



Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных
месторождений и транспорт нефти»

ФИЗИКА ПЛАСТА

КУРС ЛЕКЦИЙ

**по одноименной дисциплине
для студентов специальности 1-51 02 02
«Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»**

Электронный аналог печатного издания

Гомель 2007

УДК 553.98:622.276(075.8)
ББК 26.325.4я73
Ф50

*Рекомендовано к изданию научно-методическим советом
машиностроительного факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 6 от 06.03.2006 г.)*

Автор-составитель: *А. П. Пинчук*

Рецензенты: канд. геолого-минерал. наук, доц., зав. отд. Центра геофиз.
мониторинга НАН Беларуси *А. М. Гумен*;
канд. геолого-минерал. наук, доц. каф. геологии и разведки
полезных ископаемых ГГУ им. Ф. Скорины *Г. В. Пименов*

Физика пласта : курс лекций по одноим. дисциплине для студентов специальности
Ф50 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» / авт.-сост.
А. П. Пинчук. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2007. – 79 с. – Систем. требования:
PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Win-
dows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://gstu.local/lib>. – Загл. с
титул. экрана.

ISBN 978-985-420-559-5.

Рассматривается материал по физическим свойствам пород нефтяных и газовых коллек-
торов; свойствам нефти, газа, конденсата и пластовых вод; фазовое состояние углеводородных
систем и физические основы вытеснения нефти и газа из пористых сред.

Для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений».

УДК 553.98:622.276(075.8)
ББК 26.325.4я73

ISBN 978-985-420-559-5

© Пинчук А. П., составление, 2007
© Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого», 2007

ВВЕДЕНИЕ

Физика пласта – дисциплина, изучающая физические свойства пород нефтяных и газовых коллекторов, свойства пластовых жидкостей и газов, газоконденсатных смесей, методы их анализа и возможность воздействия на пласт.

Эксплуатация углеводородных месторождений предполагает знание свойств пористых сред коллекторов, их взаимодействия с углеводородами различного фазового состояния, физики фильтрации углеводородов и воды в пористых средах, оптимальных условий извлечения углеводородов. Протекающие в пласте процессы рассматриваются на основании законов для идеальных жидкостей и газов. Однако компоненты системы пористая среда–жидкость–газ не являются идеальными, поэтому во всех случаях следует учитывать реальные условия, что значительно затрудняет анализ поведения системы.

В природной системе пористая среда неоднородна. Твердая фаза представлена различными минералами в пределах одного месторождения. Жидкая и газовая фазы являются смесью различных химических компонент, находящихся в определенных термобарических условиях, непрерывно меняющихся при эксплуатации месторождения. В таких условиях многозначность поведения системы порода–углеводороды значительно возрастает. Отклонения поведения системы от идеального расчетного состояния может достигать десятков процентов. Это обусловлено многофакторностью связей компонент системы большого пространственного объема. Здесь незначительные в обычных условиях процессы могут приобретать первостепенное значение.

Эксплуатация углеводородных залежей приводит к изменению их условий залегания в пласте (водонасыщенности, нефтегазонасыщенности, температуры, давления и других свойств). Изменяющиеся условия залегания углеводородов требуют корректировки режима эксплуатации залежей.

Чтобы успешно решать задачи эксплуатации месторождений углеводородов, следует ориентироваться в закономерностях поведения системы порода–углеводороды для идеализированной системы, предвидеть возможные отклонения ее поведения в реальной природной обстановке и уметь использовать свои знания для задания оптимального режима эксплуатации месторождения.

В мировой практике добычи углеводородов эксплуатируются месторождения с минимальными запасами, на грани рентабельности

их разработки. Однако встречаются и месторождения гиганты. Так, месторождение Гхавар в Саудовской Аравии характеризуется размерами 220 x 25 км, высотой залежи – 370 м, запасами углеводородов в 10,2 млрд т. Тем не менее месторождения любых размеров характеризуются своими особыми условиями, неоднородностями геологического строения и коллекторских свойств, составом углеводородов. Все это требует учета всего комплекса факторов при разработке месторождения.

В нефтегазоносной провинции Беларуси «Припятский прогиб» открыто 66 месторождений, имеющих более 190 залежей, добыто 104 млн т нефти, разведанные ресурсы составляют 47,7 %. Из объема текущих разведанных запасов 44,5 % трудно извлекаемые, а обводненность извлекаемой продукции составляет 70–90 %. Приведенные цифры показывают сложность эксплуатации месторождений Беларуси, что требует глубоких знаний специалистами нефтяного профиля физики нефтяного и газового пласта.

Тема 1. КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Нефтяной или газовый пласт характеризуется многообразными свойствами. Основные из них следующие: деформации при воздействии нагрузок, гранулометрический состав пород, пористость, проницаемость, капиллярность, удельная поверхность, упругость, пластичность, насыщенность водой, нефтью и газом.

Горные породы разделяют на три основные группы: магматические, осадочные и метаморфические.

Магматические горные породы образуются в результате остывания и кристаллизации изверженного на поверхность или внедренного в земную кору магматического вещества.

Осадочные горные породы образованы продуктами разрушения литосферы под действием различных агентов и факторов: температуры, воды, деятельности живых организмов, растений и микробов, химических реакций и т. д.

По условиям образования осадочные породы делятся на терригенные (обломочный материал), хемогенные (результат химико-биохимических реакций в водных бассейнах), органогенные (останки животных, растений). К терригенным породам относятся пески, песчаники, алевроиты и алевролиты, аргиллиты, глины; к хемогенным – каменные соли, гипсы, ангидриты, доломиты; к органогенным – мел, известняки.

Метаморфические горные породы образуются из осадочных в результате изменений под действием высоких температур, давления, циркулирующих флюидов. В веществе происходят химические реакции, изменение состава элементов, перекристаллизация.

Любая горная порода обладает капиллярными свойствами. В капиллярах могут находиться флюиды, на которые воздействуют различные силы, одни из которых будут удерживать флюиды, а другие – выталкивать. Из всего набора воздействующих сил некоторые будут определяющими. Так, в сверхкапиллярных породах определяющими являются гравитационные силы, в капиллярных – основная сила обусловлена капиллярным давлением, субкапиллярных – адсорбционные и поверхностно-молекулярные силы. Субкапиллярные пустоты практически не являются коллекторами, они прочно удерживают флюиды.

