарного отбора жидкости из пласта.

По сравнению с водонапорным упруго-водонапорный режим менее эффективен: коэффициент нефтеотдачи колеблется в пределах 0,5—0,7. Для обеспечения соответствующих отборов нефти при этом режиме необходимо проводить мероприятия по воздействию на пласт. Этот режим наблюдается в ряде месторождений восточных районов (Туймазы, Ромашкино) и др.

Газонапорный режим (или режим газовой шапки)

Основной энергией, приводящей нефть по пласту при газонапорном режиме, является напор газа газовой шапки. При наличии огромной газовой шапки по сравнению с залежью нефти в процессе эксплуатации залежи дебиты и давления остаются почти постоянными, если не нарушается баланс между отбором нефти и скоростью продвижения контакта газ—нефть.

В этих условиях пластовое давление зависит от суммарного отбора жидкости из пласта и непрерывно снижается. Газовые факторы остаются постоянными, если не нарушается баланс между отбором жидкости из пласта и скоростью продвижения контакта газ — нефть (т. е. давление в отдельных участках пласта не снижается ниже давления растворимости газа в нефти). В процессе эксплуатации залежи наблюдается непрерывное перемещение контура газонасности (и контакта газ — нефть).

Эффективность газонапорного режима зависит от соотношения размеров газовой шапки и залежи нефти, а также от коллекторских свойств пласта и характера структуры. Благоприятными условиями для проявления этого режима являются высокая проницаемость коллекторов (особенно вертикальная, вкрест напластования), большие углы наклона пластов (хорошая выраженность структуры) и малая вязкость нефти.

По мере извлечения нефти из пласта и снижения давления в нефтяной зоне газовая шапка расширяется и газ продвигает нефть в пониженные части пласта к забоям скважин. Даже при наличии в пониженной части пласта краевых вод газ как источник энергии на первом этапе эксплуатации преобладает. Однако при некотором напоре краевых вод по мере снижения давления в газовой шапке может начаться перемещение нефти из нефтяной зоны пласта в газовую шапку. Такое перемещение нежелательно, так как нефть, смачивающая сухие пески газовой шапки, может быть безвозвратно потеряна. В связи со сказанным выпуск газа из газовой шапки, а также эксплуатация скважин с высоким газовым фактором при газонапорном режиме недопустимы; газ газовой шапки нужно всемерно беречь, а в случае необходимости надо закачивать газ в газовую шапку для того, чтобы предотвратить продвижение в нее нефти из нефтяной зоны пласта¹.

Коэффициент нефтеотдачи при газонапорном режиме колеблется в пределах 0,5—0,7.

Месторождениями, имеющими огромную газовую шапку с оторочкой нефти, являются, например, Бугурусланское (Ново-Степановский район и Калиновский участки), Карадаг и др.

Режим растворенного газа

При режиме растворенного газа нефть продвигается по пласту к забоям скважин под действием энергии пузырьков расширяющегося газа при выделении его из нефти. В процессе эксплуатации залежи дебит и давление непрерывно снижаются. Давление зависит от суммарного отбора нефти из пласта. Газовые факторы в начальную стадию разработки быстро возрастают, а в дальнейшем по мере истощения залежи снижаются. Появление в пласте (в результате снижения пластового давления) свободного газа даже в количестве 7% сильно снижает фазовую проницаемость для нефти, что приводит к резкому снижению эффективности рассматриваемого режима. Коэффициент нефтеотдачи при этом режиме составляет 0,2—0,4.

При режиме растворенного газа контурные воды не продвигаются или же продвигаются и внедряются в залежь весьма незначительно по сравнению с отбором нефти из нефтяной зоны. Это обусловлено плохими коллекторскими свойствами пласта в приконтурной части залежи нефти и взаимодействием вод и пород в приконтурной зоне пласта. В связи с этим даже в начальном положении контур нефтепроносности не совпадает с изогипсами пласта, а сечет их, что наблюдалось, например, в северо-восточной части залежи нефти (пласт С₂) Ашхеронского месторождения (Майкопский район).

¹ В некоторых случаях добывчу газа из газовой шапки производят при соблюдении соответствующих мероприятий по разработке, предотвращающих продвижение нефти в газовую шапку.

Обычно режим растворенного газа присущ пластам со значительной фациальной изменчивостью, в которых вертикальная проницаемость хуже горизонтальной и структура характеризуется небольшими углами наклона. Как уже указывалось, этот режим может проявляться в пластах с водонапорным режимом и режимом газовой шапки в том случае, когда высокие дебиты скважин не соответствуют скорости продвижения контурных вод или контакта газ-нефть, что приводит к снижению давления ниже давления растворимости газа в нефти.

Гравитационный режим

При гравитационном режиме движение нефти по пласту к забоям скважин происходит за счет силы тяжести самой нефти.

Различают напорно-гравитационный режим и режим со свободным зеркалом нефти.

Напорно-гравитационный режим наблюдается в том случае, когда пласт имеет высокую проницаемость и более или менее круто наклонен, что облегчает продвижение нефти в его пониженные части. При этом режиме дебиты скважин, особенно тех, которые расположены далеко вниз по падению пласта, могут быть более или менее высокими, что приводит к более высокому коэффициенту нефтеотдачи. Например, по пласту Вилькоук (месторождение Оклахома-Сити, США), имевшему режим растворенного газа, к моменту истощения газовой энергии и началу гравитационного режима нефтеотдача составила всего 23%; благодаря высоким коллекторским свойствам пласта и благоприятным условиям проявления гравитационного режима конечная нефтеотдача пласта достигла почти 50%, т. е. за счет гравитационного режима дополнительно получено 27% от промышленного запаса нефти.

Гравитационный режим со свободным зеркалом нефти обычно наблюдается в пластах с пологим залеганием и плохими коллекторскими свойствами. В этом случае уровни в скважинах обычно находятся ниже кровли пласта.

Нефть притекает лишь из площади, находящейся в зоне расположения данной скважины, в результате чего образуется свободная поверхность нефти, определяющаяся линией естественного «откоса».

Нефтеотдача при гравитационном режиме обычно колеблется в пределах 0,1–0,2 (например, для девонских отложений Ухтинского месторождения).

В нефтеносных пластах с недостаточным напором краевых вод (или при отсутствии его) в последней стадии эксплуатации сила тяжести является обычно единственным фактором, обуславливающим продвижение нефти по пласту к забоям скважин, т. е. наблюдается переход на гравитационный режим работы пласта.

Характеристика комплекса исследований для изучения режима нефтеносного пласта

Как уже указывалось, режим нефтеносного пласта в процессе эксплуатации может изменяться под влиянием естественных и искусственных факторов. Более того, на различных участках одного и того же пласта могут наблюдаться различные режимы. Следовательно, режим работы пласта можно весьма существенно изменять путем установления того или иного отбора жидкости из пласта или проведения соответствующего мероприятия. Это следует иметь в виду, обстоятельно изучая режим и проектируя такой режим работы пласта, который обеспечил бы получение максимального коэффициента нефтеотдачи.

Основными факторами, обуславливающими режим работы залежи нефти, следует считать структурно-тектонические особенности пород, с которыми связана залежь нефти, физические и литологические свойства коллекторов, физико-химические свойства воды, нефти и газа. При изучении режима залежи нефти следует учитывать общие геологические условия формирования и распределения залежей нефти в пределах рассматриваемой нефтеносной области. В процессе такого изучения могут быть выяснены условия залегания нефти, распределения нефти, газа и воды, их физические и химические свойства, геотермические условия в пластах, положение пьезометрических уровней, а также области питания.

Структурные условия определяют характер и особенности напора вод. Изучение тектонических нарушений помогает выяснить направления движения подземных вод и специфику распределения пластовых давлений. Исследование литолого-физических и коллекторских свойств пород позволяет выяснить условия, благоприятствующие проявлению того или иного режима, и, в частности, степень возможного проявления водяного напора.

При благоприятных литологических свойствах пород напор пластовых вод будет активным и залежь будет иметь водонапорный режим. При неблагоприятных литологических свойствах пород в залежи проявится газонапорный режим или режим растворенного газа. Например, в пластах чистых песчаников большой мощности условия для водонапорного режима благоприятны и, наоборот, в пластах малой мощности, особенно в выклинивающихся и линзовидных, водонапорный режим почти полностью исключается. Неблагоприятны для проявления водонапорного (особенно эффективного) режима также пласти с тонким переслаиванием песков и глин; в этом случае следует ожидать возникновения одного из газовых режимов.

Значительную помощь для установления режима пласта оказывает изучение пластовой температуры. Обычно нормальная величина геотермической ступени наблюдается в тонко- и мелкозернистых

песчаниках (песках), в которых почти не совершается естественное движение пластовых вод. В пластах, характеризующихся наличием крупнозернистых песчаников (песков) и вод с низкой минерализацией, обычно наблюдаются низкая пластовая температура и активный водонапорный режим. Наоборот, пласти, представленные мелко-зернистыми песчаниками (песками) и отличающиеся высокой минерализацией пластовых вод, обычно имеют наиболее высокую пластовую температуру и, как правило, газовый режим (газонапорный или режим растворенного газа).

Для познания режимов пластов важным является определение гипсометрии выхода пластов на поверхность (для установления области питания) и гипсометрии области стока. Знание положения области питания и области стока дает возможность оценить пьезометрические уровни, направление движения вод и возможные пластовые давления.

В пластах с резко выраженным водонапорным режимом начальные пьезометрические уровни всегда занимают более низкое положение, чем в пластах с газонапорным режимом, принадлежащих к той же системе. Более низкое положение пьезометрических уровней в пластах с водонапорным режимом объясняется сравнительно низким гипсометрическим положением выходов песчаных пластов в область стока (и размерами стока).

Помимо указанного выше комплекса исследований в период геологических полевых и разведочных работ, для изучения режима залежи нефти необходимо также использовать материал, полученный уже в начальную стадию разработки. Поэтому следует наблюдать за изменением давления и дебита в процессе эксплуатации залежи и их взаимозависимостью, а также за динамикой изменения газового фактора.

На рис. 118 показаны графики эксплуатации пластов при различных режимах.

Если сопоставить поведение газовых факторов в процессе эксплуатации с коэффициентом нефтеотдачи от начального балансового (геологического) запаса нефти, то получим схему изменения газовых факторов, приведенную на рис. 119, на котором газовый фактор выражен в процентах по отношению к первоначальной величине, принятой за 100%.

Из рис. 119 видно, что при водонапорном режиме газовый фактор остается стабильным в течение всего периода эксплуатации (при условии сохранения баланса отбора жидкости, о чём указывалось выше), при эффективном режиме газовой шапки он остается стабильным длительное время (при соблюдении указанных выше условий) и только в последнюю стадию эксплуатации быстро и неудержимо возрастает (при неэффективном газонапорном режиме газовый фактор начинает возрастать значительно раньше), при режиме растворенного газа газовый фактор начинает быстро повышаться

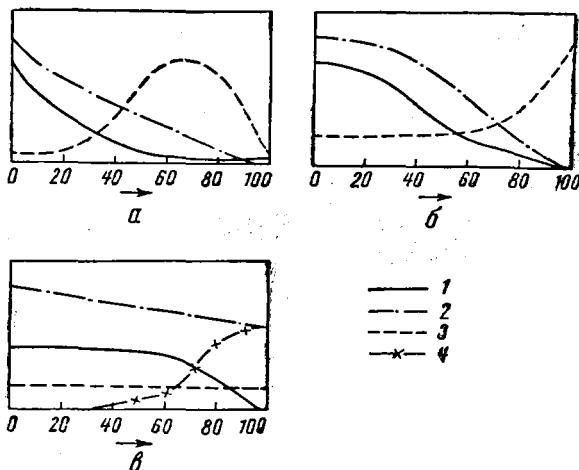


Рис. 118. Графики эксплуатации пластов при различных режимах.

a — режим растворенного газа; *б* — режим газовой шапки;
в — водонапорный режим.

1 — добыча нефти; 2 — давление; 3 — газовый фактор; 4 — добыча воды. По оси абсцисс дан процент отбора от начального промышленного запаса нефти.

уже в начальную стадию эксплуатации, а затем по мере истощения залежи быстро падает.

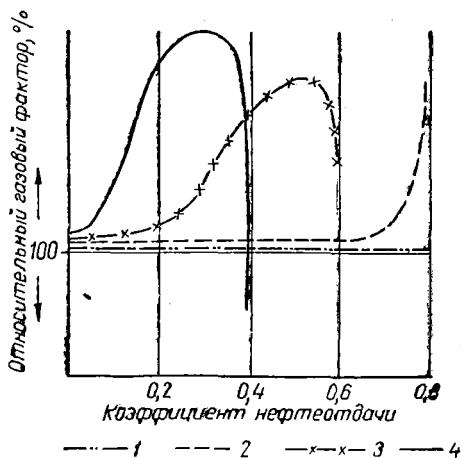
Совершенно очевидно, что схемы поведения пластов, приведенные на рис. 118 и 119, имеют место при естественной работе пластов.

В случае применения мероприятий по воздействию на пласт эти схемы могут значительно измениться в зависимости от принятого метода воздействия.

Помимо изучения поведения пласта, в процессе эксплуатации следует наблюдать за наличием или отсутствием продвижения контактов газ — нефть и нефть — вода, устанавливая динамику их продвижения (а также соответствующих контуров) за тот или другой срок.

Рис. 119. Схема изменения газовых факторов в процессе эксплуатации залежей с различными режимами.

1 — водонапорный режим; 2 — эффективный газонапорный режим; 3 — неэффективный газонапорный режим; 4 — режим растворенного газа.



Следует также учитывать поведение скважин, особенно фонтанных. При газонапорном (и газовом) режиме пласта скважины (особенно присводовые) фонтанируют бурно, с большим газовым фактором и высоким буферным давлением, а при водонапорном режиме — спокойно, обычно с небольшим газовым фактором и невысоким буферным давлением.

Коэффициенты продуктивности отдельных скважин и всего пласта при разных режимах различны. При газонапорном (и вообще газовом) режиме коэффициенты продуктивности скважин имеют небольшую величину (при большой разности статического и динамического уровней), которая в процессе эксплуатации уменьшается, а при водонапорном режиме они являются сравнительно высокими (при небольшой разности статического и динамического уровней) и в процессе эксплуатации, как правило, увеличиваются.

Изучение совокупности указанных выше факторов — основа для правильного установления режима залежки и проектирования рациональной разработки и эксплуатации пласта в целом.

До выявления режима пласта, как правило, не следует назначать высокие дебиты скважин во избежание нарушения естественного режима работы пласта и ухудшения условий добычи нефти.

Режим работы газоносных пластов

В газоносных пластах обычно наблюдаются два основные режима:

- 1) газовый, или режим расширяющегося газа,
- 2) водонапорный (лучше газо-водонапорный), когда движущей силой является не только расширение сжатого в пласте газа, но и давление активных напорных краевых вод, продвигающихся по мере эксплуатации залежи.

В процессе эксплуатации газовой залежи распределение давлений в ней существенно отличается от распределения давлений в нефтяной залежи. Это связано с тем, что воронка депрессии в газовых пластах более крутая, чем в нефтяных пластах, и поэтому пластовое давление уже в непосредственной близости от забоя скважины становится равным давлению, присущему данному пласту.

Всякое изменение давления в скважине очень быстро распространяется на весь пласт.

Это происходит вследствие очень малой вязкости газа и часто значительной проницаемости продуктивных горизонтов для газа в газовых месторождениях. Поэтому при более или менее однородной физико-геологической характеристике газовой залежи пластовое давление в ней в процессе эксплуатации можно считать всюду одинаковым, за исключением небольших зон, непосредственно прилегающих к забоям скважин. Однако указанное распределение давлений и равномерность снижения пластового давления зависят от степени литологической однородности газовой залежи и фациальной изменчивости пород.

Иногда встречаются продуктивные газоносные горизонты настолько литологически неоднородные, что по отдельным его зонам следует отбирать различные количества газа в целях создания равномерного снижения давления по всей газовой залежи.

Газовый режим обычно наблюдается в залежах газа, приуроченных к линзам или к пластам, имеющим ограниченное распространение. Иногда в пониженной части таких коллекторов находится вода, которая является практически неподвижной и не влияет на режим работы газового пласта.

Водонапорный режим залежи в свою очередь может быть собственно водонапорным, когда активные краевые воды продвигаются от области питания под действием веса гидростатического столба жидкости, и упруго-водонапорным, когда краевые воды продвигаются под действием сил упругости жидкости и породы пласта.

Очевидно, для газовых месторождений условия образования водонапорного и упруго-водонапорного режимов должны быть теми же, что и для нефтяных месторождений, т. е. необходимы хорошая проницаемость пласта, активность контурных вод и наличие больших масс жидкости (при упругом режиме).

Однако в условиях эксплуатации газовых и нефтяных месторождений имеется существенное различие, влияющее на их режимы. Дело в том, что вязкость газа примерно в 100 раз меньше вязкости воды, что создает наилучшие условия для движения газа в пористой среде газовых месторождений. Нефть же, добываемая из нефтяных месторождений, имеет вязкость, в большинстве случаев значительно большую, чем вязкость воды. Лишь иногда вязкость нефти в пластовых условиях бывает примерно равной вязкости воды. Поэтому и условия отбора газа из газовых месторождений и нефти из нефтяных месторождений различны.

Технология разработки и эксплуатации газовых месторождений позволяет добывать газ значительно более высокими темпами, чем добывается нефть на нефтяных месторождениях. Краевые воды при данных темпах отбора газа из пластов газовых месторождений как правило, не могут восполнить объемы извлекаемого из пласта газа настолько, чтобы обеспечить поддержание пластового давления. Поэтому водоиз饱орные режимы газовых месторождений с полным восполнением краевой водой объемов извлекаемого из пласта газа в практике встречаются чрезвычайно редко и в большинстве случаев при разработке газовых месторождений, даже при условии продвижения контурной воды, пластовое давление снижается.

Отношение объема воды, поступающей в эксплуатирующийся газовый пласт за определенное время, к объему газа, отобранному из пласта за то же время, называют коэффициентом возмещения. Коэффициент возмещения определяют следующим образом. Если из пласта со средним пластовым давлением 100 atm в течение года отобрано 100 млн. м^3 газа, то в пластовых условиях это составит

приблизительно 1 млн. m^3 ; если при этом в залежь поступило 50 тыс. m^3 воды, то коэффициент возмещения составит 5%.

Коэффициенты возмещения у большинства газовых месторождений очень малы, и режимы их следует рассматривать как приближающиеся к газовому.

Однако коэффициент возмещения — величина не постоянная, а меняющаяся во времени. Контурная вода продвигается под влиянием создаваемой в процессе эксплуатации разности давлений на контуре газовой залежи и на контуре питания водоносного пласта. В первый период разработки и эксплуатации залежи скорость продвижения контурных вод незначительна, так как разность давлений на контуре залежи и на контуре питания водоносного пласта мала. Но по мере эксплуатации залежи пластовое давление будет прогрессивно падать, следовательно, увеличиваться разность давлений и поступление воды в залежь. Соответственно этому коэффициенты возмещения будут возрастать. В конечной стадии разработки месторождения пластовое давление значительно снизится и при некотором снижении добычи газа, происходящем обычно в этот период, коэффициент возмещения может существенно возрасти и достигнуть величины, достаточной для возмещения всего отбираемого в этот период из пласта количества газа.

Режим газовой залежи и коэффициент возмещения можно определить непосредственным наблюдением за продвижением воды по скважинам, а также расчетным путем. Однако из-за значительных расстояний между скважинами, достигающих 1,5—2 км, и недостаточно совершенных методов отбивки положения контакта газ — вода в скважинах определение скорости продвижения краевой воды в газовых месторождениях путем наблюдений является затруднительным.

Изменение в процессе эксплуатации залежи объема порового пространства, занимаемого газом, легче определять по соотношению между объемом извлекаемого газа и падением среднего пластового давления в залежи.

При газовом режиме количество газа, извлекаемого из пласта при снижении среднего пластового давления на 1 ат, для различных интервалов времени является величиной постоянной. Для водоносного режима эта величина для различных интервалов времени неодинакова и возрастает по мере эксплуатации.

В самом деле, количество газа, извлекаемого за какой-либо период времени при снижении давления на 1 ат, определяется соотношением

$$V = \frac{Q}{p_1 - p_2}, \quad (\text{III. } 65)$$

где V — количество газа, полученное при снижении давления на 1 ат (от p_1 до p_2), в m^3 ;

p_1 и p_2 — соответствующие давления на первую и вторую даты замера в ат.

- Q — суммарное количество газа, добытое между первой и второй датами, в m^3 .

Для газового режима величина V остается постоянной и в других интервалах времени эксплуатации залежи. Для водонапорного режима вследствие поступления краевой воды ко второй дате давление установится не p_2 , а p'_2 (при этом $p'_2 > p_2$).

В этом случае, как это следует из формулы (III. 65), получим

$$V_1 = \frac{Q}{p_1 - p_2},$$

и тогда

$$V_1 > V.$$



Глава IV

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ НАБЛЮДЕНИЕ ЗА ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ НЕФТИНОГО И ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Для получения максимальной отдачи нефти из пласта необходимо не только осуществить рациональную систему разработки, но и организовать оптимальные условия эксплуатации залежи. В связи с тем, что оптимальная суммарная добыча из отдельных скважин определяет суммарную добычу из пласта, при наблюдении за эксплуатацией месторождения следует иметь в поле зрения два объекта — пласт и скважину, представляющие по существу одно целое. Организуя режим работы отдельных скважин в связи с задачами эксплуатации пласта с целью обеспечения максимального использования подземных запасов нефти, необходимо вести систематические наблюдения и исследования отдельных скважин и пласта в целом, начиная с вскрытия пласта и освоения скважин.

§ 1. ПОДГОТОВКА К ЭКСПЛУАТАЦИИ И ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН **Вскрытие пласта**

Выбор метода вскрытия нефтяного (и газового) пласта имеет исключительно важное значение для освоения и последующей эксплуатации скважины.

Для эффективной эксплуатации скважин необходимо правильно выбрать технологию вскрытия пласта, обеспечивающую наиболее благоприятные условия притока в скважину нефти или газа, а также предусмотреть технические средства, позволяющие безаварийно, надежно вести работы по вскрытию пласта. От правильного решения этих основных вопросов зависят успешность освоения скважин и получение из них проектируемых дебитов. Технику и технологию вскрытия пласта выбирают применительно к геолого-физической характеристике продуктивных пластов в местах вскрытия их скважинами. Эти пласты могут быть представлены двумя основными группами: 1) пласты, характеризующиеся высокими давлениями, высокой нефтенасыщенностью и фонтанированием при вскрытии и освоении и 2) пласты с малым пластовым давлением, в большинстве

случаев отличающиеся значительной дренированностью и истощенностью предыдущей эксплуатацией.

Для первой группы пластов особое значение имеет надежное обустройство устья скважин и другое оборудование, обеспечивающее безаварийное ведение работ при вскрытии пласта и освоении скважин. Для второй группы пластов особенно важно создать условия, благоприятные для притока нефти и газа в скважины.

Чтобы создать условия наилучшего притока нефти и газа к забоям скважин, необходимо прежде всего правильно выбрать промывочный раствор и оборудование забоя скважины.

Основной промывочной жидкостью, применяемой при бурении скважин, является глинистый раствор. Влияние глинистого раствора на последующее освоение и эксплуатацию скважин связано с тем, что он проникает в пласт и образует на стенах ствола скважины глинистую корку; кроме того, в пласт проникает вода из глинистого раствора, т. е. происходит инфильтрация воды из глинистого раствора в пласт.

Глинистый раствор может проникать в пласт на различное расстояние — от нескольких миллиметров до 5—6 см в зависимости от проницаемости пласта, пластового давления, качества глинистого раствора. Если в пласте есть трещины и другие нарушения, то проникновение глинистого раствора в пласт значительно увеличивается.

Глинистая корка от проникшего в пласт глинистого раствора может образоваться не только на стенах скважин, но и за обсадной колонной, если попавший туда глинистый раствор соприкасается не с водяными, а с нефтяными пластами. В этих случаях происходит обезвоживание глинистого раствора.

Другим фактором, уменьшающим проницаемость для нефти породы, насыщенной водой, является физическое изменение породы (разбухание глин) под действием воды. Этот фактор имеет большое значение, если в породе нефтяного пласта содержатся глинистые частицы. Набухание глины происходит тем в большей степени, чем больше в глине натриевых катионов и чем менее минерализована вода.

Таким образом, вода, попадая в нефтяной пласт при его вскрытии, может сильно затруднить освоение скважины. Поэтому в случае вскрытия пластов, дающих безводную нефть, при вводе скважин в эксплуатацию, ремонтных работах и особенно при низких пластовых давлениях и поглощении промывочной жидкости должны быть приняты меры недопущения попадания воды в пласт.

Из изложенного понятно, какое важное значение имеют выбор промывочной жидкости и ее качество в различных случаях вскрытия пластов.

Следовательно, при вскрытии пласта необходимо применять такую промывочную жидкость, которая не оказывала бы отрицательного влияния на приток нефти из пласта к забою скважины.

Такой жидкостью прежде всего является сама нефть и продукты ее переработки.

Однако нефть имеет малый удельный вес по сравнению с глинистыми растворами и поэтому ее не всегда можно применять из-за опасности выбросов. При прекращении циркуляции могут быть потеря значительного количества нефти. В связи с этим в настоящее время при вскрытии пласта применяют растворы на нефтяной основе или так называемые неводные растворы, приготавляемые по различной рецептуре. До продуктивных горизонтов скважины бурят на обычных промывочных растворах, а затем их заменяют нефтью или специально приготовленными растворами на нефтяной основе или другими.

Глинистые растворы, применяемые при вскрытии пластов, должны обладать минимальной водоотдачей и в то же время образовывать тонкую, но прочную корку. Таким условиям удовлетворяют растворы, обладающие достаточной коллоидальностью, которую они приобретают после обработки их различными химическими реагентами и добавками бентонитовых глин.

Растворами на нефтяной основе или нефтью следует заполнять скважину и перед перфорацией эксплуатационной колонны, если есть основание опасаться поглощения жидкости при перфорации. Перфораторы необходимо спускать на специальном нефтестойком кабеле.

Промывочную жидкость при вскрытии продуктивных пластов следует выбирать в зависимости от конкретных условий данного месторождения.

При вскрытии пласта с высоким давлением промывочная жидкость должна иметь такой удельный вес, при котором устраняется возможность выбросов и обеспечивается надежное ведение работ. При низком пластовом давлении основное внимание необходимо уделять качеству промывочной жидкости, чтобы устраниТЬ отрицательное влияние глинизации пласта и проникновение в него воды.

При вскрытии продуктивных пластов скважинами необходимо правильно установить глубину вскрытия пластов и выбрать соответствующее оборудование забоя.

Для улучшения гидродинамического совершенства скважины глубина вскрытия ее пласта должна быть максимальной, т. е. необходимо вскрывать всю мощность пласта. Однако возможность вскрытия всей мощности пласта ограничивается условиями расположения скважины на структуре и расстоянием ее от водо-нефтяного контакта при нефтяной залежи или газо-водяного контакта при газовой залежи.

Если скважина расположена в нефтяной или газовой зоне в точке, достаточно удаленной от водяного контакта, то ее можно и целесообразно вскрывать на всю мощность пласта.

Если же скважина расположена в зоне водоплавающей части, то при углублении скважины на всю мощность она войдет в водяную зону. Чтобы избежать этого, а также быстрого образования конуса обводнения, скважины останавливают бурением выше контакта нефть — вода¹. Если залежь нефти содержит газовую шапку, то башмак колонны следует устанавливать возможно ниже газо-нефтяного контакта, чтобы устранить возможность прорыва в скважину газа.

Надлежапее вскрытие пласта и обработка призабойной зоны скважины перед сдачей ее в эксплуатацию имеют большое значение и обеспечивают более высокую производительность скважины.

Например, если скважина пробурена в плотных породах, то перед опробованием и сдачей ее в эксплуатацию полезно проводить торпедирование при помощи торпедных и кумулятивных перфораторов и, если необходимо, гидроразрыв. При наличии песков и слабоуплотненных песчаников рекомендуется применять специальные растворы для обработки забоя во избежание глинизации пласта. Перед сдачей скважины, пробуренной в карбонатных породах, в эксплуатацию полезно обработать забой раствором соляной кислоты. В ряде случаев не следует допускать вскрытия нефтеносных (и газоносных) пластов на воде, особенно пластов с низким давлением, а также применять глинистые растворы с большой водоотдачей (пласти с низким давлением полезно вскрывать, применяя раствор на нефтяной основе или нефть). Во избежание размыва пласта и ухода глинистого раствора следует ограничивать время, в течение которого пласт после вскрытия соприкасается с глинистым раствором.

Оборудование забоя скважины

При разработке конструкции скважин и забоя необходимо предусматривать надежную изоляцию нефтеносных, газопосных и водоносных пластов, а также достаточную прочность колонн. Кроме того, надо исходить из условий максимально возможной экономии металла, снижения стоимости строительства скважин и обеспечения эффективного притока нефти к забою скважины.

Оборудование забоя проектируют в соответствии с геологической характеристикой пласта.

В тех случаях, когда продуктивный пласт представлен твердыми неразрушающимися и необваливающимися породами, конструкцию скважины проектируют с открытым забоем.

В скважинах, продуктивные пласти которых сложены рыхлыми песками, могущими образовать при эксплуатации песчаные пробки, забой оборудуют гравийными фильтрами.

¹ При таком неполном вскрытии всей нефтеносной мощности пласта дебит скважины снижается.

Для борьбы с песком, поступающим в скважину при эксплуатации рыхлых несцементированных и легко разрушающихся песков, могут быть применены специальные фильтры (страйнера) с отверстиями различных размера и формы. Диаметр и ширину отверстий выбирают в зависимости от формы и размеров зерен песка, который может выноситься в скважину в процессе эксплуатации пласта, и с учетом наилучшего вскрытия пласта.

Освоение нефтяных и газовых скважин

Освоение скважины перед сдачей в эксплуатацию должно производиться по установленному для нее плану. При освоении необходимо проверить глубину скважины и чистоту ее забоя; в процессе освоения следует отобрать пробы нефти и газа для анализа; в случае появления воды ее также нужно исследовать.

Приток нефти и газа из пласта в скважину может быть лишь при условии снижения давления на забое скважин ниже пластового давления. Приток в скважину зависит в ряде случаев и от чистоты забоя, от проникших в пласт глинистого раствора и песка. Поэтому для того чтобы вызвать приток жидкости и газа в скважину, необходимо провести мероприятия по снижению забойного давления и очистке забоев скважин. В результате снижения забойного давления должен быть создан перепад (разность) между пластовым и забойным давлениями.

В зависимости от характеристики пласта (пластовое давление, плотность и сцементированность пород и т. д.) применяют различные способы вызова притока нефти или газа в скважину.

Освоение скважин с высоким пластовым давлением (фонтанные скважины), вскрытие пласта в которых производилось на глинистом растворе, может осуществляться промывкой водой, нагнетанием воздуха или газа, поршневанием (свабированием) или комбинацией этих способов.

Освоение нефтяных скважин, вскрытие пласта в которых осуществлялось с применением раствора на нефтяной основе или нефти (для пластов с низким давлением), может производиться промывкой нефтью, нагнетанием воздуха или газа, поршневанием, тартанием желонкой или комбинацией этих способов.

Для пластов, представленных слабосцементированными породами или породами, имеющими подошвенную воду, процесс освоения следует проводить осторожно, без резкого снижения давления на пласт.

При освоении пластов с высоким давлением обязательны установка фонтанной арматуры и проведение всех необходимых технических мероприятий, предотвращающих возможность появления открытого фонтана.

Если пласт характеризуется высоким давлением, фонтанирование может начаться непосредственно после перфорации скважин, и тогда нет необходимости снижать забойное давление. В остальных случаях необходимо применять те или иные способы снижения забойного давления:

- 1) замену жидкости, находящейся в скважине, жидкостью с меньшим удельным весом;
- 2) свабирование скважин, т. е. снижение уровня в скважине посредством сваба (поршня);
- 3) снижение уровня жидкости в скважине путем нагнетания компрессором сжатого воздуха или газа;
- 4) уменьшение удельного веса жидкости в скважине при помощи аэрации, т. е. одновременного нагнетания в скважину нефти и воды и сухого газа или воздуха;
- 5) снижение уровня жидкости в скважинах посредством тартания желонкой.

Замену жидкости в скважине жидкостью меньшего удельного веса для снижения забойного давления производят следующим образом.

В скважину спускают фонтанные трубы до фильтра и в кольцевое пространство между эксплуатационной колонной и фонтанными трубами нагнетают насосом жидкость меньшего удельного веса. Жидкость, находящаяся в скважине, выходит при этом на поверхность через фонтанные трубы. Так происходит замена одной жидкости другой с меньшим удельным весом, вследствие чего уменьшается забойное давление.

Этот способ называют также способом возбуждения скважины промывкой. Его можно рекомендовать для скважин с относительно высоким пластовым давлением, которые могут быстро перейти на фонтанирование. Оборудование устья скважины при промывке должно обеспечивать надежное и безопасное ведение работ при вызове притока и освоении скважин.

Вызов притока свабированием состоит в следующем.

В спущенную в скважину колонну насосно-компрессорных труб спускают на стальном канате сваб (поршень), имеющий клапан, открывающийся вверх. При спуске сваб свободно погружается в жидкость, которая проходит через открывающийся клапан, а при подъеме клапан сваба закрывается и вся жидкость, находящаяся в колонне насосно-компрессорных труб над клапаном, извлекается на поверхность.

Спуск и подъем сваба производят непрерывно; уровень жидкости в скважине при этом постепенно снижается и соответственно снижается давление на забой скважины. Вследствие этого давление столба жидкости в скважине становится ниже пластового давления и нефть из пласта начинает поступать в скважину.

Если свабированием осваиваются скважины, могущие фонтантировать при их возбуждении, то процесс свабирования проводят через собранную на устье фонтанную арматуру.

Освоение скважин при помощи сжатого воздуха или газа в практике работы промыслов получило название способа «продавки» скважин, так как в этом случае жидкость из скважины выдавливается сжатым воздухом.

Освоение скважин нагнетанием сжатого воздуха, т. е. компрессорным способом, эффективно, но имеет тот недостаток, что снижение уровня здесь происходит не плавно, а резкими скачками, вследствие чего при слабосцементированных породах продуктивного горизонта может произойти его разрушение в призабойной зоне и в скважину поступит из пласта значительное количество песка. Применяя этот способ в таких условиях, надо стремиться уменьшить разницу перепадов при каждом допуске труб или применять пусковые клапаны, позволяющие более плавно осуществлять процесс освоения и пуска скважины в эксплуатацию.

Освоение скважин способом аэрации состоит в постепенном уменьшении удельного веса жидкости (вернее смеси жидкости с воздухом, газом) в спущенных подъемных трубах, достигаемом одновременным нагнетанием в скважину воды или нефти и сжатого воздуха или газа. При этом способе подъемные трубы сразу спускают на нужную глубину, допуска труб не производят, и забойное давление снижается постепенно, вследствие чего освоение и пуск скважины в эксплуатацию происходят плавно.

При освоении скважин тартанием уровень жидкости в скважине и соответственно забойное давление снижаются, что и вызывает приток жидкости из пласта.

При освоении скважины тартанием достигается одновременно и очистка ее от скопившейся на забое грязи. Тартание желонкой применяют также в разведочных скважинах для наблюдения за поведением уровня в скважине после снижения его.

При слабосцементированных, легко разрушающихся породах продуктивных горизонтов во избежание образования песчаных пробок при освоении и пуске скважин в эксплуатацию следует первоначальные дебиты скважин устанавливать менее возможных, постепенно увеличивая их в течение последующих дней до возможного и планируемого для данной скважины.

При освоении газовых скважин перед возбуждением притока газа с целью очистки забоя скважины (если нет опасности газового выброса из-за понижения противодавления на пласт) заменяют в ней глинистый раствор водой. После этого в газовую скважину спускают колонну фонтанных труб, по которой в дальнейшем происходит движение газа от забоя к устью. Возбуждение скважин при отсутствии колонны фонтанных труб производят путем оттартирования жидкости при помощи желонки до уровня, при котором

создавшаяся разность между пластовым давлением и давлением оставшегося столба жидкости достаточна для разрушения глинистой корки на стенках забоя и преодоления давления столба жидкости; при этих условиях начинается приток газа из пласта в скважину. Как только начинается приток газа, тартание прекращают и скважину очищают от оставшейся жидкости путем продувки ее в атмосферу.

При наличии колонны фонтанных труб освоение скважины производят при помощи поршня, спускаемого в фонтанные трубы, или путем продавливания скважины сжатым воздухом посредством передвижного компрессора (или сжатым газом от газопровода).

Наилучшим способом возбуждения газовой скважины в целях регулирования процесса возбуждения и обеспечения техники безопасности является предавливание скважины сжатым воздухом или газом. Этот способ заключается в том, что в кольцевое пространство (между обсадными и фонтанными трубами) скважины при открытых на устье фонтанных трубах закачивают сжатый воздух или газ и оттесняют жидкость до нижнего конца (башмака) труб, после чего происходит выброс столба жидкости через верхний открытый конец фонтанной колонны. Вследствие снижения противодавления начинает работать пласт и осуществляется приток газа в скважину.

Таким образом, описанные способы возбуждения газовых скважин сходны со способами освоения фонтанных нефтяных скважин.

§ 2. ЗАМЕРЫ ДЕБИТОВ НЕФТИ, ВОДЫ, ГАЗА И УЧЕТ ДОБЫЧИ

Детальное наблюдение за режимом эксплуатации скважин и тщательный учет добычи необходимы для промышленной оценки нефтеносных пластов, установления оптимального режима работы скважин, анализа процесса разработки, планирования добычи нефти и газа, а также для подсчета запасов нефти и газа.

В каждой скважине необходимо систематически замерять дебит нефти, газа и воды (а также определять процентное содержание песка в жидкости и загрязненность нефти водой).

Учет добычи жидкости осуществляют либо специальными механическими счетчиками, позволяющими замерять дебит непрерывно и отдельно для каждой скважины (для чего необходимо предварительно отделять от нефти воду, газ, а также очищать ее от песка и грязи), либо путем замера в резервуаре добычи группы скважин с последующим распределением дебитов по скважинам, либо путем замера производительности скважин в резервуаре поочередно, направляя продукцию данной скважины в резервуар в течение некоторого времени, зависящего от характера подачи жидкости в скважину. На основании такого замера определяют дебит скважины за 1 час, а затем вычисляют суточную добычу скважины, умножая часовой дебит на число фактических часов ее эксплуатации в течение суток. В этом случае полагают, что скважина в течение суточного

периода эксплуатации дает более или менее равномерную добычу. Если известно, что режим скважины в течение суток значительно изменяется, производят повторные замеры дебита, на основании которых выводят средний замер.

Процесс замера сводится к следующему. Очистив мерник от воды, грязи и песка, освобождают его от накопившейся в нем нефти и затем ставят под замер, т. е. на определенное время в него направляют струю жидкости замеряемой скважины. При этом начало и конец наполнения мерника отмечает учетчик в особой книжке.

Высоту нефти и воды в мернике замеряют погружением в него рейки, снабженной делениями и имеющей водомерное стекло, установленное строго параллельно самой рейке. Водомерная трубка вложена в специальные захваты рейки, так что она может быть сдвинута на некоторое расстояние вверх и вниз до упора в укрепленную в нижней части рейки чашечку с пластичным материалом. Стекло вместе с рейкой опускают в замерную трубку мерника и, когда жидкость наполнит водомерное стекло, закрывают нижний конец его, погружая стекло в чашку с пластичным материалом. Затем рейку со стеклом поднимают и по нанесенным на нее делениям отсчитывают высоту столбов нефти и воды. Данные этого замера учетчик заносит в книжку и по ним вычисляет весовое количество нефти Q_1 и воды Q_2 по уравнениям

$$Q_1 = VH_n \gamma_n; \quad (\text{IV. } 1)$$

$$Q_2 = VH_v \gamma_v, \quad (\text{IV. } 2)$$

где H_n и H_v — соответственно высота столбов нефти и воды в см;

V — объем слоя высотой 1 см в m^3 , $V = \frac{\pi D^2}{4}$ (здесь D — диаметр мерника в м).

Полученные замеры дебита скважин сверяют с общей добычей нефти по промыслу и записывают в особую книжку. На основе этих посutoчных записей составляют сведения о ежемесячной добыче нефти и воды и процентном содержании воды в нефти, которые наряду с другими данными по каждой скважине включают в ежемесячные эксплуатационные сведения, посылаемые с промысла в нефтепромысловое управление. Помимо глубины скважин, размера эксплуатационной колонны, эксплуатационного горизонта, способа эксплуатации и т. д., в ежемесячных эксплуатационных сведениях обычно указывают данные от удельном весе нефти и солености воды, а также о газовом факторе.

Промыловые геологи должны особенно тщательно следить за первым появлением воды в каждой скважине, так как эти данные берут за основу при определении контуров нефтеносности и они являются первым сигналом о начавшемся обводнении эксплуатируемого горизонта. Для своевременного обнаружения появления

краевой воды более точным способом является определение при помощи прибора Дина и Старка процентного содержания воды в пробе, отобранный непосредственно на устье скважины.

Для замера газа, получаемого вместе с нефтью из высокодебитных скважин, а также газа из чисто газовых скважин применяют счетчики; количество газа, поступающего из остальных скважин, замеряют шайбным измерителем или трубкой Пито.

Для полного учета газа в глубиннонасосных скважинах замеряют газ, выходящий из межтрубного пространства, а также из мерника (или из трапа перед мерником).

Для определения количества газа, поступающего из скважины при спокойном истечении его в атмосферу (непосредственно из устья скважины или через открытый конец трубы) со скоростью не более 15 м/сек, применяют анемометр. Основной деталью анемометра является ветряное колесо, соединенное передачей с набором шестерен, на оси которых укреплены стрелки, указывающие скорость потока. Анемометр помещают непосредственно в выходном сечении трубы. Струя выходящего газа приводит во вращение ветряное колесо; течение газа происходит при атмосферном давлении.

При незначительных дебитах и давлениях в трубе, через которую происходит истечение газа, большее применение по сравнению с анемометром получил шайбный измеритель (орифайс). Шайбным измерителем можно замерять суточное количество газа, не превышающее 10 тыс. м³, при давлении газа у выхода из трубы не более 500 мм вод. ст. Замер дебита скважины, дающей много газа, производится пневтометрической трубкой (трубка Пито); при весьма высоком дебите газа трубку Пито присоединяют к пружинному манометру.

Замер добываемого газа лучше всего вести круглосуточно при помощи автоматических приборов (самопищущего расходомера). При отсутствии такого расходомера для замера добычи газа следует пользоваться дифференциальным манометром. В этом случае замер добычи газа в высокодебитных скважинах следует производить 2—3 раза в сутки в зависимости от степени неравномерности подачи струи газа.

При регистрации количеств нефти, газа и воды по скважинам и записи их в специальные книги указывают с исчерпывающей полнотой все технические данные об условиях эксплуатации скважин. Помимо книг первичного учета нефти, газа и воды по скважинам, заполняют на каждую скважину паспорт, в котором описывают всю производственную жизнь скважины — с момента начала бурения до ликвидации скважины включительно.

Правильная организация замера дебита и учет нефти, газа и воды, получаемых из скважины, — одна из важнейших задач промысла.

§ 3. ИССЛЕДОВАНИЕ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Исследование нефтяных скважин на приток имеет большое значение, так как позволяет установить правильный технологический режим работы эксплуатационной скважины и величину проницаемости пласта.

Методы исследования скважин

Исследование скважин на приток должно обеспечиваться тщательными замерами дебита жидкости (в некоторых случаях и газа), для чего необходимы емкости, позволяющие точно производить замер дебита. Забой скважины должен быть свободным от пробки, а фильтр чистым.

Перед исследованием остановленной скважины необходимо замерить забой, статический (или динамический) уровень и водонефтяной контакт. Дебиты жидкости (и газа) и соответствующие им давления (или уровни) нужно замерять одновременно, но лишь после того, как установится приток жидкости после смены режима. Для более правильной и надежной интерпретации полученных данных, а также проектирования технологического режима эксплуатации скважины необходимо не только тщательно проанализировать результаты исследования скважины, но и учесть состояние окружающих скважин, эксплуатирующих тот же нефтеносный пласт. В промысловой практике применяют два основных метода исследования скважин: метод прослеживания уровня или давления и метод пробных откачек (или установившихся отборов).

Метод прослеживания уровня или давления был предложен в тридцатых годах В. П. Яковлевым. Сущность его заключается в следующем. Путем отбора или подлива жидкости понижают или повышают уровень в скважине, тем самым нарушая в ней состояние равновесия. Затем наблюдают за изменением положения уровня во времени, отмечая отрезки пути перемещения уровня за соответствующие промежутки времени. При исследовании методом прослеживания давления скважину таким же путем выводят из состояния равновесия, а затем наблюдают за изменением во времени не уровня жидкости, а забойного давления.

Рассматриваемый метод имеет существенные недостатки, главный из которых заключается в том, что в процессе исследования давление на забой скважины и на призабойную зону все время изменяется и вследствие наличия упругих свойств жидкости и пласта связь между притоком жидкости и забойным давлением становится иной по сравнению с той, которая была бы при установившихся отборах жидкости, т. е. при нормальной эксплуатации. Кроме того, этим методом нельзя исследовать фонтанные скважины, а также

скважины, дающие значительное ($10-20 \text{ м}^3/\text{м}$) количество газа. Таким образом, рассматриваемый метод имеет весьма ограниченное распространение — для ориентировочных определений при установлении дебита и решении некоторых других задач (при установлении темпа перераспределения давления, темпа восстановления давления, характера неустановившихся процессов в пласте, для определения проницаемости пласта).

Метод пробных откачек или установившихся отборов заключается в изучении последовательных изменений отбора жидкости из пласта (при изменении режима эксплуатации скважины) и замерах дебита и забойного давления (после того как в скважине устанавливается приток при каждом новом режиме ее работы). Ряд таких замеров позволяет определить зависимость дебита от забойного давления и составить уравнение притока.

Основные преимущества метода пробных откачек (установившихся отборов) состоят в том, что он позволяет, не прекращая эксплуатации скважины, раздельно учитывать добычу нефти, воды и газа и составлять для каждого из них уравнение притока, исследовать все скважины независимо от способа их эксплуатации и количества выделяющегося газа, проводить исследования скважины примерно в тех же условиях, в которых она будет в дальнейшем эксплуатироваться.

Методика исследования скважин этим методом подробно изложена в курсе «Эксплуатация нефтяных месторождений».

Методы обработки материалов исследования скважин при установленвшемся режиме

В результате исследования скважины получают величины понижений (депрессий) давлений ($\Delta p = p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}}$) или уровней ($\Delta h = h_{\text{дни}} - h_{\text{ст}}$) при каждом режиме и соответствующие им значения дебитов нефти, воды и газа и процент песка.

Результаты исследования используют для построения кривой притока жидкости из пласта в скважину. Для этого на горизонтальной оси в масштабе откладывают дебиты скважин (в $\text{м}^3/\text{сутки}$), а на вертикальной — динамические уровни (в м) с возрастанием величин сверху вниз при оттартировании и снизу вверх при подливе. Вместо уровней можно использовать также депрессии давлений. График зависимости дебита скважины от изменения забойного давления, т. е. от перепада давления (величины депрессии на пласт), называется индикаторной диаграммой, а сама кривая — индикаторной кривой (рис. 120).

В точке пересечения координат $\Delta p = 0$, т. е. $p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}} = 0$, $p_{\text{пл}} = p_{\text{заб}}$ и поэтому $Q = 0$, т. е. приток жидкости из пласта в скважину отсутствует.

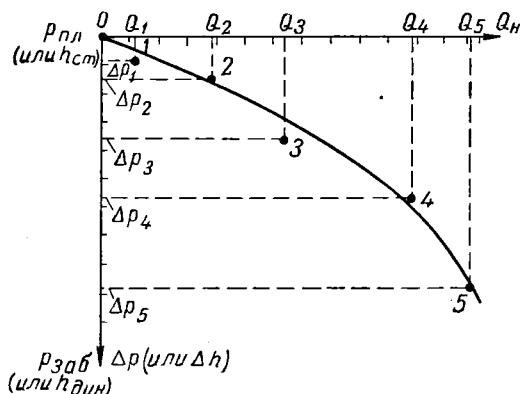


Рис. 120. Индикаторная кривая.

ные кривые почти всегда имеют вид в общем виде следующими формулами:

$$Q = K (p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}})^n = K \Delta p^n \quad (\text{IV. 3})$$

или

$$Q_1 = K_1 (h_{\text{дин}} - h_{\text{ст}})^{n_1} = K_1 \Delta h^{n_1}, \quad (\text{IV. 4})$$

где $h_{\text{дин}}$ и $h_{\text{ст}}$ — динамический и статический уровни, замеренные сверху от устья скважины;

$p_{\text{пл}}$ и $p_{\text{заб}}$ — пластовое (статическое) и забойное давления в at ; K и K_1 — коэффициенты продуктивности скважины в $\text{m}/\text{сутки} \cdot \text{at}$ или в $\text{m}/\text{сутки} \cdot \text{м}$;

Q и Q_1 — дебиты в m ;

n и n_1 — показатели степени, характеризующие режим фильтрации.

Форма индикаторной кривой может быть различной и зависит в основном от режима пласта, вида фильтрации, природы движущейся жидкости и т. д. В промысловой практике исследования скважин встречаются три формы индикаторных кривых притока жидкости. При нормальных условиях проведения исследований на приток индикаторная кривая имеет прямолинейную или выпуклую форму по отношению к оси дебитов (рис. 121).

Рис. 121. Формы индикаторных линий.

Линия 1 выпуклая к оси дебитов; на начальном участке она прямая ($n = 1$), после точки M искривляется ($n < 1$); линия 2 прямая на всем протяжении ($n = 1$); линия 3 вогнута к оси дебитов ($n > 1$); это дефектная линия.

Результаты исследования считаются приемлемыми, если на индикаторной кривой не наблюдается большого разброса точек и если сама кривая не получилась вогнутой по отношению к оси дебитов (первое, очевидно, объясняется неисправностью измерительных приборов, а второе наличием неустановившегося режима работы скважины).

Обычно в промысловой практике индикаторные параболы и выражаются



При прямолинейной зависимости дебита от депрессии показатель степени n в формулах (IV. 3) и (IV. 4), характеризующий режим фильтрации, равен единице ($n = 1$); в этом случае коэффициенты K и K_1 будут представлять собой некоторую постоянную величину, характеризующую продуктивность скважины и называемую коэффициентом продуктивности скважин. При $n = 1$ из формулы (IV. 3) определяем

$$K = \frac{Q}{p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}}} . \quad (\text{IV. 5})$$

Коэффициент продуктивности показывает количество нефти, которое может быть добыто из скважины в единицу времени при снижении на единицу (в ат или 1 м уровня) давления на ее забое. В зависимости от принимаемых размерностей величин в формуле (IV. 5) коэффициент продуктивности может быть выражен в $\text{т}/\text{сутки} \cdot \text{ат}$ или $\text{м}^3/\text{сутки} \cdot \text{ат}$, а если измеряют уровни, то в $\text{м}^3/\text{сутки} \cdot \text{м}$ или $\text{т}/\text{сутки} \cdot \text{м}$. Коэффициент продуктивности является тангенсом угла наклона индикаторной кривой к оси давления.

В промысловой практике наибольшее распространение имеют индикаторные кривые, выпуклые по отношению к оси дебитов (кривая 1 на рис. 121). Эта индикаторная кривая состоит из двух различающихся по режиму фильтрации участков. От начала координат на небольшом участке эта кривая до точки M выражена прямой линией, а далее представлена криволинейным отрезком. На участке прямой линии показатель степени n является постоянной величиной и равен единице; за пределами точки M он делается величиной переменной ($n < 1$) и далее по мере увеличения депрессии становится все меньше и меньше. В связи с этим величина коэффициента продуктивности, определяемая на криволинейном участке, является правильной лишь для той точки депрессии, для которой она определена; для всякой другой точки она будет иметь иную величину. Поэтому коэффициент продуктивности обычно определяют лишь на прямолинейном участке индикаторной кривой. Прямолинейный участок рассматриваемой индикаторной кривой соответствует начальному периоду притока жидкости к скважине при водонапорном режиме пласта; в этот период приток происходит при небольших снижениях пластового давления и характеризуется ламинарным, линейным режимом фильтрации.

В дальнейшем по мере снижения давления повышается скорость движения жидкости и с некоторого момента, соответствующего точке M , скорость притока в призабойной зоне скважины достигает критической величины, при которой линейный режим фильтрации в этой области нарушается, и с указанной точки наблюдается искривление индикаторной линии.

Однако искривление индикаторной линии может объясняться иногда и другими причинами: иным, отличным от водонапорного

режимом залежи (газонапорным), неоднородностью жидкости (наличием двухфазного и трехфазного потоков), неустановившимися процессами в пласте, потерями напора при прохождении жидкости через отверстия фильтра колонны скважины и, наконец, сопротивлением при движении жидкости по колонне труб в скважине.

Множеством причин, влияющих на искривление индикаторных линий, и объясняется отсутствие (за редким исключением) прямых на всем протяжении индикаторных линий.

Ввиду того, что оба участка рассматриваемой индикаторной кривой значительно различаются по режиму фильтрации, обрабатывать такие линии следует по обоим участкам раздельно, применяя для прямолинейного участка аналитическое выражение $Q = K_1 \Delta p$, а для криволинейного $Q = K \Delta p^n$.

Индикаторные линии 3 вогнутой к оси дебитов формы следует рассматривать как дефектные и не пригодные для анализа. Кривые такой формы получаются в результате неустановившегося процесса перераспределения пластового давления в момент снятия диаграммы.

В формуле $Q = K (p_{\text{пл}} - p_{\text{зас}})^n$ для вогнутых индикаторных кривых показатель степени изменяется в пределах $2 > n > 1$.

При получении вогнутых индикаторных кривых исследование скважины надо повторить, выдерживая необходимые интервалы времени на каждом режиме отбора для создания установившихся притоков.

При исследовании скважин методом установившихся отборов в случаях добычи вместе с нефтью воды строят три индикаторные кривые — для всей жидкости, для нефти и для воды, при помощи которых точно определяют возможные при той или иной депрессии дебиты не только всей жидкости, но и ее отдельных составляющих — нефти и воды.

По результатам исследований скважин устанавливают технологический режим их работы и нормы отбора жидкости (газа). При этом возникает необходимость продолжать полученные при исследовании индикаторные кривые за пределы точек, построенных по фактическим данным, т. е. экстраполировать фактическую кривую. Экстраполяцию кривых следует производить при помощи формулы индикаторной линии, однако продолжать экстраполяцию можно лишь в известных пределах.

Кривые индикаторные линии можно экстраполировать дальше, чем участки прямых линий, так как прямые линии могут начать искривляться, что значительно изменит характер кривой и может привести при экстраполяции к большим ошибкам.

На основе практических данных установлено, что прямые индикаторные линии можно экстраполировать до $1,75 \Delta p_{\text{макс}}$, т. е. на 75% от наибольшей депрессии, а кривые до $2,25 \Delta p_{\text{макс}}$, т. е. на 125% от максимальной депрессии. Для отдельных пластов пределы допустимой экстраполяции уточняют по опытным данным.

Нефтяные скважины можно эксплуатировать при следующих двух условиях, различающихся по характеру движения жидкости по пласту и к забою скважин и поэтому по методам обработки получаемых при исследовании точек индикаторных кривых:

1) движение по пласту и к забою скважины происходит в виде однофазного потока (однородная жидкость); очевидно, это условие соблюдается, когда забойное давление выше или равно давлению насыщения (т. е. залежь эксплуатируется при водоизапорном или упругом режиме) и когда скважина удалена от контуров водоносности или газоносности;

2) движение по пласту и к забою скважины происходит в виде двухфазного или трехфазного потока (нефть в смеси с газом, находящимся в свободном состоянии в виде пузырьков, или нефть в смеси с водой и газом). Это происходит в том случае, когда забойное давление ниже давления насыщения или когда контуры газовоизапорной зоны охватывают призабойную зону скважины.

Рассмотрим методы обработки данных исследования скважин при этих двух условиях эксплуатации скважин.

Метод обработки данных исследования скважин при движении по пласту однородной жидкости. При движении по пласту однородной жидкости $p_{заб} \geq p_{нас}$, т. е. давление на забое больше (или равно) давления насыщения. Возможны два следующих случая.

1. В процессе исследования сохраняется линейный закон фильтрации жидкости и, таким образом, справедливо выражение

$$Q = K(p_{пл} - p_{заб}) = K\Delta p.$$

В этом случае индикаторная кривая является прямолинейной (рис. 122, кривая 1). Построив по точкам дебита и соответствующих данных депрессии индикаторную кривую, используют ее затем для определения в любой ее точке (в пределах прямолинейного участка) коэффициента продуктивности и коэффициента проницаемости. Задавшись, например, произвольным дебитом жидкости (в интервале прямолинейного участка) $Q = Q'_{ж}$, находят по индикаторной кривой соответствующую ему депрессию.

$$\Delta p_1 = p_{пл} - p_{заб}.$$

Коэффициент продуктивности скважины определяют по формуле

$$K = \frac{Q'_{ж}}{\Delta p_1}, \quad (IV. 6)$$

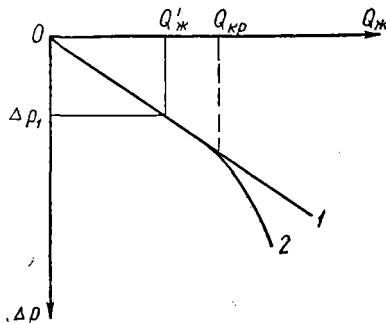


Рис. 122. Индикаторная кривая при $p_{заб} \geq p_{нас}$.

Как известно, радиальный установившийся приток однородной жидкости в скважину выражается формулой Дюпюи

$$Q = \frac{2\pi kh(p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}})}{\mu \ln \frac{R}{r}}, \quad (\text{IV. 7})$$

где Q — расход жидкости в $\text{см}^3/\text{сек}$;

k — проницаемость в дарси;

h — эффективная мощность пласта в см ;

μ — вязкость нефти в пластовых условиях в сантипуазах;

R и r — соответственно радиус действия скважины и радиус ствола скважины в см (в дальнейшем за R принимается половина среднего расстояния до соседних эксплуатационных скважин, а за r — радиус скважины, соответствующий размеру долота, которым пробурен нефтеносный пласт).

Сопоставляя формулу Дюпюи с ранее приведенным уравнением притока жидкости (IV. 3), можно написать выражение для определения коэффициента проницаемости (при $n = 1$):

$$k' = \frac{k' \mu \left(\ln \frac{R}{r} + c_1 + c_2 \right)}{2\pi h}, \quad (\text{IV. 8})$$

где k' — коэффициент продуктивности скважины в $\text{см}^3/\text{сек}\cdot\text{ат}$;

c_1 и c_2 — коэффициенты, учитывающие дополнительное сопротивление движению жидкости в скважине по характеру вскрытия (фильтр или пулевая перфорация) и по гидродинамическому несовершенству скважины (по степени вскрытия).

Коэффициенты c_1 и c_2 можно приближенно определить по кривым В. И. Щурова (рис. 123 и 124). Для их определения необходимо знать диаметр скважины D , число отверстий n на 1 пог. м вскрытого скважиной интервала пласта, диаметр отверстий в эксплуатационной колонне и относительное вскрытие пласта. Вместо коэффициентов c_1 и c_2 можно ввести поправочные коэффициенты на гидродинамическое совершенство скважины в зависимости от степени и характера вскрытия пласта.

Для перевода коэффициента продуктивности K , выраженного в $\text{т}/\text{сутки}\cdot\text{ат}$, в коэффициент продуктивности K' , выраженный в $\text{см}^3/\text{сек}\cdot\text{ат}$, пользуются выражением

$$K' = K \frac{10^6 b}{86400 \gamma} = K 11,57 \frac{b}{\gamma}, \quad (\text{IV. 9})$$

где b — объемный коэффициент пластовой нефти (для приведения объема дегазированной нефти на поверхности к пластовым условиям);

γ — удельный вес дегазированной нефти.

Коэффициент продуктивности можно увеличить, вскрывая скважиной дополнительный интервал мощности пласта или вскрывая тот же интервал более эффективно путем дополнительного прострела его.

2. В процессе исследования скважины линейный закон фильтрации жидкости нарушается при некоторой величине дебита Q_{kp} . В этом случае индикаторная кривая вначале имеет прямолинейный участок (до величины дебита Q_{kp}), а затем постепенно переходит в кривую, выпуклую к оси дебита (рис. 122, кривая 2). Выпуклая часть кривой означает, что на этом участке наблюдается нелинейный закон фильтрации жидкости в призабойной зоне скважины. Для определения коэффициента продуктивности используют лишь прямолинейный участок кривой 2, для которого коэффициент продуктивности принимают постоянным; для выпуклого участка кривой 2 коэффициент продуктивности является величиной переменной, уменьшающейся по мере увеличения дебита скважины.

Рассмотрим пример расчета коэффициента продуктивности и коэффициента проницаемости по данным исследования одной из скважин (по Г. Л. Говоровой и И. Д. Амелину). Результаты исследования скважины приведены в табл. 23.

По данным исследования глубинной пробы давление насыщения $p_{ras} = 140 \text{ atm}$. Из табл. 23 следует, что пластовое и забойное давления в процессе исследования скважины были значительно выше давления насыщения, а следовательно, имело место движение по пласту однородной жидкости.

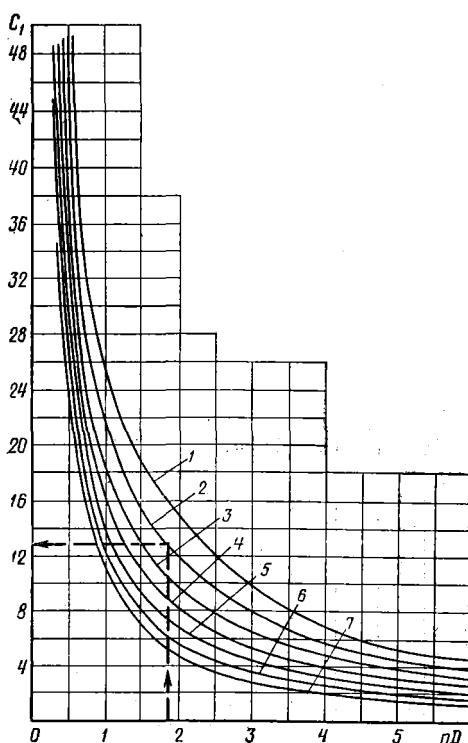


Рис. 123. Определение поправочного коэффициента C_1 , учитывающего дополнительные сопротивления притоку в скважине, несовершенной по степени вскрытия пласта.

n — число простреленных отверстий на 1 пог. м мощности пласта; D — диаметр скважины в см; $a = \frac{d_0}{D}$ (d_0 — диаметр простреленных отверстий в колонне в см).

$$\begin{array}{lll} 1 - a = 0,03; & 2 - a = 0,04; & 3 - a = 0,05; \\ 4 - a = 0,06; & 5 - a = 0,07; & 6 - a = 0,08; \\ & 7 - a = 0,09. & \end{array}$$

Таблица 23

Диаметр штуцера, мм	$p_{\text{пл}}, \text{ат}$	$p_{\text{заб}}, \text{ат}$	$Q_{\text{н}}, \text{м}/\text{сутки}$	Содержание воды в жидкости, %	$Q_{\text{ж}}, \text{м}/\text{сутки}$	$\Delta p, \text{ат}$
3,6	208,5	206,0	15,6	0	15,6	2,5
4,0	208,5	203,1	33,0	0	33,0	5,4
5,0	208,5	185,2	64,8	0	64,8	23,3
6,3	208,5	181,4	70,3	5,4	74,3	27,1
7,1	208,5	179,8	78,3	9,8	86,8	28,7

Вязкость нефти в пластовых условиях $\mu = 1,5$ сантипуаза; удельный вес дегазированной нефти $\gamma = 0,85 \text{ м} / \text{м}^3$; объемный коэффициент пластовой нефти $b = 1,25$. При этом коэффициент продуктивности определяют по прямолинейному участку индикаторной кривой (рис. 125) и согласно формуле (IV. 6) получают

$$K = \frac{30}{4,9} =$$

$$= 6,13 \text{ м}/\text{сутки} \cdot \text{ат}$$

или по выражению (IV. 9)

$$K' = 6,13 \times 11,57 \frac{1,25}{0,85} \approx \\ \approx 104 \text{ см}^3/\text{сек} \cdot \text{ат}.$$

Для исследуемой скважины среднее расстояние между соседними скважинами составляет 400 м, тогда $R = 200 \text{ м}$; радиус скважины (во вскрытом интервале пласта) $r = 12,4 \text{ см}$ (диаметр долота $9\frac{3}{4}''$, что равно 248 мм); пласт вскрыт прострелом девяти отверстий на 1 пог. м. Определив c_1 по кривым В. И. Щурова, получают

$$\ln \frac{R}{r} + c_1 = \\ = 7,4 + 11,2 = 18,6.$$

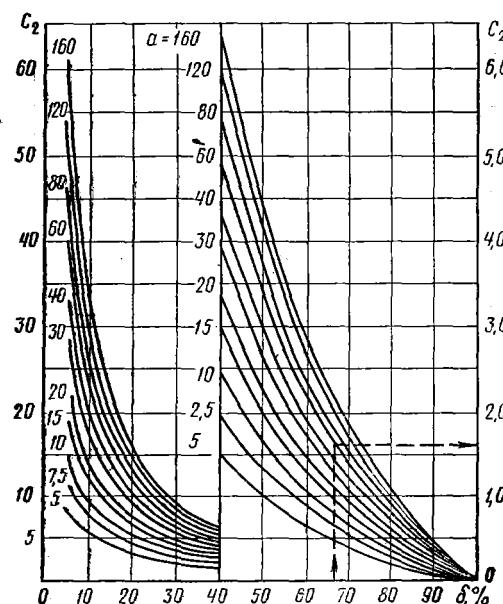


Рис. 124. Определение поправочного коэффициента C_2 , учитывающего дополнительные сопротивления притоку в скважине, несовершенной по степени вскрытия пласта.

h — мощность нефтяного пласта в м; D — диаметр скважины в м; $a = \frac{h}{D^2}$; $\delta = \frac{b}{h} \cdot 100\%$ (b — вскрытая мощность пласта в м).

Здесь $c_2 = 0$, так как скважина является совершенной по степени вскрытия.

Пройденная эффективная мощность пласта (мощность чистых песчаников) $h = 360 \text{ см}$. Тогда проницаемость пласта в интервале его вскрытия скважиной составит

$$k = \frac{K' \mu \left(\ln \frac{R}{r} + c_1 \right)}{2\pi h} = \frac{104 \times 1,5 \times 18,6}{2 \times 3,14 \times 360} = 1,3 \text{ дарси.}$$

Метод обработки данных исследования скважин при движении по пласту многофазного потока. При движении по пласту многофазного потока $p_{заб} < p_{нас}$, т. е. залежь нефти находится в условиях режима растворенного газа и по пласту движется нефть с газом, рассеянным в нефти в виде пузырьков. Если в данном случае в нефти дополнительно содержится вода, то в пласте будет трехфазный поток и обработка результатов исследований станет весьма сложной. В тех случаях, когда скважины содержат небольшое количество воды, ее можно пренебречь и в расчетах брать в качестве дебита жидкости $Q_{ж}$ смесь воды и нефти. Такое допущение не внесет существенных ошибок в результаты обработки данных исследования скважин. Б. Б. Лапук показал, что для скважины, работающей при режиме растворенного газа, даже при линейной фильтрации газированной жидкости получается выпуклая индикаторная кривая при построении ее в координатах $Q_{ж}$ и Δp . Это связано с движением по пласту под воздействием созданной на забое депрессии не только жидкости, но и газа.

Таким образом, не имеет смысла строить индикаторную кривую в координатах $Q_{ж}, \Delta p$ для определения коэффициента продуктивности. В этом случае лучше строить индикаторную кривую в координатах: дебит жидкости $Q_{ж}$ и соответствующая доля депрессии ΔH на забое скважины, продвигающая по пласту только жидкость (функция H была введена впервые С. А. Христиановичем).

$$\Delta H = H_{пл} - H_{заб}, \quad (\text{IV. 10})$$

где $H_{пл}$ и $H_{заб}$ — некоторые функции, зависящие от фазовой проницаемости пласта для жидкости при соответствующих давлениях.

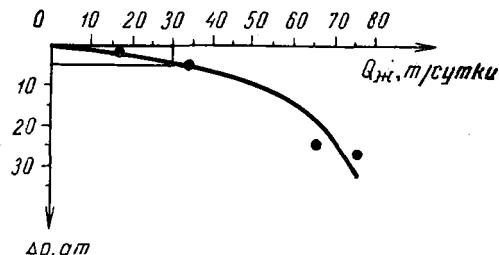


Рис. 125. Индикаторная кривая ($p_{заб} > p_{нас}$). На кривой показаны фактические точки исследования скважины.

При таком построении индикаторной кривой в ней может наблюдаться прямолинейный участок при фильтрации однородной жидкости по линейному закону, а также выпуклый участок при возникновении фильтрации по нелинейному закону. Для определения коэффициента продуктивности K пользуются лишь прямолинейным участком индикаторной кривой. Для определения $H_{\text{пл}}$ и $H_{\text{заб}}$ составляют специальную таблицу (см. форму табл. 25).

Если газовый фактор G замерен в m^3/m , то для перевода в m^3/m^3 его умножают на удельный вес дегазированной нефти, т. е.

$$G' = G \gamma_{\text{в}} [m^3/m^3]. \quad (\text{IV. 11})$$

Коэффициент ε для каждого замера вычисляют по формуле

$$\varepsilon = \frac{\mu_{\text{г}}}{\mu_{\text{ж}}} G, \quad (\text{IV. 12})$$

где $\mu_{\text{г}}$ и $\mu_{\text{ж}}$ — соответственно вязкость газа и жидкости в пластовых условиях.

Величины $p'_{\text{пл}}$ и $p'_{\text{заб}}$ определяют делением замеренных $p_{\text{пл}}$ и $p_{\text{заб}}$ на соответствующие значения ε :

$$p'_{\text{пл}} = \frac{p_{\text{пл}}}{\varepsilon}; \quad (\text{IV. 13})$$

$$p'_{\text{заб}} = \frac{p_{\text{заб}}}{\varepsilon}. \quad (\text{IV. 14})$$

Величины $H'_{\text{пл}}$ и $H'_{\text{заб}}$ вычисляют по следующим приближенным формулам:

для p' , равного 0—15 ат,

$$H' = 0,4 p'; \quad (\text{IV. 15})$$

для p' , равного 15 ат и более,

$$H' = 0,65 p' - 3,9. \quad (\text{IV. 16})$$

Для более точного определения указанных величин составляют специальные графики зависимости H' от p' для различных случаев количественной зависимости фазовых проницаемостей от насыщенности.

Величины $H_{\text{пл}}$ и $H_{\text{заб}}$ определяют по соотношениям:

$$H_{\text{пл}} = p_{\text{ат}} H'_{\text{пл}} \varepsilon; \quad (\text{IV. 17})$$

$$H_{\text{заб}} = p_{\text{ат}} H'_{\text{заб}} \varepsilon, \quad (\text{IV. 18})$$

где $p_{\text{ат}} = 1$ ат и, следовательно, функции H будут иметь размерность ат.

Дебиты жидкости (нефти и воды), выраженные в $m/\text{сутки}$, переводят в $cm^3/\text{сек}$ по формуле

$$Q_{\text{ж}} (cm^3/\text{сек}) = 11,57 \left[\frac{b}{\gamma_{\text{в}}} Q_{\text{в}} (m/\text{сутки}) + Q_{\text{в}} (m^3/\text{сутки}) \right]. \quad (\text{IV. 19})$$

По вычисленным координатам $Q_{ж}$ и $\Delta H = H_{пл} - H_{заб}$ строят индикаторную кривую и по ее прямолинейному участку вычисляют коэффициент продуктивности скважины, эксплуатирующей залежь при режиме растворенного газа, по формуле

$$K = \frac{Q_{ж}}{\Delta H}. \quad (\text{IV. 20})$$

По величине коэффициента продуктивности, пользуясь формулой (IV. 8), определяют коэффициент проницаемости k .

Рассмотрим пример расчета.

Скважина эксплуатирует залежь при режиме растворенного газа; данные ее исследования приведены в табл. 24.

Таблица 24

Диаметр штуцера, мм	$Q_{ж}, м/сутки$	$Q_n, м/сутки$	Содержание воды в жидкости, %	$G, м^3/м$	$p_{пл}, ат$	$p_{заб}, ат$
6,6	20,0	17,1	14,7	901	81	71,5
7,1	26,0	21,9	16,1	753	81	69,0
8,1	32,0	28,7	10,5	663	81	65,8
10,0	38,1	32,1	15,8	664	81	60,7

Давление насыщения $p_{нас} = 150$ ат. Из табл. 24 видно, что $p_{пл} = 81$ ат; таким образом, $p_{пл} < p_{нас}$. Вязкость газа при относительном удельном весе (по воздуху) $\gamma_g = 0,87$ в пластовых условиях (при $t_{пл} = 70^\circ\text{C}$ и $p_{пл} = 81$ ат) составляет $\mu_g = 0,016$ сантипуаза; отсюда

$$\frac{\mu_g}{\mu_{ж}} = \frac{0,016}{1,5} = 0,0107.$$

Здесь за вязкость жидкости в пластовых условиях приближенно принимается вязкость нефти, равная 1,5 сантипуаза, так как содержание воды сравнительно незначительное. Удельный вес дегазированной нефти $\gamma_n = 0,85$ и объемный коэффициент пластовой нефти $b = 1,25$.

На основании указанных выше исходных данных и расчетов составляют таблицу (табл. 25).

По данным граф 12 и 13 табл. 25 строят индикаторную кривую (рис. 126). По прямолинейному участку этой кривой определяют коэффициент продуктивности скважины K' .

$$K' = \frac{Q_{ж}}{\Delta H} = \frac{250}{2} = 125 \text{ см}^3/\text{сек} \cdot \text{ат}. \quad (\text{IV. 21})$$

Таблица 25

№ замес- ра	$G, \text{м}^3/\text{сек}$	ε	$P_{\text{пл}}, \text{ам}$	$P'_{\text{пл}}, \text{ам}$	$H'_{\text{пл}}, \text{ам}$	$H_{\text{пл}}, \text{ам}$	$P_{\text{заб}}, \text{ам}$	$P'_{\text{заб}}$, ам	$H'_{\text{заб}}, \text{ам}$	$H_{\text{заб}}, \text{ам}$	$\Delta H, \text{ам}$	$Q_{\text{ж}}, \text{с.м}^3/\text{сек}$
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	766	8,19	81	9,9	3,7	30,2	71,5	8,7	3,4	27,8	2,4	324,6
2	640	6,85	81	11,9	4,5	30,8	69,0	10,1	4,0	27,4	3,4	419,6
3	563	6,02	81	13,5	5,4	32,5	65,8	10,9	4,1	24,7	7,8	582,4
4	564	6,03	81	13,5	5,4	32,5	60,7	10,1	4,0	24,1	8,4	716,3

Приимечание. $H'_{\text{пл}}$ и $H'_{\text{заб}}$ определены по специальным графикам зависимости от p' , поэтому их величины не вполне совпадают с теми цифрами, которые были бы получены при вычислении по узкозапасным выше приближенным формулам. Однако эти расхождения в определении указанных величин не превышают 10%.

Для исследуемой скважины $R = 200 \text{ м}$; радиус скважины в интервале вскрытия пласта $r = 12,4 \text{ см}$; при вскрытии горизонта прострелом сделано десять отверстий на 1 пог. м; тогда

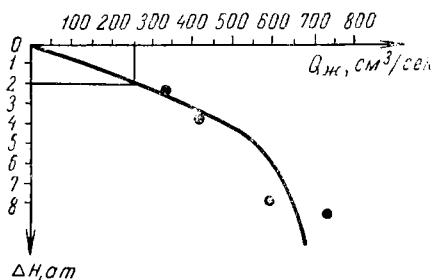


Рис. 126. Индикаторная кривая ($p_{\text{заб}} < p_{\text{нас}}$).

На кривой показаны фактические точки исследования скважины.

$$\ln \frac{R}{r} + c_1 = \\ = 7,4 + 10 = 17,4,$$

где c_1 определено по графикам В. И. Щурова.

Эффективная мощность h пласта по каротажной диаграмме определена в размере 820 см.

Тогда абсолютная проницаемость пласта во вскрытом скважиной интервале составит

$$k = \frac{K' \mu \left(\ln \frac{R}{r} + c_1 \right)}{2\pi h} = \frac{125 \times 1,5 \times 17,4}{2 \times 3,14 \times 820} = 0,64 \text{ дарси.}$$

Совершенно очевидно, что абсолютная проницаемость является более устойчивой физической характеристикой пласта по сравнению с эффективной проницаемостью. Например, эта величина для нефти (жидкости) при эксплуатации пласта в условиях режима растворенного газа будет значительно ниже абсолютной проницаемости и будет величиной, переменной во времени в зависимости от насыщенности порового пространства жидкостью. Г. Л. Говорова и И. Д. Амелин указывают, что предлагаемый ими метод обработки данных исследования скважин в условиях их работы при режиме растворен-

ренного газа был проверен для одних и тех же скважин путем сопоставления величин коэффициентов проницаемости, подсчитанных при различных условиях: при забойных давлениях выше давления насыщения, забойных давлениях ниже давления насыщения и после перехода этих скважин на режим растворенного газа. Сопоставление коэффициентов проницаемости, полученных при разных условиях, дало хорошее совпадение результатов определений. Предлагаемый метод, однако, необходимо проверить на более значительном материале исследований, а также путем сопоставления с данными определения проницаемости по кернам.

Методы обработки материалов исследования скважин при неустановившемся режиме

Исследование этим методом проводят путем понижения уровня желонкой и последующего прослеживания подъема его. Легкую желонку спускают в скважину на тонкой стальной проволоке при помощи аппарата Яковлева. Прослеживание ведут до тех пор, пока в скважине установится статический уровень и прекратится приток жидкости.

Скважину можно исследовать также путем прослеживания понижения уровня, подливая в нее после установления статического уровня нефть или воду.

Исследуя таким путем скважину, записывают все изменения давления (или уровня) на забое с момента остановки, пуска или изменения режима работы скважины до момента достижения практически установленвшегося режима. При неустановившемся режиме работы необходимым условием исследования действующих скважин является обеспечение постоянства дебита перед остановкой скважины, перед изменением и после изменения режима или после пуска ее. В фонтанирующих водяных и нефтяных скважинах с высокими пластовыми давлениями, если забойное давление больше давления насыщения, прослеживание изменения забойного давления глубинным манометром можно заменить фиксированием изменения его на устье скважины. Для фонтанных скважин метод исследования при неустановившемся режиме работы применим в условиях однофазного притока.

Постоянство режима работы ближайших скважин в период исследования данной скважины является необходимым условием для надлежащего качества исследования.

При исследовании замеряют общее количество жидкости и газа, газовый фактор, а также процентное содержание воды. В отдельных случаях определяют также содержание песка в жидкости.

Кривые восстановления давления

В настоящее время для исследования скважин при неустановившемся режиме широко применяется метод исследования скважин по

кривым восстановления давлений. Этот метод исследования основывается на теории перераспределения давления в пласте после изменения режима работы в скважине (путем изменения темпа отбора жидкости). При исследовании скважины этим методом режим отбора жидкости изменяют, останавливая скважину и измеряя изменения забойного давления во времени. При этом кривые восстановления давления в координатах Δp и t имеют вид, приведенный на рис. 127. На этом рисунке кривая 1 отвечает остановке скважины с большим дебитом, чем кривая 2. Кривые 3 и 4 соответствуют пуску скважины — первая с большими, а вторая с меньшими дебитами. На рис. 128 показаны те же кривые, но в координатах Δp и $\lg t$. На кривых восстановления давлений отмечается несколько характерных участков.

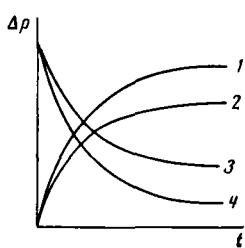


Рис. 127. Кривые восстановления давления в координатах Δp и t .

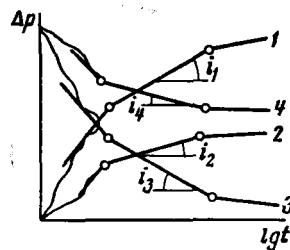


Рис. 128. Кривые восстановления давления в координатах Δp и $\lg t$.

Вначале фиксируется волнистая кривая, соответствующая притоку жидкости на забой скважины после ее остановки. Затем волнистая линия постепенно переходит в прямую с большим углом наклона. Далее появляются вновь прямолинейные участки с более пологими углами наклона. Такая дифференциация записи наблюдается при применении прецизионных глубинных дифференциальных или устьевых манометров. Более грубые глубинные манометры (геликсовые и поршневые) позволяют выделить на кривой восстановления давления лишь один средний прямолинейный участок, а в начале и в конце ее наблюдаются криволинейные участки.

Изменение угла наклона или искривление кривой в более поздней стадии исследования может происходить вследствие наложения влияния граничных условий (тектонических нарушений, фациальных изменений и т. д.), а также вследствие неустановившихся возмущений со стороны других эксплуатационных скважин (возникающих, например, при резком изменении режима работы какой-либо одной или нескольких скважин).

Выбранные единицы измерения времени при этом для расчетов значения не имеют.

Коэффициент проницаемости определяют по среднему прямолинейному участку при помощи формулы

$$k = \frac{2,3 Q \mu}{i \cdot 4\pi h_{\text{эфф}}}, \quad (\text{IV. 22})$$

где k — коэффициент проницаемости по всей зоне дренажа в дарси;
 Q — дебит скважины перед остановкой (или пуском) в $\text{см}^3/\text{сек}$;
 μ — вязкость жидкости в пластовых условиях в сантимуазах;
 $h_{\text{эфф}}$ — эффективная мощность пласта в интервале перфорации
 в см ;
 i — угловой коэффициент или тангенс угла наклона прямолинейного участка к оси времени;

$$i = \frac{\Delta p_2 - \Delta p_1}{\lg t_2 - \lg t_1}, \quad (\text{IV. 23})$$

где Δp_2 и Δp_1 — крайние точки депрессии, взятые на прямолинейном среднем участке;

$\lg t_2$ и $\lg t_1$ — соответствующие значения логарифмов времени.

По найденному коэффициенту проницаемости можно найти коэффициент пьезопроводности пласта в зоне дренирования, используя формулу (III. 60).

Следует иметь в виду, что определение проницаемости по кривым восстановления давления можно производить лишь по данным замеров в фонтанных скважинах с малым газовым фактором. Для фонтанных скважин с большим газовым фактором и нефонтанных скважин указанные кривые необходимо несколько переработать.

§ 4. ИССЛЕДОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ СПЕЦИАЛЬНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

Пьезометрические скважины предназначены для наблюдения за изменением уровня воды в них с целью выяснения влияния на пласт отбора жидкости в целом из пласта и из отдельных скважин, а также для выяснения влияния нагнетания воды в пласт, если оно проводится. Данные пьезометрических скважин могут быть использованы для изучения характера перераспределения пластовых давлений в нефтяном пласте, а также для установления упругих свойств жидкости и пластов на разрабатываемых площадях.

Наблюдения над пьезометрическими скважинами позволяют судить о сообщаемости отдельных пластов месторождения в законтурной части, а также изучать взаимодействие между ними и нагнетательными водяными скважинами.

Для непрерывной записи положения уровня в пьезометрических скважинах применяют пьезографы. Схема механического поплавкового пьезографа конструкции Ткаченко показана на рис. 129.