1.1. Гранулометрический состав пород

Пласты осадочных терригенных горных пород сложены различного вида отдельными частицами, гранулами (пески, щебень, галька, гравий). Содержание в породе различных по размеру гранул определяет ее гранулометрический состав, от которого зависит проницаемость, пористость, удельная поверхность и другие очень важные свойства для определения характеристик эксплуатации пласта. Так, чем больше поверхность пор (зерен), тем больше нефти остается в пласте после эксплуатации.

Вариации величин частиц горных пород необычайно широки – от микронов до миллиметров и сантиметров. Для определения процентного содержания в породе различных по размеру частиц используется метод просеивания через сита и метод седиментации. Результаты представляются графиком (рис. 1.1).

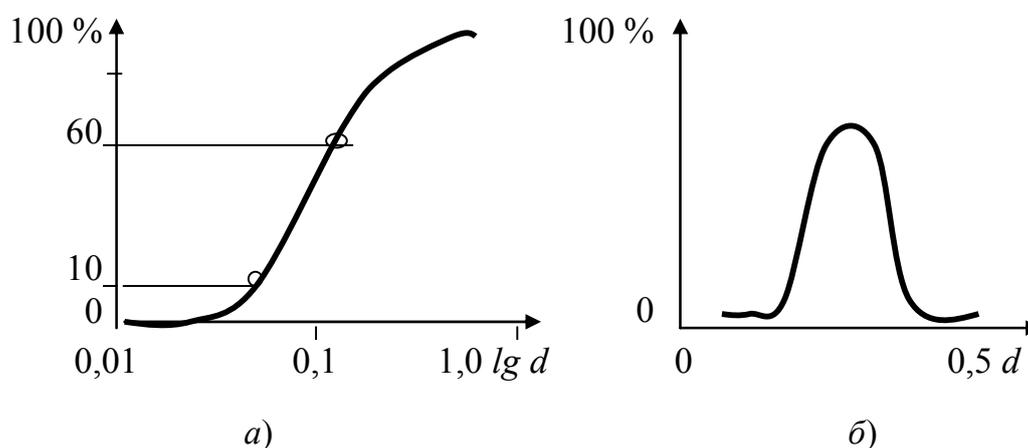


Рис. 1.1. Кривая гранулометрического состава породы:
а – суммарного состава; б – по размерам зерен

Ситовой метод заключается в просеивании известного веса или объема породы через набор сит с различными размерами отверстий. Сита располагают стопкой так, что более верхние имеют наиболее крупные размеры отверстий. Оставшуюся на каждом сите продукцию взвешивают, и результаты записывают в журнал. Обычно берут 10–11 сит, с размерами отверстий 0,053–3,36 мм.

Седиментационный метод заключается в разделении частиц по фракциям при их оседании в вязкой жидкости. Скорость движения и оседания частиц породы одинаковой плотности в одной жидкости будет зависеть от размера частиц. Используются различные виды этого метода: неподвижная жидкость, текущая жидкость, взвешивания полного объема фракций, непрерывные взвешивания при осаждении фракций.

В неподвижную жидкость вливают пробу определенной концентрации частиц. Пипеткой через определенные интервалы времени на определенной глубине берут пробу и определяют вес частиц. По формуле Стокса вычисляют вес частиц определенного диаметра. Седиментометр должен быть проградуирован и иметь инструкцию по методике технических измерений.

Если жидкость движется с определенной скоростью, то будет происходить снос частиц по направлению движения обратно пропорционально размерам частиц.

Результаты гранулометрического анализа пород изображают графиками:

- а) суммарного гранулометрического состава;
- б) распределения зерен породы по размерам.

Отношение диаметра частиц d_{60}/d_{10} характеризует степень неоднородности частиц в пробе исследуемой породы, где d_{60} – диаметр частиц, при котором сумма масс фракций диаметром от нуля до данного диаметра составляет 60 %, d_{10} – 10 % – массы всех фракций. По диаметру частиц от нуля до 90 % массы фракций подбирают отверстия забойных фильтров скважин.

Коэффициент неоднородности зерен породы находится в пределах 1,1–20,0 для большинства встречающихся в природных условиях пород. При исследовании гранулометрического состава горных пород следует учитывать при определении средних значений пространственную неоднородность геологических горизонтов.

1.2. Пористость горных пород

Наличие пустот в горной породе определяет ее пористость. Первичные поры возникают при образовании горной породы, вторичные поры – в результате механического, химического, тектонического, теплового и т. д. воздействия на породу.

По величине поровых каналов породы подразделяют: на сверхкапиллярные – размер каналов больше 0,5 мм; капиллярные – 0,5–0,0002 мм (0,2 мкм); субкапиллярные – меньше 0,2 мкм. Чем меньше поровые каналы, тем большее оказывается сопротивление движению нефти, воде, газу. При субкапиллярных каналах даже при высокой пористости порода будет непроницаема для жидкости и газа (глина). Поровый состав несцементированных обломочных пород в основном зависит от гранулометрического состава. У грубо-, крупно-, среднезернистых слабосцементированных пород преобладают крупные, близкие по размерам поры. У мелко- и тонкозернистых пород –

мелкие поры. У карбонатных пород поровый состав разнообразен. Ракушечник, водорослевые известняки имеют крупные поры. Известняки и доломиты хемогенного происхождения – тонко-, мелко- и среднезернистые. При одинаковых размерах зерен наименьшей пористостью обладают породы с окатанными зёрнами, наибольшей – с угловатыми и плоскими. Пористость также зависит от укладки зёрен, при рыхлой укладке пористость может составлять 48 %, ромбической – 26 %, параллельной – 12 %. Пористость пород, а особенно глин и глинистых, может существенно зависеть и от давления в пласте. Извлечение пород на поверхность Земли приводит к изменению их пористости на 7–50 %, что следует учитывать при сравнении пористости пород, определенной в скважинных условиях и на поверхности Земли.

Пористость породы может быть высокой, но часть пор может иметь замкнутый характер, что исключает возможность передвижения в них жидкости и газа. Возможность передвижения флюидов в порах малого диаметра зависит и от создаваемого градиента давления в породе. В связи с этим различают полную (абсолютную), открытую, эффективную и закрытую пористость.

Полная пористость включает объем всех пор (пустот) в породе как сообщающихся между собой, так и изолированных.

Открытая пористость включает объем только связанных между собой пор. Разность между полной и открытой пористостью дает величину закрытой пористости.

Эффективная (динамическая) пористость включает объем только тех пор, по которым происходит движение флюида, без застойных зон при определенном градиенте давления. Динамическая пористость характеризует не только породу, но и физико-химические свойства насыщающих её углеводородов и воды. Величина динамической пористости характеризует извлекаемые запасы углеводородов при вытеснении их водой. Для однофазной системы динамическая и эффективная пористости тождественны.