Пьезограф состоит из поплавка 1 и контргруза 3, закрепленных на противоположных концах стальной проволоки 2, переброшенной

через балансирующий ролик 4. Изменение положения уровня в скважине непрерывно воспринимается поплавком и через балансирующий ролик передается масштабному ролику 5. Подвижное перо, укрепленное на ползунке 7, получает движение в вертикальной плоскости от масштабного ролика и делает запись на ленте барабана пишущего механизма 6, приводимого во вращательное движение при помощи часового механизма 8. Счетчик оборотов 9 непрерывно показывает положение уровня жидкости в скважине. Когда лента барабана пишущего механизма полностью записана, ее заменяют новой, а полученную кривую, представляющую собой изменение положения уровня во времени, обрабатывают и анализируют.

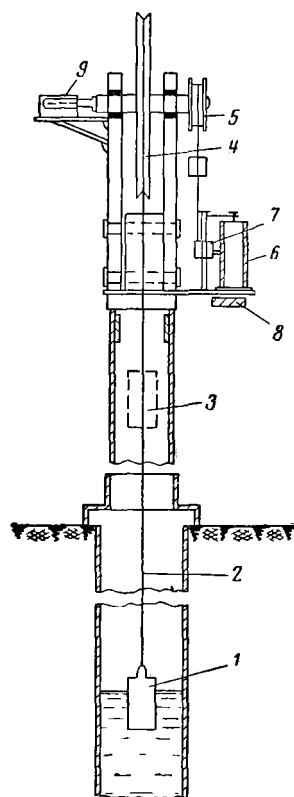


Рис. 129. Схема пьезографа конструкции Ткаченко (Туймазынефть).

1 — поплавок; 2 — стальная проволока $d = 1 \text{ мм}$; 3 — контргруз; 4 — балансирующий ролик; 5 — масштабный ролик; 6 — барабан пишущего механизма; 7 — ползунок; 8 — часовой механизм; 9 — счетчик оборотов.

Контрольные скважины служат для наблюдения за изменением пластовых давлений в нефтяной части залежи, определения параметров пласта, наблюдения за движением водо-нефтяного контакта и скоростью продвижения контурных вод и т. д.

Для установления положения водо-нефтяного контакта в контрольных скважинах применяют электро- и радиоактивный каротаж.

На рис. 130 дана схема работы дистанционного пьезографа. Все изменения уровня в скважине прослеживаются поплавком 6, расположенным в корпусе глубинного снаряда 5, и по кабелю 4, на котором спускают снаряд, передаются на дневную поверхность регистрирующему прибору 1, который непрерывно фиксирует изменения уровня жидкости в скважине. Снаряд спускают при помощи лебедки 3, связанной с электродвигателем 2.

Когда поплавок достигает крайних верхнего и нижнего положений, автоматически включается электропривод лебедки, которая спускает или поднимает снаряд на длину хода поплавка.

В качестве пьезометрических скважин выделяют разведочные скважины, оказавшиеся за контуром нефтеносности, ранее эксплуатировавшиеся и затем обводнившиеся (контурной водой) эксплуатационные скважины или специально пробуренные пьезометрические скважины за контуром нефтеносности или реже внутри его.

Положение водо-нефтяного контакта может быть определено при помощи следующего простого способа. В скважину опускают насосно-компрессорные трубы по возможности ближе к забою и прокачивают в них нефть с таким расчетом, чтобы вся скважина была заполнена только нефтью. Затем скважину оставляют некоторое время в покое, в течение которого поступающая из пласта в скважину вода достигает уровня, соответствующего положению водо-нефтяного контакта в пласте. После этого замеряют в скважине высоту раздела нефти

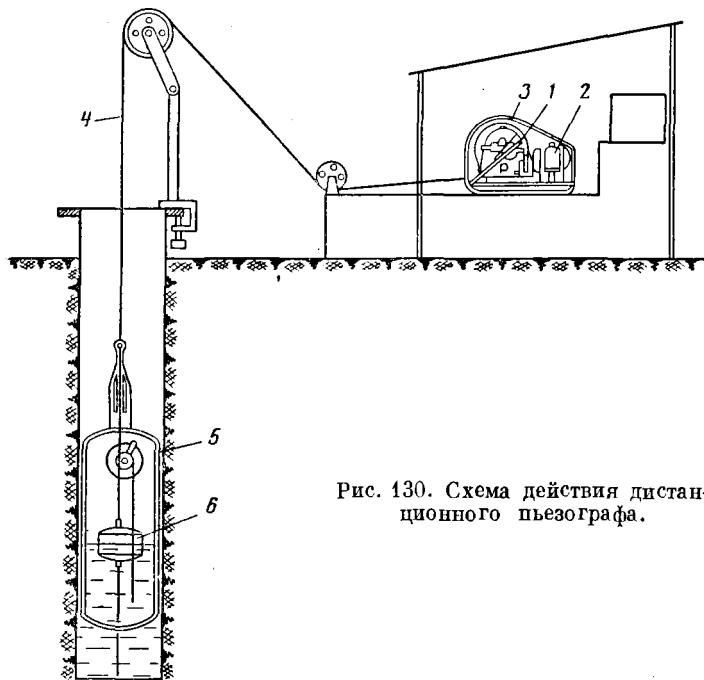


Рис. 130. Схема действия дистанционного пьезографа.

и воды при помощи поплавка, опускаемого в скважину на проволоке с аппарата Яковлева, или пользуясь специальной химически подготовленной краской, растворяющейся в воде, но не растворяющейся в нефти, опускаемой в скважину на проволоке, вставленной в специальный лот.

Контрольные скважины следует останавливать один раз в месяц или в квартал для замера пластовых давлений глубинным манометром. Количество контрольных скважин должно составлять не менее 8—10 % от действующего фонда скважин. Контрольные скважины желательно выбирать из числа эксплуатационных, расположенных в характерных профилях пласта вкрест и вдоль его простирации. В качестве контрольных назначают лучшие скважины, равномерно расположенные в пределах залежи. При нагнетании воды с целью

поддержания пластового давления контрольные скважины следует выбирать (или специально бурить) между нагнетательными и эксплуатационными скважинами для наблюдения за перемещением водо-нефтяного контакта.

Исследование нагнетательных скважин проводят главным образом для определения их возможной приемистости и установления технологического режима работы.

При исследовании нагнетательных скважин применяют метод, установившихся отборов и используют кривые восстановления забойного давления.

При применении первого метода удается определить главным образом коэффициент продуктивности (приемистости), поэтому рациональнее вести исследование по кривым восстановления давления. В этом случае представляется возможным определить проницаемость части пласта, удаленной от скважины, а также призабойной зоны, оценить пьезопроводность пласта, гидродинамическое несовершенство скважины и другие показатели, знание которых необходимо при освоении нагнетательных скважин и установлении режима их работы.

Исследование нагнетательных скважин по методу установившихся отборов сходно с описанным ранее методом исследования эксплуатационных скважин. Для этого замеряют количество закачиваемой жидкости и определяют соответствующие забойные давления, а затем строят индикаторную кривую и по ней определяют коэффициент продуктивности (приемистости) скважин, т. е. количество закачиваемой жидкости, приходящейся на 1 ат превышения давления на забое сверх пластового.

Обработку результатов исследования нагнетательных скважин методом прослеживания восстановления забойного давления производят по той же методике, что и при исследовании нефтяных эксплуатационных скважин.

Пластовое давление при этом определяют по формулам, приведенным в курсе «Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». При известном коэффициенте продуктивности (приемистости), используя выражение [см. также (IV. 3)]

$$Q = K (p_{заб} - p_{пл})^1, \quad (IV. 24)$$

пластовое давление при закачке может быть определено по формуле

$$p_{пл} = p_{заб} - \frac{Q}{K}, \quad (IV. 25)$$

где Q — расход скважины на установленномся режиме в $\text{м}^3/\text{сутки}$.

Необходимо иметь в виду, что при исследовании нагнетательных скважин по кривым восстановления забойного давления режим фильтрации жидкости в скважине должен быть установленнымся, а скважина должна быть герметична.

¹ В нагнетательных скважинах $p_{заб} > p_{пл}$.

Исследование методом прослеживания восстановления давления нагнетательных скважин при их самоизливе, т. е. водяных переливающих скважин, производят при помощи кривой восстановления давления не на забое, а на устье скважины. При построении кривой необходимо соблюдать следующие условия: 1) столб воды от забоя до устья скважины после ее остановки должен быть несжимаемым, т. е. жестко передавать изменения давления с забоя на устье скважины; это условие обеспечивается, если скважина подает чистую воду, т. е. в ней отсутствуют нефть и газ; 2) до остановки скважина должна работать на установленном режиме фонтанирования.

Построение кривой восстановления давления по замерам давлений на устье скважины имеет существенные преимущества. При этом способе исследования не требуется спускать в скважину глубинный манометр, в то же время достигается большая точность замеров давлений, так как на устье скважины можно устанавливать образцовые манометры, обладающие более высоким классом точности (до 0,35% и выше), чем глубинные манометры. Следовательно, кривые восстановления давлений, построенные по данным замеров манометрами, устанавливаемыми на устье, более надежны, чем кривые, построенные по данным глубинных манометров.

Исследование проводят следующим образом. Сравнивают замеры дебитов скважины за интервалы времени 2—3 часа и, если полученные результаты различаются не более чем на 5—10%, считают режим скважины установленнымся; тогда быстрым закрытием затворки скважину останавливают и фиксируют изменение давления в скважине по манометру, установленному на устье. Как и при обычных приемах снятия кривой восстановления давления, сначала давление отмечают через каждые 10 сек., а затем по мере замедления повышения давления интервалы записи замеров увеличивают до 1—2 час. По полученным данным строят кривые восстановления давления.

Исследование скважины при закачке воды проводят так же, как и исследование переливающих скважин, т. е. пользуясь образцовым манометром для измерения изменения давления. При исследовании скважина может быть остановлена не полностью, а частично, т. е. с ограничением расхода закачиваемой воды на 30—40%, после чего наблюдают за изменением давления.

Построение кривых восстановления давления и обработку полученных данных выполняют, как обычно.

§ 5. НАБЛЮДЕНИЕ ЗА ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Тщательное и систематическое наблюдение за эксплуатацией отдельных скважин позволяет осуществлять контроль за эксплуатацией нефтеносного пласта в целом.

Для получения необходимых данных в целях изучения параметров пласта контрольные (или наблюдательные) скважины следует располагать в наиболее характерных участках залежи, по профилям вкрест и параллельно простиранию пластов с наиболее полным охватом всей залежи. Такое расположение указанных скважин позволит построить более надежные карты изобар, изучить полнее пористость, проницаемость и другие параметры пласта, а также осуществить более эффективный контроль за перемещением водо-нефтяного контакта и провести другие исследовательские работы.

Замерять пластовое давление необходимо не только в контрольных, но и в эксплуатационных и нагнетательных скважинах и по возможности одновременно.

Комплекс исследовательских работ по изучению параметров пласта и контролю за его эксплуатацией устанавливается специальными графиками, разрабатываемыми для промыслов нефтепромысловыми управлениями.

Путем обобщения всех данных наблюдения и исследования при эксплуатации залежи устанавливают:

- 1) величину коэффициента продуктивности (с составлением соответствующей карты) по индикаторным диаграммам при разных темпах отбора жидкости;
- 2) распределение пьезопроводности по пласту по данным кривых взаимодействия эксплуатационных скважин с пьезометрическими;
- 3) распределение пластового давления по площади с составлением карт изобар;
- 4) изменение положения контуров нефтеносности и водоносности в процессе эксплуатации с составлением карт водо- нефтяного контакта и карт газового фактора;
- 5) изменение физических и химических свойств добываемых жидкостей и газов;
- 6) критические скорости течения жидкости и газа в призабойной зоне пласта, которые могут привести к выносу песка;
- 7) характер изменения проницаемости по пласту по данным кривых восстановления давления в останавливающихся скважинах и по данным индикаторных диаграмм;
- 8) характер соотношений между отбором жидкости (и газа) из пласта и изменением пластового давления, а также рациональный отбор из пласта;
- 9) баланс количества отбираваемой из пласта продукции и закачиваемого рабочего агента в пластовых условиях по суммарным показателям, т. е. с начала разработки, и по текущим показателям, т. е. на рассматриваемые периоды времени, и т. д.

Технологический режим работы пласта слагается из технологических режимов работы всех его скважин и обеспечивает заданный отбор нефти из пласта в целом при соответствующем темпе изменения пластового давления.

Для более эффективного наблюдения за эксплуатацией пласта и возможности выявления практических мероприятий, которые следует применять в целях рационального использования пластовой энергии и повышения коэффициента нефтеотдачи, весьма полезно составлять график эксплуатации пласта.

На рис. 131 показан график эксплуатации пласта, на котором приведены схематично кривые лишь для некоторых величин, характеризующих пласт. На графике показано изменение пластового давления p во времени, текущего дебита нефти q_n , накопленной

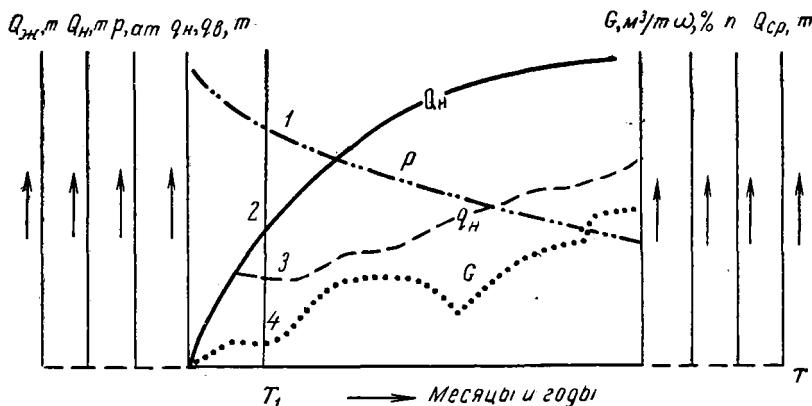


Рис. 131. График (схема) эксплуатации пласта.

$Q_{ж}$ — суммарная (накопленная) добыча жидкости; Q_n — суммарная (накопленная) добыча нефти; p — среднее пластовое давление; q_n — текущая добыча нефти; q_v — текущая добыча воды; G — газовый фактор; ω — количество воды в процентах ко всей жидкости; n — число скважин в эксплуатации; $Q_{ср}$ — среднесуточная добыча нефти на одну скважину; T — время.

добычи нефти Q_n и газового фактора G , а остальные функции не показаны. На этом же графике можно показать и количество воды, закачанной в пласт, если закачка производилась, и т. д.

Графическое изображение поведения пласта в процессе эксплуатации позволяет удобно исследовать отдельные функции пласта и изучить их взаимосвязь.

Путем снятия ординат отдельных функций для данной абсциссы (например, времени T_1) строят ряд производных графиков, характеризующих зависимость между давлением и текущей добычей (точки 1 и 3), давлением и суммарной добычей (точки 1 и 2), текущей добычей и газовым фактором (точки 3 и 4) и т. д. Снимая указанные соотношения для ряда других точек абсцисс (для T_2 , T_3 и т. д.), строят интересующие нас кривые.

Для наблюдения за распределением давления в пласте строят карты изобар. Для их построения выбирают скважины, в которых

нужно произвести систематические замеры пластовых давлений с таким расчетом, чтобы получить данные по всему пласту. При построении карт изобар используют показания уровней и замеры давлений в пьезометрических скважинах.

Наблюдение за изменением газового фактора осуществляют путем замера его, как правило, не реже 2 раз в месяц и построения графика в соответствии с указанным выше.

Для наблюдения за перемещением контактов газ — нефть и нефть — вода строят карты газового фактора по скважинам, карты обводненности скважин, карты водо-нефтяного контакта.

Для характеристики изменения дебитов по площади строят карты начальных, текущих и суммарных дебитов по скважинам путем вычерчивания в точке расположения скважины круга, площадь которого в масштабе изображает дебит скважины.

В процессе эксплуатации периодически отбирают глубинные пробы для изучения изменений физических и химических свойств добываемых жидкостей и газов.

В процессе эксплуатации производят в специальных скважинах отбор керна из обводненной части пласта для изучения остаточных запасов нефти в ней.

При нагнетании в пласт воздуха систематически наблюдают за изменением химического состава газа, добываемого из ближайших эксплуатационных скважин, замеряя удельный вес газа, его теплотворную способность и содержание в нем азота и кислорода. При нагнетании в пласт воды наблюдают за изменением состава воды, получаемой из эксплуатационных скважин, и т. д.

Все указанные данные являются основой для установления рационального технологического режима эксплуатации залежи и норм отбора нефти (и газа) из пласта.

При наблюдении за эксплуатацией нефтеносного пласта особое внимание должно уделяться наблюдению за перемещением водо-нефтяного и газо-нефтяного контактов.

Применявшаяся ранее методика отбивки контактов по данным каротажа новых скважин, пробуренных в данное время, и путем регистрации появления контурной воды (или прорывов газа из газовой шапки) в эксплуатационных скважинах неточна.

Это связано с тем, что первоначальное положение водо-нефтяного контакта в зависимости от проницаемости пласта может меняться по отдельным скважинам, что при замере контакта в новых скважинах может привести к ошибочному заключению о подъеме его. Кроме того, локальное повышение контакта в отдельных эксплуатационных скважинах может быть связано с появлением конуса воды или продвижением воды по отдельным, более проницаемым пропласткам, не определяющим действительное продвижение водо-нефтяного контакта. В связи с указанным при определении водо-нефтяного контакта необходим учет этих факторов.

В настоящее время получили распространение более совершенные методы наблюдения за перемещением контактов. К числу их следует отнести в первую очередь нейтронный гамма-каротаж, который дал хорошие результаты, в частности при отбивке контакта газ — нефть.

Хорошие результаты при изучении положения контакта нефть — вода дают наблюдение за изменением его положения в наблюдательных скважинах, расположенных в приконтурной зоне. Значительную помощь при изучении продвижения контактов оказывают данные наблюдения за распределением пластового давления и их изменением (путем анализа карт изобар).

Для всестороннего анализа процесса эксплуатации необходимо вести полноценную геологическую документацию. Для этого с момента передачи скважины в эксплуатацию фиксируют все данные: объект эксплуатации, способ его вскрытия и оборудование забоя, начальный дебит, способ эксплуатации, изменение дебита и пластового давления в процессе эксплуатации, дату появления воды, характер воды и т. д.

Для этого лучше всего вести паспорт скважины, в котором и надлежит фиксировать все данные по материалам первичных рапортов, составляемых мастерами по добыче, и по наблюдениям коллектора геологического отдела промысла.

Паспорт является важнейшим документом скважины, в котором тщательно фиксируются все данные эксплуатации.

По каждой скважине полезно вести график с указанием следующих данных: добычи нефти, добычи воды (или процента воды), газового фактора, пластового давления, забойного давления, диаметра штуцера, давления на буфере, давления в межтрубном пространстве. На основе всех указанных данных составляют график эксплуатации пласта, схема которого приведена на рис. 131.

Помимо этого, периодически составляют карту (план-диаграмму) текущего состояния эксплуатации пласта с показом состояния скважин соответствующими условными знаками.

§ 6. УСТАНОВЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ПО ДАННЫМ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН И ПЛАСТА

В результате исследований скважин представляется возможным установить надлежащий отбор нефти из отдельных скважин и из пласта в целом. Установление правильного технологического режима работы скважин является важнейшей задачей на промысле. При решении этой задачи необходимо руководствоваться требованиями геологического, технического и экономического порядка.

Установить технологический режим эксплуатации скважины означает выбрать такие параметры работы ее подъемного механизма,

которые обеспечивают получение заданного дебита при соответствующей депрессии.

Из приведенной выше формулы (IV.23) следует, что максимальный дебит скважины может быть получен при $r_{\text{заб}} = 0$, если для этого имеются соответствующие геологические и технические условия. Такой дебит называется потенциальным. Совершенно очевидно, что для получения потенциального дебита не всегда обязательно доводить забойное давление до нуля, однако необходимо создать такое забойное давление и такие условия эксплуатации (например, при фонтанном способе эксплуатации, когда забойное давление не может быть равным нулю), которые обеспечили бы максимальный приток нефти в скважину.

Следует иметь в виду, что потенциальный дебит в большинстве случаев невозможно получить из-за технических (опасность слома колонны и т. п.) и геологических (образование пробок, обвалы и т. д., которые могут привести к неполному использованию имеющихся в пласте запасов нефти) причин. В связи с этим в большинстве скважин приходится ограничивать отбор жидкости, чтобы обеспечить их нормальную эксплуатацию и тем самым наибольшую отдачу нефти из пласта. Для этого устанавливают норму отбора по скважинам.

56

Под нормой отбора следует понимать максимальный дебит скважины, допустимый условиями рациональной эксплуатации и обеспечивающий продуктивной характеристикой скважин. Нормы отборов, представляющие максимальные допустимые дебиты скважин, могут отличаться от технических норм добычи нефти, устанавливаемых бригаде по добыче на каждый месяц и учитывающих технические возможности установленного оборудования.

Обычно для каждой скважины в зависимости от технических и геологических условий, которые могут изменяться во времени, устанавливают некоторую техническую норму добычи нефти, которая является оптимальным дебитом для скважины в данных условиях. Технической нормой добычи нефти (оптимальным дебитом) называется максимальный дебит, который можно получить из скважины при выполнении требований рациональной эксплуатации и рационального использования эксплуатационного оборудования.

Установленные нормы отборов для отдельных скважин не являются постоянными величинами и могут повышаться при улучшении условий эксплуатации (например, при осуществлении методов поддержания пластового давления, воздействия на призабойную зону скважины и т. д.).

Для правильного установления технической нормы добычи необходимо знать состояние разработки пласта и ряд других вопросов:

- 1) литолого-физическую характеристику пласта, данные о местоположении скважины на структуре, о свойствах нефти, газа и воды в пластовых условиях;

2) данные о конструкции скважины и способе вскрытия пласта (по характеру и степени вскрытия), а также о техническом оборудовании забоя;

3) результаты исследования скважины с характеристикой режима ее работы (а также режима всего пласта), давлений (статического и забойного), коэффициента продуктивности и дебитов скважины (нефти, газа и воды);

4) сведения о пробообразовании, о выносе песка и других факторах и осложнениях в процессе эксплуатации;

5) данные о применяемой системе разработки и задачах, возложенных на рассматриваемую скважину;

6) сведения о динамике продвижения контактов газ — нефть и вода — нефть;

7) данные об установленном на скважине эксплуатационном оборудовании, эффективности применяемого способа эксплуатации и целесообразности их замены.

К геологическим факторам, которые следует учитывать при установлении технической нормы добычи, относятся:

1) неустойчивое залегание пород и наличие рыхлых песков, что может вызвать обвалы, песчаные пробки и вынос песка из скважины; вынос песка нарушает нормальную эксплуатацию скважины и, кроме того, может привести к захвату эксплуатационных труб и преждевременному износу эксплуатационного оборудования; в этих случаях опытным путем устанавливают допустимую депрессию, предотвращающую вынос песка выше установленного процента;

2) наличие подошвенных вод, что может привести к образованию конуса обводнения при чрезмерно интенсивной эксплуатации нефтеского пласта.

К техническим факторам относятся:

1) недостаточная прочность обсадной колонны и возможное смятие ее при значительном снижении рабочего давления в скважине;

2) малая мощность и несовершенство имеющегося на промысле эксплуатационного оборудования.

Устанавливая техническую норму добычи, следует также учитывать энергетические свойства пласта.

При режиме растворенного газа чрезмерно высокий газовый фактор может явиться причиной ограничения дебита в скважине.

При газонапорном режиме приходится ограничивать дебит в скважинах, расположенных вблизи контакта газ — нефть, во избежание непроизводительного выпуска газа из недр. Ограничение дебита в скважинах вызывается также необходимостью обеспечения равномерного продвижения контакта газ — нефть и предотвращения языков газа, прорывающихся из газовой шапки. В этих случаях полезно перекрывать колонной верхнюю часть пласта в скважинах.

При водонапорном режиме приходится ограничивать дебит с целью предотвращения языков и конусов обводнения, недопущения выделения в пласте газа из нефти вследствие снижения давления на забое ниже давления насыщения нефти газом, а также для обеспечения равномерного стягивания контура нефтеносности.

Наличие и учет всех указанных данных позволяют правильно наметить оптимальный дебит скважины и подобрать для этого соответствующее оборудование и способ эксплуатации.

Нормы отбора нефти устанавливаются по скважинам с дебитом более 25 $m^3/\text{сутки}$ ежемесячно, по скважинам с дебитом от 2 до 25 $m^3/\text{сутки}$ — ежеквартально, по скважинам с дебитом менее 2 $m^3/\text{сутки}$ — раз в полугодие.

Нормы отбора нефти из скважин следует устанавливать в соответствии с продуктивностью скважины, определяемой характером индикаторной кривой притока. Поэтому индикаторные кривые необходимо строить по данным исследования скважин не менее чем при двух режимах эксплуатации с определением статического и динамических забойных давлений. Экстраполяция индикаторных кривых для определения возможного дебита и депрессии допускается на участке, не превышающем 50% от длины исследованного интервала.

Задаваемую величину дебита уточняют по регулировочным кривым, которые следует строить параллельно с индикаторными кривыми при исследовании скважины на приток. По регулировочным кривым, представляющим зависимость дебита нефти, воды, газа, величины газового фактора и процента песка (если песок в определенных условиях нарушает нормальную работу скважины) от параметров подъемного механизма, устанавливают параметры, обеспечивающие получение заданного дебита.

В поздней стадии разработки при значительном истощении основных запасов естественной пластовой энергии и при отсутствии искусственных источников энергии — закачка в пласт воды или газа (воздуха) — дебиты скважин можно устанавливать в соответствии с потенциальными возможностями скважин. Индикаторной диаграммы получить при этом обычно не удается. Поэтому в процессе исследования строят лишь регулировочные кривые, при помощи которых подбирают соответствующие параметры подъемного механизма, обеспечивающие получение потенциального дебита.

В категорию скважин с неограниченным отбором (с потенциальным дебитом) включаются:

а) малодебитные скважины в истощенных пластах, в которых при существующих темпах отбора нефти динамические уровни устанавливаются вблизи приема глубинного насоса;

б) скважины с низким пластовым давлением, удаленные от контуров газоводоносности, в которых создание максимальных возможных депрессий (равных по величине пластовому давлению

или близких к нему) не приводит к чрезмерному пробкообразованию, росту газовых факторов и степени обводненности добываемой нефти;

в) скважины, эксплуатирующие сильно обводненные пласты по методу форсированного отбора, со средней обводненностью выше 80% при отсутствии осложнений вследствие пробкообразования.

Во всех случаях, где по геолого-техническим соображениям необходимо ограничивать отбор жидкости из скважин, при установлении норм отбора следует руководствоваться соответствующими инструкциями с соблюдением правил по охране недр.

Как известно, эксплуатацию нефтяных скважин можно осуществлять различными способами в зависимости от вида пластовой энергии, глубины скважины, наличия на промысле энергетической базы, а также от экономической целесообразности применения того или иного способа эксплуатации. Различают следующие способы эксплуатации:

1) фонтанный;

2) компрессорный (непрерывный эрлифт и газлифт, плунжерный и периодический лифт и газлифт с использованием газа высокого давления фонтанных скважин);

3) глубиннонасосный (с применением штанговых и бесштанговых глубинных насосов).

Фонтанный способ эксплуатации является наиболее экономичным. Поэтому следует обеспечивать продление периода фонтанной эксплуатации путем воздействия на пласт в тех случаях, когда это с технической и экономической точек зрения целесообразно.

Компрессорный способ эксплуатации применяется в районах, располагающих парком действующих компрессоров и высокодебитными скважинами, прекратившими фонтанирование, но имеющими высокие динамические уровни, допускающие компрессорную эксплуатацию. Показателями эффективности данного способа эксплуатации являются количество (в m^3) воздуха (или газа), расходуемого на извлечение 1 т жидкости, и себестоимость нефти.

Глубиннонасосный способ эксплуатации нужно применять в тех случаях, когда для этого имеются соответствующие технико-экономические условия: глубина динамического уровня, дебиты скважин и т. д.

Центробежные погружные электронасосы применяются в скважинах, в которых при эксплуатации не выделяется песок или выделяется в очень небольшом количестве, а также в тех случаях, когда штанговые глубинные насосы не могут обеспечить необходимый отбор жидкости с данной глубины.

Для наблюдения за режимом работы фонтанных скважин необходимо замерять:

- 1) давления на буфере и в затрубном пространстве манометрами;
- 2) пластовые давления глубинными манометрами;

3) дебиты нефти и газа.

Для наблюдения за режимом работы компрессорных скважин необходимо замерять:

1) давления и расходы рабочего агента на линиях и в газораспределительных будках (или на рабочих линиях у устья скважины);

2) давления на буфере или выкидной линии до штуцера;

3) расход рабочего агента на линии от траха (для учета добываемого газа);

4) дебит жидкости.

Для наблюдения за режимами работы насосных скважин необходимы замеры дебитов жидкости и газа и динамометрирование.

§ 7. ИССЛЕДОВАНИЕ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН И УСТАНОВЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Методика исследования

Исследование газовых скважин проводят для установления режима их работы путем определения зависимости дебита газа от противодавления и характера изменения расхода газа и давления во времени.

Давление измеряют образцовыми манометрами, дающими погрешность не более 0,35% от максимального значения шкалы. Перед проведением испытаний манометры калибруют на грузовом прессе Рухгольца. Температуру газа измеряют максимальными термометрами с ценой деления 0,1°. Для измерения расхода газа широко применяют шайбный измеритель критического истечения (прувер).

Испытание газовой скважины проводят обычно в следующем порядке.

1. Продувают скважину в течение 15—20 мин. и затем полностью закрывают; обычно давление в закрытой скважине устанавливается в течение 2—3 час. (лишь в отдельных месторождениях, например, при малой проницаемости коллекторов срок стабилизации давлений сильно затягивается и это требует применения особых приемов испытания скважины).

2. В прувере устанавливают шайбу критического истечения с наименьшим калиброванным отверстием, затем открывают основную задвижку и в процессе истечения газа выжидают момент наступления установившегося состояния, которое фиксируется неизменяющимися величинами давлений на манометрах перед шайбой критического истечения и в затрубном пространстве; полученные данные и температуру газа фиксируют.

3. Закрывают основную задвижку и в прувере устанавливают шайбу с большим калиброванным отверстием. Опять открывают основную задвижку и после наступления установившегося состояния вновь записывают новые значения давлений и температуры.

Такие операции повторяют несколько раз с различными калибраторами отверстиями.

4. По давлению на устье скважины подсчитывают для каждой шайбы дебит газа, а также величину давления на забое.

5. Строят график зависимости дебита газа q от давлений ($p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб}}^2$), здесь $p_{\text{пл}}$ — пластовое давление и $p_{\text{заб}}$ — забойное давление в ата.

При проведении испытания скважины одновременно исследуют породоуловитель на появление в нем частиц породы, конденсата, воды и т. д.

В настоящее время за максимальный допустимый дебит принимают тот, при котором в породоуловителе появляются частицы породы или воды, а также в случае появления вибрации поверхностного оборудования.

Обработка результатов исследования

В первую очередь вычисляют статическое забойное давление в скважине по давлению на устье закрытой скважины (давление на забое можно измерить также глубинным манометром) по формуле¹

$$p_{\text{заб}} = p_y e^{-\frac{0.03415 \gamma_r L}{Z_{\text{ср}} T_{\text{ср}}}}, \quad (\text{IV. 26})$$

где $p_{\text{заб}}$ — статическое давление на забое закрытой скважины в ата;

p_y — статическое давление на устье закрытой скважины в ата;

γ_r — удельный вес газа по воздуху;

L — глубина скважины в м;

$T_{\text{ср}}$ — средняя абсолютная температура в стволе скважины в °C;

$Z_{\text{ср}}$ — средний коэффициент сжимаемости газа;

0,03415 — коэффициент, представляющий собой обратную величину газовой постоянной для воздуха.

Для различных значений $\frac{\gamma_r L}{Z_{\text{ср}} T_{\text{ср}}}$ при помощи табл. 26 можно определить величины

$$\frac{0,03415 \gamma_r L}{Z_{\text{ср}} T_{\text{ср}}} = S \text{ и } e^{-\frac{0,03415 \gamma_r L}{Z_{\text{ср}} T_{\text{ср}}}} = e^S.$$

Результаты испытаний скважины обрабатывают либо по степенной (одночленной), либо по двучленной формуле. Двучленная формула более правильно характеризует движение газа по пласту к скважине.

¹ При исследовании газовых скважин обычно пользуются этой формулой, а не формулой (III. 53).

Таблица 26

$\gamma_r L / Z_{cp} T_{cp}$	S	$2S$	e^S	e^{2S}
0,3	0,01024	0,02049	1,0103	1,0207
0,5	0,01707	0,03415	1,0173	1,0347
1,0	0,03415	0,06830	1,0347	1,0707
1,5	0,05123	0,10245	1,0526	1,1079
2,0	0,06830	0,13660	1,0707	1,1464
2,5	0,08538	0,17075	1,0892	1,1861
3,0	0,10245	0,20490	1,1079	1,2274
3,5	0,11953	0,23906	1,1269	1,2699
4,0	0,13660	0,27320	1,1464	1,3142
4,5	0,15368	0,30736	1,1661	1,3598
5,0	0,17075	0,34150	1,1861	1,4068
5,5	0,18783	0,37566	1,2066	1,4559
6,0	0,20490	0,40980	1,2274	1,5065
6,5	0,22198	0,44396	1,2486	1,5590
7,0	0,23905	0,47810	1,2699	1,6126

При применении одночленной формулы предполагают что приток газа к забою скважины характеризуется уравнением

$$q = C (p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб}}^2)^n, \quad (\text{IV. 27})$$

где C — коэффициент пропорциональности; при $n = 1$ он является коэффициентом продуктивности;

n — показатель степени, зависящий главным образом от режима фильтрации.

Указанные коэффициенты могут быть определены из данных испытания по соотношениям:

$$n = \frac{\lg q_2 - \lg q_1}{\lg (p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб } 2}^2) - \lg (p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб } 1}^2)}; \quad (\text{IV. 28})$$

$$C = \frac{q_1}{(p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб } 1}^2)}, \quad (\text{IV. 29})$$

где q_1 , q_2 , $p_{\text{заб } 1}$, $p_{\text{заб } 2}$ — соответственно дебиты газа и забойные давления при двух испытаниях скважины.

Тогда абсолютно свободный дебит, под которым понимают количество газа, которое могло бы быть получено при снижении давления на забое до 1 ата, определится при $p_{\text{заб}} = 1$ ата по формуле

$$q_{a.c} = C p_{\text{пл}}^{2n}. \quad (\text{IV. 30})$$

$p_{\text{заб}} = 1$ отбрасываем, так как $p_{\text{пл}}^{2n}$ несравнимо больше единицы. При логарифмировании уравнения (IV. 27) получим

$$\lg q = \lg C + n \lg (p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб}}^2) \quad (\text{IV. 31})$$

Если уравнение (IV.27) справедливо, то опытные точки, нанесенные в логарифмической сетке в координатах $\lg q$ (ось абсцисс) и $\lg(p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб}}^2)$ (ось ординат), ложатся на прямую линию, а тангенс угла наклона этой прямой к оси ординат будет определять величину n . Экстраполируя полученную прямую до горизонтали с ординатой $p_{\text{пл}}^{2n}$, получим точку, соответствующую q_a . Эта величина абсолютно свободного дебита может быть определена также по уравнению (IV. 31), если подставить в него значения C и n , взятые из выражений (IV. 28) и (IV. 29), принять $p_{\text{заб}}^2 = 1$ и пренебречь этой величиной.

Следует отметить, что определение указанным методом абсолютно свободного дебита имеет тот недостаток, что показатель степени n и коэффициент C принимаются постоянными. На самом деле фильтрация газа в пласте происходит по различным законам, плавно переходящим один в другой. При этом установлено, что показатель степени n есть функция числа Рейнольдса и изменяется в пределах $0,5 \leq n \leq 1$.

Методика обработки результатов исследования газовых скважин, основанная на применении двучленной формулы (IV. 32), является более правильной и ее следует применять.

Двучленная формула имеет вид;

$$p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб}}^2 = aq + bq^2, \quad (\text{IV. 32})$$

где q — дебит скважины в $\text{нм}^3/\text{сутки}$ или тыс. $\text{нм}^3/\text{сутки}$;
 a и b — коэффициенты.

Для обработки результатов исследования формулу (IV. 32) приводят к виду

$$\frac{p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб}}^2}{q} = a + bq. \quad (\text{IV. 33})$$

Пользуясь полученным выражением, откладывают по оси абсцисс значения $q = x$, а по оси ординат значения $\frac{p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб}}^2}{q} = y$. Полученные фактические точки должны ложиться на прямой, соответствующей уравнению $y = a + bx$.

На рис. 132 показана обработка результатов испытания скважины в координатах q и $p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб}}^2$, а на рис. 133 в координатах $\frac{p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб}}^2}{q}$ и q . Как видно, на рис. 132 кривая представляет собой параболу, а на рис. 133 она является прямой.

Числовые значения коэффициентов a и b можно определить по графику (рис. 133); коэффициент a равен отрезку, отсекаемому прямой при пересечении оси ординат, а коэффициент b равен

тангенсу угла наклона прямой к горизонтальной оси. Для любого значения y и x коэффициент b равен

$$b = \frac{y_1 - y_2}{x_1 - x_2} = \frac{\frac{p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб}}^2}{q_1} - \frac{p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб}}^2}{q_2}}{q_1 - q_2}. \quad (\text{IV. 34})$$

Следует, однако, иметь в виду, что непосредственное значение b как тангенса угла наклона можно определить только в случае, если масштабы величин $\frac{p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб}}^2}{q}$ и q одинаковы, а это условие

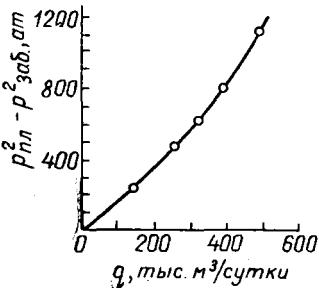


Рис. 132. Обработка результатов испытания скважины по методу противодавления при помощи двучленной формулы по зависимости между q и $p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб}}^2$.

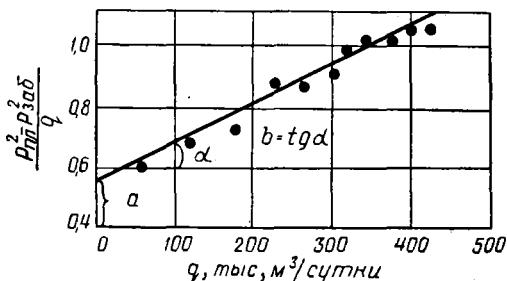


Рис. 133. Обработка результатов испытания скважины при использовании двучленной формулы в координатах q и $\frac{p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб}}^2}{q}$.

обычно не соблюдается. Для прямой линии (рис. 133), когда $x_2 = 0$, $y_2 = a$, выражение (IV. 34) будет иметь вид:

$$b = \frac{y - a}{x}. \quad (\text{IV. 35})$$

По полученной прямой (рис. 133) можно также определить абсолютно свободный дебит скважины, экстраполируя кривую до значения ординаты $p_{\text{пл}}^2/q$ и определив для этой точки соответствующее значение абсциссы q .

Аналитически абсолютно свободный дебит скважины можно определить по формуле (IV. 32), если пренебречь в ней величиной $p_{\text{заб}}^2 = 1$. Тогда формула примет вид:

$$p_{\text{пл}}^2 = aq_{a.c} + bq_{a.c}^2,$$

откуда

$$q_{a.c} = \frac{\sqrt{a^2 + 4p_{\text{пл}}^2 b} - a}{2b}, \quad (\text{IV. 36})$$

В настоящее время величиной $q_{a.c}$ в промысловой практике не пользуются. В рабочем диапазоне изменений дебитов скважин подсчеты по формулам (IV. 27) и (IV. 32) дают практически одинаковые результаты. В связи с этим ввиду простоты обработки данных испытаний по одночленной (степенной) формуле она является предпочтительней в тех случаях, когда точки в логарифмической сетке ложатся на прямую. В случаях, когда скважина несовершенна по степени и характеру вскрытия, а также при дебитах более 200 тыс. $m^3/\text{сутки}$ ($\frac{bq}{a} 100 > 10\%$), результаты испытаний скважин следует обрабатывать по двучленной формуле.

При необходимости в этом случае можно определить также свободный дебит скважины при $t = 20^\circ \text{C}$ и 760 мм рт. ст. (свободным дебитом скважины называется практически наибольший дебит, который может быть получен из скважины при установлении на устье противодавления, равного 1 atm) по формуле

$$q_c = \frac{\sqrt{a^2 + 4(B+b)p_{\text{пл}}^2} - a}{2(B+b)}. \quad (\text{IV. 37})$$

Здесь

$$B = \frac{1,377 \lambda T_{\text{cp}}^2 (e^{2S} - 1)}{D^6}, \quad (\text{IV. 38})$$

где λ — коэффициент сопротивления (безразмерный); в случае движения чистого газа он зависит от величины Re газового потока и относительной шероховатости стенок труб ε ;
 D — внутренний диаметр фонтанных труб в см;
 e^{2S} — выражение, определяемое по табл. 26;

Таблица 27

Диаметр фонтанной колонны D см	$q_{\text{кр}}$, тыс. $m^3/\text{сутки}$	Значения λ при $q > q_{\text{кр}}$
дюймы		
2,5	1	0,028
4,0	1 $\frac{1}{2}$	0,027
5,0	2	0,026
6,2	2 $\frac{1}{2}$	0,025
7,6	3	0,024
10,0	4	0,023
12,7	5	0,022
15,2	6	0,021

T_{cp} — средняя абсолютная температура газа в столбе, движущимся от забоя до устья;

$$T_{cp} = \frac{T_u + T_{заб}}{2},$$

где T_u и $T_{заб}$ — температура соответственно на устье и на забое.

Коэффициент сопротивления λ при движении газа по фонтанной колонне можно определить по табл. 27, если $q > q_{kp}$ (q_{kp} — предельный наименьший дебит).

Если $q < q_{kp}$, то коэффициент сопротивления определяют по формуле

$$\lambda = 0,029 \left(\frac{D}{\gamma q} \right)^{0,13}, \quad (IV. 39)$$

где γ — удельный вес газа по воздуху.

Установление технологического режима эксплуатации по данным исследования скважин

При установлении технологического режима эксплуатации скважины стремятся к получению возможно большего дебита при минимальной затрате пластовой энергии, контролируя в процессе работы скважины:

1) установленный допустимый отбор газа с учетом геологотехнического состояния скважины;

2) режим работы скважины и величину давления на головке для обеспечения ее нормальной работы при подключении в газосборную сеть;

3) отклонения дебита и давления в процессе эксплуатации от заданного режима работы;

4) появление в процессе эксплуатации притоков воды, нефти, конденсата и обломков породы;

5) состав газа путем анализов газа (определения удельного веса, содержания азота, углекислоты, серы, влажности и газолиновых фракций) и выносимых конденсата и воды.

Правильно установленный режим работы скважины обеспечит:

1) предотвращение разрушения призабойной зоны пласта вследствие выноса песчинок и частиц цементирующего материала породы;

2) недопущение образования конуса подошвенной воды;

3) предотвращение возможного смятия колонны при малых противодавлениях на пласт;

4) устранение вибрации оборудования на устье скважины при весьма больших дебитах газа.

При установлении режима работы скважины следует учитывать строение газоносного пласта. Если пласт представлен несцепменти-

рованным или слабосцементированным песком, то возникает необходимость ограничивать дебит газа во избежание разрушения газоносного коллектора в призабойной зоне и предохранения оборудования от разрушающего воздействия на него песка. Когда газоносный коллектор представлен устойчивыми породами — известняками, доломитами, песчаниками, то указанная выше опасность выноса частиц породы отпадает и дебит газа по этой причине можно не ограничивать.

В газоносных породах, представленных рыхлыми песками и имеющих подопшвенную воду, ограничение дебита газа возникает вследствие опасений возможного выноса песка и образования конуса обводнения.

Для наблюдения за изменением пластового давления в газовых скважинах применяют манометры высокого класса точности. При отборе газа из газовой залежи сопоставляют количество отобранного газа со снижением давления на 1 ат. Если количество отобранного газа уменьшается в процессе эксплуатации, то выясняют причины этого и устраниют их; если же количество газа, добывшего на 1 ат снижения давления, увеличивается, то выясняют, не является ли это следствием продвижения контурных вод. При наличии водонапорного режима количество отобранного газа на 1 ат падения давления сопоставляют со скоростью продвижения контурных вод.

При установлении технологического режима эксплуатации следует руководствоваться теми основными факторами, которые характеризуют данный газоносный пласт.

Если снижение давления для данного газоносного пласта ниже определенной величины будет способствовать подъему конуса подопшвенной (или нижней) воды, а также может вызвать образование пробок и обвалов, то в этом случае режим эксплуатации следует вести при постоянной депрессии: $p_{пл} - p_{заб} = \text{const}$.

Для слабосцементированных пород, когда чрезмерная скорость движения газа в призабойной зоне приводит к выносу песка и разрушению коллектора, возникает необходимость вести эксплуатацию при постоянной скорости движения газа в забое; такой режим должен соответствовать зависимости

$$\frac{q}{p_{заб} F} = v_{заб} = \text{const}, \quad (IV. 40)$$

где q — текущий суточный дебит скважины;

$p_{заб}$ — текущее давление на забое (рабочее противодавление);

F — площадь фронта фильтрации;

$v_{заб}$ — скорость движения газа в забое.

Наконец, следует отметить режим постоянного дебита скважины, который связан не с геолого-техническими факторами, влияющими на производительность скважины, а с потребностью газа при заданном числе скважин.

Специфика эксплуатации газовых скважин в отличие от нефтяных заключается в неразрывности процесса добычи газа из скважин и его транспортировки до точек потребления, иногда расположенных весьма далеко от места добычи.

Поэтому эксплуатация всей системы (включая скважины и наземные сети) строится таким образом, чтобы наиболее экономичным способом подать под давлением газ из скважины к конечной точке — непосредственно потребителю, либо к ближайшей компрессорной станции.

§ 8. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН

Сложный ремонт в нефтяных скважинах выполняется конторами капитального ремонта, имеющимися в каждом нефтепромысловом управлении.

Эти конторы укомплектованы квалифицированным персоналом и соответствующим оборудованием: мощными тракторами-подъемниками, буровыми станками, буровым и ловильным инструментом, цементировочными агрегатами и пр.

Работы, относящиеся к разряду капитального ремонта, весьма разнообразны. К ним относятся: 1) ремонтно-изоляционные работы по изоляции посторонних (верхних или нижних) вод, для восстановления эксплуатации нефтяного горизонта или возврата на один из пропущенных вышележащих горизонтов (а также по изоляции подошвенных вод); 2) ловильные работы, проводимые для ликвидации аварий и извлечения из скважины железных предметов, освобождения прихваченных песком труб и т. п.; 3) ремонтно-исправительные работы, связанные с исправлением дефектов в эксплуатационной колонне; 4) различные другие работы: чистка забоя, досстрел труб и т. п.

Для проведения работ по капитальному ремонту скважин необходимо предварительно изучить геолого-техническую документацию скважин и обследовать их для соответствующего установления плана работы.

При аварии обследуют ствол скважины для выяснения состояния эксплуатационной колонны и установления местонахождения и положения аварийного оборудования или посторонних предметов. При обводнении скважины определяют место и пути проникновения посторонних или подопревенных вод. Для этого исследуют скважину, применяя промысловые и промыслово-геофизические методы, и изучают воды путем отбора проб и их лабораторного анализа.

Техника проведения ловильных, ремонтно-изоляционных и ремонтно-исправительных работ описана в книгах по эксплуатации и бурению нефтяных и газовых скважин.

При проектировании различного рода других работ, связанных с повышением эффективности эксплуатации скважины, геолог дол-

жен тщательно изучить состояние эксплуатации всех газо-нефтяных продуктивных горизонтов, а также геолого-техническое состояние отдельных скважин. По результатам такого исследования 1) выбирают эксплуатационные объекты для возврата (при истощении эксплуатируемого скважиной горизонта); 2) определяют объекты для забуривания новых стволов в эксплуатационных скважинах (если восстановление эксплуатационной скважины другим способом затягивается или не достигается); 3) выбирают метод изоляции от подошвенной воды (что может давать эффект лишь при наличии в подошвенной части продуктивного горизонта глинистых прослоев); 4) производят дострел колонны в целях увеличения плотности перфорации или укрупнения эксплуатационного объекта; 5) осуществляют обработку призабойной зоны, а также решают другие вопросы, более подробно рассмотренные в главе VI, § 12.

Для производства подземного ремонта газовых скважин необходимо их предварительно заглушить. Этим подземный ремонт газовых скважин отличается от ремонта нефтяных скважин. Для глушения скважины в затрубное пространство закачивают глинистый раствор (а при невысоких пластовых давлениях можно закачивать и воду). К наиболее часто встречающимся работам по капитальному ремонту газовых скважин относятся цементирование скважин для ликвидации появившихся посторонних или подошвенных вод, возврат на другой объект, ремонтные и ремонтно-ликвидационные работы и др.

Работам по капитальному ремонту скважин следует уделять большое внимание в целях увеличения фонда действующих скважин и полной ликвидации фонда бездействующих или простояющих скважин.

Глава V

МЕТОДЫ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Учет и контроль запасов минерального сырья, в том числе нефти и газа, являются важной задачей.

Для подсчета запасов необходимы всестороннее геологическое изучение месторождения, с которым связана залежь нефти или газа, и знание особенностей условий их залегания. Сам подсчет запасов значительно упрощается и может быть правильно сделан лишь после детального и всестороннего геологического изучения залежи нефти или газа.

По потенциальным запасам нефти и газа Советский Союз в настоящее время занимает первое место в мире. Плановое распределение капиталовложений в нефтяную промышленность и объем их по отдельным районам определяются перспективами их развития на основе данных о запасах нефти. Поэтому совершенно необходимо дать оценку запасам в различных районах с точки зрения большей или меньшей их достоверности, поставив задачу детальной разведки их и перевода в высшие категории. Таким образом, при подсчете запасов нефти и газа необходимо критически пересмотреть весь геологический материал, оценить данные геолого-разведочных работ и наметить дальнейшие пути их развития в связи с полученными результатами подсчета запасов. В этом заключается огромная роль оценки ресурсов нефти и газа, а сама оценка требует кропотливой и трудоемкой работы геолога по детальному и всестороннему геологическому изучению нефтяного и газового месторождений.

Поставленные партией и правительством грандиозные задачи по развитию нефтяной и газовой промышленности требуют более тщательного сбора фактического материала, глубокого изучения на промыслах и в лаборатории основных свойств пластов и насыщающих их газов и жидкостей и методически правильного их использования при оценке запасов. Этим вопросам в книге отведено значительное место.

При подсчете запасов следует применять ряд методов, так как лишь при комплексном сравнительном подсчете различными методами можно получить критерий для выбора наиболее достоверной цифры запасов.

В соответствии с этим в книге описаны следующие методы.

Для подсчета запасов нефти: 1) объемный (и варианты его — объемно-статический, изолиний, гектарный и весовой); 2) статистический (для более полного ознакомления с которым введена краткая глава по основам статистики, в которой излагаются методы, применяемые при подсчете запасов нефти); 3) материального баланса.

Для подсчета запасов газа: 1) объемный и метод по падению давления для свободного газа в чисто газоносных пластах; 2) подсчет по данным о запасах нефти и растворимости газа в нефти для попутного газа.

При подсчете запасов нефти и газа следует руководствоваться классификацией запасов месторождений (залежей) нефти и горючих газов.

1. КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЗАЛЕЖЕЙ) НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ

Общие положения

1. Классификация запасов месторождений (залежей)¹ нефти и горючих газов устанавливает единые принципы подсчета и учета запасов нефти и горючих газов в недрах, а также принципы определения подготовленности запасов для промышленного освоения в зависимости от степени изученности месторождений.

2. При определении запасов нефти и газов месторождений подлежат обязательному подсчету и учету все содержащиеся в них сопутствующие ценные компоненты (конденсат, гелий и др.).

3. Запасы нефти, газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов разделяются на две группы, подлежащие отдельному учету:

б а л а н с о в ы е, удовлетворяющие промышленным кондициям и горнотехническим условиям эксплуатации;

з а б а л а н с о в ы е, разработка которых вследствие ограниченности размеров запасов, низкого качества нефти и газа, малой производительности скважин, особой сложности условий эксплуатации нерентабельна в настоящее время, но которые могут рассматриваться в качестве объекта для промышленного освоения в дальнейшем.

В числе балансовых запасов нефти и конденсата выделяются и учитываются запасы извлекаемые, т. е. запасы, которые можно извлечь при наиболее полном и рациональном использовании современной техники.

Извлекаемые запасы растворенного в нефти газа месторождений с водонапорным режимом определяются и учитываются по извлеч-

¹ Везде месторождение означает также залежь.

каемым запасам нефти, а месторождений с другими режимами — по балансовым запасам нефти.

Промышленные кондиции, а также коэффициент извлечения нефти, газа, конденсата и сопутствующих компонентов обосновываются технико-экономическими расчетами и утверждаются в установленном порядке.

4. Запасы нефти и конденсата подсчитываются и учитываются в тысячах тонн, запасы газа — в миллионах кубических метров, приведенных к стандартным условиям (к одной атмосфере при 20° С).

5. Качественная характеристика нефти газа и содержащихся в них сопутствующих компонентов дается с учетом их назначения, технологии переработки, а также с учетом необходимости наиболее полного и комплексного их использования.

6. Применение настоящей классификации к отдельным типам месторождений нефти и газов определяется инструкцией Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР (ГКЗ).

Категории запасов

7. Запасы месторождений нефти и газов по степени их изученности подразделяются на четыре категории: А, В, С₁ и С₂, которые определяются следующими условиями.

Категория А — запасы, детально разведанные и подсчитанные на площади, оконтуренной скважинами, давшими промышленные притоки нефти и газа, а для газовых месторождений, кроме того, достоверно установленные по данным опытной эксплуатации; условия залегания, характер изменения коллекторских свойств, нефтенасыщение и газонасыщение продуктивных пластов, качественный и количественный состав нефти и газа и другие подсчетные параметры, а также основные показатели, определяющие условия разработки месторождения (режим пластов, продуктивность скважин, давление, проницаемость коллекторов), изучены детально на основании данных разведки и комплекса исследовательских работ.

Категория В — запасы на площади, промышленная нефтеносность или газоносность которой доказана наличием на этой площади скважин с благоприятными показателями каротажа и получением из месторождения промышленного притока нефти или газа не менее чем в двух скважинах, вскрывших продуктивную залежь на различных гипсометрических отметках; условия залегания, характер изменения коллекторских свойств, нефтенасыщение и газонасыщение продуктивных пластов и другие подсчетные параметры, а также основные показатели, определяющие условия разработки месторождения, изучены в целом по месторождению приближенно; определен полный состав нефти и газа.

См. Справочник по геологии

При указанных условиях по месторождениям, приуроченным к ненарушенным или слабонарушенным структурам и литологически однородным пластам простого строения, к категории В относятся запасы, подсчитанные в контуре изогипсы, соответствующей наиболее низкой отметке пласта, с которой скважинами получен промышленный приток нефти или газа.

По месторождениям со сложным геологическим строением, с резкими литологическими изменениями коллекторов к категории В относятся запасы, подсчитанные на площади, оконтуренной скважинами с положительными данными опробования и благоприятными показателями каротажа.

Категория С₁ — запасы месторождений, для которых условия залегания нефти и газа выявлены по данным геологопоисковых или геофизических работ, коллекторские свойства продуктивных пород и подсчетные параметры установлены по отдельным скважинам или по аналогии с соседними разведанными месторождениями при получении из оцениваемой площади хотя бы в одной скважине промышленного притока нефти или газа. К этой же категории относятся запасы залежей на площадях, непосредственно примыкающих к залежам с запасами более высоких категорий, а также запасы нефти и газов в пластах, положительно охарактеризованных каротажем и находящихся в пределах месторождения между залежами, из которых получены промышленные притоки нефти и газа.

Категория С₂ — запасы нефти и газов новых структур в пределах нефтегазоносных провинций по пластам, продуктивность которых установлена на других месторождениях, а также запасы нефти или газов известных месторождений в отдельных неразведенных тектонических блоках и пластах, продуктивность которых предполагается на основании благоприятных геологических и геофизических данных.

Балансовые запасы конденсата, гелия и других сопутствующих компонентов, в том числе извлекаемых, а также забалансовые запасы их относятся к тем же категориям, к которым относятся запасы газа, содержащего эти сопутствующие компоненты.

В необходимых случаях для оценки потенциальных возможностей развития нефтяной и газовой промышленности на отдельных территориях определяются прогнозные запасы на основе общих геологических представлений.

Подготовленность запасов для промышленного освоения

8. Подготовленность запасов нефти и газа для обоснования проектирования разработки месторождений и капиталовложений в промывшленное строительство определяется соотношением количества балансовых запасов нефти или газа категорий А, В и С₁ согласно табл. 28.

Таблица 2

Месторождения	Количество балансовых запасов отдельных категорий в % от суммарных балансовых запасов категорий А + В + С ₁ для месторождений					
	нефтяных и газо-нефтяных			газовых (не имеющих промышленных запасов нефти)		
	A + B не менее	в том числе A	C ₁	A + B не менее	в том числе A	C ₁
Крупные	40	20	60	40	20	60
Средние	40	10	60	40	—	60
Небольшие	30	—	70	20	—	80

П р и м е ч а н и е. К крупным относятся месторождения с запасами более 50 млн. т нефти или более 30 млрд. м³ газа, к средним — с запасами от 10 до 50 млн. т нефти или от 5 до 30 млрд. м³ газа и к небольшим — с запасами до 10 млн. т нефти или 5 млрд. м³ газа.

Для отдельных месторождений со своеобразными особенностями допускается отклонение от указанного предельного соотношения по категориям, специально оговариваемое в решении ГКЗ при утверждении запасов по месторождению.

9. Для нефтяных и газовых месторождений, введенных в разработку на основании указанных в пункте 8 соотношений запасов по категориям, перевод запасов в более высокие категории производится в основном по данным бурения и исследования эксплуатационных скважин, а в необходимых случаях — по данным бурения дополнительных разведочных скважин; по газовым месторождениям подсчет запасов при переводе их в более высокие категории может быть произведен по методу падения давления.

10. Газовые месторождения, не имеющие промышленных запасов нефти и расположенные в районах действующих газопроводов, могут вводиться в разработку на основе временной технологической схемы на срок до 2 лет с последующим определением запасов по методу падения давления и утверждением их в ГКЗ.

11. Для определения перспектив развития нефтяной и газовой промышленности наряду с запасами категорий А, В и С₁ учитываются и запасы категории С₂.

П р и м е ч а н и е. Категории запасов по нефтяным месторождениям, предназначенным для разработки шахтным и карьерным способами, определяются в соответствии с классификацией запасов месторождений твердых полезных ископаемых.

§ 2. УСЛОВИЯ ПРИМЕНЕНИЯ КЛАССИФИКАЦИИ¹

Все разведанные запасы нефти и горючих газов, которые служат или могут служить сырьевой базой для действующих, реконструируемых и проектируемых предприятий, подлежат обязательной проверке и утверждению в ГКЗ.

Порядок внесения, содержание и оформление материалов по подсчету запасов нефти и газа, представляемых на утверждение в ГКЗ, определяются соответствующей инструкцией.

Определение степени изученности разведанных месторождений нефти и газов и отнесение их запасов к различным категориям производится на основании требований, изложенных в классификации запасов.

Определение степени подготовленности запасов нефти и газов для обоснования проектирования разработки месторождений и капиталовложений в промысловое и промышленное строительство производится также согласно требованиям, изложенным в классификации запасов.

Промышленное значение и экономическая рентабельность разработки месторождения (залежи) определяются на основании технико-экономических расчетов, исходя из условий наиболее полного использования запасов нефти и газов. На основании этих расчетов определяются и в установленном порядке утверждаются кондиции.

Требования к изученности месторождений

Геологоразведочные работы должны дать наиболее полную оценку общих перспектив месторождения по площади и на глубину.

Глубина поисковых и разведочных скважин, как правило, должна обеспечить вскрытие наиболее полного разреза продуктивных отложений: в платформенных областях ряд скважин при технической возможности должен быть добурен до кристаллического фундамента.

Детальная разведка производится на месторождениях, промышленное значение которых установлено по данным предварительной разведки.

В результате детальной разведки должно быть обеспечено получение необходимых исходных данных для обоснования проектирования разработки месторождения.

Расстояния между разведочными скважинами, необходимые для оценки запасов нефти и газов по категориям А и В, определяются рядом факторов, важнейшими из которых являются:

а) размеры залежи;

¹ По Инструкции по применению классификации запасов к месторождениям нефти и газов, утвержденной ГКЗ 6/VII 1960 г.

- б) степень выдержанности нефтегазоносных пластов;
- в) сложность тектонического строения площади.

По степени выдержанности мощности и коллекторских свойств пласти, содержащие нефть или газы, условно могут быть разделены на в ы д е р ж а н ы е, характеризующиеся сравнительным постоянством мощности и коллекторских свойств по всей разведанной площади, н е в ы д е р ж а н ы е, характеризующиеся на разведанной площади изменчивостью мощности и коллекторских свойств, и и с к л ю ч и т е л ь н о н е в ы д е р ж а н ы е, характеризующиеся резкой изменчивостью коллекторских свойств на коротких расстояниях по разрезу и площади.

Преимущественное влияние того или иного фактора на выбор густоты разведочной сети определяется в каждом конкретном случае с учетом геологических особенностей месторождения (глава VI, § 1).

В процессе бурения по нефтегазосодержащим пластам должен производиться сплошной отбор керна, а по остальной части разреза — в количествах, обеспечивающих изучение его литологии и стратиграфии.

По каждой разведочной скважине должен быть проведен комплекс исследований в объеме, необходимом для обоснования подсчета запасов, включающий:

а) детальное изучение керна, образцов, взятых боковым грунтоносом, и шлама с целью определения литолого-петрографического состава продуктивных пластов и вмещающих их отложений, а также открытой пористости, проницаемости (параллельно и перпендикулярно напластованию), нефте-, газо- и водонасыщенности, карбонатности, трещиноватости и механического состава коллекторов;

б) электрокаротаж стандартными зондами по всему стволу в масштабе не мельче 1 : 500, боковое каротажное зондирование (БКЗ) и микрозондирование в масштабе не мельче 1 : 200 в пределах продуктивного пласта, определение удельного сопротивления глинистого раствора резистивиметром, гамма-нейтронный каротаж, гамма-каротаж, газовый и термокаротаж с целью выделения в разрезе продуктивных пластов, определения их мощности, пористости, нефтегазонасыщенности;

в) замеры искривления скважин инклинометром, замеры ствола каверномером и в отдельных скважинах замеры геотермического градиента;

г) сопоставление данных, полученных в результате изучения керна, образцов и шлама, с данными промыслового-геофизических исследований;

д) опробование каждого нефтегазосодержащего пласта на приток пластовой жидкости или газа с целью определения коэффициентов продуктивности, дебитов нефти, газов, конденсата и воды на разных режимах работы скважин; замеры статических уравнений, пластовых и забойных давлений, пластовых температур; отбор глу-

бинных проб нефти, газов и конденсата; определение суточного дебита нефтяных скважин по замерам фактической непрерывной добычи. При значительной литологической изменчивости и большой мощности продуктивного пласта опробование производится поинтервально. Измерение давлений в газовых скважинах (замеры пластовых и статических давлений, снятие кривых нарастания давления и дебит — давление) должно производиться образцовыми манометрами с периодической проверкой (тарировкой) их на грузовом прессе.

По скважинам, определяющим запасы категории А, должна быть проведена пробная эксплуатация для изучения режима залежи и установления оптимальных условий эксплуатации.

При низкой проницаемости коллекторов должны быть проведены работы по интенсификации притоков нефти и газов в скважины.

В процессе опробования и пробной эксплуатации должны быть определены:

а) для нефти — фракционный и групповой состав, содержание смол, асфальтенов, парафина, серы, а также вязкость и удельный вес (вязкость и удельный вес определяют как в поверхностных, так и пластовых условиях); величина давления насыщения нефти газом; растворимость газа в нефти; изменение объема нефти при различных давлениях и вязкость ее в пластовых условиях, а также коэффициенты упругости нефти и воды; газовый фактор, величина пластовых давлений и температур продуктивных пластов;

б) для газа, растворенного в нефти, и свободного — удельный вес по воздуху, теплотворная способность, химический состав (содержание в объемных процентах метана, этана, пропана, бутана до пентана и более тяжелых углеводородов, а также гелия, сероводорода, углекислоты, азота) и содержание газолиновых фракций;

в) для конденсата — содержание его в пластовых условиях, количество стабильного конденсата, выпадающего при различных режимах сепарации, фракционный состав и удельный вес.

В процессе разведки должны быть изучены подошвенные, краевые, промежуточные и пластовые воды, их гидродинамические особенности и химический состав (включая определения ценных попутных компонентов — йода, брома, бора, лития и других элементов); установлены состав и количество растворенного в воде газа; определены высотные положения контактов газ — вода, нефть — вода.

По законтурным и приконтурным скважинам должна быть определена приемистость пластом воды с целью выяснения условий применения законтурного заводнения.

В процессе пробной эксплуатации или промышленной разработки залежи из числа скважин, давших приток воды за контуром нефтеносности или газоносности, не менее чем по двум скважинам должны

быть проведены систематические наблюдения за изменением пластового давления.

Гидродинамические особенности и химический состав подземных вод месторождения должны быть рассмотрены и сопоставлены с соответствующими данными по другим месторождениям района; на основе этого сопоставления должны быть охарактеризованы вероятные области питания и разгрузки, величины и направление изменения напоров, а также характер изменения химического состава подземных вод изучаемых водоносных горизонтов.

На основе данных бурения, промыслово-геологических, промыслово-геофизических и лабораторных исследований, опробования и пробной эксплуатации должны быть установлены:

а) геологическое строение месторождения (литолого-стратиграфический разрез, положение нефтегазосодержащих пластов в разрезе, структурные формы отдельных стратиграфических комплексов и продуктивных пластов);

б) высотные положения газо-водяных, газо-нефтяных и водо-нефтяных контактов, контуры нефтегазоносности, формы и размеры залежей;

в) мощность продуктивных пластов (общая и эффективная);

г) пористость, трещиноватость, проницаемость, механический состав и карбонатность продуктивных пластов;

д) нефтенасыщенность и газонасыщенность пластов.

Запасы нефти и газов подсчитывают на структурных (подсчетных) планах, составленных в зависимости от размера месторождения, в масштабе, обеспечивающем необходимую точность замера площадей ($1 : 5000 - 1 : 50000$).

Принятые границы подсчета запасов по месторождению, отдельным залежам и подсчетным блокам должны быть увязаны с геологическими и структурными особенностями месторождения.

Подсчет запасов нефти, газов и конденсата должен производиться раздельно для каждой изолированной залежи.

Запасы нефти подсчитывают объемным методом; результаты подсчета в зависимости от наличия фактических данных контролируют подсчетом статистическим методом или методом материальных балансов.

Подсчет запасов газа, растворенного в нефти, производится по насыщенности нефти газом в пластовых условиях. Извлекаемые запасы газа, растворенного в нефти, определяют по средней величине газового фактора, замеренного на трапе.

Подсчет запасов газов газовых залежей производят в основном объемным методом.

Подсчет запасов газов методом падения давления допускается по залежкам, в которых доказано отсутствие запасов нефти промышленного значения и резко выраженного активного напора краевых вод, определено количество отобранного из залежи газа, установ-

влено снижение средневзвешенного и пластового давлений и достоверно оценено количество пластовой воды, поступившей в эту залежь за период пробной эксплуатации. Подсчет запасов газов этим методом производят только по категориям А и В.

Условия отнесения запасов к категориям по степени их изученности

Категория А

На площади подсчета запасов категории А должны быть детально изучены и достоверно установлены:

- а) положение продуктивного пласта в разрезе и степень выдержанности его по площади;
- б) литологический состав продуктивного пласта, его общая и эффективная мощность, коллекторские свойства пород, слагающих пласт (открытая пористость, проницаемость, нефтегазонасыщенность) и характер их изменения по площади и разрезу;
- в) нижние пределы удельных электрических сопротивлений при определении пористости и проницаемости продуктивного пласта геофизическими методами (с учетом гранулометрического состава и карбонатности пород);
- г) качество нефти, газа, конденсата и воды по пластам;
- д) по результатам пробной эксплуатации скважин — начальные и текущие дебиты нефти и воды, начальные рабочие и абсолютно свободные дебиты газа и содержание в нем конденсата и гелия, коэффициенты продуктивности скважин, величины начальных пластовых давлений, давления насыщения, газовых факторов и их изменение во времени. Продолжительность непрерывной пробной эксплуатации должна обеспечивать надежное определение указанных показателей и составлять для нефтяных скважин не менее 10—15, а для газовых 1—2 суток при условии относительной устойчивости дебита;
- е) по результатам разработки — среднемесечные дебиты нефти, газа, воды, изменения положения водо-нефтяного и газо-водяного контактов, контуров нефтеносности и газоносности и пластового давления.

Кроме того, в целом по залежи должны быть детально изучены гидрогеологические условия, режим залежи и высотное положение контактов газ — нефть — вода.

При подсчете запасов газов по категории А методом падения давления должны быть установлены:

- а) тектоническое и литологическое строение продуктивного пласта, мощность и характер его изменения;
- б) высотное положение газо-водяного контакта;
- в) изолированность газовой залежи;

- г) статическое и пластовое давления и пластовая температура газа;
- д) дебиты газовых скважин и их изменение во времени;
- е) состав газа, а при наличии конденсата — его количество и состав;
- ж) гидрогеологические условия и режим залежи.

Категория В

На площади подсчета запасов категории В должны быть приближенно изучены и установлены:

- а) положение продуктивного пласта в разрезе и степень выдержанности его по площади;
- б) литологический состав продуктивного пласта, его общая и эффективная мощность, коллекторские свойства пород, слагающих пласт (открытая пористость, проницаемость, нефтегазонасыщенность) и характер их изменения по площади и разрезу;
- в) по результатам опробования пласта не менее чем в двух скважинах, расположенных в разных частях площади, — дебиты нефти, газа и воды, пластовое давление (и статическое для газа), давление насыщения, коэффициент продуктивности;
- г) качество нефти, газа, конденсата и воды по пластам.

Кроме того, в целом по залежи должно быть определено положение контактов газ — нефть — вода. Режим нефтяной или газовой залежи для площади категории В, в пределах которой запасы категории А не выделены, определяются по аналогии с однотипными соседними разведанными месторождениями или залежами.

При подсчете запасов газов по категории В методом падения давления должны быть установлены:

- а) высотное положение газо-водяного контакта;
- б) изолированность газовой залежи;
- в) статическое и пластовое давления и пластовая температура;
- д) состав газа, а при наличии конденсата — его количество и состав.

Остальные показатели, характеризующие продуктивный пласт, могут быть изучены приближенно.

Категория С₁

Для отнесения запасов к категории С₁ по вновь выявленным залежам, где оценка запасов дается только по этой категории, необходимо:

- а) установить наличие геологической структуры, определить по отдельным скважинам литологический состав, мощность, пористость, нефтегазонасыщенность продуктивного пласта (в случае выдержанности пласта мощность, пористость и нефтегазонасыщенность его могут быть приняты по аналогии с соседними разбуренными площадями);

б) получить промышленный приток нефти или газа хотя бы в одной разведочной скважине, установить опробованием начальный дебит ее и производительность;

в) изучить качество нефти и газа.

На новых структурах, где имеется только одна продуктивная скважина, контуры нефть — вода или газ — вода, а также нефть — газ проводят в зависимости от геологического строения месторождения с учетом результатов геолого-геофизических исследований по аналогии с соседними изученными месторождениями или условно выделяют по данным структурного, фациального и палеогеографического анализов условий формирования месторождения.

Для запасов категории C_1 , подсчитываемых по блокам и полям, непосредственно примыкающим к площадям с запасами более высоких категорий, размер зоны экстраполяции определяют на основе общих геолого-структурных построений с учетом выдержанности литологического состава и коллекторских свойств продуктивных пластов.

Для подсчета запасов категории C_1 по пластам, положительно охарактеризованным каротажем и залегающим в пределах месторождения между пластами, из которых получены промышленные притоки нефти или газа, необходимо изучить литологический состав и определить для газовой залежи величину пластового давления. Режим работы залежи и качественная характеристика нефти и газа могут быть установлены по аналогии.

Категория C_2

Для отнесения запасов нефти и газа к категории C_2 , подсчитываемых на новых структурах и в отдельных неразведанных блоках и пластах, должны быть представлены необходимые геологические и геофизические данные, обосновывающие возможность выделения запасов категории C_2 .

Забалансовые запасы по категории C_2 не подсчитываются.

§ 3. МЕТОДЫ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ

При подсчете запасов нефти применяют объемный метод и различные его варианты, статистический метод и метод материальных балансов.

Объемный метод

Объемный метод основан на использовании данных о геологических условиях распределения нефти в горных породах. При подсчете запасов нефти этим методом, помимо собственно объемного метода, применяют следующие его варианты: объемно-статистический, объемно-весовой, гектарный и редко вариант изолиний. Наиболее распространенным является собственно объемный метод.

С о б с т в е н н о о б ъ е м н и й м е т о д

Объемный метод основан на том, что нефть залегает в порах пласта, объем которых можно определить, зная геометрические размеры нефтеносного пласта и пористость слагающих его пород.

Для подсчета запасов нефти применяют следующую формулу:

$$Q = Fhm \beta \eta \gamma \theta, \quad (\text{V. 1})$$

где Q — извлекаемый (промышленный) запас нефти в m^3 ;

F — площадь нефтеносности в m^2 ;

h — нефтенасыщенная мощность пласта в m ;

m — коэффициент открытой пористости нефtesодержащих пород;

β — коэффициент насыщения пласта нефтью (коэффициент нефтенасыщения);

η — коэффициент нефтеотдачи;

γ — удельный вес нефти на поверхности;

θ — пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти;

$\theta = 1/b$ (b — объемный коэффициент пластовой нефти).

Согласно Инструкции при подсчете запасов нефти или газа объемным методом должны быть представлены:

а) обоснования выделенных категорий запасов с указанием их границ на подсчетном плане-структурной карте по кровле горизонта с обозначением результатов опробования или пробной эксплуатации скважин условными знаками;

б) фактические данные по скважинам об эффективной мощности горизонта или пласта и его пористости, а также о методике получения и обоснования принятых исходных и средних величин для подсчета;

в) данные об анализах нефти и усадке нефти при извлечении ее на поверхность, а также данные о газовом факторе;

г) фактические данные о пластовом давлении, давлении насыщения, составе газа и температуре газоносного горизонта газового месторождения;

д) данные о режиме горизонта, типе коллектора и его свойствах.

Площадь нефтеносности F . Продуктивную площадь устанавливают на основе данных пробуренных скважин и их испытания. При подсчете запасов нефти продуктивная площадь изменяется на подсчетных планах.

Подсчетный план представляет собой структурную карту по кровле продуктивного горизонта, составленную в зависимости от размеров месторождения в масштабе от 1 : 5000 до 1 : 50000, на которой показывают условными знаками результаты опробования всех пробуренных скважин на дату подсчета. На плане отмечают скважины:

а) давшие безводную нефть или газ, у которых дробью показывают начальный среднесуточный дебит нефти или газа, дату появле-

ния воды, процент воды на дату ее появления в числителе; текущий среднесуточный дебит и процент воды на дату подсчета в знаменателе;

б) давшие нефть или газ с водой, у которых дробью указывают начальный среднесуточный дебит нефти или газа и процент воды в числителе, текущий среднесуточный дебит и процент воды на дату подсчета в знаменателе;

в) давшие воду или газ;

г) давшие при испытании воду с пленками нефти;

д) встретившие притоки нефти или газа в процессе бурения;

е) показавшие благоприятные признаки газонефтесности по каротажу, но не испытанные.

Для определения размера продуктивной площади необходимо тщательно проанализировать данные испытания скважин, сопоставив полученные результаты с интервалами прострела колонны, данными изучения кернов и материалами промыслового-геофизических исследований скважины (электро- и радиоактивный каротаж, боковое электрическое зондирование и т. д.), технической характеристикой конструкции скважины и т. п.

Н е ф т е н а с ы щ е н н а я м о ѡ щ н о с т ь п л а с т а h . Обычно определяют вертикальную (видимую) мощность пласта без поправки на угол падения его (так как при расчете объема пласта обычно берут произведение проекции площади на горизонтальную плоскость на вертикальную мощность).

Точное определение нефтенасыщенной мощности является важной задачей. Для этого используют данные анализа кернов, электрического и радиоактивного каротажа, а также материалы опробования скважин, позволяющие установить водо-нефтяной контакт и границы этой мощности. Особенно затруднено определение нефтенасыщенной мощности для карбонатных пород. В данном случае большое значение имеют комплексные определения этой величины. Положение нижней границы нефтенасыщенной мощности усложняется наличием переходной зоны¹, которая, как указывалось, в хорошо проницаемых коллекторах достигает 0,3 м, а в плохо проницаемых 7–8 м и даже более.

Для более точного определения нефтенасыщенной мощности пласта по отдельным скважинам следует использовать данные бокового электрического зондирования.

Определить мощность по керну, как правило, трудно потому, что процент выноса керна сильно колеблется и обычно не превышает 50–65 %. Таким образом, по имеющемуся керновому материалу трудно определить действительную мощность пласта и особенно тогда, когда коллектор представлен толщей чередующихся тонких прослоев песчаников, песков, глин и т. д.

¹ См. главу III, § 3. Раздел «Водо-нефтяной контакт и его характеристика».

Наилучшим для определения нефтенасыщенной мощности является использование комплексных наблюдений (изучение керна, данные испытания скважин, электро- и радиоактивный каротаж) в совокупности с техническими данными по скважине (конструкция, состояние забоя, интервал прострела дыр и т. д.).

Средняя эффективная нефтенасыщенная мощность пласта может быть вычислена различными способами — как среднеарифметическая величина или как средневзвешенная по площади.

Среднеарифметическую величину обычно вычисляют тогда, когда количество пробуренных скважин крайне невелико и мощность по этим скважинам сильно разнится. Если скважин пробурено достаточно много и мощность пласта в них меняется более или менее плавно, то в этом случае среднюю мощность вычисляют путем составления карты изопахит и подсчета по ней средней арифметической взвешенной мощности на единицу площади по соотношению

$$h = \frac{h_1 f_1 + h_2 f_2 + \dots + h_n f_n}{f_1 + f_2 + \dots + f_n}, \quad (V. 2)$$

где f_1, f_2, \dots, f_n — площади отдельных участков пласта, ограниченные соседними изопахитами, в m^2 ;

h_1, h_2, \dots, h_n — средние изопахиты, соответствующие указанным участкам и определяемые как средние величины между двумя соседними изопахитами, в m .

Объем продуктивной части пласта Fh . При подсчете запасов нефти объем пласта обычно вычисляют следующими способами.

1. В целом путем произведения проекции площади в плане на среднюю мощность (когда форма залежи проста и мощность резко не изменяется);

2. При помощи карт изопахит — путем вычисления элементарных объемов и последующего их суммирования по формуле

$$V = f_1 h_1 + f_2 h_2 + \dots + f_n h_n, \quad (V. 3)$$

где V — объем пласта в m^3 ;

f_1, f_2, \dots, f_n — площади участков между двумя соседними изопахитами в m^2 ;

h_1, h_2, \dots, h_n — средняя нефтенасыщенная или газонасыщенная мощность, определяемая как полусумма соседних изопахит, в m .

Такое вычисление производят при более сложном строении площади и наличии более или менее плавных изменений мощности.

3. По методу графического интегрирования по профилям, когда мощность коллектора скачкообразно изменяется и наблюдается выклинивание его в различных направлениях. При применении ука-

занного метода¹ проводят серию профилей вкрест простирации пород в направлениях расположения наибольшего количества скважин. По указанным профилям определяют площади, а затем с помощью так называемого результирующего графика — объем пласта.

Определение объема залежи путем сложных расчетов, используемых при подсчетах запасов твердых полезных ископаемых, для нефти и газа применяют очень редко. Это объясняется тем, что точность расчета объема залежи нефти или газа в большей мере зависит от трудности и сложности определения исходных данных (границ залежи), чем от метода подсчета объема залежи.

Наиболее сложным является определение объема нефтенасыщенной части в карбонатных коллекторах. Существующие методы определения объема залежи для карбонатных коллекторов недостаточно точны в связи с локальным развитием в них пористых участков и требуют уточнения и проведения для этого специальных исследований. Например, для определения эффективного объема (т. е. объема пласта, содержащего нефть) рифовых массивов Ишимбайского нефтяного района в настоящее время ведется кропотливая работа по выявлению в них процента пористых и непористых интервалов по разрезам скважин.

Коэффициент от открытой пористости *m*. Коэффициент открытой пористости обычно устанавливают по данным изучения образцов пород, отобранных в интервале разреза продуктивного пласта. Для полной характеристики пористости пласта в этом случае необходимо наличие достаточных данных и по площади распространения пласта и по его мощности. Обычно такие данные в полной мере отсутствуют и поэтому для определения пористости необходимо использовать промысловово-геофизические методы. Иногда для определения пористости используют данные ПС, однако следует иметь в виду, что этот способ требует дополнительного, более глубокого экспериментального и теоретического изучения и доработки. Пока же он может быть использован для приближенной оценки пористости продуктивных пород.

При использовании для определения пористости методов промысловой геофизики необходимо предварительно провести тщательное сопоставление данных изучения кернов с результатами геофизики (по одному и тому же интервалу разреза), выяснить расхождения, причины их и возможности уверенного использования данных геофизики.

В тех случаях, когда скважины пробурены в водо-нефтяной зоне и по геофизическим данным пористость определена в нефтяной и в водяной частях пласта, более надежными следует считать опре-

¹ М. А. Жданов. Методы подсчета подземных запасов нефти и газа. Госгеолиздат, 1952.

деления в водяной части пласта. Эти значения пористости могут быть по аналогии перенесены и на нефтенасыщенную часть пласта при условии идентичности литолого-физических свойств нефтяной и водяной частей разреза.

Для вычисления средней величины эффективной пористости пласта по имеющимся фактическим данным лучше всего строить карту равной пористости и по ней определять среднюю пористость как среднюю арифметически извещенную величину на единицу площади (аналогично определению средней мощности по карте изопахит).

В тех случаях, когда количество данных о пористости невелико, среднее значение пористости лучше определять как среднеарифметическую величину.

Характеристика пористости в трещиноватых породах рассмотрена в главе III, § 1.

Коэффициент нефтенасыщения β . Определение коэффициента нефтенасыщения производят по данным изучения образцов пород, взятых в специальных скважинах, вскрывающих пласт с применением раствора на нефтяной основе, либо при помощи косвенных методов, изложенных в главе III, § 2. Для определения нефтенасыщенности пород используют, кроме того, данные геофизики, так как между удельным сопротивлением и нефтенасыщенностью породы существует связь, выражаяющаяся в том, что для одного и того же коллектора при прочих равных условиях с увеличением нефтенасыщенности пласта повышается его удельное сопротивление. Однако для более точного определения коэффициента нефтенасыщения следует производить его комплексные определения, сопоставляя результаты определения по данным геофизики с данными, полученными в контрольных скважинах.

Коэффициент нефтеотдачи η . Коэффициентом нефтеотдачи называют отношение объема нефти, которая может быть извлечена на поверхность при данном способе разработки (и эксплуатации), к объему нефти (приведенному также к поверхностным условиям), первоначально содержавшейся в недрах. Иными словами, коэффициентом отдачи называется отношение промышленного запаса к первоначальному запасу.

Величина коэффициента нефтеотдачи зависит от литолого-физических свойств коллектора, свойств нефти, насыщающей пласт, темпа и системы разработки и метода эксплуатации (см. также главу VI, § 7). Его величина зависит в значительной мере от режима пласта и свойств агента, вытесняющего нефть.

Вследствие фазовой проницаемости 20% нефти от объема пор в пластах, вообще говоря, являются неизвлекаемым запасом даже при применении методов интенсификации и вторичных методов. Это подтверждается данными лабораторных исследований.