Коэффициент пористости m определяет отношение объема пор в образце породы $V_{\text{пор}}$ к объему образца. Коэффициент пористости определяется в процентах или долях единицы:

$$m = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{обр}}}$$

Соответственно можно определить коэффициент открытой пористости. Однако не все пористое пространство, кроме закрытой пористости, может быть занято нефтью или газом. В связи с этим вводится понятие *эффективной (полезной) пористости пласта*. В этом случае при расчете коэффициента эффективной пористости от объема пористого пространства образца породы следует вычесть объем закрытой пористости и объем пор занятых остаточной водой.

При динамических нагрузках, создаваемых для движения нефти и газа в пласте в зависимости от перепадов давления, свойства нефти, двух- или трехфазности системы, капиллярных свойств породы и других причин часть нефти может не перемещаться. Для учета и оценки условий, существующих в пласте, вводится понятие *динамически полезной емкости коллектора и динамической пористости*, рассчитывается *коэффициент динамической пористости*.

С увеличением глубины определения полная пористость все более и более превышает открытую пористость. Пористость зависит и от литологического состава горных пород. В песках полная и открытая пористость практически равны. В глинах полная пористость велика, а открытая незначительна или даже отсутствует.

Для определения коэффициентов пористости пород используется *метод взвешивания* в жидкости (обычно керосине) и воздухе образца насыщенного той же жидкостью:

$$m = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{обр}}} = \frac{(P_2 - P_1)}{(P_2 - P_3)},$$

где P_1 – масса сухого образца в воздухе; P_2 – масса образца с заполненными керосином порами; P_3 – масса насыщенного керосином образца в керосине.

Объем образца породы находится по объему вытесненной жидкости, если предварительно насытить образец этой же жидкостью. Иногда применяют парафирование образца или рассчитывают его объем при правильной геометрической форме.

Для определения пористого пространства породы применяются и другие разнообразные методы.

Пористая среда содержит поры различного размера. Важно определить изменение объема пор, приходящееся на единицу изменения их радиуса (рис. 1.2).

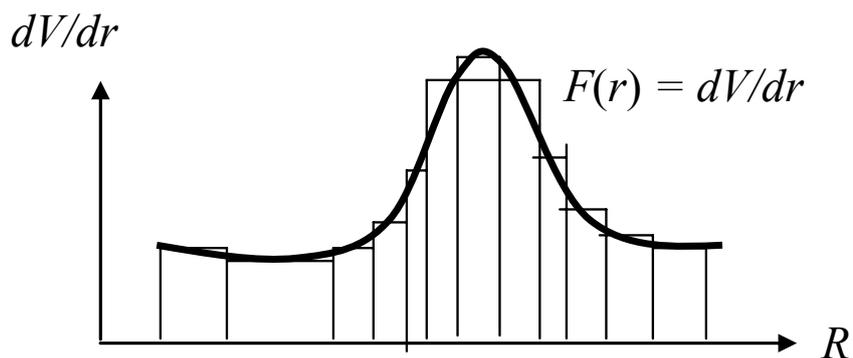


Рис. 1.2. Дифференциальная кривая распределения пор по размерам

1.3. ПРОНИЦАЕМОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Проницаемость характеризует способность пласта пропускать воду, нефть и газ. Абсолютно непроницаемых пород нет. Но из-за малых размеров пор, вязкости воды, нефти и газа, адсорбционных свойств породы и других условий породы могут быть слабо проницаемы или непроницаемы. Проницаемость зависит от структурно-текстурных особенностей пласта. Вдоль напластования проницаемость может быть в 3–10 раз выше, чем поперек напластования.

Различают проницаемость абсолютную, эффективную (фазовую) и относительную.

Абсолютная проницаемость характеризует проницаемость породы для одной фазы, химически инертной к породе. Абсолютная проницаемость определяется пропусканием через породу газа (азота, гелия) или воздуха при известном давлении фильтрата на входе и выходе. Проницаемость одной и той же породы может быть различной для воды, нефти, газа, соответственно для разного фазового состава.

Фазовой (эффективной) проницаемостью называется способность породы пропускать один флюид в присутствии другого. Эффективные проницаемости характеризуются коэффициентами для газа $K_{пр.г}$, воды $K_{пр.в}$, нефти $K_{пр.н}$. Их значения зависят от объемного соотношения компонентов газа, нефти, воды в фильтрующихся смесях.

Исследования показали:

1. При водонасыщенности до 20–50 % $K_{пр.в}$ для жидкости близок к нулю; вода удерживается и не участвует в фильтрации, а относительная проницаемость для газа будет 0,9–0,98. Из скважины можно добывать чистый газ.
2. При водонасыщенности больше 75–90 % $K_{пр.г}$ близок к нулю.
3. В зависимости от степени водонасыщенности возможен двух- и однофазный поток.

4. Фильтрация нефти, как однофазной жидкости, возможна только при водонасыщенности меньше 10 %.

5. Значение $K_{пр.в}$ в основном определяется K_v и практически не зависит от соотношения в породе-коллекторе нефти и газа.

6. При газонасыщенности песчаных пород до 10 %, а известняков до 30 %, газ остается неподвижным, ухудшаются условия и для фильтрации нефти и воды. Выделяющийся в пласте газ при снижении давления оказывает отрицательное влияние на фильтрацию нефти.

Относительная проницаемость пористой среды определяется отношением ее эффективной проницаемости к абсолютной, для данной фазы.

Проницаемость горных пород определяют по закону Дарси. Скорость фильтрации v пропорциональна коэффициенту проницаемости породы K , градиенту давления Δp и обратно пропорциональна динамической вязкости жидкости μ и длине пористой среды L :

$$v = K \cdot 1/\mu \cdot \Delta p/L = Q/F.$$

Скорость фильтрации определяется также отношением объема расхода жидкости в единицу времени Q к площади фильтрации F .

Единица проницаемости – дарси (Д), ее тысячная доля – миллидарси (млД). Пористая среда обладает проницаемостью 1 дарси для однофазного флюида с вязкостью 1 сантипуаз, полностью насыщающего пористую среду при фильтрации через нее со скоростью 1 см/с (расход 1 см³/с) при площади поперечного сечения 1 см² и градиенте давления 1 атм (1 Д = 10⁻¹² м²).

В системе СИ за единицу проницаемости принимают 1 м². При фильтрации через образец площадью 1 м², длиной 1 м и перепаде давления 1 Па расход жидкости вязкостью 1 Па · с составляет 1 м³/с.