Величину коэффициента нефтеотдачи обычно выбирают в зависимости от режима пласта, а именно:

для эффективного водонапорного режима . . .	0,6—0,8
» » режима газовой шапки . . .	0,5—0,7
» неэффективного режима газовой шапки . . .	0,4—0,6
» режима растворенного газа	0,2—0,4
» гравитационного режима	0,1—0,2

Для контроля за полученным коэффициентом отдачи необходимы отбор кернов в истощенной части пласта и их анализ.

При проведении мероприятий по воздействию на пласт коэффициент отдачи увеличивается; это должно быть подтверждено лабораторными и опытными промысловыми исследованиями.

По восточной группе месторождений Кубани средний коэффициент отдачи составлял 0,41 при наличии в основном режима растворенного газа с неэффективным проявлением водонапорного режима. В результате воздействия на пласт путем закачки воздуха коэффициент отдачи удалось повысить до 0,5, т. е. увеличить почти на 21%.

По последним данным коэффициент нефтеотдачи для Бакинских истощенных нефтяных месторождений составляет 0,40—0,55 без применения воздействия на пласт. При применении заводнения коэффициент нефтеотдачи повышается на 10—20%.

Для определения коэффициента нефтеотдачи в пределах восточных нефтяных районов необходимо уже теперь организовать тщательный анализ данных об остаточном содержании нефти в пределах обводненных участков.

Удельный вес нефти. При подсчете запасов обычно принимают удельный вес нефти, определенный при стандартных условиях (при 15,5°C) в лаборатории. Для расчета берут среднюю величину по пласту на основании данных анализа проб нефти, взятых по ряду скважин. В тех случаях, когда имеются данные определения глубинных проб нефти, вместо удельного веса при стандартных условиях (γ) может быть взят удельный вес при пластовых условиях ($\gamma_{пл}$).

В этом случае при подсчете запасов нефти пересчетный коэффициент θ в объемную формулу вводить не следует. В этом случае в объемную формулу вместо $\gamma\theta$ вводится выражение $\frac{\gamma_{пл}}{1+G}$ по соотношению:

$$\gamma\theta = \frac{\gamma_{пл}}{1+G}. \quad (V. 4)$$

Здесь

$$G = \frac{r \gamma_b \gamma_r}{1000}, \quad (V. 5)$$

где G — весовой газовый фактор в m/m ;

r — количество газа, растворенного в нефти, при данном пластовом давлении в $\text{м}^3/\text{т}$;

γ_v — удельный вес воздуха, равный $1,293 \text{ кг}/\text{м}^3$;

γ_g — удельный вес газа по воздуху в $\text{кг}/\text{м}^3$.

Пересчетный коэффициент θ . Пересчетный коэффициент, или величину, обратную объемному коэффициенту пластовой нефти b , вводят для приведения подсчитанных запасов нефти в недрах к стандартным условиям на поверхности.

Как уже указывалось, объемный коэффициент пластовой нефти определяют по результатам лабораторного анализа глубинной пробы пластовой нефти, либо косвенным путем, либо по специальному графикам (см. главу III, § 2).

Объемный метод подсчета запасов нефти имеет чрезвычайно широкое распространение и применяется в подавляющем числе наших нефтяных месторождений.

Объемно-статистический вариант

Объемно-статистический вариант подсчета запасов нефти для данного пласта применяют в тех случаях, когда по аналогичному истощенному (выработанному) пласту имеются данные о коэффициентах нефтегасыщения и отдачи (определение которых всегда вызывает затруднения) в виде их произведения, обычно называемого коэффициентом использования объема пор. В этом случае вычисленный по истощенному пласту коэффициент использования объема пор может быть взят и для пласта, по которому вычисляются запасы нефти.

Для истощенного пласта имеем

$$x = \frac{Q_1}{F_1 h_1 m_1 \gamma_1 \theta_1}, \quad (\text{V. 6})$$

где $x = \beta \eta$ — коэффициент использования объема пор;

Q_1 , F_1 , h_1 , m_1 , γ_1 , θ_1 — уже известные нам величины, числовые значения которых определены по выработанному пласту.

Тогда расчетная формула для подсчета запасов нефти для данного пласта примет вид:

$$Q = F h m x \gamma^\theta. \quad (\text{V. 7})$$

Значения F , h , m , γ , θ выбирают в соответствии с частными данными изучаемого горизонта, для которого по аналогии принимают значение x , вычисленное по истощенному горизонту.

При применении объемно-статистического варианта особое внимание следует уделить вопросу тщательного геологического сравнения пласта, для которого ведется расчет запасов, с выработанным пластом, по которому вычисляется коэффициент использования объема пор. Результаты такого сравнительного анализа должны показать полное сходство этих пластов в отношении геологических

и геолого-промышленных показателей, а также условий их разработки и эксплуатации.

Объемно-весовой вариант

Указанный вариант применяют для пластов с гравитационным режимом, добыча нефти из которых ведется шахтным способом, а также для нефтеносных пластов, которые разрабатываются открытым способом.

В этом случае расчет запасов нефти ведется по соотношению

$$Q = Fhd, \quad (V. 8)$$

где Q — балансовый запас нефти в m^3 ;

F — продуктивная площадь в m^2 ;

h — нефтенасыщенная мощность пласта в m ;

d — нефтенасыщенность на $1 m^3$ породы, определенная в лаборатории, в m .

Затем вводят коэффициент отдачи η , для получения величины извлекаемого запаса ($Q_a = Q\eta$).

Величина коэффициента отдачи устанавливается практически в соответствии с применяемым методом разработки.

Гектарный вариант

Сущность метода заключается в определении по истощенной (выработанной) площади полученных запасов на 1 га продуктивной площади и на 1 м нефтенасыщенной мощности и последующей экстраполяции полученной цифры запаса на аналогичную, геологически сходную площадь. Для этого по разбуренной и истощенной площади (или почти истощенной, когда дебиты скважин по сравнению с начальным дебитом весьма пизки) подсчитывают суммарную добычу из всех пластов за все время их эксплуатации (Q). Затем определяют суммарную эффективную нефтенасыщенную мощность всех продуктивных горизонтов (H) и среднюю продуктивную площадь (F), вычисляя последнюю как среднюю арифметическую из величин продуктивных площадей всех промышленно-нефтеносных горизонтов. После этого определяют промышленный запас на 1 га и 1 м мощности истощенной площади:

$$q = \frac{Q}{FH}, \quad (V. 9)$$

где q — полученный из месторождения промышленный запас на 1 га площади и 1 м мощности.

Величину запаса q можно по аналогии экстраполировать на соседние площади, геологически сходные с данной. Допустим, по результатам геологической съемки возможная площадь нефтеносности для соседней площади оценивается величиной F_1 в га , а суммарная эффективная мощность всех возможных продуктивных

горизонтов — величиной H_1 в м. Тогда промышленный запас по этой площади можно выразить следующим соотношением:

$$Q_1 = F_1 H_1 q. \quad (\text{V. 10})$$

Совершенно ясно, что оценка запасов какой-либо новой площади при условии распространения на нее по аналогии той добычи (с единицы площади и единицы мощности), которая была получена с разработанной нефтеносной площади, может быть правильной только в том случае, когда между этими площадями проведена глубокая геологическая аналогия, позволяющая считать их геологически сходными.

Гектарный вариант обычно применяют для подсчета запасов низких категорий.

Вариант изолиний

Метод изолиний первоначально был разработан и практически применен Ф. Н. Шклярским при разведке Липецких месторождений железных руд в 1921 г.

В дальнейшем отдельные геологи начали иногда применять этот метод как вариант объемного метода для подсчета запасов нефти.

Сущность варианта изолиний заключается в использовании основных показателей объемной формулы и изображении их в виде изолиний. При этом основные показатели объемной формулы используются либо раздельно, либо в виде произведения ряда показателей и изображаются графически на плане расположения скважин изолиниями, характеризующими содержание полезного ископаемого.

Например, из формулы объемного метода $Q = F h m \beta \eta \vartheta$ берут следующие группы показателей: произведения величин для данной скважины $h m \beta = a$ и $\eta \vartheta = q$, причем q является обычно постоянной для всего продуктивного пласта. Затем строят изолинии величин $h m \beta = a$ и умножают средние значения между изолиниями (a) на соответствующую площадь f и величину q . В итоге получают запас

$$Q = q \sum (f a). \quad (\text{V. 11})$$

Применяют и другие варианты комбинаций указанных величин, вплоть до изолированного построения карт изолиний по отдельным аргументам при недостаточном наличии данных и невозможности непосредственного изображения произведения их в виде изолиний. Но все эти варианты принципиально не различаются, и методика их использования для получения конечной величины запасов аналогична изложенной выше.

Рассмотренный вариант не имеет никаких преимуществ перед объемной формулой для подсчета конечной величины запасов нефти.

Полезным является лишь раздельное изображение отдельных изолированных аргументов для геологической характеристики пласта, что обычно делается и при применении объемного метода.

Как показала практика применения указанного варианта, он имеет следующие недостатки:

1) фактически не обеспечивается наглядность (на что указывалось как на преимущество этого варианта по сравнению с объемной формулой), так как существенно различные геологические показатели пласта по параметрам h , m и β могут в произведении давать одно и то же число;

2) необходимо наличие многих фактических данных (которые обычно не имеются даже для высоких категорий запасов нефти и газа), иначе все расчеты приходится обосновывать на расчетных данных отдельных параметров, определяя их путем интерполяции;

3) ошибки в определении отдельных параметров при методе изолиний увеличивают погрешности подсчета запасов в большей степени, чем при расчете по объемной формуле, содержащей средние величины параметров;

4) запас, подсчитанный на данном поле, зависит от разработки соседних полей, поэтому полученная в изолиниях наглядность запасов в смежных сообщающихся полях является иллюзорной.

Наконец, при подсчете запасов нефти применяется по существу объемная формула, и вариант изолиний ничего нового не дает. Даже для твердых полезных ископаемых этот метод почти не применяют из-за отсутствия его наглядности, громоздкости графических построений, трудности проверки подсчета, требующей полного пересчета запасов.

Этот вариант для подсчета запасов нефти непригоден в случае нарушенных структур и при наличии редкой сети скважин, а также в случае недостаточно полного наличия данных по скважинам, что, к сожалению, всегда имеет место в газо-нефтяных месторождениях в связи с трудностью получения исходных данных. К сожалению, некоторые геологи не отдают себе в этом отчета и вопреки здравому смыслу иногда пытаются вновь возродить этот вариант, который имеет серьезные недостатки.

Иногда применение варианта изолиний пытаются обосновывать наличием резкой изменчивости того или другого параметра, что затрудняет якобы вычисление его средней величины.

В этом случае при значительных, резко изменяющихся величинах параметров вместо метода изолиний (который в этом случае является весьма неточным) лучше производить раздельные расчеты по объемной формуле для отдельных полей, характеризующихся соответствующими величинами данного параметра.

Статистический метод

Метод подсчета подземных запасов нефти, основанный на изучении кривых падения дебита скважин, известен под названием метода кривых уже более 45 лет. Однако с тех пор как при построении кривых падения дебита впервые в Советском Союзе начали применять математическую статистику, его стали называть статистическим методом.

Развитию статистического метода значительно способствовали работы В. В. Билибина (1930 г.), в которых впервые было изложено применение методов математической статистики для подсчета запасов нефти.

Методы математической статистики позволили получить необходимую точность выводимых кривых падения дебита.

Для использования в подсчете запасов нефти общепринятых методов математической статистики требуется знание основ статистики, без чего невозможно изучение различных связей между переменными, а также построение кривых.

Построение различного рода кривых основывается на изучении статистического материала о добыче за прошедшее время. При изучении этих сведений стремятся выявить влияние тех или иных факторов на дебит. Выявленными закономерностями руководствуются при построении кривых (называемых кривыми эксплуатации) и их экстраполяции на будущее для определения возможной добычи и расчета запасов нефти.

Для выявления закономерностей изменения дебитов и построения кривых пользуются методами математической статистики.

В соответствии с этим рассмотрим кратко применение математической статистики при подсчете подземных запасов нефти.

Построение логарифмических корреляционных таблиц

В практике подсчета запасов нефти для установления зависимости между двумя (и более) переменными часто приходится прибегать к построению полулогарифмической и логарифмической корреляционных таблиц.

Использование корреляционных таблиц, в которых переменные собраны в нормальный числовой ряд распределения, часто бывает весьма затруднено. Трудности бывают двоякого рода.

Диапазон изменений переменных бывает порой настолько широк, что при выборе небольшого интервала наблюдения таблица получается громоздкой. В то же время увеличение интервала может оказаться нежелательным, так как при неравномерном распределении фактического материала большая часть его попадает в ограниченное число интервалов, что затрудняет наблюдение.

Группировка же фактического материала, имеющего широкий диапазон изменений, в логарифмическую корреляционную таблицу, в которой обе переменные собраны в логарифмический ряд распределения, или полулогарифмическую корреляционную таблицу, в которой одна из переменных собрана в логарифмический ряд распределения, а другая — в нормальный, позволяет избежать указанного неудобства.

В самом деле, при помощи полной логарифмической таблицы, в которой переменные собраны в ряд с равными интервалами в логарифмах, можно исследовать изменения переменных, колеблющихся в широких пределах, при значительно меньшем числе граф таблицы по сравнению с таблицей, в которой переменные собраны в нормальный ряд распределения. Указанное обстоятельство основывается на том факте, что при одном и том же интервале в логарифмах емкость интервала в логарифмах на больших числах велика, а на малых мала.

Так, при емкости интервала в логарифмах, равной 0,1, будем иметь для интервала в логарифмах 2,05—2,15 соответственно в числах 29 (112 и 141), а для интервала в логарифмах 0,95—1,05 соответственно в числах всего 2,3 (8,9 и 11,2).

Следовательно, при необходимости исследования переменной, колеблющейся в пределах 10—1000, нам потребовалось бы, задавшись интервалом изменения переменной, равным 10, построить корреляционную таблицу с нормальным рядом распределения переменных, имеющую 100 граф. Изменения той же переменной можно наблюдать при помощи логарифмической корреляционной таблицы, имеющей при интервале в логарифмах 0,1 всего лишь 30 граф.

Помимо сказанного, необходимость исследования переменных при подсчете запасов нефти при помощи логарифмических и полулогарифмических корреляционных таблиц диктуется еще следующими соображениями.

В практике подсчета запасов нефти при помощи кривых устанавливается зависимость между предыдущими и последующими месячными дебитами скважин. Эта зависимость характеризуется нелинейной связью, а следовательно, соответствующее уравнение кривой не будет выражать прямую линию.

Практика применения метода кривых показала, что по виду кривые чаще всего похожи на показательные кривые, имеющие формулу $y = ab^x$, или на гиперболы с формулой $y = ax^{-b}$. Логарифмирование каждой из этих формул дает в первом случае $\lg y = \lg a + x \lg b$; во втором случае $\lg y = \lg a - b \lg x$. Как видно из полученных выражений, в первом случае линейной зависимостью связаны $\lg y$ и x , во втором — $\lg y$ и $\lg x$. Указанное обстоятельство дает возможность, сопоставляя в первом случае x и $\lg y$,

а во втором — $\lg y$ и $\lg x$, получать линейную зависимость между ними.

При подсчете запасов нефти методом кривых полученные кривые зависимости в нормальных координатах трансформируются в прямые лишь в логарифмических и иногда (полулогарифмических) координатах. Указанная трансформация происходит автоматически при разноске исходных данных в полулогарифмическую или логарифмическую корреляционные таблицы.

Следует, однако, иметь в виду, что, определяя по таким таблицам коэффициент корреляции, мы будем иметь уже логарифмический коэффициент корреляции ($r_{\lg y \lg x}$), т. е. коэффициент корреляции между логарифмами переменных, а не самими переменными. Точно так же, вычисляя средние значения переменной для каждого интервала, будем иметь не средние арифметические, а средние геометрические; далее будем иметь прямолинейные зависимости между логарифмами переменных и вероятную ошибку кривой в логарифмах. Однако все эти замены показателей в числах показателями в логарифмах не создают неудобств в вычислении, ибо между переменными и их логарифмическими функциями существует точная математическая связь, позволяющая без труда по логарифмам находить значения в числах.

Перейдем теперь к изложению метода построения логарифмических и полулогарифмических корреляционных таблиц зависимости между переменными. Корреляция между логарифмами переменных была впервые введена в практику подсчета запасов нефти на Бакинских промыслах.

Метод составления логарифмических корреляционных таблиц зависимости мало чем отличается от метода составления обычных корреляционных таблиц зависимости между двумя переменными. Как и в последнем случае, задаются определенным значением интервала, но уже не в числах, а в логарифмах. Как показала практика составления логарифмических корреляционных таблиц, в качестве емкости интервала удобно брать 0,1 в логарифмах.

Подсчет запасов нефти методом кривых предусматривает построение вероятной кривой производительности. Эта кривая по известному предыдущему дебиту q' скважин позволяет определить последующий дебит q'' . Кривая строится при помощи корреляционной таблицы.

Рассмотрение практики составления корреляционных таблиц начнем с построения полной логарифмической корреляционной таблицы.

После того как принята определенная емкость интервала в логарифмах, приступают к определению числа граф корреляционной таблицы, исходя из максимальных и минимальных значений членов рассматриваемого ряда чисел.

Пусть, например, максимальное значение числа (дебита) из

всех предыдущих и последующих членов данного ряда составляет 138 m , а минимальное — 9 m .

Для определения числа граф корреляционной таблицы, составляемой в логарифмах, берут логарифмы максимальных и минимальных значений чисел ряда и вычисляют разность между ними, которая в нашем примере равна (округленно) 1,2:

$$\begin{array}{r} \lg 138 = 2,14, \\ \lg 9 = 0,95 \\ \hline 1,19 \end{array}$$

Число граф корреляционной таблицы получается при делении разности между максимальным и минимальным значениями в логарифмах на принятую емкость интервала.

В нашем примере число граф логарифмической корреляционной таблицы составит $1,19 : 0,1 = 12$.

После определения числа граф логарифмической корреляционной таблицы приступают к вычислению самой таблицы (табл. 29).

Как видно из табл. 29, заголовки горизонтальных и вертикальных граф состоят из трех колонок. Средняя колонка в обоих случаях представляет собой интервал чисел в логарифмах. Так как в следующей за ней колонке средних логарифмов (слева в заголовке горизонтальных граф и справа в заголовке вертикальных) желательно иметь целые числа, интервалы чисел в логарифмах удобно подбирать так, чтобы средняя из них дала целое число. Например, если минимальное число рассматриваемого ряда имеет логарифм 0,95, то при интервале 0,1 в логарифмах минимальный предел следует взять от 0,95 до 1,05, что даст средний логарифм 1,0.

Далее, сохраняя принятый интервал в логарифмах, заполняют колонки пределов в логарифмах и средних логарифмов, как показано в табл. 29.

Для удобства разноски фактических данных в логарифмическую таблицу рядом с колонкой «Предел в логарифмах» (справа в заголовке горизонтальных граф и слева в заголовке вертикальных) дают колонку «Предел в числах», представляющую собой антилогарифмы пределов логарифмов.

Наличие указанной колонки позволяет разносить фактические данные в корреляционную таблицу без предварительного перевода их в логарифмы.

Техника разноски данных в логарифмические таблицы ничем не отличается от разноски данных в обычные корреляционные таблицы, в которых переменные собраны в нормальный числовой ряд.

Определение средних значений $\lg \bar{q}''$ для каждого интервала $\lg q'$ и средних значений $\lg \bar{q}'$ для каждого интервала $\lg q''$ с целью построения кривых ведут так же, как и при определении

Таблица 29

Последующий дебит q''		Средний логарифм			
Предыдущий дебит q'		Предел в логарифмах			
Средний логарифм	Предел в логарифмах	Предел в числах			
		Предел в числах			
2,1	2,15—2,05	141—112		141—142	2,15—2,05
2,0	2,05—1,95	111,9—89		114,9—89	2,05—1,95
1,9	1,95—1,85	88,9—71		88,9—71	1,95—1,85
1,8	1,85—1,75	70,9—56		70,9—56	1,85—1,75
1,7	1,75—1,65	55,9—45		55,9—45	1,75—1,65
1,6	1,65—1,55	44,9—35		44,9—35	1,65—1,55
1,5	1,55—1,45	34,9—28		34,9—28	1,55—1,45
1,4	1,45—1,35	27,9—22		27,9—22	1,45—1,35
1,3	1,35—1,25	21,9—18		21,9—18	1,35—1,25
1,2	1,25—1,15	17,9—14		17,9—14	1,25—1,15
1,1	1,15—1,05	13,9—11		13,9—11	1,15—1,05
1,0	1,05—0,95	10,9—9		10,9—9	1,05—0,95
Средний последующий дебит в логарифмах q'' .					

этих значений в корреляционной таблице в числах только все манипуляции в этом случае выполняют с логарифмами, а не с числами.

В процессе определения средних величин $\lg q''$ и $\lg q'$ нужно иметь в виду следующее обстоятельство. При вычислении средних значений q' и q'' по корреляционной таблице, в которой интервалы переменных заданы в числах, указанные средние должны определяться как средние арифметические. Иное получается при вычислении средних значений переменных q'' и q' по логарифмической корреляционной таблице.

Средние значения определяют по следующей схеме:

$$\lg \bar{x} = \frac{\lg x_1 + \lg x_2 + \dots + \lg x_n}{n}, \quad (V. 12)$$

$$\bar{x} = \text{anti } \lg x,$$

$$\lg \hat{y} = \frac{\lg y_1 + \lg y_2 + \dots + \lg y_n}{n}, \quad (V. 13)$$

$$\hat{y} = \text{anti } \lg y.$$

Среднюю геометрическую чисел \bar{y} вычисляют, как известно, следующим образом:

$$\bar{y} = \sqrt[n]{y_1, y_2, y_3, \dots, y_n}; \quad (\text{V. 14})$$

далее

$$\lg \bar{y} = \frac{\lg y_1 + \lg y_2 + \lg y_3 + \dots + \lg y_n}{n},$$

откуда

$$\bar{y} = \text{anti} \lg y.$$

Полученные результаты показывают, что при определении средних значений переменных по логарифмической корреляционной таблице получаются не средние арифметические, а средние геометрические величины.

Известно, однако, что средняя геометрическая величина всегда меньше средней арифметической, вычисленной по тем же данным.

Указанное обстоятельство сказывается на кривой зависимости, если ее строить по данным логарифмической корреляционной таблицы, т. е. по значениям средних геометрических переменных.

Среднее геометрическое значение одной переменной, определяемое по логарифмической корреляционной таблице, относится к среднему логарифму другой переменной. Однако антилогарифм среднего логарифма второй переменной также является средней геометрической данного интервала (как антилогарифм полусуммы крайних значений интервала). Следовательно, отнесение среднего геометрического значения одной переменной к среднему значению интервала другой переменной есть по существу отнесение одного среднего геометрического к другому. В случае равенства интервалов переменных в логарифмах меньшая (по сравнению со средней арифметической) средняя геометрическая величина относится к другой настолько же меньшей (по сравнению со средней арифметической) средней геометрической величине.

Если нанести на график две кривые, одна из которых будет представлять средние арифметические, а другая — средние геометрические значения одного и того же ряда переменных, то окажется, что кривая, построенная на основании средних геометрических значений переменных, будет накладываться на кривую, построенную по средним арифметическим, но все точки первой кривой будут сдвинуты относительно точек второй в сторону меньших значений x и y .

Вследствие этого при наличии полных логарифмических таблиц можно определять кривые зависимости \bar{y} от x и x от y по средним геометрическим значениям \bar{y} или \bar{x} с последующим переводом логарифмов в числа.

Сглаживание фактических кривых зависимости

Получаемые при помощи корреляционных таблиц кривые зависимости представляют собой, как правило, ломаные линии. Излом фактических кривых является следствием влияния некоторых факторов, не учитываемых при исследовании, на изучаемую зависимость. Поведение ломаных кривых указывает лишь на общий характер зависимости между изучаемыми переменными.

Для интерполяции и особенно экстраполяции кривых необходимо их «сгладить», т. е. подыскать к данной фактической ломаной кривой наиболее близкую теоретическую кривую. Вопрос о форме теоретической кривой, наиболее подходящей к данной фактической, статистическими методами, однако, не решается.

Иначе говоря, форма связи между переменными (прямая, парабола, гипербола и др.) статистическими методами определена быть не может.

Практически форму связи между переменными в первом приближении можно устанавливать путем наложения полученных средних точек на графики с различными координатными осями (x , y ; x , $\lg y$; y , $\lg x$; $\lg x$, $\lg y$), принимая за форму связи между переменными x и y ту связь, которая получается в случае, когда на графике точки ложатся более или менее точно на прямую линию.

Если фактические средние точки в одном из графиков (например, с осями $\lg x$, $\lg y$) ложатся на прямую линию, мы вправе предположить, что между исследуемыми переменными существует гиперболическая связь. Определив таким образом форму связи между переменными, можно найти указанными ниже способами теоретическую формулу зависимости между ними.

Не всегда, однако, наложение фактических точек в графиках с различными координатными осями дает ответ на вопрос о форме связи между исследуемыми переменными. Часто ни в одном из графиков фактические точки не ложатся на прямую. В этом случае при отсутствии каких-либо иных указаний о связи между изучаемыми переменными приходится отказаться от применения теоретической формулы и ограничиться сглаживанием фактической кривой по так называемому методу скользящей средней.

Сглаживание фактических кривых по методу скользящей средней исключает возможность пользования сглаженной кривой с целью экстраполяции, так как в данном случае не известна закономерность изучаемых переменных за пределами крайних точек фактической кривой.

Сглаживание при помощи скользящей средней

Сглаживание при помощи скользящей средней производится путем вычисления средней ординаты (или абсциссы) из 3, 5, 7

последовательных значений ординат (абсцисс) фактической кривой с отнесением этой средней ординаты (абсциссы) к среднему значению абсциссы (ординаты).

В качестве примера «сгладим» фактическую кривую зависимости \bar{q}'' от q' согласно приведенным в табл. 30 данным, произвольно взятым в соответствии с методикой, указанной при составлении табл. 29. В табл. 30 зависимости q' и q'' для удобства указаны в простых числах, а не в логарифмах.

Таблица 30

Предыдущий дебит q'	Средний последующий дебит q''	Величина последующего дебита q'' , сглаженная по методу скользящей средней	Предыдущий дебит q'	Средний последующий дебит q''	Величина последующего дебита q'' , сглаженная по методу скользящей средней
115	66,2	—	55	30	33,3
105	65	60,9	45	30	26,6
95	51,6	55,5	35	20	21,6
85	50	47,2	25	15	15,5
75	40	43,3	15	11,6	10,5
65	40	36,6	5	5	—

Тогда для среднего значения ординаты $q' = 105$ по методу скользящей средней из трех средняя абсцисса составит

$$\frac{66,2 + 65 + 51,6}{3} = 60,9.$$

Для ординаты $q' = 95$ средняя абсцисса составит

$$\frac{65 + 51,6 + 50}{3} = 55,5$$

и т. д.

Таким образом, для нахождения средней абсциссы, соответствующей второй ординате, берется средняя арифметическая из 1, 2, 3 последовательных значений абсцисс фактической кривой. Для нахождения средней абсциссы, соответствующей третьей ординате, берется средняя арифметическая из 2, 3, 4 последовательных значений абсцисс фактической кривой и т. д.

Подобным же способом можно производить сглаживание при помощи скользящей средней из 5, 7, 9 и любого другого нечетного числа абсцисс (или ординат), относя первую среднюю абсциссу (ординату) соответственно к третьей, четвертой, пятой и т. д. средним ординатам (или абсциссам). Однако при этом следует иметь в виду, что увеличение числа координат, из которых определяется средняя, приводит к потере большого числа точек в начале и конце кривой и может значительно исказить представление о действительном характере связи между переменными.

В самом деле, при скользящей средней из трех первая средняя абсцисса относится ко второй средней ординате, а последняя средняя абсцисса — к предпоследней средней ординате, т. е. начальная и конечная точки будут потеряны. Следовательно, при построении сглаженной кривой количество точек в этом случае будет на две меньше по сравнению с количеством точек, по которым строилась фактическая кривая.

Сглаживание при помощи теоретических формул

Сглаживание фактических кривых при помощи теоретических формул основывается на применении способа наименьших квадратов. Согласно этому способу наиболее подходящей теоретической кривой к данной фактической будет та, которая удовлетворяет следующему условию: сумма квадратов отклонений всех ординат фактической кривой от наиболее подходящей теоретической кривой составляет величину минимальную.

На рис. 134 показана наиболее подходящая прямая, для которой справедливо следующее условие:

$$\sum [(S_1 - s_1)^2 + (S_2 - s_2)^2 + \dots + (S_n - s_n)^2] = \min, \quad (V. 15)$$

где S — ординаты сглаженной кривой;
 s — ординаты фактической кривой.

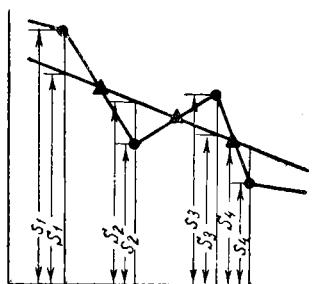


Рис. 134. Соотношение между фактической кривой и наиболее подходящей к ней теоретической кривой.

После того как указанным ранее способом выявлена форма связи между переменными, задача установления статистической зависимости между ними сводится к определению параметров уравнения, выражающих эту связь.

С указанной целью на основании метода наименьших квадратов составляется пара нормальных уравнений, решение которых позволяет определить искомые параметры уравнения наиболее подходящей кривой.

Не затрагивая теоретических основ метода, изложение которого приводится в курсах математики, рассмотрим на примерах практику его использования.

С г л а ж и в а н и е п о ф о� м у л е п р я м о й . В этом случае при установлении формы связи графическим методом точки фактической кривой в системе прямоугольных координат (x, y) располагаются почти по прямой линии, не проходящей через начало координат.

Указанное обстоятельство позволяет предполагать наличие прямолинейной связи между исследуемыми переменными.

Таким образом, сглаживание фактической кривой может быть произведено по уравнению прямой

$$y = a + bx.$$

Для вычисления параметров a и b способом наименьших квадратов составляем пару нормальных уравнений следующим эмпирическим способом:

1) выписываем выражения, на которые множатся параметры уравнения; в данном случае имеем: 1 и x ;

2) умножаем последовательно на эти выражения уравнение прямой и приписываем к каждому слагаемому полученных уравнений знак Σ , вынося за этот знак искомые параметры a и b ; при этом слагаемые $\Sigma a = an$, где n соответствует числу ординат сглаживаемой фактической кривой.

Итак, имеем пару нормальных уравнений:

$$\begin{cases} \sum y = na + b \sum x \\ \sum yx = a \sum x + b \sum x^2 \end{cases} \quad (\text{V. 16})$$

Для примера сглаживания по уравнению прямой воспользуемся фактическими данными, приведенными в табл. 31.

Для отыскания параметров наиболее подходящей прямой и решения уравнений составляем таблицу (табл. 32).

Подставляя в уравнения (V. 16) данные граф табл. 32, получаем

$$26 = 4a + 10b,$$

$$61 = 10a + 30b.$$

Таблица 31

x	1	2	3	4
y	8	7	5	6

Таблица 32

x	y	x^2	xy	Сглаженный (вычисленный) y^*
1	8	1	8	7,7
2	7	4	14	6,9
3	5	9	15	6,1
4	6	16	24	5,3
$\Sigma 10$	26	30	61	—

Решая уравнения, находим: $a = 8,5$; $b = -0,8$.

Следовательно, искомое уравнение прямой

$$y = 8,5 - 0,8x. \quad (\text{V. 17})$$

Подставляя в выражение (V. 17) последовательно значения $x = 1, 2, 3, 4$, получаем сглаженные значения $y^* = 7,7, 6,9, 6,1$ и $5,3$.

Уравнение (V. 17) позволяет проводить как интерполяцию (получать промежуточные значения абсцисс между фактическими), так и экстраполяцию (получать такие значения абсцисс, которые лежат за пределами фактических значений).

В первом случае значение x берется промежуточным между имеющимися фактическими величинами, а во втором — больше или меньше максимальной или минимальной фактической величины.

Сглаживание по формуле показательной кривой. Допустим, что точки фактической кривой лежат примерно на прямой линии не в системе прямоугольных координат, а в системе полулогарифмических координат, что, очевидно, соответствует формуле показательной кривой:

$$y = ab^x.$$

В самом деле, при логарифмировании этого уравнения показательной функции получаем выражение $\lg y = \lg a + x \lg b$, в котором линейной зависимостью связаны x и $\lg y$.

Учитывая линейную зависимость между x и $\lg y$, как и в предыдущем примере, составляем пару нормальных уравнений:

$$\begin{aligned} \sum (\lg y) &= n \lg a + \lg b \sum x \\ \sum (x \lg y) &= \lg a \sum x + \lg b \sum x^2 \end{aligned} \quad \left. \right\} \quad (V. 18)$$

Таблица 33

x	1	2	3	4
y	30	21	15	12

Необходимые фактические данные берем из табл. 33.

Для решения уравнений составляем вспомогательную таблицу (табл. 34).

Подставляя данные граф табл. 34 в уравнения (V. 18), получаем

$$5,055 = 4 \lg a + 10 \lg b;$$

$$11,969 = 10 \lg a + 30 \lg b,$$

Таблица 34

x	y	$\lg y$	x^2	$x \lg y$	Сглаженный y^*
1	30	1,477	1	1,477	29,1
2	21	1,322	4	2,644	21,4
3	15	1,176	9	3,528	15,7
4	12	1,080	16	4,320	11,5
$\Sigma 10$	—	5,055	30	11,969	—

откуда

$$\lg a = 1,598; \quad \lg b = -0,134.$$

Зная параметры, можем написать уравнение в окончательном виде:

$$\lg y = 1,598 - 0,134x \text{ или } y = 38,7 (1,36)^{-x}.$$

Полученная формула, как и в предшествующем примере, позволяет проводить как интерполяцию точек, так и их экстраполяцию.

Сглаживание по формуле гиперболы или параболы. В рассматриваемом случае точки фактической кривой лежат примерно на прямой линии лишь в системе логарифмических координат, что, очевидно, может соответствовать уравнениям:

$$y = ax^{-b} \text{ или } y = ax^b.$$

Действительно, при логарифмировании этих уравнений получаем

$$\lg y = \lg a \pm b \lg x,$$

где линейной зависимостью связаны $\lg y$ и $\lg x$.

Аналогично предыдущему составляем пару нормальных уравнений:

$$\begin{aligned} \sum \lg y &= n \lg a \pm b \sum \lg x \\ \sum (\lg y \lg x) &= \lg a \sum \lg x \pm b \sum (\lg x)^2 \end{aligned} \quad \left. \right\} \quad (V. 19)$$

Используем фактические данные, приведенные в табл. 35.

Для решения уравнений составляем вспомогательную таблицу (табл. 36).

Подставляя данные граф табл. 36 в уравнения (V. 19), получаем

Таблица 35

x	2	3	4	5
y	6	4	3	2

$$2,16 = 4 \lg a + 2,081 b;$$

$$1,022 = 2,081 \lg a + 1,174 b,$$

Таблица 36

x	y	$\lg x$	$\lg y$	$(\lg x)^2$	$\lg x \lg y$	Сглаженный y^*
2	6	0,302	0,778	0,092	0,236	6,4
3	4	0,478	0,602	0,231	0,288	3,9
4	3	0,602	0,478	0,362	0,288	2,76
5	2	0,699	0,302	0,489	0,210	2,10
Σ	—	2,081	2,160	1,174	1,022	—

откуда

$$\lg a = 1,174; \quad a = 14,8; \quad b = -1,241.$$

В итоге уравнение примет вид:

$$\lg y = 1,171 - 1,211 \lg x \text{ или } y = 14,8 x^{-1,211}.$$

Таким образом, мы рассмотрели случаи сглаживания фактических кривых, когда изменения переменных подчиняются закону прямой линии, показательной кривой и параболы (или гиперболы).

Во всех приведенных выше примерах определения наиболее подходящих теоретических кривых предполагалось, что ординаты фактических кривых равнозначны, т. е. вычислены по одному и тому же числу фактических данных.

Анализ корреляционных таблиц, на основании которых строятся фактические кривые зависимости, показывает, что количество данных, на основании которых вычисляется та или иная последующая ордината фактической кривой, может быть весьма различным.

Поэтому при определении параметров уравнений теоретических наиболее подходящих кривых следует учитывать вес отдельных фактических ординат. Учет веса ординат фактической кривой вызывает некоторую трансформацию таблиц исходных данных и пары нормальных уравнений.

Так, при определении параметров уравнения теоретической прямой с учетом различия в весах ординат фактической кривой таблица исходных данных принимает форму, показанную в табл. 37.

Таблица 37

x	y	f	xf	fy	x^2f	xy
Σx	Σy	Σf	Σxf	Σfy	Σx^2f	Σxy

В свою очередь пара нормальных уравнений примет следующий вид:

$$\left. \begin{aligned} \sum fy &= a \sum f + b \sum xf \\ \sum (xy) &= a \sum x f + b \sum x^2 f \end{aligned} \right\} \quad (\text{V. 20})$$

Вероятная кривая производительности

Статистический метод можно использовать при наличии таких фактических данных по эксплуатации скважин и отдельных пластов, которые отражают естественную отдачу пласта в определенных условиях его эксплуатации скважинами. В случае проведения меро-

приятий по воздействию на пласт применять статистические кривые для расчета запасов нецелесообразно. Кроме того, нельзя основывать построение кривых на данных ненормальной эксплуатации, а также эксплуатации скважин с ограничением дебитов.

Для пластов с эффективным водонапорным режимом применять статистический метод также нецелесообразно.

Таким образом, статистический метод можно применять для пластов с режимом растворенного газа, с газонапорным режимом (режимом газовой шапки) и, как исключение, для пластов с неэффективным водонапорным режимом.

В связи с тем, что характеристика суммарного дебита скважины определяется величиной начального дебита и динамикой его изменения до конца «жизни» скважины, все кривые могут быть разделены на две основные группы: 1) кривые начального дебита и 2) кривые производительности. Кривые начального дебита служат для определения возможного начального дебита скважин, которые еще не пробурены. Кривые производительности позволяют определить темп падения какого-либо известного нам дебита (начального или текущего) до конца «жизни» скважины.

Кривые начального дебита (в том числе кривые уплотнения и кривые расстояние — время), с помощью которых раньше определяли начальный дебит новых скважин, в настоящее время не применяются. Это связано с тем, что определение начального дебита по кривым уплотнения (т. е. по мере уплотнения пласта скважинами) и по кривым расстояние — время (т. е. в зависимости от расстояния между скважинами и срока эксплуатации того или иного участка до момента вступления данной новой скважины в эксплуатацию) оказалось весьма неточным.

Поэтому в настоящее время с целью определения начального дебита пользуются не кривой расстояние — время, а данными текущих дебитов соседних скважин в момент вступления данной скважины в эксплуатацию. Если пласти новые, еще не разбуренные, то для установления начального дебита в новых скважинах используют данные аналогий с ближайшими геологически сходными разбуренными пластами.

После определения начального среднесуточного дебита (за первый месяц эксплуатации) в скважине применяют вероятную кривую производительности для выяснения темпа падения начального дебита по годам и вычисления таким образом запаса нефти по данной скважине.

В противоположность кривым других типов при построении вероятной кривой производительности не приводят корреляцию сразу всей кривой падения дебита по скважине, а темп падения дебита изучают по отдельным интервалам дебита в пределах каждой скважины путем исследования характера падения последующих дебитов в зависимости от предыдущих.

В отличие от обычной (нормальной) кривой производительности кривая, построенная на основе корреляции двух ближайших дебитов, была названа вероятной кривой производительности в связи с использованием при ее построении методов, применяемых в теории вероятности.

При применении статистического метода исходными данными являются дебиты нефти по скважинам. Для построения статистических кривых обычно используют среднесуточные дебиты скважин по месяцам. В связи с этим для каждого исследуемого пласта составляют таблицу исходных фактических данных (см. форму табл. 38).

Таблица 28

Скважина (участок)	Дата вступления в эксплуата- цию	Наименование	Годы и месяцы						
			19—				19—		
			I	II	—	XII	Всего за год	I	—
		Месячная добыча нефти число дней эксплуатации Среднесуточная добыча за месяц							

Для выявления формы связи между двумя ближайшими дебитами с целью подсчета запасов нефти впервые в СССР были применены корреляционные таблицы. Эти таблицы устранили существовавший произвол в построении кривых и позволили составить объективное суждение о форме связи между дебитами на основе анализа при помощи методов математической статистики. Применение корреляционных таблиц обеспечило наглядное изображение изучаемых закономерностей.

Составленные корреляционные таблицы подвергают тщательному геолого-техническому анализу с целью выявления отдельных точек, далеко отклоняющихся от общей тенденции расположения их в таблице. Путем такого анализа выявляют дополнительные факторы, которые должны быть учтены при последующем построении кривых, а также исключают те данные, которые явно не отвечают общей тенденции расположения точек.

С целью более удобного использования вероятных кривых производительности для планирования корреляцию двух ближайших

дебитов производят не по годовой добыче, а по среднесуточной (вычисленной по месяцам эксплуатации).

Например, имеются дебиты по скважинам какого-либо исследуемого пласта (табл. 39).

Таблица 39

№ скважины	Год и месяц эксплуатации	Среднесуточный дебит, т	№ скважины	Год и месяц эксплуатации	Среднесуточный дебит, т
5	1929 II—III IV V VI VII—VIII IX	10,2 9,9 9,6 9,0 8,8 8,4	19	1932 IV V VI VII VIII IX	13,0 12,6 12,2 11,8 11,5 11,2
7	1930 III—IV V VI VII VIII IX	21,8 20,9 20,1 19,0 17,0 18,0	6	1933 IV V VI VII VIII IX	4,2 4,1 4,0 3,9 3,8 3,5
14	1931 III—IV V VI VII VIII IX	8,0 7,7 7,5 7,3 7,1 6,9			

Для удобства разноски в корреляционную таблицу дебиты выражают в логарифмах. Интервал для дебитов в логарифмах обычно принимают равным 0,1.

Имеющиеся дебиты разносят в корреляционную таблицу (табл. 40) по каждой скважине отдельно (например, для скв. 5 — предыдущий дебит 10,2, последующий 9,9; предыдущий дебит 9,9, последующий 9,6 и т. д.).

После разноски дебитов в корреляционную таблицу вычисляют средние арифметически взвешенные последующие дебиты; например,

$$\frac{1,35 \times 2 + 1,25 \times 1}{3} = 1\ 317$$

Таблица 40

Последующий дебит Q_x		Средний логарифм	1,35	1,25	1,15	1,05	0,95	0,85	0,75	0,65	0,55	Частота P_x	Сумма произведений средних логарифмов на соответствующие частоты	Средний последующий дебит $\lg Q_x$
Предыдущий дебит Q_y		Предел логарифма	1,40 1,30	1,30 1,20	1,20 1,10	1,10 1,00	1,00 0,90	0,90 0,80	0,80 0,70	0,70 0,60	0,60 0,50			
Средний логарифм	Предел логарифма	Числа	25,1 20,0	19,9 15,9	15,8 12,6	12,5 10,0	9,99 7,94	7,93 6,31	6,30 5,01	5,00 3,98	3,97 3,16			
1,35	1,40 1,30	25,1 20,0		11 (2)	1 (1)							3	3,950	1,317
1,25	1,30 1,20		19,9 15,9		11 (2)							2	2,500	1,250
1,15	1,20 1,10		15,8 12,6			1 (1)	1 (1)					2	2,200	1,100
1,05	1,10 1,00		12,5 10,0				111 (3)	1 (1)				4	4,100	1,025
0,95	1,00 0,90		9,99 7,94					1111 (4)	1 (1)			5	4,650	0,930
0,85	0,90 0,80		7,93 6,31						1111 (4)			4	3,400	0,850
0,75	0,80 0,70		6,30 5,01								0	—	(0,733) ¹	
0,65	0,70 0,60		5,00 3,98							11 (2)	1 (1)	3	1,850	0,616
0,55	0,60 0,50		3,97 3,16								11 (2)	2	1,100	0,550
—	—	P_y	2	3	1	4	5	5	0	2	3	25	—	—

¹ Отсутствующие дебиты вычисляют как средние последующие дебиты из двух соседних смежных дебитов и ставят в скобки, указывающие на то, что дебит получен расчетом, например $\frac{0,850 + 0,616}{2} \approx 0,733$.

для первой горизонтальной графы и т. д.; таким образом получают предыдущие и последующие дебиты, определяющие вид вероятной кривой производительности (рис. 135).

Общая схема подсчета запасов нефти статистическим методом

До 1960 г. категорию запасов А разбивали на две категории: категорию A_1 (подготовленный запас) и категорию A_2 (разведанный запас). В настоящее время выделена лишь общая категория А. Это обусловлено

тем, что сейчас все запасы нефти подсчитываются преимущественно объемным методом, при котором раздельное выделение категорий запасов A_1 и A_2 весьма затруднительно. Раздельное вычисление запасов категорий A_1 и A_2 может быть легко произведено лишь статистическим методом, который применяют очень редко и в основном при расчете запасов нефти для старых, истощенных площадей.

При подсчете запасов нефти статистическим методом мы сразу подсчитать запасы по категории А не можем, а расчет приходится вести раздельно: для категории A_1 , т. е. для старых скважин, пробуренных и находящихся в эксплуатации, и для категории A_2 , т. е. для новых скважин, которые могут быть пробурены на этой же площади в пределах разведенного контура нефтепосыпки. Сумма запасов категорий $A_1 + A_2$ даст общие запасы по категории А.

В связи с тем, что подсчитываемые величины промышленных запасов изменяются в зависимости от системы и темпа разработки, для получения сравнимых величин по отдельным месторождениям при применении статистического метода поступают следующим образом.

1. Условно проектируют скважины на пласт по равномерной треугольной сетке в соответствии с принятой системой разработки, имея в виду, что при батарейных схемах размещения скважин статистический метод в настоящем своем виде обычно не применяется.

2. Предполагают, что все возможные и намеченные к бурению (согласно принятому расстоянию) скважины введены в эксплуатацию на дату подсчета (обычно на 1/I календарного года).

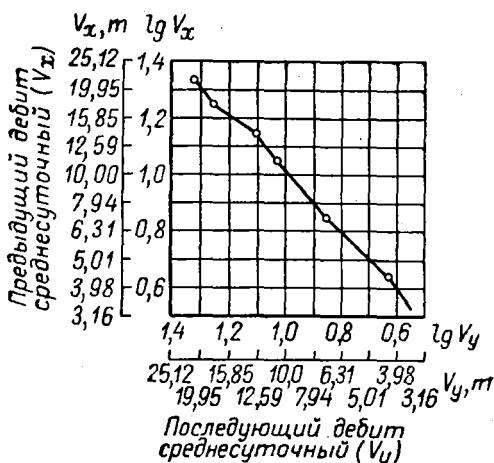


Рис. 135. Вероятная кривая производительности.

Затем на подсчетных планах отдельных пластов проводят современный и первоначальный контуры нефтеносности и выделяют границы запасов по категориям: разведанную, видимую и предполагаемую.

Категория А₁ (подготовленный запас)

При расчете запаса категории А₁ применяют одну кривую — вероятную кривую производительности. Для этого составляют две таблицы: 1) таблицу исходных данных на основе полученной вероятной кривой производительности (табл. 41); 2) таблицу фактических данных о фондах скважин, находящихся в эксплуатации по исследуемому пласту, на дату расчета (табл. 42).

Таблица 41

Интервал дебита	Месячный коэффициент падения дебита

Таблица 42

Интервал дебита	Число скважин, находящихся в эксплуатации	Средний дебит на одну скважину на дату подсчета

Составление исходной таблицы значительно облегчает весь расчет. Предположим, имеются два дебита — предыдущий и последующий, соответственно равные 100 и 80 *m/сутки*.

Отношение последующего дебита к предыдущему называют месячным коэффициентом падения дебита¹, который в данном случае будет равен:

$$\frac{80}{100} = 0,8.$$

Зная месячный коэффициент падения, вычисляют все последующие дебиты. Например, $80 \times 0,8 = 64 \text{ m/сутки}$, затем $64 \times 0,8 = 51,2 \text{ m/сутки}$ и т. д. Таким образом определяют все последующие дебиты, не прибегая к громоздким вычислениям непосредственно по кривой. В связи с указанным и составляют исходную таблицу (форму смотри в табл. 41) по данным построенной кривой, помня о том, что величина месячного коэффициента падения не будет постоянной для всех участков кривой.

Помимо составления исходной таблицы, определяют фонды скважин, находящихся в эксплуатации, и средний дебит на одну

¹ При планировании обычно пользуются термином «месячный коэффициент изменения дебита», так как последующий дебит не обязательно должен быть меньше предыдущего.

скважину на дату подсчета (или так называемый входной дебит). Для этого все эксплуатационные скважины разбивают по интервалам дебита в соответствии с интервалами дебитов по вероятной кривой производительности, для которых вычислены соответствующие среднемесячные коэффициенты падения. По указанным интервалам по скважинам вычисляют средний текущий (входной) дебит на одну скважину (как среднюю арифметическую величину). Затем производят расчет остаточных запасов.

Например, имеются предыдущие дебиты, приведенные в табл. 43.

Таблица 43

Дебит в логарифмах		Месячные коэффициенты падения дебита		
предыдущий	следующий	в логарифмах	сглаженные скользящей средней	в числах
1,350	1,317	-0,033	—	—
1,250	1,250	0,000	-0,028	0,937
1,150	1,100	-0,050	-0,025	0,944
1,050	1,025	-0,025	-0,031	0,931
0,950	0,930	-0,020	-0,015	0,966
0,850	0,850	0,000	-0,021	0,953
0,650	0,616	-0,034	-0,011	0,968
0,550	0,550	0,000	—	—

Для определения месячных коэффициентов падения дебита, указанных в табл. 43, выполняют следующие расчеты. Из последующих логарифмов вычитают предыдущие и определяют месячные коэффициенты падения дебита, которые сглаживают методом скользящей средней (в логарифмах), причем берут последовательно сумму первых трех, деленную на 3, а именно:

$$\frac{0,033 + 0,000 + 0,050}{3} = 0,028,$$

а затем следующих трех:

$$\frac{0,000 + 0,050 + 0,025}{3} = 0,025$$

и т. д.

После этого вычисляют антилогарифмы и месячные коэффициенты падения в числах, показанные в графе 5 табл. 43.

Полученные месячные коэффициенты падения объединяют в два-три интервала, а в данном случае в два интервала:

первый интервал

$$\frac{0,937 + 0,944 + 0,931}{3} = 0,935;$$

второй интервал

$$\frac{0,966 + 0,953 + 0,968}{3} = 0,962.$$

Таким образом получают следующие интервалы дебитов и соответствующие среднемесячные коэффициенты падения дебита (табл. 44).

Таблица 44

Интервал дебитов в логарифмах	в числах		Среднемесячный коэффициент падения дебита
	от	до	
1,350—1,025	22,4	10,6	0,935
1,025—1,699 ¹	10,5	0,5	0,962

¹ Принятый минимальный среднесуточный рентабельный дебит.

Для интервалов дебитов, начиная с 10,5 *m* и ниже, принимают один и тот же месячный коэффициент падения до конца «жизни» скважины. Конечный среднесуточный дебит для скважины условно принят равным 0,5 *m*.

Величина минимального среднесуточного рентабельного дебита зависит от глубины скважины, метода и условий эксплуатации, качества нефти и других экономических факторов. Величину эту устанавливают в соответствии с имеющимися по данному вопросу указаниями.

По рассмотренным выше интервалам дебитов (см. табл. 44) разбивают все эксплуатационные скважины на группы по их текущему среднесуточному дебиту и определяют их входной дебит.

Например, в эксплуатации по данному пласту находятся 10 скважин со среднесуточной добычей 15 *m* на одну скважину и 15 скважин со среднесуточной добычей 7 *m* на одну скважину. В этом случае средний входной дебит на скважину первой группы принимают равным 15 *m* и второй группы — 7 *m*.

Особой задачей является учет временно простояющих скважин, для которых следует принимать либо последний среднесуточный дебит перед остановкой (если эта остановка продолжалась не более 2—3 месяцев до начала подсчета запасов), либо текущий дебит одной из указанных выше групп эксплуатационных скважин, к которой может быть отнесена та или другая простоявшая скважина.

Расчет остаточного запаса по указанным двум группам скважин производят следующим образом.

1. Первая группа — 10 скважин с входным дебитом 15 *m*.
 а) Для первого интервала дебитов

$$S_1 = \frac{a_1 - a_2 k_1}{1 - k_1} - a_1, \quad (\text{V. 21})$$

где S_1 — сумма дебитов для одной скважины в интервале 22,4—10,6 *m*;
 a_1 — входной дебит первого интервала, равный 15 *m*;
 a_2 — конечный дебит первого интервала, равный 10,6 *m*;
 k_1 — среднемесячный коэффициент падения для первого интервала, равный 0,935.

Следовательно,

$$S_1 = \frac{15 - 10,6 \times 0,935}{1 - 0,935} - 15 = 63,3.$$

- б) Для второго интервала дебитов

$$S_2 = \frac{a_2 - a_n k_2}{1 - k_2} - a_2, \quad (\text{V. 22})$$

где S_2 — сумма дебитов для одной скважины в интервале 10,5—0,5 *m*;
 a_2 — входной дебит второго интервала, равный 10,5 *m*;
 a_n — минимальный среднесуточный рентабельный дебит, равный 0,5 *m*;
 k_2 — среднемесячный коэффициент падения для второго интервала, равный 0,962.

Следовательно,

$$S_2 = \frac{10,5 - 0,5 \times 0,962}{1 - 0,962} - 10,5 = 253,2.$$

Остаточный запас для первой группы скважин:
 $(253,2 + 63,3) 30 \times 10 \times 0,8 = 75960 \text{ m}$,

где 30 — число дней в месяце;

10 — число скважин первой группы;

0,8 — коэффициент эксплуатации¹.

2. Вторая группа — 15 скважин с входным дебитом 7 *m*.
 Согласно указанному выше

$$S_3 = \frac{7 - 0,5 \times 0,962}{1 - 0,962} - 7 = 164,5.$$

Остаточный запас для второй группы скважин:

$$164,5 \times 30 \times 15 \times 0,8 = 59220 \text{ m}.$$

¹ Цифра 0,8 здесь взята условно; коэффициент эксплуатации необходимо определять для каждого конкретного случая.

Общий остаточный запас по всем (25) эксплуатационным скважинам составит

$$75960 + 59220 = 135180 \text{ m.}$$

Категория A₂ (разведанный запас)

При расчете запаса категории A₂ по плану разработки определяют фонд скважино-точек категории A₂. В категорию A₂ включают скважины, находящиеся в бурении, проектируемые и подлежащие возврату (а также углублению) на данный пласт.

Предположим, указанные скважины введены в эксплуатацию одновременно на день подсчета. В данном случае по аналогии с соседними разбуренными пластами определяют, что начальный среднесуточный дебит на одну скважину составляет 15,5 m, а фонд скважин категории A₂, подсчитанный по плану разработки, пять скважин.

Затем по вероятной кривой производительности согласно указанному выше методу определяют все последующие дебиты до минимального рентабельного дебита. Пользуясь табл. 44, подсчитывают разведанный запас на одну скважину:

$$S_1 = \frac{15,5 - 10,6 \times 0,935}{1 - 0,935} = 86,$$

$$S_2 = \frac{10,5 - 0,5 \times 0,962}{1 - 0,962} - 10,5 = 253,2.$$

Разведанные запасы нефти:

$$(86 + 253,2) \times 30 \times 5 \times 0,8 = 40704 \text{ m},$$

где 30 — число дней в месяце;

5 — число скважино-точек фонда A₂;

0,8 — коэффициент эксплуатации.

При подсчете запасов нефти статистическим методом по месторождениям с газонапорным режимом или режимом растворенного газа необходимо иметь:

1) данные о продолжительности эксплуатации нескольких скважин за период не менее одного года;

2) материалы, обосновывающие принятую схему разработки и намечаемый темп ввода скважин в эксплуатацию по годам;

3) сведения о режиме работы горизонта, пластовом давлении и динамике продвижения контура водоносности.

Метод материального баланса

Метод материального баланса основан на изучении изменения физических параметров жидкости и газа, содержащихся в пласте, в зависимости от изменения давления в процессе разработки. В процессе извлечения жидкости (нефти и воды), а также газа из пласта в нем происходит непрерывное перераспределение нефти, воды и газа вследствие изменения пластового давления.

Указанные изменения в распределении нефти, газа и воды в пределах пласта и связанные с этим изменения физического состояния газа и нефти используются при подсчете запасов нефти по уравнению материального баланса.

Следует иметь в виду, что имевшееся в начальной стадии разработки равновесное состояние в пласте в процессе разработки нарушается, особенно при наличии в нем значительных фациальных изменений. Это затрудняет возможность точного определения среднего пластового давления, при котором определяется значение всех входящих в формулу коэффициентов. Поэтому при применении метода материального баланса следует на дату расчета строить карту изобар, по которой более точно можно подсчитать среднее арифметически взвешенное по площади (или по объему пласта) пластовое давление.

Это среднее пластовое давление и является исходным для определения всех параметров, зависящих от пластового давления.

Совершенно очевидно, что в отдельных случаях при больших аномалиях в распределении пластовых давлений подсчет среднего пластового давления является менее точным, что значительно может снижать точность определения отдельных параметров.

Применение метода материального баланса требует тщательного изучения пласта с самого начала разработки. Для этого необходимо проводить систематические замеры пластовых давлений в скважинах глубинными манометрами, вести точный отбор нефти, газа и воды, подробно исследовать керны и глубинные пробы нефти.

Все геолого-промышленные исследования должны вестись систематично и с максимальной точностью.

Выход уравнений материального баланса основан или на изучении баланса между первоначально содержащимися в недрах углеводородами и количеством углеводородов, добытых и оставшихся в недрах, или на определении освобожденного объема в пласте в процессе добычи нефти, воды и газа. В соответствии с этим выводы уравнений материального баланса можно базировать на одном из двух следующих положений: 1) на сохранении материи (т. е. на постоянстве суммы добытых и оставшихся в недрах углеводородов, выраженных в весовых или объемных единицах) или 2) на постоянстве объема пор, первоначально занятых нефтью и газом (игнорируя их изменение в связи с упругими свойствами, имеющими ничтожное значение в пределах нефтеносной части пласта).

В первом случае, если в пласте в начальных условиях содержалось некоторое количество нефти и газа, то и после извлечения части их общее количество углеводородов, оставшихся в недрах и извлеченных на поверхность, должно быть равно тому количеству их, которое первоначально содержалось в недрах.

Постоянство объема пор сохраняется во все периоды разработки пласта, хотя часть этого объема (первоначально занятая нефтью и газом) может быть в дальнейшем занята наступающей краевой водой. Роль связанной воды при этом не учитывается, так как предполагается, что эта вода плотно связана с частицами породы и в перераспределении нефти, газа и краевой воды не принимает сколько-нибудь существенного участия.

Таким образом, метод материального баланса является динамическим, при его применении состояние пласта рассматривается в зависимости от отбора жидкости, газа и падения пластового давления. Как уже указывалось, при подсчете запасов пользуются некоторыми средними параметрами, определенными для данного среднего пластового давления. В связи с этим необходимо тщательное их определение в лаборатории, на промыслах в соответствии с величиной среднего пластового давления, определенного на дату расчета.

При всех выводах уравнений материального баланса примем следующие обозначения:

Q_0 — балансовый (начальный) запас нефти в объемах при стандартных условиях;

Q_n — накопленная добыча нефти в объемах на дату составления уравнения баланса при стандартных условиях;

r — число объемов газа, растворенного в одном объеме нефти при среднем пластовом давлении p (на дату составления уравнения баланса) и замеренного при стандартных условиях;

r_0 — число объемов газа, растворенного в одном объеме нефти при среднем начальном пластовом давлении p_0 и замеренного при стандартных условиях;

b — однородный объемный коэффициент пластовой нефти на дату расчета (при растворении в нефти r м³ газа при давлении p на дату расчета);

b_0 — однородный объемный коэффициент пластовой нефти на начало разработки (при растворении в нефти r_0 м³ газа при начальном давлении p_0);

v — объемный коэффициент пластового газа при давлении p на дату расчета, он равен [см. формулу (III. 25) и стр. 158]

$$v = \frac{1,033}{p} \cdot \frac{T+t_{\text{пл}}}{T+t_{\text{ст}}} \cdot Z = 0,00351 \cdot Z \cdot \frac{T+t_{\text{пл}}}{p};$$

v_0 — объемный коэффициент пластового газа при давлении p_0 на начальную дату (имеет то же выражение, что и v , но при давлении p_0);

r_p — средний газовый фактор за период добычи Q_n объемов нефти (т. е. за период падения давления от p_0 до p), отнесенный к стандартным условиям, т. е. r_p определяется как частное от деления накопленной добычи газа на накопленную добычу нефти (Q_n) на дату расчета;

Q_f — первоначальный запас свободного газа в газовой шапке в объемах при стандартных условиях;

δ — отношение объема газа, находящегося в газовой шапке (в пластовых условиях), к объему нефти с растворенным в ней газом (тоже в пластовых условиях). При постоянной мощности пласта это отношение равно частному от деления площади, ограниченной контуром газоносности, к площади нефтеносности, расположенной между контурами водоносности и газоносности:

$$\delta = \frac{Q_f v_0}{Q_0 b_0}, \quad (V. 25)$$

откуда можно написать

$$Q_f v_0 = \delta Q_0 b_0 \quad (V. 26)$$

и

$$Q_f = \frac{\delta Q_0 b_0}{v_0}; \quad (V. 27)$$

W — количество вошедшей в пласт воды в объемных единицах за период падения давления от p_0 до p , замеренное при стандартных условиях;

w — количество добытой воды в объемных единицах за период падения давления от p_0 до p , замеренное при стандартных условиях;

b_1 — двухфазный объемный коэффициент совместно пластовой нефти и газа (нефтегазовой смеси), учитывающий изменение единицы объема нефти при контактном методе ее исследования путем снижения давления от p_0 до p . В этом случае при снижении давления от p_0 до p из нефти выделяется $r_0 - r$ объемов газа, который при давлении p , находясь в контакте с нефтью, занимает объем $(r_0 - r)v$; тогда двухфазный коэффициент получит следующее выражение:

$$b_1 = b + (r_0 - r)v, \quad (V. 28)$$

а

$$b = b_1 - r_0 v + rv. \quad (V. 29)$$

В связи с указанными определениями объемных коэффициентов пластовой нефти необходимо иметь в виду, что однофазный коэффициент пластовой нефти изменяется прямо пропорционально изменению пластового давления, а двухфазный коэффициент изменяется обратно пропорционально изменению пластового давления (за счет своей газовой фазы), т. е. с увеличением давления уменьшается и с уменьшением пластового давления увеличивается.

Перейдем к рассмотрению методики вывода уравнений материального баланса в соответствии с указанными выше положениями.

Вывод уравнения на основе постоянства суммы добытых и оставшихся в недрах углеводородов

Вывод базируется на том, что первоначальное количество углеводородов (в объемных единицах) в пласте, приведенное к некоторому давлению, равно сумме углеводородов, добытых и оставшихся в пласте (также в объемных единицах), приведенных к тому же давлению.

Так как количество оставшейся в пласте нефти подсчитать трудно, указанный выше баланс углеводородов удобнее и точнее вести по газу, а именно: количество объемов газа, первоначально содержащегося в нефти, приведенных к атмосферному давлению, равно количеству объемов газа, добытого и оставшегося в пласте, приведенных также к атмосферному давлению.

Рассмотрим два типа резервуаров — простой и сложный.

Простой подземный резервуар. Пласт содержит нефть; в начальный этап разработки не имеет газовой шапки; продвижение краевых вод отсутствует и объем пласта остается постоянным; добыча газа из газовой шапки, образовавшейся в процессе эксплуатации, не производится.

Отдельные элементы уравнения баланса будут иметь следующий вид.

I. Первоначальный запас газа в пласте в объемах, отнесенный к стандартным условиям, равен $Q_0 r_0$.

II. Добыча газа в объемах на дату подсчета, когда среднее пластовое давление в пласте стало равным p при стандартных условиях, составит $Q_n r_p$;

III. Осталось газа в объемах в пласте на дату подсчета при стандартных условиях;

1) в виде растворенного газа в нефти, оставшейся в недрах ($Q_0 - Q_n$) r ;

2) в виде свободного газа, выделившегося из нефти и образовавшего газовую шапку (ранее отсутствовавшую) при давлении p за счет:

а) освобождения объема $Q_n b_0$ в пласте в результате извлечения Q_n объемов нефти; в указанный объем выделилось из нефти $Q_n b_0/v$ объемов свободного газа, замеренных при стандартных условиях;

б) освобождения объема $(Q_0 - Q_n) (b_0 - b)$ в пласте в результате усадки оставшейся в пласте нефти; в указанный объем выделилось из нефти $\frac{(Q_0 - Q_n) (b_0 - b)}{v}$ объемов свободного газа, замеренных при стандартных условиях.

Тогда уравнение материального баланса примет следующий вид (при условии, что добыча газа из газовой шапки не производится):

$$Q_0 r_0 = Q_{\text{H}} r_p + (Q_0 - Q_{\text{H}}) r + \frac{Q_{\text{H}} b_0 + (Q_0 - Q_{\text{H}})(b_0 - b)}{v}. \quad (\text{V. 30})$$

После упрощения получим

$$Q_0 (r_0 v - rv - b_0 + b) = Q_{\text{H}} (r_p v - rv + b).$$

Подставив в полученное выражение значение b из формулы (V. 29) и произведя приведение подобных членов, получим

$$Q_0 (b_1 - b_0) = Q_{\text{H}} (r_p v - r_0 v + b_1)$$

или окончательно

$$Q_0 = \frac{Q_{\text{H}} [b_1 + (r_p - r_0) v]}{b_1 - b_0}. \quad (\text{V. 31})$$

Сложный подземный резервуар. Пласт содержит насыщенную газом нефть; к началу разработки имеется газовая шапка; в процессе разработки наблюдается продвижение контурных вод. Рассмотрим баланс газа (в объемных единицах) при извлечении Q_{H} объемов нефти и при падении давления от p_0 до p .

I. Первоначальное содержание газа в пласте в начале разработки, замеренное при стандартных условиях, в объемных единицах:

1) свободный газ в пределах газовой шапки согласно уравнению (V. 27):

$$Q_r = \frac{\delta Q_0 b_0}{v_0};$$

2) газ, растворенный в нефти: $Q_0 r_0$.

Таким образом, первоначальное содержание газа в пласте в начале разработки при стандартных условиях равно

$$\frac{\delta Q_0 b_0}{v_0} + Q_0 r_0.$$

II. Добыча газа (в объемных единицах), извлеченного совместно с Q_{H} объемами нефти на дату подсчета, когда среднее пластовое давление в пласте стало равным p , составляет (при стандартных условиях) $Q_{\text{H}} r_p$.

III. Количество газа (в объемных единицах), оставшегося в пласте на дату подсчета при давлении p (при стандартных условиях):

1) в виде свободного газа в объеме первоначальной газовой шапки

$$\frac{\delta Q_0 b_0}{v};$$

2) в виде свободного газа, заполнившего освобожденный объем в пласте вследствие:

- а) усадки оставшейся в пласте нефти $(Q_0 - Q_n)(b_0 - b)$;
 б) освобождения объема в результате извлечения Q_n объемов нефти $Q_n b_0$.

Таким образом, общий освобожденный объем пор составит

$$(Q_0 - Q_n)(b_0 - b) + Q_n b_0.$$

Однако не весь этот освобожденный объем пласта может быть заполнен свободным газом; часть этого объема заполняется вступившей в пласт водой, объем которой за вычетом добытой воды (w) составляет $W - w$.

Поэтому освобожденный объем пор за счет усадки нефти и извлечения Q_n объемов нефти должен быть уменьшен в пластовых условиях на величину $W - w$ и составит

$$(Q_0 - Q_n)(b_0 - b) + Q_n b_0 - (W - w).$$

Вычисленный освобожденный объем пор заполняется свободным газом, выделившимся из пласта при падении давления от p_0 до p .

При давлении p в указанном объеме поместится следующее количество объемов газа, замеренное при стандартных условиях:

$$\frac{(Q_0 - Q_n)(b_0 - b) + Q_n b_0 - (W - w)}{v};$$

3) в виде растворенного газа в оставшейся в пласте нефти

$$(Q_0 - Q_n)r.$$

Уравнение материального баланса в этом случае принимает вид (при условии, что добыча газа из газовой шапки не производится):

$$\begin{aligned} \frac{\delta Q_n b_0}{v_0} + Q_0 r_0 = Q_n r_p + & \frac{\delta Q_n b_0}{v} + \frac{(Q_0 - Q_n)(b_0 - b)}{v} + \\ & + \frac{Q_n b_0 - (W - w)}{v} + (Q_0 - Q_n)r. \end{aligned} \quad (V. 32)$$

После упрощения получим

$$\begin{aligned} Q_0 \left(\frac{\delta b_0 v}{v_0} + r_0 v - \delta b_0 - b_0 + b - rv \right) = \\ = Q_n (r_p v - b_0 + b + b_0 - rv) - (W - w). \end{aligned}$$

Подставив в полученное выражение значение b из формулы (V. 29) и произведя приведение подобных членов, получим окончательно:

$$Q_0 = \frac{Q_n [b_1 + (r_p - r_0)v] - (W - w)}{b_1 - b_0 + \frac{\delta b_0}{v_0}(v - v_0)}. \quad (V. 33)$$

Сравнение формулы (V. 33) с ранее выведенной формулой (V. 31) показывает, что формула (V. 31) представляет собой частный случай формулы (V. 33), когда пласт не имеет в начальный период разработки газовой шапки ($\delta = 0$) и когда отсутствует продвижение контурных вод, т. е. $(W - w) = 0$.

По уравнению (V. 33) можно также написать формулу для подсчета запасов нефти в залежи, не имеющей в начальный период разработки газовой шапки ($\delta = 0$), но в которой наблюдается продвижение контурных вод:

$$Q_0 = \frac{Q_n [b_1 + (r_p - r_0) v] - (W - w)}{b_1 - b_0} . \quad (V. 34)$$

Наконец, из уравнения (V. 33) может быть получена формула для подсчета запасов нефти в залежи, в которой в начальный период разработки имеется газовая шапка, но продвижение контурных вод отсутствует, т. е. $W - w = 0$.

В этом случае формула принимает вид

$$Q_0 = \frac{Q_n [b_1 + (r_p - r_0) v]}{b_1 - b_0 + \frac{\delta b_0}{v_0} (v - v_0)} . \quad (V. 35)$$

Вывод уравнения на основе постоянства объема пор, первоначально занятых нефтью и газом

Вывод базируется на том, что освобожденный в пластовых условиях объем пор (в результате добычи нефти, газа и воды, а также усадки нефти) равняется занятому объему пор (в результате расширения газовой шапки, выделения газа из нефти и вхождения в пласт воды).

В этом случае предусматривается постоянство объема нефтяного пласта во все периоды его разработки, хотя часть этого объема, первоначально занятая лишь нефтью и газом, может быть в дальнейшем занята наступающей краевой водой.

Роль связанный воды при этом не учитывается, так как предполагается, что эта вода не принимает участия в перераспределении нефти, газа и краевой воды.

Рассмотрим резервуары двух типов — простой и сложный.

Простой подземный резервуар. Пласт содержит нефть; в начальный период разработки не имеет газовой шапки; продвижение краевых вод отсутствует и объем пласта остается постоянным; добыча газа из газовой шапки, образовавшейся в процессе разработки, не производится.

Вывод уравнения материального баланса в этом случае может быть сделан на основе следующих соображений.

1. Освобожденный в пласте объем пор при снижении давления от p_0 до p складывается:

1) из объема, освободившегося в пластовых условиях в результате извлечения на поверхность Q_n объемов нефти:

$$Q_n b_0;$$

2) из объема, освободившегося в пластовых условиях в результате сокращения объема оставшейся в пласте нефти;

$$(Q_0 - Q_n)(b_0 - b);$$

3) из объема, освободившегося в результате добычи вместе с Q_n объемами нефти некоторого количества избыточного газа сверх растворенного в нефти. Так как каждая единица (при стандартных условиях) добываемого избыточного газа будет занимать в пласте при давлении p объем V , то в пластовых условиях освободится объем

$$Q_n(r_p - r_0)v.$$

II. Занятый в пласте объем пор при снижении давления от p_0 до p характеризуется свободным газом, выделившимся из оставшейся в пласте нефти при падении давления от p_0 до p . Так как каждая единица объема (замеренная при стандартных условиях) выделившегося из нефти газа при давлении p в пластовых условиях будет занимать объем V , то объем, занятый свободным газом, выделившимся из нефти (оставшейся в пласте) в пластовых условиях, составит

$$(Q_0 - Q_n)(r_0 - r)v.$$

Согласно постоянству объема пор освобожденный в пласте объем пор должен равняться занятому объему пор.

Тогда уравнение материального баланса примет вид:

$$\begin{aligned} Q_n b_0 + (Q_0 - Q_n)(b_0 - b) + Q_n(r_p - r_0)v = \\ = (Q_0 - Q_n)(r_0 - r)v. \end{aligned} \quad (\text{V. 36})$$

Преобразуем это равенство и, заменяя b равным ему выражением $b_1 - (r_0 - r)v$, получим окончательно

$$Q_0 = \frac{Q_n [b_1 + (r_p - r_0)v]}{b_1 - b_0}.$$

Сопоставляя полученную формулу с формулой (V. 31), видим их тождество.

Таким образом, исходя из других соображений при решении поставленной нами задачи, приходим в итоге к той же самой формуле.

Сложный подземный резервуар. Пласт содержит насыщенную газом нефть; к началу разработки имеется газовая шапка; в процессе разработки наблюдается продвижение контурных вод; добыча газа из газовой шапки не производится.

Первоначальный объем пор пласта, занятых нефтью и газом, складывается:

1) из части объема пор пласта, занятых нефтью с растворенным в ней газом: $Q_0 b_0$;

2) из части объема пор пласта, занятых свободным газом газовой шапки: $Q_r v_0$.

Таким образом, первоначальный объем пор пласта в пластовых условиях, занятых нефтью и газом, равен

$$Q_0 b_0 + Q_r v_0. \quad (\text{V. 37})$$

Рассмотрим перераспределение объема пор, занятых нефтью (с растворенным в ней газом), свободным газом и водой, поступившей в пласт в результате добычи Q_n объемов нефти и снижения давления в пласте от p_0 до p .

1. Освобожденный в пласте объем пор при снижении давления от p_0 до p складывается:

1) из объема, освободившегося в пластовых условиях в результате добычи Q_n объемов нефти: $Q_n b_0$;

2) из объема, освободившегося в пласте в результате усадки оставшейся в пласте нефти: $(Q_0 - Q_n)(b_0 - b)$;

3) из объема, освободившегося в результате добычи некоторого избыточного количества газа, сверх растворенного в нефти, при добыче Q_n объемов нефти; так как каждая единица (при стандартных условиях) добываемого избыточного газа будет занимать в пласте при давлении p объем v , то в пластовых условиях освобожденный объем составит $Q_n(r_p - r_0)v$;

4) из объема, освободившегося в результате добычи некоторого объема воды w .

Этот освобожденный в пласте объем пор будет заполняться свободным газом расширяющейся газовой шапки, газом, выделившимся из нефти, и вступившей в пласт краевой водой.

Вследствие того, что изменившиеся условия в пласте рассматриваем при некотором давлении p , может оказаться, что при недостаточно активном вступлении в пласт воды в освобожденном объеме (в пласте) давление будет меньше p .

Тогда для обеспечения поставленного нами условия — поддержания в пласте давления p — необходимо подкачать в газовую шапку некоторое количество газа g_i (замеренное при стандартных условиях).

Если проведение указанного мероприятия окажется недостаточным для получения искомого нами давления p , то одновременно явится необходимость подкачки и некоторого количества воды w_i в приконтурную часть, что обеспечит наличие в пласте давления p , при котором нами рассматривается пласт, после извлечения Q_n объемов нефти.

В соответствии с высказанными соображениями рассмотрим характер перераспределения нефти, газа и воды в пласте и заполнения ими освобожденного объема в результате снижения давления от p_0 до p .

II. Занятый в пласте объем пор при снижении давления от p_0 до p складывается:

1) из объема, занятого расширившимся свободным газом газовой шапки. Согласно сказанному выше первоначальное содержание газа в газовой шапке при стандартных условиях составляет:

$$Q_g = \frac{\delta Q_0 b_0}{v_0}.$$

Единица объема газа (при стандартных условиях) займет в пластовых условиях при давлении p_0 объем v_0 , а при давлении p — объем v (при этом $v > v_0$). Таким образом, объем, дополнительно занятый свободным газом газовой шапки за счет его расширения в пластовых условиях, составит:

$$Q_g v - Q_g v_0 = \frac{\delta Q_0 b_0}{v_0} (v - v_0);$$

2) из объема, занятого свободным газом, выделившимся из оставшейся в пласте нефти при падении давления от p_0 до p . Так как каждая единица объема (замеренного при стандартных условиях) выделившегося из нефти газа при давлении p в пластовых условиях будет иметь объем v , то объем, занятый свободным газом, выделившимся из оставшейся в пласте нефти, в пластовых условиях составит:

$$(Q_0 - Q_n) (r_0 - r) v;$$

3) из объема, занятого вступившей в пласт водой W ;

4) из объема закачанной в пласт воды w_i (в объемных единицах); если вступившая в пласт краевая вода не обеспечивает установления в залежи принятого среднего пластового давления p ;

5) из объема закачанного в пласт газа g_i (в объемах при стандартных условиях); если закачанный в пласт объем воды w_i не обеспечивает установления в залежи принятого среднего пластового давления p . Так как каждая единица объема газа (при стандартных условиях) при давлении p в пластовых условиях займет объем v , то закачанный объем газа g_i (замеренный при стандартных условиях) в пластовых условиях займет объем $g_i v$.

Согласно закону постоянства объема пор освобожденный в пласте при снижении давления от p_0 до p объем пор должен равняться объему пор, занятых свободным газом и водой.

Тогда уравнение материального баланса примет вид

$$\begin{aligned} & Q_n b_0 + (Q_0 - Q_n) (b_0 - b) + Q_n (r_p - r_0) v + w = \\ & = \frac{\delta Q_0 b_0}{v_0} (v - v_0) + (Q_0 - Q_n) (r_0 - r) v + W + w_i + g_i v. \quad (\text{V. 38}) \end{aligned}$$

Преобразуя это равенство и заменяя b через равное ему выражение $b_1 - (r_0 - r)v$, получим

$$Q_0 b_1 - Q_0 b_0 + \frac{\delta b_0 Q_a}{v_0} (v - v_0) = Q_h b_1 - Q_h r_0 v + \\ + Q_h r_p v - W - w_i - g_i v + w$$

и окончательно имеем:

$$Q_0 = \frac{Q_h [b_1 + (r_p - r_0)v] - (W + w_i - w) - g_i v}{b_1 - b_0 + \frac{\delta b_0}{v_0} (v - v_0)}. \quad (V. 39)$$

Полученное выражение упрощается при отсутствии необходимости закачки воды и газа, так как соответствующие члены w_i и $g_i v$ обращаются в нули; тогда получим выражение, полностью совпадающее с ранее полученным уравнением (V. 33).

Таким образом, выведенные нами уравнения могут служить для определения балансовых (начальных) запасов нефти и газа; они могут быть также использованы (при знании первоначальных запасов нефти) для определения количеств воды и газа, необходимых для закачки в пласт в целях поддержания того или иного среднего пластового давления.

Подсчет запасов нефти по выведенному уравнению особенно прост, как уже указывалось выше, для пластов, в которых не наблюдается продвижения краевых вод (т. е. для пластов, в общем имеющих газовый режим без активного движения вод).

При наличии продвижения воды является необходимым определение вошедшей в пласт воды W . Существуют различные методы определения вошедшей в пласт воды, но наиболее простым и достаточно точным является метод, основанный на определении размера обводненной площади с начала разработки на дату расчета, зная начальный и современный (на дату расчета) контуры нефтепосности. В этом случае

$$W = F h m \beta 0,8, \quad (V. 40)$$

где F — заводщенная площадь в m^2 ;

h — эффективная средняя мощность пласта обводненной части площади в m ;

m — коэффициент открытой пористости;

β — коэффициент нефтенасыщения;

0,8 — коэффициент извлечения нефти (предполагается, что при современной технологии добычи нефти 0,2 запаса остается в недрах).

Шильтиус определяет вошедшую в пласт воду на основе изучения промысловых данных и выявления периодов постоянства пластового давления при постоянном размере добычи (нефти и воды).

Хорст вычисляет вошедшую в пласт воду посредством изучения характера распределения пластовых давлений в залежи и в пределах водонапорной системы.

Вудс и Маскет для определения вошедшей в пласт воды составляют четыре уравнения, характеризующих величину запаса и соотношение в пласте количеств свободного газа, нефти и вошедшей в пласт воды (в качестве неизвестной величины) и т. д.

При применении метода материального баланса должны быть определены следующие величины и параметры.

1. Накопленная добыча нефти (Q_n) на дату расчета в m^3 , т. е. вся добытая нефть с начала разработки на дату расчета.

2. Количество объемов газа, растворенных в 1 m^3 нефти на начало разработки (r_0) и на дату расчета (r), в m^3/m^3 .

Эти величины определяют либо в лаборатории в отобранных глубинных пробах пластовой нефти, либо по имеющимся в литературе графикам растворимости газа в нефти в зависимости от средних пластовых давлений.

3. Средний газовый фактор (r_p), который определяется за весь период разработки на дату расчета как частное от деления накопленной добычи газа (Q_g в m^3) на накопленную добычу нефти (Q_n в m^3), а именно:

$$r_p = \frac{Q_g}{Q_n} [m^3/m^3]. \quad (V. 41)$$

4. Объемные коэффициенты пластовой нефти на начало разработки (b_0) и на дату расчета (b), которые определяются аналогично сказанному выше [см. главу III, § 2 и формулу (V. 29)].

5. Объемные коэффициенты пластового газа на начало разработки (v_0) и на дату расчета (v), которые определяются согласно формулам (III. 25) и (III. 26).

6. Двухфазный объемный коэффициент пластовой нефти (b_1) согласно формуле (V. 28).

7. Доля газоносной части пласта (δ) по отношению к объему нефтеносной части пласта.

При постоянстве мощности продуктивного пласта в пределах всей площади величина δ равна отношению газоносной площади пласта к нефтеносной.

8. Вошедшая в пласт вода (W) определяется по формуле (V. 40).

9. Добыча воды (w) определяется с начала разработки в m^3 .

Динамические коэффициенты ($r, r_0, b_1, b_0, h, v, v_0$) определяются для средних пластовых давлений, которые вычисляются по составленным картам изобар.

Согласно Инструкции при подсчете запасов методом материальных балансов необходимо иметь:

- а) данные лабораторных исследований о растворимости газа в нефти и изменении в связи с этим объема нефти в пластовых условиях при различных давлениях;
- б) данные об изменении объема углеводородных газов при различных давлениях с учетом отклонения их от законов идеальных газов;
- в) сведения о контурах газоносности и нефтеносности, а также данные о среднем газовом факторе;
- г) сведения о добыче нефти, газа и воды с начала разработки горизонта (суммарно и по месяцам);
- д) сведения о режиме работы горизонта и данные о динамике изменения пластовых давлений, а также все исходные данные для составления карт изобар.

При подсчете запасов газа газовых месторождений (залежей) по методу падения давления должны быть приведены следующие данные:

- а) сведения о режиме работы залежей;
- б) уточненные данные о количестве извлеченного газа за определенные периоды времени;
- в) все сведения о результатах замеров пластовых давлений по скважинам образцовыми манометрами за те же периоды времени;
- г) обоснование величин среднего пластового давления на дату подсчета запасов.

§ 4. ВЫБОР МЕТОДА ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ РЕЖИМА И СТЕПЕНИ РАЗВЕДАННОСТИ ЗАЛЕЖИ

Следует иметь в виду, что наличие различных геологических условий предопределяет возможность более успешного применения того или другого метода подсчета запасов нефти. Важнейшим вопросом при выборе метода подсчета запасов нефти является режим работы залежи и степень ее разведенности.