Линейный закон фильтрации жидкости является идеальным случаем из общей закономерности фильтрации. Он нарушается в связи с изменением скорости фильтрации, размеров и конфигурации пор, зерен, состава породы, свойств жидкости и других условий. Для нефти и газа нарушение линейного закона фильтрации обычное явление, которое обусловлено различным фазовым составом потока, его физическими свойствами, свойствами пористой среды, насыщенностью среды водой и т. д. Для анализа проницаемости среды пользуются зависимостями относительных проницаемостей от степени насыщенности порового пространства различными фазами. По таким зависимостям делают выводы о притоках нефти, воды и газа в скважину, опре-

деляют дебит скважины и решают технические задачи эксплуатации месторождений.

1.4. Зависимость относительных проницаемостей от насыщенности водой порового пространства

Пористые среды содержат определенное количество воды, т. е. обладают влажностью и характеризуются влагоемкостью.

Влагоемкость – способность породы удерживать то или иное количество влаги.

Полная влагоемкость – способность пород удерживать максимально возможный объем воды V_v на определенный объем сухой породы V_p . Установлено, что если в песке содержится до 20 % воды, то она остается неподвижной, т. к. удерживается в мелких и тупиковых порах и в виде пленок. Объем удерживаемой воды может превышать объем сухой породы.



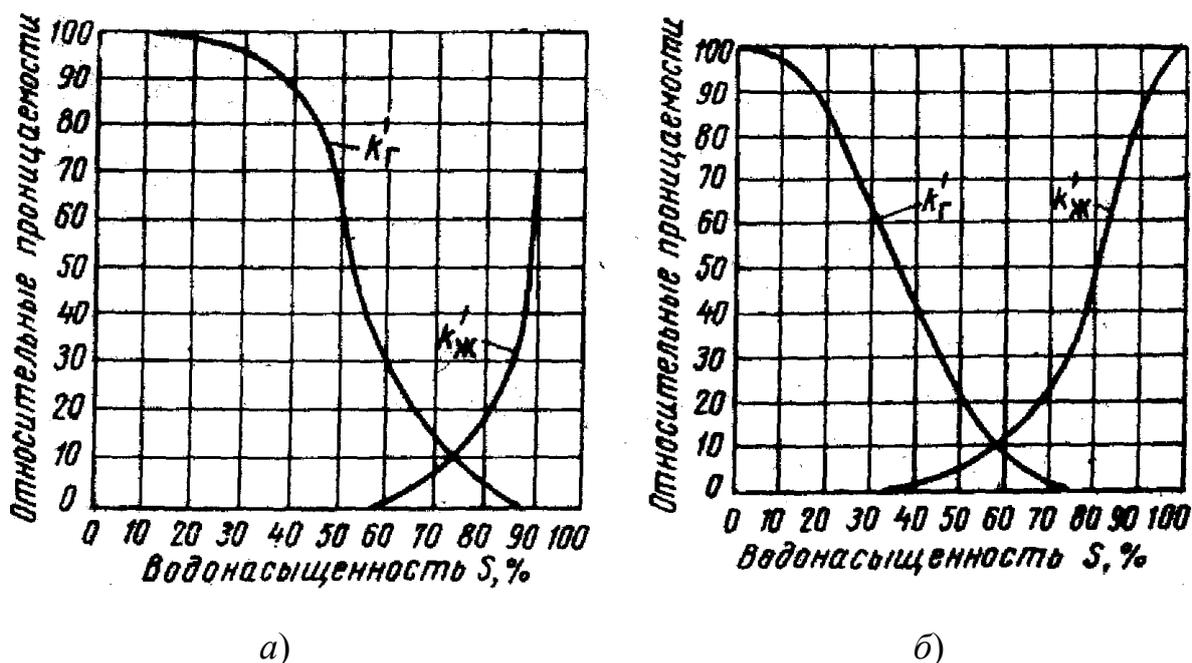
Рис. 1.3. Относительная проницаемость песка для нефти и воды

На границе вода–порода протекают электрохимические процессы. По обе стороны создается двойной электрический слой (ДЭС) – особое распределение электрических зарядов в приграничных областях соприкасающихся фаз. Двойной электрический слой может быть ионным, адсорбционным, ориентационным. В двойном электрическом слое свойства воды отличаются от её свойств в свободном пространстве. Эта вода в два раза плотнее свободной, имеет большую вязкость, упругость, меньшую электропроводность, замерзает при температуре $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$, а в монтмориллоните – при $-193\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Фазовая проницаемость для нефти в таком пласте, после начала увеличения водонасыщенности, быстро уменьшается. Это значит, что

обводнение пласта, проникновение в него бурового фильтрата приводит к уменьшению относительной проницаемости пород для нефти и понижению дебита скважин. Фильтраты специально не обработанного бурового раствора прочно удерживаются породой, и удаление их затруднено.

Из рис. 1.3 следует, что при водонасыщенности породы более 75 %, относительная проницаемость для нефти снижается до нуля. При низкой водонасыщенности до 10 % относительная проницаемость породы для нефти составит около 0,8.



а) б)
Рис. 1.4. Зависимость относительных проницаемостей для жидкости и газа от водонасыщенности:
а – песчаник; б – известняк и доломиты

Увеличение содержания жидкости в породе до 50 % от объема пор почти не влияет на фильтрацию газов. Газонасыщенность песка и песчаника более 10 %, известняка более 30 % приводит к ухудшению фильтрации жидкости и значительному снижению для нее относительной проницаемости среды. Свободный газ, выделяющийся из песка в породе, уменьшает фильтрационные свойства среды для нефти (рис. 1.4).

Трехфазный поток нефти, воды и газа возможен только при насыщении породы нефтью в пределах 23–50 %, водой – 33–64 %, газом – 14–30 % (рис. 1.5).

Проницаемость пород зависит от размера поровых каналов. Так, глины имеют высокую пористость, но непроницаемы для жидкостей и газов. Трещиноватые породы малой пористости обладают большой проницаемостью. Движение жидкостей происходит в основном по порам радиуса 5–30 мкм.

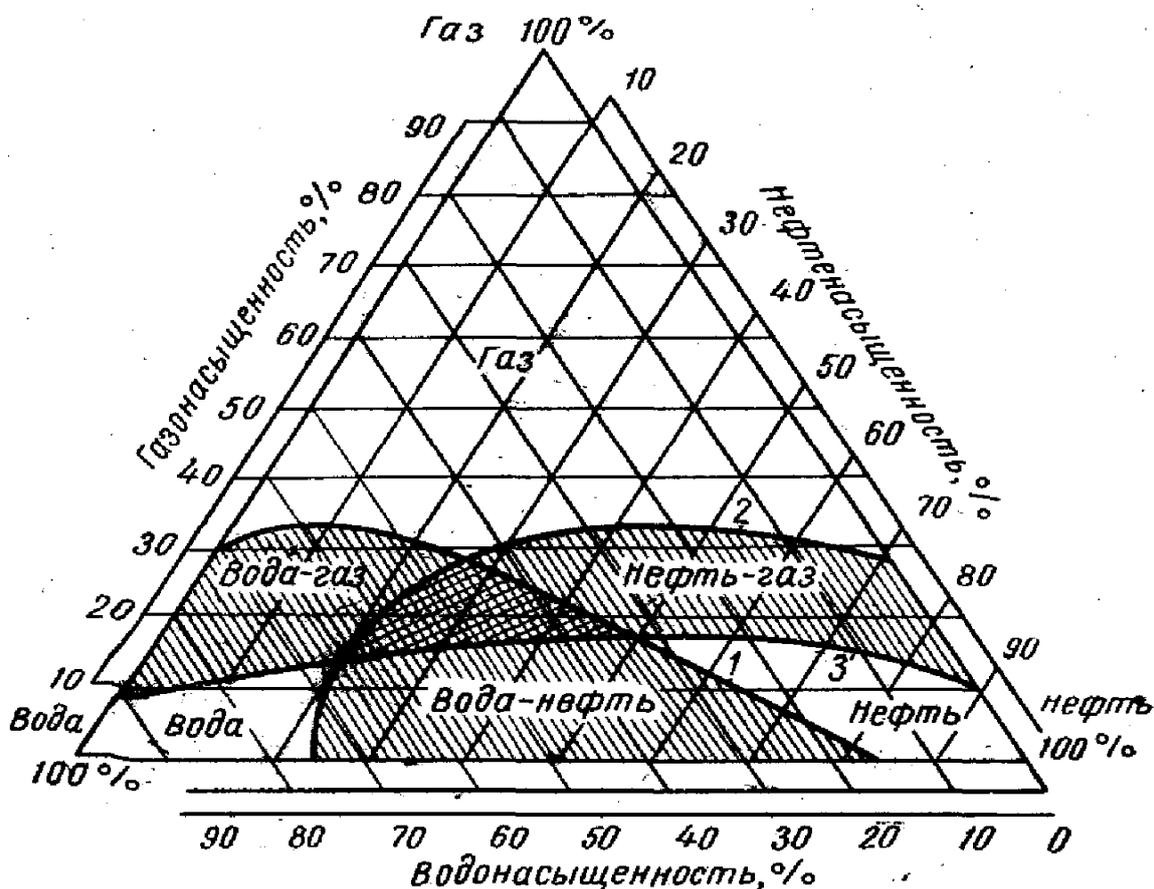


Рис. 1.5. Распространения одно-, двух- и трехфазного потоков

Левереттом предложена для всех пород функция зависимости капиллярного давления от водонасыщенности с учетом проницаемости и пористости (рис. 1.6, 1.7):

$$J(S_B) = (p_K / \sigma \cdot \cos \theta) \cdot \sqrt{k/m},$$

где θ – угол смачивания; σ – поверхностное натяжение; p_K – капиллярное давление; k – проницаемость; m – пористость.

Установлено, что не во всех породах выполняется функция зависимости капиллярного давления от водонасыщенности, т. е. она не является универсальной.

Распределение пор по размерам исследуется методом вдавливания ртути в пористый образец. Давление в камере, куда помещены породы, постепенно повышают, одновременно регистрируя объем вдавленной ртути. Ртуть вдавливается, преодолевая капиллярное сопротивление менисков ртути, которое зависит от размера пор. Применяется и метод центробежного удаления жидкости из породы. Породу помещают в центрифугу и изучают зависимость вытекающего объема жидкости из породы при соответствующей скорости вращения, которая обуславливает центробежную силу, создающую капиллярное давление. Устанавливается зависимость «капиллярное давление – водонасыщенность пор жидкостью». Эта зависимость используется для оценки остаточной водонасыщенности пород и изучения переходной зоны «нефть–вода», «вода–газ» (рис. 1.6).

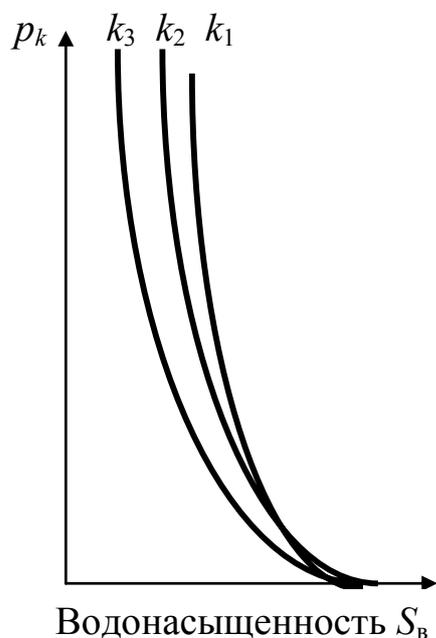


Рис. 1.6. Зависимость «капиллярное давление – водонасыщенность»

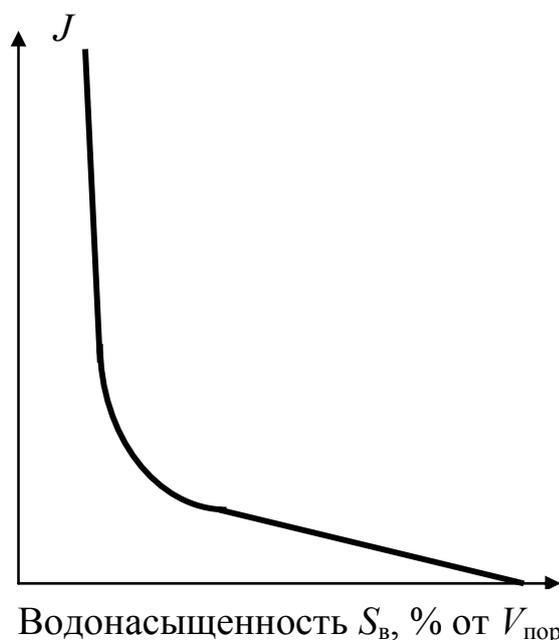


Рис. 1.7. Функция Леверетта для песчаника

1.5. Удельная поверхность горных пород

Удельная поверхность горных пород является суммой поверхности частиц или поровых каналов в единице объема породы. Это одна из важнейших характеристик породы. Величина удельной поверхности пород пропорциональна степени дисперсности частиц породы. Чем меньше радиус поровых каналов и проницаемость пород, тем

больше её удельная поверхность и меньше нефте- и газоотдача. От параметра удельной поверхности пород зависит проницаемость, адсорбционные свойства, содержание остаточной воды, молекулярно-поверхностные явления. И чем больше удельная поверхность, тем больше негативное влияние на фильтрацию нефти и воды оказывают указанные выше факторы.