При выборе метода подсчета в зависимости от режима залежи необходимо руководствоваться следующим:

- 1) при эффективном водонапорном режиме возможно применение лишь объемного метода;
- 2) при неэффективном водонапорном режиме и в сочетании с режимом растворенного газа (при падении пластового давления ниже давления растворимости газа в нефти) возможно применение метода материального баланса и статистического метода; объемный метод и в этом случае является вне конкуренции;
- 3) при режиме газовой шапки возможно применение всех трех методов;

4) при режиме растворенного газа возможно применение всех трех методов;

5) при гравитационном режиме следует применять лишь объемный метод (удобен также объемно-весовой вариант объемного метода).

Таким образом, наиболее универсальным при различных режимах является объемный метод (и его варианты). Однако для пластов со значительной фациальной изменчивостью, когда сильно затрудняется определение средних значений мощности, пористости и других параметров, применение объемного метода может оказаться весьма сложным. Такие условия нередко имеют место для пластов с режимом растворенного газа; в этом случае может оказаться более целесообразным применение статистического метода или метода материального баланса в зависимости от имеющихся данных, не требующих при определении запасов знания объема пласта и соответствующих параметров.

Однако применение в этом случае метода материального баланса может быть затруднено вследствие больших неравномерностей в распределении пластовых давлений в связи с условиями разработки и фациальной изменчивостью пластов. Тогда наиболее эффективным может явиться лишь статистический метод, несмотря на его недостатки.

При эффективном водонапорном режиме статистический метод не применим, так как связь предыдущих и последующих дебитов в этом случае не вытекает из непрерывного снижения пластового давления, а зависит от величины текущего отбора жидкости. Не применим в этом случае и метод материального баланса, так как в формуле (V. 34)

$$Q_0 = \frac{Q_n [b_1 + (r_p - r_0) v] - (W - w)}{b_1 - b_0}$$

$$r_p - r_0 = 0; \quad b_1 = b_0; \quad Q_n b_1 = W - w,$$

что приводит к неопределенному решению при вычислении запасов нефти.

В зависимости от степени разведанности залежи (категорий запасов) при выборе метода подсчета запасов нефти необходимо руководствоваться следующим.

1. Категория А. Запас категории А может быть подсчитан объемным методом, методом материального баланса и статистическим методом.

В последнем случае этот запас определяется как сумма раздельно подсчитанных статистическим методом запасов старых категорий $A_1 + A_2$.

Если при применении объемного метода и получении запаса категории А необходимо определить запасы по категориям A_1 и A_2 , то эти запасы могут быть определены косвенным путем.

Для этого вычисленный начальный извлекаемый (промышленный) запас категории А в m (Q) делят на величину продуктивной площади по начальному контуру нефтеносности в ga (F) и получают средний запас на 1 ga площади (q), т. е. $q = Q/F$. Далее согласно принятой генеральной схеме разработки подсчитывают число намеченных эксплуатационных скважин (N) и затем среднюю условную площадь «дренажа» на одну скважину (f), т. е. $F/N = f$ в ga .

Зная количество скважин, находящихся в эксплуатации на дату расчета (n), определяют в них начальный запас категории $A_1(Q_{A_1})$:

$$qfn = Q_{A_1}. \quad (V. 42)$$

Вычитая из указанного запаса уже добытую из эксплуатационных скважин нефть, получают расчетную величину остаточного запаса (категория A_1).

При водонапорном режиме такой расчет является весьма приближенным, так как суммарный запас отдельных эксплуатационных скважин будет зависеть главным образом от расстояния их от контура нефтеносности; это, однако, не будет искажать общие цифры запасов, так как остающиеся запасы категории A_2 будут представлять собой разность между общим запасом и подсчитанным запасом по категории A_1 .

В том случае, когда применяется равномерная треугольная сетка (обычно при режиме растворенного газа) с расстоянием между скважинами, равным S , то запас категории A_1 можно определить по соотношению:

$$Q_{A_1} = \frac{QS^2n}{11500F}, \quad (V. 43)$$

так как (см. главу VI. § 5).

$$S = 1,07 \sqrt{f \cdot 10^4} \text{ и } f = \frac{S^2}{11500}.$$

Запас категории A_2 будет равен $Q_{A_2} = Q - Q_{A_1}$.

2. Категория В (видимый запас). Запас категории В может быть подсчитан объемным методом, а также статистическим методом по аналогии. Метод аналогии заключается в том, что для искомого пласта применяют кривые, построенные для другого разбуренного пласта, геолого-промышленная характеристика которого аналогична данному.

В отдельных случаях может быть также применен метод материального баланса, когда имеются необходимые фактические данные, продуктивная площадь невелика и эксплуатация первых скважин влияет на перераспределение пластовых давлений в пределах всей залежи.

3. Категория С₁ (предполагаемый запас). Эта категория запасов обычно подсчитывается объемным методом или гектарным вариантом (на 1 гектаро-метр или на 1 га в зависимости от наличия фактических данных).

4. Категория С₂ (перспективный запас). Обычно подсчитывается гектарным вариантом объемного метода (с расчетом на 1 га площади по аналогии с разбуренными месторождениями). Возможно применение также и объемного метода.

При расчете запасов для низких категорий особенно важно установить возможные размеры продуктивной площади. Для этого принимают во внимание общие геологические соображения и данные о размерах разбуренных продуктивных площадей соответствующей нефтяной провинции.

Опыт показал, что наибольшие расхождения в результатах подсчетов запасов происходят из-за отсутствия единого метода определения размеров возможной продуктивной площади.

Поэтому, применяя метод аналогий, используют следующий способ определения размера вероятной продуктивной площади.

По уже известным в данном месторождении эксплуатационным горизонтам на структурной карте измеряют: 1) среднюю площадь нефтеносности S (как среднюю величину для ряда горизонтов) и 2) площадь структуры S_1 по изогипсе, совпадающей с каким-либо стратиграфическим горизонтом геологической карты.

Находят отношение (в %):

$$\psi = \frac{S}{S_1} \cdot 100.$$

Значениями ψ , установленными по эксплуатационным пластам ряда месторождений данного района, пользуются для определения размера площадей возможной нефтеносности более глубоких горизонтов, еще не разведанных и для определения размера площадей нефтеносности новых структур.

Определив площадь новой структуры S_2 (или более глубокого горизонта) по границам тех же стратиграфических горизонтов, получают возможную площадь нефтеносности:

$$S_x = \frac{S_2 \psi}{100}.$$

В случае тех или иных фациальных изменений на новой площади по сравнению с изученной вводят некоторую поправку к величине коэффициента ψ на основе геологических предположений.

Правильный выбор метода подсчета обеспечивает большую точность полученных цифр запасов нефти. Для более точной оценки запасов нефти необходимо производить повторные расчеты по данному пласту. Такие расчеты следует делать регулярно на первое

января каждого календарного года или в крайнем случае по мере накопления новых данных по пласту.

Очень важно при подсчете запасов нефти по пласту применять не один какой-либо метод, а несколько. Комплексный подсчет запасов нефти несколькими методами (которые возможно применить) является важным критерием при выборе окончательной средней цифры, более точно характеризующей нефтяные ресурсы изучаемого пласта.

Необходимо иметь в виду, что при подсчете запасов нефти следует приводить согласно инструкции подробное обоснование принятых методов подсчета запасов, параметров и коэффициентов, положенных в основу расчета; обоснование выделенных площадей, средних мощностей, контуров и категорий запасов; принципы распределения запасов по категориям.

Запасы необходимо подсчитывать раздельно по каждому продуктивному горизонту. При наличии геологически обособленных участков или блоков подсчет запасов по ним производится также отдельно.

Полученные цифры балансовых, извлекаемых и забалансовых запасов по всем горизонтам месторождения должны быть сведены в сводные таблицы и сопоставлены с запасами, ранее утвержденными ГКЗ, с учетом результатов эксплуатации, если запасы представляются на переутверждение. При подсчете запасов по низким категориям с применением метода аналогии должны быть приведены данные о месторождениях или пластах, с которыми проводится эта аналогия, и обоснована примененная аналогия.

§ 5. МЕТОДЫ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ ГАЗА

При подсчете запасов свободного газа обычно применяют объемный метод и метод подсчета по падению давления.

Объемный метод

Первоначальное содержание газа в коллекторе при расчете запасов по объемному методу может быть определено на основе изучения геологических, физических и химических особенностей, характеризующих газовое месторождение.

Знание структурных форм и особенностей геологического строения месторождения облегчает расчет подземных запасов газа. Основной задачей является определение размера порового пространства, коллектора, являющегося вместилищем для газа.

Однако для расчета запасов газа, помимо коллекторских свойств пласта, условий распределения в нем газа и границ залежи, необходимо изучить физические особенности газа, его поведение в процессе изменения давления и температуры, а также определить пластовое давление, под которым он находится, и пластовую темпера-

туру. Необходимо также знать химический состав газа и процентное содержание отдельных составляющих его компонентов.

Для чисто газовых месторождений эти данные получить нетрудно, поскольку состав газа обычно однороден и постоянен. Изучение же химического состава газа и процентного содержания его компонентов при каких-либо изменениях осложняется в связи с тем, что эти изменения совершаются медленно и постепенно. Такие изменения происходят в газовых залежах, подстилаемых водой, содержащей в растворе CO_2 и H_2S . В этом случае по мере снижения давления легко растворимые в воде CO_2 и H_2S будут выделяться из раствора и газ будет обогащаться этими компонентами. Изменение химического состава газа часто происходит также в газовых шапках газо-нефтяных месторождений. По мере эксплуатации таких залежей и снижения пластового давления газ газовой шапки может обогащаться более тяжелыми углеводородами, выделяющимися из нефти при снижении давления.

Объемный метод подсчета запасов газа широко применяется вследствие своей простоты, а также потому, что необходимые для него параметры можно получить в процессе разведки при пробной эксплуатации залежи газа.

Объемный метод базируется на данных о геологических границах распространения залежи, характере порового пространства и соответствующем пластовом давлении.

Объемная формула для подсчета запасов газа имеет следующий вид:

$$V = Fhmf(p_a - p_k \alpha_k) \beta_{\text{г}} \eta_{\text{г}}. \quad (\text{V. 44})$$

Здесь V — извлекаемый (промышленный) запас газа на дату расчета в м^3 ;

F — площадь в пределах продуктивного контура газоносности в м^2 ;

h — мощность пористой части газоносного пласта в м ;

m — коэффициент пористости;

p — среднее пластовое давление в залежи газа на дату расчета в ата ;

p_k — конечное, среднее, остаточное давление (в ата) в залежи после извлечения промышленного запаса газа и установления на устье скважины давления, равного 1 ата :

$$p_k = e^{1293 \cdot 10^{-9} H \gamma}, \quad (\text{V. 45})$$

(где H — глубина скважины в см , γ — удельный вес газа по воздуху);

α и α_k — поправки на отклонение углеводородных газов от закона

Бойля-Мариотта соответственно для давлений p и p_k ,

равные $1 / \left[\left(\frac{PV}{RT} \right) \right]$ (см. стр. 155);

f — поправка на температуру для приведения объема газа к стандартной температуре:

$$f = \frac{T + t_{\text{ст}}}{T + t_{\text{пл}}} , \quad (\text{V. 46})$$

(где $t_{\text{ст}} = 20^\circ \text{C}$,

$t_{\text{пл}}$ — пластовая температура, T — абсолютная температура, равная -273°);

β_r — коэффициент газонасыщения с учетом содержания связанной воды;

η_r — коэффициент отдачи.

Согласно решению секции Экспертно-технического совета, утвержденному Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР, при определении запасов газа в газовых залежах временно применяется коэффициент отдачи, равный единице ($\eta_r = 1$).

В этом случае запасы газа газовых залежей и газовых шапок нефтяных залежей независимо от режима пласта относят полностью к балансовым, за исключением той их части, которая остается в пласте при остаточном давлении.

Однако лабораторные исследования вытеснения газа водой из коллекторов различного типа, а также промысловые исследования по ряду газовых месторождений в США показали следующее:

1) для месторождений с запасами газа более 1,5—2 млрд. m^3 газоотдача колеблется в пределах 0,9—0,99 (от первоначального запаса, подсчитанного с учетом остаточного давления в 1 atm);

2) коэффициент газоотдачи по месторождениям с меньшими запасами колеблется от 0,66 до 0,8 (в этом случае принимаемые остаточные давления, при которых был подсчитан запас, оказываются выше, чем в залежах с более высокими запасами);

3) при вытеснении газа водой (Т. Гиффин, Д. Перриш и др.) из рыхлых песков остаточное газонасыщение составляло около 16%; для плотных песчаников оно колебалось в пределах 25—50%;

4) промысловые изучения кернов, взятых в обводнившейся части газоносной площади, показали остаточное газонасыщение в пределах 16,7—21,8% (Вест-Беамонт, Техас и др.).

Указанные данные свидетельствуют о необходимости учета коэффициента газоотдачи при подсчете запасов газа в газовых месторождениях (залежах).

Среднее пластовое статическое давление в залежи газа определяется на основании данных о давлениях на устьях скважин (при временном их закрытии) с учетом веса столба газа в них.

Для определения статических забойных давлений необходимо замерять давление на устье, закрывая скважину на короткий промежуток времени (производя так называемые минутные замеры на головке закрытой скважины и пересчитывая далее их на забой).

В связи с изменчивостью проницаемости нефтеносного пласта и различием режима эксплуатации депрессия давлений у отдельных скважин различна, что приводит к различному во времени выравниванию давлений. Поэтому для определения забойных давлений по скважинам следует после закрытия их строить график нарастания давления, принимая для расчетов давление, соответствующее участку выравнивания кривой, приближающейся в этом случае к горизонтальной линии.

По отдельным замерам давлений по скважинам строят карту изобар, по которой путем взвешивания и определяют среднее пластовое давление для газовой залежи по площади и по мощности (т. е. по объему пласта).

Для вновь открытого и не бывшего еще в эксплуатации месторождения в качестве первоначального среднего пластового давления принимают максимальное давление, замеренное в одной из первых скважин при временно закрытом устье.

Нередко в процессе эксплуатации не строят карт изобар и не подсчитывают по ним среднего пластового давления, а в качестве среднего пластового давления принимают среднее давление, вычисленное по замерам в отдельных скважинах. Точность определяемых таким образом средних пластовых давлений менее надежна по сравнению с принятым средним пластовым давлением, вычисленным по картам изобар.

Совершенно очевидно, что при замерах давлений устье скважины должно быть соответствующим образом герметизировано во избежание утечки газа и получения ошибочных данных о давлении.

Если газоносный пласт представлен в виде отдельных линз, не сообщающихся между собой, то расчет давлений (так же, как и запасов газа) должен вестись раздельно по этим линзам.

Остаточное давление в залежи (p_k) определяется при условии принятия давления на устье $p = 1 \text{ atm}$ (после извлечения промышленного запаса газа) согласно формуле (V. 45).

Обычно в зависимости от глубины залегания и состава газа величина p_k колеблется от 1,1 до 3 atm и несколько более.

Совершенно очевидно, что при водонапорном режиме учет остаточного давления p_k в пласте нецелесообразен, в этом случае остаточное давление в формуле (V. 44) следует принимать равным нулю ($p_k = 0$).

Определение площади газоносности, средней мощности пористой части пласта и среднего коэффициента пористости производится в соответствии с теми же указаниями, которые были приведены при подсчете запасов нефти объемным методом. Следует лишь иметь в виду, что контакт газ — вода обычно является горизонтальной поверхностью, границы которой по кровле и по подошве, как правило, следуют изогипсам подземного рельефа газоносного пласта.

Отклонение углеводородных газов от законов идеальных газов может быть вычислено в соответствии с указаниями, изложенными

в главе III, § 2. Оно может быть также определено из данных об отклонении отдельных компонентов газовой смеси. Для этого следует сделать анализ газовой смеси. Исследования показывают, что отклонение тем больше, чем выше молекулярный вес газа; при повышении температуры отклонение уменьшается.

Отклонения для составных частей природного газа на 1 атм давления при 15° приведены в табл. 45.

Таблица 45

Наименование составных частей	Отклонение на 1 атм при 15°	Наименование составных частей	Отклонение на 1 атм при 15°
Метан	0,0022176	CO ₂	0,0065520
Этан	0,0088128	N ₂	0,0001008
Пропан	0,0186192	Воздух	0,0004896

Согласно приведенным данным отклонение на 1 атм давления смеси газа может быть подсчитано путем умножения величины отклонения каждой составной части на соответствующее содержание этой

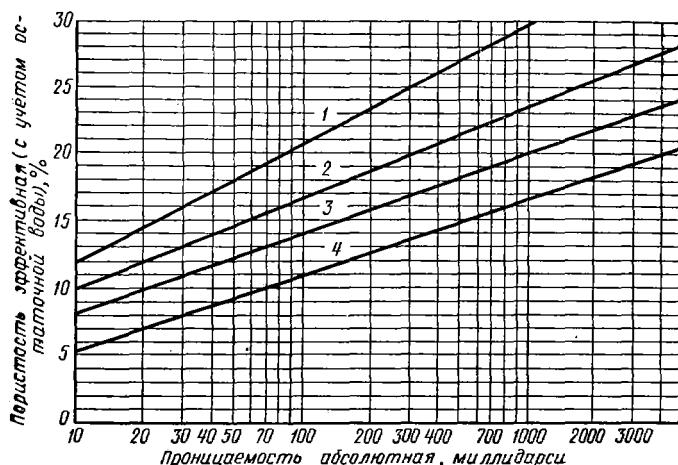


Рис. 136. Соотношение эффективной пористости (с учетом остаточной воды) и проницаемости (по А. А. Ханину).

1 — алевролиты с преобладанием мелкоалевритовой фракции; 2 — алевролиты с преобладанием крупноалевритовой фракции; 3 — песчаники мелковзернистые; 4 — песчаники средне- и крупнозернистые.

составной части газа в смеси и суммирования этих произведений. Следует иметь в виду, что при наличии в смеси тяжелых углеводородов при таком расчете в зависимости от того или другого давления

получаются весьма различные и крайне приближенные данные по отношению к действительной величине отклонения смеси.

Отклонение азота от закона Бойля-Мариотта настолько мало, что его обычно не принимают во внимание.

Для определения коэффициента газонасыщения (β_r) можно пользоваться графиком (рис. 136), позволяющим определить эффективную пористость, т. е. произведение $m \beta_r$ (с учетом содержания связанной воды). Указанным графиком можно пользоваться для ориентировочных расчетов, когда отсутствуют конкретные данные лабораторных исследований.

Метод подсчета по падению давления

Метод подсчета по падению давления применяют для пластов, в которых первоначальный объем пор, занятый газом, не изменяется по величине в процессе эксплуатации. Таким образом, для водонапорного режима указанный метод неприменим, хотя при неэффективном водонапорном режиме (при небольшом поступлении воды в пласт) подсчет запасов газа по этому методу все же возможен.

Формула подсчета запасов по падению давления основана на предположении о постоянстве количества извлекаемого в объемах газа на 1 ат падения давления во все периоды разработки газовой залежи.

Таким образом, если на первую дату (с начала разработки) из газовой залежи было добыто Q_1 объемов газа и давление в залежи составляло p_1 , а на вторую дату (с начала разработки) было добыто Q_2 объемов газа и давление в залежи оказалось равным p_2 , то за период разработки от первой до второй даты на 1 ат падения давления добыча газа составила (в m^3):

$$Q = \frac{Q_2 - Q_1}{p_1 - p_2} .$$

Полагая, что и в дальнейшем при падении давления до некоторой конечной величины p_k будет добываться то же количество (в m^3) газа на 1 ат снижения давления, получим следующую формулу для подсчета запасов газа по методу падения давления с учетом поправок на отклонение от законов идеальных газов a_1 и a_2 (соответственно для давлений p_1 и p_2):

$$V = \frac{(Q_2 - Q_1)(p_2 a_2 - p_k a_k)}{p_1 a_1 - p_2 a_2} , \quad (V. 47)$$

где V — промышленный запас газа в m^3 .

Метод подсчета по падению давления не требует знания площади, мощности и пористости газоносного пласта, однако неучет мощности и вообще объемной характеристики пласта (при вычислении средневзвешенного пластового давления) приводит иногда к боль-

шим погрешностям, особенно если давление в различных скважинах значительно различается. Совершенно очевидно, что рассмотренный метод пригоден лишь для единой залежи газа, не разбитой на отдельные самостоятельные участки.

Для проверки возможности применения метода подсчета по падению давления рассчитывают количества полученного из залежи газа на 1 ат падения давления (с учетом поправок на отклонение) в разные периоды разработки. Если результаты этих расчетов совпадают, метод по падению давления может быть применен, если же в более поздние периоды разработки количество добываемого газа на 1 ат снижения давления увеличивается, это указывает на наличие напора вод и вытеснение части объема газа вследствие этого напора. В последнем случае в формулу (V. 47) следует ввести поправку на количество газа, вытесненное за данный интервал времени напором воды.

Количество газа, вытесненное под напором воды Q' при падении давления от p_1 до p_2 , нужно определять путем тщательного наблюдения за давлением и нахождения времени в течение которого давление было постоянным. За это время и следует определять количество газа, вытесненное под напором воды Q' .

В этом случае формула (V. 47) примет следующий вид (для водонапорного режима остаточное давление учитывать нет необходимости):

$$V = \frac{(Q_2 - Q_1 - Q') p_2 a_2}{p_1 a_1 - p_2 a_2} \quad (\text{V. 48})$$

Если количества газа, вытесненные вследствие напора воды, определить не удается, то для подсчета запасов нужно применить объемный метод. Метод расчета по падению давления требует систематического изучения давлений на устье скважин (при их закрытии хотя бы на короткий срок) и лабораторных исследований с целью установления отклонений углеводородного газа от закона Бойля-Мариотта.

Подсчет запасов газа методом падения давления допускается по залежкам, в которых доказано отсутствие запасов нефти промышленного значения, или когда намечается одновременная эксплуатация газа и нефти, а также по пластам (горизонтам), в которых отсутствует резко выраженный активный напор краевых вод.

При проведении пробной эксплуатации скважин в целях подсчета запасов газа методом падения давления необходимо проводить особо тщательные наблюдения за поведением рабочего и статического давлений газа на работающих скважинах, статического давления на наблюдательных скважинах и статических уровняй воды в пьезометрических скважинах. Давление газа следует замерять высокоточными контрольными или грузовыми манометрами, которыми можно уверенно отметить падение давления на 2–3 ат, а, следо-

вательно, в ряде случаев достаточно достоверно определить запасы газа небольших и средних по запасам месторождений (залежей). При наличии в газовых скважинах жидкости необходимо замеры забойных давлений производить глубинными манометрами, а также определять количество воды и породы, выносимое газом при различных режимах работы скважин.

Продолжительность пробной эксплуатации в каждом конкретном случае устанавливается с учетом возможности получения в намечаемые сроки достоверных исходных данных, обосновывающих подсчет запасов по методу падения давления.

При подсчете запасов газа газовых месторождений по падению давления должны быть приведены:

- 1) уточненные данные о количестве газа, извлеченного за определенные периоды времени;
- 2) все сведения о результатах замеров образцовыми манометрами пластовых давлений по скважинам за те же периоды времени;
- 3) обоснование величины среднего пластового давления на дату подсчета запасов;
- 4) сведения о режиме работы горизонта и динамике продвижения контура водоносности.

Подсчет запасов газа в газоконденсатных месторождениях производится теми же методами (объемным и по падению давления), которые применяются для газовых залежей. После определения запасов газа подсчитывают запасы конденсата по данным о его среднем содержании в $см^3$ на 1 м^3 газа. Определяют содержание конденсата в пластовых условиях, затем количество стабильного конденсата, выпадающего при различных режимах сепарации, фракционный состав и удельный вес его. Известно, что при добавлении к метану высших углеводородов во многих случаях объем смеси при тех же температуре и давлении оказывается не больше, а меньше объема одного метана. Это явление наиболее часто наблюдается при содержании пентанов в газе более 5—10% и при давлениях, не превышающих 350 ат. В связи с тем, что в газах газоконденсатных залежей обычно имеется от 1 до 5% пентанов и высших, а давления нередко превышают 350 ат, величина «отрицательного объема» оказывает несущественное влияние на подсчеты запасов газа (от 0,2 до 1%) обычными методами.

Подсчет запасов газа, растворенного в нефти

Подсчет запасов растворенного в нефти газа производится по насыщенности нефти газом на дату расчета. Если данные о насыщенности нефти газом отсутствуют, то количество газа, растворенного в нефти на дату расчета, при соответствующем пластовом давлении определяют по кривым растворимости газа в нефти. В этом случае необходимо иметь следующие данные:

p — среднее пластовое давление в залежи нефти, вычисленное по карте изобар на дату расчета, в at ;

Q_1 — остаточный извлекаемый (промышенный) запас нефти на дату расчета в m^3 ;

r_p — средний газовый фактор на дату расчета в m^3/m ;

r — вычисленная по графику растворимость газа в нефти на дату расчета при давлении p в m^3/m .

Тогда запас газа (V) соответственно будет (в m^3):

при $r_p > r$

$$V = Q_1 r, \quad (V. 49)$$

при $r_p < r$

$$V = Q_1 r_p. \quad (V. 50)$$

Конечно, лучше всего насыщенность нефти газом определять на дату расчета путем анализа глубинных проб нефти. Тогда получаемая величина растворимости газа в нефти и является исходной для определения запасов растворенного в нефти газа.

В связи с тем, что оставшаяся неизвлеченной часть нефти при снижении давления также будет выделять газ, то при режиме растворенного газа и при режиме газовой шапки учитывают также те количества газа, которые могут быть получены дополнительно из нефти, оставшейся в недрах.

В этом случае формула расчета запасов растворенного в нефти газа, который может быть получен, примет следующий вид:

$$V_0 = Q_b r_0 - Q_{\text{и}} b_0 p_k a_k f - Q_{\text{нз}} (b_0 - b) \times p_k a_k f - Q_{\text{нз}} r_k, \quad (V. 51)$$

где V_0 — извлекаемые запасы растворенного в нефти газа при стандартных условиях в m^3 ;

Q_b — балансовый запас нефти при стандартных условиях в m^3 ;

$Q_{\text{и}}$ — извлекаемые запасы нефти при стандартных условиях в m^3 ;

$Q_{\text{нз}}$ — неизвлекаемые запасы нефти при стандартных условиях в m^3 ;

b_0 — объемный коэффициент пластовой нефти на начальную дату разработки при давлении p_0 ;

b — объемный коэффициент пластовой нефти на конечную дату разработки при остаточном давлении p_k ;

r_0 — средневзвешенный первоначальный газовый фактор, замеренный на тряпке при 1 atm в m^3/m^3 ;

r_k — остаточное количество газа, растворенного в нефти при остаточном давлении p_k в m^3/m^3 ;

p_k — остаточное давление в пласте в atm ;

a_k — поправка на коэффициент сжимаемости газа для давления p_k ;

f — поправка на температуру, равная $f = \frac{T + t_{\text{ст}}}{T + t_{\text{пл}}}$.

Для упрощения расчетов обычно принимают $p_k = 10 \text{ ата}$.

Таким образом, в пласте остается неизвлекаемый растворенный газ (остаточный) в неизвлекаемой нефти и свободный газ в поровом пространстве, освобожденном за счет извлекаемой нефти и усадки неизвлекаемой нефти. В дальнейшем следует уточнить вопрос о величине остаточного давления p_k , а также величине остаточной растворимости газа в нефти при этом давлении r_k .

Извлекаемые запасы растворенного в нефти газа месторождений с водонапорным режимом определяются только по извлекаемым запасам нефти, а месторождений с другими режимами — по балансовым запасам нефти согласно формуле (V. 51).

При подсчете балансовых запасов растворенного в нефти газа (V) для нефтяных залежей с другими (неводонапорными) режимами при представлении запасов в ГКЗ пользуются также несколько видоизмененной формулой М. А. Жданова:

$$V = Q_i r_0 + Q_{n\bar{s}}(r_0 - q) - Q_{i.p} p_k, \quad (\text{V.52})$$

где Q_i — извлекаемые запасы нефти в m^3 ;

$Q_{n\bar{s}}$ — неизвлекаемые запасы нефти в m^3 ;

$Q_{i.p}$ — извлекаемые запасы нефти при пластовых условиях, или объем порового пространства, севобожденного за счет добычи извлекаемых запасов нефти в m^3 ;

q — остаточное количество газа на 1 m^3 нефти при остаточном пластовом давлении, равном 10 ата в m^3 ;

p_k — остаточное пластовое давление к концу разработки, которое условно принимается равным 10 ата.

Таким образом, потери газа в недрах (т. е. неизвлекаемый газ) состоят из остаточного количества газа в неизвлекаемой нефти при остаточном пластовом давлении, равном 10 ата, и свободного газа в поровом пространстве, освобожденном в результате добычи извлекаемых запасов нефти.

Балансовые запасы газа, содержащиеся в балансовых запасах нефти (извлекаемых и неизвлекаемых), определяются по газовому фактору, замеренному в отобранных пробах пластовой нефти.

Легко видеть, что расчеты запасов растворенного газа в нефти более строго определяются по формуле (V. 51) в сравнении с формулой (V. 52).

§ 6. МЕТОДЫ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ В ТРЕЩИНОВАТЫХ ПОРОДАХ

Вопрос определения запасов в трещиноватых породах является весьма сложным из-за трудности определения коэффициента трещиноватости (коэффициента трещинной пористости — глава III, § 1).

Это связано не только с тем, что вынос керна на поверхность, как правило, не превышает 50% от пройденного интервала, но

и с тем, что выносятся при этом обычно наиболее плотные и наименее продуктивные породы. Кроме того, определение объема трещин по результатам анализа керна является весьма затруднительным. Если в кернах, извлеченных на поверхность, иногда и наблюдается трещиноватость, то не всегда можно установить ее происхождение и определить, появилась ли она в процессе отбора керна или существовала в породе до его отбора.

Помимо этого, наблюдаемая в керне трещиноватость может иметь локальное развитие и не характеризовать трещиноватость пласта в целом.

Таким образом, определение трещиноватости в продуктивных пластах для подсчета запасов по результатам лабораторных исследований практически невозможно.

В связи с этим были предложены методы (Ф. И. Котяхов) приближенной оценки трещиноватости по результатам промысловых исследований скважин.

Практика разработки трещиноватых коллекторов показала, что максимальная емкость их не превышает 2% от общего объема нефтенасыщенных пород (А. А. Трофимук); полезная же емкость их, включая объем пор, не превышает 0,25—0,36%.

В связи с этим некоторые исследователи (Г. К. Максимович и др.) полагают, что естественные трещины, как бы много их ни было, не оказывают никакого влияния на пористость пород и их емкость не должна учитываться при оценке запасов нефти; трещины играют роль как дренажные каналы для движения жидкости и суммарная их емкость мало влияет на общую пористость пласта.

Ф. И. Котяхов, давая расчетные формулы, сам указывает на трудность определения, например, удельной (на единицу площади) ширины трещин (S) с размерностью $1/\text{см}$, и отмечает, что ошибки в вычислении этой величины дают погрешность в расчетах коэффициента трещиноватости, достигающую нескольких сот процентов. Для решения указанного вопроса и более точного определения S он рекомендует применять глубинные фотокамеры для фотографирования стенок скважин и определения по снимкам ширины трещин при помощи курвиметра (ширина трещин относится к площади снимка).

Однако в этом случае для более точного определения средней величины трещиноватости пород данного пласта потребуется фотосъемка стенок скважин во всех буровых, что практически невозможно.

Сам автор метода указывает, что при наличии промышенной нефти в пористой части трещиноватых пород определение ее содержания в трещинах играет второстепенную роль.

Юй Зы-дюнь использовал формулу Ф. И. Котяхова для подсчета запасов газа в трещиноватом коллекторе, содержащем газ. Подсчет ведут по следующей схеме:

1) определяют коэффициент проницаемости, пользуясь формулой дебита для совершенной газовой скважины при радиальном потоке,

$$Q = 11,8 \frac{(273 + t_{\text{пов}}) k H (p_{\text{к}}^2 - p_{\text{заб}}^2)}{(273 + t_{\text{пл}}) Z \mu \lg \frac{R_{\text{k}}}{R_{\text{c}}}}, \quad (\text{V. 53})$$

где Q — дебит скважины в $\text{м}^3/\text{сутки}$;

H — эффективная газонасыщенная мощность пласта в м ;

k — проницаемость в дарси;

μ — вязкость газа в сантипузах;

p_{k} и $p_{\text{заб}}$ — давление на контуре питания и забойное давление в скважине в ат ;

R_{k} и R_{c} — радиус контура питания и радиус скважины в м ;

Z — коэффициент сжимаемости газа;

$t_{\text{пов}}$ и $t_{\text{пл}}$ — соответственно температура на поверхности (20°) и пластовая.

Зная по данным исследования дебит скважины (Q), определяют коэффициент проницаемости (k) по отношению:

$$k = \frac{1}{11,8} \cdot \frac{(273 + t_{\text{пл}}) Z \mu \lg \frac{R_{\text{k}}}{R_{\text{c}}}}{(273 + t_{\text{пов}}) H} \cdot \frac{Q}{p_{\text{k}}^2 - p_{\text{заб}}^2}; \quad (\text{V. 54})$$

2) вычисленную величину коэффициента проницаемости (k) подставляем в формулу Ф. И. Котякова:

$$k = 82 \cdot 10^5 m_{\text{тр}}^3, \quad (\text{V. 55})$$

где $m_{\text{тр}}$ — коэффициент трещиноватости пород в долях единицы.

После определения величины $m_{\text{тр}}$ запасы газа находят по уже известной объемной формуле (V. 44), полагая β_g и μ_g равными единице и принимая вместо коэффициента пористости (m) коэффициент трещиноватости ($m_{\text{тр}}$).

Аналогично сказанному поступают и при подсчете запасов нефти в трещиноватых породах, определяя коэффициент проницаемости по данным исследования нефтяных скважин, а затем уже по данным о коэффициенте проницаемости по формуле (V. 55) определяют коэффициент трещиноватости. Определив коэффициент трещиноватости, вычисляют запасы нефти, пользуясь объемной формулой.

Применение указанных соотношений для подсчета запасов нефти и газа требует дальнейшего исследования и проверки на практике.

Представляется вполне целесообразным для подсчета запасов нефти и газа в трещиноватых коллекторах использовать возможно шире метод материального баланса.

Применение метода материального баланса для подсчета запасов в трещиноватых коллекторах несомненно обеспечит получение более

надежных результатов, чем использование для этого величины коэффициента трещиноватости.

Следует иметь в виду, что при применении объемной формулы помимо знания коэффициента трещиноватости, требуется определение еще ряда других параметров, входящих в объемную формулу, вычисление которых для трещиноватых коллекторов вызывает большие затруднения.

§ 7. МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ПРОГНОЗНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Планомерное и успешное развитие газовой и нефтяной промышленности требует полноценного учета ресурсов газа и нефти в стране. Без знания ресурсов невозможно составить план перспективного развития добычи газа и нефти, особенно при планировании развития промышленности на ближайший срок.

В связи с указанным правильная оценка перспектив газонефтносности той или иной территории и определение перспективных ресурсов нефти и газа имеют огромное значение для установления объема капиталовложений, объема и направления проектирования геологоразведочных работ, очередности ввода месторождений в разведку и разработку, определения вероятного размера добычи нефти и газа и т. д.

Однако методика оценки перспективных запасов нефти и газа точно не разработана. Чаще всего оценка перспективных запасов базируется на весьма общих геологических соображениях и субъективных расчетах.

В последнее время в связи с составлением перспективных планов развития газовой и нефтяной промышленности и необходимостью в связи с этим проведения широких геологических обобщений на крупных территориях для более полного учета всех возможных ресурсов нефти и газа явилось необходимым учитывать перспективные запасы этих территорий названные прогнозными.

Прогнозные запасы не предусмотрены существующей инструкцией по подсчету запасов нефти и газа. До сих пор прогнозные запасы не получили единого четкого определения.

Мы предлагаем к прогнозным запасам относить запасы на площадях, расположенных в пределах предполагаемых газонефтносных областей (провинций), благоприятная нефтеносность которых намечается на основе региональных геологических (или геофизических) исследований (еще не подтвержденных детальными геологическими и геофизическими работами) или путем геологического районирования и выделения возможных зон нефтегазонакопления.

Оценку прогнозных запасов нефти и газа следует вести в две стадии — вначале произвести качественную оценку с выделением возможных газонефтносных площадей и территорий, а затем оценить их количество.

Качественная оценка

Для суждения о возможной газонефтеносности площади следует руководствоваться установленными к настоящему времени научными данными, характеризующими условия образования и существования залежей нефти и газа. К числу их относятся данные о тектонике (геотектонике), стратиграфии (включая вопросы палеогеографии и палеогеологии), литологии (фации и условия осадконакопления), поверхностные признаки нефти и газов, данные geoхимии и гидрогоеологии и др.

Т е к т о н и к а (геотектоника)

Тектоника является важнейшим критерием нефтегазоносности площади. И. М. Губкин указывал, что «...движение нефти в конечном счете определяется тектоникой». Геотектоническая обстановка влияет на литологию осадков, образующихся в будущем нефтегазономбассейне, на геохимические условия их накопления, на динамику подземных вод и т. п. Тектонические движения способствуют образованию толщ переслаивания, обогащенных органическим веществом, появлению перерывов и несогласий в залегании осадков, а также распределению газонефтеносных формаций. Значительное влияние оказывает тектоника на появление трещиноватости в породах, создавая коллекторы особого типа. Наконец с тектоническими движениями связаны магматические явления и явления метаморфизизации пород, оказывающие иногда отрицательное влияние на битумообразование и нефтегазонакопление.

Выявление закономерностей пространственного распределения нефтегазоносных структур успешно может быть осуществлено лишь на основе изучения геотектонического развития и условий формирования главнейших тектонических элементов той или иной области. В связи с указанным изучение палеотектоники и палеотектонический анализ области необходимы при рассмотрении перспектив ее газонефтеносности. Изучение геологической истории, региональные тектонические построения и данные палеотектоники являются важным элементом в выявлении перспектив газонефтеносности области (и отдельных площадей).

В связи с указанным при изучении перспектив газонефтеносности необходимо рассматривать положение данной площади на общем фоне региональных тектонических построений, а также структурную характеристику самой площади. Следует также изучать типы возможных ловушек в рассматриваемой области, особенно те, которые уже явились благоприятными для образования промышленных залежей нефти и газа. Необходимо установить возможные размеры структуры, амплитуду структуры и связь между высотой захвата структуры и высотой подчиненной ей залежи нефти (или газа) в за-

вимости от типа структуры, литологии нефтеносных пород и других факторов.

Особенно важно установить специфику распределения залежей нефти (и газа) в зависимости от тектоники данной нефтеносной области. Структуры новых типов, еще не известных в данной области, естественно, не следует исключать из обзора, но открытие связанных с ними возможных залежей нефти и газа более трудоемко.

В ряде случаев при оценке перспектив газонефтеносности по тектоническим данным следует учитывать несоответствие структур. Например, в Предуральском прогибе наблюдается резкое несоответствие структур сакмаро-артинских (нефтеносных) отложений структурам вышележащих осадков кунгурского яруса и уфимской толщи. Нередко по кунгурским отложениям намечаются обширные поднятия, а артинские отложения лежат горизонтально или даже образуют впадину; часто в области глубокого погружения артинских отложений породы галогенного кунгура образуют липейло вытянутые структуры диапирового типа, связанные с соляной тектоникой.

Несоответствия верхнепермских структур структурам по более древним горизонтам наблюдаются весьма часто также и в платформенной области Башкирии. Существенное значение при перспективной оценке структур и решении вопроса о возможном наличии залежей нефти и газа в них имеет выявление в геологическом разрезе размывов и перерывов в осадконакоплении, обусловленных различными тектоническими подвижками.

В других случаях, например в Днепровско-Донецкой нефтегазоносной области, имеются основания ожидать в условиях моноклинального залегания каменноугольных отложений (район Кременчугского выступа) наличие стратиграфических ловушек, благоприятных для скопления нефти.

Наконец, следует иметь в виду, что последовательное развитие складчатой структуры нередко приводит к перераспределению первоначально сформировавшихся залежей нефти и газа. Появление тектонических осложнений, возникающих после отложения продуктивной толщи, также приводит к перераспределению сформировавшихся залежей нефти, часть из которых может быть разрушена в результате выведения продуктивной толщи на поверхность.

При оценке перспектив газонефтеносности области по данным тектоники важно выяснение истории геотектонического развития этой области. Весьма полезным для этого является проведение палеотектонического анализа путем построения палеоструктурных карт и палеопрофилей. Для построения таких карт и профилей в комплексе осадочных пород, принимающих участие в геологическом строении изучаемой складки, выбирают маркирующие стратиграфические горизонты (или каротажные рецеры), четко прослеживающиеся в пределах изученной площади. Выбранный горизонт (или рецер) принимают (в пределах ограниченного исследуемого участка) за нулев

вую горизонтальную плоскость; от нее строят палеоструктурные карты поверхности горизонта, формирование структуры которого является объектом изучения.

Аналогичным методом строят и палеопрофили, показывающие распределение мощности от выбранных стратиграфических горизонтов (или реперов) до поверхности исследуемого горизонта по различным направлениям. Для этого каждый из выбранных горизонтов (или реперов) пансируют в виде горизонтальной линии. От этой линии вниз откладывают мощности горизонта; под мощностями данного горизонта можно построить мощность нижележащего горизонта и т. д.

Такие построения вместе с картами равных мощностей отдельных свит позволяют судить о геотектоническом развитии исследуемой области и отдельных структур, а также выяснить возможные перспективы площадей в отношении их газонефтеносности.

Важным элементом познания особенностей тектоники и оценки перспектив нефтеносности района служат геофизические исследования.

В общем виде можно отметить, что антиклинали, купола в геосинклинальных областях, как резко выраженные, так и типа плакантинклиналей (с небольшой высотой), являются благоприятными формами. В отдельных районах геосинклинальных областей широкие складки более благоприятны для залежей газа, а узкие — для залежей нефти. И. М. Губкин на основании изучения месторождений Апшеронского полуострова указывает, что средние высоты залежей колеблются от 100 до 700 м, составляя от $\frac{1}{5}$ до $\frac{1}{10}$ высоты структуры; примерно такое же соотношение имеют и площади залежей к площадям структур. Пологие структуры (углы падения крыльев до 10–15°) имеют наименьшую из указанных высот — около 100 м; структуры с большими углами падения крыльев (60–70°) имеют большую высоту — до 700 м. В структурах коробчатого типа нефтяная залежь занимает обычно пологую часть поднятия, не спускаясь на крутые склоны.

Следует также учитывать второстепенные и вторичные структурные формы, которые увеличивают возможные размеры залежей.

При оценке возможной нефтеносности следует учитывать наличие нарушений — сбросов, взбросов и др. В ряде случаев нарушения способствуют образованию экранированных залежей нефти (например, Грозненская нефтеносная область), в других случаях они оказывают вредное влияние как пути дегазации (Дагестан) и продвижения глубинных вод с большим напором, вытесняющих нефть (например, отдельные участки месторождения Небит-Даг). В ряде случаев нарушения не являются препятствием для образования или разрушения крупных залежей нефти (Ленинский район, Биби-Эйбат, Сураханы и др.).

Следует подчеркнуть, что тектоническое районирование с учетом тектонических нарушений, производимое для оценки перспектив

газонефтеносности по тектонической карте, должно базироваться не только на данных полевых геологических наблюдений, но и в значительной мере (а в ряде случаев главным образом) на комплексных данных.

Стратиграфия (палеогеография и палеогеология)

Обычно в каждой нефтеносной области продуктивными являются определенные стратиграфические свиты. В то же время другие свиты мало продуктивны или вовсе не содержат нефти и газа. Известно, однако, что не существует определенной связи между возрастом пород и промышленной продуктивностью стратиграфических свит. В то же время, если какая-либо стратиграфическая свита продуктивна на одних площадях данной нефтеносной области, она должна учитываться как наиболее перспективная свита и на других площадях этой области. Лишь породы фундамента там, где в результате растворения, выветривания или трещиноватости они стали пористыми и проницаемыми, могут быть коллекторами для нефти и газа независимо от их возраста и преобладающего значения в отношении продуктивности данной стратиграфической единицы в рассматриваемой области.

Для решения вопроса о распространении интересующей нас стратиграфической свиты и об условиях ее образования в исследуемом районе следует использовать данные палеогеографии и произвести построение палеогеографических карт. На этих картах показывают распределение суши и моря на данной площади в рассматриваемую геологическую эпоху, их границы и физико-географические условия; в отдельных случаях удается установить биохимическую обстановку (фации), области питания терригенным и другим материалом, климат и обстановку условий осадконакопления и развития органического мира. Такие карты могут быть более точно построены при наличии пробуренных скважин или хорошо обнаженных площадей; в противном случае на основе общих региональных соображений удается лишь схематично показать контуры распространения данной стратиграфической единицы. Интересно, например, отметить своеобразную палеогеографическую обстановку на Эмбе во время формирования среднеюрских толщ, когда наблюдалась частая смена двух обстановок — мелкого моря с массой лагун и низменной заболоченной равнины. Такая обстановка характеризует зону в пределах изопахит 250—350 м; в этом интервале наблюдаются более благоприятные условия для получения нефти из средней юры; вблизи этих отметок (за пределами собственно нефтеносной зоны) наблюдаются лишь малодебитные месторождения, а в отдалении от этой зоны имеются только слабые нефтепроявления и промышленные залежи нефти отсутствуют.

Для выяснения перспектив газонефтеносности в данной области значительную помощь могут оказать также палеогеологические-

карты, показывающие распределение различных отложений на какой-либо прошлый геологический период. Такие карты можно строить по какому-либо срезу на избранной глубине, или, что лучше, по поверхности несогласного залегания пород. Особенно интересны карты, построенные по поверхности несогласия в случае стратиграфически несогласного перекрытия продуктивной свиты или наличия древней поверхности денудации. При согласном залегании пластов палеогеологические карты, построенные на начало или конец какой-либо геологической эпохи, имеют малую ценность, и в этом случае следует строить палеогеологические карты срезов на такой глубине, на которой срез захватывал бы большее число стратиграфических горизонтов.

Палеогеологические карты, построенные по поверхности несогласия, обычно отражают результаты эрозии, перерывы в осадконакоплении, а также структурные особенности, связанные с несогласием. Эти карты оказывают большую помощь в поисках возможных стратиграфических ловушек.

Палеогеологическую карту строят по данным пробуренных скважин (с использованием электрокаротажных диаграмм) и обнажений пород путем фиксации стратиграфического горизонта, подстилающего (находящегося в контакте) данный, принятый за опорный, горизонт. Например, при построении палеогеологической карты докаменноугольного времени она будет показывать размещение стратиграфических горизонтов древнее карбона (т. е. девонские и более древние отложения). В этом случае подошва карбона должна быть принята за опорный горизонт, и во всех скважинах (а также на выходах пород) следует фиксировать соответствующие стратиграфические горизонты, вскрытые ниже подошвы карбона. Обобщение полученных данных размещения стратиграфических горизонтов по площади позволит построить палеогеологическую карту докаменноугольного времени.

При построении палеогеологической карты по поверхности несогласия ее составляют при помощи отметок (по данным разрезов скважин, электрокаротажных диаграмм и обнажений) вскрытия соответствующих стратиграфических горизонтов, непосредственно подстилающих пласти, перекрывающие эродированную поверхность несогласия. Далее, обобщив полученные данные, строят палеогеологическую карту по поверхности несогласия. При наличии ряда поверхностей несогласия следует строить палеогеологические карты по всем этим поверхностям.

Если несогласное залегание имеет ограниченную протяженность, то в случае надобности строят локальные палеогеологические карты. При региональных исследованиях следует учитывать лишь широко распространенные несогласия; построение по ним палеогеологических карт более эффективно и облегчает выяснение положения возможных стратиграфических ловушек.

Палеогеологическая карта позволяет с большей достоверностью воспроизвести геологическую историю данной области (особенно при построении серии таких карт); она помогает судить о возможной газонефтеносности области и облегчает выбор направлений для поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Л и т о л о г и я (фации и условия осадконакопления)

Для выяснения перспектив газонефтеносности важно определить литолого-фациальную характеристику пород. Это относится главным образом к возможно газонефтеносным свитам.

По материалам скважин, данным палеогеографии и общим региональным данным строят карты изопахит изучаемой свиты, на которых показывают литологическую характеристику свиты и фациальную изменчивость ее в том или другом направлении.

Ценным является показ на этих картах, хотя бы в виде локальных участков, данных о коллекторских свойствах пород (пористость, проницаемость), явлениях динамометаморфизма, метаморфизма пород и т. д.

Общеизвестно, что постоянство литологического состава и хорошие коллекторские свойства газонефтеносных пород в пределах площади являются весьма благоприятным показателем.

Мощность промышленных нефтяных пластов редко достигает десятков метров. Нередко мощные пески без прослоев малопроницаемых пород являются малоперспективными в газонефтеносном отношении; наиболее благоприятны слои проницаемых пород средней мощности, чередующиеся с непроницаемыми или малопроницаемыми прослойями.

Известно, что закрытая залежь находится в более благоприятных условиях, чем полузакрытая, в которой нефтеносная свита часто выходит на поверхность; в наиболее плохих условиях чаще всего находится раскрытая залежь. Однако в антиклинальных складках с ядром протыкания или с резким уменьшением мощности пород на сводах следует учитывать возможность наличия выклинивающихся пород, не выходящих на поверхность, с которыми могут быть связаны залежи нефти и газа.

Явления динамометаморфизма (уплотнения пород), кливаж, наличие твердых плотных брекчиевидных пород — мало благоприятны с точки зрения возможного образования залежи нефти; трещиноватость оказывает благоприятное влияние на аккумуляцию и особенно движение нефти в пластах.

Следует также учитывать явления метаморфизма пород под воздействием главным образом высокой температуры, горного давления и других факторов. В результате явлений метаморфизма породы, бывшие после отложения рыхлыми и проницаемыми, впоследствии уплотняются, становятся менее пористыми

и проницаемыми; при значительной метаморфизации чистые песчаники переходят в кварциты, а глины — в плотные сланцы; угли при этом переходят в антрациты, а битуминозные вещества исчезают, и следами их прежнего присутствия в метаморфизованных породах являются включения и прожилки графита (антраксолита).

Явления метаморфизации имеют большое значение для распределения залежей нефти и газа; неучет этого фактора, например, в отдельных районах Крайнего Севера Европейской части СССР, приводит к крупным непроизводительным затратам при разведке на нефть.

При оценке коллекторских свойств пород необходимо использовать данные анализа образцов керна, электрического и радиоактивного каротажа, а также материалы наблюдений на поверхности. Следует учитывать при наблюдении на поверхности возможность изменения коллекторских свойств пород с глубиной. Нередко, например, вблизи поверхности известковистые песчаники вследствие растворения кальцита становятся особенно мягкими и пористыми. Иногда наблюдается обратная картина — породы, рыхлые на глубине, у дневной поверхности становятся плотными, сцепментированными вследствие отложения солей при испарении грунтовых вод, например песчаные породы «свиты перерыва» плиоценовой продуктивной толщи Азербайджана.

Следует иметь в виду, что латеральные изменения текстуры, минерального состава, а также фациальное выклинивание пород вверх по восстанию пластов нередко являются благоприятными факторами, так как могут создавать экраны для образования залежей нефти и газа.

Особенно значительная фациальная изменчивость характеризует обычно породы третичного возраста, что следует иметь в виду при оценке перспектив газонефтеносности указанных площадей и при корреляции в этих условиях разрезов скважин. При оценке площадей следует учитывать также палеогеографическую обстановку образования осадков. Как известно, ближайшая к берегу зона отложения осадков (неритовая область глубиной 0—200 м) характеризуется обычно большим разнообразием осадков; она содержит крупно- и мелкозернистые пески или ракушечник, глины, сланцы. Текстура и состав этих пород быстро изменяются по вертикали и горизонтали. Химическая и биохимическая активность в этой зоне проявляется интенсивно. Глинистые и песчаные отложения большинства месторождений образовались, по-видимому, в ней. Имеющиеся в этой зоне рукава делт и протоки заполняются песком, образуя рукавообразные отложения песков, заключенные в глинах. Еще большее своеобразие в распределение песчаных отложений вносят морские течения, подводные оползни, сили и т. д. Наличие указанных особенностей в процессе осадкообразования следует учитывать при оценке перспектив данной площади.

Признаками переноса течениями прибрежных отложений далеко в океан служат, например, слои крупных неотсортированных обломочных отложений, перемежающиеся с однородными тонкозернистыми осадками, и некоторая переходная слоистость на границах их контакта. Следует учитывать появление глинистости в породах, присутствие которой влияет на пористость, проницаемость пород и особенно на газо- и нефтеотдачу.

Причиной уплотнения и сжатия осадочных пород является главным образом частичное вытеснение воды из глинистых минералов. Нередко высокое содержание солей в водах нефтяных месторождений объясняется в значительной степени освобождением поглощенных солей, связанных с глинистыми минералами.

Присутствие в породах даже небольшого количества глин влияет на ряд физико-химических параметров нефтяного пласта — на адсорбцию, поверхностное натяжение, капиллярные эффекты и смачиваемость.

Иногда в продуктивных песках содержится небольшое количество вулканического пепла (песчаник вудбайн в Восточном Техасе), что ухудшает коллекторские свойства пород (проницаемость пласта).

При оценке площадей следует учитывать региональные изменения в цементации пород. Например, песок с цементирующим доломитовым материалом может превратиться в доломитизированный песок и далее в песчаный доломит. С повышением содержания кремнеземного цемента рыхлый песок может постепенно перейти в кварцитный песок и, наконец, в песчаный кварцит.

Широкое развитие в качестве коллекторов нефти и газа имеют карбонатные породы. Обычно доломиты более проницаемы, чем известняки. В известняках и доломитах содержится половина всех известных мировых запасов нефти.

В связи с открытием и разработкой в Советском Союзе, на Ближнем Востоке, в Западном Техасе, в Западной Канаде крупных нефтяных месторождений, в которых нефть добывают из известняков и доломитов, значение карбонатных коллекторов сильно возрастает.

Нередко пористость и проницаемость карбонатных пород носят локальный характер, связанный либо с диагенетическими процессами, протекавшими после окончания формирования осадков, либо с явлениями динамометаморфизма, обусловившими появление трещиноватости.

Наиболее редко встречаются коллекторы в изверженных и метаморфизованных породах. Коллекторские свойства в этом случае определяются наличием в породе трещин, разломов, каверн.

Знание условий и границ распространения коллекторских свойств пород имеет огромное значение при оценке перспектив газонефтепосности области.

Например, при изучении продуктивного разреза месторождения Нижняя Омра (юго-восточный склон Тимана) обнаруживаются

весьма своеобразные литологические особенности. Верхняя часть III пласта представлена здесь в виде отдельных различных по мощности пропластков песка, замещающихся на отдельных участках глинисто-алевритовыми породами, т. е. имеющих линзовидный характер. В верхней части линз отмечены скопления газа, а в нижних частях содержится вода; такие же скопления газа и нефти в породах, выклинивающихся вверх по восстанию пластов, и в песчаных линзах наблюдаются и в других пластах, содержащих в нижней части воду. Указанные особенности строения продуктивных пластов в отдельных нефтяных областях следует учитывать при оценке перспектив области.

Аналогичные любопытные примеры своеобразного распределения залежей нефти имеются и за рубежом, например «стофутовый песчаник» Аппалачской нефтегазоносной провинции (США) насыщен водой, в нем встречаются линзовидные включения грубозернистых песков и конгломератов, содержащие скопления газа и нефти в участках, приуроченных к антиклинальным изгибам пласта; в то же время линзы, связанные с вогнутыми участками пласта, являются водоносными.

Иногда наблюдается интересная закономерность в распределении газоносности в зависимости от литологического состава пород.

На основании наблюдений в пределах Аппалонского полуострова установлено уменьшение песчанистости и ухудшение коллекторских свойств пород (с увеличением появления тонкозернистых разностей) в разрезе продуктивной толщи в направлении с востока на запад и увеличение в том же направлении газоносности свит.

Некоторые исследования показали, что чем меньше проницаемость пласта, тем больше (при прочих равных условиях) выделение в нем газа из нефти в процессе ее миграции; в этом случае образование газовых шапок возможно в большей степени, чем в более проницаемых пластах, что подтверждает указанные выше соображения.

Выше указывалось на значение в отдельных областях (Эмбенская область) учета карт изопахит при выяснении перспектив области. В указанной области между степенью нефтенасыщенности средней юры и мощностями этих отложений отчетливо устанавливается определенная зависимость. Оказывается, наиболее высокодебитные месторождения, дающие основную добычу нефти из средней юры, располагаются на площадях, в пределах которых изопахиты имеют отметки 250–350 м.

Такая же картина размещения зон с различной степенью нефтенасыщения в зависимости от мощности осадков наблюдается в отложениях апта и неокома; например, для апта в пределах изопахит 75–150 м.

Таким образом, в данном случае линии равных мощностей осадочных пород, являясь выражением определенного тектонического режима области на различных этапах ее развития, намечают участки, в пределах которых существовали наиболее благоприятные условия для образования коллекторов и при наличии ловушек скопления в них нефти.

Интересные закономерности в изменении мощности миссисипского нефтегазоносного известняка отмечены в Северной Оклахоме: на всех основных месторождениях нефти миссисипский известняк имеет весьма небольшую мощность. В Канзасе небольшая мощность этого известняка всегда сопровождается проявлением антиклинальных складок, в недрах которых имеются залежи нефти и газа. Уменьшение мощности миссисипского известняка в том или другом направлении является таким образом ориентиром для проектирования поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Следует, однако, иметь в виду, что специфические условия, выявленные для той или иной области или для ограниченного участка площади этой области, нельзя автоматически распространять и на соседние площади без учета особенностей истории геологического развития этих площадей и имеющихся фактических данных.

Интересна палеогеографическая обстановка отложений песков среднего майкопа в пределах западной Кубани.

Здесь граница между глинистой и песчано-глинистой фациями имеет извилистый характер, при этом положительные изгибы представляют собой ловушки для нефти, имеющие заливообразную форму. В восточной части полосы песков эти изгибы расположены на фоне моноклинали, а на западе (Калужская, Новодмитриевская и другие площади) они приурочены к северным крыльям антиклиналей и иногда достигают сводов. Ширина полосы около 15 км; локальное площадное развитие песков свидетельствует об отложении их в обстановке существовавших течений.

В осадках различного возраста наблюдаются часто зоны выклинивания коллекторов, что следует учитывать при оценке перспектив данной нефтеносной области.

Таким образом, при оценке перспектив газонефтеносности различных областей следует учитывать особенности осадконакопления в них.

В целом при анализе литолого-фациальных особенностей пород данной области следует рассматривать литологический состав пород, их фациальную изменчивость, состав и текстуру породы, ее коллекторские свойства (пористость, проницаемость, если имеются данные — также и гранулометрический состав), мощность и ее изменчивость, геологические условия осадкообразования, явления динамометаморфизма, диагенетические процессы в осадках и т. п.; наконец, следует рассмотреть и вопрос о том, в какой мере породы-коллекторы по условиям залегания отвечают возможности существования

нефтяного резервуара, образуя соответствующие ловушки, в которых могут удерживаться нефть и газ.

В связи с этим следует рассматривать вопросы об условиях залегания пород-коллекторов и образовании ими различных типов ловушек — структурных, стратиграфических, литологических, наличия непроницаемых покрышек, покрывающих пористый и проницаемый коллектор для нефти и газа и обеспечивающих сохранение образовавшихся залежей нефти и газа от разрушения.

Поверхностные признаки нефти и газа

При оценке перспективных запасов вопрос о возможном наличии в пределах площади газонефтеносной свиты следует решать по аналогии со сходными разбуренными нефтяными месторождениями, а также путем комплексного учета всех показателей газонефтеносности.

Для более конкретного суждения о газонефтеносности нами будут рассмотрены главным образом достоверные (прямые) признаки газонефтеносности, а также некоторые косвенные показатели.

К прямым признакам, как известно, относятся выделения на поверхности земли (или в образцах из пробуренных скважин) нефти и газа (которые необходимо исследовать в полевых условиях), наличие на поверхности в породах не самой нефти, а продуктов ее изменения в виде различных битуминозных образований. К косвенным проявлениям газонефтеносности относятся нефть, газ или производные от них (битумы), рассеянные в породах в незначительном количестве; последние доступны определению лишь специальными приемами лабораторного геохимического исследования.

Все указанные данные и результаты исследований, привязанные к пунктам установления признаков газонефтеносности, наносят на общую карту распространения газонефтеносности; оценка полученных данных производится в комплексе со всеми другими показателями.

Следует иметь в виду, что поверхностные признаки нефти и газа играют важную роль при оценке перспектив данной площади. Однако сами по себе поверхностные проявления нефти и газа без учета всей совокупности геологических данных недостаточны для положительной оценки площади, особенно на участках, которые расположены вне связи с благоприятными структурными условиями. В новых, не изученных районах, эти признаки, однако, следует всегда учитывать как показания возможной связи с горизонтами или свитами, залегающими в недрах изучаемой площади. В то же время следует принимать во внимание, что в районах с пологим залеганием слоев выходы нефти часто не обнаруживают тесной связи с теми типами структур и ловушек, которые расположены на данном участке в недрах.

Во всех случаях, однако, при комплексном геологическом изучении выходов нефти и газа они могут оказать существенную помощь при оценке перспектив площади.

Обычно выходы нефти с парафиновым основанием указывают о наличии в недрах парафиновой нефти, а появления асфальта и асфальтовой нефти на поверхности указывают на то, что нефть в недрах имеет асфальтовое основание.

При оценке перспектив площади необходимо проанализировать значение различных поверхностных проявлений газонефтеносности. Например, при анализе выходов асфальта на поверхность следует выяснить условия его залегания и образования и возможную связь с залежами нефти на глубине. Нередко выходы нефти с парафиновым основанием по истечении некоторого времени не оставляют никаких следов своего прежнего существования. Жильные углеводороды (нафтoidы) по сравнению с выходами нефти являются наименее надежными признаками нефтеносности.

Выходы газа являются благоприятными поверхностными признаками в том случае, когда они связаны с коренными породами. Выходы газа, содержащего тяжелые углеводороды, указывают на возможность наличия нефти на глубине. Газ, содержащий лишь метан, без гомологов метана, является признаком возможной газоносности.

Следует еще раз подчеркнуть, что изучение выходов нефти или газа оказывает существенную помощь при оценке площадей, особенно тогда, когда анализ их производится в увязке с геологической обстановкой этих выходов и в комплексе с другими факторами, которые были рассмотрены выше.

В данной работе не ставится задача исчерпать все многообразие поверхностных признаков возможной газонефтеносности в недрах, а указываются лишь главные. Например, в ряде районов наблюдаются выходы кира¹, озокеритовые жилы, скопления серы, различные пиробитуминозные породы, антраксолиты и т. д. Помимо указанного, следует учитывать проявления газонефтеносности в образцах из отдельных скважин, если они имеются.

Все отмеченные показания должны быть детально изучены в соответствии с данными о стратиграфических горизонтах, в которых были получены признаки нефти и газа.

Интересно отметить, что для Урало-Волжской нефтеносной области самородная сера как поисковый признак на нефть имеет особое значение для определения перспектив нефтеносности различных стратиграфических горизонтов и прежде всего для пермской системы. Обычно наличие самородной серы является благоприятным признаком в случаях, когда она обнаруживается совместно с битумами.

¹ Следует, однако, иметь в виду, что кировые натеки, а местами и залежи кира, наблюдающиеся в областях разгрузки подземных вод, могут не быть положительными признаками, а являться лишь остатками, некогда существовавших, возможно мощных залежей, разрушенных подземными водами.

Например, в Стерлитамакско-Ишимбайском и Бугурусланском нефтеносных районах значительные скопления самородной серы сопровождаются наличием промышленных залежей нефти; ничтожные же, микроскопические количества серы, даже определенно связанные с органическим веществом, обычно свидетельствуют о непромышленном скоплении породившего их битума.

Материалы изучения данных о распределении самородной серы над погребенными массивами Ишимбая указывают, что нефтеносные массивы известняков, в которых сохранилась газовая шапка, лишены ореола из выделений серы, и, наоборот, нефтеносные массивы, в которых отсутствует газовая шапка, имеют вертикальный сероносный ореол. Например, в Ишимбайском районе наиболее значительные скопления серы наблюдаются в кунгурских отложениях, расположенных приблизительно над центром Восточного массива, сложенного артишковыми и сакмарскими рифогенными породами; в указанном массиве имеется промышленная залежь нефти, а газоносная зона в верхней части отсутствует. Наоборот, на Термень-Елгинском и Западном массивах Ишимбая имеется газоносная зона в верхней части погребенного известнякового массива, а серы в покрывающих породах кунгура (и других) нет. В этом районе таким образом наблюдается выделение серы в вышележащих отложениях при наличии связи между залежью нефти и покрывающими их породами. При наличии плотной, ненарушенной покрышки выделение серы в вышележащих отложениях не наблюдается, хотя в недрах может находиться промышленная залежь нефти.

Значительные скопления серы известны в известняках, покрывающих породы, содержащие залежи нефти в Узбекистане (Шорсу) и других нефтеносных областях.

Таким образом, выделение самородной серы в осадочных образованиях, особенно если им сопутствуют битумы, заслуживает должного изучения и внимания при оценке перспектив газонефтеносности площади.

Г е о х и м и я

Геохимические критерии возможной газонефтеносности еще недостаточно разработаны.

Между тем в породах часто наблюдается наличие рассеянного битума и реже даже рассеянной нефти. Детальное изучение закономерностей их распределения и геохимической обстановки их появления могло бы оказать существенную помощь при рассмотрении перспектив газонефтеносности.

За основу сравнительной характеристики газонефтеносных пород А. Д. Архангельский принял содержание в них углерода органических соединений. Другие исследователи для оценки таких пород определяют содержание в них битумов путем экстрагирования их органическими растворителями или при помощи люминесцентного

анализа. Большинство исследователей считает, что существует генетическая связь между нефтью и рассеянными в породах битумами и пиробитумами, но твердо установить какие-либо определенные критерии для выделения газонефтеносных пород по этим признакам пока не представляется возможным. Указанный вопрос осложняется еще и тем, что степень метаморфизаций пород оказывает большое влияние на распределение залежей нефти и газа.

Д. Уайт указывал, что степень метаморфизма можно учитывать по содержанию в породах нелетучего углерода. Если нефтеносная свита содержит угли и углистые сланцы или залегает с ними в одном разрезе, то можно по составу угля судить о степени метаморфизаций свиты, а отсюда рассматривать условия, от которых зависит наличие в породах нефти и газа. Следует лишь иметь в виду, что для возможности такого суждения необходимо, чтобы нефтегазоносная и угленосная свита не отличались фазами дислокаций, не разделялись бы несогласиями и можно было бы с уверенностью считать, что эти свиты не отличаются степенью метаморфизации, испытанной ими при орогенезе и диагенезе.

Д. Уайт применил для учета степени метаморфизации так называемый углеродный коэффициент, т. е. отношение нелетучего углерода ко всем органическим составным частям угля.

На основе анализа карт изовольв (изолиний одинакового содержания углеродного коэффициента) Фуллер для США дает следующие характеристики газонефтеносности по данным углеродного коэффициента: при коэффициенте выше 0,7 на площади отсутствуют и нефть, и газ; при коэффициенте 0,7—0,65 возможны лишь небольшие линзы газа; при коэффициенте 0,65—0,6 можно ожидать встречи редких небольших залежей нефти; коэффициент 0,6—0,55 характеризует основные месторождения нефти среднего удельного веса в Огайо, Индиане и Мидконтиненте; коэффициент менее 0,5 соответствует месторождениям с тяжелой нефтью береговой равнины.

Несмотря на многочисленные критические замечания по теории углеродного коэффициента, знать его полезно при оценке перспектив газонефтеносности в крупных районах. Известно, например, что в районах развития антрацитовых углей обычно нет месторождений нефти и газа; районы развития углей ниже антрацитового ряда, даже при сравнительно высоком содержании нелетучего углерода, могут, вероятно, рассматриваться как перспективные в отношении возможной газонефтеносности.

Пока в практике оценки нефтеносности месторождений Советского Союза этот метод большого распространения не получил. В работе В. В. Вебера показано, что в центральной зоне Донбасса, бесперспективной в отношении нефти, углеродный коэффициент превышает 0,64, а в районе развития антрацитов он составляет 0,92. На северных и северо-западных окраинах Большого Донбасса, перспективных в газонефтеносном отношении, углеродный коэффициент колеблется

в пределах 0,5—0,6. Аналогичны значения коэффициента и для других нефтеносных районов. Это дает основание считать, что по углеродному коэффициенту уже сейчас можно было бы сделать некоторые предварительные выводы о перспективах газонефтеносности отдельных районов СССР.

На геохимическую карту следует нанести, кроме того, данные газовой съемки, если она проводилась, а также данные об окислительно-восстановительном потенциале, микробиологическом окислении углеводородов, геоботанические показания и т. д.

При оценке перспектив площади по геохимической карте следует учесть также данные изучения рассеянной нефти и битумов люминесцентным методом. Этот метод, как известно, дает возможность определять наличие битумов и их качество при весьма ограниченном содержании их в породах.

Породы, слабо (ниже 1%) насыщенные равномерно рассеянным битумом, без растворителя не люминесцируют. Растворенный в хлороформе битум обнаруживается ультрафиолетовыми лучами по заметной люминесценции при содержании его до $1 \cdot 10^{-8} - 1 \times 10^{-9}$ г/см³. Нефть и рассеянные битумы при люминесцентном методе легко отличаются от гумусовых образований. Результаты люминесцентного анализа в совокупности с другими данными помогают производить оценку площади в нефтегазоносном отношении.

Например, данными люминесцентного анализа пород нижнего кембрия в южной части Восточной Сибири установлено значительное содержание легкого битума (до десятых долей процента) в карбонатных отложениях верхней части нижнего кембрия. В количественном отношении битум распределен равномерно по разрезу и прослеживается на большой территории. Это свидетельствует о том, что битуминозность носит сингенетический характер и наличие региональных равномерных условий для образования углеводородов на большой территории не может служить благоприятным признаком для образования локальных промышленных скоплений нефти и газа в этих отложениях.

До сих пор является не решенным вопрос о величине той предельной концентрации битумов, ниже которой они находятся лишь в связанном состоянии и не способны мигрировать для образования скоплений нефти. Ш. Ф. Мехтиев и М. В. Абрамович предположительно считают, что предельная концентрация битумов в породе, характеризующая возможность образования скоплений нефти, составляет 0,1% по весу. Ниже указанной цифры битумы не способны к миграции и их можно считать рассеянными, связанными с породой. Н. Ф. Балуховский считает, что среднее содержание в пластах 0,2% битумов характеризует ту степень концентрации, при которой может происходить миграция битумов в породы-коллекторы.

Таким образом, вопрос о содержании битумов, при котором та или иная порода может считаться промышленно-нефтеносной,

недостаточно изучен как в полевых, так и в лабораторных условиях.

Ориентировочное сопоставление данных содержания битумов в породе (определяемых обычно в процентах по весу) и нефти (определяемой обычно в процентах к объему порового пространства) дает следующие приближенные цифры (более точно определить их невозможно из-за отсутствия сведений об объемном весе породы, объеме пор, удельном весе нефти). По данным М. В. Абрамовича при пористости пород 18% и при минимальном коэффициенте нефтенасыщения 0,6 содержание нефти составляет около 4% по весу, что по его мнению, отражает наименьшую концентрацию нефти в промышленных скоплениях. С. Г. Надиров и другие при исследовании пород в Кобыстане указывали, что при содержании нефти 0,5% по весу пески чокракского горизонта выглядят нефтеносными; при содержании нефти 1,7% по весу породы пригодны для открытой разработки, а при содержании нефти 3,4% по весу они могут выгодно разрабатываться подземными (шахтными) выработками.

Ш. Ф. Мехтиев при полевых исследованиях отмечал, что при содержании битумов всего 0,16% по весу породы имеют запах нефти, при содержании битумов 0,23% по весу породы битуминозные; при содержании битумов в 0,58% — нефтеносные.

По электрокаротажу передко отмечались нефтеносными породы с содержанием нефти около 1% по весу.

Очевидно, что низший предел содержания битумов в породе, определяющий возможность наличия залежей нефти в соответствующем участке распространения битуминозной породы, зависит от ряда геологических, физических и геохимических условий, обуславливающих обстановку появления битумов и формирования залежей нефти.

Исследования распределения битумов в осадочных породах Азербайджана показали, что рассеянные битумы широко там распространены. Эти битумы могут быть частью аутигенными, а частью аллотигенными, принесенными вместе с минеральным материалом, поступившим в бассейн отложения осадков. Для проведения различия между указанными группами и выделения пород, содержащих аутигенные битумы, необходимо изучение состава битумов и вмещающих их пород.

В настоящее время нельзя указать ясные разделы между битумами, поглощенными породами и свободными, а также между нефтеносными (вместе с тем и битуминозными) породами и породами только битуминозными.

Однако при изучении продуктивной толщи намечаются проявления процесса перемещения битумов и образования скоплений нефти в пластах, содержащих ориентировочно не менее 0,1% битума, хотя в ряде случаев эта цифра снижается до 0,06% и вероятно ниже. Вопрос этот требует дальнейшего изучения.

Помимо указанного, при рассмотрении геохимических критериев возможной газонефтеносности полезным является изучение состава нефтей и географической зональности в распределении их свойств.

Изучение состава и свойств нефтей, например в Эмбенском районе, показывает изменение их в зависимости от геологических условий залегания пород и от различия геологической истории развития разных частей района и даже разных частей отдельных солянокупольных поднятий. Зональность в распределении свойств нефтей связана здесь с изменением литологии и мощностей отдельных продуктивных свит. Наблюдается также закономерное изменение углеводородного состава нефтей с глубиной: сверху вниз отмечается переход от нафтеново-метановых нефтей к метаново-нафтеновым.

Гидрохимия и гидрогеология

Показателями газонефтеносности являются солевой состав вод и наличие отдельных компонентов — солей, ионов, растворенных газов. Учет гидрохимических показателей газонефтеносности при оценке возможных перспектив площади необходим.

К числу гидрохимических показателей нефтеносности относятся растворенные в воде органические вещества, йод, аммоний.

Органические вещества, растворенные в природных водах, представлены солями органических кислот (мылами), главным образом нафтеновыми кислотами, а также фенолами и др. Значение их как показателей нефтеносности определяется тем, что источником их появления в воде в основном является нефть. Йод в водах является важным и давно известным показателем нефтеносности; содержание его в водах нефтеносных отложений по отношению к концентрации в пресных водах больше в $10^4 - 10^7$ раз и обычно превышает 1—5 мг/л. В общем виде можно считать, что содержание йода в воде, превышающее 5 мг/л, является положительным признаком нефтеносности.

Аммоний, присутствующий в водах нефтеносных отложений, в основном имеет нефтяное или общее с нефтью происхождение. Аммоний попадает в воду при разложении и последующем растворении азотистых веществ нефтей. Обычно высокое содержание аммония в водах является признаком нефтеносности. Например, для глубоко залегающих метаморфизованных девонских рассолов Русской платформы содержание аммония в водах в количестве 100 мг/л является показателем нефтеносности на данном участке. В других случаях указанная величина как положительный признак нефтеносности может быть более низкой.

К косвенным гидрохимическим показателям нефтеносности относятся те растворенные в водах соли и ионы (а также определенные сочетания солей и ионов), которые связаны с нефтью или с условиями,

благоприятными для существования залежей нефти. Эти показатели нефтегеносности весьма разнообразны.

К первой группе косвенных гидрохимических показателей нефтегеносности относятся продукты и результаты химических реакций между нефтью и растворенными в водах солями, например гидросульфиды и другие продукты восстановления сульфатов, которые приводят к появлению бессульфатных вод. Следует, однако, иметь в виду, что рассмотренные продукты могут иметь самостоятельное происхождение независимо от процессов, связанных с воздействием нефти.

Ко второй группе косвенных гидрохимических показателей относятся вещества, которые обычно сопутствуют залежам нефти, например хлориды кальция, бром. Эти вещества указывают на наличие благоприятных условий для образования залежей нефти.

При использовании данных о восстановленных формах серы (гидросульфидах и др.) как косвенных показателей нефтегеносности следует иметь в виду, что наличие их в подземных водах обусловлено реакциями между углеводородами и растворенными в воде сульфатами при участии бактерий. Однако наблюдаются также гидросульфидные и сероводородные воды, связанные не с нефтью, а с магматическими процессами. Они обычно приурочены к зонам разломов среди метаморфических и магматических пород и наблюдаются при высокой температуре, незначительной минерализации вод, преобразовании кремнезема в породах и наличии тяжелых металлов. Эти факторы отличают указанные воды от вод, связанных с залежами нефти.

Оценивая наличие гидросульфидов и других восстановленных форм серы как положительный признак нефтегеносности (за исключением проявления магматических процессов и зоны поверхностных биохимических процессов), следует учитывать, что чрезвычайно высокое содержание восстановленных форм серы в водах (более 200 мг/л) является показателем разрушения бывшей залежи нефти.

Наконец, надо помнить, что отсутствие гидросульфидов и других подобных соединений серы в водах не может являться признаком отсутствия нефти и газа, так как они не могут существовать в водах, имеющих $\text{pH} < 6$, а такие воды передко наблюдаются в нефтяных месторождениях. Кроме того, в пределах не каждой нефтяной залежи заметно протекают процессы восстановления сульфатов, которые приводят к появлению в водах восстановленных форм серы.

Бессульфатность вод может быть также положительным признаком нефтегеносности. Однако бессульфатность вод не является однозначным показателем нефтегазоносности, так как она может быть обусловлена причинами, не связанными с влиянием нефти на процессы восстановления сульфатов (например, выпадение сульфатов из растворов и т. д.). Интересно отметить в связи с этим наличие

бессульфатных вод (поверхностных и грунтовых), например, в центральной Якутии, не связанных с залежами нефти.

Следовательно, для оценки перспектив нефтегазоносности по указанному признаку следует оценить обстановку появления бессульфатных вод, характер пород (так как при наличии значительных масс гипсов и ангидритов сульфатность вод может отчасти сохраняться, несмотря на восстановительное воздействие на них углеводородов), условия бактериальной деятельности (например, при температуре более 70° в Грозненском районе бактериальная деятельность не наблюдалась, а воды были сульфатными даже у самого водо-нефтяного контакта) и т. д.

Отсюда следует, что при изучении подземных вод отдельных стратиграфических горизонтов необходимо обращать внимание на температурные условия в недрах, при которых происходит процесс восстановления сульфатов.

Благоприятными признаками наличия промышленных залежей нефти являются не только процессы, приводящие к исчезновению сульфатов в нефтяных водах, но и процессы, приводящие к закономерному уменьшению сульфатов в осадочных породах по мере приближения к залежи нефти и одновременно к резкому увеличению щелочности пластовых вод.

Щелочной, гидрокарбонатно-натриевый тип вод характерен для многих нефтяных месторождений. Вероятно, основная масса соды в водах нефтеносных отложений образовалась при воздействии нефтяного вещества на эти воды. Однако появление соды в природных водах может быть связано не с нефтью, так как воды такого типа характерны для магматических, метаморфических и некоторых осадочных пород (аркозовые песчаники), богатых натрием.

Следует отличать щелочные воды коры выветривания, обычно пресные и содержащие в солевом составе преимущественно гидрокарбонат кальция, от щелочных вод нефтеносных толщ, являющихся солеными, с преобладанием в их солевом составе обычно хлорида натрия.

Таким образом, щелочные гидрокарбонатно-натриевые воды можно считать показателем газонефтеносности, если эти воды не являются водами коры выветривания, солонцов или вулканических районов.

Косвенным признаком возможной газонефтеносности является также хлоридно-кальциевый тип вод. Наличие вод указанного типа указывает не на присутствие самой нефти, а на благоприятные условия для сохранения залежей нефти. Существование этих условий, однако, еще не свидетельствует об обязательном наличии залежей нефти или газа; для последнего необходимы еще и другие, дополнительные факторы (ловушки, соответствующие процессы нефтеобразования и т. д.).

Наличие хлорида кальция, особенно в водах с высокой минерализацией, свидетельствует о застойных условиях их формирования.

ния и благоприятных условиях для сохранения залежей нефти и газа.

Роль брома как показателя возможной нефтеносности аналогична роли хлорида кальция. Большое количество брома указывает на высокую метаморфизацию солевого состава воды, характерную для пород, содержащих промышленную нефть. Следует, однако, иметь в виду, что высокая концентрация брома наблюдается также в некоторых соляных озерах и имеет в этом случае чисто поверхностное происхождение.

Наконец, для оценки перспектив газонефтеносности следует учитывать общий характер солевого состава воды и сочетание растворенных в воде солей.

А. А. Карцев и другие, пользуясь генетической классификацией природных вод В. А. Сулина, представленной в табл. 46, указывают, что хлоридно-кальциевый и гидрокарбонатно-натриевый типы вод характерны для нефтеносных отложений; воды первого типа указывают на застойные гидрологические условия, благоприятствующие существованию залежей нефти и газа; воды второго типа могут указывать непосредственно на нефтеносность лишь при относительно высокой минерализации вод.

Таблица 46

Типы вод	$r \text{Na}$	$r \text{Na} - r \text{Cl}$	$r \text{Cl} - r \text{Na}$
	$r \text{Cl}$	$r \text{SO}_4$	$r \text{Mg}$
Хлоридно-кальциевый . .	<1	<0	>1
Хлоридно-магниевый . .	<1	<0	>1
Гидрокарбонатно-натриевый	>1	>1	<0
Сульфатно-натриевый . .	>1	<1	<0

Воды хлоридно-магниевого типа в общем случае не являются показателем нефтеносности; в то же время они и не являются признаком отсутствия нефти. Воды сульфатно-натриевого типа характерны для раскрытой гидрологической зоны. Наличие вод этого типа является неблагоприятным показателем нефтегазоносности.

При оценке перспектив газонефтеносности по гидрохимическим показателям важным является привязка данного типа вод к соответствующим стратиграфическим горизонтам.

При прогнозной оценке перспектив газонефтеносности по гидрохимическим показателям необходимо комплексно учитывать все указанные выше факторы. Только одновременное наличие в воде хлорида кальция и большого количества йода или наличие нафтенатов в воде хлоридной группы позволяет более уверенно предполагать возможное присутствие в недрах залежей нефти.

В табл. 47 приведена схема комплексной оценки основных гидрохимических показателей нефтеносности.

Таблица 47

Мыла, йод, гидросульфиды и т. п.	Хлорид кальция, бром, хлоридная группа и т. п.	Заключение
Есть	Есть	Нефть есть; вероятно наличие промышленных залежей
»	Нет	Нефть есть; маловероятно наличие промышленных залежей
Нет	Есть	Благоприятные условия для существования промышленных залежей нефти и газа, но наличие их неясно
»	Нет	Нефтеносность неизвестна, перспективы неблагоприятны

Исследования Г. М. Сухарева показывают, что в отдельных случаях по гидрохимическим показателям можно не только дать прогнозы возможной нефтеносности и промышленного значения залежи, но и указать возможный режим залежи. Он указывает, что для Грозненского района в зонах с очень высокой минерализацией и метаморфизацией вод (в зонах затрудненного водообмена) следует ожидать проявления, главным образом, режима растворенного газа или водоупругого режима. В полузастойных зонах при средних величинах минерализации и метаморфизации вод можно предполагать наличие неэффективного водонапорного режима. При сравнительно низких величинах минерализации и метаморфизации вод наиболее вероятен эффективный водонапорный режим.

По данным анализа вод строят различные гидрохимические карты, которые являются основой для оценки газонефтеносности области по гидрохимическим показателям. Струят либо гидрохимические пластовые карты с показом (по стратиграфическим горизонтам) границ распространения различных типов вод, либо изолинии равного содержания минерализации (изоконы), хлора (изохлоры) и т. д. Струят также гидрохимические разрезы, в которых по стратиграфическим горизонтам отмечают соответствующий тип вод, а также диаграммы, показывающие изменение содержания ряда компонентов с глубиной и т. д.