Очень важно знать величину удельной поверхности в связи с большим влиянием молекулярно-поверхностных сил на процессы фильтрации нефти. Установлено, что кроме объемных свойств жидкостей и газов (например, плотности, вязкости), на законы фильтрации влияют еще и молекулярные явления, происходящие на контактах жидкости и породы. Эти молекулярно-поверхностные явления могут существенно изменять характер фильтрации. Обычные объемные свойства жидкостей (вязкость, плотность) обуславливаются молекулами, распространенными внутри жидкой фазы. Поэтому в крупнозернистой породе с относительно небольшой удельной поверхностью молекулы, находящиеся на поверхности, почти не влияют на процесс фильтрации, так как их число весьма мало по сравнению с числом молекул, находящихся внутри объема жидкости. Если же пористая среда имеет большую удельную поверхность, то число поверхностных молекул жидкости возрастает и становится сравнимым с числом объемных молекул. Поэтому поверхностные явления в малопроницаемой породе могут оказать более значительное влияние на процесс фильтрации жидкости, чем в хорошо проницаемой крупнозернистой породе.

Таким образом, удельная поверхность представляет одну из важнейших характеристик горной породы. Величина удельной поверхности коллекторов может варьировать от сотен до тысяч $\text{см}^2/\text{см}^3$.

Несмотря на кажущуюся простоту понятия удельной поверхности, точное определение её величины – сложная задача. Поры в пористой среде представлены каналами от десятков и сотен микрон (по диаметру) до величин, сравнимых с размерами молекул.

При шарообразной форме частиц породы поверхность 1 м^3 породы составит:

$$S = 6 \cdot (1 - m) / d ,$$

где S – удельная поверхность, $\text{м}^2/\text{м}^3$; m – пористость в долях единицы; d – диаметр частиц, м; 6 – значение коэффициента извилистости.

Для песков удельная поверхность вычисляется суммированием ее величин по каждой фракции гранулометрического состава пород:

$$S = (6 \cdot (1 - m)/P) \cdot \sum P_i/d_i,$$

где P – масса породы в кг; P_i – масса данной фракции в кг; d_i – средние диаметры фракций в метрах (м), определяемые по формуле:

$$1/d_i = \frac{1}{2} \cdot (1/d_i^n + 1/d_i^n),$$

где d_i^n и d_i^n – стандартные ближайшие размеры отверстий сит.

По экспериментальным данным при определении удельной поверхности по механическому составу следует внести поправочный коэффициент (величина которого $\alpha = 1,2-1,4$), учитывающий повышение удельной поверхности вследствие не шаровидности формы зерен. Меньшие значения коэффициента относятся к окатанным зернам, большие – к угловатым.

Формула зависимости коэффициента проницаемости от пористости, удельной поверхности и структуры порового пространства имеет вид:

$$k = m^3 / (f \cdot S^2 \cdot T^2),$$

где m – пористость породы (характеризующая динамическую, полезную емкость коллектора); S – удельная поверхность; T – извилистость поровых каналов (отношение среднестатистической длины каналов к длине керна). Величина извилистости T может достигать шести и более; f – коэффициент, учитывающий форму поровых каналов (изменяется от 2 до 3).

Для определения удельной поверхности применяют *фильтрационный метод*, основанный на измерении сопротивления течению разреженного воздуха через пористую породу; *адсорбционный метод*, основанный на определении объема адсорбции радиоактивных индикаторов, поглощенных пористой средой, и другие методы.

1.6. Трещиноватость и кавернозность горных пород

Трещиноватость горных пород оказывает значительное влияние на их нефтегазосодержание и фильтрационные свойства. Во многих случаях запасы нефти определяются объемом трещин в породе, а не ее пористостью. Трещиноватые и кавернозные коллекторы подразделяют:

- 1) на коллекторы кавернозного типа, развитые в карбонатных породах. Каверны связаны системой микротрещин;
- 2) на коллекторы трещиноватого типа, развитые в карбонатных породах, а также песчаниках, гранитах, метаморфических породах;
- 3) на смешанные трещиновато-кавернозные коллекторы. Они широко распространены.

Трещины в породах имеют преимущественную ориентировку, обусловленную напластованием, системой складкообразования тектоникой, свойствами породы. Трещиноватость характеризуется направленностью, раскрытостью, объемной и поверхностной плотностью, густотой. Наиболее информативным параметром является *объемная плотность T* трещин, которая равна отношению половины площади поверхности всех трещин к объему породы V . Объемная плотность трещин может изменяться в широких пределах до шести и более 1/м. Проницаемость трещиноватых пород зависит от преимущественного простирания системы трещин и направления фильтрации.

Карбонатные породы в силу своих физико-химических свойств подвержены растворению, выщелачиванию, перекристаллизации, трещинообразованию и поэтому формируют сложную систему пустотного пространства. Возникает трещинно-кавернозно-поровое пространство. В связи с этим в таких коллекторах при эксплуатации развивается два типа фильтрации: по матрице и по трещинам и кавернам. Это следует учитывать при подсчете запасов углеводородов и планировании технологии разработки месторождений.

Трещиноватости и кавернозности пород всегда сопутствует пористость. Поры и каверны связаны между собой системой трещин. Поэтому коллекторы нефти и газа в этом случае называют трещиновато-кавернозно-пористыми. Порядок слов в этом названии зависит от последовательного преимущественного преобладания вида свойства коллекторского пространства. Трещиноватость изучается по кернам и шлифам, геофизическими, гидродинамическими методами. Геофизическими методами трещиноватость определяют по зависимо-

сти величин удельного электрического сопротивления, скорости распространения волн, плотности породы от трещиноватости.

Гидродинамические методы основаны на зависимости дебита жидкости от забойного давления, скорости восстановления давления в скважине.

1.7. Насыщенность порового пространства флюидом

В поровом пространстве пород нефть, вода, газ могут присутствовать в различных соотношениях. Различное распределение фаз зависит от способности поверхности твердой части породы смачиваться водой. Коэффициенты водонасыщенности, нефтенасыщенности и газонасыщенности характеризуют содержание данного флюида в единице объема открытых пустот.

Коэффициент водонасыщенности, нефтенасыщенности и газонасыщенности характеризует содержание данного флюида в единице объема открытых пустот.

При полном водонасыщении породы со смачиваемой поверхностью весь объем пор заполнен водой. Различают гидрофобные и гидрофильные породы. У гидрофобных (несмачиваемых водой) коллекторов вода находится в центре поры, а ее поверхность покрыта нефтью. При уменьшении водонасыщенности содержание воды уменьшается до тонких жилок в центрах крупных пор (рис. 1.8).

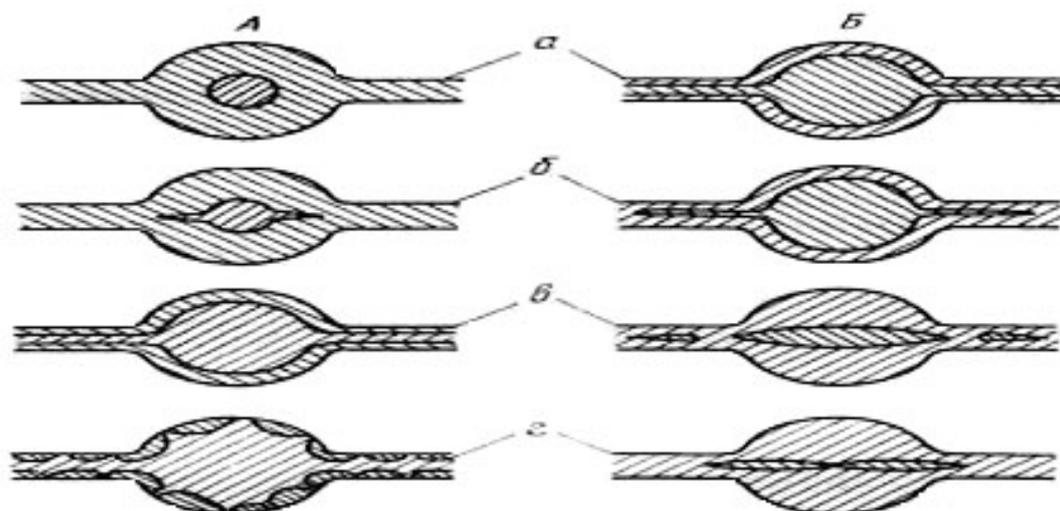


Рис. 1.8. Схема размещения воды и нефти в единичной поре гидрофильных (А) и гидрофобных (Б) коллекторов при различной степени их насыщения. Насыщение коллектора водой: а – полное; б – более высокое, чем критическое; в – критическое; г – более низкое, чем критическое;  – вода;  – нефть

У *гидрофильных* (смачиваемых водой) коллекторов с уменьшением водонасыщения область, занимаемая несмачиваемыми фазами (нефть, газ), возрастает до образования пленки на поверхности пор или сохранения ее на отдельных участках.

В природе преимущественно распространены коллекторы, у которых вода смачивает твердую фазу. Однако содержащиеся в нефтях органические кислоты придают им поверхностно-активные свойства и способность к смачиванию твердой фазы.

Оценку степени насыщения порового пространства определяют коэффициенты нефте-, газо- и водонасыщения:

$$K_n + K_g + K_v = 1.$$

Если коэффициент нефтенасыщения пород достигает 95 % и более, то порода отдает чистую нефть. В благоприятных условиях чистую нефть могут отдавать породы и при нефтенасыщении 50–60 %. Зоны предельного насыщения и недонасыщения разделяет водонефтяной или водогазовый контакт (ВНК, ВГК). Зона перехода от полного водонасыщения до полного нефтенасыщения может достигать от долей метра до 30–40 м и более.

1.8. Исследование порового пространства

Пористость пласта и его коллекторские свойства исследуются только в отдельных точках пласта, вскрытых скважинами. Между тем пласт характеризуется неоднородностью в связи с различием условий осадконакопления по времени и площади, различным воздействием напряжений, температур, растворов, неоднородностью минералогического состава по вертикали и горизонтали. Изменения физических свойств коллектора носят элемент случайности. В связи с этим для характеристики различных коллекторских свойств пласта, измеренных в отдельных его точках, применяют аппарат математической статистики, теории вероятностей, теории случайных функций. В этом случае удастся построить статистическую модель фильтрационного поля неоднородной пористой среды.

Применение геофизических методов изучения коллекторских свойств пласта позволяет (по сравнению с исследованием керна) увеличить объем породы, подверженной исследованию. Это увеличивает надежность определения параметров пласта, позволяет исключить ошибки за счет влияния микронеоднородностей.

Одним из методов изучения коллекторских свойств пород является метод ядерного магнитного резонанса (ЯМР). Ядра водорода являются микромагнетиками. Они обладают магнитным моментом. Если такое вещество поместить в сильное искусственно поляризующее магнитное поле, то все ядра водорода приобретут определенную ориентировку под действием напряженности магнитного поля. После выключения поляризующего поля микромагнетики (ядра водорода) будут в магнитном поле Земли процессировать, вращаться подобно волчку, вокруг линий направления напряженности магнитного поля Земли с определенной частотой. Интенсивность процессии ядер водорода можно измерять. Она будет пропорциональна количеству процессирующих ядер. Связанная и адсорбированная вода практически не подвержена эффекту ЯМР. Это дает возможность с помощью ЯМР определять находящуюся в горной породе свободную воду или нефть. Объем свободных флюидов определяется объемом пористого пространства, т. е. коллекторскими свойствами пласта.

Другими методами определения пористости являются методы, основанные на зависимости удельного электрического сопротивления пород при их насыщении водой с известным удельным сопротивлением от количества воды, заполняющей пористое пространство. Это методы бокового каротажного зондирования (БКЗ), бокового каротажа (БК), микрозондирования.

Применяются исследования зависимости скорости распространения упругих волн от пористости пластов, метод акустического каротажа (АК).

Широкое применение нашел комплекс методов радиоактивного каротажа: нейтронный гамма-каротаж (НГК), нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым и надтепловым нейтронам (ННК_T , ННК_{HT}). Нейтронные свойства пород зависят от суммарного водосодержания.