Следует, однако, еще раз подчеркнуть, что при оценке газонефтеносности по данным гидрохимической карты необходимо иметь в виду, что только по типу воды нельзя судить о перспективах газонефтеносности района, хотя его и следует принимать во внимание. Например, высокая минерализация воды без учета ее ионного состава

не может являться благоприятным показателем газонефтеносности, так как она может быть обусловлена явлениями поверхностного концентрирования или выщелачивания засоленных и загипсованных отложений. Но надо помнить, что обычно в подобных случаях наряду с хлоридами в воде присутствуют сульфаты, что несомненно водам нефтяных месторождений. Во всех указанных случаях следует учитывать физико-географические (климат, количество осадков, величина испарения и т. д.) и геологические факторы (в том числе геоморфологические, тектонические, литолого-фаунистические и т. п.).

Весьма важно для оценки перспектив газонефтеносности использование данных о составе растворенных в воде газов.

Показателями газонефтеносности служат растворенные в воде метан, этан, пропан, бутан и пары более высоких предельных углеводородов. Метан не может являться прямым показателем нефтеносности, так как в ряде случаев образуется в результате современных процессов разложения органического вещества или связан с залежами других полезных ископаемых, например угля, битуминозных сланцев и т. д. Тяжелые углеводороды — этан, пропан и другие, обычно являются глубинными газами и указывают на возможность наличия залежей нефти или газа в недрах. Сероводород, образующийся в процессе десульфатизации вод в присутствии углеводородов, является косвенным показателем наличия в недрах условий, благоприятствующих скоплению углеводородов.

Большое содержание в водах азота биохимического происхождения свидетельствует о закрытости недр, а присутствие углекислого газа и особенно кислорода указывает на условия, благоприятствующие течению окислительных процессов в недрах.

Обнаружение в водах зажиганий азота и аммиака обычно свидетельствует о загрязненности вод поверхностными органическими веществами, часто связанными с деятельностью человека. При оценке газонефтеносности по данным растворенных газов следует учитывать не только качественные, но и количественные показатели, которые могут быть установлены по отдельным изучаемым областям. Материалы исследования растворенных в воде газов следует изучать в комплексе с данными гидрохимической карты и путем помещения данных компонентного состава газа в соответствующих условных знаках на гидрохимическую карту. В соответствии с указанным на карте могут быть выделены зоны: азотно-кислородная, углекисло-азотная, углекислая, азотная, метановая, метаново-азотная и т. д. Зоны развития азотно-кислородных и азотно-углекислых растворенных газов, а также условно азотно-метановых и метаново-азотных, если последние обусловлены современным газообразованием на болотах и торфяниках, связаны с поверхностными водами (зона аэрации).

Азотная и азотно-метановая газовые зоны, обусловленные проникновением в недра атмосферного воздуха, связаны с промежуточными водами (зона выветривания). Глубинные воды характеризуются

присутствием метана, тяжелых углеводородов, если воды связаны с газо-нефтяной залежью или битуминозными породами. В отдельных случаях глубинные воды содержат биохимический азот и углекислый газ метаморфического происхождения. На карте, показывающей газонасыщенность вод, следует выделять зоны повышенных концентраций углеводородов (газовые аномалии) и зоны низких концентраций, образующих газовый фон для вод данной площади. Следует иметь в виду, что в пределах выделенных газовых аномалий природные воды неравномерно насыщены газами. Это особенно относится к грунтовым водам и объясняется неравномерной миграцией из недр газа и воды с газом. В связи с этим максимальное количество газа приурочивается к местам наименьшего сопротивления — к трещинам, к зонам тектонических нарушений и т. д. Поэтому в пределах выделенной аномалии часто проявляются отдельные точки, в которых воды не содержат растворенных углеводородных газов. Полезно выделять раздельно данные по метану и по тяжелым углеводородам.

При оценке перспектив газонефтеносности по данным растворенных в воде газов следует комплексно рассматривать данные газовых аномалий и гидрохимических показателей, а также учитывать геологическое строение площади, особенности рельефа, явления современных биохимических процессов и т. д. Наиболее перспективными участками следует считать те, по которым наблюдается совпадение зон углеводородных аномалий (особенно по тяжелым углеводородам) с благоприятным геологическим строением. Следует при этом учитывать возможности смешения аномалий за счет движения грунтовых вод, так как направление и скорость стока вод имеют существенное значение и могут изменять истинное положение аномалий. Необходимо принимать во внимание также сезонность, так как в дождливые периоды грунтовые воды разбавляются свежими водами и концентрация газов уменьшается.

Изучение газовых факторов подземных вод в пределах Русской платформы и Западно-Сибирской низменности показало, что анализ состава и упругости газов, растворенных в подземных водах, позволяет произвести сравнительную оценку газонефтеносности ряда районов рассмотренной области.

Знание состава и упругости растворенных в подземных водах газов полезно потому, что установление, например, отсутствия растворенных углеводородов в водах или наличия их в небольшом количестве с упругостью, которая значительно ниже пластовых давлений, может свидетельствовать о невозможности в данном участке наличия промышленных скоплений газа. Наоборот, тенденция к возрастанию упругости свидетельствует о благоприятных условиях формирования газовых залежей в тех же направлениях.

Изучение состава и упругости растворенных в воде газов оказывает значительную помощь при рассмотрении условий воз-

можного формирования залежей газа (а в отдельных случаях и нефти).

Естественно, что при изучении изменений упругости растворенных в воде газов следует учитывать температуру, что требует накопления и использования данных о температурных условиях недр.

В комплексе с указанными данными при оценке перспектив газонефтеносности следует также учитывать данные газобактериальных аномалий, методика исследования которых разработана Г. А. Могилевским.

Интересные закономерности в распределении газового состава природных вод в нефтегазоносных областях отмечает Г. М. Сухарев. Изучая газовый состав природных вод Грозненского района, приуроченных к карагано-чокракским отложениям, он указывает, что воды, опоясывающие залежи нефти, сопровождаются метановыми газами, которые содержат также и более тяжелые углеводороды (этан, пропан, бутан, изобутан и др.). Этот пояс обычно окаймляет залежь нефти. По мере удаления от залежи нефти содержание в газе тяжелых углеводородов резко уменьшается и наблюдается более широкий, второй пояс метановых вод, в составе газов которого не содержится или почти не содержится тяжелых углеводородов. Еще дальше от второго пояса содержание метана в газовом составе вод постепенно падает почти до нуля; одновременно увеличивается содержание азота, а затем по мере удаления от залежи нефти азот становится доминирующей частью газов.

Так, вокруг залежей нефти в подземных водах имеются метановые газы, которые постепенно замещаются азотными газами воздушного происхождения, содержащими 90 % азота по объему.

Н. К. Игнатович, рассматривая подземную гидросферу с точки зрения интенсивности циркуляции подземных вод и водообмена, выделяет как наиболее благоприятные для формирования и сохранения нефтяных и газовых залежей застойные зоны, характеризующиеся распространением вод хлоркальциевого типа, содержащих йод, бром и другие микроэлементы.

Зоны активного водообмена, характеризующиеся гидрокарбонатными и сульфатными водами, им квалифицируются как неблагоприятные для формирования и скопления нефти.

В изучении вероятных закономерностей распределения залежей нефти и газа большую помощь оказывают гидрогеологические исследования, направленные на изучение всей водонапорной системы, включая область питания, районы перемещения вод и разгрузки. Для этого следует строить карты гидроизопрьез, характеризующие распределение напоров вод, а также гидрогеологические профили, показывающие форму и положение в пространстве пьезометрических поверхностей в различных водоносных горизонтах.

При оценке возможной газонефтеносности площади следует также использовать палеогидрогеологические данные. Палеогидрогеологиче-

ские исследования вместе с геологическими данными (палеогеографическими, палеогеологическими и др.) позволяют наметить древние области питания и стока вод и рассмотреть в связи с этим положение по отношению к ним оцениваемых площадей. Если на оцениваемых площадях по характеру возможной динамики вод сменялось несколько гидрогеологических циклов (понимая под гидрогеологическим циклом период водообмена от момента образования седиментационных вод до полного их замещения инфильтрационными водами), то возможные перспективы газонефтеносности их значительно снижаются из-за многократного «промывания» нефтегазоносных свит водами. Однако такое отрицательное заключение нельзя считать окончательным, так как, например, наличие указанных выше условий не помешало образоваться крупному Октябрьскому месторождению нефти (в Грозненском районе). Во всяком случае зоны развития сингенетичных (седиментационных) вод при палеогидрогеологических исследованиях с целью оценки возможной нефтегазоносности площади более благоприятны по сравнению с зонами развития эпигенетических (инфильтрационных) вод. Полноценное использование данных палеогидрогеологии требует дополнительных исследований путем составления палеотектонических карт, а также карт палеорельефа, палеогеологических профилей, графиков трансгрессий и регрессий и т. д.

Частные критерии

При оценке перспектив газонефтеносности, кроме описанных выше, следует использовать и другие методы, облегчающие решение этой сложной задачи. Например, почвенно-солевой метод, основанный на определении содержания и состава солей (и некоторых других минеральных компонентов) в почвах; метод изучения окисительно-восстановительного потенциала; изучение карбонатного равновесия, в основу которого (метод разработан И. А. Юрьевичем) положена теория карбонатного равновесия, раскрывающая взаимосвязь между соленостью вод и изменением содержания в них иона HCO_3^- . Указанная теория может быть использована в практике океанологических исследований для выяснения зон опреснения при различных палеогеографических построениях.

Многие исследователи обращали внимание на явления эпигенетического изменения осадочных пород под влиянием восстановительных процессов, связанных с воздействием на породы углеводородов. В результате этого в некоторых нефтяных месторождениях наблюдается изменение окраски пород. На это явление указывал И. М. Губкин, рассматривая уфимскую свиту в районе Бугуруслана. Он отмечал: «...бурая и красная окраска пород, зависящая от развития окисных соединений железа, под влиянием углеводородов исчезает, так как окисленные формы в этих условиях восстанавливаются в закисные, имеющие обычно зеленовато-серый цвет».

Изменение цветности пород в сторону преобладания светлых тонов может служить признаком восстановительного влияния углеводородов залежи нефти (или газа) на породы. Как известно, указанное явление используют при так называемом методе окислительно-восстановительного потенциала (метод pH), применяемом при геохимических поисках залежей нефти.

Некоторыми исследователями отмечается наличие особой цветности пород на ряде площадей Куйбышевского Заволжья, где залежи газа приурочены к калиновской свите нижнеказанского подъяруса, а залежи нефти — к кунгурскому ярусу нижней перми. В изученных разрезах наблюдается четкое преобладание сероцветных пород в своде структур и темно-окрашенных пород по периферии, что свидетельствует о влиянии углеводородов на окружающую неорганическую среду.

Все указанные, а также и другие не отмеченные здесь факторы, имеющие значение в отдельных газонефтеносных областях, следует учитывать в совокупности при оценке перспектив нефтегазоносности различных регионов.

Составление прогнозной карты газонефтеносности и классификация газонефтеносных площадей

На основании изучения различных критериев газонефтеносности и составления соответствующих частных карт прогноза по ним составляют комплексную карту прогноза газонефтеносности. На основе совместного изучения этих критериев делают сравнительную качественную оценку региона в нефтегазоносном отношении и выделяют различные площади по их перспективности.

Таким образом, комплексная карта прогноза газонефтеносности представляет собой карту, на которой показаны региональные основы тектоники области, по возможности проведено тектоническое районирование и в случае наличия данных приведены типы локальных структур. На указанной тектонической основе показывают: литолого-фацальную характеристику (с выделением в случае возможности данных о коллекторских свойствах пород, мощности пород, явлениях метаморфизации, закономерностях изменения фаций и т. д.), поверхностные признаки нефти и газа, геохимические данные (согласно объему и содержанию рассмотренных выше критериев газонефтеносности), гидрохимические определения (согласно рассмотренному выше объему исследований), предполагаемые границы возможной перспективности для определенных стратиграфических единиц или комплексов их. В случае возможности для отдельных стратиграфических единиц составляют самостоятельные карты прогноза. Затем производят комплексную оценку всех имеющихся данных: в целом для того или иного региона или площади, а в случае возможности и применительно к отдельным стратиграфическим единицам.

При комплексной оценке перспектив газонефтеносности рассматривают также общие вопросы геологической истории, палеогеографической и палеотектонической обстановок при формировании структур и общие био- и геохимические условия возможного образования и сохранения залежей нефти и газа.

Очевидно, что в основе оценки перспектив нефтегазоносности по карте прогнозов должно лежать представление о происхождении нефти и о закономерностях размещения зон газонефтеносности в разрезе и по площади изучаемой области.

Исследования ряда ученых показали, что региональные зоны нефтегазонакопления в геосинклинальных областях закономерно приурочены к окраинам, периферийным частям складчатых областей, часто к их погружениям, а также к межгорным впадинам.

В платформенных областях значительная роль в закономерном размещении зон нефтегазонакопления принадлежит крупным тектоническим элементам — структурам первого порядка. Здесь региональные зоны нефтегазонакопления приурочены главным образом к склонам сводовых поднятий, часто к периферийным зонам впадин в пределах платформы, а также к бортам краевых впадин.

Комплексное исследование карт прогноза газонефтеносности вместе с изучением связей региональных зон нефтегазонакопления с крупными структурными элементами, а также изучением закономерностей распределения залежей нефти и газа в структурах низшего порядка является основой познания перспектив нефтегазоносности той или другой области.

На прогнозной карте вначале выделяют крупные перспективные области, а затем намечают более мелкие участки вилоть до отдельных площадей и структур, если это позволяет сделать имеющейся фактический материал. Прогноз перспектив возможной газонефтеносности той или другой площади или отдельной структуры основывается на качественных критериях газонефтеносности, а также использовании для оцениваемой площади метода аналогии.

Возможно, что при нахождении аналогий для оценки прогнозных запасов необходимо будет привлекать данные по другим сходным газонефтеносным областям, поскольку на рассматриваемой территории разбуренных и изученных площадей может и не быть.

При качественной оценке перспектив газонефтеносности территории данной области отдельные площади следует подразделять по степени их перспективности в соответствии с имеющимися данными их оценки по указанным выше критериям газонефтеносности. Распределение площадей по степени их перспективности можно вести по следующей схеме (табл. 48).

Указанную классификацию площадей показывают условными знаками на прогнозной карте. В случае надобности эти площади в зависимости от полноты сведений могут быть разделены дополнительно; это особенно относится к площадям III и IV степени перспективности.

Таблица 48

Степень перспективности	Характер перспективности площадей	Объем критериев газонефтеносности
I	Весьма перспективные	Имеются структуры и ловушки; намечается благоприятная литолого-фацальная характеристика пород, их коллекторских свойств; имеются благоприятные прямые геохимические и гидрохимические показатели; благоприятные палеогеографические показатели; благоприятные палеогеографические условия для образования и сохранения залежей нефти и газа
II	Перспективные	Имеются структуры и ловушки; намечается благоприятная литолого-фацальная характеристика пород, их коллекторских свойств; имеются лишь некоторые косвенные данные геохимических и гидрохимических показателей, свидетельствующие о возможной благоприятной обстановке для образования и сохранения залежей нефти и газа
III	Возможно перспективные	Имеются лишь общие сведения о возможном наличии структур и ловушек и благоприятных литолого-фацальных свойствах пород; отсутствуют данные о других благоприятных критериях газонефтеносности. Нет никаких данных о возможном наличии структур и ловушек, а также о благоприятных литолого-фацальных свойствах пород, но имеются некоторые гидрохимические показатели, а также региональные данные о благоприятных палеогеографических условиях формирования структур и залежей нефти и газа
IV	Малоперспективные	Имеются лишь раскрытие структуры, сильно нарушенные; есть данные о частичном разрушении залежей нефти и газа; наблюдается метаморфизация пород, резко ухудшающая их коллекторские свойства
V	Бесперспективные	Нет структур или пород-коллекторов; имеются ясные геохимические и гидрохимические факторы, свидетельствующие о разрушении залежей нефти и газа. Имеются неблагоприятные палеогеографические условия для формирования залежей нефти и газа, наблюдается значительная метаморфизация пород

Приложение. Геолого-экономические и технические факторы, характеризующие перспективные площади, здесь не рассматриваются, так как работа посвящена лишь вопросу геологической оценки газонефтеносности и определению запасов.

Если в пределах области или нефтеносной провинции, для которой составлена прогнозная карта, имеются эксплуатируемые или разведанные площади с установленными по ним запасами, то такие площади соответственно должны быть выделены условными знаками на прогнозной карте.

Для указанных эксплуатационных площадей следует подсчитать удельные запасы (на 1 га площади и 1 м эффективной нефтенасыщенной мощности пласта в m для нефти и в тыс. m^3 для газа) и нанести их на карту в соответствующих условных знаках.

При наличии в пределах изучаемой области или нефтеносной провинции, для которой составлена прогнозная карта, лишь единичных пробуренных скважин, давших нефть, они должны быть также отмечены на этой карте, и данные их следует учитывать при рассмотрении отдельных критерииев нефтегазоносности.

Количественная оценка

Единой методики количественной оценки прогнозных запасов нефти и газа не существует. Каждый исследователь ведет расчет прогнозных запасов в зависимости от своего опыта, знания геологии района и умения оценить запасы нефти и газа.

Наиболее целесообразно выбирать метод подсчета прогнозных запасов в зависимости от имеющегося фактического материала.

Высшим пределом точности расчетов в указанном смысле следует считать возможность применения объемной формулы, когда все исходные параметры, входящие в эту формулу, можно определить с необходимой точностью (в соответствии с установленными категориями запасов А, В, С).

Определение исходных параметров для оценки прогнозных запасов по объемной формуле невозможно. В этом случае необходимо применять различные косвенные методы расчета. Лучше всего, если оцениваемая территория подробно охарактеризована критериями газонефтеносности и имеются аналогии с уже изученными эксплуатационными площадями. В этом случае количественную оценку запасов удобно вести баллами с последующим переводом их в численные значения запасов.

Качественную оценку прогнозных площадей баллами следует вести в соответствии с рассмотренными выше геологическими критериями газонефтеносности, оценка которых баллами приведена в табл. 49.

Приведем пример качественной оценки прогнозных запасов баллами. Например, допустим, что по изученной эксплуатационной площади (или в среднем для ряда эксплуатационных площадей по данной области) удельные запасы нефти составляют $q = 1500 m/ga\ m$, а произведение баллов по критериям газонефтеносности составляет $\delta = 50$. Тогда цена (в m) одного балла в данном примере составит:

Таблица 49

Критерий нефтегазоносности	Частная характеристика критерия	Балл
Данные тектоники	Структурный фактор и условия образования ловушек весьма благоприятны	10
	Структурный фактор и данные о возможном наличии ловушек менее благоприятны вследствие наличия нарушений и т. д.	5
	Структурный фактор весьма слабо выражен; условия для образования ловушек неясны	2
	Отсутствие структур и благоприятных ловушек	0
Данные стратиграфии, палеогеографии и палеогеологии	Возможны благоприятные аналогии с разбуренными площадями по стратиграфическому признаку; благоприятные палеогеологические и палеогеографические условия	—
	Стратиграфические сопоставления по аналогии менее благоприятны; палеогеографическая обстановка менее благоприятна или указанные данные не выяснены	—
Данные литолого-фациального анализа	Литолого-фациальная характеристика пород и их коллекционские свойства весьма благоприятны	10
	Литолого-фациальная характеристика пород и их коллекционские свойства менее благоприятны	5
	Литолого-фациальная характеристика пород значительно ухудшена; наблюдается глинизация; условия осадконакопления и коллекционские свойства недостаточно ясны	2
	Литолого-фациальная характеристика пород резко ухудшена; наблюдается сильная метаморфизация пород; пород-коллекторов нет	0

Продолжение табл. 49

Критерий нефтегазоносности	Частная характеристика критерия	Балл
Признаки газо-нефтеносности и геохимические показатели возможной газонефтеносности	Имеются прямые признаки газонефтеносности и прямые благоприятные геохимические показатели	—
	Имеются косвенные признаки газонефтеносности и косвенные геохимические показатели (или они отсутствуют)	—
Гидрохимические показатели газо-нефтеносности	Имеются прямые благоприятные данные о химическом составе вод и растворенных газов	—
	Имеются косвенные благоприятные данные гидрохимии (или указанные данные отсутствуют)	—

П р и м е ч а н и е. Ряд геологических критериев газонефтеносности не получил оценки баллами, так как эти критерии содержат исключительно качественную характеристику площади с точки зрения возможности нахождения в ее недрах залежей нефти (или газа).

$S = \frac{q}{\delta} = \frac{1500}{50} = 30 \text{ m/ga m}$. Указанную цену одного балла по аналогии можно экстраполировать на все прогнозные площади, по которым произведена качественная оценка их баллами.

Если, например, какая-либо оцениваемая прогнозная площадь имеет следующие баллы: тектоника — 5, литолого-фациальный фактор — 5, то произведение баллов составит 25. Тогда оценочный показатель запасов для данной прогнозной площади на 1 га/м составит: $30 \times 25 = 750 \text{ m}$.

Далее следует определить по оцениваемой площади размеры предполагаемой продуктивной площади и суммарную мощность всех ожидаемых продуктивных горизонтов (так как удельные запасы, как уже указывалось, определяются в среднем на 1 га площади и 1 м эффективной газонасыщенной мощности всех продуктивных горизонтов).

Если продуктивная площадь намечается в размере $F \text{ ga}$ и суммарная эффективная нефтенасыщенная мощность продуктивных горизонтов составляет $H \text{ m}$, то в указанном случае запасы нефти на рассматриваемой продуктивной площади оцениваются в размере $750 F H \text{ m}$.

В тех случаях, когда данные по критериям газонефтеносности отсутствуют или их недостаточно для выделения в пределах оцениваемой территории отдельных, наиболее благоприятных площадей, возникает задача решить важный вопрос, какие площади или какой процент их в пределах данной территории может характеризовать величину возможных продуктивных площадей. Определение возможно продуктивной площади (в %) в пределах достаточно разбурренной газонефтеносной области ведут следующим образом: определяют суммарную площадь (в га) продуктивных нефтеносных площадей (в том числе площадей, содержащих свободный газ); затем вычисляют общую площадь газонефтеносной области. Частное от деления указанных величин, выраженное в процентах, дает среднее процентное содержание в пределах данной области продуктивных площадей (и отдельно нефтеносных и газоносных). Полученная цифра экстраполируется на аналогичные соседние площади (и стратиграфические комплексы, если для них расчет велся раздельно), по которым производится оценка прогнозных запасов. Определение общей площади газонефтеносного бассейна, в пределах которого имеются продуктивные нефтеносные и газоносные площади, является иногда затруднительным. Конкретные рекомендации по указанному вопросу дать очень трудно; такое выделение следует делать на основе общих соображений, вытекающих из знания геологии района, истории его геологического развития, палеогеографических особенностей, а также геологических и геохимических условий формирования и распределения залежей нефти и газа. В отдельных случаях при установлении границ газонефтеносных бассейнов можно пользоваться данными определения в породах рассеянного битума, углеродного коэффициента в соответствии с материалами, изложенными в геохимических критериях газонефтеносности.

У. Л. Рассел для некоторых геосинклинальных областей, в пределах которых имеются нефтяные месторождения, указывает величину в 1—5% продуктивных площадей от общей площади бассейна.

В заключение следует указать, что помимо прогнозных запасов, которые выделяются, как это было указано выше, на основе общих региональных геологических или геофизических исследований или путем данных геологического районирования и выделения возможных зон нефтегазонакопления, иногда выделяют потенциальные запасы. В пределах территорий, содержащих потенциальные запасы, отсутствуют какие-либо данные о критериях газонефтеносности, отсутствует также возможность проведения геологической аналогии для использования данных об удельных запасах нефти и газа на разбуренных площадях.

К числу потенциальных запасов следует относить запасы на территориях развития осадочных серий пород, для которых отсутствуют какие-либо другие данные, кроме общих соображений о том, что нефть и газ являются региональными полезными ископаемыми.

и, как правило, связаны с осадочными отложениями. К числу потенциальных запасов, может быть, следует условно относить и возможные запасы, связанные с большими глубинами (5000—7000 м), в том числе и на разбуренных территориях.

Расчет потенциальных запасов следует вести по укрупненным показателям по аналогии с крупными разбуренными газонефтеносными областями. Такая аналогия может проводиться в среднем для всех отложений, либо раздельно для отдельных крупных стратиграфических комплексов. Обычно за единицу расчета принимается среднее содержание нефти (и газа) на 1 км³ осадочных отложений.

У. Л. Рассел указывает следующее содержание нефти (в т) на 1 км³ осадочных пород (до глубины 6100 м) по отдельным нефтеносным бассейнам США:

Мичиган и Кентукки	200
Иллинойс	1100
Тексасское побережье Мексиканского залива	1900
Оклахома	2300
Калифорния	5800
Техас (в целом)	1200

А. И. Леворсен полагает, что в среднем для потенциальной оценки нефтеносности недр можно взять цифру 2800 т нефти на 1 км³ осадочных пород и принять ее за основу для оценки запасов нефти различных областей земной поверхности, в пределах которых развиты осадочные образования.

Очевидно, что принять цифры А. И. Леворсена для расчетов потенциальных запасов невозможно, о чем свидетельствуют приведенные У. Л. Расселом данные о содержании нефти в 1 км³ осадочных пород, которые по разным бассейнам резко разнятся. Поэтому в каждом отдельном случае при проведении аналогии следует учитывать все имеющиеся геологические данные. Для газа Горное бюро США (по данным 1956 г.) оценивает удельные запасы на 1 км² потенциальной площади в размере 5,5 тыс. м³ (при общей потенциальной площади возможного содержания газа в размере 5 млн. км²).



Глава VI

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ ГАЗО-НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 1. ПОДГОТОВКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ К РАЗРАБОТКЕ

С момента получения на новой площади промышленной нефти или газа наступает важный период подготовки месторождения к разработке, в течение которого должны быть:

- 1) намечены геологоразведочные работы для установления промышленного значения месторождения в целом;
- 2) спроектированы и проведены работы по оконтуриванию вскрытого промышленного газо-нефтяного или газового пласта;
- 3) проведены специальные исследования скважин и изучение исходных геолого-промышленных данных, характеризующих вскрытый газонефтеносный пласт, а также подсчитаны запасы нефти и газа для составления научно обоснованного проекта разработки.

Разведка (доразведка) на промысловых площадях

Для установления промышленного значения месторождения в целом проводят разведку (по существу доразведку, так как на месторождении уже получена промышленная нефть) с учетом имеющихся геологических и геофизических данных с целью выявления всех возможных нефтеносных и газоподаточных пластов и определения их промышленного значения. При доразведке месторождения обычно возникают две основные задачи: 1) выявление новых полей и участков, которые могут быть продуктивными; 2) разведка новых нефтеносных горизонтов и свит, залегающих ниже вскрытого промышленного горизонта. Разведку в этом случае ведут в зависимости от имеющихся данных о геологическом строении нефтеносного района, изученности геологического разреза и возможности проведения аналогий с уже разбуренными месторождениями.

При разведке новых полей и участков разведочные скважины, как правило, проектируют на участках предполагаемого наиболее высокого залегания разведываемой залежи; весьма эффективные результаты могут быть получены при разведке вкрест простирания

залежи и последовательном бурении скважин в направлении от известного к неизвестному. Система разведки и местоположение разведочных скважин определяются предполагаемым типом и формой залежи нефти (или газа). В случае приуроченности залежи нефти (газа) к поверхности нарушения или несогласия разведочные скважины проектируют вкrest линий нарушения или несогласия. При разведке новых полей и участков учитывают также фациальную изменчивость и возможное литологическое выклинивание продуктивного горизонта.

Для разведки более глубоких новых газо-нефтяных горизонтов в месторождениях, находящихся на малоизученных территориях, проектируют ограниченное число разведочных скважин. В таких скважинах с целью изучения разреза и установления возможной газонефтеносности проводят отбор кернов, геофизические промысловые исследования и весь комплекс дополнительных методов корреляции. Число разведочных скважин, порядок и темп их бурения определяют в зависимости от размера предполагаемой газонефтеносной площади, строения продуктивных горизонтов и требуемых темпов подготовки разведанных фондов.

При разведке новых газо-нефтяных горизонтов в месторождениях, находящихся в пределах уже охваченных разработкой районов с более или менее изученным геологическим разрезом, проектируют группы скважин. В этом случае разведку ведут, как правило, по системе снизу вверх, что обеспечивает более быстрое опробование, изучение и освоение новых горизонтов.

Для более правильной оценки вскрытых газо-нефтяных горизонтов изучают данные электрического каротажа и бокового зондирования, а также керны, отобранные боковым грунтоносом или колонковым долотом. Особенно важной задачей при оценке газо-нефтяного горизонта является его опробование либо непосредственно, либо путем возврата в зависимости от технического состояния скважины и намеченного проекта разведки.

Для сравнительной оценки газо-нефтяных горизонтов должны быть использованы следующие показатели:

- 1) дебит скважины — его величина и устойчивость;
- 2) литолого-физическая характеристика, мощность, пористость и проницаемость коллектора;
- 3) размеры структуры, сложность строения ее и взаимосвязь залежи нефти (газа) со структурой, форма залежи;
- 4) общие данные о режиме горизонта, пластовое давление и изменение его в процессе испытания разведочных скважин, давления насыщения нефти газом, газовый фактор — его величина и изменение в процессе испытания скважин;
- 5) стратиграфическое положение горизонта по отношению к другим продуктивным горизонтам, ранее изученным в данной газо-нефтеносной области;

6) экономические факторы, обусловливаемые глубиной залегания горизонта, рельефом местности, близостью шоссейных и железнодорожных магистралей и т. д.

Совокупный учет всех этих факторов позволяет более полно оценить данные испытаний разведочных скважин.

Соображения о промышленном значении месторождения должны основываться на анализе данных поисково-разведочного бурения и проведенных геологических и геофизических исследований.

При оценке месторождения следует учитывать также возможное наличие более глубоких, еще не вскрытых бурением нефтяных и газовых горизонтов, а при оценке вскрытых горизонтов — характеристику нефти и попутного газа для нефтяных месторождений и природного газа в пластовых условиях для газовых месторождений, а также товарные качества нефти и газа.

В процессе разведочных работ на промысловых площадях необходимо вести исследования для установления разреза пород, слагающих месторождение, и выявления нефтяных и газовых горизонтов, а также для определения запасов нефти и попутного газа в нефтеносных и газоносных пластах.

В целом проект доразведки месторождений с целью подготовки его к промышленной разработке должен содержать:

1) геологические соображения о промышленном значении месторождения;

2) план оконтуривания вскрытого промышленного газонефтеносного пласта и план дальнейшей доразведки месторождения с целью выявления всех возможных нефтеносных и газоносных пластов и установления их промышленного значения;

3) план и порядок опробования и пробной эксплуатации разведочных скважин, а также план проведения работ по исследованию пласта и разведочных скважин.

Оконтуривание залежей нефти и газа

В отличие от поисковых и разведочных скважин, используемых для изучения строения недр, выявления новых промышленных нефтяных и газовых горизонтов и проведения испытаний, оконтуривающие скважины бурят для установления контуров нефтеносности или газоносности и приращения промышленных запасов нефти или газа.

Определенную систему расположения скважин при оконтуривании залежи нефти принимают с учетом особенности строения продуктивного горизонта и формы залежи нефти (газа). При оконтуривании обычно придерживаются следующих основных правил:

1) оконтуривающие скважины располагают по профилям (т. е. рядами) вкрест простирания залежи нефти (газа); число профилей принимают в соответствии с размерами залежи (обычно не более трех);

2) скважины в профилях бурят последовательно по принципу «от известного к неизвестному»; в зависимости от требуемого приращения фондов этот принцип можно применять не к отдельным скважинам, а к группе их;

3) скважины в профилях располагаются на расстояниях, соответствующих намечаемому проектом размещению будущих эксплуатационных скважин.

На рис. 137, а показана схема оконтуривания залежи профилями с последовательным расположением разведочных скважин по принципу «от известного к неизвестному», т. е. каждая следующая очередь скважин вводится в бурение лишь после окончания бурения

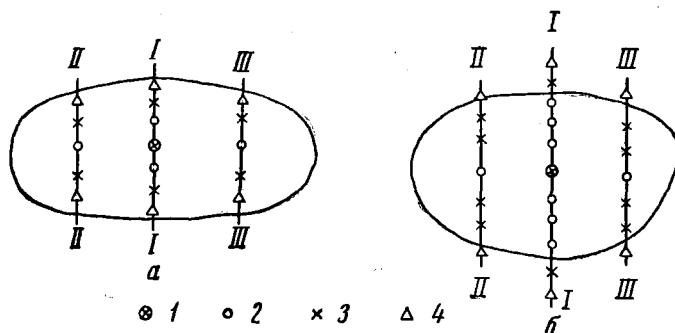


Рис. 137. Принципиальные схемы оконтуривания залежи нефти.

а — схема последовательного расположения одиночных скважин;
б — схема последовательного расположения группы скважин. 1 — скважина, давшая промышленную нефть; 2 — первая очередь скважин;
3 — вторая очередь скважин; 4 — третья очередь скважин.
I—I, II—II, III—III — профили.

предыдущей очереди, а на рис. 137, б та же принципиальная схема, но с очередями бурения, включающими не одну, а несколько скважин с целью охвата большой площади. В ряде случаев бывает полезно дополнить эти схемы еще двумя скважинами, расположенными по одной на каждой перекладине, что позволяет не только уточнить положение водо-нефтяного контакта, но и составить дополнительный профильный разрез по осевой линии скважин.

Расстояния между скважинами в профилях выбирают в зависимости от особенностей геологического строения месторождений.

Для месторождений с относительно простым ненарушенным или слабонарушенным строением определяющим фактором является степень выдержанности мощности и коллекторских свойств нефтегазосодержащих пластов.

Для месторождений сильно нарушенных расположение разведочных скважин и расстояния между ними должны обеспечивать возможность выяснения тектонического строения (положение и тип

разрывных нарушений, амплитуда смещения пород) и определения количества запасов, заключенных в отдельных тектонических блоках.

Для нефтяных залежей, приуроченных к ненарушенным структурам, максимальные расстояния между скважинами, принимаемые при разведке (согласно утвержденной инструкции ГКЗ, глава V, § 2) для выявления запасов по категориям А и В, приведены в табл. 50.

Таблица 50

Залежи	Максимальные расстояния между скважинами, м	
	для категории А	для категории В
Крупные с выдержаными нефтесодержащими пластами	2500	5000
Крупные с невыдержаными нефтесодержащими пластами, а также средние с выдержаными пластами . . .	1000	2000
Средние с невыдержаными нефтесодержащими пластами, а также небольшие	500	1000
С исключительно невыдержаными нефтесодержащими пластами . . .	—	500

Для газовых месторождений эти расстояния обычно увеличивают в среднем в 1,5 раза.

Для залежей, приуроченных к тектонически сложным структурам, в зонах крутого падения пласта указанные расстояния сокращают, а в зонах разрывных нарушений проводят дополнительные скважины с целью выяснения характера нарушенности, положения отдельных тектонических блоков и их размеров.

Приведенные расстояния между разведочными скважинами не являются обязательными и не должны в какой-либо мере сдерживать инициативу геологов при выборе наиболее рациональной разведочной сети.

Показанную на рис. 137 принципиальную схему оконтуривания обычно применяют для складок антиклинального типа; в частности круtyх, асимметричных, осложненных разрывами, а также для моноклиналей и залежей стратиграфического и литологического типов. При оконтуривании залежей последних двух типов, имеющих особое строение, например форму заливов и рукавов (Майкопский нефтяной район), в зависимости от формы залежи применяют или клинообразно-профильную схему, или схему заложения профилей

вначале по простиранию, а затем после обнаружения промышленной нефти вкrest простирания с целью определения границ выклинивания песков и контакта нефть — вода. При клинообразно-профильной схеме оконтуривания залежи (рис. 138) расстояния между профилями и скважинами в профилях выбирают в зависимости от предполагаемой ширины залежи и геологического строения площади, а также требуемых масштабов приращения продуктивной части ее. При оконтуривании заливообразных залежей расстояния между скважинами в первом профиле принимают в соответствии с предполагаемой шириной залива, а расстояние между последующими скважинами — с учетом его размеров (рис. 139).

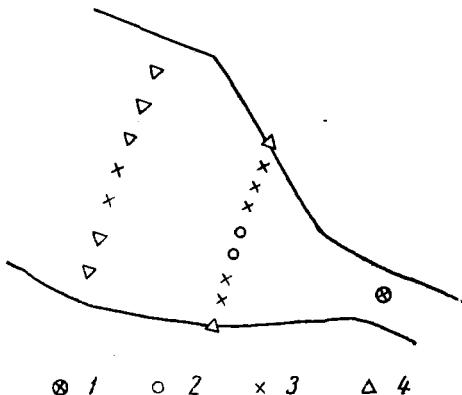


Рис. 138. Клинообразно-профильная схема оконтуривания залежи нефти.

1 — скважина, давшая промышленную нефть; 2 — первая очередь скважин; 3 — вторая очередь скважин; 4 — третья очередь скважин.

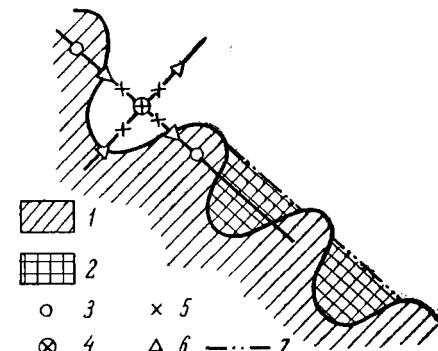


Рис. 139. Схема оконтуривания заливообразной залежи нефти.

1 — глинистая фация; 2 — эксплуатационные площади; 3 — первая очередь скважин; 4 — скважина, давшая нефть; 5 — вторая очередь скважин; 6 — третья очередь скважин; 7 — контур нефтеносности.

Профильную систему оконтуривания широко применяют в Грозненском нефтяном районе, на Апперонском полуострове, в Ферганской долине, в Кубано-Черноморском районе и др. На Апперонском полуострове (на Сураханском, Караб-Чухурском, Калинском, Биби-Эйбатском и других месторождениях) применяли также треугольную и кольцевую системы оконтуривания и обосновывали это возможностью более быстрого приращения эксплуатационных площадей. С геологической точки зрения указанные системы оконтуривания менее эффективны по сравнению с профильным методом, который одновременно с оконтуриванием позволяет изучать структуру месторождения.

На рис. 140, а и б показаны треугольная и кольцевая схемы оконтуривания залежи нефти.

Оконтурирование залежей нефти, приуроченных к широким и пологим структурам (поднятиям), можно осуществлять по кольцевой системе с последовательным наращиванием всех новых колец скважин по периферии залежи, исходя из предполагаемой схемы разработки залежи кольцевыми батареями скважин. Такая схема оконтурирования применяется на некоторых месторождениях Волго-Уральской нефтегазовой области.

Однако значительная литологическая изменчивость и широкое колебание мощности в этих месторождениях нередко даже при больших размерах месторождения заставляют оконтурировать залежь сравнительно большим числом скважин с заложением их на сравнительно небольших расстояниях.

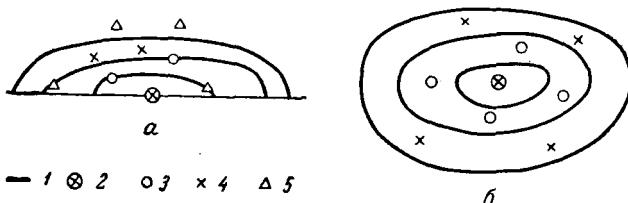


Рис. 140. Специальные схемы оконтуривания залежи нефти.

а — треугольная схема (показана половина складки); *б* — кольцевая схема. 1 — изогипсы пласта; 2 — скважина, давшая нефть; 3 — первая очередь скважин; 4 — вторая очередь скважин; 5 — третья очередь скважин.

Опыт разведки крупных месторождений показал целесообразность проведения оконтурирования в два этапа. На первом этапе оконтуривающие скважины располагают на больших расстояниях одну от другой с целью определения лишь общих размеров залежи и приближенного установления положения внутреннего и внешнего контуров нефтеносности, а также оценки запасов нефти. Полученные данные позволяют приступить к предварительному проектированию разработки залежи и обустройству промыслов (пока продолжается второй этап оконтурирования). На втором этапе оконтуривающие скважины размещают на меньших расстояниях одну от другой с учетом скважин, ранее пробуренных для уточнения контуров нефтеносности, а также коллекторских свойств продуктивного пласта и изменения его мощности.

При оконтурировании необходим такт работ, который обеспечил бы подготовку фонда скважино-точек для эксплуатационного бурения не менее чем на два-три года вперед.

Таким образом, при оконтурировании месторождения нужно руководствоваться не только указанными выше общими принципами,

но и учитывать литологическую изменчивость нефтяных горизонтов, изменчивость мощности, линзовидность залегания продуктивных участков и темп работ, вытекающий из потребности в фондах.

Следует иметь в виду, что оконтуривание, проводимое для приращения фондов скважино-точек эксплуатационного бурения по уже известной нефтяной залежи, и поисковая разведка на промысловых площадях, осуществляемая для обнаружения новых нефтеносных полей или горизонтов, могут быть успешными только при учете всех имеющихся геологических данных по месторождению в целом.

Итоговые результаты оконтуривания оценивают по приросту нефтеносных площадей и запасов нефти и газа. Нефтеносную площадь учитывают обычно по количеству скважино-точек, подготовленных для эксплуатационного бурения в соответствии с утвержденной системой разработки. При качественной характеристике полученных фондов различают скважины следующих категорий:

- 1) высокодебитные — с начальным суточным дебитом более 25 т на скважину;
- 2) среднедебитные — с дебитом 7—25 т;
- 3) малодебитные — с дебитами менее 7 т.

По степени разведанности полученные фонды в соответствии с инструкцией ГКЗ подразделяют на следующие категории:

А — фонды на участках, охваченных разработкой и эксплуатацией, к которым относятся скважины, находящиеся в эксплуатации, а также фонды на участках, разведенных и подготовленных для эксплуатационного бурения;

В — фонды на участках, которые еще полностью не оконтурены разведочным бурением, но их промышленная газонефтеносность уже выявлена по данным либо опробования разведочных скважин, либо каротажа с учетом геологического строения залежи;

С1 — фонды на участках, которые прилегают к площадям с более высокими категориями фондов и промышленная газонефтеносность которых намечается по обоснованным геологическим аналогиям или подтверждается промышленным притоком нефти хотя бы в одной скважине.

Промышленная разведка газовых месторождений в основном осуществляется теми же методами, какие описаны для нефтяных месторождений, однако при разведке газовых месторождений следует учитывать свойства газовых залежей, которые отличаются от нефтяных. Эти особые свойства газовых залежей характеризуются ничтожной вязкостью газа по сравнению с вязкостью нефти, малым удельным весом газа и высокой упругостью его. Это позволяет проводить разведку газовых залежей значительно меньшим числом скважин и в более краткие сроки.

В связи с тем, что газ из залежи при эксплуатации практически извлекается полностью без применения воздействия на пласт (на-

пример, законтурного заводнения), отпадает необходимость в детальной разведке приконтурной (и законтурной) части газовой залежи для выяснения мест заложения нагнетательных скважин (что, однако, необходимо делать для нефтяной залежи в случае проектирования законтурного завода).

Для газовой залежи отпадает необходимость в проведении детальной площадной разведки (в том числе приконтурной зоны), так как газ вследствие своей малой вязкости и упругости может продвигаться к эксплуатационным скважинам из отдаленных участков залежи с относительно небольшой потерей пластовой энергии. В связи с этим при проектировании и проведении промышленной разведки на газ нужно стремиться к тому, чтобы количество разведочных скважин, которые могут дать газ, ни в коем случае не превышало количество эксплуатационных скважин, которое потребовалось бы для разработки залежи. Учитывая указанные выше особые свойства газа, данные разведочных скважин следует дополнить кратковременной опытной эксплуатацией залежи для предварительной оценки поведения залежи и использования метода падения давления для оценки запасов газа. Следует, однако, осторожно относиться к цифрам запасов газа, полученным на основании такой опытной эксплуатации газовой залежи, когда пластовое давление в зоне эксплуатации упало всего на $1-2 \text{ atm}$ от начального давления. Оценка запасов газа, проведенная на основе таких данных, может отвечать реальным запасам лишь в том случае, когда залежь небольшая, а пласт-коллектор более или менее однороден. Для крупных залежей газа, да и еще при неоднородном газовом коллекторе полученные таким методом представления о поведении газовой залежи и особенно цифры запасов могут значительно отличаться от действительных.

Следует иметь также в виду, что при разведке газовой залежи необходимо широко использовать данные гидрогеологии, которые помогут получить представление об особенностях положения газовой залежи, о контакте газ—вода, о чем уже указывалось выше (глава III, § 4).

Изучение исходных геолого-промышленных данных при бурении разведочных и оконтуривающих скважин

Объем геолого-промышленных исследований при бурении разведочных и оконтуривающих скважин должен обеспечивать получение всех исходных данных, необходимых для проектирования разработки нефтеносного пласта. С этой целью выполняют следующий комплекс работ:

- 1) отбор пород колонковым долотом для установления стратиграфического разреза месторождения, получения сведений о литолого-физической характеристике и условиях залегания пород, изучения газонефтеносности разреза, определения мощности и лабора-

торного изучения физических свойств пород продуктивных горизонтов (гранулометрического состава, общей и открытой пористости и проницаемости), изучения в лаборатории содержания нефти и воды в кернах;

2) электрокаротаж стандартными для данного района зондами и боковое каротажное зондирование против возможно нефтеносных (газоносных) частей разреза, а также (по возможности) радиометрия, микрокаротаж и кавернометрия;

3) замеры электротермометром для определения геотермической ступени и инклинометром для установления кривизны (азимута и угла искривления) и отклонения от проектной точки забоя скважины;

4) отбор проб нефти, газа и воды для исследования в лаборатории;

5) опробование нефтеносного или газоносного горизонта с целью установления продуктивности скважины (в частности, коэффициента продуктивности) и определения добычи нефти, газа и воды и их свойств в пластовых условиях путем отбора глубинных проб (отбор глубинных проб проводят в одной-двух и более скважинах, пробуренных на пласт);

6) определение начальных пластовых статических давлений глубинным манометром и динамики их изменения в процессе пробной эксплуатации, а также динамики изменения газового фактора;

7) установление границ нефтеносности (газоносности) пласта, его фациальной изменчивости и нефтенасыщенности по мощности и по площади, а также изучение закономерной части пласта;

8) изучение гидродинамической связи между смежными пластами;

9) выявление режима работы пласта и установление допустимых отборов жидкости; при изучении режима работы пласта следует учить естественные условия, благоприятствующие развитию того или иного режима, и возможную область питания.

При лабораторных исследованиях особенно важно получить надежные данные о коллекторских свойствах и упругости пород и насыщения их нефтью и связанной водой (для точного определения связанной воды следует проводить не только каротаж, но и исследование кернов, отобранных в одной-двух скважинах с промывкой нефтяным раствором). Необходимо также изучить физико-химические свойства жидкостей и газов (удельный вес, вязкость, упругость, состав, растворимость газа и начальную насыщенность нефти газом).

Геологическое изучение должно быть направлено на установление не только структуры, мощности и фациальной изменчивости пласта, но и характера расчленения его на отдельные пропластки (зоны) и их связи между собой.

Рассмотренный выше комплекс исследований позволяет определить свойства пласта и содержащихся в нем жидкостей, а также изменение дебитов и давлений, характеризующих естественные условия проявления режима. Знание этих условий дает возможность

проектировать рациональную систему разработки и наметить мероприятия по воздействию на пласт и управлению процессом разработки.

§ 2. ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ И КЛАССИФИКАЦИЯ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ

Разработкой нефтяной (газовой) залежи называют весь комплекс работ, осуществляемых для управления процессом движения жидкостей и газа по пласту к забоям эксплуатационных скважин (размещение скважин, установление их числа, порядка ввода в эксплуатацию, режима их работы и баланса пластовой энергии).

Системой разработки залежи нефти (или газа) называют разбуривание залежи эксплуатационными скважинами по определенной схеме и принятому плану с учетом мероприятий по воздействию на пласт.

Разработку месторождения в целом осуществляют по предварительно составленному проекту, в котором должны быть отражены:

1) очередность разбуривания отдельных горизонтов месторождения;

2) выбор и обоснование системы разработки отдельного горизонта — размещение скважин (форма сетки расположения скважин и расстояние между ними), порядок и темп их бурения, мероприятия по воздействию на пласт;

3) способ эксплуатации и режим работы скважин;

4) организация хозяйственно-технической базы и экономические подсчеты.

Систему разработки называют рациональной, когда она при наиболее полном использовании пластовой энергии и применении мероприятий по воздействию на пласт обеспечивает максимальное извлечение нефти из недр в кратчайший срок при минимальных затратах.

Следует иметь в виду, что единой рациональной системы разработки вне конкретных условий не существует. В нашей стране выбранная для данного нефтяного месторождения система разработки должна отвечать задачам социалистического хозяйства и конкретным технико-экономическим требованиям, предъявляемым к бурению и эксплуатации скважин. В связи с этим в запроектированной системе разработки должны быть предусмотрены:

1) выполнение народнохозяйственного плана бурения и добычи (по количеству и качеству нефти);

2) полный учет всех естественных, производственных и экономических особенностей месторождения и каждого нефтеносного пласта;

3) наиболее рациональное и эффективное использование естественной пластовой энергии в сочетании с применением мероприятий по воздействию на пласт;

4) обеспечение спроектированной системы разработки разведенными, подготовленными фондами и применение такой системы

разработки, которая способствовала бы не только полной выработке данного горизонта, но и предусматривала бы в дальнейшем возможность успешной разработки месторождения в целом.

Рациональной системой разработки должна предусматриваться такая схема разработки, которая обеспечит минимальные затраты

на единицу добываемой нефти (газа), при наиболее полном использовании запасов нефти (или газа).

При разработке нефтяного (или газового) месторождения одной из основных задач является выбор системы расположения скважин на горизонте и порядка разработки горизонтов месторождения в целом.

Существуют следующие системы разработки месторождения в целом: сверху вниз, снизу вверх и комбинированная.

Системы разработки отдельного нефтяного горизонта¹ подразделяются по темпу разработки на сплошную и замедленную, причем замедленная система по порядку разработки делится на сгущающуюся и ползущую.

Ползущая система разработки по отношению к структуре пласта может осуществляться вверх по восстанию, вниз по падению и по простирианию пласта (рис. 141).

Указанные системы разработки характеризуются, как правило, равномерной, геометрически правильной сеткой скважин и применяются главным образом для пластов с режимом растянутого газа.

Рис. 141. Схемы ползущей системы разработки пласта.

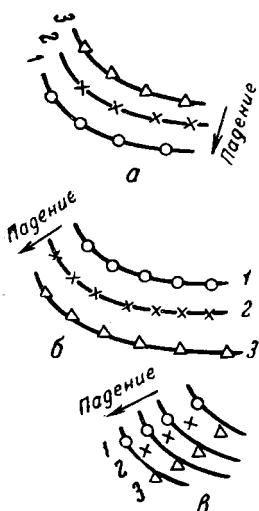
a — вверх по восстанию;
b — вниз по падению; *c* — по простирианию. 1, 2, 3 — ряды скважин.

По мере развития теории разработки и применения в дальнейшем при водонапорном режиме неравномерных сеток размещения скважин и воздействия на пласт возникли различные варианты системы разработки в зависимости от формы сетки размещения скважин и метода воздействия на пласт. Эти варианты рассмотрены ниже при описании систем разработки отдельного нефтяного горизонта.

§ 3. РАЗБИВКА НЕФТЕНОСНОЙ СВИТЫ НА ЭТАЖИ РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ОБЪЕКТЫ

При проектировании рациональной системы разработки, особенно многопластовых месторождений, важной задачей является разбивка нефтеносной свиты на этажи разработки и эксплуатационные объекты.

¹ Классификация систем разработки отдельного нефтяного горизонта предложена М. В. Абрамовичем и впервые опубликована им в 1927 г.



Этажом разработки называют один или группу эксплуатационных объектов, разрабатываемых отдельной серией скважин. Эксплуатационным объектом называют один или несколько пластов, которые эксплуатируются скважиной одновременно. При разбивке нефтеносной свиты на этажи разработки необходимо руководствоваться следующими основными положениями.

1. В пределах нефтеносной свиты выделять, как правило, не более трех этажей (чтобы не возникла необходимость бурения более трех серий скважин) в целях обеспечения более эффективной (с экономической точки зрения) разработки месторождения в целом.

На отдельных месторождениях в Бакинском нефтяном районе, в Туркмении, Краснодарском крае и на Русской платформе взаимное расположение эксплуатационных объектов бывает таково, что не позволяет произвести их разработку путем возврата скважин. В этом случае необходимо проектировать более трех этажей разработки. Например, при наличии перекрытия головных частей пластов наклонной поверхностью размыва (Краснодарский край) и др.

2. Этаж разработки должен быть выбран таким образом, чтобы производительность самого нижнего (базисного) пласта была значительно больше производительности вышележащих (возвратных) объектов в этом этаже. Это необходимо для более организованной разработки базисного горизонта по сравнению с вышележащими горизонтами, возврат на которые осуществляется по мере истощения базисного горизонта.

Для повышения эффективности разработки многопластовых месторождений требуется широкое объединение пластов с целью их совместной эксплуатации. Правильное объединение пластов в один эксплуатационный объект позволяет намного повысить производительность скважины и продлить срок ее «эффективной жизни».

При совмещении пластов в один эксплуатационный объект необходимо исходить из следующих основных положений.

1. Качество нефти совмещаемых пластов с технологической точки зрения должно быть одинаковым.

2. Литолого-физические свойства пластов (литологический состав, мощность, пористость и проницаемость) должны быть сходными. Нерациональным следует считать совмещение продуктивного пласта, представленного обломочными породами (песками, песчаниками, конгломератами) с нефтеносными пластами, сложенными пористым доломитом, известняком и другими карбонатными породами. Требование сходства литологических и коллекторских свойств совмещаемых пластов вытекает из задачи создания равномерных условий дренажа нефти. На практике нередко приходится иметь дело с пластами, различающимися по мощности, пористости и проницаемости. При этом в случае необходимости следует использовать современные

методы воздействия на пласт, применением которых эти различия можно значительно уменьшить. Совершенно очевидно, что совмещать пласти, резко отличающиеся один от другого коллекторскими свойствами, нецелесообразно.

3. Энергетические свойства пластов, режим их работы, пластовые давления должны быть сходными. Некоторые различия в проявлении энергетических свойств пластов, имеющих одинаковый режим, можно допустить, учитывая возможность применения мероприятий по воздействию на пласт.

4. Геолого-промышленные показатели производительности совмещаемых пластов должны быть сходными. Особенno следует иметь в виду нецелесообразность совмещения безводного нефтеносного пласта с пластом, содержащим нефть и воду, что может привести к обводнению безводного нефтеносного пласта. В связи со сказанным необходимо объединять лишь такие нефтеносные пласти, контуры нефтеносности которых приблизительно одинаковы. Иногда могут быть допущены исключения, например, когда контур водоносности нижнего пласта меньше контура водоносности верхнего пласта; в этом случае при подходе к скважине воды по нижнему пласту его можно зацементировать и продолжать эксплуатацию верхнего пласта. Нецелесообразно совмещать высокодебитный пласт с низкодебитным. При большом различии дебитов пластов вопрос о возможном совмещении этих пластов следует решать лишь после их опытного раздельного и совместного опробования.

Следует иметь в виду, что нецелесообразно выделять в самостоятельные объекты эксплуатации пласти, непроницаемая глинистая перегородка между которыми имеет небольшое территориальное распространение в пределах продуктивной площади (или когда она распространена по всей площади, но содержит «окна», по которым пласти соединяются), а также пласти, глинистая перегородка между которыми недостаточно проницаема или имеет тектонические нарушения, по которым пласти сообщаются.

В тех случаях, когда нефтеносная свита представлена чередующимися тонкими пористыми нефтеносными и глинистыми прослоями, эксплуатационные объекты следует выделять по каротажным диаграммам, используя имеющиеся геологические и промышленные материалы. При наличии в выделенном нефтеносном объекте пачки водоносных прослоев ее не следует вскрывать перфорацией. Если же среди нефтеносных прослоев имеются отдельные изолированные маломощные водоносные прослои, их приходится эксплуатировать вместе с нефтеносными, устанавливая такой режим эксплуатации, который обеспечит полное извлечение поступающей в скважину воды. В дальнейшем в процессе эксплуатации производственная разбивка на объекты может быть прокорректирована путем дистрела отверстий.

В ряде случаев эксплуатация тонкослоистой пачки продуктивных пород очень длинным фильтром может оказаться нецелесообраз-

ной¹, так как при этом не обеспечивается эффективный дренаж всех вовлеченных в эксплуатацию пропластков. Выделение в данном случае этажей разработки и эксплуатационных объектов оказывает благоприятное влияние на дренаж отдельных пропластков, что повышает общие добывные возможности промысла и отбор нефти из месторождения в целом. Однако эти вопросы должны рассматриваться в конкретных условиях с геологической и экономической точек зрения.

Совершенно очевидно, что рассмотренные выше общие критерии в отдельных случаях могут быть уточнены и даже видоизменены в зависимости от особенностей геологического строения месторождения и задач народнохозяйственного плана; однако ими следует руководствоваться при совмещении пластов в один эксплуатационный объект и выделении этажей разработки.

Важной задачей является также более широкое применение одновременной, но раздельной эксплуатации двух пластов одной скважиной. Опыт такой эксплуатации дал положительные результаты на отдельных месторождениях Бакинского района, в Муханово (восточные нефтяные районы) и в Грозненском районе.

Этот вопрос имеет большое значение для старых разбуренных месторождений, в которых в связи с возвратом на верхние горизонты нижние эксплуатационные объекты были преждевременно зацементированы, а в них остались значительные количества нефти.

Вовлечение их в эксплуатацию путем раздельной эксплуатации двух пластов общей скважиной является важной задачей, решение которой может дать большие дополнительные количества нефти из существующих скважин на старых площадях.

§ 4. РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ЦЕЛОМ

Для месторождений, имеющих не более двух-трех продуктивных пластов, и в тех случаях, когда дебит вышележащих пластов значительно превышает производительность нижележащих пластов, применяют систему разработки сверху вниз, а для месторождений, имеющих более трех пластов — либо систему разработки снизу вверх, когда пластов немного, либо комбинированную систему, когда продуктивных пластов много. Перед проектированием системы разработки многослойового месторождения предварительно разбивают нефтеносную свиту на этажи разработки и эксплуатационные объекты.

¹ По данным ВНИИ применение длинных фильтров (100, 120 и 150 м) на Ахтырско-Бугундырском месторождении Краснодарского края дало увеличение дебита и не привело к ухудшению показателей работы скважин. Однако эти внешние показатели требуют более глубокого анализа с точки зрения нефтеотдачи из всех вовлеченных в общий фильтр пропластков. По приведенным отдельным данным ВНИИ решать положительно этот вопрос преждевременно.

Система разработки сверху вниз

Системой разработки сверху вниз называют такую систему разбуривания месторождения, при которой нижележащие продуктивные пласти вводят в эксплуатацию последовательно после полного разбуривания вышележащего пласта.

Систему разработки сверху вниз применяли в дореволюционной России, а также после национализации промыслов вплоть до 1930 г. Реконструкция отсталой дореволюционной техники бурения и эксплуатации и введение новой техники позволили осуществить более совершенные системы разработки многопластовых месторождений нефти.

Применение системы разработки сверху вниз для многопластовых месторождений ограничивается из-за ряда существенных недостатков:

1) затягивается выяснение перспектив месторождения и задерживается разбуривание нижних горизонтов;

2) значительно увеличиваются метраж бурения эксплуатационных скважин, расход металла на обсадные колонны, что приводит к огромным затратам средств и материалов на бурение многочисленных скважин и разработку месторождения в целом;

3) возникает угроза глинизации вышележащих пластов, находящихся в эксплуатации, при разбуривании нижележащих пластов;

4) осложняется геологическая ориентировка в разрезе скважины при появлении новых пропластков из-за невозможности одновременной привязки их к верхним и нижним маркирующим горизонтам, так как последние еще не будут вскрыты.

Система разработки снизу вверх

Внедрение технически более совершенного вращательного способа бурения с промывкой ствола скважины глинистым раствором и применение цементирования под давлением позволили вводить в разработку нижележащие горизонты до окончания эксплуатации вышележащих, не подвергая их обводнению. Технический прогресс в бурении помог решить проблему возврата с нижележащих горизонтов на вышележащие, пропущенные по тем или другим причинам. Все это подготовило переход с системы разработки сверху вниз на более совершенные системы разработки многопластовых месторождений.

В 1930 г. впервые была предложена и осуществлена в Бухте Ильича система разработки снизу вверх. С этого времени ее стали широко применять на многопластовых месторождениях не только в Советском Союзе, но и за рубежом.

При разработке месторождения по системе снизу вверх вышележащие продуктивные горизонты вводят в эксплуатацию последовательно после полного разбуривания нижележащего горизонта.

Для применения системы разработки снизу вверх требуется предварительное проведение разведочных работ, обеспечивающих освещение всей нефтеносной свиты месторождения.

Система разработки снизу вверх для многопластового месторождения имеет, однако, следующие существенные недостатки:

1) если нижний горизонт залегает глубоко, значительно увеличивается метраж бурения уже в начальную стадию разработки;

2) значительно задерживается разработка вышележащих горизонтов;

3) преждевременный возврат на вышележащий горизонт приводит к недовыработке нефти из нижележащего горизонта.

Учитывая указанные недостатки, систему разработки снизу вверх в чистом виде следует применять для месторождений, имеющих три-четыре продуктивных горизонта. Совершенно очевидно, что число горизонтов, определяющее возможность и целесообразность применения системы разработки снизу вверх (или в отдельных случаях сверху вниз), обуславливается их продуктивностью и возможностью объединения, а также требованиями народнохозяйственного плана к качеству и количеству нефти на данном отрезке времени.

Система разработки снизу вверх может быть применена при следующих условиях:

1) нижний (базисный) горизонт должен находиться на такой глубине, которая была бы технически доступной для массового бурения эксплуатационных скважин;

2) количество и сорт нефти базисного горизонта должны соответствовать плановым заданиям по добыче нефти;

3) базисный горизонт должен быть достаточно разведен и оконтурен.

Система разработки снизу вверх имеет существенные преимущества перед системой разработки сверху вниз, а именно:

1) уменьшается общий метраж эксплуатационного бурения вследствие возврата с нижележащих горизонтов (после их выработки) на вышележащие путем перфорации, что значительно сокращает объем капитальных затрат;

2) ускоряются темпы освоения нефтяных месторождений и определение их промышленной ценности, так как при бурении на нижний горизонт имеется возможность отобрать керны и осуществить каротаж, позволяющие определить коллекторские свойства и нефтеносность вышележащих горизонтов;

3) облегчается геологическая ориентировка в разрезе скважины, благодаря чему сокращается число разведочных скважин и число возможных неудачных скважин; этому способствует возможность возврата на вышележащий горизонт при получении неблагоприятных результатов в нижележащем горизонте;

4) уменьшается опасность глинозализации нефтеносных пластов, приводящей иногда к значительной потере нефти.

Комбинированная система разработки

При наличии в месторождении более одного этажа разработки применять систему снизу вверх в чистом виде нецелесообразно. В этом случае следует проектировать комбинированную систему разработки. Сущность этой системы заключается в том, что каждый этаж разработки разбуривают самостоительной серией скважин, внутри каждого этажа пластиы обязательно разрабатывают по системе снизу вверх, а порядок разбуривания самих этажей принимают любой: сверху вниз, снизу вверх или одновременно сверху вниз и снизу вверх.

Комбинированная система разработки характеризуется высокими технико-экономическими показателями; в частности, при применении в многопластовых месторождениях она обеспечивает:

- 1) быструю и эффективную разработку всего месторождения без вынужденной задержки разработки верхних или нижних горизонтов;
- 2) большую маневренность в выборе этажей разработки и базисных горизонтов без прекращения эксплуатации горизонтов, дающих весьма низкую добычу;
- 3) общий геологический контроль за разработкой месторождения и проведение мероприятий по охране недр;
- 4) значительное повышение эффективности капиталовложений и сокращение объема капитальных затрат на бурение эксплуатационных скважин.

Система разработки многорядными скважинами

Для более успешной разработки многопластовых месторождений группа инженеров бывшего объединения Азнефть в конце 1951 г. предложила новый метод бурения скважин со спуском в один ствол двух и трех колонн для одновременной эксплуатации нескольких нефтяных горизонтов, залегающих на разных глубинах. При этой системе разработки всю нефтепосную толщу разбивают на этажи так, чтобы в каждом из них, помимо опорного горизонта, было не более трех возвратных горизонтов. Ствол скважины проводят с расчетом вскрытия двух или трех этажей разработки в зависимости от проектирования двух- или трехрядных скважин. Сначала ствол (с целью размещения в нем запроектированных колонн) бурят долотом большого диаметра, а с увеличением глубины по мере уменьшения числа спускаемых колонн долотами меньшего диаметра. Затем затрубное пространство спущенных колонн заливают цементным раствором и в каждой колонне простреливают отверстия против соответствующего опорного горизонта (рис. 142). По мере выработки опорного горизонта его заливают цементом и простреливают отверстия в колонне против соответствующего возвратного горизонта.

Применение этого метода имеет большое значение для быстрейшей разработки многопластовых нефтяных месторождений и увеличения добычи нефти из них. Следует, однако, иметь в виду, что разработка месторождения многогорядными скважинами осложняется при наличии в разрезе водоносных горизонтов, которые трудно изолировать во избежание обводнения нефтяных горизонтов. В таких случаях следует уменьшать число рядов колонн до двух, а иногда и полностью отказываться от бурения многогорядных скважин.

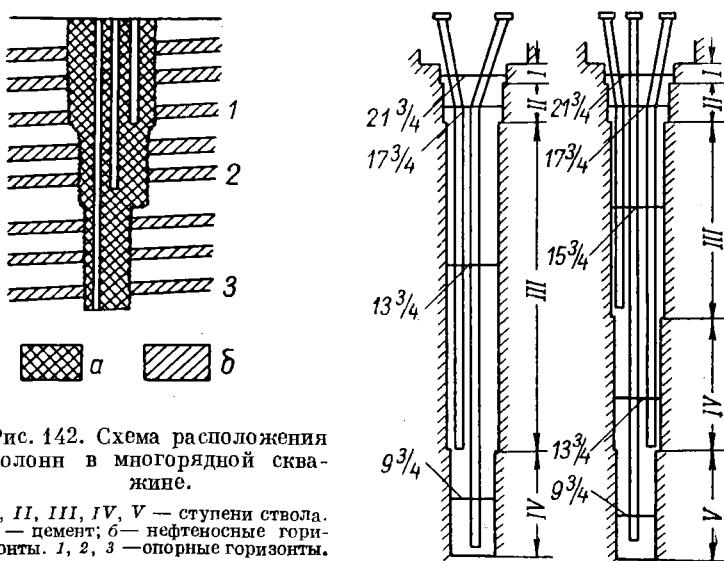


Рис. 142. Схема расположения колонн в многогорядной скважине.

I, II, III, IV, V — ступени ствола.
a — цемент; б — нефтеносные горизонты. 1, 2, 3 — опорные горизонты.

При обосновании конструкции многогорядной скважины необходимо учитывать желаемый диаметр эксплуатационной колонны и число продуктивных горизонтов, которые будут эксплуатироваться этой скважиной. Опыт показывает, что в многогорядных скважинах можно применять $4\frac{1}{2}''$ и $5\frac{9}{16}''$ эксплуатационные колонны вместо $6\frac{5}{8}''$ колонн и тем самым уменьшать размеры стволов двух- и трехрядных скважин.

Прострел дыр, особенно в верхней (самой короткой) и в средней колоннах, сопряжен с опасностью повреждения соседних колонн. Во избежание этого в Бакинском районе вначале был предложен направленный способ перфорации, устраняющий эту опасность, но усложняющий работы по вскрытию пластов. В Грозненском районе (а также в других районах) в настоящее время получил распространение способ перфорации специально затупленными пульями. Пробивная способность таких пуль недостаточна для прострела двух колонн и они, пробивая одну колонну, уходят в пласт.

§ 5. ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ И СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ОТДЕЛЬНОГО НЕФТЯНОГО ГОРИЗОНТА

В связи с многообразием природных условий для каждого нефтяного горизонта месторождения необходимо выбирать самостоятельную систему разработки, учитывающую его геологические особенности. В ряде случаев это, естественно, не исключает возможности и необходимости совместной разработки горизонтов (см. § 3).

Разработка отдельного нефтяного горизонта характеризуется комплексом элементов, сочетание которых определяет различные разновидности применяемых систем разработки.

Основными элементами системы разработки отдельного нефтяного горизонта являются: форма сетки расположения скважин и расстояния между скважинами (это в совокупности определяет размещение скважин), темп разработки и мероприятия по воздействию на пласт.

Формы сеток расположения скважин

Существуют равномерные и неравномерные сетки размещения скважин. Равномерная сетка может быть треугольной (или в то же время шестиугольной) и квадратной (рис. 143).

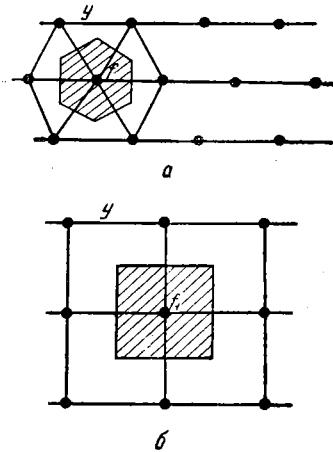


Рис. 143. Схемы равномерной сетки размещения скважин.
а — треугольная (или шестиугольная); б — квадратная.

На нефтяных месторождениях Советского Союза применяют треугольную сетку, для которой зависимость между условной площадью питания f (в $га$), приходящейся па скважину, и расстоянием между скважинами y (в $м$) выражается соотношением

$$y = 1,07 \sqrt{f}. \quad (\text{VI. } 1)$$

На нефтяных месторождениях США обычно применяют квадратную сетку, что объясняется удобством размещения скважин по границам отдельных нефтяных участков, имеющих, как правило, квадратную форму.

Получившая развитие в Советском Союзе треугольная сетка обеспечивает более равномерный дренаж площади скважинами. Кроме того, она позволяет заложить (на данной же расстоянии между скважинами) на 15,47% скважин больше, чем квадратная сетка.

При квадратной сетке зависимость условной площади дренажа одной скважины f_1 (в га) от расстояния между скважинами y (в м) может быть выражена зависимостью

$$y = \sqrt{f_1}. \quad (\text{VI. 2})$$

Соотношениями (VI.1) и (VI. 2) пользуются для вычисления расстояний между скважинами по заданной условной площади дренажа на скважину или определения числа скважин, которые могут быть размещены на данной площади при заданном расстоянии между скважинами, по вычисленной условной площади дренажа. Для облегчения расчетов можно использовать данные табл. 51.

Таблица 51

Площадь дренажа, га	Расстояние между скважинами y , м		Расстояние между скважинами y , м	Площадь дренажа на одну скважину, га	
	треугольная сетка	квадратная сетка		треугольная сетка f	квадратная сетка f_1
1	107	100	75	0,50	0,56
2	151	142	100	0,87	1,00
3	185	173	125	1,35	1,56
4	214	200	150	1,97	2,25
5	239	224	175	2,62	3,16
6	262	245	200	3,49	4,00
7	283	265	225	4,37	5,06
8	303	283	250	5,43	6,25
9	321	300	275	6,55	7,36
10	339	316	300	8,07	9,00
11	358	333	325	9,12	10,56
12	372	346	350	10,62	12,25
13	392	365	375	12,18	14,06
14	411	382	400	13,83	16,00
15	418	395	425	15,76	18,06
20	478	447	450	17,61	20,25
25	535	500	500	21,74	25,00
30	586	548	550	26,30	30,25
35	633	592	600	31,30	36,00
			650	36,74	42,25
40	676	632	700	42,61	49,00
45	718	671	750	48,91	56,25
			800	55,65	64,00
50	756	707	850	62,82	72,25
60	829	775	900	70,43	81,00
70	895	837	950	78,48	90,25
80	957	894	1000	86,96	100
90	1015	949	—	—	—
100	1070	1000	—	—	—

В настоящее время равномерные сетки применяют в Советском Союзе лишь при режиме растворенного газа. В некоторых случаях равномерность нарушают при изменении мощности и коллекторских свойств продуктивного пласта. При уменьшении мощности пласта скважины обычно проектируют на больших расстояниях одну от другой, а при уменьшении проницаемости пласта — на меньших расстояниях. Такие отклонения от равномерного размещения скважин были допущены на Ишимбайском нефтяном месторождении, в Кубано-Черноморском нефтяном районе и т. д. Следует

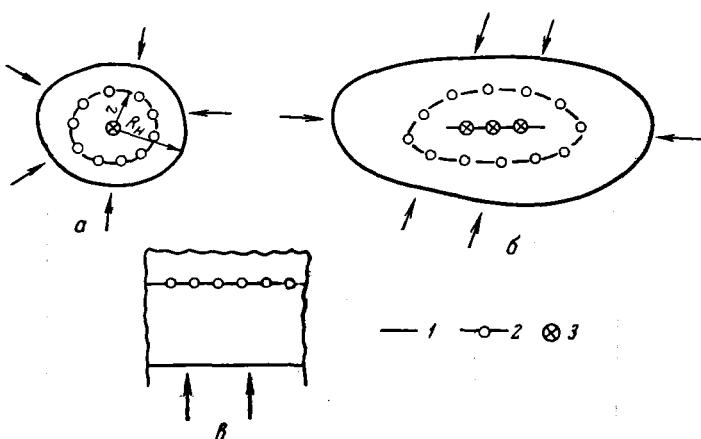


Рис. 144. Принципиальные схемы батарейного размещения скважин для залежей нефти различных типов (при водонапорном режиме).

а — куполовидная залежь нефти; **б** — брахиантаклинальная залежь нефти; **в** — моноклиническая залежь нефти. 1 — контур нефтеносности; 2 — батарея эксплуатационных скважин; 3 — центральные скважины. R_h — радиус контура нефтеносности; r — радиус батареи эксплуатационных скважин.

иметь в виду, что равномерность размещения скважин нарушается иногда вследствие искривления стволов скважин; при этом забои смещаются по отношению к устьям на то или иное расстояние. Это необходимо учитывать и принимать соответствующие меры для предотвращения нарушения намеченного равномерного дренажа площади.

Неравномерные сетки размещения скважин начали применяться с 1930 г. в результате работы комиссии по разработке Ново-Грозненского месторождения под председательством акад. И. М. Губкина, предложившей разрабатывать XVI пласт, характеризующийся эффективным водонапорным режимом, рядами скважин параллельно контуру нефтеносности с расстоянием между рядами 150 м и между скважинами в рядах по одному варианту 400 м и по другому 600 м.

Широкое применение неравномерных сеток для пластов с водонапорным режимом началось с 1940 г., когда В. Н. Щелкачев теоретически обосновал различные схемы батарейного размещения скважин (кольцевыми и линейными рядами) при водонапорном режиме пласта. Эти схемы в дальнейшем практически были использованы при разработке девонских отложений в Туймазинском нефтяном районе (в 1945 г.) и на других месторождениях.

Примерные схемы батарейного размещения скважин для нефтяных залежей различных типов показаны на рис. 144.

В настоящее время батарейные схемы размещения скважин применяют не только для пластов с водонапорным режимом, но и для пластов с режимом газовой шапки.

Расстояние между скважинами

До национализации нефтяной промышленности скважины, например в Бакинском нефтяном районе, располагали часто на расстоянии не более 25 м одну от другой. На промыслах буквально наблюдался, как тогда говорили, «лес вышеек».

После национализации нефтяной промышленности в нефтяных районах Советского Союза на основании практических наблюдений стали принимать следующие расстояния между скважинами: в Бакинском районе 107–180 м, в Грозненском 150–200 м, в Майкопском 150–200 м, в Эмбенском 107 м, в Урало-Волжском 100 м (Ишимбаево) и 250 м (Бугуруслан и Туймазы — для угленосной свиты). Большие расстояния при равномерной сетке начали применять впервые с 1930 г. (Апперонское месторождение Майкопского нефтяного района).

В дальнейшем в СССР был осуществлен переход к неравномерным сеткам с батарейным редким расположением скважин при водонапорном режиме пласта.

Плотное расположение скважин наблюдалось также вначале в США, например в Пенсильвании, до 1929 г. расстояния между скважинами не превышали там 60 м.

Применяя такие плотные сетки размещения скважин, исходили из неправильного принципа о том, что чем больше скважин, тем больше будет получено нефти. Затем и в США начали переходить к применению более редких сеток размещения скважин.

Анализ вопроса о практике размещения скважин в США, проведенный В. Н. Щелкачевым по состоянию на 1/I 1957 г. по 825 месторождениям, показал, что средняя площадь на одну скважину составляет в очень крупных месторождениях (с запасами на одно месторождение более 41,1 млн. т) около 6,82 га; для крупных месторождений (с запасами от 41,1 до 13,7 млн. т) 10,4 га и для средних и более мелких месторождений (с запасами менее 13,7 млн. т) 13,7 га.

В связи с опубликованными в печати сведениями о том, что в последние годы в США проводится очень широкая расстановка скважин для глубоко залегающих пластов, Ф. А. Гришин провел детальный анализ по указанному вопросу. Его исследования показали, что в США для одно пластовых месторождений (что является важным, так как наличие в месторождении ряда пластов затрудняет возможность проведения объективного анализа), вступивших в разработку после 1/I 1950 г. (с глубиной залегания нефтяного пласта более 1000 м), имелись следующие сетки размещения скважин (табл. 52).

Таблица 52

Количество га на одну скважину	Число месторождений	Число месторождений от общего числа их, %
Более 36	1	3,8
32 ± 4	7	6,7
28 — 18	17	16,2
16 ± 2	39	37,1
14 — 9	17	16,2
8 ± 1	14	13,3
Менее 7	7	6,7
Итого . .		105
		100

Анализ приведенной таблицы показывает, что в месторождениях, вступивших в разработку после 1950 г., сетки размещения скважин менее 36 га/скв применялись в 96,2% месторождениях, менее 18 га/скв в 73,3% и от 18 до 7 га/скв в 66,6% месторождениях.

По-видимому фактическое уплотнение в них будет более значительным, так как все рассмотренные месторождения в дальнейшем подвергаются еще дополнительному разбуриванию скважинами.

В СССР при батарейной расстановке скважин в месторождениях Урало-Волжской нефтяной провинции применяют разные расстояния, например 500—600 м между рядами батарей и 400—500 м между скважинами в батарее.

В Ромашкино принята различная плотность размещения скважин для отдельных площадей (на которые разрезано все месторождение нагнетательными скважинами); например, в центральных частях месторождения (Миннибаево) плотность составляет около 60 га/скв, в других около 50 га/скв, в Альметьево около 38 га/скв, а в некоторых участках около 24 га/скв.

Таким образом, в пределах отдельных месторождений Урало-Волжской нефтяной провинции применяются большие расстояния между скважинами, которые, как правило, в мировой практике не применяются (или применяются в исключительных случаях).

Такая практика весьма широкой расстановки скважин в пределах указанных месторождений еще недостаточно изучена в связи с геологическим строением пластов, их коллекторскими свойствами и фациальной изменчивостью.

Некоторые исследователи считают, что при воздействии на пласт и тщательном регулировании отбора нефти суммарная нефтеотдача пласта не зависит от числа скважин (т. е. от расстояний между скважинами и метода их размещения) и нефть якобы из периферии залежи будет полностью пропадаваться водой к скважинам, расположенным в центральной части залежи нефти.

Такую точку зрения нельзя считать правильной, так как практика разработки нефтяных месторождений показывает сложное и изменчивое геологическое строение продуктивных пластов.

Это следует учитывать при размещении скважин, так как иначе, несмотря на все принятые меры по технологическому воздействию на пласт, высокий коэффициент нефтеотдачи не может быть достигнут.

Для газовых месторождений расстояния между скважинами в общем принимаются значительно большими по сравнению с нефтяными месторождениями.

В США расстояния между скважинами обычно связывают с установленной нормой отбора газа. Например, при установленной норме отбора газа около 7% от абсолютно свободного дебита уплотнение иногда достигает 2 га/сек (около 150 м между скважинами в Луизиане). При установленной норме отбора газа до 25% эти расстояния значительно увеличиваются. При норме отбора более 25% плотность расположения скважин достигает $65-87 \text{ га/сек}$ ($860-1000 \text{ м}$ между скважинами).

В СССР принимаемые расстояния между скважинами для газовых залежей отдельных месторождений значительно колеблются. Например, в месторождении Елшанка эти расстояния составляют $700-1500 \text{ м}$; Калиновско-Новостепановское около 1000 м ; на Ухте $700-1000 \text{ м}$. Для крупнейшего газового месторождения Газли (Средняя Азия) намечено расстояние между скважинами в 1500 м , для Шебелинского газового месторождения (Украина) 1000 м .

При выборе расстояний между скважинами нужно руководствоваться главным образом геологическими данными о строении продуктивного пласта, его коллекторских свойствах, фациальной изменчивости, проявлениях режима работы пласта, а не только гидродинамическими и экономическими данными, основанными на формальном рассмотрении наивыгоднейшего числа спроектированных скважин.

Темп разработки

Как уже указывалось, по темпу разработки различают сплошную и замедленную системы разработки продуктивного пласта.

Сплошной условно называют такую систему разработки пласта, при которой все спроектированные скважины бурят одновременно или же в срок, не превышающий полугода лет, если одновременное бурение всех скважин практически невозможно. Для очень крупных залежей нефти этот срок может быть увеличен. Сплошную систему разработки (понимая под этим быстрое разбуривание залежи) целесообразно применять для залежей нефти с режимом растворенного газа.

Замедленная система разработки, при которой разбуривание залежи длится более полугода лет, по порядку ввода скважин в эксплуатацию подразделяется на сгущающуюся и ползущую системы.

Сгущающейся называют такую систему разбуривания пласта, при которой первую группу скважин размещают на всей площади равномерно, а последующие скважины закладывают между ними на все уменьшающихся расстояниях в отношении друг друга и ранее пробуренных скважин вплоть до конечной принятой степени уплотнения. Этую систему следует применять для пластов, характеризующихся значительной фациальной изменчивостью или тектонической нарушенностью, вызывающими большое колебание дебитов по площади.

В данном случае сгущающаяся система позволяет уточнять местоположение последующих эксплуатационных скважин и уменьшать число возможных неудачных скважин.

Ползущей называют такую систему разбуривания пласта, при которой скважины размещают рядами, причем первую группу их закладывают на каком-либо поле пласта с принятой конечной степенью уплотнения, а последующие ряды скважин располагают в направлении от разбуренной части пласта к неразбуренной (но предварительно разведенной). Применение ползущей системы разработки пласта обусловливается:

1) недостаточной разведенностью пласта, когда число эксплуатационных скважин приходится увеличивать по мере приращения дополнительных разведенных фондов; такая система разработки оказывается вынужденной и является следствием запаздывания разведочных работ по сравнению с плановыми заданиями по добыче;

2) большими размерами продуктивной площади, когда одновременное бурение всех запроектированных эксплуатационных скважин по технико-экономическим соображениям невозможно и нецелесообразно;

3) избранной технологической схемой разработки пласта, например, при водонапорном режиме, когда пласт разбуривается по-

средством кольцевых батарей от периферии залежи к центру; в этом случае закладка более трех-четырех батарей при необходимости законтурного нагнетания воды целесообразна и по мере обводнения крайних батарей производится последовательное наращивание новых батарей от периферии к центру залежи нефти.

В последнее время при законтурном заводнении наблюдается тенденция к осуществлению одновременной работы более трех эксплуатационных батарей. Для Бавлинского месторождения доказана целесообразность одновременной работы четырех-пяти батарей. При этом во внешней батарее скважин вскрывается лишь верхняя часть пласта и забойное давление удерживается более высоким по сравнению с забойным давлением во внутренних рядах скважин, в которых пласт вскрывается на всю мощность.

Для пластов с режимом растворенного газа при одном и том же уплотнении сетки скважин наиболее целесообразна сплошная система разработки, при которой достигается максимальная нефтеотдача пласта.

Ползущая система разработки с размещением скважин вверх по восстанию пласта требует предварительного проведения разведочных работ по изучению контуров нефтеносности и периферийных участков залежи.

Применение ползущей системы разработки с движением от разведанной части пласта к неразведенной является нерациональным.

Системы разработки нефтяных пластов с поддержанием пластовых давлений

Согласно мероприятиям по воздействию на пласт применяют следующие системы разработки.

1. Разработка с законтурным заводнением (рис. 145). Данным методом пользуются широко. Он весьма эффективен особенно при хороших коллекторских свойствах пласта и полной его мощности в периферийной части.

2. Разработка с приконтурным заводнением. Этот метод применяют для пластов с сильно пониженной проницаемостью в законтурной части (рис. 146). Уменьшение проницаемости в законтурной части пласта резко снижает поглотительную способность законтурных нагнетательных скважин и обуславливает слабый эффект воздействия на пласт. Данное явление вызывается резким повышением карбонатности пород в этой части залежи, что, по-видимому, связано со вторичными процессами в результате химического взаимодействия нефти и краевых вод в зоне водо-нефтяного контакта. Последнее зависит от химического состава пластовых вод и нефти и от сложных биохимических процессов, протекающих в недрах на контакте вода — нефть. Указанные явления не наблюдаются повсеместно; впервые они были отмечены В. С. Мелик-Пашаевым

при осуществлении нагнетания в процессе разработки подкирмакинской свиты одного из морских месторождений Азербайджана.

3. Разработка с внутриконтурным заводнением. При этом методе воду нагнетают в нагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности. Такую систему разработки применяют как для пластов с ухудшенной проницаемостью в законтурной и приконтурной зонах пласта, так и для пластов с очень большой площадью нефтеносности, для которой одного законтурного завода не достаточно.

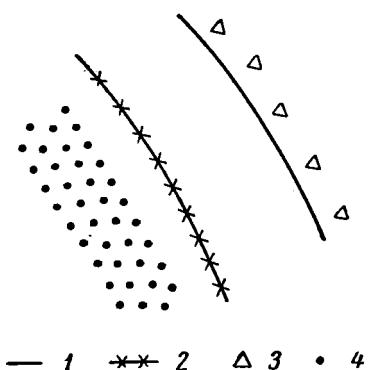


Рис. 145. Схема разработки с за-
контурным заводнением.

1 — внешний контур нефтеносности;
2 — внутренний контур нефтеносности;
3 — нагнетательные скважины; 4 — экс-
плуатационные скважины.

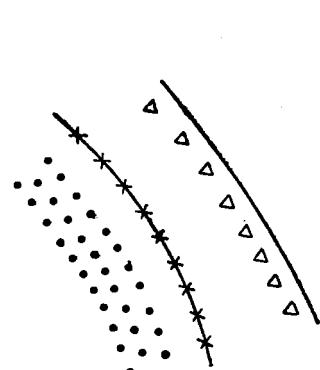


Рис. 146. Схема разработки
с приконтурным заво-
днением.

Условные знаки те же, что и на
рис. 145.

В настоящее время имеются следующие разновидности системы разработки с внутриконтурным заводнением.

1. Осевое (или сводовое) нагнетание воды. Закачка воды производится в нагнетательные скважины, расположенные по осевой линии складки (рис. 147, а). Такой метод известен в практике разработки месторождений США (месторождение Келли-Снайдер, Техас) и применяется обычно для структур, длина которых превышает ширину складки в 2 раза и более.

Заводнение по этому методу является по существу внутриконтурным заводнением без разрезания залежи (оно объединяет осевое и центральное заводнение).

2. Головное заводнение. Нагнетание воды производится в повышенные (головные) участки залежи нефти (рис. 147, б). Этот метод применяется на некоторых месторождениях Апшеронского полуострова (Бинагады, Ленинский район, Сураханы) в связи с ухудшением коллекторских свойств в законтурной зоне.

Головное заводнение осуществляется или самостоятельно или одновременно с контурным (или приконтурным) заводнением. Этот метод по существу аналогичен предыдущему, поскольку вода также закачивается в повышенные участки нефтеносных пластов.

3. Внутриконтурное нагнетание воды с разрезанием залежи нефти на ряд участков (или полос), разрабатываемых самостоятельно путем закачки воды в нагнетательные скважины, расположенные на границе вырезанного участка. Данный метод был предложен А. П. Крыловым для очень крупных пологих залежей нефти платформенного типа и осуществляется на месторождении Ромашкино.

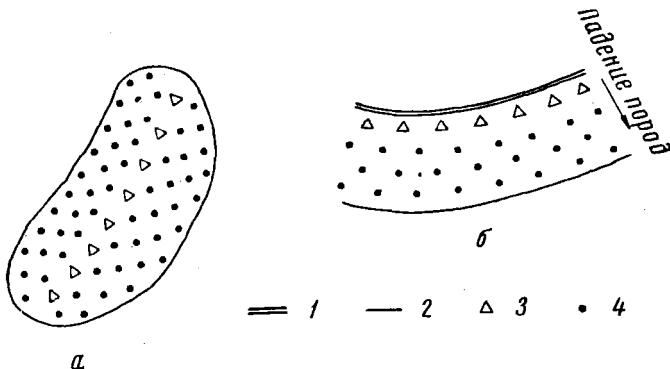


Рис. 147. Схема разработки с внутриконтурным нагнетанием воды.

a — осевое (или сподовое) нагнетание; б — головное заводнение.
1 — верхняя граница залежи; 2 — контур нефтеносности; 3 — нагнетательные скважины; 4 — эксплуатационные скважины.

Схема внутриконтурного нагнетания с разрезанием залежи в комбинации с контурным нагнетанием показана на рис. 148.

4. Центральное внутриконтурное заводнение с расположением в центре залежи кольца нагнетательных скважин небольшого радиуса (охватывающего не более 5% всей площади). Этот метод предложен В. Н. Щелкачевым для крупных залежей нефти; он не требует обязательного разрезания залежи на участки. Такая система разработки весьма целесообразна для пластов с низкой проницаемостью в контурной и приконтурной частях. В этом случае центральное внутриконтурное заводнение применяется самостоятельно. Оно применяется также для очень крупных залежей нефти с целью сокращения срока их разработки и создания условий, обеспечивающих эффективное извлечение запасов нефти. В данном случае при хорошей проницаемости в контурной части центральное внутриконтурное заводнение целесообразно применять в комбинации с контурным заводнением (рис. 149).

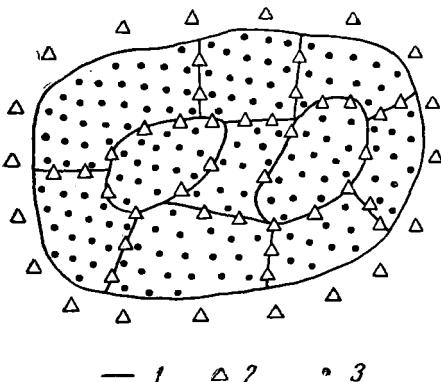


Рис. 148. Схема внутриконтурного нагнетания с разрезанием залежи в комбинации с законтурным нагнетанием.
 1 — контур нефтеносности; 2 — нагнетательные скважины; 3 — эксплуатационные скважины.

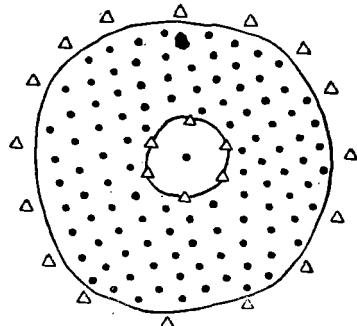


Рис. 149. Схема центрального внутриконтурного заводнения в комбинации с законтурным заводнением.

Условные знаки те же, что и на рис. 148.

§ 6. ИЗУЧЕНИЕ ИСХОДНЫХ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ ОТДЕЛЬНОГО НЕФТИНОГО ГОРИЗОНТА

Возможность проектирования рациональной системы разработки определяется полнотой геологического изучения нефтеносного пласта. Полнодиленное изучение пласта позволяет составить представление о его поведении в процессе будущей эксплуатации и свойствах пластовой жидкости.

Следует, однако, иметь в виду, что исчерпывающие данные в начальную стадию разработки добыть невозможно и полную характеристику нефтеносного пласта можно получить лишь после некоторого периода его эксплуатации и более или менее длительного разбуривания.

В связи с этим на практике проектирование разработки крупных залежей нефти осуществляется в две стадии. На первой стадии, когда о геологическом строении продуктивного горизонта и его производительности имеются данные лишь пробной эксплуатации разведочных скважин, составляют предварительный проект (технологическую схему) разработки, в котором дают первоочередную схему размещения эксплуатационных скважин и систему расположения нагнетательных скважин. На второй стадии после завершения бурения указанных скважин в соответствии с предварительным проектом разработки и полученными дополнительными данными о литологических свойствах коллектора и насыщающих его нефти,

газа и воды составляют генеральный проект разработки и эксплуатации залежи нефти.

Для залежей нефти небольших размеров разбивать проектирование разработки на две стадии нет необходимости.

Однако во всех случаях при проектировании нужно предусматривать последующее корректирование осуществляющей системы разработки. Коррективы будут тем меньше, чем полнее изучена залежь в процессе разведки к моменту составления проекта ее разработки.

При проектировании разработки нефтеносного пласта в основном необходимо учитывать:

- 1) геолого-промышленную характеристику пласта и возможную величину нефтеотдачи в зависимости от геологических особенностей пласта и применения соответствующих мероприятий по его разработке;

- 2) заданные технико-экономические условия по разработке пласта и срок разработки;

- 3) затраты при различных вариантах разработки пласта.

При геолого-промышленном изучении нефтеносного пласта должны быть получены следующие основные данные.

1. Структурная характеристика пласта с построением структурных карт по его кровле и подошве.

2. Литолого-физическая характеристика пласта и его коллекторские свойства. Особенно тщательно необходимо определять мощность пласта с построением карт изопахит, а также карт пористости и проницаемости. Весьма важно установить наличие и характер расчленения пласта на отдельные пропластки (зоны) с построением, если это возможно, зональных карт, характеризующих границы распространения отдельных зон и связь между зонами, и изучить изменение гранулометрического состава пород пласта, а также степень их цементации с целью выявления характера и границ распространения неоднородности пласта. В связи с трудностью определения проницаемости по кернам по всей мощности пласта (так как для определения средней величины этого параметра требуется провести сплошной отбор керна и исследовать в лаборатории значительное число образцов) следует определять проницаемость при помощи гидродинамических и геофизических методов исследования скважин, имея, однако, в виду, что по одним геофизическим данным точную количественную характеристику проницаемости в настоящее время получить не представляется возможным.

Применяя гидродинамические методы, следует определить проводимость пласта:

$$\epsilon = \frac{kh}{\mu} ,$$

где k — проницаемость пласта;

h — мощность пласта;

μ — динамическая вязкость пластовой жидкости.

3. Данные о водонапорной системе, выходах пласта на поверхность с целью установления области питания и естественных условий, благоприятствующих развитию того или иного режима работы пласта.

4. Насыщенность породы нефтью и связанной водой, условия распределения нефтеносности. Особенно тщательно следует изучить карбонатные породы, в которых условия залегания нефти являются сложными. Например, в трещиноватых, пористых доломитах и известняках нужно определить, находится ли нефть только в трещинах (а поры заполнены связанный водой) или же в трещинах и порах породы. Необходимо определить содержание нефти в трещинах и порах, изучив размер, густоту и характер распределения трещин, а также фильтрационные свойства трещин и пористой части породы. При изучении характера распределения нефтеносности следует установить границы нефтеносности, тип (форму) залежи нефти, границы и размеры площади, занятой газо-нефтяным и водо-нефтяным контактами. Используя данные каротажа, испытания скважин и результаты анализа кернов, нужно оценить мощность и характеристику переходных зон. Необходимо бурить специальные скважины для вскрытия пласта с промывкой нефтяным раствором, чтобы тщательно определить содержание связанный воды в пласте.

5. Физико-химические свойства нефти, газа и воды: удельный вес, вязкость, упругость, состав, растворимость газов в нефти в зависимости от давления и температуры. Необходимо изучить свойства пластовой нефти путем отбора глубинных проб ее и определить объемные и фазные изменения, которые происходят при различных давлениях. Наличие всех указанных данных позволит оценить коэффициент подвижности, равный

$$\frac{k_v}{\mu_v} : \frac{k_n}{\mu_n},$$

где k_v и k_n — соответственно фазовая проницаемость для воды и нефти;

μ_v и μ_n — соответственно динамическая вязкость для воды и нефти.

6. Данные о пробных испытаниях скважин для установления дебита и допустимого отбора, определения газового фактора и пластового давления (особенно начального), а также режима работы пласта в процессе пробной эксплуатации; замеры пластовой температуры.

При установлении дебита скважины необходимо определять забойное давление, имся в виду, что чем меньше будет забойное давление, тем больше будет дебит скважины. Однако нельзя в ряде случаев снижать забойное давление ниже некоторого определенного предела из-за близости водо- или газо-нефтяного контактов, выноса

ческа, недопущения выделения газа в пласте, технических условий подъема жидкости на поверхность. В связи с этим при пробных испытаниях скважин следует установить максимальный допустимый отбор нефти (жидкости).

7. Данные всех законтурных скважин для изучения не только нефтенасыщенной, но и окружающей водонасыщенной части пласта с целью получения подробной гидродинамической характеристики продуктивного пласта, а также данных об упругих свойствах пород и коэффициенте пьезопроводности.

Очень важно определить для законтурной части пласта более или менее точно данные о мощности (h), проницаемости (k) пласта и вязкости воды (μ), что позволит оценить проводимость (гидропроводность) пласта (ϵ). Указанные данные позволяют более точно рассчитать предполагаемое падение пластового давления в процессе эксплуатации залежи.

8. Данные о начальных балансовых (общих) запасах нефти (газа) и извлекаемых (промышленных).

При определении коэффициента нефтеотдачи следует изучить условия вытеснения нефти из пор керна и условия извлечения нефти из пласта в целом.

Условия вытеснения нефти из пор керна можно изучить либо путем непосредственного лабораторного исследования вытеснения нефти газом или водой из керна, взятого из продуктивного пласта, либо косвенным путем на основании экспериментального определения нефте-, водо- и газопроницаемости керна и соответствующих данных о раздельной насыщенности и свойствах нефти, газа и воды.

Лабораторные работы надо проводить в таком объеме, который позволил бы полнее выяснить влияние на механизм вытеснения нефти и на остаточную нефтенасыщенность не только поверхностных свойств пластовых жидкостей, но и структурно-механических свойств нефти, а также влияние капиллярных эффектов, явления затухания процесса вытеснения нефти в связи с адсорбцией и т. д.

Условия проведения лабораторных исследований следует приблизить к пластовым условиям, имея, однако, в виду, что полученные результаты экспериментов нельзя полностью и механически переносить в условия пласта.

Полученные экспериментальные данные позволяют оценить возможную отдачу из элемента (керна) пласта.

Для суждения о нефтеотдаче пласта в целом должны быть изучены следующие дополнительные факторы:

1) структурная характеристика продуктивного пласта, показывающая направление и динамику течения жидкостей и роль гравитационных сил;

2) литолого-физические особенности пласта, степень его однородности и монолитности; значительное расслоение пласта на пластки и наличие неоднородности резко снижают нефтеотдачу

пласта, хотя экспериментальная отдача из керна в лаборатории может быть высокой;

3) эффективность нацора воды (или свободного газа), обусловливаемая характером подземного резервуара (открытого или закрытого типа), разностью гипсометрических высот залегания нефтеносного пласта и выходом его на поверхность (для резервуаров открытого типа); при изучении этого вопроса следует учитывать гравитационные силы, так как при хороших коллекторских свойствах эффект плавучести способствует вытеснению нефти из пор и пропластков пласта; в резервуарах закрытого типа гравитационные силы могут играть заметную роль в механизме извлечения нефти из недр, особенно если при высокой проницаемости имеются достаточный наклон пласта и малая вязкость нефти и производится умеренный отбор ее.

Изучение всех указанных выше данных позволит более точно оценить возможную нефтеотдачу при проведении тех или иных мероприятий по воздействию на пласт и применения соответствующих схем размещения скважин. Важным дополнением к этому являются учет опыта разработки аналогичных месторождений и предварительные экспериментальные работы по воздействию на пласт на каком-либо ограниченном участке пласта. Необходима также оценка темпа и норм отбора жидкости, так как от градиента давления зависит скорость течения жидкости. Значительное снижение пластового давления (ниже давления насыщения нефти газом) может вызвать выделение газа, усадку нефти и увеличение ее вязкости, что снижает нефтеотдачу. В то же время при неоднородности пласта и его расслоении на пропластки должно быть предусмотрено изменение темпа отбора и градиентов давления; это обеспечивает лучшее вытеснение нефти из пласта. Чрезмерно высокие отборы нарушают соответствие капиллярных давлений на поверхности раздела, что может привести к неравномерному и неэффективному вытеснению нефти из пласта. Количественная оценка возможной нефтеотдачи, вообще говоря, является сложной задачей, которая может быть окончательно решена лишь после некоторого периода разработки пласта, изучения опыта разработки и анализа кернов, взятых из выработанной части пласта.

§ 7. КРАТКИЙ ОБЗОР РАЗВИТИЯ И СОВРЕМЕННОЙ ПРАКТИКИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ

Принципы рациональной разработки залежей нефти впервые были освещены в докладе М. В. Абрамовича на Всесоюзном совещании по вопросам охраны и рационального использования нефтяных залежей, проходившем в 1925 г. Большое значение имели работы комиссии под председательством акад. И. М. Губкина по разработке Ново-Грозненского и Апшеронского (Майкопского) месторождений, проведенные в 1930 г.

В 1934 г. впервые В. В. Билибиным (для Х пласта месторождения Бухта Ильича) и М. А. Ждановым (для пласта С₂ Апшеронского месторождения) была показана методика выбора различных вариантов размещения скважин на основе геологических данных путем статистической обработки основных показателей: количества скважин, общей добычи, добычи на одну скважину и общего срока разработки; при этом экономические показатели определялись выбором такой системы разработки, которая обеспечивала максимальный коэффициент отдачи. Комплексность, примененная в указанных расчетах, является основой и в настоящее время с той лишь существенной разницей, что вместо несовершенного расчета статистическим методом используются гидродинамические расчеты подземной гидравлики, позволившей поднять на более высокую ступень методику проектирования разработки нефтяных месторождений Советского Союза. Значительно улучшилась и методика экономических расчетов различных проектных вариантов размещения скважин.

Создание подземной гидравлики связано с работами советских ученых (акад. Л. С. Лейбензона и др.), создавших новый отдел гидромеханики, посвященный теории фильтрации газа и нефти в пористой среде. Этому способствовали также работы американских исследователей (особенно М. Маскета) по вопросам подземной гидродинамики и ее приложению к решению некоторых задач эксплуатации залежей нефти.

Большое влияние на развитие знаний в области разработки залежей нефти оказали работы В. Н. Щелкачева, посвященные интерференции скважин, созданию аналитических формул для определения дебита скважин при различных вариантах их размещения, рассмотрению различных схем размещения скважин в зависимости от типа залежи нефти, вопросу размещения скважин в связи с задачей равномерного стягивания контура нефтеносности и т. д.

Значительную помощь в решении задачи о системе размещения скважин оказали экспериментальные лабораторные работы, проведенные А. Н. Снарским, В. М. Барышевым и М. К. Мамедовым, в результате которых были выявлены различные закономерности в отношении интерференции и взаимного влияния как скважин, так и целых групп их.

С 1941 г. под руководством А. П. Крылова коллектив бюро по разработке нефтяных месторождений продолжал развивать теорию разработки.

Новые идеи по разработке нефтяных месторождений успешно были осуществлены на месторождениях Краснодарского края и особенно на Туймазинском месторождении. В широком осуществлении, создании и усовершенствовании мероприятий по поддержанию пластовых давлений и новых (батарейных) схем размещения скважин участвовали промысловые инженеры и геологи.

Большое значение для развития теории и практики разработки имели проекты, составленные в Гипровостокнефти при участии К. Б. Аширова и А. И. Губанова, например проекты разработки ряда месторождений Куйбышевской области (Зольный овраг, Яблоневый овраг).

Значительная работа по внедрению методов разработки и проектированию разработки с поддержанием пластового давления была проведена АЭНИИ и нефтяной экспедицией АН Азерб. ССР под руководством Г. Н. Газиева. Внедрение новых методов разработки с поддержанием пластового давления коренным образом изменило технологию и экономику эксплуатации залежей нефти.

Таким образом, благодаря трудам ученых и инженеров-производственников были теоретически обоснованы и осуществлены на практике рациональные системы разработки нефтяных и газовых залежей на месторождениях Советского Союза. Практика применения этих систем показала их огромное преимущество по сравнению с ранее осуществлявшимися схемами. Внедрение в практику разработки законтурного нагнетания воды в начальную стадию разработки одновременно с батарейным расположением скважин параллельно начальному контуру нефтеносности обеспечило огромную экономию средств и высокую эффективность технико-экономических показателей разработки.

Составление по каждому вновь открытому месторождению перед началом его разработки комплексного (с учетом геологических, гидродинамических и экономических данных) проекта на основе современных достижений науки является коренным отличием нашей нефтедобывающей промышленности от нефтяной промышленности США.

На месторождениях США методы поддержания пластовых давлений обычно начинают применять после некоторого периода их разбуривания, когда спроектированная сетка размещения скважин уже осуществлена без учета последующих мероприятий по рационализации разработки нефтеносного пласта.

Новые методы разработки нефтяных месторождений в СССР по заранее составленным генеральным планам разработки с применением воздействия на пласт уже в начальную стадию разработки особенно рельефно проявились на Туймазинском (Башкирия) и Ромашкинском (Татария) месторождениях.

Туймазинское нефтяное месторождение приурочено к плоской, несколько асимметричной складке северо-восточного простирания. Юго-восточное крыло складки имеет углы падения 2—2,5°, северо-западное крыло значительно положе и его падение измеряется минутами. Промышленные залежи нефти здесь приурочены к девонским отложениям (пашийские слои), к пластам D_1 и D_{II} .

Пласты D_1 и D_{II} сложены кварцевыми песчаниками, мелковернистыми, имеющими в среднем пористость 20—21,5% и проницае-

мость в среднем для D_1 около 510—700 миллиардс и для D_{II} около 375—540 миллиардс. Содержание связанной воды составляет около 8%. Залежь нефти в пласте D_{II} развита лишь в пределах собственно Туймазинской площади, а залежь нефти в пласте D_1 развита более широко и охватывает Туймазинское поднятие и его юго-западное продолжение — Александровскую площадь.

Режим залежей — упруго-водонапорный.

Разработка девонских отложений была начата в 1945 г. Согласно проекту предусматривались:

1) раздельная разработка пластов D_1 и D_{II} ;

2) поддержание давления производить путем закачки воды в нагнетательные скважины, расположенные вдоль внешних контуров нефтеносности на расстоянии от эксплуатационных рядов на северо-западном крыле 5—6 км и на юго-восточном 0,6—1,5 км; расстояние между скважинами 1,5—2 км;

3) разработку пласта D_{II} осуществлять двумя кольцевыми батареями скважин, расположенными внутри контура сплошной нефтеносности, с последующим разбуриванием центральной части; всего пробурить 80 скважин с уплотнением 20 га/скв на расстоянии 500 м между батареями и 400 м между скважинами в батарее;

4) разработку пласта D_1 осуществлять поэтапно; на первом этапе эксплуатационные скважины разместить на северо-западном крыле тремя батареями, а на юго-восточном — двумя батареями с тем же расстоянием между скважинами и батареями, как и на пласт D_{II} .

Ввод в эксплуатацию последующих четвертой, пятой и т. д. батарей скважин намечалось производить после обводнения скважин на 50% соответственно первой, второй и т. д. батарей.

Проектом предусматривалось прекращение эксплуатации скважин, обводнившихся на 50%.

Предполагалось, что оставшаяся в пласте нефть в зоне расположения остановленных эксплуатацией скважин будет добыта скважинами следующей батареи.

Схема разработки Туймазинского месторождения нефти (пласт D_1) с планом расположения батарей эксплуатационных и нагнетательных скважин, а также контуров нефтеносности показана на рис. 150.

Ромашкинское месторождение расположено в юго-восточной части Татарской АССР. Первая промышленная нефть из девона (пашийские слои) была получена в 1948 г. (из пласта D_1). Разработка месторождения началась с 1952 г.

Ромашкинское месторождение представляет собой почти плоское, платообразное поднятие. Месторождение, имеющее в общем виде простое строение, в деталях характеризуется довольно сложной

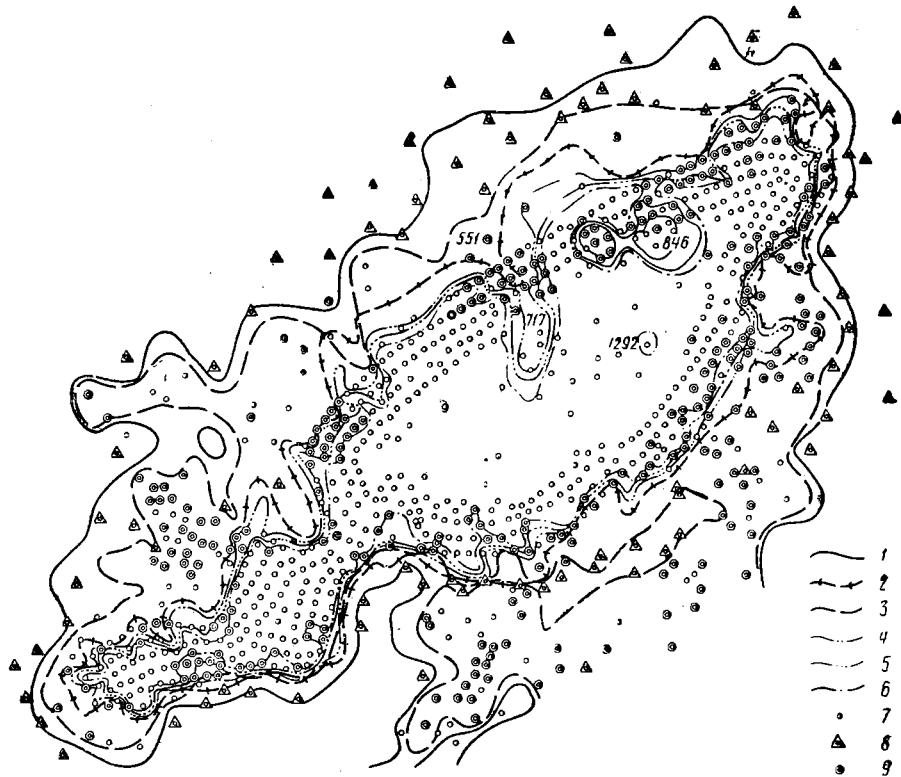


Рис. 150. Схема разработки Туймазинского месторождения нефти (пласт D_1).

1 — начальный внешний контур нефтеносности; 2 — начальный внутренний контур нефтеносности; 3 — внешний контур нефтеносности по состоянию на 1/1 1953 г.; 4 — внутренний контур нефтеносности по состоянию на 1/1 1955 г.; 5 — внутренний контур нефтеносности по состоянию на 1/1 1958 г.; 6 — внутренний контур нефтеносности по состоянию на 1/1 1958 г.; скважины: 7 — эксплуатационные и другого назначения, 8 — нагнетательные, 9 — давшие воду.

тектоникой и наличием узких прогибов, небольших куполовидных поднятий и т. д. Углы падения структуры не превышают 1° .

Основным объектом разработки является пласт D_1 , который представлен мелковернистыми песчаниками и песчаными алевролитами, разделенными прослойями аргиллитов. Пористость песчаников колеблется от 15 до 23,4%, а алевролитов от 8 до 12,4%. Проницаемость песчаников колеблется в пределах 200—1200 миллидарси, а алевролитов 20—300 миллидарси. Пласт D_1 расслоен на отдельные более мелкие пласты, число которых достигает пяти; все они принадлежат единому гидродинамически связанному подземному резервуару с общим зеркалом водо-нефтяного контакта. Содержание связанной воды оценивается в размере 17,6%.

Режим пласта упруго-водонапорный. Применение одного контурного заводнения для Ромашкинского месторождения являлось недостаточным, так как в этом случае нельзя было бы обеспечить необходимый уровень добычи, и срок разработки месторождения затянулся бы на 250–300 лет.

В связи с указанным явилась мысль вести разработку месторождения путем внутренеконтурного нагнетания, разрезав всю залежь нефти нагнетательными скважинами на ряд более мелких площадей с разработкой каждой из них самостоятельными рядами эксплуатационных скважин. На рис. 151 показана схема разрезания Ромашкинского месторождения на отдельные площади для их самостоятельной разработки. Порядок ввода в разработку отдельных площадей намечается поэтапно путем последовательного разбуривания их эксплуатационными скважинами. Все остальные положения по разработке отдельных площадей — расположение скважин батареями параллельно линиям разрезания с последовательным переносом фронта нагнетания скважин, отключение эксплуатационных скважин на ранней стадии обводнения и превращение их в нагнетательные намечено проводить аналогично тому, что уже выше было указано для Туймазинского месторождения. При этом для Ромашкино намечается более редкая сетка расположения эксплуатационных скважин — от 24 до 60 га/скв.

Практика разработки нефтяных месторождений позволяет высказать следующие соображения.

1. Вариант разработки с внутренеконтурным нагнетанием и разрезанием залежи нагнетательными скважинами требует дальнейшего изучения, так как не является наилучшим и единственным способом интенсификации добычи в крупных месторождениях. Более того, он имеет существенные недостатки, заключающиеся в трудности контроля за обводнением залежи, угрозой в связи с этим возможных потерь нефти и прочими трудностями эффективного извлечения нефти в последующие (а не в начальный) этапы разработки, когда в залежь будет закачано много воды и она окажется сильно обводненной.

2. Применение многоэтапности разработки месторождения и отдельных его площадей с вынужденной консервацией различных частей месторождения на те или иные сроки не является рациональным,

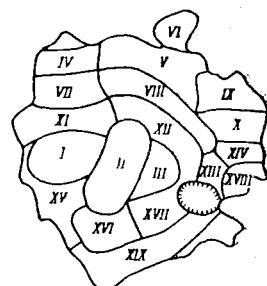


Рис. 151. Схема разрезания Ромашкинского месторождения нефти на отдельные площади.

I — Миннибаевская; II — Абдрахмановская; III — Павловская; IV — Березовская; V — Чищминская; VI — Ташилинская; VII — Североальметьевская; VIII — Алькаевская; IX — Североазнакаевская; X и XIV — Азнакаевская; XI — Альметьевская; XII — Восточносылтевская; XIII — Сулеевская; XV — Зей-Каратайская; XVI — Ромашкинская; XVII — Зеленогорская; XVIII — Южноазнакаевская; XIX — Лениногорская.

так как может приводить к преждевременному обводнению отдельных участков и к недовыработке нефти.

3. Осуществлять систему размещения скважин со значительным сгущением их к центру и производить расчет расстояний между скважинами по номограммам, базирующимся на представлении об однородности продуктивного пласта, а также на ошибочном предположении, что вся нефть из периферии под действием нагнетаемой воды переместится в центр залежи, является нерациональным.

4. Проектировать обязательный перенос фронта нагнетания и вынужденное отключение батарей скважин на ранней стадии их обводнения (в связи с эффектом экранирования) является нерациональным, так как приводит к неполному отбору нефти из частично обводненной площади и возможному снижению коэффициента отдачи.

5. Не следует игнорировать разбуривание водоплавающей зоны скважинами, полагая, что вся периферийная часть нефти может быть отобрана центральными скважинами; неучет необходимости разбуривания водоплавающей зоны может привести к значительному недобору промышленных запасов нефти.

6. Не следует:

а) рассчитывать, что отбор основных промышленных запасов нефти может быть произведен при среднем содержании воды 15—25% (тем более в водоплавающих залежах нефти); эти расчеты не подтверждаются практикой разработки нефтяных месторождений;

б) проектировать одинаковые забойные давления во всех батареях скважин, такие давления приводят к преждевременному обводнению внешней батареи, имеющей наибольшее число скважин, предопределяют неравномерное продвижение контура нефтеносности и создают большую неравномерность дебитов скважин в первой и последующих батареях, вызывая искусственную экранизацию;

в) игнорировать применение форсирования эксплуатации в процессе разработки или проектировать применение ее (и вообще до разработки) лишь после длительного бездействия отдельных участков месторождения в связи с вынужденным прекращением их эксплуатации; в последнем случае не обеспечивается получение высокого коэффициента нефтеотдачи;

г) производить экономическую оценку составленных вариантов разработки лишь по числу спроектированных скважин и предполагать получение одинаковой нефтеотдачи при любых вариантах расположения батарей и скважин в них; такие экономические расчеты совершенно не учитывают необходимости полного извлечения нефти из недр.

Изучение опыта разработки месторождений США (по данным Ф. А. Гришина) показывает следующее.

1. Коэффициенты нефтеотдачи для песчаных однородных гравийных коллекторов, как правило, выше, чем для трещиноватых и невыдержаных коллекторов.

2. Для песчаных гранулярных коллекторов коэффициент нефтеотдачи колеблется от 0,689 (при плотности скважин 2,8 га/скв) до 0,447 (при 11,8 га/скв).

3. Для трещиноватых и невыдержаных коллекторов коэффициент нефтеотдачи колеблется от 0,599 (при 0,6 га/скв) до 0,227 (при 16,2 га/скв).

Естественно, что приведенными цифровыми данными руководствоваться совершенно невозможно и их следует рассматривать с точки зрения их тенденции. Можно лишь отметить, что практика разработки месторождений в США указывает на то, что коэффициент нефтеотдачи зависит от выбранной сетки размещения скважин.

Нельзя считать, что при любой сетке размещения скважин (о чем имеются неправильные высказывания в печати) может быть получен один и тот же принимаемый по проекту разработки коэффициент нефтеотдачи. Выбор широкой сетки размещения скважин должен обязательно сопровождаться применением мероприятий по воздействию на пласт и расчетами коэффициента нефтеотдачи при той или другой сетке размещения скважин с учетом особенностей геологического строения продуктивного пласта.

Мнение о том, что любая широкая сетка размещения скважин может обеспечить желаемый и планируемый коэффициент нефтеотдачи, является глубоко ошибочным и не подтверждается практикой разработки нефтяных месторождений.

Приведенная выше характеристика современной практики проектирования и осуществления разработки крупных нефтяных залежей показывает, что нужно усовершенствовать применяемые системы разработки и создать новые методы разработки, не только обеспечивающие текущие высокие технико-экономические показатели, но и более полно учитывающие природные геологические условия с целью максимального извлечения из недр нефти.

В последние годы все больше и больше в разработку вовлекаются месторождения, в которых залежи нефти приурочены к карбонатным коллекторам. Условия разработки такого типа месторождений еще недостаточно изучены. Однако некоторые данные можно привести по практике разработки месторождений Ишимбайского Приуралья.

В указанных месторождениях нефть приурочена к рифовым известнякам артинского возраста. Она заполняет каверны, поры и трещины и занимает в теле массива верхнюю часть; внизу нефть подстилается водой, не имеющей напора. В процессе длительной эксплуатации подъем водо-нефтяного контакта не наблюдается.

В целях повышения коэффициента нефтеотдачи в некоторых месторождениях собственно ишимбайской группы месторождений проводилось нагнетание воды в центральной части залежи в подошвенную, водянную часть рифового массива. Это мероприятие позволило повысить пластовое давление и в 2 раза увеличить отбор нефти.

Аналогичные проекты разработки с поддержанием пластового давления путем закачки воды в поднефтяную часть залежи с расположением скважины по оси рифа составлены для Казанковского и Введеновского месторождений.

Для более эффективного извлечения нефти из залежей, приуроченных к рифовым массивам, характеризующимся бессистемным распределением пористости, трещиноватости и кавернозности, Г. П. Ованесов считает целесообразным бурить дополнительные наклонные и горизонтальные скважины в пределах нефтяной части пласта с целью увеличения поверхности фильтрации в скважинах и вскрытия более пористых разностей известняков.

§ 8. ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ ПО ГЕОЛОГИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Для проектирования разработки нефтеносного пласта необходимы, как уже указывалось, исходные данные, которые должны быть получены на первом этапе разведки. Эти данные, подробно рассмотренные в § 1 и 6 настоящей главы, являются основой для проектирования разработки.

Уже с самого начала разработки должен быть намечен план исследовательских работ и пробурены наблюдательные и оценочные скважины в центре залежи, которые в дальнейшем дадут возможность уточнять и контролировать принятую систему разработки. Важно также иметь за пределами залежи (за кольцом нагнетательных скважин) пьезометрические скважины для контроля за процессом законтурного заводнения и, в частности, для своевременного учета утечки воды в законтурную зону.

Учет всех указанных выше данных обеспечит наиболее эффективное и своевременное корректирование осуществляющей системы разработки нефтяной залежи.

Выбор той или другой системы разработки зависит в первую очередь от формы и размера залежи нефти, структуры и литолого-физических свойств продуктивного пласта и режима работы залежей.

Формы залежей нефти

По форме нефтяные залежи в зависимости от их принадлежности к структурному, стратиграфическому или литологическому типу подразделяются на различные группы.

При проектировании разработки в общем виде могут быть рассмотрены следующие группы нефтяных залежей.

1. Залежи нефти, приуроченные к очень крупным брахиантклинальным поднятиям платформенного типа. Они характеризуются ярко выраженной крупными размерами и приурочены к структурам, весьма слабо выраженным, представляющим собой пологие поднятия с углами падения от нескольких десятков минут до 5° . В пре-

делах такого обширного поднятия иногда наблюдаются еще дополнительные локальные более мелкие поднятия. Продуктивные горизонты обычно представлены мелкозернистыми песчаниками и алевролитами, переслаивающимися друг с другом и с глинами. Характерной чертой продуктивных горизонтов является их значительная фациальная изменчивость, затрудняющая прослеживание отдельных пропластков даже от скважины к скважине. Приуроченность залежей нефти к весьма пологим поднятиям обусловила большие размеры приконтурных (водоупорных) зон, ширина которых достигает нескольких километров. Залежи нефти характеризуются упруго-водонапорным режимом, эффективность которого при огромных размерах продуктивной площади менее отчетливо сказывается в центральной части поднятия. Эти особенности строения такого типа залежей нефти весьма затрудняют их эффективную разработку.

Исходные данные о геологическом строении пластов и их промысловово-технологической характеристике для такого типа залежей получить очень трудно. Однако недопустимо начинать разработку месторождения до получения основных геолого-промышленных данных или вести разведку и разработку одновременно. Тем не менее бывают случаи, когда приходится разрабатывать отдельные разведанные участки до окончания разведки месторождения в целом.

Несомненно, что изучение таких крупных месторождений и уточнение их строения будет продолжаться в течение всего периода разработки залежи нефти (это обязательно приведет к необходимости корректирования выбранной системы разработки), но основные руководящие параметры должны быть получены на первом этапе разведки, без чего нельзя начинать работы по проектированию разработки.

2. Залежи нефти, приуроченные к куполовидным поднятиям платформенного типа. Они обычно характеризуются большими размерами и приурочены также к слабо выраженным структурам, представляющим собой весьма пологие поднятия. Для продуктивных горизонтов обычно характерны большая фациальная изменчивость и непостоянство коллекторских свойств.

3. Залежи нефти, приуроченные к эрозионным и рифовым массивам. Размеры рифовых месторождений обычно невелики: длина 0,7—7 км и ширина 0,3—1 км; высота залежей нефти достигает 400 м. Слоны массивов обычно очень крутые с углами падения 35—45°. Распределение коллекторов в теле массива в вертикальном и горизонтальном направлениях, как правило, неравномерное и бессистемное. Пористость нефтеносных известняков колеблется в пределах 2—25% и иногда более (в ситчатых разностях известняков). Нефть занимает в теле массива верхнюю часть и подстилается водой. Она заполняет не только каверны и поры, но и трещины пород. Вода, подстилающая нефть, обычно не имеет напора. Режим в рифовых залежах в первый, очень короткий период является упру-

гим, а затем в них начинает преобладать режим растворенного газа.

4. Залежи нефти, приуроченные к брахиантиклинальным складкам геосинклинального типа с нарушениями или без них. Здесь наблюдается большое разнообразие структурных форм. В одном случае складки по форме приближаются к куполу, в другом они являются сильно вытянутыми брахиантиклиналями. Иногда свод складки пологий и поднятие имеет сундучную форму. Встречаются складки симметричные с крыльями, наклоненными под равными или близкими углами, а также асимметричные складки с крыльями, падающими под разными углами. Дизъюнктивные нарушения иногда играют в строении складок и формировании залежей нефти и газа существенную роль, разбивая всю площадь на отдельные продуктивные блоки. Продуктивные горизонты имеют большую или меньшую фациальную изменчивость и обычно характеризуются высокими коллекторскими свойствами. По размерам складки обычно во много раз меньше складок платформенного типа и представлены хорошо выраженными структурами. В большинстве структур наблюдается водонапорный режим, а в некоторых структурах режим газовой шапки и режим растворенного газа.

5. Залежи нефти, приуроченные к моноклиналям. Эти залежи связаны со структурными осложнениями моноклинали: с разрывами, с зонами выклинивания или зонами стратиграфических несогласий. Особенностью месторождений данного типа является смещение контуров залежей нефти и газа при рассмотрении их в плане. Форма контуров выклинивания может быть самой разнообразной: линейной, языковидной, фестонообразной, заливообразной и т. п. Продуктивные горизонты характеризуются изменчивостью фациальных и коллекторских свойств. Часто они имеют пластовый характер, но нередко литологически или стратиграфически экранированы. Иногда продуктивные горизонты имеют форму линз песка и песчаника среди глин или мергелистых пород, будучи литологически ограниченными со всех сторон. Режимы залежей нефти весьма разнообразны; наблюдается водонапорный режим, газонапорный (режим газовой шапки) и режим растворенного газа.

6. Залежи нефти, связанные с солянокупольными структурами. Особенностью строения солянокупольных поднятий является наличие в них соляного ядра, имеющего иногда вид штока или каравая. Структуры характеризуются обилием дизъюнктивных нарушений, создающих благоприятные условия для появления тектонически экранированных залежей нефти. Здесь в то же время широко развиты литологически и стратиграфически экранированные залежи. Обычно залежь нефти разбита на изолированные блоки. Продуктивные горизонты обычно характеризуются значительной фациальной изменчивостью и изменчивостью коллекторских свойств. Режимы нефтяных горизонтов и даже отдельных блоков весьма разнообразны.

Разработка от периферии к центру и от центра к периферии залежи

Одно время считали, что залежи нефти, приуроченные к брахантиклинальным складкам геосинклинального типа (особенно при водонапорном режиме), необходимо разрабатывать в направлении от центра к периферии. Эта точка зрения соответствовала проектированию первых разведочных скважин в сводовой части складки, при получении нефти в которых разработку залежи вели в направлении от свода к крыльям, чтобы избежать неудачных скважин вследствие недостаточности, как правило, объема разведочных работ.

В 1923 г. И. Н. Стрижов впервые поставил вопрос о целесообразности разработки залежи нефти в направлении от крыльев складки вверх по восстанию пласта к своду. Он рекомендовал опоясывать купол линией скважин, располагаемых немного выше водораздельной линии, т. е. границы между нефтью и водой. При этом, указывал он, под куполом будут скапливаться газы и под их давлением нефть будет поступать в скважины. Эту систему разработки резко критиковали. Академик И. М. Губкин указал, что при системе разбуривания залежи нефти в направлении от крыльев к своду наблюдается большой процент неудачных скважин (при недостаточной разведке) и, кроме того, быстрое обводнение эксплуатационных скважин. Таким образом, основными аргументами при отрицании системы разработки от периферии к центру являлись низкая экономическая эффективность эксплуатационных скважин и слабая разведка периферийной части залежи.

В современных условиях, когда перед проектированием разработки осуществляется достаточно полный объем разведочных работ на месторождении, с геологической точки зрения является безразличным, в каком направлении будут передвигаться ряды эксплуатационных скважин — от центра к периферии или от периферии к центру. Аналогичный вывод при водонапорном режиме получается и по данным гидродинамических расчетов для залежи нефти, площадь нефтеносности которой такова, что скважины, пробуренные в ее центральной части, не оказываются практически экранированными при вводе в эксплуатацию всех скважин после полного разбуривания всей залежи. Эти выводы относятся к залежам нефти, для разработки которых достаточно спроектировать три эксплуатационные батареи. В данных условиях системы разработки от центра к периферии и от периферии к центру оказываются равноценными.

Для очень крупных залежей с большими промышленными запасами нефти и площадями нефтеносности, на которых проектируется много (более трех) батарей скважин, система разработки от периферии к центру имеет ряд преимуществ перед системой разработки от центра к периферии. Суммарные дебиты скважин центральных

батарей и средние дебиты скважин при разработке от центра к периферии соответственно значительно меньше суммарных дебитов того же числа скважин внешних батарей и средних дебитов при разработке залежи от периферии к центру. Для увеличения суммарного дебита при системе разработки от центра к периферии приходится бурить новые батареи скважин, которые сильно экранируют ранее пробуренные центральные скважины, что сильно снижает эффективность разработки. Всякого рода задержки в проведении контурного заводнения особенно отражаются на разработке от центра к периферии, и пробуренная сначала сравнительно тесная группа центральных скважин оказывается в более тяжелом положении, чем периферийные скважины внешней батареи.

Совершенно очевидно, что в зависимости от особенностей геологического строения пласта могут быть внесены значительные корректировки в высказанные выше соображения, основанные на гидродинамических расчетах. Например, при малой мощности и плохих коллекторских свойствах пласта в периферийной части может оказаться более выгодной разработка от центра к периферии; при лучших коллекторских свойствах в периферийной части может быть более экономичной и выгодной система разработки от периферии к центру.

Таким образом, выбор соответствующего варианта разработки должен основываться на геологических особенностях пласта и сопровождаться гидродинамическими и экономическими расчетами.

Разработка с контурным заводнением

Законтурное заводнение является наиболее распространенным методом воздействия на пласт в современной практике разработки залежей нефти. При этой системе разработки предусматривается размещение нагнетательных и эксплуатационных скважин кольцевыми рядами вдоль контуров нефтеносности. Такая система оказалась вполне эффективной при разработке ряда залежей нефти нередко больших размеров, приуроченных к пологим платформенным структурам.

При разработке крупных залежей нефти длиной 25–35 км и шириной 12–15 км, с площадью нефтеносности 200–400 км² и более принимают расстояния между скважинами в рядах 400–500 м, а расстояния между рядами батарей скважин 500–600 м. На каждом крыле структуры бурят шесть, а иногда восемь батарей эксплуатационных скважин. При проведении контурного заво-днения во избежание экранирования обычно бурят в первую очередь три батареи скважин. В этом случае, как показала практика разработки ряда месторождений Башкирии, Татарии и Поволжья, годовая добыча достигает 7% от промышленных запасов нефти; на

месторождении Зольный овраг в Куйбышевской области отбор нефти достигал 10%.

Вопрос о темпах отбора имеет большое значение. Установление соответствующих темпов отбора нефти и оптимальных сроков разработки залежи является одной из важнейших задач проектирования и осуществления разработки. Полноценное решение указанного вопроса в ряде случаев вызывает большие трудности из-за сложного строения и изменчивых физических свойств нефтяных пластов.

Совершенно очевидно, что формальное установление темпа отбора путем определения соотношений годовой добычи нефти к начальным ее запасам, без учета геологических особенностей строения продуктивного пласта, является неправильным. В связи с тем, что на темп разработки влияет ряд различных факторов, значение которых в отдельности не изучено, наилучшим фактором оценки интенсивности разработки является скорость стягивания контура нефтеносности. Этот показатель отражает геологическую характеристику нефтяного пласта, энергетические свойства пласта и искусственные мероприятия по воздействию на пласт.

Кроме того, скорость вытеснения нефти влияет на суммарную нефтеотдачу пласта и может в некоторой степени свидетельствовать о рациональности применяемой системы разработки. При наличии низких скоростей стягивания контуров нефтеносности градиенты давлений, создаваемые в пласте, не обеспечивают эффективного вытеснения нефти из пор, особенно из пор малого размера, в которых нефть будет удерживаться капиллярными силами. При весьма высоких скоростях могут образоваться языки обводнения, что может привести к неравномерному и неполному вытеснению нефти из пласта.

В обоих случаях это приводит к снижению, иногда значительному, коэффициента нефтеотдачи.

В связи с указанным при установлении оптимальных темпов отбора следует учитывать не только мероприятия по воздействию на пласт, но и геологические факторы: форму залежи нефти, структуру порового пространства, литологическую однородность пород, свойства пластовых жидкостей, так как все они влияют на скорость стягивания контура нефтеносности.

Как уже указывалось, при существующей практике разработки крупных залежей нефти после продвижения фронта нагнетаемой воды к первому внешнему ряду скважин бурят четвертый и последующие внутренние кольцевые ряды эксплуатационных скважин.

Перенос фронта нагнетания и вынужденное поэтапное отключение батарей скважин являются серьезными недостатками при осуществлении разработки крупных залежей нефти с законтурным заводнением в чистом виде.

Законтурное заводнение в чистом виде дает весьма значительный эффект и не имеет указанных выше недостатков при разработке залежи нефти средних и малых размеров, когда имеется не более четырех батарей скважин. Благоприятными геологическими условиями при законтурном заводнении являются однородные коллекторские свойства пласта или лучшие коллекторские свойства в периферийной части складки. При резко ухудшенных коллекторских свойствах пласта в периферийной части складки или при нарушениях применять законтурное заводнение для всей залежи нерационально.

Осуществление законтурного заводнения с переносом фронта нагнетания до полного обводнения скважин крайней батареи может привести к неполному отбору запасов и большой потере нефти. Практика показала, что даже при полном обводнении скважин последующая форсированная эксплуатация их позволяла получать дополнительное количество нефти. Большой эффект дала форсированная эксплуатация ряда месторождений Азербайджана, Казахстана и других нефтяных районов.

Анализ разработки грозненских месторождений, которые в противоположность месторождениям платформы характеризуются устойчивостью фаций, высокими коллекторскими свойствами песчаников, резко выраженной структурной формой пластов и эффективностью водонапорного режима, показал, что даже при этих условиях трудно обеспечить равномерное стягивание контура нефтеносности и что за контуром нефтеносности остаются невыработанные целики нефти. Например, в процессе разработки XVI пласта Октябрьского месторождения нефти и VI пласта Старо-Грозненского месторождения возникла задача проектирования и осуществления форсированной эксплуатации.

В залежах нефти, приуроченных к пологим структурам платформенного типа, неравномерность стягивания контуров нефтеносности и фронта продвижения нагнетаемой воды оказывается особенно резко выраженной. В связи с этим в отдельных пластах крупных месторождений Волго-Уральской нефтеносной области из-за неравномерности продвижения фронта нагнетаемой воды появились в зонах повышенной проницаемости пласта значительные и глубоко вдающиеся к центру залежи языки обводнения. Это привело некоторых работников к мысли отказаться от борьбы за равномерное стягивание контура нефтеносности и прибегнуть к разрезанию залежи путем увеличения объема закачки в зонах образования языков обводнения. Другие исследователи считают, что оказывать активную помощь по дальнейшему расширению образовавшегося языка обводнения является неправильным; следует бороться за равномерное продвижение контура нефтеносности (фронта продвижения нагнетаемой воды). Последнюю точку зрения следует считать более правильной, так как при допущении неравномерного стягивания контура утрачивается возможность управления процессом законтурного

заводнения и создается опасность оставления большого количества нефти за наступающим фронтом нагнетаемой воды в прослоях с меньшей проницаемостью. Отказ от борьбы за равномерное продвижение контура нефтеносности приводит к преждевременному переходу наплощадное заводнение, требующее закачки большого количества воды и извлечения огромного количества жидкости при относительно малом процентном содержании в ней нефти.

Для обеспечения равномерного стягивания контура нефтеносности необходимо применять следующие технические средства.

1. Дифференциацию давлений нагнетания на устьях нагнетательных скважин; применение повышенных давлений нагнетания в скважинах, расположенных в зонах пласта с худшой проницаемостью и с худшой продуктивностью и, наоборот, относительно пониженных давлений в скважинах с лучшей поглотительной способностью. Опыты по такой дифференциации давлений нагнетания, осуществленные на Туймазинском нефтяном месторождении в Башкирии, дали вполне положительные результаты: повышение давления нагнетания до 90 ат на отдельных скважинах, т. е. на 25—30 ат больше обычной величины давления нагнетания позволило увеличить приемистость этих скважин в 1,5—2 раза.

Наряду с дифференциацией давлений на устьях скважин при закачке воды в пласт следует применять раздельную закачку в различные части пласта, характеризующиеся различной проницаемостью, что успешно начали осуществлять в Ромапкинском месторождении.

2. Сгущение нагнетательных скважин в зонах пониженной проницаемости и продуктивности пласта с целью компенсации худшей поглотительной способности скважин увеличением общего объема закачки в этих зонах.

3. Воздействие на призабойные зоны нагнетательных скважин: механическое воздействие (гидравлический разрыв и др.) и различные способы химического воздействия (кислотная обработка забоев и т. п.).

4. Обычные методы регулирования закачки воды в нагнетательные скважины и отбора нефти из эксплуатационных скважин.

Анализ разработки XIII пласта Октябрьского нефтяного месторождения, проведенный В. П. Милодоровым под руководством М. А. Жданова, позволил выделить три этапа разработки. Первый этап характеризовался безводной добычей нефти. Он составил 16,8 % всего периода разработки. В течение его отобрано 12,5 % всего запаса нефти. Для второго этапа было характерно нарастание содержания воды, достигшего к концу этапа 39,2% всей добычи жидкости. К концу этапа отобрано 83% всего запаса нефти (т. е. в течение собственно второго этапа отобрано 70,5% запаса нефти) и общий срок разработки достиг 42,8% всего срока разработки. Третий этап характеризовался нарастанием содержания воды,

достигшего к концу этапа 99,2%. В течение его отобрано всего 17% запаса нефти. Срок разработки составил 57,2% срока разработки залежи (рис. 152).

Следует отметить, что водо-нефтяной фактор к концу второго этапа составил 0,16 : 1, когда из залежи было отобрано 83% запаса нефти, а к концу третьего этапа — 16,92 : 1.

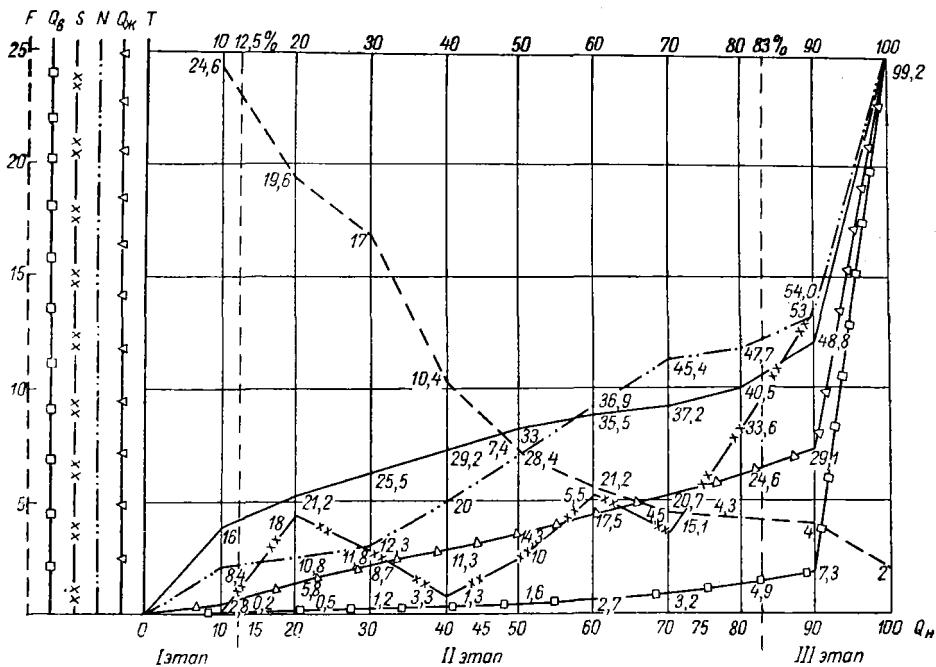


Рис. 152. Диаграмма разработки XIII пласта Октябрьского месторождения нефти.

F — площадь на одну скважину в га; Q_B — количество добытой воды в % от количества воды, добытой за весь период разработки; S — количество воды в процентах к добытой жидкости; N — число эксплуатировавшихся скважин в % от общего числа скважин; $Q_{ж}$ — количество добытой жидкости в процентах от количества жидкости, добытой за весь период разработки; T — время в процентах от всего периода разработки; Q_N — отбор нефти в процентах от всего запаса нефти.

Небольшая величина водо-нефтяного фактора на втором этапе объясняется тем, что количество воды в общей добыче жидкости, составляющее 39,2%, характеризует лишь последний год разработки на этом этапе. Общее же количество добываемой воды по отношению к количеству воды, извлеченной за весь период разработки, составило всего 4,9% (при отборе нефти, составившем к концу этапа 83% начального промышленного запаса, а в течение этапа

70,5%). Средний процент обводненности в течение собственно второго этапа составил

$$\frac{0,16 \times 100}{1,16} \approx 14\%.$$

Таким образом, третий этап характеризуется проникновением воды по подошве пласта в сводовую часть залежи и частичным разобщением всей залежи на отдельные нефтяные поля.

В залежах нефти платформенного типа следует ожидать еще более тяжелые условия в последний (а возможно, и значительно раньше) этап разработки из-за большой фациальной изменчивости пород и их пологого залегания, при котором гравитационный фактор разделения нефти и воды будет играть значительно меньшую роль. Неоднородность пласта может привести к преждевременному разделению залежи нефти на отдельные нефтяные поля, контроль за которыми весьма затруднен.

Все сказанное подтверждает необходимость обеспечения равномерного стягивания контура нефтеносности. Во избежание преждевременного проникновения воды в срединные части залежи нужно путем осуществления комплекса рассмотренных выше мероприятий обеспечить на возможно более длительный срок нормальные условия эксплуатации залежи для достижения суммарного отбора нефти в размере 70—80% от запаса нефти.

В связи с указанным следует вести борьбу с языками обводнения особенно в первую стадию разработки, в течение которой следует обеспечить для крупных залежей нефти равномерное стягивание контура нефтеносности в целях достижения отбора нефти в размере 60—70% от промышленных запасов; после чего появление непреодолимых языков обводнения уже не сможет существенно повлиять на уменьшение коэффициента нефтеотдачи. Для залежей нефти меньших размеров, площадь которых не превышает 100 км², трудности борьбы с языками обводнения значительно уменьшаются и можно нередко обеспечить равномерное стягивание контура нефтеносности вплоть до получения 80% от промышленного запаса нефти.

Ввиду того, что для большинства нефтяных залежей характерны неоднородность и различная продуктивность отдельных участков, обеспечить равномерное стягивание контура нефтеносности до полной выработки залежи не представляется возможным. По истечении более или менее длительного времени первоначально единая залежь может оказаться разобщенной на нефтяные поля, отделенные одно от другого водой. С этого момента наступает вторая стадия разработки, при которой может возникнуть необходимость самостоятельной разработки разобщенных нефтяных полей. Однако разработка и эксплуатация разобщенных нефтяных полей также требуют соблюдения основного правила равномерности стягивания

контура нефтеносности, но уже применительно к каждому разобранному полю. Для этого должно быть предусмотрено соответствующее размещение нагнетательных скважин и продолжен процесс законтурного заводнения, если разобщенные нефтяные поля имеют достаточно большие размеры.

«Естественное» разрезание залежи при неравномерном продвижении контура нефтеносности и искусственная активизация продвижения воды в срединные части залежи нефти приведут к преждевременному началу третьего этапа разработки со всеми вытекающими отсюда затруднениями извлечения нефти, которые уже были указаны при рассмотрении примера разработки XIII пласта Октябрьского месторождения нефти. С начала третьего этапа разработки потребуются огромные непроизводительные затраты на извлечение из пласта очень больших количеств жидкости при малом содержании в ней нефти.

В связи с этим возникает необходимость форсированного отбора жидкости уже на ранней стадии эксплуатации, что, несомненно, повысит коэффициент нефтеотдачи. Форсированная эксплуатация на ранней стадии разработки обеспечит также сокращение срока разработки на третьем этапе, неблагоприятные технико-экономические показатели которого, к сожалению, иногда не учитываются в составляемых и осуществляемых проектах разработки.

Законтурное заводнение, как уже указывалось, является весьма эффективным для залежей нефти малых и средних размеров. Для крупных и очень крупных нефтяных залежей законтурное заводнение в чистом виде оказывается неэффективным, так как требует поэтапного переноса фронта нагнетания и вызывает временную консервацию центральной части залежи на длительный срок. В связи с этим для таких залежей, помимо законтурного заводнения, необходимо предусматривать дополнительные мероприятия, которые будут рассмотрены ниже.

Разработка с приконтурным заводнением

Анализ разработки ряда нефтяных месторождений Апшеронского полуострова показал интересные особенности поведения некоторых нефтеносных пластов, в которых наблюдался режим растворенного газа. В частности, несмотря на долголетнюю разработку их и значительное снижение пластового давления в нефтяной части залежи, продвижение контура водоносности оказывалось незаметным.

Например, разработка подкирмакинской свиты Бинагадинского месторождения в течение 50 лет не вызвала изменений в положении водо-нефтяного контакта, хотя давление в залежи снизилось с 60 до 5 atm. В той же свите острова Артема, разрабатываемой 25 лет, также не установлено перемещение контура водоносности

при снижении давления в центральной части залежи с 70 до 7 ат. Аналогичное явление установлено и в Сураханском месторождении (южное поле), где подкирмакинская свита залегает на большой глубине (2800 м) и где положение водо-нефтяного контакта не претерпело существенных изменений, несмотря на значительную разность пластовых давлений, наблюдавшихся в двух соседних скважинах, расположенных по обе стороны от контура водоносности.

Сопротивление движению воды в пласте оказывает не только увеличивающаяся вязкость нефти в приконтурной зоне, но и значительно ухудшающаяся в этой зоне проницаемость песков, обусловливаемая отложениями в порах породы твердых минеральных частиц вследствие химического взаимодействия в пласте воды, газа и нефти. Многочисленными исследованиями образцов пород подкирмакинской свиты Бузовнинского месторождения установлено резкое увеличение карбонатности в низах свиты.

С. А. Абдурашитов указывает, что в зоне водо-нефтяного контакта в результате биохимических процессов образуются твердые битумы, значительно ухудшающие проницаемость песков. Ш. Н. Алиев и Г. А. Бабалян отмечают, что на подвижность контура нефтеносности влияют физические, физико-химические свойства нефти и остаточной воды в пористой среде, а также степень активности нефти, с ростом которой сильно уменьшается фазовая проницаемость пористой среды для воды.

При увеличении содержания остаточной воды подвижность контура возрастает. Увеличение вязкости нефти снижает его подвижность. При уменьшении проницаемости пород в приконтурной зоне подвижность контура также значительно уменьшается.

Этими причинами объясняется отсутствие перемещения контура водоносности даже при большой разности пластовых давлений в нефтяной и водяной частях пласта. Следовательно, для пластов, характеризующихся отсутствием движения контурных вод, контурное заводнение не может дать положительного эффекта. В. С. Мелик-Пашаев предлагает в таком случае производить нагнетание воды не в контурную часть пласта, а в приконтурную, располагая нагнетательные скважины у края нефтяной залежи, где проницаемость лучше.

Указанные особенности присущи некоторым залежкам нефти Апшеронского полуострова, а также другим нефтеносным областям. Например, нагнетательные скважины, неудачно заложенные за контуром нефтеносности подкирмакинской свиты в Сураханском и Карабухурском месторождениях, освоить не удалось, так как они не принимали воду. Нагнетательные скважины, заложенные за контуром нефтеносности некоторых месторождений Краснодарского края (Анастасиевское и Ново-Дмитриевское месторождения), показали очень слабую приемистость из-за плохой проницаемости в контурной части.

Нужно иметь в виду, что размещение нагнетательных скважин на значительном расстоянии от нефтяной залежи приводит к уходу воды в более погруженную часть пласта, а расположение этих скважин в приконтурной зоне и в некоторых случаях даже в краевой части нефтяной залежи значительно увеличивает эффективность разработки.

Приведенные выше данные свидетельствуют об эффективности проектирования нагнетательных скважин в законтурной части пласта (и успешном проведении законтурного заводнения) при высокой проницаемости пластов в этой части залежи; наоборот, для пластов, отличающихся непостоянством коллекторских свойств, малой величиной проницаемости в законтурной части и повышенной вязкостью нефти в краевой части залежи, более эффективным является приконтурное заводнение.

Следовательно, для проектирования системы разработки большое значение имеет геологическое изучение краевых частей залежи. При изучении возможной подвижности контура нефтеносности (а также фронта передвижения нагнетаемой воды) необходимо учитывать:

- 1) вязкость нефти, в частности, в приконтурной зоне вблизи водо-нефтяного контакта, а также активность нефти и другие факторы, указанные выше;
- 2) проницаемость пласта, особенно в приконтурной зоне; малая проницаемость пласта в этой зоне может объясняться выпадением из воды карбонатов;
- 3) наличие в пласте глинистых компонентов, сильно разбухающих под действием контурных вод и закупоривающих поры пласта;
- 4) микробиологические процессы на контакте вода — нефть, приводящие к вышадению твердых осадков, закупоривающих поры и т. д.

Разработка с внутриконтурным нагнетанием воды

Для интенсификации разработки пласта применяют не только законтурное нагнетание воды, но и внутриконтурное. Закачка воды в нефтяную часть пласта нередко затрудняется из-за меньшей эффективной проницаемости пласта в призабойной зоне нагнетательных скважин по сравнению с эффективной проницаемостью пласта в законтурной зоне при прочих равных условиях. Однако обработка специальными реагентами первых порций закачиваемой воды способствует отмывке нефти из пор призабойной зоны и обеспечивает эффективность закачки воды внутрь нефтяной залежи.

Для успешного проведения закачки воды внутрь нефтяной залежи необходимо тщательное геологическое изучение нефтеносного пласта, позволяющее установить целесообразность и необходимость нагнетания воды и определить метод внутриконтурного заводнения

с учетом получения требуемых технико-экономических показателей. В настоящее время применяют следующие методы внутриконтурного нагнетания воды.

О с е в о е (с в о д о в о е) з а в о д н е н и е

Осевое (сводовое) заводнение было осуществлено на месторождениях Уиссон (Арканзас) в 1948 г. и Келли-Снайдер (Западный Техас) в 1954 г. На обоих месторождениях для поддержания пластового давления был пробурен разрезающий ряд нагнетательных скважин вдоль длинной оси овально вытянутого контура нефтеносности. Длина осевого, разрезающего ряда нагнетательных скважин на месторождении Келли-Снайдер составила 23 км, а число нагнетательных скважин 53. Такой метод воздействия на пласт избран в связи со значительным ухудшением проницаемости и выклинивания пласта в периферийной зоне.

Соответствующие геологические условия для проектирования осевого заводнения имеются на некоторых месторождениях Краснодарского края (Ключевое и др.). Здесь наблюдается резкое снижение проницаемости и продуктивности от свода структуры к контуру нефтеносности, а сами структуры являются овально вытянутыми, что благоприятствует проектированию осевого разрезающего ряда нагнетательных скважин.

Г о л о в н о е з а в о д н е н и е

Головное заводнение было осуществлено для подкирмакинской свиты одного из участков площади Бинагады. В структурном отношении рассматриваемый объект представляет собой брахиантклинальную складку с углами падения от 34 до 65°. Мощность пласта уменьшается от 50 м на крыле до 10 м в головной части; на своде пласти совершенно выклинивается. Проницаемость пласта колеблется в пределах 150—400 миллидарси; в подошве пласти проницаемость выше, чем в кровле. Пористость составляет около 24 %. Нефть тяжелая; удельный вес ее 0,912, а вязкость 50—70 сантишуазов при 20°. Проявления контурных вод за длительный период эксплуатации не отмечено. Пласт характеризуется в основном гравитационным режимом.

Большая вязкость нефти, низкая проницаемость в законтурной зоне и значительный угол падения пород обусловили необходимость закачки воды сверху и частично снизу для увеличения нефтеотдачи и текущей добычи за счет вымывающего эффекта при фильтрации воды через поры пласта. С этой целью были пробурены девять скважин в головной части пласта и две скважины в его нижней части.

Нагнетаемая вода двигалась не сплошным фронтом и в некоторых скважинах была зарегистрирована ее максимальная скорость

до 30 м в месяц. Эффект воздействия оказался вполне благоприятным; по ряду скважин увеличился текущий отбор нефти и получен дополнительный прирост добычи нефти.

Заводнение с разрезанием залежи

Применение только контурного заводнения для очень крупных залежей нефти, как уже указывалось, является недостаточным, так как приводит к длительной консервации центральной части залежи и общий срок разработки затягивается. Текущий годовой отбор нефти при этом не превышает 0,6% ее промышленных запасов. Для более эффективного использования запасов нефти в более короткие сроки (и получения годовой добычи не менее 3—5% от промышленных запасов) А. П. Крылов предложил разрезать залежь нефти на ряд более мелких площадей размером приблизительно 200—300 км². Это осуществляется путем бурения специальных рядов нагнетательных скважин с последующей закачкой в них воды.

После такого искусственного разрезания крупной залежи на ряд более мелких площадей каждая площадь разрабатывается отдельно.

Залежь разрезается обычно в направлении наибольшего понижения структуры пласта приблизительно вдоль соответствующих внутренних контуров нефтеносности пропластков; при этом пласт в направлении разрезания должен иметь наиболее полную мощность и достаточно хорошие коллекторские свойства.

Следует отметить, что при применении заводнения с разрезанием залежи необходимо предварительно пробурить разведочные скважины с целью детализации строения продуктивных отложений в той части площади, в пределах которой намечаются ряды нагнетательных разрезающих скважин.

Разрезание очень крупных залежей нефти на отдельные площади разработки в ряде случаев приходится осуществлять для сокращения срока разработки залежи в целом. Однако этот метод имеет ряд недостатков с геологической точки зрения, поэтому нужно провести надлежащую разведку площади и выбрать такой вариант внутриконтурного нагнетания с разрезанием площади, который позволил бы свести эти недостатки к минимуму.

При разрезании очень крупных залежей нефти с целью сокращения сроков их разработки следует в первую очередь, как правило, (если нет особых противопоказаний) отрезать водоплавающую (приконтурную) зону, проектируя нагнетательные скважины вдоль внутреннего контура нефтеносности. Разработку отрезанной водоплавающей зоны нужно вести по специальному проекту. Отрезанную центральную часть залежи целесообразнее разрабатывать не путем ее разрезания, а с применением центрального внутриконтурного заводнения.

Проектирование многочисленных рядов разрезающих нагнетательных скважин может привести к обводнению залежи и значительной потере нефти.

Весьма трудным является более поздний период эксплуатации, когда из залежи уже извлечено некоторое количество нефти и в пласте остались неорганизованно распределенные целики нефти. Этот период разработки требует больших производственных усилий и экономических затрат.

Контроль за обводнением залежи при внутренконтурном разрезании особенно осложняется в случае неоднородности пласта и значительной изменчивости коллекторских свойств пород.

Примером месторождения, разрезанного на отдельные площади, как уже указывалось, является Ромашкинское.

Центральное внутренконтурное заводнение

Центральным внутренконтурным заводнением называется система разработки, при которой вода нагнетается в круговую батарею нагнетательных скважин, расположенную в центре залежи. Система разработки с центральным внутренконтурным заводнением была предложена В. Н. Щелкачевым, который под этой системой понимает расположение центральной батареи нагнетательных скважин по кругу небольшого радиуса, охватывающего площадь, содержащую не более 5% запасов залежи. Так как внутри центральной нагнетательной батареи заключена небольшая часть залежи, то нефть из этой части может быть быстро отобрана одной или несколькими скважинами. В данном случае фронт движения воды является односторонним. При расположении центральной батареи нагнетательных скважин по кругу большего радиуса, охватывающего площадь, на которую приходится более 5% запасов залежи, происходит разрезание по кольцу, при котором появляется двусторонний фронт движения воды. Эта система разработки качественно отличается от центрального внутренконтурного заводнения и имеет существенные недостатки, связанные с появлением двустороннего фронта движения воды и сложностью контроля за обводнением залежи при имеющемся обычно неоднородном распределении коллекторских свойств пласта.

Центральное внутренконтурное заводнение рекомендуется применять для пластов с ухудшенной проницаемостью пород законтурной зоны. Оно может быть рекомендовано и для залежей с более или менее однородными коллекторскими свойствами пласта, размеры которой требуют проектирования трех или четырех эксплуатационных батарей скважин.

Для залежей, размеры которых требуют проектирования от четырех и до семи батарей эксплуатационных скважин, могут быть

одновременно применены законтурное и центральное внутриконтурное заводнение.

Совершенно очевидно, что преимущества центрального внутриконтурного заво-днения становятся особенно существенными при ухудшенной проницаемости законтурной зоны пласта.

Следует, однако, иметь в виду, что любая система нагнетания воды внутрь нефтяной залежи для интенсификации разработки крупной залежи нефти является вынужденной и в каждом конкретном случае требует серьезного рассмотрения вопроса о наиболее рациональном ее осуществлении и уменьшении возможных потерь нефти.

С геологической точки зрения центральное внутриконтурное заводнение является более целесообразным по сравнению с разрезанием залежи на мелкие площади. При нем уменьшается опасность бесконтрольного движения воды по залежи в связи с фациальной изменчивостью пород и устраняется необходимость проектирования многочисленных разрезающих рядов нагнетательных скважин, приводящих к потере нефти.

Для очень крупных залежей нефти в целях интенсификации добычи при применении центрального внутриконтурного заво-днения можно планировать два центра (очага) заво-днения или более, соединяя (или же не соединяя) их линейной батареей нагнетательных скважин в зависимости от геологического строения месторождения и спроектированной технологической схемы разработки залежи нефти.

Таким образом, в зависимости от особенностей коллекторских свойств пласта, размеров и конфигурации залежи нефти может оказаться необходимым проектирование двух центральных очагов обводнения, или линейной батареи нагнетательных скважин, или обоих вариантов одновременно.

Принципиальное отличие центрального внутриконтурного заво-днения от разрезания залежи заключается в том, что при его осу-ществлении происходит одностороннее движение потоков нефти (не считая законтурного нагнетания, которое по существу анало-гично напору краевых вод) от очага обводнения к эксплуатацион-ным скважинам, а при разрезании залежи создаются многосторон-ние потоки воды и нефти, которые, несомненно, приведут к дробле-нию залежи на отдельные целики, что создаст опасность большой потери нефти в недрах.

Центральное внутриконтурное заводнение не следует смешивать с разрезанием залежи по кольцу, когда кольцевая батарея нагнетательных скважин охватывает площадь гораздо более 5% от всей площа-ди залежи.

В этом случае от этой кольцевой батареи наблюдается двусто-роннее движение фронта воды, а следовательно появляются отри-цательные факторы, указанные выше.

Таким образом, если для интенсификации разработки необходимо применение внутриконтурного нагнетания воды, то в этом случае лучшими по сравнению с другими методами являются различные варианты центрального внутриконтурного заводнения.

§ 9. НЕКОТОРЫЕ СООБРАЖЕНИЯ О ВЫБОРЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ¹

Рациональная система разработки должна давать возможность охватить единую залежь нефти активным воздействием процесса поддержания давления с тем, чтобы можно было вести разработку любого участка без обязательного прекращения разработки другого участка залежи. Существующая методика многоэтапной разработки и вынужденной консервации отдельных участков должна быть отброшена.

В начальную стадию разработки следует предусматривать равномерную батарейную схему размещения скважин, а не систему со сгущением скважин к центру. В дальнейшем по мере дополнительного изучения залежи возможно некоторое уплотнение ее отдельных участков скважинами, но не в связи с решением гидродинамической задачи, а в зависимости от полученных данных об изменении коллекторских свойств пласта, ухудшение которых может потребовать бурения большего числа скважин.

Разработку залежи нужно планировать таким образом, чтобы для разработки и доразработки каждого ее участка использовались имеющиеся на нем скважины; не следует рассчитывать, что нефть, залегающая на периферии, может быть полностью отобрана центральными скважинами. В связи с этой задачей необходимо и целесообразно проектировать разработку периферийной (водоплавающей) зоны специальными скважинами.

Нужно предусматривать длительную и непрерывную работу скважин без отключения при частичном обводнении их. С этой целью, учитывая особенности притока жидкости к круговым батареям скважин, необходимо создавать в скважинах переменный режим работы, чтобы обеспечить более полное извлечение нефти из недр. Если от начала до конца разработки не изменять отбора жидкости, то около критических точек потока, где скорость фильтрации равна нулю, образуются целики нефти. Изменение темпа эксплуатации необходимо для увеличения коэффициента нефтеотдачи.

В крайних эксплуатационных батареях скважин (по отношению к внешнему и центральному фронтам воды) не рекомендуется под-

¹ Высказываемые в настоящем параграфе соображения о выборе рационального варианта разработки залежи основаны на данных работы, проведенной группой сотрудников Московского института нефтехимической и газовой промышленности им. акад. И. М. Губкина с участием автора под руководством В. Н. Щелкачева.

держивать столь же низкие забойные давления, что и в средних батареях (причины были указаны выше). Следует регулировать (снижать) темп добычи нефти из крайних батарей. Это особенно необходимо после того, как контур нефтеносности подойдет к крайним батареям на расстояние, равное половине расстояния между скважинами. Сниженный дебит в этих батареях скважин рекомендуется поддержать до тех пор, пока контур нефтеносности не пройдет более половины расстояния до следующей батареи. После этого можно повышать дебит скважин крайней батареи, постепенно переходя к форсированному отбору жидкости из них. Следовательно, форсированный отбор жидкости из скважин крайней батареи должен осуществляться без предварительного ее отключения. Форсированная эксплуатация позволяет более полно отобрать нефть из фациальных целиков и из целиков около критических точек.

Фронт нагнетания следует переносить не после частичного обводнения крайней батареи, а после длительной разработки обводненной зоны и после проведения форсированной эксплуатации, обеспечивающей отбор нефти из обводненной зоны.

Следует планировать разработку с отбором основных запасов нефти при непрерывно возрастающем обводнении (а не при 15—25%, как это иногда делается), о чем свидетельствует вся практика разработки нефтяных месторождений Советского Союза и за рубежом.

Проблема расположения скважин должна решаться комплексно, а не формально путем размещения скважин лишь на основании данных гидродинамических расчетов без детального учета геологических данных. Экономическая оценка вариантов размещения скважин должна быть нацелена на полное извлечение нефти из недр и на экономическую целесообразность в связи с этим более полного изучения продуктивного горизонта.

Следует иметь в виду, что коэффициент нефтеотдачи не является одинаковым при различных вариантах расположения скважин, особенно при неоднородных коллекторских свойствах пласта. При проведении гидродинамических расчетов их следует вести не по средним показателям, характеризующим коллекторские свойства пласта, а по дифференцированным значениям их, установленным для отдельных неоднородных участков.

Задача максимального извлечения нефти из недр требует применения рациональных и эффективных методов разработки, основанных на наилучшем использовании природных свойств нефтеносного пласта и осуществлении высокой технологии и техники эксплуатации, обеспечивающих на длительный срок фонтанную эксплуатацию.

Для более эффективного управления процессом разработки нефтеносного пласта должны быть проведены мероприятия по воздействию на пласт. Наиболее эффективным из них является нагнета-

ние воды в пласт, получившее широкое распространение. Нагнетание газа может оказаться более эффективным лишь для пластов с очень низкой проницаемостью (менее 30 миллидарс), когда плотительная способность нагнетательных скважин слишком низкая и нагнетание воды не дает экономического эффекта. Могут быть различные экономические и геологические факторы, вызывающие необходимость закачки газа, а не воды, например высокая стоимость оборудования, требующегося для закачки воды, или особые условия охраны недр, когда исключительная изменчивость коллекторских свойств пласта и бессистемное распределение неоднородных участков могут привести к неорганизованному обводнению залежи нефти при нагнетании воды и т. д.

При проектировании разработки с нагнетанием воды в пласт для нефтяных залежей разных размеров необходимо предусматривать следующие системы заводнения:

1) для залежей малого размера, когда проектируется не более четырех батарей скважин, — законтурное заводнение;

2) для залежей среднего размера, когда проектируется от четырех до семи батарей скважин на каждом крыле складки, — совместное законтурное и центральное внутриконтурное заводнения;

3) для крупных залежей, когда проектируется на каждом крыле складки более семи батарей скважин, — законтурное заводнение и различные варианты внутриконтурного заводнения, например два очага центрального заводнения либо один самостоятельный, либо очаги (один или два) в комбинации с линейной центральной батареей нагнетательных скважин и т. д.;

4) для очень крупных залежей и для залежей с большой площадью водо-нефтяной зоны — заводнение с отрезанием нагнетательными скважинами водо-нефтяной зоны для самостоятельной разработки при расположении нагнетательных скважин вдоль внутреннего контура нефтеносности (проектируя также законтурные нагнетательные скважины); для чисто нефтяной части залежи — центральное внутриконтурное заводнение в различных вариантах, не требующих отключения рядов скважин и вынужденного переноса фронта нагнетания до полного обводнения скважин и до выработки нефти в обводненной зоне частично обводненными скважинами. При всех вариантах проектирования разработки усилия должны быть направлены на максимальное извлечение из недр нефти.

В связи с этим интересно предложение В. А. Горина о целесообразности создания в системе нефть — краевая вода промежуточного звена — оторочки из щелочной воды (или воды с соответствующим реагентом), способствующей лучшей отдаче нефти пластом. Создание оторочки вдоль фронта наступающей краевой воды несомненно будет содействовать повышению коэффициента нефтеотдачи. Применение метода оторочки уже в начальную стадию разработки может оказаться весьма эффективным.

Для увеличения коэффициента нефтеотдачи, как уже отмечалось, целесообразно применять форсированную эксплуатацию на ранней стадии разработки в пределах обводненной части площади. Рациональное применение форсированной эксплуатации в этом случае, как показали гидродинамические исследования, не приводит к сильному экранированию действия нагнетательных скважин и не затягивает значительно срок разработки залежи.

Особого внимания и тщательного изучения заслуживает идея И. Н. Стрижова о наиболее полном извлечении нефти из недр путем закачки в пласт газа под большим давлением и растворения в нем нефти, т. е. о превращении залежи нефти в газоконденсатную. Лабораторными исследованиями, проведенными под руководством М. А. Капелюшникова, выявлена возможность перевода нефти в однофазное (газовое) состояние путем нагнетания в нее газа под высоким давлением. Эти исследования показали, что при наличии вместе с нефтью твердой фазы (т. е. породы) можно перевести нефть в однофазное состояние при сравнительно низком (около 200 atm) давлении нагнетания газа.

Из рассмотрения фазовой диаграммы углеводородной смеси (см. рис. 163) следует, что чем выше температура в пласте, тем при более низких давлениях и закачке в пласт меньшего количества газа данного состава (при прочих равных условиях) можно перевести нефть в газовое состояние. Известно также, что чем меньше в составе газа содержится метана и больше этана, пропана и бутанов, тем меньше требуется давление для перевода нефти в газовое состояние.

Следует также иметь в виду, что для перевода в газовое состояние асфальто-смолистых компонентов нефти необходимы чрезвычайно высокие давления.

Учитывая благоприятное влияние повышенной температуры на процесс перевода нефтяной залежи в газоконденсатную, следует рекомендовать проведение указанного процесса в первую очередь для глубоко залегающих пластов (с глубиной 3000 м и больше). Разработка методики и внедрение указанного процесса в практику эксплуатации создаст реальные возможности для доведения коэффициента нефтеотдачи до 0,8 и выше.

Во всех указанных случаях, однако, следует руководствоваться геологическими особенностями строения продуктивного пласта, формой и размерами залежи нефти, взаимным расположением нефти, газа и воды, а также энергетическими свойствами пласта.

Т. Мур указывает, что даже при регулировании разработки и сохранении пластовой энергии нефтеотдача в среднем не превышает 50%. Тщательное геологическое изучение пласта и проведение уже в начальную стадию разработки эффективных мероприятий по воздействию на пласт позволяют, по мнению Т. Мура (применительно к некоторым месторождениям Западной Канады), повысить нефтеотдачу до 80% начального запаса.

Некоторый интерес представляют осредненные данные о коэффициенте нефтеотдачи по США.

Пользуясь цифрами запасов и добычи нефти с начала разработки, приводимыми Торри, можно подсчитать, что средний коэффициент нефтеотдачи за весь период разработки составил 0,286 без учета применения мероприятий по воздействию на пласт и 0,327 с учетом применения мероприятий по воздействию на пласт.

Наши специалисты считают, что средний по СССР коэффициент нефтеотдачи в настоящее время составляет 0,4—0,5.

В отдельных институтах в настоящее время ведутся экспериментальные, теоретические и промысловые исследования для выяснения влияния различных факторов на нефтеотдачу пласта. Наиболее важным вопросом является изучение нефтеотдачи по разработанным истощенным пластам и отдельным его участкам.

Имеющиеся по указанному вопросу некоторые данные по отдельным истощенным пластам в пределах нефтяных месторождений Азербайджана, Грозненского района и Краснодарского края еще весьма недостаточны и не позволяют сделать какие-либо объективные выводы. В пределах восточных нефтяных районов, на платформе, мы еще не имеем истощенных пластов для определения по ним коэффициента нефтеотдачи. Однако в опубликованных материалах по указанным районам иногда приводятся некоторые данные о коэффициенте нефтеотдачи, основанные на расчетах по отдельным участкам или на материалах отдельных обводненных скважин. Полученные данные не позволяют еще сделать надежные выводы.

Ближайшей задачей является организация систематических работ по изучению величины коэффициента нефтеотдачи (по истощенным пластам и участкам пласта) с бурением скважин в истощенных и обводненных участках пласта; для этого необходима срочная разработка конструкций пробоотборника для надежного вскрытия пласта и отбора керна с сохранением пластовых условий.

Важной задачей является увеличение объема исследовательских работ для усовершенствования применяемых в настоящее время систем разработки и создания новых систем, экономически более эффективных, способствующих более полному извлечению из недр нефти.

§ 10. АНАЛИЗ ОСУЩЕСТВЛЯЕМОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ

В процессе разработки важной задачей является анализ состояния пласта с целью своевременного усовершенствования применяемой системы разработки. Наглядное изображение состояния пласта дает план-диаграмма (карта) разработки. План-диаграмма представляет собой структурную карту по кровле данного пласта, на которой при помощи условных обозначений показаны на определенную дату следующие скважины:

- 1) находящиеся в эксплуатации и дающие (раздельно) чистую нефть и нефть с водой;
- 2) выбывшие из эксплуатации вследствие обводнения;
- 3) выбывшие из эксплуатации вследствие перехода на газ;
- 4) выбывшие из эксплуатации вследствие истощения;
- 5) давшие при испытании воду;
- 6) давшие при испытании газ;
- 7) оказавшиеся при испытании непродуктивными вследствие ухудшения коллекторских свойств пласта;
- 8) нагнетательные;
- 9) пьезометрические, наблюдательные и т. д.

При анализе разработки нефтеносного пласта необходимо вести наблюдение за изменением следующих факторов:

- 1) пластового давления (путем составления и изучения карт изобар);
- 2) отбора жидкости из пласта и соответственно динамики изменения пластового давления;
- 3) газового фактора;
- 4) внешнего и внутреннего контуров нефтеносности и контакта нефть — вода (путем составления карт водо-нефтяного контакта и карт обводнения);
- 5) физических свойств жидкостей и газа в пластовых условиях и соотношения вязкостей нефти и воды;
- 6) взаимодействия скважин.

Наблюдение за изменением пластового давления в связи с отбором из пласта нефти, газа и воды, а также в связи с закачкой воды в пласт удобно вести при помощи диаграммы разработки (эксплуатации), изображенной на рис. 131. Диаграмма эксплуатации наглядно показывает процесс разработки пласта и позволяет изучить изменение отдельных показателей и их взаимных соотношений. При изучении отдельных показателей давление вычисляется на отдельные даты по картам изобар, как среднее давление по пласту в целом и по отдельным зонам пласта: по зоне отбора, зоне нагнетания и отдельным фациальным участкам. Текущая добыча (жидкости и отдельно нефти и воды) показывается по интервалам времени, соответствующим интервалам составления карт изобар, для которых вычислены средние пластовые давления.

Такой обобщенный график, характеризующий поведение пласта во времени, можно использовать для построения графиков, показывающих влияние отдельных факторов на состояние разработки пласта в целом (см. рис. 131), зависимость между суммарным отбором нефти и изменением газового фактора (см. рис. 119), а также количество добываемой жидкости в процентах от жидкости, добываемой за весь период разработки, с отдельным показом количества воды, нефти и т. п. (см. рис. 152).

При наличии газовой шапки необходимо вести наблюдение за продвижением контура газоносности, чтобы предотвратить миграцию нефти в сухие пески газовой шапки. В тех случаях, когда предполагается наличие газовой шапки, а контакт газ — нефть не известен, полезно составить карты изолиний равного газового фактора. Зная положение наиболее высокой изолинии газового фактора и тенденцию его возрастания, можно наметить по смежным изолиниям границу контура газоносности, оконтуривающую газовую шапку.

Важным при анализе разработки является сопоставление поведения отдельных скважин с полученными более детальными данными о строении продуктивного пласта. Для этого необходимо составлять зональные карты и изучать поведение отдельных скважин в зависимости от вскрытия тех или иных характерных (зональных) пропластков продуктивного пласта. Такой анализ поведения отдельных скважин и изменения основных показателей разработки пласта в зависимости от его литологического строения наиболее эффективен, и им можно руководствоваться при проектировании дальнейших мероприятий по усовершенствованию осуществляющейся системы разработки.

При анализе разработки весьма существенное значение имеет выяснение вертикальной взаимосвязи эксплуатационных объектов. Это особенно важно при искусственном воздействии на пласт. Переток жидкости из одного объекта в другой изменяет режим работы обоих объектов и осложняет регулирование процесса воздействия на пласт. Такой переток закачиваемой жидкости происходит из пласта D_{11} в пласт D_1 в Туймазинском месторождении. На ряде месторождений восточного Апшерона, где производится раздельная разработка подкирмакинской свиты, установлена взаимосвязь между эксплуатационными объектами вследствие того, что перемычки между ними представлены песчано-глинистыми породами, имеют малую мощность и значительную фильтрационную способность. М. А. Гусейн-Заде указывает, что распределение давлений в пластах с учетом влияния проницаемости разделяющей их перемычки отличается от распределения давлений в тех же пластах в случае абсолютно непроницаемой перемычки. Переток жидкости через проницаемую часть перемычки в основном зависит от ее коэффициента проницаемости и мощности, а также от разности давлений в пластах на протяжении проницаемого участка перемычки.

Недоучет перетока жидкости из одного объекта в другой может привести к ошибочному заключению о результатах воздействия на пласт, вызвать преждевременное обводнение скважин нагнетающей водой и создать неправильное представление о текущих запасах нефти.

Тщательный контроль за поведением скважин во время эксплуатации и изменением в них давлений в процессе нагнетания воды поможет своевременно выявить участки перетока и принять для его

устранения необходимые меры, включая регулирование закачки воды и отбора жидкости.

В процессе наблюдения за разработкой важной задачей является контроль за перемещением контуров нефтеносности (внешнего и внутреннего) и их регулирование. Для контроля используют показания скважин, замеры водо-нефтяного контакта и данные распределения пластовых давлений (карты изобар). При значительной неоднородности литолого-физических свойств нефтеносных пластов в отдельных случаях не удается получить равномерное перемещение контура нефтеносности. В этом случае нельзя допускать произвола в характере перемещения контура нефтеносности. Необходимо не допускать образования языков обводнения, возможного «отрезания» ими целиков нефти.

Следует подчеркнуть, что тщательный анализ процесса разработки залежи имеет важное значение, так как любой составленный проект разработки нефтяного месторождения нуждается в процессе осуществления в корректировке в связи с уточнением физических параметров пласта и режима его работы.

Обычно целесообразно поддерживать пластовое давление несколько выше давления насыщения для создания некоторого резерва, позволяющего легче регулировать отбор нефти из скважины и продвижение контура нефтеносности.

Во всех указанных случаях мощным средством конгроля и регулирования процесса эксплуатации залежи нефти являются карты изобар, анализ которых позволяет определить направление и интенсивность движения жидкости в недрах и принять соответствующие меры для создания благоприятных условий разработки.

Регулирование процесса разработки позволяет осуществлять запроектированные темпы разработки и создать оптимальные условия для стягивания контуров нефтеносности, устранив неравномерности в распределении давлений и появление локальных депрессионных зон, ухудшающих условия нефтеотдачи.

Одним из факторов, определяющих эффективность применяемых мероприятий по воздействию на пласт, является подсчет дополнительно получаемой нефти.

Обычно подсчет дополнительной добычи нефти производится путем сравнения теоретической и фактической кривых производительности по отдельным скважинам и по пласту в целом (рис. 153). Эту методику, несмотря на сложность объективного составления теоретической кривой, можно применять для пластов, находившихся в эксплуатации более или менее длительный период до проведения мероприятий по воздействию. Однако использовать ее для пластов, подвергаемых воздействию с самого начала разработки, крайне трудно. В последнем случае производятся сравнительные гидродинамические расчеты при разработке с воздействием на пласт и без него, позволяющие определить возможный прирост добычи. Дан-

ный метод определения прироста добычи нефти также весьма неточен, потому что все расчеты основаны на осредненных показателях и не могут полностью охарактеризовать поведение пласта. Несмотря на это, им широко пользуются в нашей стране и за рубежом.

При оценке эффективности применяемых мероприятий по воздействию на пласт необходимо принимать во внимание не только величину прироста добычи нефти, но и сокращение сроков разработки, уменьшение эксплуатационного фонда скважин и объема буровых и эксплуатационных работ, обеспечение высокого текущего уровня добычи нефти, снижение себестоимости тонны нефти и т. д.

В связи с указанным при определении эффективности осуществляющейся системы разработки залежи нефти при применении методов поддержания пластового давления рассматривают:

- 1) увеличение текущей добычи нефти;
- 2) рост производительности труда;
- 3) снижение эксплуатационных издержеек и уровня себестоимости добычи 1 т нефти;
- 4) снижение капитальных вложений в разработку и доли капитальных вложений на прирост 1 т добычи нефти.

Важным вопросом эффективности применяемых мероприятий по воздействию на пласт является анализ баланса отбора и закачки.

При применении методов поддержания пластового давления необходимо, как правило, обеспечивать баланс (равенство) отбора жидкости из пласта и закачки в пласт, учитывая, однако, особенности пласта, характер распределения закачиваемой жидкости по фронту нагнетания и утечки в контурную зону. Если при равных закачке и отборе суммарный баланс будет отрицательным, то возникает необходимость увеличить объем закачиваемой воды.

Для крупных залежей нефти такой анализ баланса следует вести не только в целом для всего месторождения, но и для отдельных его участков.

О характере баланса судят по коэффициенту закачки (K_F), под которым понимают отношение закачиваемой воды к объему отбираемой из скважины жидкости (в пластовых условиях).

Для Ромашкинского месторождения для различных участков его коэффициент закачки колеблется в пределах 1,4—1,55.

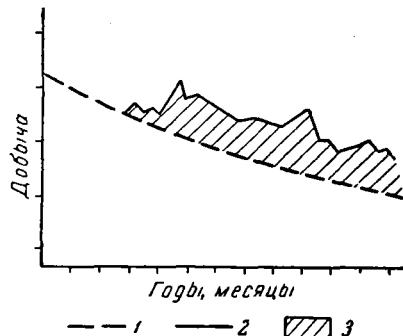


Рис. 153. Схема определения дополнительного прироста добычи нефти при воздействии на пласт.

1 — теоретическая кривая; 2 — фактическая кривая; 3 — прирост добычи.

Следует, однако, иметь в виду, что главным критерием эффективности применяемой системы разработки является величина коэффициента нефтеотдачи, которую следует тщательно оценивать по обводненным участкам залежи вплоть до бурения в них специальных оценочных скважин для выяснения количества остаточной нефти.

§ 11. ДОРАЗРАБОТКА ЧАСТИЧНО РАЗБУРЕННОГО ПЛАСТА

При проектировании доразработки частично разбуренного пласта в первую очередь необходимо провести анализ состояния его разработки в соответствии с соображениями, приведенными в § 10 данной главы. На основании анализа состояния разработки пласта в соответствии с указаниями, изложенными в § 8 данной главы, должен быть составлен проект доразработки с учетом уже пробуренных скважин. Этот проект удобно составлять на так называемой фондовой карте, представляющей собой структурную карту кровли пласта, показывая условными знаками следующие группы скважин:

- 1) находящиеся в эксплуатации;
- 2) находящиеся в бурении (а также отдельно скважины, в которых проводятся работы по углублению и возврату);
- 3) находящиеся в освоении (пробуренные, но еще не введенны в эксплуатацию);
- 4) подлежащие углублению на данный пласт с залегающего выше пласта;
- 5) подлежащие возврату на данный пласт с залегающего ниже пласта;
- 6) проектируемые согласно выбранной системе разработки.

Фондовую карту полезно составлять с учетом предварительно построенной план-диаграммы состояния разработки пласта. При осуществлении составленного проекта доразработки необходимо учитывать состояние уже пробуренных скважин, характер и скорость продвижения контуров нефтеносности и газоносности, а также геологические особенности пласта на отдельных участках.

При проектировании доразработки пласта следует учитывать следующие основные положения:

- 1) доразработка пласта должна вестись с учетом необходимости и возможности проектирования процесса воздействия на пласт;
- 2) доразработку полезно вести с зарезкой и бурением вторых стволов;
- 3) при наличии ряда продуктивных пластов доразработка данного пласта должна вестись с учетом доразработки выше залегающих пластов;
- 4) при проектировании новых скважин учитывать возможное взаимовлияние скважин при уплотнении сетки скважин и влияние уплотнения сетки скважин на конечный коэффициент нефтеотдачи;

5) при проектировании доразработки намечать мероприятия по повышению производительности скважин — гидравлический разрыв, солянокислотная обработка, форсированная эксплуатация и т. д.

Важнейшими задачами при проектировании доразработки пласта являются:

1) сохранение существующего фонда эксплуатационных скважин и эффективная борьба с выбытием скважин из эксплуатации вследствие преобразования и преждевременного обводнения и т. д.;

2) некоторое уплотнение сетки скважин для отбора остаточной нефти с учетом литолого-физических свойств пласта и рассмотрения вопроса о целесообразности проектирования воздействия на пласт, если таковое не производилось.

§ 12. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ РАЗРАБОТКИ МАЛОДЕБИТНЫХ ГОРИЗОНТОВ

К малодебитным фондам условно относят скважины, дебит которых не превышает 7 т нефти в сутки. Появление малодебитных скважин обычно связывают с особыми условиями образования осадков и формирования залежей нефти, процессами уплотнения и метаморфизации осадков. Указанные и другие природные факторы определяют низкую производительность скважин уже в начальную стадию разработки в отличие от скважин, малая производительность которых появляется в результате осложнений искусственного порядка при эксплуатации или в результате естественного истощения пласта.

Помимо метаморфизации, к природным факторам, обусловливающим низкую производительность скважин и часто встречающимся в нефтяных месторождениях, следует отнести:

1) наличие дизъюнктивных нарушений, простирающихся от залежи нефти к поверхности земли, в результате чего на поверхности наблюдаются импозантные признаки нефти, а на глубине залежь нефти обедняется и дегазируется;

2) условия осадконакопления, при которых наблюдаются плохая отсортированность материала, угловатость, глинизация, карбонизация и т. д.;

3) диагенетические процессы, приводящие ко вторичной цементации в результате выпадения из растворов коллоидов окиси алюминия, окиси железа и кремнезема, а также карбонизации осадков вследствие выпадения из растворов бикарбонатов кальция с образованием карбонатов, серицита и т. д.

Диагенетические процессы могут не только иметь региональное распространение в пределах данного месторождения, но и могут развиваться локально, образуя в пределах нефтеносного пласта так называемые «лысые» участки, почти не содержащие нефти.

При разработке таких пластов, малодебитность которых определяется природными факторами, проводят различные мероприятия по повышению производительности скважин. В данном случае особое внимание должно быть уделено методу вскрытия пласта во избежание его глинизации. Для этого пласт нередко вскрывают с промывкой нефтяным раствором, а не глинистым, или бурят скважину ниже подошвы нефтеносного пласта на 10—30 м в зависимости от наличия и глубины залегания водоносного пласта (пробуренный зумпф облегчает высачивание нефти из пласта под влиянием силы тяжести), или же прибегают к совместной эксплуатации ряда пластов для повышения производительности скважины.

Важнейшей задачей является применение методов воздействия на призабойную зону с целью увеличения ее пропицаемости и соответствующего повышения текущих дебитов скважин. К этим методам относятся: кислотная и термокислотная обработка; перфорация и торпедирование скважин; гидравлический разрыв пластов.

Все указанные методы могут быть применены как отдельно, так и комплексно, например перфорацию или торпедирование можно сочетать с кислотной обработкой и т. д.

Кислотную обработку применяют главным образом при эксплуатации пластов, сложенных карбонатными породами, с целью повышения продуктивности скважин. В этом случае призабойную зону вскрытого скважиной продуктивного пласта обрабатывают водным раствором технической товарной соляной кислоты различной концентрации. Обработку забоев скважин соляной кислотой применяют также для пластов, сложенных песчаниками, имеющими карбонатный цемент.

Перед обработкой скважины соляной кислотой забой ее очищают от песчаной пробки, грязи, глинистого раствора, парафиновых и солевых отложений. Объем кислотного раствора при первичной обработке скважины определяют обычно из расчета 0,4—1,5 м³ на каждый метр мощности обрабатываемой части пласта. При повторных обработках пористых пород увеличивают объем кислотного раствора на 30—40% по сравнению с предыдущей обработкой. При повторной обработке трещиноватых пород, когда емкость коллектора определяется емкостью трещин, такого наращивания объема раствора не требуется.

Объем и концентрацию солянокислотных растворов подбирают с учетом строения, состояния и коллекторских свойств пород. Обычно применяют 10—15%-ные растворы. При обработке песчаников с карбонатным цементом содержание соляной кислоты в растворе можно уменьшить до 8%.

Большое значение при солянокислотной обработке имеет полная продавка в пласт всего объема раствора, приготовленного к защачке. До проведения солянокислотной обработки должен быть установлен дебит скважины с целью последующего определения эффекта обработки.

Термокислотную обработку забоя скважины производят для усиления реакции соляной кислоты с карбонатными породами при недостаточной эффективности обычной солянокислотной обработки, особенно в пластах, сложенных доломитами, или доломитизированными известняками, или песчаниками с карбонатным цементом, а также для расплавления осадка парафина на стенках скважины в зоне вскрытия пласта перед закачкой в пласт раствора соляной кислоты.

Перфорацию и торпедирование в скважинах выполняют промыслово-геофизические партии. Для этого предварительно проверяют чистоту ствола скважины, наличие поглощения глинистого раствора и газирования и затем заполняют скважину до устья жидкостью. Тип стреляющих перфораторов выбирают на основании данных о технической конструкции скважин и коллекторских свойствах продуктивного пласта. Плотность перфорации устанавливает геологическая служба предприятия на основании накопленного опыта по прострелам и эксплуатации скважин. При определении плотности перфорации должны быть обеспечены наибольшее гидродинамическое совершенство скважины и необходимая прочность колонны. Особенно важно обеспечить большой радиус перфорации пласта. В связи с этим следует шире применять беспулевую (кумулятивную) перфорацию.

Торпедировочные работы можно выполнять только снизу вверх. При проведении перфораторных и торпедировочных работ необходимо строго соблюдать правила технической и пожарной безопасности.

Гидравлический разрыв пласта позволяет создать в нем трещины и поэтому является эффективным методом увеличения проницаемости призабойной (и более удаленной) зоны, что обеспечивает повышение текущих дебитов эксплуатационных скважин. Для образования трещин в пласте в скважину закачивают жидкость разрыва под высоким давлением; давление разрыва должно в 1,5–2 раза превышать гидростатический напор.

Наилучший эффект достигается при образовании в пласте наиболее широких трещин, протягивающихся на максимальное расстояние от забоя скважины. С этой целью закачивают в пласт большие объемы жидкости разрыва при высоких давлениях и заполняют образовавшиеся в пласте трещины крупнозернистым песком.

Для правильного проектирования технологического процесса гидравлического разрыва следует устанавливать необходимое количество песка, объем рабочей и продавочной жидкости.

Объем песка определяют в зависимости от степени трещиноватости пород. В слаботрещиноватые породы обычно закачивают около 4–5 т песка, в сильнотрещиноватые 10–20 т и больше. Объем рабочей жидкости устанавливают соответственно емкости колонны труб и допустимой концентрации песка в жидкости. Объем

продавочной жидкости принимают на 40—50% больше емкости колонны во избежание оставления на забое части песка. Однако после закачки жидкости в объеме, равном емкости труб, темп закачки значительно снижают во избежание оттеснения песка от стеклоканавки.

Последние порции песка, закачиваемого в пласт, полезно активизировать радиоактивными изотопами железа для выявления зон поглощения песка пластом.

В качестве рабочих жидкостей рекомендуется применять водонефтяные или нефте-кислотные эмульсии, позволяющие доводить концентрацию песка до 500 г на 1 л. Это значительно снижает стоимость работ по гидроразрыву.

Г. К. Максимович рекомендует оценивать эффективность гидравлического разрыва путем наблюдения за изменением коэффициента продуктивности скважин во времени. Он указывает, что пока коэффициент продуктивности остается более высоким, чем до проведения разрыва, влияние гидравлического разрыва нельзя считать исчерпанным.

В настоящее время гидравлический разрыв пластов является наиболее мощным средством повышения дебитов эксплуатационных скважин и увеличения приемистости нагнетательных скважин.

К искусственным факторам, обусловливающим малодебитность, можно отнести:

- 1) глинизацию пластов в процессе бурения скважин или вскрытия пласта;
- 2) образование на забое песчаной или глинистой пробки;
- 3) появление в процессе эксплуатации языков и конусов обводнения.

Во избежание глинизации пластов с низким пластовым давлением их вскрывают при промывке глинистым раствором с минимальной водоотдачей, или нефтяным раствором, или нефтью. Время, в течение которого нефтеносный пласт после вскрытия соприкасается с глинистым раствором, должно быть минимальным и достаточным только для выполнения предусмотренных технических операций. При сильном уходе глинистого раствора в процессе бурения в нефтяные горизонты, находящиеся в разработке, возникает реальная опасность заглинизирования эксплуатационных скважин и резкого снижения их дебита. Поэтому в данном случае ближайшие эксплуатационные скважины останавливают до окончания бурения скважины или спуска в нее промежуточной колонны для перекрытия эксплуатируемого пласта.

В тех случаях, когда при эксплуатации скважины из пласта поступает значительное количество песка (или глинистых обломков), в результате чего образуются пробки, снижающие дебит и вызывающие осложнения и неполадки, препятствующие установлению нормальной эксплуатации, применяют метод химического крепления

призабойной зоны, обработку ее песчано-цементной смесью, гравийные или щелевидные фильтры.

Естественное истощение залежей нефти и снижение дебитов в скважинах неизбежны. Задача заключается в максимальном сокращении этапа малодебитности. Для этого осуществляют различные мероприятия по повышению производительности скважин, которые частично уже были описаны выше. В частности, для пластов с режимом растворенного газа и режимом газовой шапки применяют кислотную и термокислотную обработки, перфорацию и торпедирование скважин, гидравлический разрыв и другие методы, рассматриваемые в курсах эксплуатации, а для пластов с водонапорным режимом, кроме того, форсированную эксплуатацию.

Под форсированной эксплуатацией понимают более или менее значительное увеличение текущих дебитов, размер которых для разных скважин может быть различным и может регулироваться эмпирически в зависимости от геологических условий и режима работы скважин. Положительное влияние форсированного отбора жидкости на добычу нефти из обводненных скважин было впервые показано Т. С. Болотовым и С. Я. Лопуховским на примере эксплуатации XVI пласта Ново-Грозненского района в 1940 г.

Положительная роль форсированной эксплуатации заключается в снижении противодавлений в скважинах, что приводит к увеличению градиентов давления и скорости движения жидкости в пласте, облегчающих извлечение нефти. При форсированной эксплуатации полезно менять темп форсировки постепенно, а не рывками. В настоящее время нет установленных данных о проценте обводненности скважин и пласта, по которым можно судить о целесообразности перехода на форсированную эксплуатацию. Можно лишь указать, что форсированный отбор следует начинать на поздней стадии разработки пласта, когда скважины сильно обводнены и пласт практически обводнен по всей площади и по большей части мощности. На этой стадии разработки проведение всякого рода мероприятий по ограничению дебита, установке цементных мостов уже не дает положительного эффекта.

Таким образом, форсированная эксплуатация пласта в целом на поздней стадии его разработки рассмотрена здесь как вторичный метод эксплуатации пласта, оказавшегося в результате применения первичных методов истощенным и по малодебитности мало рентабельным.

Такую форсированную эксплуатацию нельзя смешивать с форсированной эксплуатацией отдельных батарей обводненных скважин на крупных и очень крупных залежах нефти (см. § 9 настоящей главы). Для залежей этого типа форсированный отбор должен являться не вторичным методом эксплуатации, а лишь элементом разработки. Технологический режим форсированной эксплуатации и начало форсировки должны быть установлены опытным путем.

§ 13. ВТОРИЧНЫЕ МЕТОДЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Под вторичными методами добычи нефти имеют в виду методы воздействия на пласты в поздней стадии их разработки, когда в результате длительной предшествовавшей эксплуатации значительная часть запасов нефти была уже отобрана.

К числу наиболее распространенных вторичных методов эксплуатации относятся нагнетание газа (или воздуха) в залежь нефти и нагнетание в них воды.

Нагнетание газа (или воздуха)

Вопрос о целесообразности закачки воздуха в нефтеносные пласты для повышения их производительности впервые был поставлен И. Н. Стрижовым на общем собрании Терского отделения Русского технического общества в октябре 1902 г.

В настоящее время применяют главным образом два основных метода:

- 1) закачку газа (или воздуха) в повышенную (головную) часть пласта;
- 2) площадную закачку путем нагнетания газа (воздуха) в пласт через равномерно размещенные по площади пласта нагнетательные скважины.

Закачку газа (воздуха) в повышенные зоны пласта производят при следующих условиях:

- 1) высокой проницаемости коллекторов, когда обеспечивается более эффективное воздействие на нефтеносный пласт;
- 2) слабом поступлении в пласт контурной воды и значительном снижении пластового давления, при невозможности осуществления законтурного заводнения;
- 3) недостаточном поступлении в пласт контурной воды и целесообразности одновременного осуществления закачки газа в головную часть и воды в законтурную часть пласта;
- 4) низкой газонасыщенности нефтяной части пласта;
- 5) углах падения пластов более 10° (в пологих пластах газовая шапка занимает большую площадь, что вызывает быстрый рост газовых факторов в эксплуатационных скважинах);
- 6) большой глинистости пласта, когда закачка воды противопоказана.

Площадную закачку газа (воздуха) применяют:

- 1) для пластов с пониженной проницаемостью — с целью усиления воздействия нагнетательных скважин на эксплуатационные;
- 2) для пластов с низкой газонасыщенностью — при неэффективном напоре краевых вод;
- 3) для частично обводненных пластов — при нецелесообразности осуществления заводнения; обводнение при этом не должно превы-

Для площадной закачки более желательно применять газ, особенно при наличии быстро окисляющихся нефти. Газ (воздух), нагнетаемый в пласт, не должен содержать механических примесей (пыли, масла, продуктов коррозии), так как последние могут вызвать снижение поглотительной способности скважин.

Для нагнетания может быть использован также воздух. Нагнетание воздуха имеет следующие недостатки:

- 1) смешиваясь с пластовым газом, воздух ухудшает его качества;
- 2) в смеси с пластовым газом может образовать взрывчатую (гремучую) смесь, которая является взрывоопасной при содержании газа в воздухе от 4 до 14 %. Воздух, кроме того, ухудшает качество нефти, окисляя ее и повышая вязкость и удельный вес; ухудшает также условия ее движения в пласте, несколько понижая этим эффективность процесса.

При наличии воздуха возможна коррозия подземного оборудования, особенно если в пласте содержится сероводород.

Несмотря на эти отрицательные свойства, воздух как рабочий агент применяется успешно.

Закачку газа (или воздуха) в скважину начинают с небольших объемов, чтобы давление нагнетания не превышало пластового давления более чем на 20—25 %, а в дальнейшем количество газа можно постепенно увеличивать в зависимости от условий протекания процесса и опытным путем устанавливать рациональный объем закачки. Рабочий агент направляется в нагнетательные скважины через распределительные будки, в которых устанавливают расходомеры для замера дебитов.

Нагнетание воды

В настоящее время применяют следующие методы закачки воды:

- 1) законтурное заводнение;
- 2) площадное заводнение.

Законтурное заводнение применяют для истощенных пластов при следующих условиях:

- 1) высокой проницаемости коллекторов и неразрывности пласта (хорошей гидродинамической связи между законтурными и нефтяными скважинами);
- 2) недостаточном продвижении контурных вод для поддержания пластовых давлений;
- 3) не чрезмерно больших коэффициенте подвижности и соответственно отношении вязкости нефти и вязкости воды в пластовых условиях.

Площадную закачку воды применяют:

- 1) в случае, когда проницаемость коллекторов невысокая и в то же время смачивание глинистых частиц в песчаниках водой не вызывает значительного снижения их проницаемости;

2) при низкой водонасыщенности пласта и, следовательно, небольшом процентном содержании воды в добываемой нефти (в среднем не более 10–20%);

3) в случае, когда остаточная нефтенасыщенность пласта превышает 35–40%.

Осуществляя технологическую схему закачки воды, выполняют следующее.

1. При контурном заводнении нагнетательные скважины располагают за внешним контуром нефтеносности. Для равномерного продвижения контура нефтеносности расстояние между нагнетательными скважинами принимают не более удвоенного расстояния от них до контура нефтеносности.

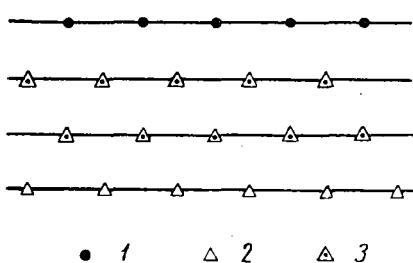


Рис. 154. Схема линейного заводнения пласта.

Скважины: 1 — эксплуатационные, 2 — нагнетательные, 3 — эксплуатационные, превращенные в нагнетательные.

Для обеспечения максимальной приемистости нагнетательных скважин в них проводят работы по очистке забоев, а в случае надобности и гидравлический разрыв.

2. При площадном заводнении применяют две следующие схемы размещения скважин.

а. Нагнетательные скважины располагают в виде линейных батарей, а эксплуатационные — по линиям, параллельным рядам нагнетательных скважин. По мере обводнения ряда эксплуатационных скважин их используют в качестве нагнетательных, а впереди них бурят новый ряд эксплуатационных скважин; таким образом происходит последовательное наступление воды от одного ряда эксплуатационных скважин к другому (рис. 154).

б. Нагнетательные скважины размещают равномерно по площади пласта в промежутках между эксплуатационными скважинами. Наиболее распространенными системами размещения скважин в этом случае являются пятиточечная и семиточечная (рис. 155). При

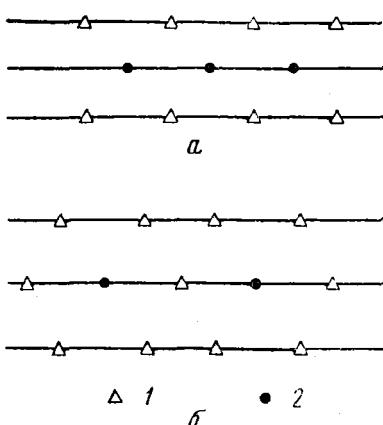


Рис. 155. Схема площадного заводнения пласта.

Скважины: 1 — нагнетательные, 2 — эксплуатационные.

пятиточечной системе нагнетательные скважины располагают по сторонам квадратов, а эксплуатационные — в центрах квадратов; при семиточечной системе нагнетательные скважины располагают по углам шестиугольника, а эксплуатационные — в центре шестиугольника.

Для осуществления площадного заводнения в пластах с неоднородной проницаемостью в первую очередь бурят нагнетательные скважины и закачивают в них воду. Эксплуатационные скважины бурят и вводят в эксплуатацию позднее, после заполнения части порового пространства пласта водой. Суммарный расход воды при площадном заводнении по опытным данным не должен превышать в начальную стадию закачки 3 м^3 воды на 1 т извлеченной нефти и в конечную стадию $20 \text{ м}^3/\text{т}$. Нормальным считается расход воды в среднем $10-15 \text{ м}^3$ на 1 т нефти. Зная остаточные запасы нефти и по лабораторным данным возможный коэффициент извлечения нефти, можно приблизенно вычислить суммарный расход воды на заводнение и примерный срок разработки пласта. Эффективность процесса площадного заводнения зависит от содержания связанной воды. Для успешного проведения процесса содержание связанной воды не должно превышать 25%; при более высоком содержании связанной воды эффективность процесса площадного заводнения понижается.

Для нагнетания в пласт применяют речные, артезианские, пластовые и морские воды, которые должны отвечать следующим требованиям:

- 1) содержать технические примеси в количестве не более 1 мг на 1 л;
- 2) не содержать водорослей и микроорганизмов;
- 3) сохранять стабильность в пластовых условиях;
- 4) содержать железо в окисной форме в количестве не более 0,5 мг на 1 л;
- 5) не вызывать коррозию трубопроводов;
- 6) содержать примеси нефти в количестве не более 0,5 мг на 1 л.

Речные воды берут для нагнетания в пласт не из русла, а из пойменной части реки, для чего бурят специальные скважины; эти воды обычно не требуют очистки. Пластовые воды перед закачкой в пласт подвергают не только осветлению, но и очистке от нефти во избежание снижения приемистости нагнетательных скважин; очистку от нефти осуществляют длительным отстоем с последующей коагуляцией. Воды, содержащие растворенные газы (углекислоту, сероводород), подвергают аэрации. В воду полезно добавлять нефтеотмывающие вещества.

В соответствующих геологических условиях целесообразно применять комбинированные методы воздействия на пласт, например закачку воздуха в сводовую часть пласта и воды в законтурную зону. Данный метод рекомендуется для пластов с пониженной проница-

мостью, в которых влияние нагнетательных скважин не распространяется на всю площадь пласта. К комбинированным методам относится также одновременная закачка воды и воздуха в одну и ту же нагнетательную скважину, позволяющая получить положительные результаты в полого падающих пластах, нижняя часть которых еще насыщена нефтью, а верхняя часть в результате истощения заполнена газом. Комбинированная закачка воды и газа в этом случае, как указывалось выше, может предотвратить проскальзывание газа по истощенным пропласткам.

Основы изучения пласта при проектировании и осуществлении вторичных методов добычи нефти (путем закачки газа или воды)

Для проектирования вторичных методов добычи нефти большое значение имеет предварительное детальное изучение нефтеносного пласта. При таком изучении должны быть определены:

1) физические свойства пласта — пористость, проницаемость, гравиметрический и минералогический составы пород, мощность пласта и изменение ее по площади;

2) физические свойства жидкости и газа в пластовых условиях — вязкость нефти и газа, газонасыщенность нефти, величина давления насыщения, удельный вес нефти и т. д.;

3) количество остаточной нефти, связанной водой и содержание газа по отдельным зонам пласта;

4) пластовое давление и его изменение в различных участках пласта;

5) контуры водоносности и газоносности;

6) продуктивность пласта и его поглотительная способность.

Для установления свойств пласта бурят оценочные скважины со сплошным отбором керна в продуктивной части пласта, а в случае необходимости с отбором образцов пород боковым грунтоносом. В некоторых оценочных скважинах вскрывают пласт с промывкой раствором на нефтяной основе или нефтью с целью определения водонасыщенности пласта. В оценочных скважинах проводят детальные электрокаротажные исследования с различными радиусами зондирования. Для получения всех указанных выше данных в оценочных скважинах проводят опробование; при наличии в разрезе пласта нескольких пропластков их опробуют раздельно при помощи опробователя. Для изучения физических свойств пластовой жидкости отбирают пластовые пробы нефти.

По результатам проведенных исследований представляют следующие материалы:

1) карты изменения мощности, пористости и проницаемости пласта;

2) карты текущих и суммарных дебитов нефти и состояния обводненности скважин;

- 3) карты и диаграммы газовых факторов и их изменения;
- 4) карты изobar на различные даты.

Заключительным этапом изучения пласта является подсчет запасов нефти, который производят объемным методом с учетом содержания в пласте связанной воды и изменения объема нефти в пластовых условиях вследствие растворения в ней газа.

При выборе объектов для осуществления вторичных методов добычи руководствуются следующими соображениями.

1. Остаточная нефтенасыщенность должна составлять не менее 35% объема порового пространства, так как при более низкой нефтенасыщенности эффективность процесса резко снижается из-за возрастания удельных расходов рабочего агента на 1 т нефти, извлекаемой из пласта.

2. Закачка воды является более эффективной при содержании связанной воды до 25%. Более высокое содержание связанной воды резко снижает эффективность процесса. Предел водонасыщенности для применения указанного метода составляет 55%. Нагнетание газа в пласт можно производить и при более высоком содержании связанной воды; предел водонасыщенности в данном случае равен 70%.

3. Неоднородные пластины, состоящие из пропластков с различной проницаемостью, целесообразно делить на два-три объекта для раздельной закачки рабочего агента в каждый из них (мощность таких пачек должна составлять 10–20 м). При неоднородных пластах следует проводить мероприятия по изоляции высокопроницаемых пропластков в разрезах нагнетательных скважин.

4. В случае фациальной изменчивости, линзовидности и малой мощности пласта, при которых соседние скважины не взаимодействуют, вторичные методы добычи нефти не дают необходимого эффекта.

5. Пластины, сложенные неустойчивыми, рыхлыми породами, неблагоприятны для осуществления вторичных методов добычи нефти из-за образования песчаных пробок и необходимости борьбы с ними.

6. При наличии тектонических нарушений, разбивающих пласт на ряд блоков, следует рассматривать каждый блок как самостоятельный объект воздействия.

7. Благоприятными объектами для применения вторичных методов добычи нефти являются замкнутые пластины с режимом растворенного газа.

8. Значительная обводненность пласта, как уже указывалось, снижает эффективность площадного заводнения. Высокая газонасыщенность пласта неблагоприятна для закачки газа (или воздуха), так как вызывает проскальзывание рабочего агента и повышение его удельного расхода.

9. Удельный расход рабочего агента зависит от качества нефти. Повышенная вязкость нефти обусловливает высокий удельный расход воды, газа или воздуха. При вязкости нефти, превышающей

в пластовых условиях 50 сантипуазов, воздействие на пласт, особенно путем закачки воздуха, является малоэффективным.

10. В случае значительной изменчивости проницаемости пласта должно быть предусмотрено проведение различных мероприятий по выравниванию профилей проницаемости (торпедирование, гидравлический разрыв и т. п.).

11. При осуществлении вторичных методов добычи нефти, как правило, должен быть охвачен весь эксплуатационный объект. Пласти, выбираемые для применения вторичных методов, должны иметь нормальную сетку скважин; если такой сетки нет, следует проектировать бурение дополнительных скважин с учетом его экономической целесообразности. Для более надежного выбора метода воздействия на пласт бурят оценочные скважины с отбором керна для лабораторного определения вытеснения из него нефти газом и водой или же в порядке опыта осуществляют нагнетание воды или газа (воздуха) в какой-либо один участок пласта для выяснения всех необходимых технологических данных, которыми в дальнейшем руководствуются при охвате данным процессом пласта в целом.

При закачке воды и газа в какой-либо участок пласта или в пласт в целом наблюдают за изменением:

- а) пластового давления или уровней в скважинах;
- б) коэффициента продуктивности и дебита скважин;
- в) газового фактора и процента обводнения скважин;
- г) состава добываемой нефти, воды и газа;
- д) контуров водоносности и газоносности;
- е) приемистости нагнетательных скважин.

Полученные данные берут за основу для установления технологического процесса закачки: давления нагнетания, количества рабочего агента, темпа отбора и закачки по пласту в целом и по отдельным скважинам. С целью лучшего контроля за процессом воздействия на пласт выделяют специальные скважины — пьезометрические и контрольные (находящиеся в эксплуатации). Все наблюдения проводят систематически.

При нагнетании воздуха в пласт регулярно отбирают пробы газа для определения его удельного веса, содержания в нем азота и теплоты сгорания газа. При нагнетании воды контролируют качество закачиваемой воды и отбирают пробы добываемой воды с целью их химического анализа. В случае снижения удельной поглотительной способности нагнетательных скважин очищают призабойную зону путем интенсивной пробной эксплуатации и другими средствами. Наблюдение за изменением контуров водоносности и газоносности осуществляют путем построения карт обводнения скважин и карт газовых факторов на каждый квартал.

При применении вторичных методов добычи нефти особое внимание должно быть уделено борьбе с проскальзыванием рабочего агента от нагнетательных скважин к эксплуатационным. О проскальзывании

рабочего агента судят по резкому увеличению (уже в начальную стадию процесса) газовых факторов или процента обводнения скважин при снижении дебитов.

Средствами борьбы с проскальзыванием рабочего агента являются:

- 1) ограничение объема закачки рабочего агента и дебитов скважин на участках проскальзывания рабочего агента;
- 2) периодическая эксплуатация эксплуатационных скважин и периодическая закачка рабочего агента в нагнетательные скважины;

3) изоляция высокопроницаемых прошлакстков в нагнетательных скважинах путем установки пакера и проведения других мероприятий по их изоляции;

4) при нагнетании воздуха — периодическая закачка воды в нагнетательные скважины.

Во время осуществления вторичных методов добычи нефти ведут тщательную геолого-техническую документацию всего процесса.

Дают эффект и другие мероприятия по воздействию на истощенные и малопроизводительные пласти. Например, Э. Б. Чекалиюк, А. Н. Снарский и другие указывают на успешное нагнетание горячей воды при температуре 200° или насыщенного водяного пара под давлением выше 80 atm в истощенные пласти при интенсивном темпе закачки. Этот метод они называют импульсным теплоинжекционным методом обработки пласта. В Оклахоме (месторождение Локо) с успехом применяли подземное сжигание нефти в пластах, содержащих очень вязкую нефть (порядка сотен и даже тысяч сантиметров); при этом около 15% нефти сгорало и коксовалось, а около 85% добывалось.

§ 14. ШАХТНЫЙ СПОСОБ РАЗРАБОТКИ

Помимо рассмотренных методов разработки, применяют и некоторые другие. Наибольшего внимания из них заслуживает шахтный способ, который коренным образом отличается от описанных выше способов.

При шахтном способе добычи нефть извлекают на поверхность не через скважины, а при помощи шахт, проведенных на нефтяной пласт. Таким образом, разработка месторождения производится при помощи подземных горных выработок, которые применяют для добычи твердых полезных ископаемых.

Извлечение нефти при шахтной разработке ведется путем проработки подземных дренажных выработок, по которым стекает нефть, и путем извлечения нефтесодержащих пород с последующей отработкой и экстракцией из них нефти. Обычно добычу нефти ведут лишь путем проведения дренажных выработок.

Каждая шахта состоит из двух стволов — главного (по которому поднимают нефть) и вспомогательного (через который обычно ведется и вентиляция).

В противопожарных целях нефтяные шахты крепят бетоном и поэтому делают их круглого сечения диаметром 2,2—4,5 м.

Дренирование нефтяного пласта производят:

- 1) при помощи канав и колодцев, которые проводят на нефтяной пласт из штреков, расположенных чаще всего в пустых породах над кровлей или под подошвой пласта;
- 2) при помощи штреков, проводимых непосредственно по нефтяному пласту;

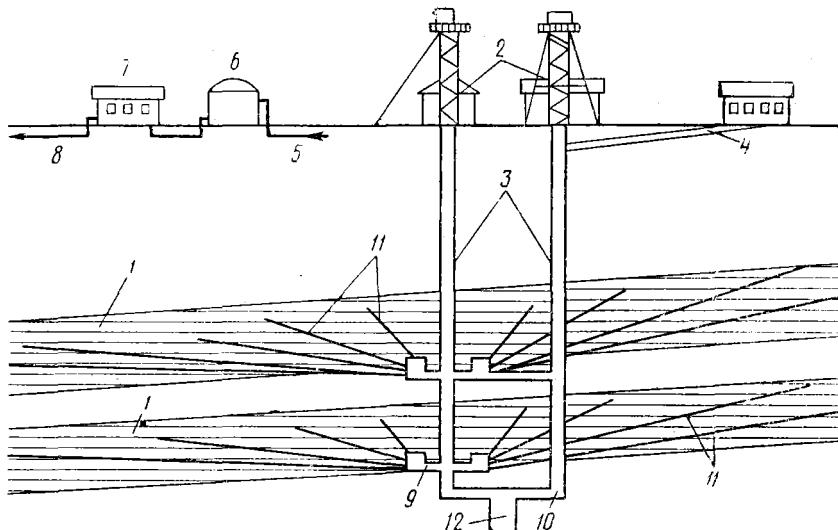


Рис. 156. Схема шахтного способа добычи нефти.

1 — нефтяные пласти; 2 — скрепы с подишаhtными зданиями; 3 — стволы шахты (основной и вентиляционный); 4 — вентиляционная с вентиляционным каналом; 5 — трубопровод для воды и нефти, идущий к приемному колодцу; 6 — емкость; 7 — насосная; 8 — внешний трубопровод; 9 — камера для бурения и эксплуатации скважин; 10 — стойка между стволами шахты; 11 — дренажные скважины (нефтяные); 12 — приемный колодец.

3) посредством вертикальных и наклонных подземных скважин, проводимых на нефтяной пласт из выработок, расположенных в пустых породах под или над пластом;

4) при помощи длинных горизонтальных скважин, проведенных по нефтяному пласту из подземных камер.

Первые два способа дренирования нефтяного пласта применяют в Пешельброне (Франция). На Яргском месторождении (Ухта, Кomi АССР) проводится шахтная разработка с дренированием нефтяной залежи при помощи сетки кустов круто наклонных скважин, пробуренных из камер, расположенных в 30—35 м над нефтяным пластом. При этом полученная дренированием нефть переливалась из скважин в коллекторные канавы, по которым она стекала в подземные емкости, а затем откачивалась на поверхность.

В последующем ухтинские нефтяники создали систему шахтной разработки, при которой пласт дренируется полого наклонными (восстающими) скважинами длиной до 350 м (рис. 156). Нефть при этом стекает в камеры, расположенные в подошве нефтяного пласта, а затем выдается на поверхность.

Такая система позволила значительно сократить объем горных работ, увеличить притоки нефти к скважинам и повысить эффективность шахтной разработки.

Для бурения скважин применяют буровые станки ПБС-2Г с гидравлическим приводом; скважины бурят диаметром 3—4".

При шахтной разработке особое внимание следует уделять вентиляции; норма расхода воздуха на одного человека для нефтяной шахты более чем в 2 раза превышает соответствующую норму для угольной шахты; при работах следует строго соблюдать правила пожарной безопасности и техники безопасности.

В Ленинском районе Азербайджана с успехом начали осуществлять открытые горные работы при разработке закириованных песков, обнажающихся на дневной поверхности. Эти пески перерабатывают на опытной термической установке, позволяющей полностью отделить нефть от содержащей ее породы.

Шахтный способ разработки может применяться на истощенных месторождениях, но при соответствующих геологических условиях (небольшой глубине залегания пластов, небольшого дебита при эксплуатации скважинами, малого содержания газа и воды и т. д.), в ряде случаев его можно применять и на новых месторождениях с начала их разработки.

§ 15. ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ МОРСКИХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В Азербайджане в последние годы проводятся большие работы по разработке и разведке морских месторождений нефти.

При разработке залежей нефти, расположенных на глубине (под дном моря), возникают особые условия в связи с необходимостью применения металлических свай и различных сооружений в море, подвергающихся значительной коррозии и потому имеющих ограниченные сроки службы. Исследование старых свай, извлеченных после пребывания в море в течение 13—14 лет, показало их интенсивное разъедание (в надводной части) и в ряде случаев их полную негодность для дальнейшего употребления.

Это требует максимального сокращения сроков извлечения нефти из морских месторождений.

Освоение морских месторождений нефти может быть осуществлено по данным В. С. Мелик-Пашаева путем:

- 1) осушения дна моря сплошной засыпкой нефтеносной площади или же постройкой заградительной дамбы с последующей откачкой воды;

2) строительства эстакад, связанных с берегом, или же автономных эстакад, если нефтяное месторождение находится в значительном отдалении от суши;

3) строительства искусственных островков (оснований), на которых возводятся одиночные скважины или кусты скважин;

4) подземного разбуривания нефтяных залежей посредством тоннелей.

Разработка морских участков с помощью засыпки морского дна является наиболее дорогостоящим мероприятием и потому применяется при небольших глубинах моря, на участках, примыкающих к береговой полосе, и осуществляется для многослойных месторождений. Такая засыпка моря была проведена для разработки части Биби-Эйбатской площади (в Бакинском районе), расположенной в море, где впоследствии был создан промысел Бухта Ильича. Работы по засыпке были начаты в 1911 г. и к 1918 г. было засыпано 210 га; к бурению приступили в 1922 г.

При известных условиях осушение морских площадей при помощи заградительных дамб намного экономичнее, чем сплошная засыпка участка моря.

В случае малых глубин моря и в зонах относительного затишья разработка морских участков может проводиться путем сооружения с берега непрерывно наращиваемых насыпных дамб.

Разработка при помощи эстакад применяется в тех случаях, когда залежи нефти приурочены к наземным структурам, продолжающимся в море, или когда морские нефтяные месторождения оказываются расположеннымми в непосредственной близости от берега.

К эстакадам пристраивают специальные площадки, на которых размещаются вышки для бурения скважин. Размеры площадки зависят от количества проектируемых скважин. В этом случае применяют метод кустового разбуривания месторождения наклонными скважинами; обычно с одной площадки бурят одну (в центре) вертикальную скважину и пять-шесть (примерно в вершинах шестиугольника) наклонных скважин, направленных во все стороны. Опыт бурения наклонно-направленных скважин показал, что отклонение забоев до 400 м от вертикали при глубине залегания пласта около 2000 м достигается без особых затруднений.

Наклонно-направленное бурение может быть осуществлено только в том случае, если установлен контур нефтеносности залежи, в соответствии с которым определится направление эстакады, простирающейся по средней части залежи.

Необходимо отметить, что количество точек на кусте-площадке определяется не только шириной залежи, но и глубиной ее залегания и возможной величиной отклонения забоев скважин. Число точек в не меньшей мере определяется количеством выделенных для самостоятельной разработки объектов.

При двух или трех объектах количество скважин на кусте можно удвоить или утроить (10—15 на каждом кусте).

В зависимости от формы залежи нефти и характера строения месторождения от эстакады могут быть построены ответвления небольшой протяженности, заканчивающиеся площадкой для размещения скважин.

Разбуривание месторождений, находящихся вдали от берега, также можно осуществлять при помощи эстакад, которые строят с расчетом их расположения внутри контура нефтеносности.

В этом случае возникает необходимость в морском транспорте и наличии на берегу специальной базы для принятия (на случай штормовой погоды) оборудования и материалов.

В практике разбуривания морских нефтяных месторождений с помощью эстакад могут встречаться различные случаи: бурение с одной эстакады нескольких групп наклонных скважин либо проведение ряда эстакад и бурение в каждом кусте нескольких вертикальных скважин с проектированием каждой из них на свой объект (рис. 157, на рис. 157, б показано четыре объекта).

Следует иметь в виду, что разбуривание нефтяных месторождений с помощью эстакад ограничивается глубинами моря, не превышающими 14 м (и в редких случаях 17 м)¹.

Разработка морских месторождений с индивидуальных оснований обладает большими возможностями, чем разработка с эстакад.

Указанные сооружения могут воздвигаться на глубинах, достигающих 25 м; их обычно применяют для месторождений, имеющих в разрезе небольшое число нефтеносных объектов.

При разбуривании морских нефтяных месторождений в целях сокращения сроков разработки целесообразно вести одновременное разбуривание всех выделенных для самостоятельной разработки нефтеносных объектов.

Наряду с этим в целях ускорения темпов разработки значительную помощь оказывает поддержание пластового давления путем бурения нагнетательных скважин (одновременно с эксплуатационными) и закачки в них воды.

Началу разработки морских нефтяных месторождений должна предшествовать детальная разведка по оконтуриванию всех залежей нефти; при разработке морских нефтяных месторождений эксплуатационное разбуривание площади ни в коем случае не должно опережать разведочное бурение.

При разработке морских месторождений должны быть полностью использованы достижения новой техники — кустовое бурение наклонно-направленных скважин, двуствольное бурение, последовательное бурение двух скважин с одного основания и т. д. Как уже

¹ В настоящее время разрабатываются проекты для бурения с эстакад при глубинах моря 20—24 м.

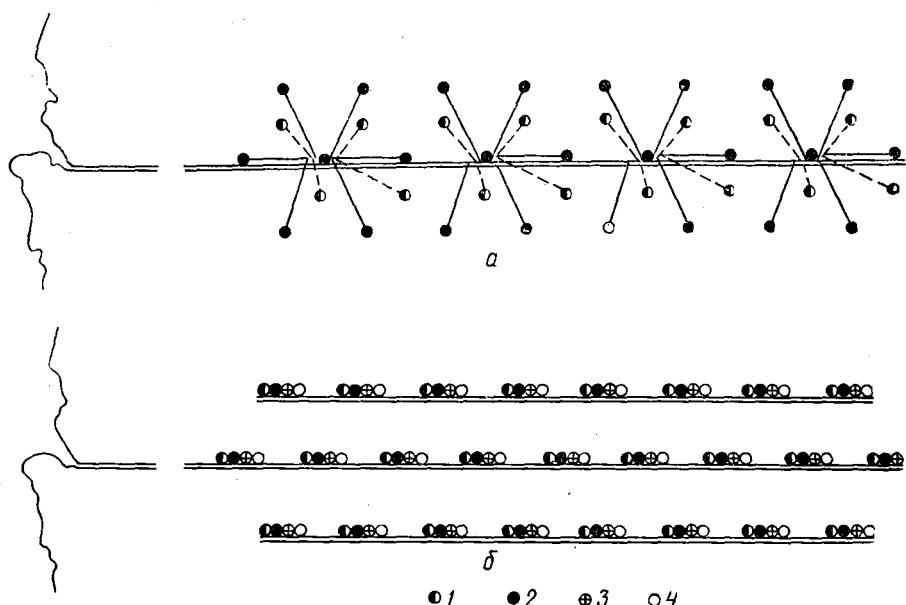


Рис. 157. Схема разработки морского многослойного месторождения.

a — наклонно-направленными скважинами; *b* — вертикальными скважинами. 1 — горизонт I; 2 — горизонт II; 3 — горизонт III; 4 — горизонт IV.

указывалось, в зависимости от количества объектов и условий их залегания на отдельных кустах располагают от 3 до 15 скважин. В связи с тем, что устье одной скважины отстоит от устья другой на расстоянии 8 м и при наличии в кусте 10—15 скважин площадка может иметь длину около 50—100 м, необходимо так запроектировать куст, чтобы величины отклонения забоев были минимальными и чтобы не было пересечения стволов скважин. Соблюдение этих условий исключит случаи, произошедшие в Гюргянах — встречу бурящихся и фонтанирующих скважин, что может кончиться в лучшем случае выводом скважины из строя, а в худшем — открытым фонтаном на эстакаде.

С целью максимального использования морских оснований Э. И. Тагиев, О. М. Межлумов и другие предложили бурение с одного основания одновременно двух скважин.

Сущность метода двустольного бурения заключается в том, что с одной и той же буровой вышки, одним станком и одной бригадой бурятся одновременно две скважины. Это достигается тем, что при подъеме инструмента из одного ствола все свечи полностью не извлекают на дневную поверхность и не складывают в буровой, как это делается при обычном бурении, а по мере извлечения каждой свечи

ее тут же опускают во второй ствол скважины. К моменту извлечения последней свечи из первого ствола инструмент оказывается опущенным во второй ствол скважины, где можно начать бурение. По окончании бурения во втором стволе точно так же перемещают инструмент вновь в первый ствол и т. д. Метод двустольного бурения имеет большие преимущества, заключающиеся в следующем: одно основание используется для бурения двух скважин, исключается необходимость в сборке вышки и монтаже бурового станка для второй скважины, увеличивается время пребывания долота на забое скважин и т. д.

К числу недостатков метода следует отнести то, что малейшее осложнение в процессе бурения в одном стволе приводит к большим вынужденным простоям другого ствола.

Более эффективным оказался метод последовательного бурения двух скважин с одного основания, получивший широкое развитие на морских участках вблизи о. Артема.

В отличие от двустольного бурения сущность метода заключается в том, что бурение скважин происходит не одновременно, а последовательно, т. е. после окончания бурением первой скважины ее не перфорируют, а путем наклона вышки с того же основания забуривают вторую скважину. Только по ее окончании начинают одновременно освоение двух скважин. Этот метод незаменим при небольших глубинах залегания нефтяных пластов (до 1500 м) и непродолжительности процесса бурения скважин.

Совершенно ясно, что при разработке морских нефтяных месторождений необходимо полностью перейти на двустольный метод бурения скважин, дающий возможность сократить наполовину количество дорогостоящих морских оснований. Кроме того, бурение скважин там, где возможно, должно происходить не с индивидуальных оснований, а с кустовых площадок, где будут сосредоточены устья нескольких нефтяных скважин, что также приведет к большой экономии средств.

Внедрение новой техники бурения скважин намного уменьшит затраты по разбуриванию вновь вводимых в разработку залежей нефти, расположенных под дном моря.

Имеющиеся данные свидетельствуют о больших перспективах нефтеносности участков, расположенных под дном Каспийского моря.

Это выдвигает задачу освоения морских нефтяных месторождений вне зависимости от глубины моря.

Для области мелководья, как известно, эстакадный метод разбуривания морских нефтяных месторождений является наиболее эффективным в пределах глубин до 14 м. Дальнейшие возможности наращивания глубин очень ограничены и связаны с резким удорожанием стоимости эстакад.

Разработка залежей нефти, расположенных на более значительных глубинах, может быть произведена бурением эксплуатационных

скважин с индивидуальных оснований. В мировой практике разработка месторождений на глубинах 40—45 м проводится только в Венесуэле, где гидрометеорологический режим моря исключительно благоприятный.

В пределах Апшеронского архипелага уже сейчас глубины моря свыше 25 м практически являются границей, за пределами которой не проводят даже разведочное бурение.

Таким образом, освоение глубин свыше 25 м (до 100—200 м — максимальной глубины Апшеронского порога) требует применения принципиально новых методов разработки.

В. С. Мелик-Пашаев с этой целью выдвигает идею применения шахтной разработки, базируясь на успешном примере разработки этим способом Ярегского месторождения (Ухта, Коми АССР).

Таким образом, применение горных выработок может оказаться новым прогрессивным методом разработки нефтяных месторождений, расположенных на больших глубинах моря, успешно разрешающим сложные проблемы освоения морских площадей.

§ 16. ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Разработка газовых месторождений значительно отличается от разработки нефтяных месторождений, что связано с особенностями физических свойств газа и поведения залежи газа в процессе эксплуатации.

Как уже указывалось, газ характеризуется ничтожной вязкостью, малым удельным весом, высокой упругостью и большой подвижностью.

При однородной литологической характеристике коллектора и его хорошей проницаемости давление в газовой залежи, в процессе эксплуатации, в пределах всей залежи практически одинаково. Лишь наличие неоднородности и дизъюнктивных нарушений в пласте может обусловить появление зон с неравномерным распределением давлений в процессе эксплуатации.

Более или менее равновесное состояние газового пласта в процессе эксплуатации позволяет проектировать небольшое количество эксплуатационных скважин. При проектировании скважин следует учитывать характер строения пласта, наличие в нем неоднородностей и положение контура газоносности и контакта газ — вода. Ставить скважины близко к контуру газоносности, а также в процессе вскрытия пласта останавливать забой скважины вблизи контакта газ — вода нецелесообразно.

Количество газовых скважин для разработки газовой залежи должно определяться возможным дебитом скважин и потребностью в добыче.

Дебиты газовых скважин следует принимать по возможности наибольшими, учитывая, однако, возможное ограничивающее влияние следующих факторов:

- 1) разрушения призабойной зоны пласта и в связи с этим выноса песка, что может привести к разъеданию подземного и наземного оборудования;
- 2) подтягивания конуса подошвенных вод и обводнения скважин;
- 3) закупорки пор кристаллами соли и кальматаажа (засыпания) призабойной зоны;
- 4) прочности эксплуатационной колонны и величины давления на устье скважины.

Чтобы предотвратить разрушение призабойной зоны, проводят промысловые испытания скважин для определения величины наибольшей депрессии или допустимого дебита. Путем таких же испытаний определяют допустимую депрессию в целях эксплуатации скважины без обводнения.

Следует учитывать также возможность отложения солей в призабойной зоне скважины, что снижает ее проницаемость. Е. В. Левыкин показал, что указанное явление происходит лишь в том случае, если в скважину поступает из пласта минерализованная вода или газ абсорбирует часть влаги, вследствие чего водный раствор становится пересыщенным и из него выпадает осадок.

Каждому значению пластового давления соответствует такая температура, при которой влагосодержание природного газа в процессе фильтрации не изменяется. Для газовых месторождений, в которых газ представлен исключительно метаном, при давлении 200 ат эта температура составляет примерно 80—90°, а при давлении 60 ат — 50—60°. В большинстве случаев в газовых месторождениях температура ниже и при указанных давлениях фильтрация газа сопровождается конденсацией паров воды в призабойной зоне и поэтому отложение солей не происходит.

Однако в отдельных случаях может происходить высушивание забоя и при поступлении минерализованной воды возникает возможность отложения солей в призабойной зоне. Поэтому при высокой температуре и малом давлении следует устанавливать в скважине режим работы, предотвращающий поступление в нее минерализованной воды. При эксплуатации обводненных скважин с низкой пластовой температурой соли в призабойной зоне не должны отлагаться. Засыпание призабойной зоны при больших отборах газа обычно не наблюдается.

Эксплуатационная колонна должна быть настолько прочной, чтобы противостоять максимальным нагрузкам на нее, возможным в процессе эксплуатации. Если конструкция скважины и ее оборудование выбраны правильно и содержатся в технически исправном состоянии, они не могут явиться причиной ограничений дебитов скважин.

Давление на устье скважины определяется режимом эксплуатации скважин и условиями использования газа.

Таким образом, условиями, наиболее ограничивающими дебиты газовых скважин, могут быть разрушение призабойной зоны пласта и связанный с этим вынос песчинок и частиц породы, а также подтягивание конуса подошвенной воды, вызывающее обводнение скважин.

Эксплуатационная характеристика газового месторождения в процессе разработки значительно меняется. Различают три характерных периода разработки и эксплуатации газового месторождения. Первый период, когда пластовое давление достаточно высокое, чтобы восполнить потери давления на пути движения газа от пласта и обеспечить подачу газа к магистральному газопроводу при давлении 40—50 ат, необходимом для транспортирования газа к потребителю. Второй период, когда пластовое давление снижается до величины, достаточной для подачи газа к головной компрессорной станции, из которой он транспортируется по магистральному газопроводу к потребителям. Третий период характеризуется настолько сильным снижением пластового давления, что транспортирование газа под этим давлением на большие расстояния (в том числе и до головной компрессорной станции) может оказаться невыгодным. В этом случае добываемый газ следует использовать для снабжения местных потребителей. Газ при этом будет поступать из скважин во все уменьшающихся количествах до тех пор, пока пластовое давление не снизится до величины, равной атмосферному давлению, на устье плюс вес столба газа в стволе скважины. Промышленная эксплуатация месторождения в большинстве случаев становится экономически невыгодной значительно раньше этого момента; основные промышленные запасы газа обычно исчерпываются в первый и второй периоды разработки газовой залежи.

При проектировании разработки газового месторождения следует иметь в виду, что важным элементом ее является создание оптимальной конструкции скважины, обеспечивающей наибольший возможный дебит газа, а также прочность колонны и подъем цемента за обсадными трубами, предусматривающий полную изоляцию пройденных газовых пластов.

Рациональная разработка газового месторождения неотделима от его эксплуатации и от задач и условий транспортирования газа. В общем виде можно указать, что рациональная система разработки газового месторождения должна обеспечивать наиболее полное извлечение запасов газа из недр при минимальных затратах на 1 м³ добываемого газа.

Газоносные пласти, характеризующиеся большой продуктивностью, хорошей проницаемостью и напорным режимом, рекомендуется разрабатывать рядами скважин, закладываемыми параллельно контуру газоносности. Для залежей газа различных типов с плохой проницаемостью коллекторов и залежей газа массивного типа, подстилаемых по всей площади подошвенной водой, рекомен-

дуется применять равномерную сетку скважин (для массивной залежи с некоторой концентрацией их в сводовой части).

Исходными при выборе расстояний между скважинами являются данные исследований физических свойств газоносного пласта и данные исследования скважин и пластового газа. Следует также учитывать годовой объем добычи газа, дебит скважин, пропускную способность магистрального газопровода и давления, необходимые для подачи газа к объектам потребления, как указывалось выше. При равномерной сетке размещения скважин для газовых месторождений обычно принимают большие расстояния между скважинами, чем для нефтяных; эти расстояния колеблются от 700 до 2500 м.

При разработке газовых залежей, как правило, ограничивают дебиты путем установления норм отбора газа из газовых скважин в соответствии с рассмотренными выше факторами.

Для обеспечения равномерного продвижения контура газоносности регулируют отбор газа в скважинах, расположенных в приконтурной зоне. С этой же целью соответствующим образом размещают эксплуатационные скважины и устанавливают режим работы и порядок ввода скважин в эксплуатацию.

В США нормы отбора газа определяют в зависимости от расстояний между скважинами; эти нормы колеблются в пределах 7—25% и более от потенциального дебита при расстоянии между скважинами 150—1000 м.

Разработку газовой шапки газо-нефтяной залежи не рекомендуется производить до выработки основной части запасов нефти. При исключительно большой газовой шапке и небольшой оторочке нефти допускается добыча газа из газовой шапки одновременно с добычей нефти. Разработку в этом случае следует регулировать так, чтобы предотвратить возможное перемещение нефти в газовую шапку.

Разведку газовой залежи нужно вести таким образом, чтобы в процессе ее были получены все необходимые исходные данные для проектирования разработки.

Не следует сокращать разведку, планируя получение некоторых необходимых исходных данных для проектирования разработки за счет эксплуатационного бурения.

В целях сокращения числа эксплуатационных скважин при наличии многопластовых газовых месторождений следует применять раздельную эксплуатацию в одной скважине двух и более газовых горизонтов, отделяя их друг от друга пакерами. Указанный метод широко применяется на наших газовых промыслах и является весьма эффективным.

При изучении поведения газовой залежи в процессе эксплуатации следует учитывать наличие или отсутствие напора вод, в зависимости от которого наблюдается то или другое изменение пластового давления в процессе эксплуатации (рис. 158). Анализ разработки

газовой залежи удобно вести при помощи графика эксплуатации. Однако при анализе разработки газовой залежи следует учитывать сжимаемость газа, в связи с чем вместо фактически замеренного пластового давления (p) на ту или другую дату принято показывать на графике величину $p \frac{1}{z}$ (т. е. p_a), во избежание искривления кривой давления за счет неучета коэффициента сжимаемости $z = \left[\frac{pV}{RT} \right]$.

В этом случае график эксплуатации примет вид, указанный на рис. 159.

В этом графике по оси ординат показано p/z в ата и по



Рис. 158. Схема влияния напора на поведение пластового давления.
1 — эффективный напор воды; 2 — неэффективный напор воды; 3 — отсутствие напора воды.

1 — эффективный напор воды; 2 — неэффективный напор воды; 3 — отсутствие напора воды.

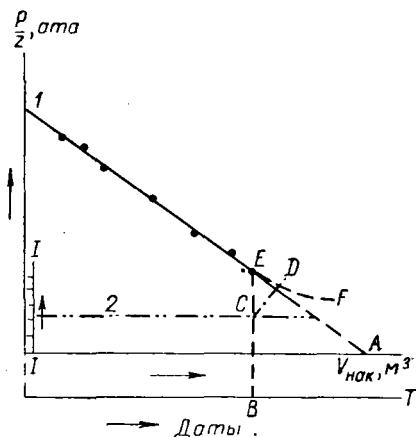


Рис. 159. График эксплуатации газовой залежи.

1 — кривая давление — отбор газа; 2 — кривая изменения добычи газа на 1 ат падения давления. I—I — масштаб для кривой 2 в м³.

оси абсцисс накопленная добыча газа с начала эксплуатации $V_{\text{нак}}$ в м³ (обычно в млн. м³) и одновременно соответствующие накопленной добыче даты (месяц и год).

Для газового режима кривая давление — отбор (кривая 1) является прямой линией и экстраполяция ее за пределы последней фактической точки (E) до пересечения с осью абсцисс позволяет определить первоначальные промышленные запасы газа (в точке A). В этом случае (т. е. при отсутствии напора вод) кривая изменения добычи газа на 1 ат падения давления (кривая 2) идет во весь период эксплуатации параллельно оси абсцисс (что и является подтверждением наличия в залежи газового режима). Кривую 2 строят путем расчета на различные даты количества добываемого газа на 1 ат падения давления.

Если в залежи наблюдается продвижение воды в процессе эксплуатации, то кривая давление — отбор не будет прямой линией и экстраполяцию этой кривой до оси абсцисс по прямой линии (после

точки E) для определения запаса газа производить нельзя. Одновременно кривая 2 не будет все время идти параллельно оси абсцисс, а будет иметь тенденцию к увеличению, т. е. отклоняться вверх, например, с точки C . Следовательно, в этом случае до точки C (до даты B) в залежи наблюдался газовый режим, а далее кривая 2 пошла по направлению CD , а кривая 1 от точки E по линии EF . Это указывает на появление активности вод по мере снижения пластового давления.

Помимо указанного графика, для анализа разработки очень полезно построение ряда других графиков, у которых по оси ординат откладывают p/z в atm , а по оси абсцисс одну из следующих величин: 1) освобожденный объем в пластовых условиях за счет добываемого газа с начала эксплуатации путем приведения добываемого газа к пластовым условиям (учитывая объемный коэффициент пластового газа); 2) объем пласта, занятый оставшимся в пласте газом, с учетом объемного коэффициента v ; 3) изменение объемного коэффициента пластового газа (v); 4) текущую добычу газа.

Все указанные графики можно совместить в один (указав несколько разных шкал для абсциссы), что позволит получить полное представление о поведении залежи газа в процессе ее разработки.

Объем пласта, занятый оставшимся в нем газом, на соответствующую дату определяется по формуле

$$V = \frac{V_{\text{нач}} - V_{\text{доб}}}{p_{\text{пл}} \alpha}, \quad (\text{VI. 3})$$

где V — объем газовой залежи на соответствующую дату в m^3 ;

$V_{\text{нач}}$ — начальные промышленные запасы газа при стандартных условиях в m^3 ;

$V_{\text{доб}}$ — добывшее количество газа на соответствующую дату при стандартных условиях в m^3 ;

$p_{\text{пл}}$ — среднее пластовое давление на ту же дату в atm ;

α — поправка на отклонение газа от законов идеальных газов, равная $1/z$, на ту же дату для соответствующего пластового давления $p_{\text{пл}}$.

В случае поступления в газовую залежь воды объем ее будет уменьшаться.

В связи с этим нередко вводят понятие о коэффициенте возмещения, под которым понимают отношение объема воды, вступившей в газовую залежь (w) за определенный промежуток времени к объему газа, отобранного за то же время из залежи (приведенному к пластовым условиям)¹.

¹ О коэффициенте возмещения см. также главу III, § 5.

Коэффициент возмещения (K_a) определяется по соотношению:

$$K_a = \frac{w}{V_{\text{доб}} \times v}, \quad (\text{VI. 4})$$

где w — количество вступившей в пласт воды на данную дату, определяемое по соотношению, в m^3 :

$$w = \frac{V_{\text{нач}}}{p_{\text{нач}} a} - V; \quad (\text{VI. 5})$$

$V_{\text{доб}}$ — количество отобранного на ту же дату газа при стандартных условиях в m^3 ;

v — объемный коэффициент пластового газа для соответствующего среднего пластового давления на ту же дату [формула (III. 25)];

a — поправка на отклонение газов для $p_{\text{нач}}$.

Определив коэффициент возмещения, можно построить дополнительный график (рис. 160), на котором показано изменение коэффициента возмещения в процессе эксплуатации газовой залежи.

Величина коэффициента возмещения зависит от литолого-физических свойств коллектора, характеристики водонапорной системы и темпов отбора газа. При малом отборе газа коэффициент возмещения при прочих равных условиях возрастает, что приводит к увеличению давления в газовой залежи; при более высоких темпах отбора газа коэффициент возмещения уменьшается и среднее пластовое давление не увеличивается. Изучение изменения коэффициента возмещения в процессе эксплуатации позволяет судить о свойствах водонапорной системы и намечать разработки газовой залежи.

Изучение газовой залежи позволяет решить некоторые интересные вопросы. Например, определить геометрический объем газовой залежи, а зная геометрический объем газовой залежи, оценить среднюю открытую пористость в целом для всего коллектора, вмещающего залежь газа.

Определив промышленные начальные запасы газа ($V_{\text{нач}}$), при помощи графика рис. 159 можем вычислить геометрический объем

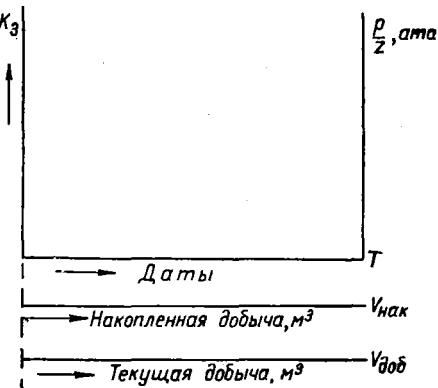


Рис. 160. Схема графика изменения коэффициента возмещения в процессе эксплуатации газовой залежи при наличии водонапорного режима.

мероприятия по регулированию

коллектора, вмещающего газ, и его среднюю открытую пористость.

Из формулы (V. 44) определяем геометрические размеры залежи (Fh) ¹:

$$Fh = \frac{V_{\text{нач}}}{mf(p_{\text{нач}} a - p_k a_k) \beta_g \eta_g}, \quad (\text{VI. 6})$$

Если же в результате бурения геометрические размеры залежи газа были изучены хорошо, то без труда с помощью простых арифметических действий можем определить среднюю открытую пористость для газового коллектора по соотношению:

$$m = \frac{V_{\text{нач}}}{Fh f(p_{\text{нач}} a - p_k a_k) \beta_g \eta_g}. \quad (\text{VI. 7})$$

При наличии водонапорного режима определение начальных промышленных запасов газа ($V_{\text{нач}}$) с помощью графика, показанного на рис. 159, вызывает затруднения.

В этом случае следует определять начальные промышленные запасы газа в начальную стадию разработки, когда залежь газа еще работает на газовом режиме, например, по методу падения давления ².

Однако Е. М. Минский показал, что даже в месторождениях, в которых водонапорный режим проявляется почти с самого начала разработки, можно пользоваться для подсчета запасов газа по криевой отбор — давление, проводя к ней касательную в начальный период разработки залежи.

Последний вопрос требует дополнительного исследования.

§ 17. ГАЗОКОНДЕНСАТНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

При низких давлениях в неглубоко залегающих пластах природные газ и нефть в пластовых условиях представляют собой флюиды, каждый из которых характеризуется определенными свойствами. По мере увеличения пластовых давлений с глубиной газ в нефтяных залежах растворяется в нефти, а высококипящие фракции углеводородов в газовых залежах растворяются в газе и флюид имеет свойства однофазной системы.

В ряде месторождений нефть и газ имеют двухфазную систему и залегают совместно; в этом случае газ образует газовую шапку.

В пластах, залегающих глубоко и имеющих пластовое давление свыше 250—300 atm и температуру 90° и более, флюид находится только в однофазном состоянии и имеет свойства, по которым непосредственно относить его к нефти или газу является затруднительным.

¹ Методика вычисления геометрических размеров залежи газа была впервые показана автором в 1940 г. [М. А. Жданов. Методика подсчета запасов природных горючих (углеводородных) газов. Изд. АН СССР, 1940, стр. 50].

² С учетом замечаний, указанных в главе V, § 5.

Для понимания сложных взаимоотношений нефти и газа в пластовых условиях высказаны две точки зрения. Одна из них основана на изучении природы фазовой диаграммы пластового флюида; другая основана на характеристике пластового флюида с точки зрения количественных соотношений нефти и газа (по газовому фактору).

Первую точку зрения можно иллюстрировать рис. 161, на котором показаны фазовые диаграммы для пластового флюида. Диаграмма 1 для жидкого флюида показывает, что газовая фаза образуется по мере уменьшения давления вдоль линии AB в пластовых условиях (при постоянной температуре) и вдоль линии AA_1 для флюида, извлекаемого из скважины (при снижающейся температуре).

Диаграмма 1 для газообразного флюида, находящегося под высоким давлением и содержащего в растворенном виде жидкие фракции, показывает, что конденсация будет появляться при уменьшении давления либо при постоянной температуре по линии AB , либо при снижающейся температуре по линии AA_1 .

Присутствие жидкого флюида или природной нефти в пласте наблюдается тогда, когда пластовая температура ниже критической точки для содержащейся в пласте смеси углеводородов, и газовая фаза имеется тогда, когда эта температура выше критической точки для указанной смеси.

В этом случае, когда состав смеси таков, что ее критическая температура совпадает с пластовой температурой, понятие «газ» или «жидкость» теряет всякий смысл. Вблизи критической температуры все фазовые изменения для жидкости и газа происходят быстро и по мере снижения давления появляется область двух фаз.

Дальнейшая практика разработки покажет, насколько целесообразно выделение типов пластовых резервуаров, содержащих флюид в однофазном состоянии без допущения наличия в них области двух фаз.

Отбор и изучение пластовых проб, а также их фазовой характеристики является, однако, наилучшим методом установления свойств пластового флюида.

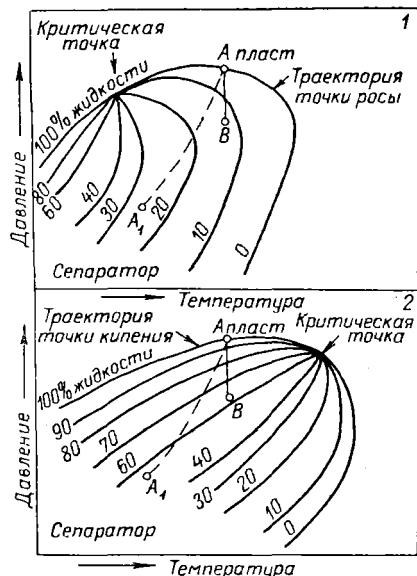


Рис. 161. Относительные фазовые диаграммы для пластового флюида (по Катцу и Виллиамсу).

1 — газообразный флюид; 2 — жидкий флюид.

Вторая точка зрения основана на изучении природы пластового флюида по величине газового фактора (замеренного на поверхности в сепараторе).

На рис. 162 показан газовый фактор для различных месторождений на основе данных изучения в сепараторе пробы пластового флюида. Как видно из этого рисунка, для газовых факторов ниже $500 \text{ м}^3/\text{м}^3$ коллектор содержит жидкую фазу (нефть) и газ выделяется из нее.

Если газовый фактор более $1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$, флюид находится в газовой фазе; жидкость в данном случае образуется лишь в результате снижения давления.

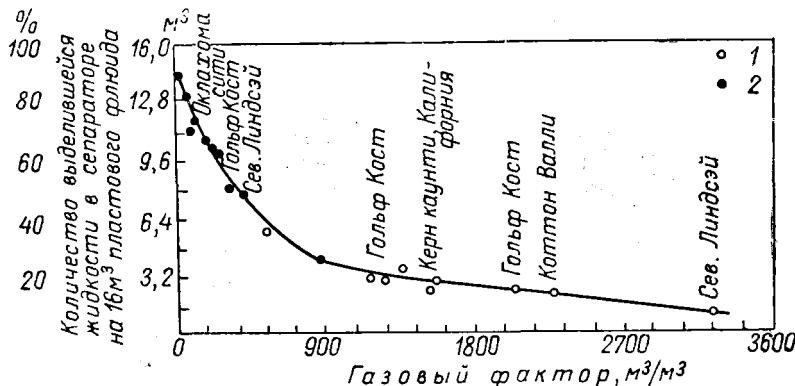


Рис. 162. Газовый фактор для газоконденсатных и нефтяных месторождений (по Катцу и Виллиамсу).

1 — газоконденсатные месторождения; 2 — нефтяные месторождения.

Для газового фактора в пределах $500-1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$ по величине газового фактора нельзя судить о фазовой характеристике содержащего коллектора.

На практике газоконденсатными месторождениями называют такие, в пластах которых углеводороды находятся в газообразном состоянии, а при снижении давления частично переходят в жидкую фазу. Месторождения этого типа отличаются от обычных газовых тем, что в их газе содержится значительное количество высокомолекулярных углеводородов, соответствующих по температуре кипения бензиновым, керосиновым и даже газойлевым фракциям, но входящих в состав газа в результате обратного испарения.

Сущность обратного испарения и конденсации заключается в том, что при давлениях, строго определенных для смеси данного состава, и при температурах, выше критических, изотермическое повышение давления приводит к испарению компонентов смеси, а изотермическое снижение давления — к их конденсации.

Обратная (ретроградная) конденсация была обнаружена более 60 лет назад Кальете и Куененом при работе с воздухом и углекислотой.

На углеводородных смесях ее впервые изучили Кац и Курата в последующем Сэж и Лэси.

При рассмотрении явлений обратной конденсации необходимо вспомнить, что максимальная температура, при которой данное индивидуальное химическое соединение или элемент еще могут быть превращены из газообразного состояния в жидкое путем повышения давления, называется критической температурой данного элемента или химического соединения. Давление, которое соответствует критической температуре данного соединения или элемента, называется его критическим давлением, а соответствующий ей удельный объем — критическим объемом.

Критической точкой является точка, в которой обе фазы — жидкая и газообразная — становятся идентичными по своим свойствам (мениск между ними исчезает).

Рассмотрим фазовую диаграмму, представленную на рис. 163. Верхняя граничная линия называется кривой насыщенной жидкости, или кривой точек кипения; нижняя граничная линия называется кривой насыщенного газа, или кривой точек росы (начала конденсации). Вверх и влево от кривой точек кипения существует только жидккая фаза, вправо от кривой точек росы — только газовая фаза, а внутри граничных линий имеется двухфазная область (жидкая и газовая).

Местоположение критической точки C определяется местом соединения кривых точек росы и кипения. Изотерма, являющаяся касательной к кривой, ограничивающей двухфазную область, определяет в точке T_m точку максимальной температуры, при которой могут существовать обе фазы. Эта критическая точка называется критической температурой конденсации, или крикондентермой; максимальным давлением, при котором могут существовать жидкая и газовая фазы, является точка P_m , носящая наименование критического давления конденсации, или криконденбара. При рассмотрении фазовой диаграммы (рис. 163) видим, что заштрихованный участок вправо от критической точки C является областью, в которой имеет место обратная конденсация при падении давления; заштрихованный участок влево от критической точки C является областью, где имеет

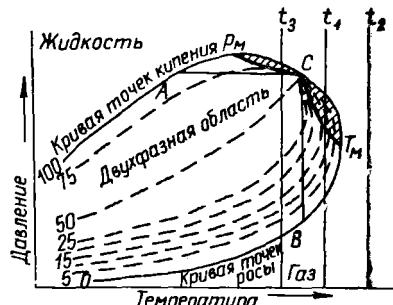


Рис. 163. Фазовая диаграмма много компонентной углеводородной смеси в координатах давление — температура.

место обратное испарение при снижении температуры. Внутри двухфазной области показаны изолинии процентного содержания жидкости в смеси (пунктирные линии).

Любая вертикальная линия (изотерма), проведенная для избранной температуры с расчетом пересечения области обратной конденсации (например, вертикальная линия t_1), будет касательной к одной из изолиний процентного содержания жидкости в смеси; в точке касания она определит возможное максимальное образование жидкой фазы (конденсата) для данных температуры и давления.

Конденсация в этом случае будет наблюдаться в течение изотермического снижения давления от верхней точки, при которой изотерма пересекает линию точек росы, до тех пор, пока линия изотермического падения давления не станет касательной к соответствующей изолинии процента образования жидкой фазы (конденсата).

При дальнейшем снижении давления размер жидкой фазы будет уменьшаться и наступит нормальный процесс испарения до тех пор, пока вся система не перейдет в газовую фазу (после вторичного пересечения изотермой, внизу, линии точек росы).

Таким образом, при изотермическом изменении давления, когда изотерма t_1 пересекает область обратной конденсации (в области давлений, вправо от точки C), процесс протекает в следующем порядке: газовая фаза — двухфазное состояние — газовая фаза. За пределами этой области (влево от критической точки C) при изменении давления по изотерме t_3 , соответствующей более низкой температуре, чем критическая (и не пересекающей область обратной конденсации в области давления), будет происходить лишь обычное испарение и процесс идет в следующем порядке: газ — двухфазное состояние — жидкость (с нормальной конденсацией при повышении давления). Если же снижать давление по изотерме t_2 , соответствующей температуре выше криокондентермы, то система будет оставаться при любом давлении в газовом состоянии.

Если мы проведем линию, параллельную оси температур (изобару) и пересекающую область обратного испарения, то увидим, что при изобарическом повышении температуры жидкость в крайней левой точке пересечения изобарой кривой точек кипения начнет испаряться и появится двухфазная система; дальнейшее повышение температуры приведет венцество в крайней правой точке пересечения изобарой кривой точек кипения вновь в жидкое состояние, т. е. процесс протекает в следующем порядке: жидккая фаза — двухфазное состояние — жидккая фаза. При этом максимальное количество испарившегося вещества достигнет в точке касания изобары к соответствующей изолинии процента образования жидкой фазы.

При изменении температур по некоторой другой изобаре, не пересекающей области обратного испарения, изобарическое повышение температуры вначале приводит к испарению жидкости при пересечении изобарой кривой точек кипения, т. е. появляется двухфазная

система, и при дальнейшем изобарическом повышении температуры после пересечения кривой точек росы вся смесь переходит в газообразное состояние. Процесс протекает в следующем порядке: жидккая фаза — двухфазное состояние — газовая фаза, т. е. процесс испарения протекает нормально с повышением температуры.

Из рассмотренных обратных явлений представляет интерес обратное явление при изотермическом изменении давления, так как пластовая температура в течение всего времени разработки газоконденсатного месторождения остается почти неизменной.

Таким образом, конденсация, протекающая в результате понижения давления либо повышения температуры, называется обратной конденсацией; соответственно испарение, протекающее в результате повышения давления либо понижения температуры, называется обратным испарением.

Хотя областью обратной конденсации и обратного испарения являются только заштрихованные части на графике, тем не менее областью изотермической обратной конденсации обычно именуют всю площадь CBT_mC , а областью изобарического обратного испарения — площадь CAP_mC .

В газоконденсатных месторождениях содержание метана колеблется от 75 до 94% (объемных) и так как критическая температура метана составляет $-82,5^\circ$, то явление обратной конденсации начинается уже от -53° ; таким образом, область температур, при которых происходит обратная конденсация, велика по сравнению с областью температур, при которых протекают только нормальные процессы испарения и конденсации.

Изучение газоконденсатных месторождений Советского Союза по данным А. С. Великовского и В. В. Юшкина показало, что в месторождениях, имеющих более высокие давление и температуру, как правило, в газе растворено больше высококипящих углеводородов. Например, из газа месторождения Песчаный Умет (при $p_{пл} = 100 \text{ atm}$ и $t_{пл} = 30^\circ$) при давлении максимальной конденсации 50 atm выделяется около $10 \text{ см}^3/\text{м}^3$ высококипящих углеводородов; в Багаевском (160 atm и 50°) — $80 \text{ см}^3/\text{м}^3$; Хаджиабаде (227 atm и 73°) — $110 \text{ см}^3/\text{м}^3$; Кызыл-Куме (231 atm и 59°) — $130 \text{ см}^3/\text{м}^3$; Карадаге (400 atm и 95°) — $280 \text{ см}^3/\text{м}^3$.

Однако, если даже термодинамические условия и допускают возможность наличия в газе определенного количества высших углеводородов, то условия формирования залежи могут привести к отсутствию их в таком количестве, которое могло бы насытить газ при данных температуре и давлении. Например, в Шебелинском газовом месторождении ($p_{пл} = 240 \text{ atm}$, $t_{пл} = 45^\circ$) имеется весьма незначительное содержание конденсата в газе — $14 \text{ см}^3/\text{м}^3$. Из этого следует, что лишь на основании данных о давлении и температуре нельзя даже приблизительно предсказать возможное содержание конденсата

на 1 м^3 газа, а также его характер без проведения соответствующего исследования газовой залежи.

В результате исследований должны быть получены следующие данные:

1) количество выделяющегося конденсата в см^3 на 1 м^3 газа при различных давлениях и температурах (изотермы и изобары конденсации);

2) давление максимальной конденсации при различных температурах;

3) состав конденсатов, получаемых при различных режимах конденсации;

4) количество высококипящих углеводородов ($C_5 +$) и их состав, а также количество бутанов и пропана, остающихся в газе, отходящем из сепаратора в зависимости от температуры и давления в нем;

5) состав пластового газа и потенциальное содержание в нем высококипящих углеводородов;

6) количество и состав конденсатов, которые будут извлекаться из газа по мере падения давления в пласте на протяжении всего срока эксплуатации;

7) фазовое состояние газоконденсатной системы в пласте;

8) давление начала конденсации в пласте;

9) потери конденсата в пласте при разработке его без поддержания давления и др.

Для получения этих данных необходимо проведение исследований как на промысле, так и в лаборатории.

В СССР по данным А. С. Великовского и В. В. Юшкина в настоящее время широко распространены два метода исследования газовых скважин в целях определения наличия конденсата и изучения свойств газовой залежи (в отношении ее возможной «газоконденсатности»): 1) метод, основанный на непрерывном отборе малых количеств газа (несколько $\text{м}^3/\text{час}$) во время остановки скважины (при статическом давлении); 2) метод, основанный на непрерывном отборе промышленных количеств газа.

Исследование газоконденсатной характеристики путем непрерывного отбора малых количеств газа с головки скважины во время ее эксплуатации не может дать надежных результатов, так как по колонне движется не однофазный, а двухфазный газовый поток, состоящий из газа и конденсата. Распределение скорости в поперечном сечении колонны неравномерно, с максимумом в центре и минимумом у стенок, что обуславливает неравномерность распределения выделившегося конденсата в поперечном сечении столба газа.

Метод исследования, основанный на непрерывном отборе промышленных количеств газа, получил большее распространение.

Для изучения газоконденсатной залежи лучше всего пользоваться передвижной газоконденсатной лабораторией ЛПГ-1, которая оснащена всей необходимой аппаратурой и оборудованием, позволяющим

производить промысловые исследования газоконденсатных пластов, вскрытых на самых различных глубинах.

С помощью передвижной лаборатории можно провести исследование не одной, а ряда скважин, расположенных на различных участках структуры. Отпадает необходимость в сооружении на каждом промысле сепараторов высокого давления у скважин. Результаты этих исследований могут быть использованы для проектирования разработки и эксплуатации залежи.

Однако с помощью промысловых исследований можно получить лишь часть необходимых для этого данных; для получения остальных данных требуется проведение лабораторных исследований проб, для отбора которых также можно использовать указанную передвижную лабораторию.

Наиболее простым является отбор проб при помощи бутылей с соленой водой, либо вакуумированных метановых баллонов с давлением значительно более низким, чем устьевое. Эти два способа широко применяются различными ЦНИЛами и филиалами институтов при отборе проб из газоконденсатных скважин. Однако использование этих способов связано с редуцированием давления и приводит к выпадению конденсата на поверхности воды в газометрах и на стенах баллонов, что искажает результаты исследования.

Во всех случаях количество высококипящих углеводородов в газе (составляющих при снижении давления конденсат) значительно меньше, чем действительное их содержание в пластовом газе.

Отбор проб газа можно производить при устьевом давлении в сосуд высокого давления. В этом случае обратной конденсации не будет, и, следовательно, не будет потеря конденсата во время отбора пробы.

Однако при применении указанного метода для скважин глубиной более 1000 м необходимо иметь в виду, что отобранная проба на устье не вполне будет соответствовать по составу газу, находящемуся в пласте.

Неоднократно предлагалось производить отбор проб газа с забоя закрытой газоконденсатной скважины. При этом исходили из следующих положений. Давление и температура на забое закрытой скважины соответствуют пластовому давлению и температуре, следовательно, флюид будет находиться в однофазном состоянии и будет полностью соответствовать пластовому.

Однако согласно результатам исследований, проведенных П. В. Михальковым и А. С. Великовским, такой метод дает резко искаженный состав газа в отношении содержания высококипящих фракций. Объясняется это тем, что на забое скважины всегда находятся жидкие углеводороды. В газе, находящемся непосредственно над этими углеводородами, заметно изменяется состав в результате перераспределения углеводородов. По указанной причине в пробах газа, отобранных глубинным пробоотборником, даже если приняты

меры предосторожности от попадания в пробы жидкой фазы при отборе, обычно содержится очень много высококипящих углеводородов. Так, для газа Шебелинского и Зачепиловского месторождений этим методом было определено до 200 см^3 конденсата на 1 м^3 газа, хотя действительное количество его во много раз меньше.

При отборе проб необходимо предусмотреть такие условия, при которых не происходило бы выделение жидкой фазы ни в процессе отбора газа в аппаратуру, ни при последующих операциях, связанных с анализом и исследованием.

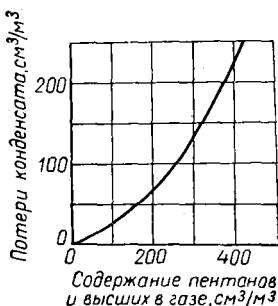


Рис. 164. Средние потери товарного конденсата в пласте в зависимости от потенциального содержания в газе пентана и высших (C_5+) (по А. С. Великовскому и В. Б. Юшкину).

2) давление в пласте не должно снижаться ниже давления, при котором начинается обратная конденсация; для этого разработку следует вести с поддержанием давления путем обратной закачки в пласт газа, предварительно освобожденного от высококипящих углеводородов;

3) разработка должна производиться по схеме кругового процесса; газ из пласта поступает в конденсационную установку, в которой при давлении максимальной конденсации и оптимальной температуре выделяются жидкие компоненты, затем сухой газ поступает в компрессоры, где он сжимается до давления, превышающего на 15—20% давление на устьях скважин, и под этим давлением нагнетается через нагнетательные скважины обратно в пласт.

Газ газоконденсатных месторождений обычно состоит из метана (75—95%), пентана (2—5%) и более высококипящих углеводородов. Конденсат из газа газоконденсатных месторождений является ценным продуктом. Из него может быть получен автомобильный бензин и т. п. Он обычно бесцветен или окрашен в светло-желтый цвет.

Целесообразно производить отбор проб из газоконденсатных скважин при помощи сепаратора, рассчитанного на всю производительность скважины. При этом следует отдельно отбирать пробу газа, прошедшего сепарацию, и пробу конденсата.

При разработке газоконденсатных месторождений по мере снижения давления из пластового газа вследствие обратной конденсации выпадает некоторое количество жидких компонентов и безвозвратно теряется в недрах (рис. 164).

В связи с этим при разработке газоконденсатного месторождения должны быть соблюдены следующие требования:

- 1) расстояние между скважинами должно быть не менее 800—1000 м (плотность нередко 100—250 га на скважину);

- 2) давление в пласте не должно снижаться ниже давления, при котором начинается обратная конденсация; для этого разработку следует вести с поддержанием давления путем обратной закачки в пласт газа, предварительно освобожденного от высококипящих углеводородов;

- 3) разработка должна производиться по схеме кругового процесса; газ из пласта поступает в конденсационную установку, в которой при давлении максимальной конденсации и оптимальной температуре выделяются жидкие компоненты, затем сухой газ поступает в компрессоры, где он сжимается до давления, превышающего на 15—20% давление на устьях скважин, и под этим давлением нагнетается через нагнетательные скважины обратно в пласт.

Для уменьшения потерь конденсата в пластах не следует начинать разработку газовых пластов, имеющих давление 100 ат и более, впредь до выяснения содержания в газе бензиновых и более тяжелых углеводородов.

На поддержание пластового давления затрачиваются большие средства. В связи с этим в США считают рациональным применять данный метод при содержании конденсата в газе более 200 см³/м³ и запасе газа более 7 млрд. м³. Чем больше конденсата содержится в 1 м³ газа, тем меньше запасы газа нужны для того, чтобы разрабатывать месторождение как газоконденсатное с затратами на поддержание давления.

Если содержание конденсата меньше 150 см³/м³, значительная часть его может быть получена без поддержания давления в пласте. При более высоком содержании конденсата отбор продукции из скважин без обратной закачки в пласт сухого отработанного газа можно проводить до снижения давления до критической величины, при которой начинается обратная конденсация.

Вопрос о возможности добычи газа без поддержания давления должен быть решен в каждом конкретном случае на основании данных лабораторных и промысловых исследований, устанавливающих пределы, до которых может быть снижено давление, и влияние снижения давления на величину потери конденсата в пласте.¹

При применении поддержания давлений нагнетательные скважины располагаются либо в периферийной части залежи (что является более эффективным), а эксплуатационные в центре, либо наоборот. Разница в количестве добываемого и обратно закачиваемого газа обычно колеблется в пределах 5% и не превышает 20%. Таким образом, конденсатным газовым фактором называют количество газа в м³, приходящееся на 1 м³ получаемой жидкой продукции — конденсата.

В среднем отдача газоконденсатного пласта, считая на конденсат, составляет до 75%; с поддержанием пластового давления отдачу можно довести до 90—92%.

Поддержание пластового давления производят путем обратной, а также дополнительной закачки газа (из других газовых пластов) в пласт. Имеются предложения закачивать вместо газа воду, утилизируя газ; в среднем количество воды, потребное для вытеснения 1 млн. м³ газа, колеблется от 2000 до 5000 м³. Однако при вытеснении газа водой наблюдается остаточная газонасыщенность, составляющая (по данным Т. М. Джедипса и других) от 15 до 50% в зависимости от литологических свойств коллектора.

Если в газе содержится мало высококипящих углеводородов и имеется необходимость в немедленном использовании ресурсов газа,

¹ Как правило газоконденсатные и газоконденсатно-нефтяные месторождения следует разрабатывать с поддержанием пластового давления.

газоконденсатное месторождение эксплуатируется как обычное газовое, т. е. со снижением пластового давления.

При эксплуатации без поддержания пластового давления необходимо обращать особое внимание на тщательность выделения из газа высококипящих углеводородов; в противном случае они не только будут потеряны, но, выделившись в газопроводе, нарушают его нормальную работу. Кроме того, в газе газоконденсатных пластов содержится значительное количество паров воды, и при снижении давления и температуры происходит ее конденсация; в результате образующиеся гидраты закупоривают наземные коммуникации. В связи с этим воду также следует тщательно удалять из добываемого газа.

В газоконденсатных пластах часто наблюдается нефтяная оторочка, либо очень малого размера, либо такого, который представляет практический интерес для эксплуатации. С другой стороны нередко газоконденсатные залежи представляют собой лишь газовые шапки нефтяных залежей (например, Коробковское, Карадагское, Анастасиевское). При эксплуатации таких месторождений без поддержания давления с отбором в первый период эксплуатации лишь нефти будут иметь место очень большие потери конденсата. В данном случае, поскольку снижение давления в газоконденсатной шапке производится без отбора газа, почти все высококипящие углеводороды будут потеряны, в то время как при отборе газа из газоконденсатной залежи теряется лишь часть этих углеводородов, так как часть их выносится на поверхность в составе добываемого газа. Относительная величина этих потерь зависит от состава газа и пластовой температуры.

Некоторая часть газа, однако, будет прорываться в нефтяную зону (при ее эксплуатации) и еще оставшиеся в этом газе высококипящие углеводороды будут выделяться в нефтяной зоне и войдут в состав нефти.

При эксплуатации такой залежи (с газоконденсатной шапкой) с отбором в первую очередь газа возникают также серьезные возражения из-за возможного проникновения нефти в эту газовую зону (при снижении пластового давления), что может привести к значительным потерям нефти.

В связи с этим газоконденсатно-нефтяные месторождения при разработке их без поддержания давления следует эксплуатировать путем одновременного отбора нефти и газа с тем, чтобы граница газоносности в процессе эксплуатации оставалась неподвижной.

Следует иметь в виду, что в газоконденсатных залежах со значительной оторочкой нефти, как правило, наблюдается изменение содержания высококипящих углеводородов в газе ($C_5 +$) от свода складки к газо-нефтяному контакту. В Карадагском месторождении, например, первоначальное содержание конденсата в газе в скв. 78, вскрывшей пласт на глубине 3800 м, составляло $280 \text{ см}^3/\text{м}^3$, а в скв. 70, вскрывшей пласт на глубине 3100 м, — $180 \text{ см}^3/\text{м}^3$.

Аналогичное явление наблюдается в газоконденсатных залежах с большим этажом газоносности, что связано со значительными различиями пластовых давлений и температур в разных точках пласта.

В Советском Союзе открыто значительное количество газоконденсатных месторождений, многие из которых уже вступили в эксплуатацию. Ниже перечислены некоторые из наиболее характерных, газоконденсатных месторождений.

Степновское месторождение имеет три газоконденсатных пласта в среднем девоне; глубина 2200 м; $p_{пл} = 240 \text{ atm}$, $t_{пл} = 64^\circ$; содержание стабильного конденсата составляет $60 \text{ см}^3/\text{м}^3$.

Шебелинское месторождение является крупным многопластовым газоконденсатным месторождением. Основные залежи приурочены к нижней перми; в последнее время промышленные залежи газа установлены также в верхнем карбоне; глубины колеблются в пределах 1500—2000 м; $p_{пл} = 240 \text{ atm}$, $t_{пл} = 45^\circ$; содержание стабильного конденсата составляет около $14 \text{ см}^3/\text{м}^3$.

Ленинградское месторождение приурочено к нижнемеловым отложениям; средняя глубина 2100 м; $p_{пл} = 216 \text{ atm}$, $t_{пл} = 83^\circ$; содержание стабильного конденсата составляет $50 \text{ см}^3/\text{м}^3$.

Месторождение Карадаг приурочено к нижнему отделу продуктивной толщи и характеризуется очень большим этажом газоносности и наличием значительной нефтяной оторочки. Содержание высококипящих углеводородов меняется в основном по падению пласта; средняя глубина около 3500 м; $p_{пл} = 400 \text{ atm}$, $t_{пл} = 95^\circ$; содержание стабильного конденсата колеблется от 280 до $180 \text{ см}^3/\text{м}^3$.

Газлинское месторождение содержит пять газовых горизонтов, приуроченных к меловым отложениям. Верхние два горизонта являются газовыми, а в нижних трех содержится конденсат. Средняя глубина колеблется в пределах 700—1100 м; $p_{пл} = 72 \div 112 \text{ atm}$, $t_{пл} = 50 \div 65^\circ$; содержание конденсата колеблется в пределах $1,1 \div 22,3 \text{ см}^3/\text{м}^3$.

Месторождение Кизыл-Кум состоит из нескольких газоконденсатных пластов, приуроченных к нижнему акчагылу. Средняя глубина 1800 м; $p_{пл} = 231 \text{ atm}$, $t_{пл} = 59^\circ$; содержание стабильного конденсата составляет $130 \text{ см}^3/\text{м}^3$.

Глава VII

ОХРАНА НЕДР НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Разведка, разработка и эксплуатация нефтяных месторождений должны осуществляться в соответствии с потребностью народного хозяйства в нефтепродуктах при полном соблюдении мер по охране недр.

Основной задачей охраны недр является обеспечение рациональной разработки отдельных залежей нефти и нефтяных месторождений в целом, при которой достигается максимальная нефтеотдача.

Мероприятия по охране недр соответствуют основной задаче рациональной разработки — наиболее полному извлечению нефти и газа при максимальном использовании пластовой энергии.

Охрана недр должна осуществляться руководителями, геологами и инженерами нефтедобывающих и газодобывающих предприятий.

Контроль за выполнением правил по охране недр нефтяных и газовых месторождений возложен на главные управления при Советах Министров союзных республик.

Охрана недр должна осуществляться в процессе разбуривания месторождения, а также в процессе его разработки и эксплуатации.

§ 1. ОХРАНА НЕДР В ПРОЦЕССЕ РАЗБУРИВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Для охраны недр в процессе разбуривания месторождения необходимо:

- 1) изолировать в затрубном пространстве все пройденные нефтеносные и газоносные пласти один от другого и от пористых сухих или водоносных пластов;
- 2) обеспечить герметичность водозакрывающей колонны и надежность цементирования с целью закрытия воды;
- 3) предотвратить открытое фонтанирование и обвалы в скважине.

Для газовых пластов в целях предотвращения движения газа за колонной в большинстве случаев целесообразно поднимать цемент за трубами до башмака предыдущей колонны.

Изоляция в затрубном пространстве всех пройденных пластов производится путем цементирования обсадной колонны. Высота

подъема цемента должна обеспечивать перекрытие всех нефтеносных и газоносных горизонтов разреза и быть не менее чем на 50 м выше кровли наиболее высоко расположенного пласта. Высота подъема цемента проверяется термокаротажем по окончании цементирования. Для этой цели может быть проведен и радиоактивный каротаж; в данном случае в цементный раствор добавляют радиоактивные изотопы.

В скважинах, в которых отсутствуют пласты, подлежащие испытанию, производится заливка ствола скважины цементным или глинистым раствором с предварительным, по возможности полным извлечением обсадной колонны, если она была спущена.

При опробовании нескольких нефтеносных пластов в скважине, имеющей обсадную колонну, по системе снизу вверх необходио каждый пласт после опробования изолировать цементом и проверить надежность цементирования как снижением уровня, так и прессовкой.

В скважинах, по тем или иным техническим причинам не законченных бурением, но имеющих в разрезе, пройденные нефтеносные или газоносные пласты, изоляция пластов осуществляется путем заливки цемента с предварительным по возможности наиболее полным извлечением обсадной колонны.

Цементирование скважин должно производиться согласно действующей инструкции. После цементирования каждая скважина должна быть подвергнута испытанию с целью проверки качества его и герметичности водозакрывающей колонны.

Испытание колонны на герметичность после цементирования проводится при оставшемся на забое цементном стакане (и закрытых цементом отверстиях, если они имелись в колонне) и заполнении колонны глинистым раствором того же удельного веса, что и во время цементирования. Для испытания колонны на герметичность в эксплуатационных скважинах осуществляется опрессовка, а в разведочных и эксплуатационных скважинах, пробуренных на высокопродуктивные пласты (с большим пластовым давлением), — опрессовка и снижение уровня.

Требуемые величины давления на устьях скважин при испытании обсадной колонны на герметичность опрессовкой приведены в табл. 53.

Таблица 53

Диаметр колонны, дюймы	14—16	10—12	8	6	5
Давление на устье (не менее), atm	50	60	70	80	100

Снижение уровня при проверке герметичности колонны и качества цементирования (башмака колонны) снижением уровня в сква-

жинах, пробуренных с промывкой глинистым раствором удельного веса не более 1,4, указано в табл. 54.

Таблица 54

Глубина скважины, м	До 500	500—1000	1000—1500	1500—2000	Более 2000
Снижение уровня, (не менее), м . . .	400	500	650	800	1000

Колонна считается выдержавшей испытание на герметичность способом опрессовки, если в течение 30 мин. давление не снижается или же снижается не более чем на 5 ат при давлении испытания 70—100 ат, не более чем на 3 ат при давлении испытания 40—60 ат. Наблюдения за изменением давления следует начинать через 5 мин. после создания требуемого давления. В случае превышения указанной выше нормы контроля бурения должна принять соответствующие меры для улучшения герметичности колонны, после чего герметичность проверяется дополнительно; если при этой проверке нормы опрессовки не будут соблюдены, герметичность колонны должна быть проверена снижением уровня.

При испытании снижением уровня колонна считается герметичной, если подъем уровня после его снижения не превысит за 8 час. величин, приведенных в табл. 55¹.

Таблица 55

Диаметр колонны, дюймы	Подъем уровня (в м) при его снижении на глубину				
	до 400 м	400—600 м	600—800 м	800—1000 м	более 1000 м
5—8	0,80	1,10	1,40	1,70	2,00
Более 8	0,50	0,80	1,10	1,30	1,50

Если уровень в течение 8 час. поднимется на большую величину, чем это указано в табл. 55, колонна признается негерметичной и тогда производится повторный замер аппаратом Яковлева в течение 8 час. Если же при повторном испытании подъем уровня также окажется больше нормы, колонна признается негерметичной и проводятся мероприятия по ее исправлению.

¹ Все указанные нормы и рассмотренные выше основные положения изложены в соответствии с Временными правилами технической эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, опубликованными Гостоптехиздатом в 1955 г.

В скважинах, возвращаемых на вышележащие горизонты, испытание на герметичность должно осуществляться путем снижения уровня, когда статический уровень воды оставляемого горизонта выше 500 м, или опрессовкой, когда статический уровень воды оставляемого горизонта ниже 500 м. Испытание колонны должно производиться в скважине, заполненной водой, причем уровень воды должен быть снижен не менее чем на 100 м ниже статического уровня воды; испытывать колонну в скважинах, возвращаемых на вышележащий горизонт, только заполнением водой ствола до устья не допускается.

В скважинах, бурение которых ведется с промывкой утяжеленными глинистыми растворами (удельным весом 1,4 и более), опрессовку следует производить при том же растворе, который применялся при бурении. Испытание колонны на герметичность снижением уровня в этих скважинах может быть заменено промывкой ствола до получений чистой воды. После окончания промывки ведется наблюдение за скважиной в течение 1 часа; если скважина не переливает и не выделяет газ, колонна считается выдержавшей испытание.

Испытание на закрытие воды в скважинах, находящихся в капитальном ремонте, после проведения изоляционных работ по закрытию чуждых вод следует проводить при закрытом фильтре путем опрессовки и снижения уровня. Оба эти способа испытания применяются и при возврате скважины сверху вниз.

В том случае, когда цементирование выполняется над объектом эксплуатации, необходимо проводить испытание не только на герметичность колонны, но и на качество цементирования (башмака водозакрывающей колонны). При этом герметичность колонны проверяется опрессовкой, а башмак колонны — снижением уровня в соответствии с нормами, указанными в табл. 54. Для проверки герметичности башмака водозакрывающей колонны необходимо предварительно разбурить в колонне цементный стакан, пробурить ниже башмака 0,5—1,0 м и взять керн, чтобы удостовериться, что ниже башмака не залегают песчаные породы, которые могут содержать воду. Лишь после этого можно начинать испытание башмака по нормам, аналогичным нормам испытания колонны на герметичность.

В случае неудовлетворительного цементирования в скважине должны быть проведены в зависимости от ее технического состояния изоляционно-ремонтные или изоляционно-ликвидационные работы.

Для предотвращения открытого фонтанирования в разведочных и эксплуатационных скважинах нефтеносные или газоносные пласты с высоким давлением, которое может привести к выбросам или открытому фонтанированию, и в разведочных скважинах пласти с неизвестными пластовыми давлениями следует вскрывать с промывкой соответствующими утяжеленными глинистыми растворами и установкой превентера; вся арматура должна быть рассчитана и испытана на полторакратное ожидаемое пластовое давление.

§ 2. ОХРАНА НЕДР В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Разработка и эксплуатация отдельных продуктивных пластов во вскрытой и опробованной разведочными скважинами части разреза месторождения должны осуществляться с обязательным соблюдением всех условий, исключающих возможность какого-либо ущерба другим пластам.

При первоначальной разработке нижележащих пластов должны быть предусмотрены все необходимые технические мероприятия, гарантирующие успешную проводку скважин через неразработанные верхние пласти, а при первоочередной разработке вышележащих пластов — все технические мероприятия по предотвращению в скважинах, проводимых на более глубокие пласти, ухода глинистого раствора в уже эксплуатируемые вышележащие пласти.

Разбуривание газовой шапки и добыча газа из пласта, содержащего нефть и газ, как правило, запрещаются.

Для обеспечения максимального извлечения нефти из недр эксплуатация нефтеносных пластов должна осуществляться:

1) при наиболее экономном расходовании пластовой энергии (особенно газа);

2) с соблюдением равномерного продвижения контура нефтеносности (водоносности) во избежание образования разрозненных целиков нефти, окруженных неравномерно продвинувшейся контурной водой (и во избежание образования конусов обводнения);

3) при недопущении продвижения нефти в газовую шапку с целью предотвращения потерь нефти вследствие смачивания ею сухих зерен породы.

§ 3. «ОЗДОРОВЛЕНИЕ» ОБВОДНЕННЫХ ГОРИЗОНТОВ И СКВАЖИН

Большую опасность при эксплуатации нефтеносных или газоносных горизонтов представляет бесконтрольное обводнение их чуждыми (верхними или нижними) водами, проникающими в пласт через скважину с неисправным или неправильно проведенным цементированием.

Для контроля за обводнением необходимо:

- 1) составлять карты обводнения;
- 2) изучать положение водоносных горизонтов в разрезе, их гидрохимическую и гидродинамическую характеристики;
- 3) исследовать геолого-техническое состояние скважин, динамику их обводнения и состав воды.

Карты обводнения составляют на структурной основе для кровли пласта. На них условными знаками отображают обводненность скважин на данную дату. Для этого в точке расположения скважины

вычерчивают кружок, площадь которого (в масштабе) показывает общую добычу жидкости; процент воды показывают в виде сектора, дугу которого берут в соответствующем масштабе по отношению к 360° . При обводнении пласта различными по происхождению водами (верхними, нижними или невыясненными) выделенный сектор дополнительно иллюмируют соответствующим цветом, характеризующим тип воды. В самом кружке указывают дату появления воды. Такие карты нужно составлять каждый месяц или каждый квартал. Карты обводнения, составленные на разные даты, позволяют сделать заключение о характере и динамике обводнения пласта для принятия соответствующих мер.

Для выяснения источников обводнения пласта необходимо:

- 1) изучать положение водоносных горизонтов в разрезе и взаимосвязь их с нефтеносными горизонтами, их гидрохимическую и гидродинамическую характеристики и гидрогеологический режим месторождения в целом;

- 2) проводить геолого-технические и промысловово-геофизические исследования скважин с целью выявления скважин-обводнительниц.

В выявленных скважинах-обводнительницах должны

быть проведены ремонтно-изоляционные работы. Если эти работы из-за конструкции скважин не осуществимы, то такие скважины нужно ликвидировать. В данном случае надо извлечь как можно больше обсадных труб, а затем последовательно изолировать пройденные пласти цементом и залить ствол скважины глинистым раствором до прекращения его поглощения.

Ремонтно-изоляционные работы следует проводить в первую очередь в скважинах с нарушенным или неправильно выполненным цементированием. На рис. 165 показано обводнение нефтяных горизонтов I и II в результате нарушения цементного кольца в скв. 2. Этую скважину можно назвать активным очагом обводнения, так как вследствие нарушения в ней цемента вода проникает в оба указанных горизонта. Скв. 1 является пассивным проводником верхней воды, доставляемой скв. 2. Поэтому ремонтно-изоляционные работы следует произвести лишь в скв. 2, так как после ее исправления прекратится обводнение не только нефтяного горизонта I, но и горизонта II.

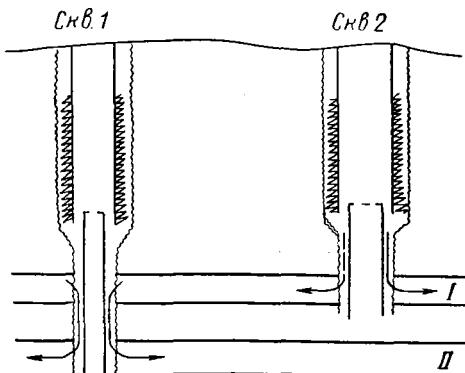


Рис. 165. Схема обводнения нефтеносных пластов.

I, II — нефтеносные пласти.

Для тщательного наблюдения за характером обводнения пластов все скважины, в которых обнаружены притоки воды, следует брать на особый учет.

Особому учету подлежат скважины, в которых ожидается обводнение верхней или нижней водой в процессе эксплуатации, отмечено появление верхней или нижней воды после окончания бурения или ремонта, не произведено цементирование в какой-либо части разреза со вскрытыми нефтеносными или газоносными пластами, не закреплены стенки трубами после аварии (если в незакрепленной части разреза были вскрыты нефтеносные или газоносные пласти, которые не были изолированы цементом) и т. д.

Необходимо вести тщательный учет добываемой воды в обводненных скважинах.

В тех случаях, когда ремонтно-изоляционные или ликвидационные работы в скважинах-обводнительницах по техническим причинам выполнить невозможно, вокруг них должны быть установлены «запретные зоны», внутри которых бурение новых скважин на обводненные пласти запрещается. Размеры этих зон, а также все проекты по проведению ремонтно-изоляционных и ликвидационных работ, направленных на «оздоровление» обводненных горизонтов, утверждаются Госгортехнадзором СССР.

Глава VIII

ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ И ОРГАНИЗАЦИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ НА ПРОМЫСЛЕ

§ 1. МЕТОДЫ ПЛАНИРОВАНИЯ

Правильное планирование имеет важное значение для развития нефтедобывающей промышленности и определения капитальных вложений.

Планирование добычи нефти и бурения должно базироваться на детальном определении возможностей каждого промысла, нефтеносного пласта в целом и отдельных скважин. При планировании следует предусматривать максимальное использование внутренних ресурсов производства, имеющейся техники, а также дальнейшее совершенствование техники и технологии добычи нефти.

В практике планирования добычи нефти на нефтяных промыслах еще имеются серьезные недостатки, а именно: при расчетах применяется коэффициент падения дебита; чрезвычайно упрощено его вычисление; для пластов с водонапорным режимом и при применении мероприятий по воздействию на пласт не полностью собирается необходимый для планирования материал по пластовым давлениям, коэффициентам продуктивности скважин, допустимым депрессиям и т. д.

При планировании необходимо учитывать передовую науку и технику, которые должны играть активную роль в развитии производственного процесса добычи нефти, а также технологию разработки нефтяных месторождений. Более того, применение научно обоснованных рациональных систем разработки нефтяных месторождений и технический прогресс способствуют усовершенствованию методов планирования добычи нефти.

При планировании следует учитывать сроки, на которые составляется план, имея в виду, что по методике перспективное планирование отличается от детального внутрипромыслового. Следует также дифференцировать методику планирования для пластов в зависимости от их режима и применения методов воздействия на пласт.

Во всех случаях, однако, за объект планирования добычи нефти нужно принимать нефтеносный пласт в целом, применяя в то же время при детальном планировании расчет добычи нефти по отдельным скважинам.

Перспективное планирование

Перспективное планирование предусматривает составление плана развития нефтяной промышленности на несколько лет: пять, десять и более. Составление плана на несколько лет по сравнению с детальным планированием обычно производится по укрупненным показателям. После такого общего определения основных показателей по отдельным разделам плана может быть проведено более детальное планирование.

Геологическая часть перспективного плана должна содержать следующие сведения:

1) данные о состоянии фондов, находящихся в эксплуатации, с указанием числа эксплуатационных скважин, размеров эксплуатационных площадей и запасов в них;

2) данные о состоянии разведанных фондов, подготовленных к разработке, с указанием числа фондовых точек, размеров площадей и запасов в них;

3) характеристику площадей, на которых ведется разведка, с указанием состояния разведки, расчетом потребного разведочного метражка, ожидаемых результатов и сроков окончания разведочных работ;

4) характеристику состояния полевых геологопоисковых и геофизических работ по отдельным площадям и планы дальнейших работ по указанным площадям;

5) план и необходимый объем геологопоисковых, геофизических и других работ для обеспечения выполнения перспективного плана, а также темпы и масштабы работ на будущее время.

Важной частью плана является проектирование мероприятий по усовершенствованию и рационализации геологопоисковых, геохимических, гидрогеологических, геофизических (в том числе радиоактивных) и других работ, намечаемых при планировании геологических работ.

Геологическая часть перспективного плана должна содержать сведения о перспективных и прогнозных запасах, о порядке ввода площадей и горизонтов в разработку, числе скважин, подлежащих вводу в эксплуатацию, их дебите, метраже бурения, средней глубине горизонтов, которые позволили бы рассчитать все необходимые показатели по бурению и эксплуатации, а также другие элементы плана.

При расчете добычи, метражка и числа скважин можно использовать методически один из следующих вариантов расчета по укрупненным показателям.

Для площадей, по которым не предусматривается воздействие на пласты и детальное планирование проводится с использованием коэффициента падения дебита; расчет основных показателей можно производить по укрупненным показателям в соответствии с графиком, приведенным на рис. 166.

Для этого в первую очередь необходимо определить среднегодовой коэффициент падения дебита за прошедшие годы (допустим, он равен q) и затем взять добычу исходного года (Q).

Основные показатели для первого года пятилетки вычисляют следующим образом.

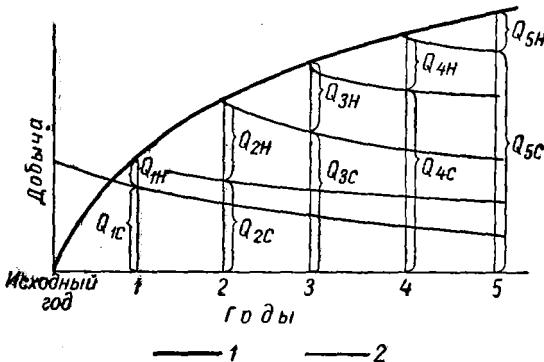


Рис. 166. Графическая схема перспективного планирования.

1 — плановая добыча; 2 — кривые падения дебита по годам.

Добыча из старых скважин составляет $Q_q = Q_{1c}$. Тогда в соответствии с кривой плановой добычи по годам добыча из новых скважин будет равна Q_{1n} .

Метраж рассчитывают по коэффициенту бурения. Допустим, на основании расчетов за прошедшие годы получен средний коэффициент бурения S (в м) для добычи B (в т) нефти; тогда потребный метраж в первом году составит

$$M_1 = \frac{Q_{1B}}{B} S. \quad (\text{VIII. } 1)$$

Число скважин определяют в следующем порядке. Вычисляют среднюю глубину скважины в первом году пятилетки. Предположим, она равна m_1 ; тогда число новых скважин в первом году пятилетки составит $\frac{M_1}{m_1} = n_{1n}$. Для определения среднего числа старых скважин, находящихся в эксплуатации, вычисляют за прошедшие годы средний процент выбытия скважины из эксплуатации. Допустим, он равен 10%; следовательно, если в исходном году

всего в эксплуатации было n скважин, то в первом году их будет $n \cdot 0,9 = n_{1c}$.

Аналогично подсчитывают те же показатели за последующие годы пятилетки.

После получения основных цифр по укрупненным показателям можно произвести более точные расчеты, имея в виду непостоянство годового коэффициента падения по годам и неидентичность его значения для группы старых и новых скважин, необходимость учета мероприятий по рационализации и эксплуатации и т. д.

Так как коэффициент падения дебита неизбежно отражает часто несовершенную технику эксплуатации скважин в прошедший период, что в основном связано с быстрым прогрессом техники и науки, применение его всегда вызывает законные возражения. Поэтому в тех случаях, когда имеются данные о замерах статических давлений по основным скважинам, коэффициентах продуктивности, допустимых депрессиях и когда пласт не подвергается воздействию, расчет можно производить без учета годового коэффициента падения по следующей схеме.

Например, добыча исходного года составляет Q_m , падение статического давления за исходный год Δp , давление на конец исходного года p , средний коэффициент продуктивности скважины K $m/\text{сутки} \cdot am$, суточная добыча нефти на одну скважину на конец исходного года (и начало первого года пятилетки) q_{1m} , число скважин в эксплуатации n ; пласт эксплуатируется фонтанным способом.

Удельное падение статического давления при извлечении 1000 m нефти будет равно

$$p = \frac{1000 \Delta p}{Q} . \quad (\text{VIII. } 2)$$

При плане добычи Q_1 в первый год пятилетки давление в течение года упадет на величину

$$\Delta p_1 = p - \frac{Q_1}{1000} . \quad (\text{VIII. } 3)$$

Тогда давление на конец первого года пятилетки составит

$$p_1 = p - \Delta p_1 . \quad (\text{VIII. } 4)$$

Депрессия при эксплуатации скважин в исходном году составляла Δp_d ; для обеспечения фонтанирования в течение первого года пятилетки, допустим, необходимо поддерживать депрессию в размере Δp_{1d} на конец года. Тогда средний дебит скважины на конец года составит

$$q_{1k} = K p_{1d} . \quad (\text{VIII. } 5)$$

Средняя добыча на одну скважину в сутки в течение первого года пятилетки

$$q_1 = \frac{q_{1B} + q_{1K}}{2}. \quad (\text{VIII. 6})$$

Добыча из старых скважин в течение первого года пятилетки

$$Q_{1c} = q_1 n \cdot 365 \cdot 0,9, \quad (\text{VIII. 7})$$

где 0,9 — условный коэффициент эксплуатации.

Остальная добыча в размере $Q_1 - Q_{1c} = Q_{1a}$ должна быть получена из новых скважин.

При рассмотрении аналогичного примера для пласта, эксплуатируемого насосным способом, прежде всего возникает вопрос о возможности поддержания дебита в расчетном году на уровне исходного года. В этом случае, если планируемая допустимая депрессия на конец первого года пятилетки r_{1d} будет меньше статического пластового давления на конец первого года пятилетки, то планирование добычи на том же уровне вполне допустимо с учетом, однако, возможного продвижения контура водоносности. При поддержании дебита на одном уровне необходимо увеличивать погружение насоса и следить за исправностью эксплуатационного оборудования.

Планирование добычи на остальные годы пятилетки проводится по рассмотренной выше схеме.

Для пластов, разрабатываемых с поддержанием пластового давления путем закачки воды, добычу следует планировать на основе гидродинамических расчетов, предусматривающих соответствующее изменение пластового давления в зависимости от заданной плановой добычи, проектируемых допустимых депрессий, намечаемых объемов закачки воды и т. д.

Детальное внутрипромысловое планирование

Детальный план обычно составляют на год, квартал или месяц. Ввиду того, что квартальные и месячные планы разрабатывают на основе годового плана, рассмотрим главным образом методику составления годового плана.

В зависимости от режима пластов и технологий их разработки при планировании необходимо различать:

1) пласты с водонапорным режимом, которые с самого начала разрабатывают с поддержанием пластового давления, и пласты, по которым поддержание пластового давления не производится;

2) пласты с режимом растворенного газа, а также с режимом газовой шапки;

3) истощенные пласты, для которых применяют вторичные методы добычи нефти.

Для пластов с водонапорным режимом, разрабатываемых с самого начала с поддержанием пластового давления, добычу следует планировать на основе гидродинамических расчетов.

Для пластов с водонапорным режимом, по которым поддержание пластового давления не производится, планирование добычи можно осуществлять по схеме, рассмотренной при изложении перспективного планирования, принимая за исходный год — предыдущий, а за последующий — первый год пятилетки.

В этом случае необходимо более тщательно определять удельное падение статического давления, допустимые депрессии по отдельным зонам пласта, учитывая особенности режима работы отдельных скважин и другие показатели.

При планировании добычи по отдельным скважинам следует пользоваться эмпирической формулой (IV. 5):

$$Q = K(p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}}).$$

По мере падения пластового давления $p_{\text{пл}}$ нужно снижать динамическое (рабочее) давление, поддерживая забойную депрессию постоянной. В данном случае суточный дебит жидкости можно поддерживать теоретически на неизменном уровне до тех пор, пока $p_{\text{пл}} \geq p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}}$, т. е. до того момента, когда пластовое давление станет равным забойной депрессии (при этом рабочее давление будет равно нулю). В дальнейшем по мере падения статического пластового давления суточный дебит жидкости будет снижаться. При водонапорном режиме рабочее давление не может достигнуть нулевого значения, если напор воды достаточно эффективен по сравнению с отбором жидкости. Поэтому при постоянном отборе жидкости необходимо учитывать скорость продвижения контура водоносности, планируя постоянную добычу нефти в скважине до момента появления в ней воды. С момента появления воды следует учитывать прогрессирующее увеличение процентного содержания воды в суммарной добыче жидкости и постепенное уменьшение абсолютного количества нефти до конца расчетного года.

Для планирования по указанной схеме необходимо располагать данными о пластовых давлениях, коэффициентах продуктивности по разным зонам пласта, допустимых забойных депрессиях.

Планирование добычи нефти по отдельным скважинам можно облегчить составлением карт изобар на начало и конец расчетного года в соответствии с данными об удельном падении пластового давления, а также карт равного коэффициента продуктивности. Важной задачей является установление допустимых забойных депрессий с учетом того, что крупнозернистые пески высокой проницаемости выдерживают небольшие депрессии, а глинистые мелкозернистые пески сохраняют устойчивость при весьма высоких (15—20 atm) депрессиях. Для этого необходимо проводить испытания скважин с различными депрессиями, наблюдая за содержанием песка в струе нефти. Необходимость установления соответствующих допустимых депрессий возникает также при наличии подошвенных вод, образования пробок и т. д.

Все указанные выше факторы (геологического или технического порядка) следует учитывать при планировании дебита отдельных скважин.

Важной частью планирования является разработка различных геолого-технических мероприятий по улучшению технологического процесса добычи нефти по отдельным скважинам и по пласту в целом, а также выбор оптимального способа эксплуатации скважин. Для пластов с режимом растворенного газа (и режимом газовой шапки) и для истощенных пластов, эксплуатируемых при помощи вторичных методов добычи нефти, планирование обычно производится с применением коэффициента падения (изменения) дебита. В этом случае коэффициент падения вычисляют по данным фактической эксплуатации за прошедшее время методами математической статистики с учетом мероприятий, предусматривающих дальнейшее улучшение технологии добычи нефти и организации производства на промысле.

План добычи нефти вначале составляют раздельно по категориям скважин — старым (переходящим), новым и временно бездействующим, а затем по способам эксплуатации. Отдельно следует показывать скважины, намечаемые к вводу в эксплуатацию из ремонта, из возврата и т. д.

При планировании дебита по старым (переходящим) скважинам основными расчетными показателями являются:

1) входной среднесуточный дебит одной скважины за декабрь предыдущего года;

2) месячный коэффициент падения дебита;

3) число скважино-месяцев эксплуатации;

4) коэффициент эксплуатации.

Число скважино-месяцев эксплуатации, определяющее коэффициент выхода скважин из эксплуатации, должно быть установлено по данным за ряд последних лет с проектированием при этом конкретных мероприятий по сокращению выхода скважин из действующего фонда.

Коэффициент эксплуатации должен быть определен на основе анализа данных за предыдущие годы с учетом мероприятий по его улучшению. К таким мероприятиям относятся удлинение межремонтного периода работы скважин и сокращение продолжительности ремонтных работ путем улучшения технологии и организации труда в подземном ремонте скважин.

Вычисление месячного коэффициента падения дебита производится по корреляционным таблицам, рассмотренным выше при изложении статистического метода подсчета запасов нефти. В связи с тем, что месячные коэффициенты падения дебита характеризуют, как это уже указывалось, некоторые интервалы среднесуточного дебита, расчет добычи по старым скважинам вначале можно вести по их группам, соответствующим определенным интервалам средне-

суточного дебита, а затем следует распределить дебиты по скважинам с учетом их геологических и технологических особенностей.

Для расчета добычи по каждой группе скважин можно использовать коэффициент кратности, если для данной группы месячный коэффициент падения планируется постоянным.

Коэффициентом кратности называется сумма членов убывающей геометрической прогрессии, у которой первый член и знаменатель прогрессии равны месячному коэффициенту падения, а число членов равно двенадцати. Этот коэффициент вычисляется по соотношению

$$S = \frac{q - q^{12}q}{1 - q}, \quad (\text{VIII. } 8)$$

где S — коэффициент кратности;

q — месячный коэффициент падения.

Расчет при помощи коэффициента кратности выполняется следующим образом. Допустим, что декабрьская добыча предыдущего года для какой-либо группы скважин составляет 111558 m , а месячный коэффициент падения планируется на будущий год постоянным в размере 0,9. По соотношению (VIII. 8) коэффициент кратности будет равен 6,454. При этих данных годовая добыча будущего года для данной группы скважин составит

$$111558 \times 6,454 = 720000 \text{ } m.$$

Полученная добыча распределяется, как уже указывалось, по месяцам для каждой скважины с учетом ее особенностей.

Важной частью планирования работ по старым скважинам является составление плана мероприятий по повышению их производительности (повторная перфорация, обработка забоев соляной кислотой, очистка скважин от песчаной пробки, гидравлический разрыв, изменение способа эксплуатации и т. д.).

Число новых скважин, вводимых из бурения в эксплуатацию, следует выбирать с таким расчетом, чтобы обеспечить выполнение годового планового задания по общей добыче нефти и ее приросту.

При составлении плана добычи нефти по новым скважинам исходными данными являются:

- 1) число скважин, вводимых из бурения в эксплуатацию;
- 2) начальный среднесуточный дебит каждой скважины;
- 3) число скважино-месяцев эксплуатации скважины в году;
- 4) месячный коэффициент падения дебита;
- 5) общая добыча нефти из одной скважины в году.

Предположим, что по какому-либо участку пласта планируют ввод в эксплуатацию 10 скважин с начальным среднесуточным дебитом на скважину в размере 16,5 m ; каждую скважину в расчетном году будут эксплуатировать в среднем 6 месяцев; месячный коэффициент падения для данного интервала дебита равен 0,93.

В этом случае добыча на все скважины составит

$$(16,5 \times 30 + 16,5 \times 30 \times 4,04) \times 10 = 25200 \text{ m},$$

где 4,04 — коэффициент кратности для пяти месяцев, так как для входного дебита месячный коэффициент падения равен единице¹.

Таким же образом планируют добычу по бездействующим скважинам, намеченным к вводу в эксплуатацию. Если ожидаемый входной дебит по бездействующей скважине не превышает 3 м, то по таким скважинам падение дебита в планируемом году обычно не предусматривают.

При составлении планов по отдельным скважинам обычно используют так называемые «ковры» бурения (табл. 56) и эксплуатации (табл. 57).

В ковре бурения и ковре эксплуатации указывают основные сведения по каждой скважине. В первый включают не только эксплуатационные и нагнетательные, но и другие скважины, предусмотренные планом разработки, а во второй — старые, новые, возобновляемые эксплуатацией, возвратные и другие скважины, предусмотренные планом эксплуатации. Ковер бурения по разведочным скважинам составляют отдельно.

Ковры бурения и эксплуатации нужно составлять параллельно. При этом для ковра бурения в первую очередь следует произвести расчет по переходящим скважинам, а для ковра эксплуатации — по старым скважинам. Затем нужно рассчитать проходку по новым скважинам в ковре бурения, добычу нефти из них (по мере окончания их бурения) показать в ковре эксплуатации.

Если месторождение имеет несколько пластов, добыча из новых скважин должна быть подсчитана в нескольких вариантах; рациональным вариантом является тот, который способствует наиболее полному извлечению нефти из недр и обеспечивает получение нефти требуемого сорта.

При выборе вариантов следует предусматривать полное разбуривание отдельных горизонтов и месторождений в наиболее короткие сроки с тем, чтобы после этого переносить все бурение на следующий горизонт или месторождение.

Годовой план должен полностью соответствовать утвержденной системе разработки и предусматривать мероприятия по интенсификации добычи. При составлении годовых планов по добыче и буре-

¹ В связи с тем, что в нефтяной промышленности Азерб. ССР определение коэффициента падения и начальных дебитов по группе новых скважин затруднительно и эта величина в большинстве случаев при расчете добычи новых скважин берется приближенной, указанный выше метод расчета добычи новых скважин в настоящее время не применяется. Вместо него пользуются упрощенной методикой: берут среднесуточный плановый дебит на одну новую скважину в течение первого года эксплуатации и умножают на принятую продолжительность эксплуатации; месячный коэффициент падения дебита исключают.

Таблица 56

№ скважины	Глубина к началу года, м	
	Проектные	Месяцы
	глубина, м	
	I	
	XII	
	Глубина на конец года, м	
	Проходка за год, м	
	Глубина башмака водозакрывающей колонны, м	
	Число станко-месяцев	
	Примечание	

Таблица 57

№ скважины	Дата вступления в эксплуатацию	Глубина, м	Диаметр эксплуатационной колонны, дюймы	Месяцы
Старые (переходящие) скважины			пласт	I
Новые скважины			XII	Добыча за год, т
				Число месяцев эксплуатации
				Примечание

нию их следует увязывать с задачей подготовки эксплуатационных фондов на будущее путем проектирования разведочного бурения.

В соответствии с этим необходимо предварительно составить ориентировочный план, а затем разрабатывать детальные планы путем составления ковров бурения и эксплуатации.

После составления ковров должны быть подведены следующие итоги.

I. По ковру бурения;

1) проходка по месяцам и за год (она не должна превышать проходку, установленную планом);

2) число новых скважин, начинаяемых и заканчиваемых бурением;

3) число скважин, заканчиваемых бурением по месяцам и передаваемых в эксплуатацию.

4) число работающих станков по месяцам и число станко-месяцев за год;

5) скорости проходки на станок в месяц (они должны соответствовать плановым цифрам).

II. По ковру эксплуатации:

1) суммарная добыча по старым и новым скважинам по месяцам;

2) суммарная добыча по способам эксплуатации;

3) суммарная добыча по сортам нефти;

4) число скважин, находящихся в эксплуатации, по месяцам; число скважино-месяцев эксплуатации в году по каждой скважине и число скважино-месяцев эксплуатации в целом по плану и раздельно по старым и новым скважинам.

В случае применения методов воздействия на пласт должен быть составлен план по закачке рабочего агента, а также план по другим видам работ, связанным с утвержденной системой разработки.

Составление проекта плана на будущий год обычно начинают во втором полугодии текущего года. При этом в первую очередь уточняются число переходящих скважин по бурению и эксплуатации. Для переходящих эксплуатационных скважин намечают их декабрьскую добычу, для бурящихся скважин — ожидаемую глубину на 1 января следующего года. Далее по эксплуатационным переходящим скважинам устанавливают месячный коэффициент падения (изменения) дебита на основе анализа этого коэффициента за прошедший и текущий годы с учетом намечаемых геологического мероприятий по рационализации разработки. На основании анализа баланса времени эксплуатации за прошедшие годы с учетом намечаемых мероприятий по рационализации разработки и различных геологического-технических мероприятий определяют коэффициент эксплуатации, а также изменение фонда скважин в связи с выходом их из эксплуатации. На основе этих данных рассчитывают добычу по переходящим эксплуатационным скважинам на следующий год с учетом возможного перевода скважин с одного способа эксплуатации на другой и изменения их дебитов в связи с проектированием

различных мероприятий по рационализации применяемой системы разработки. По переходящим бурящимся скважинам определяют ввод их в эксплуатацию в следующем году; эти скважины в планируемом году числятся новыми наряду с теми, которые в планируемом году будут начаты и закончены бурением.

Для планирования добычи по новым скважинам геологической службой в первую очередь уточняется план разработки на планируемый год. По данным ковра бурения составляют план ввода в эксплуатацию скважин, заканчиваемых бурением, временно бездействующих, неосвоенных и т. д. Число новых эксплуатационных скважин определяют по планируемой добыче, дебитности новых скважин и запланированному метражу. Затем устанавливают начальные и последующие дебиты отдельно для новых (выходящих из бурения) скважин и скважин других категорий (бездействующих, ранее не освоенных и т. д.) с учетом геологических факторов, намечаемых геолого-технических мероприятий по разработке и технологии эксплуатации отдельных скважин, а также мероприятий по изменению способов эксплуатации. При применении методов воздействия на пласт для определения ожидаемого количества нефти из новых скважин необходимо знать начальное пластовое давление в точках местоположения новых скважин в момент вступления их в эксплуатацию. Для этого следует систематически составлять карты изобар и знать характер изменения пластового давления в течение планируемого года.

На основании детальных расчетов по отдельным скважинам и пластам составляют сводные планы добычи и бурения в виде ковров бурения и эксплуатации с разбивкой скважин по категориям, способам эксплуатации и сортам нефти.

Составленные планы добычи и бурения удобно выражать по категориям скважин и пластам графически. Показывая план бурения на карте расположения скважин, следует наносить на нее разными условными знаками переходящие скважины и новые, выделяя среди последних те, которые будут закончены бурением в планируемом году; на этих же планах нужно показывать условными знаками пласти, на которые проектируют скважины.

План эксплуатации тоже рекомендуется отображать на карте расположения скважин, выделяя условными знаками старые и новые скважины, а также скважины, вводимые в эксплуатацию из бурения после временной остановки, освоения и т. д. Помимо выделения категорий скважин, полезно показать условными знаками пласти, эксплуатируемые скважинами.

При осуществлении составленного плана необходимо вести тщательное наблюдение за его выполнением, внося соответствующие коррективы, обеспечивающие бесперебойное выполнение плана. Особое внимание должно быть уделено выполнению плана добычи.

При анализе выполнения этого плана следует раздельно рассматривать категории старых и новых скважин.

Показателями, по которым нужно вести анализ выполнения плана добычи по категории старых скважин, являются:

1) соответствие фактически полученного дебита по отдельным скважинам запроектированному;

2) соответствие фактически полученного числа месяцев эксплуатации по отдельным скважинам запроектированному;

3) число скважин, находящихся в эксплуатации, по плану и фактически, а также средняя добыча на один скважино-месяц по плану и фактически.

По категории новых скважин показателями для анализа плана являются:

1) соответствие числа скважин, фактически введенных в эксплуатацию, запланированному;

2) соответствие фактического числа месяцев эксплуатации по каждой скважине запроектированному, а также общее число скважино-месяцев эксплуатации по новым скважинам по плану и фактически;

3) фактическая и плановая добыча на один скважино-месяц;

4) фактически полученный и запроектированный начальный месячный дебит по каждой новой скважине;

5) фактически полученная и запроектированная суммарная добыча из всех новых скважин за год.

Для лучшего контроля за выполнением годового плана обычно составляют квартальные и месячные планы.

Наиболее точное и всестороннее планирование бурения, добычи и смежных отраслей имеет большое значение для развития нефтяной и газовой промышленности и определения правильного направления капитальных вложений.

§ 2. ОРГАНИЗАЦИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ НА ПРОМЫСЛЕ

В настоящее время на промысле ни один вопрос, начиная от заложения первой разведочной скважины и кончая полной разработкой залежи нефти, не решается без участия геолога.

Геологическая служба должна:

1) организовывать и проводить детальное изучение геологического строения месторождения и его продуктивных горизонтов с целью получения исходных параметров для проектирования рациональной системы разработки;

2) активно участвовать в проектировании рациональной системы разработки;

3) в процессе разбуривания месторождения руководить проведкой скважин и сбором первичного фактического материала для

наиболее полного изучения строения залежи нефти и газа, а также условий залегания нефти и газа;

4) участвовать в организации работы по созданию нормальных условий эксплуатации нефтяных и газовых залежей, в частности, проводить изучение геологических и гидрогеологических факторов, влияющих на нормальную эксплуатацию, выполнять контрольные замеры дебитов скважин действующего фонда и пластовых давлений, вести контроль за соблюдением утвержденного технологического режима работы в скважинах, исследовать скважины, выполнять другие исследовательские работы, а также участвовать в регулярной проверке состояния бездействующего фонда скважин и разработке мероприятий по наиболее полному использованию эксплуатационного фонда скважин на промысле;

5) организовывать и проводить работы по подсчету запасов нефти и газа; участвовать в разработке мероприятий по наиболее полному использованию залежей нефти и газа;

6) вести всю геологическую и гидрогеологическую документацию на промысле, а также геологическую документацию скважин, находящихся в бурении и эксплуатации;

7) участвовать в составлении месячных, квартальных и полугодовых графиков, а также годовых и перспективных планов разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений;

8) осуществлять геологический контроль за бурением и эксплуатацией скважин с целью охраны недр;

9) организовывать и руководить поисками и разведкой новых продуктивных горизонтов на промысловых площадях, в частности в отложениях, подстилающих уже разрабатываемые залежи.

В процессе разбуривания месторождения перед геологической службой стоят следующие основные задачи: контроль за разбуриванием месторождения в соответствии с утвержденными проектами и за проводкой скважин в точном соответствии с геолого-техническими нарядами; систематический анализ результатов разведочного и эксплуатационного бурения с целью уточнения местоположения последующих разведочных скважин и внесения поправок в проекты разработки. Особое внимание должно быть обращено на то, чтобы каждая скважина давала полноценные геологические сведения. В связи с этим работники геологической службы должны обеспечить проведение комплекса промысловых геофизических исследований, обязательных для всех скважин, полноценный вынос керна и отбор шлама, его немедленный осмотр, хранение и анализ, контроль за качественным бурением скважин, отбором проб нефти, газа и воды в процессе бурения, опробованием и опытной эксплуатацией скважин, изучение гидрогеологических условий месторождения, установление местоположения притоков воды в скважине. Особое внимание должно быть уделено качеству вскрытия продуктивного пласта и оборудованию забоя.

В процессе опробования и освоения разведочных скважин и пробной их эксплуатации основными задачами геологической службы являются: обеспечение полноценного опробования всех нефтеносных и газоносных пластов, обнаруженных в разрезе месторождения; установление характеристики продуктивности скважин при различных режимах с одновременным замером пластового и забойного давлений; отбор глубинных и поверхностных проб нефти и газа и изучение их состава; обоснование необходимости проведения изоляционных работ в скважинах; установление динамики пластового давления и газового фактора в процессе опытной эксплуатации и положения контуров нефтеносности и газоносности; определение режима работы пласта.

В период эксплуатации месторождения основными задачами геологической службы являются: обоснование норм отбора нефти и газа из нефтеносных пластов и отдельных скважин и норм закачки рабочего агента; тщательный контроль за изменением пластового давления, возвратом скважин, регулированием перемещения контуров воды и газа и сохранением действующего фонда скважин, капитальным ремонтом скважин; изучение изменения газонасыщенности и водонасыщенности пласта, физических и химических свойств добываемых жидкостей и газа; контроль за соблюдением правил по охране недр; геологическое обоснование проведения мероприятий по увеличению добычи нефти.

Газовые скважины обслуживают операторы по добыче газа. Исследование газовых скважин с целью установления технологического режима их работы осуществляется геологической службой промысла, как правило, через каждые три или шесть месяцев при участии операторов, обслуживающих скважины.

Геологическая служба ведет геологический контроль за процессом разработки месторождения и проводит анализ эффективности его осуществления.

На каждом промысле имеется геологическая служба, возглавляемая старшим геологом. Эта геологическая служба подчиняется геологическому отделу нефтепромыслового управления, возглавляемому главным геологом.

Геологическая служба на нефтепромысле, представленная геологическим отделом промысла, имеет в своем составе: старшего геолога, геолога, участковых техников и бригаду или группу по исследованию скважин.

Старший геолог промысла руководит всеми геологическими работами на промысле, а также работами по изучению месторождения и исследованию скважин. Под его руководством проводят геологическое наблюдение за выполнением буровых работ на промысле, а также отбор образцов пород для их лабораторного исследования. Вместе со старшим инженером промысла он разрабатывает геологотехнические мероприятия, направленные на увеличение добычи.

Для этого старший геолог проводит замеры дебитов нефти, воды, газа, динамометрирование, эхометрирование, замеры уровней и пластовых давлений, отбор проб нефти, воды, газа. Старший геолог принимает участие в разработке технологического режима работы скважин и мероприятий по его усовершенствованию. Он осуществляет ряд других работ: проводит мероприятия по сохранению существующего фонда эксплуатационных скважин, включая составление планов капитального ремонта, ввод скважин в эксплуатацию из бездействия, составляет планы по возврату и углублению скважин, руководит исследовательской работой по проектированию мероприятий по воздействию на пласт и вторичным методам и следит за их осуществлением, подготавливает фонды скважино-точек для доразработки пластов, согласовывая их с геологическим отделом управления, составляет весь необходимый картографический материал, участвует в составлении планов и проверке их исполнения. Старший геолог осуществляет контроль за охраной недр и разработкой месторождения для обеспечения максимального извлечения нефти и газа из недр.

Геологическая служба в нефтепромысловом управлении в зависимости от масштаба работы и принятой структуры организации может иметь один или несколько секторов. Из основных секторов можно назвать следующие:

1) оперативный сектор, который проводит наблюдение за бурением скважин и их эксплуатацией; геолог по бурению осуществляет не только геологический контроль за бурением скважины, но и камеральную обработку всего первичного материала путем геологической обработки каротажных диаграмм, составления схем сопоставления разрезов скважин, геологических профилей, структурных карт и т. д.; геолог по эксплуатации ведет наблюдение за режимом работы эксплуатационных скважин, участвует в установлении рационального технологического режима работы скважин, в разработке и осуществлении мероприятий по воздействию на пласт и повышению добычи, изучении и контроле обводнения скважин и всего пласта и т. д.;

2) сектор разработки и подсчета запасов нефти и газа, который руководит составлением проектов рациональной разработки месторождения и участвует в их осуществлении, подготавливает все необходимые данные для планирования мероприятий по воздействию на пласты, проводит анализ осуществляющейся системы разработки и применяемых мероприятий по воздействию на пласты, ведет подсчет запасов нефти и газа, а также учет фондовых скважино-точек и т. д.;

3) научно-исследовательский сектор, который руководит лабораториями и проводит камеральную обработку получаемых научно-исследовательских данных; при крупных управлениях обычно имеются лаборатории: нефтяная (битумная), газовая, гидрогеологическая, физики пласта, петрографии, микропалеонтологии, геолого-промышленная и др.

Указанные выше геологические вопросы, возникающие при доразведке, разработке и эксплуатации, геологический отдел нефтепромыслового управления частично решает самостоятельно или же подготовляет необходимые материалы для согласования их с нефтяными управлениями совнархоза.

Геологический отдел нефтепромыслового управления подчиняется геологическому отделу Управления нефтяной и газовой промышленности совнархоза.

Каждый нефтяной и газовый промысел должен иметь:

1) паспорт, в котором должны быть записаны основные данные, характеризующие недра и наземные сооружения промысла; геологические данные (характеристики пластов, сведения о фонде скважин, добыче нефти, воды и попутного газа) и данные об имеющихся производственных и бытовых сооружениях, о материально-техническом оснащении;

2) план промысла с показом его границ и местоположения основных промысловых строений и внутрипромысловых коммуникаций (трубопроводов для нефти, газа и воды, магистральных и промысловых дорог, магистралей силовых и световых электроустановок, телефонной связи и пр.);

3) геологические карты и карты разработки месторождения с показом расположения скважин по каждому эксплуатируемому пласту и всю требуемую документацию скважин (разрезы, журналы, каротажные диаграммы и т. д.).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Правильная организация методов работы при геологическом обслуживании бурения и эксплуатации имеет огромное значение для обеспечения высоких скоростей бурения, рациональной эксплуатации и разработки нефтяных и газовых месторождений, а также эффективного использования нефти и газа.

Основой успешной работы геологической службы является своевременная и правильная организация исследований и наблюдений, а также документация и анализ результатов бурения, эксплуатации и разработки месторождения. Для этого необходимо, чтобы все звенья геологической службы на месторождении работали в тесной связи друг с другом и в контакте с технической службой промысла.

Промысловая геологическая работа связана с решением коренных вопросов бурения, добычи и разработки месторождения, от которых зависит полноценное извлечение из недр нефти.

В связи с этим промысловый геолог должен осуществлять повседневный энергичный контроль за всей работой, эффективность которой обуславливается применением тех или иных геологических мероприятий.

Нефтяная и газовая промышленность СССР предъявляет все новые, повышенные требования к промысловой геологической службе.

Для выполнения указанных требований необходимо улучшать работу геологической службы во всех направлениях, шире проводить научно-исследовательскую деятельность в области нефтепромысловой геологии.

Важнейшим участком работы является вопрос о повышении коэффициента нефтеотдачи и тем самым увеличения эффективности затрат на нефтяную и газовую промышленность.

Необходимо организовать тщательные работы по исследованию содержания остаточной нефти в истощенных и обводнившихся участках (в результате продвижения контура водоносности).

Большое внимание должно быть уделено вопросу изучения неоднородностей в пределах нефтеносных пластов (по площади и вкрест напластования пород) и влияния их на размещение скважин и эффективность извлечения из недр нефти.

В связи с этим следует усовершенствовать существующие методы сопоставления разрезов скважин и изучения физических свойств пород (и в первую очередь пористости и проницаемости).

Следует разработать более эффективные методы по наблюдению за продвижением контуров нефтесосности (внутреннего и внешнего) и регулированием их продвижения в целях более эффективного извлечения из недр нефти.

Необходимо организовать лабораторные и промысловые исследования для более надежного изучения параметров пласта в целях уточнения применяемой методики по подсчету запасов нефти и газа.

Большой и важной задачей является усовершенствование применяемых и создание новых систем разработки газовых и нефтяных месторождений, обеспечивающих наиболее полное и эффективное извлечение из недр нефти и газа.

ЛИТЕРАТУРА

- Агаджанов А. М., Максимов М. И. Нефтепромысловая геология. Гостоптехиздат, 1958.
- Алиев А. Г., Ахмедов Г. А. Коллекторы нефти и газа мезозойских и третичных отложений Азербайджана. Азнефтехиздат, 1958.
- Брискман А. А., Иванова А. К. и др. Добыча и транспорт газа. Гостоптехиздат, 1955.
- Великовский А. С., Юшкин В. В. Газоконденсатные месторождения. ГОСИНТИ, 1959.
- Говорова Г. Л. Сборник задач по разработке нефтяных и газовых месторождений. Гостоптехиздат, 1959.
- Говорова Г. Л., Амелин И. Д. Об обработке результатов исследования нефтяных скважин на приток. Нефт. хоз., № 5, 1954.
- Губкин И. М. Избранные сочинения. Изд. АН СССР, 1953.
- Дахнов В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. Гостоптехиздат, 1955.
- Дурмашьян А. Г. Вопросы геологии, разведки и разработка газо-конденсатного месторождения Карадаг. Азнефтехиздат, 1960.
- Духинин А. П., Соловьев Е. М. Бурение нефтяных и газовых скважин. Гостоптехиздат, 1959.
- Жданов М. А. Методы подсчета подземных запасов нефти и газа. Госгеолиздат, 1952.
- Жданов М. А. Методы оценки перспективных запасов нефти и газа. ГОСИНТИ, 1959.
- Жданов М. А., Карапев А. А. Нефтепромысловая геология и гидро-геология. Гостоптехиздат, 1958.
- Жданов М. А., Лисунов В. Р., Величко А. В., Гришин Ф. А. Подсчет запасов нефти и газа. Гостоптехиздат, 1959.
- Инструкция по применению классификации запасов к месторождениям нефти и газов. 1960.
- Искендеров М. А. Нефтепромысловая геология и разработка нефтяных месторождений. Азнефтехиздат, 1956.
- Итенберг С. С. Нефтепромысловая геофизика для геологов. Гостоптехиздат, 1957.
- Комаров С. Г. Геофизические методы исследования нефтяных скважин. Гостоптехиздат, 1952.
- Котяхов Ф. И. Основы физики нефтяного пласта. Гостоптехиздат, 1956.
- Крылов А. П. Основные принципы разработки нефтяных месторождений в СССР. IV Международный нефтяной конгресс «Бурение скважин и добыча нефти и газа». Гостоптехиздат, 1956.
- Крылов А. П. и др. Теоретические основы и проектирование разработки нефтяных месторождений. Москва, 1959.
- Лапук Б. Б. Теоретические основы разработки месторождений природных газов. Гостоптехиздат, 1948.
- Максимович Г. К. Свойства нефтяных пластов. Гостоптехиздат, 1949.

- М е л и к - П а ша е в В. С. Геология морских нефтеносных месторождений Апшеронского архипелага. Гостоптехиздат, 1959.
- М и р ч и н к М. Ф. Современное состояние вопроса о рациональной разработке нефтяных залежей. Изд. АН Азобр. ССР, 1956.
- М у р а в' я в И. М. и др. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Гостоптехиздат, 1958.
- О р к и н К. Г., К у ч и н с к и й П. К. Расчеты в технологии и технике добычи нефти. Гостоптехиздат, 1959.
- П е р м я к о в И. Г. Разработка Туймазинского нефтяного месторождения. Гостоптехиздат, 1959.
- Рациональная методика разведки газовых месторождений. Гостоптехиздат, 1960.
- С а в ч е н к о В. П., К о з л о в А. Л., Ч е р с к и й Н. В. Новые методы промышленной разведки и оценки запасов газовых месторождений. ГОСИНТИ, 1959.
- С м и р н о в А. С., Ш и р к о в с к и й А. И. Добыча и транспорт газа. Гостоптехиздат, 1957.
- С у х а р е в Г. М. Основы нефтепромысловой гидрогеологии. Гостоптехиздат, 1956.
- С у х а р е в Г. М. Гидрогеология и воды нефтяных и газовых месторождений. Гостоптехиздат, 1959.
- Т х о с т о в Б. А. Начальные пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях. Гостоптехиздат, 1960.
- Ф а н и е в С. Д. Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Гостоптехиздат, 1958.
- Ф р о л о в Н. Ф., Ф р о л о в Е. Ф. Геологические наблюдения и построение при бурении искривленных скважин. Гостоптехиздат, 1957.
- Ш а нь г и н А. Н., К у л и г и н Н. А., Л о ш к а р е в К. И., Р а м и Г. М. Бурение наклонных скважин в Грозненском районе. ГОСИНТИ, 1958.
- Щ е л к а ч е в В. Н. Расстановка скважин в пластах с водонапорным режимом. Сб. научно-исследоват. работ нефтяников, вып. III «Добыча нефти». Гостоптехиздат, 1944.
- Щ е л к а ч е в В. Н. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме. Гостоптехиздат, 1959.
- Щ е л к а ч е в В. Н. и др. Исследования кафедры теоретической механики по подземной гидродинамике и по теории разработки нефтяных месторождений Проблемы нефти и газа. Тр. МИНХ и ГП, вып. 24, 1959.
- A l l e n H. H. The Sacroc Story. World Oil, vol. 140, No. 6, May, 1955.
- B a r b e c k A r t h u r H. The Railroad Comission's Role in the Kelly-Snyder Pressure Maintenance Operation. Producers Monthly, vol. XIX, No. 6, 1955.
- D a v i s R. E. Estimating Natural Gas Reserves. Oil and Gas Journ., vol. 53, No. 31, Dec., 1954.
- G e f f e n T. M., P a r r i s h D. R., H a y n e s G. W., M o r s e R. A. Efficiency of Gas Displacement from Porous Media by Liquid Flooding. Journal of Petr. Techn., Febr., 1952.
- K a t z D o n a l d L. Development of Techniques in Estimation. Journ. of Petr. Techn., sect. 1. Sept., 1953.
- Handbook of Natural Gas Engineering. New York. Toronto London, 1959.

О ГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
Предисловие	3
Введение	5
<i>Глава I</i>	
Геологическое наблюдение при бурении скважин	
§ 1. Отбор и изучение образцов пород в процессе бурения скважин	12
§ 2. Геофизические методы изучения разрезов скважин	19
Электрический каротаж	19
Радиоактивные методы каротажа	29
Специальные геофизические исследования	34
Геологическая интерпретация данных каротажа	36
§ 3. Дополнительные методы изучения разрезов скважин	43
Изучение шлама	43
Гранулометрический анализ пород	44
МикроМинералогический анализ пород	45
Изучение маркирующих пластов	46
Изучение разрезов скважин по микрофауне	47
Споро-пыльцевой анализ	47
Изучение разрезов скважин по срабатываемости долот и хронометражу проходки	48
Изучение разрезов скважин по кавернограммам	49
Изучение карбонатности пород	52
Изучение разрезов скважин по данным газового каротажа	53
Люминесцентно-битуминологический анализ	59
§ 4. Геологический контроль проходки скважины	59
Геолого-технический наряд	59
Конструкция скважины	62
Наблюдение за проходкой скважины и перфорация колонны	63
Борьба с осложнениями	64
Изучение пластов и отбор проб воды, нефти и газа	66
Документация	71
Карнограмма	73
§ 5. Составление геологического разреза скважины	74
<i>Глава II</i>	
Методы геологической обработки материалов бурения скважин	
§ 1. Корреляция разрезов скважин	78
§ 2. Составление нормального разреза	80
§ 3. Составление геологического профиля	82
Снесение точек скважин на направление профиля	85
Учет искривления скважин при составлении геологического профиля	87

	Стр.
§ 4. Составление структурных карт	91
Способ треугольников	92
Способ профилей	96
Трассирование проекций линий нарушения	100
Учет искривления скважин при построении структурной карты	102
Использование структурных карт на промысле и построение специальных структурных карт	103
Наклонные структурные карты	108
§ 5. Составление карт, характеризующих строение продуктивных горизонтов	110
Карты изопахит	110
Карты пульевой мощности	111
Зональные карты	112
§ 6. Геологический контроль за бурением направленно-искривленных скважин	116

*Глава III***Геолого-промышленная характеристика коллекторов и свойств насыщающих их нефти, газа и воды**

§ 1. Коллекторские свойства нефтеносных пластов	123
Гранулометрический состав пород	124
Пористость пород	126
Проницаемость пород	132
Трещиноватость пород	137
Классификация коллекторов	140
Карты пористости и проницаемости	142
Неоднородность коллекторских свойств пласта	143
§ 2. Условия залегания и свойства газа, нефти и связанной воды в пластовых условиях	147
Углеводородный (нефтяной) газ	148
Нефть	163
Связанная вода	176
§ 3. Подземные воды нефтяных месторождений	181
Физические свойства воды	181
Химическая характеристика вод	183
Химическая классификация вод	186
Промысловая классификация вод	190
Водо-нефтяной контакт и его характеристика	194
Определение места притока воды в скважину	197
§ 4. Пластовое давление и температура в недрах нефтяных месторождений	202
Пластовые давления	202
Температура пласта	227
§ 5. Режим газонефтеносных пластов	230
Водонапорный режим	231
Упругий (упруго-водонапорный) режим	231
Газонапорный режим (или режим газовой шапки)	232
Режим растворенного газа	233
Гравитационный режим	234
Характеристика комплекса исследований для изучения режима нефтеносного пласта	235
Режим работы газоносных пластов	238

Глава IV

Стр.

Геологическое наблюдение за эксплуатацией нефтяного и газового месторождений	
§ 1. Подготовка к эксплуатации и освоение скважин	242
Вскрытие пласта	242
Оборудование забоя скважины	245
Освоение нефтяных и газовых скважин	246
§ 2. Замеры дебитов нефти, воды, газа и учет добычи	249
§ 3. Исследование нефтяных скважин	252
Методы исследования скважин	252
Методы обработки материалов исследования скважин при установленном режиме	253
Методы обработки материалов исследования скважин при неуставновившемся режиме	255
§ 4. Исследования в скважинах специального назначения	265
§ 5. Наблюдение за эксплуатацией нефтяного пласта и геологическая документация эксплуатации	267
§ 6. Установление технологического режима эксплуатации скважин по данным исследования скважин и пласта	271
§ 7. Исследование газовых скважин и установление технологического режима их эксплуатации	275
Методика исследования	280
Обработка результатов исследования	280
Установление технологического режима эксплуатации по данным исследования скважин	281
§ 8. Геологическое обслуживание капитального ремонта скважин	286
	288

*Глава V***Методы подсчета запасов нефти и газа**

§ 1. Классификация запасов месторождений (залежей) нефти и горючих газов	291
Общие положения	291
Категории запасов	292
Подготовленность запасов для промышленного освоения	292
§ 2. Условия применения классификации	295
Требования к изученности месторождений	295
Условия отнесения запасов к категориям по степени их изученности	299
§ 3. Методы подсчета запасов нефти	301
Объемный метод	301
Статистический метод	312
Метод материального баланса	335
§ 4. Выбор метода подсчета запасов нефти в зависимости от режима и степени разведанности залежи	347
§ 5. Методы подсчета запасов газа	351
Объемный метод	351
Метод подсчета по падению давления	356
Подсчет запасов газа, растворенного в нефти	358
§ 6. Методы подсчета запасов в трепциноватых породах	360
§ 7. Методы оценки прогнозных запасов нефти и газа	363
Качественная оценка	364
Составление прогнозной карты газонефтеносности и классификация газонефтеносных площадей	389
Количественная оценка	392

Стр.

*Глава VI***Геологические основы разработки газо-нефтяных и газовых месторождений**

§ 1. Подготовка месторождения к разработке	397
Разведка (доразведка) на промысловых площадях	397
Оконтурирование залежей нефти и газа	399
Изучение исходных геолого-промышленных данных при бурении разведочных и оконтуривающих скважин	405
§ 2. Общие понятия и классификация систем разработки	407
§ 3. Разбивка нефтепосной свиты на этажи разработки и эксплуатационные объекты	408
§ 4. Разработка месторождения в целом	411
Система разработки сверху вниз	413
Система разработки снизу вверх	413
Комбинированная система разработки	414
Система разработки многорядными скважинами	414
§ 5. Основные элементы и системы разработки отдельного нефтяного горизонта	416
Формы сеток расположения скважин	416
Расстояние между скважинами	419
Темп разработки	422
Системы разработки нефтяных пластов с поддержанием пластовых давлений	423
§ 6. Изучение исходных геолого-промышленных данных для проектирования разработки отдельного нефтяного горизонта	426
§ 7. Краткий обзор развития и современной практики проектирования разработки залежей нефти	430
§ 8. Основы проектирования различных систем разработки по геологическим данным	438
Формы залежей нефти	438
Разработка от периферии к центру и от центра к периферии залежи	441
Разработка с контурным заводнением	442
Разработка с приконтурным заводнением	448
Разработка с внутриконтурным нагнетанием воды	450
§ 9. Некоторые соображения о выборе рационального варианта разработки залежи нефти	455
§ 10. Анализ осуществляемой системы разработки	459
§ 11. Доразработка частично разбуренного пласта	464
§ 12. Основные вопросы разработки малодебитных горизонтов	465
§ 13. Вторичные методы добычи нефти	470
Нагнетание газа (или воздуха)	470
Нагнетание воды	472
Основы изучения пласта при проектировании и осуществлении вторичных методов добычи нефти (путем закачки газа или воды)	475
§ 14. Шахтный способ разработки	478
§ 15. Особенности разработки морских нефтяных месторождений	480
§ 16. Особенности разработки газовых месторождений	485
§ 17. Газоконденсатные месторождения	492

*Глава VII***Охрана недр нефтяных и газовых месторождений**

§ 1. Охрана недр в процессе разбуривания месторождения	504
§ 2. Охрана недр в процессе разработки и эксплуатации месторождения	508
§ 3. «Оздоровление» обводненных горизонтов и скважин	508

Стр.

Глава VIII

Геолого-промышленное планирование и организация геологической службы на промысле	
§ 1. Методы планирования	511
Перспективное планирование	512
Детальное внутрипромысловое планирование	515
§ 2. Организация геологической службы на промысле	523
Заключение	528
Литература	530

Автор*Михаил Алексеевич Жданов***НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ**

Ведущий редактор Е. Г. Першина

Корректор Л. В. Чистякова

Технический редактор Г. М. Башмаков

Подписано к набору 27/X-61 г.

Формат 60 × 90^{1/16}.

T-14057.

Печ. л. 33,5.

Тираж 6000 экз.

Подписано к печати 28/XII-61 г.

Уч.-изд. л. 36.

Зак. 965/353. Цена 1 р. 41 к.