При изучении коллекторских свойств горных пород следует иметь в виду, что при извлечении на поверхность Земли кернового материала пористость и проницаемость пород может увеличиться до 2–50 % в зависимости от литологии горной породы и в связи с изменением давления. При разработке месторождения меняется пластовое давление, что влечет за собой изменение соотношения геостатического и пластового давления, расширение твердого скелета горной породы. Отмечено изменение пористости на 2–6 %, проницаемости на 2–15,5 % при падении давления на 10 МПа. Наибольшие изменения наблюдаются в трещинно-кавернозных коллекторах.

Контрольные вопросы

1. Методы определения гранулометрического состава пород.
2. Определение коэффициентов полной, открытой, закрытой, эффективной и динамической пористости.
3. Абсолютная и эффективная (фазовая) проницаемость.
4. Характер влияния водонасыщенности горных пород на коэффициент относительной проницаемости. Диаграмма трехфазного потока.
5. Удельная поверхность горных пород и её влияние на параметры пористой среды.
6. Влияние трещиноватости и кавернозности на параметры пористой среды.
7. Водно-, нефте- и газонасыщенность пород.
8. Методы исследования пористого пространства.

Тема 2. МЕХАНИЧЕСКИЕ И ТЕПЛОВЫЕ СВОЙСТВА ПОРОД

Неустойчивость скважины развивается, когда силы горного давления или взаимодействие породы и бурового раствора создают выдавливающие, растягивающие или любые другие перемещения стенок скважины. Последствия неустойчивости скважины – прихваты бурильных труб, потери раствора, инструмента, плохие условия для каротажа и цементирования скважин.

Урон, наносимый неустойчивостью скважин по всем промыслам мира, составляет 1 млрд долларов ежегодно. В расчете на одну скважину – 1,5 млн долларов.

Наиболее важные механические свойства горных пород, влияющие на процессы, происходящие в пласте при разработке и эксплуатации месторождений – упругость, прочность на сжатие и разрыв, пластичность. Учет этих свойств при бурении скважины может предотвратить различные возможные аварийные ситуации. С этой целью задаются оптимальные скорости бурения, подбираются необходимые плотности и состав бурового раствора, проводятся специальные технологические операции по укреплению аварийного отрезка бурящегося ствола скважины.

2.1. Напряженное состояние пород

Напряженное состояние, зависящее от глубины залегания и характера самих пород, уравнивает вес вышележащей толщи. Поле напряжения можно рассчитать:

$$\text{– по вертикали } \sigma_z = \rho \cdot g \cdot H;$$

$$\text{– по горизонтали } \sigma_y = \sigma_x = n \cdot \rho \cdot g \cdot H,$$

где σ_z , σ_y , σ_x – вертикальные и горизонтальные составляющие напряжений; ρ – плотность пород; g – ускорение силы тяжести; H – глубина залегания пласта; n – коэффициент бокового распора.

Коэффициент бокового распора, для пластичных и жидких пород, равен единице, а для плотных и крепких – доли единицы. В верхней зоне земной коры соотношение между вертикальной и горизонтальной составляющими напряжений находится в пределах $\sigma_x = 0,43 \sigma_z$. На значительных глубинах происходит выравнивание напряжений, так как

за длительное геологическое время породы испытывают пластические деформации. Однако тектонические процессы могут вызвать значительные горизонтальные напряжения, превышающие вертикальные в 2–3 раза.

Напряжения в плотной и пористой породе под действием одних и тех же сил будут различны. На площади, занятой порами, напряжения не возникают. Они концентрируются только в области контакта минеральных зерен. С увеличением пористости, трещиноватости, кавернозности напряжения в породе возрастают.

В любом кубике горной породы можно выделить девять компонентов напряжения – на каждой грани кубика два касательных и одно нормальное. Напряжения в породах могут возникнуть не только под действием внешних сил, но и под действием физических полей: термического, электрического, усадочных и остаточных деформаций, перекристаллизации минералов.

Бурение скважин приводит к изменению естественного поля напряжений пород. В горном массиве возникает сложное поле напряжений. Вдали от скважины породы всесторонне сжаты, а при приближении к скважине они находятся в условиях одноосного сжатия. В результате этого пластичные породы частично выдавливаются в скважину. Наиболее сложным является интервал прохождения глинистых пород. Возникающая при бурении релаксация механических напряжений ведет к осыпям, обвалам, ползучести пород. Уменьшение размера частиц глин ведет к значительному изменению энергетических характеристик их поверхности, увеличивает их способность к образованию адсорбционных слоев.

Аномальная зона, возникающая при бурении, в несколько раз превосходит размер горной выработки, поэтому для скважины она относительно невелика, но оказывает существенное влияние на техническое состояние ствола скважины и фильтрационные свойства. На стенки скважины окружные сжимающие напряжения могут достигать двойного горного давления, что может вызвать разрушение пород призабойной зоны под действием тангенциальных напряжений и значительно ухудшить фильтрационные свойства пород в зоне скважины. В связи с этим окончание бурения скважины и переход к стадии испытания пласта требует повышенного внимания и применения специальных технологических мероприятий.

2.2. Деформация горных пород

Деформация горных пород зависит от продолжительности и величины напряжения, вызванного нагрузкой.

При медленном нагружении деформация отклоняется от закона Гука прямой пропорциональности. При длительном действии нагрузки горная порода обнаруживает ползучесть и деформируется.

При быстрых нагрузках, 10–15 % от разрушающих, не возникает остаточной деформации у большей части пород. Твердые горные породы сохраняют упругие свойства и при напряжениях, составляющих 70–75 % от разрушающих.

Горные породы условно разделяются на твердые, пластичные, сыпучие. Однако эти свойства зависят от условий приложения нагрузки. Так, при растяжении, изгибе, одноосном сжатии пластические свойства пород почти не проявляются. Но при всестороннем сжатии многие хрупкие породы приобретают пластические свойства. Длительность воздействия нагрузки также способствует проявлению пластических деформаций. Часто наблюдаются псевдопластические деформации в результате возникновения многочисленных микротрещин и скольжения породы по их плоскостям.

При увеличении напряжений будут наблюдаться три области деформаций: упругие, пластические, разрушительные.

Прочность пород на растяжение меньше, чем на сжатие. В условиях всестороннего сжатия прочность пород увеличивается в 10–20 раз. За пределами упругости тело начинает пластически течь.

Высокопрочные, но хрупкие породы значительно легче поддаются динамическому разрушению. Наличие кварцевых зерен и полевого шпата в породе уменьшают её пластичность. Пластические деформации у известняков и алевролитов появляются при всестороннем давлении 500 атм, ангидритов – 1000 атм, песчаников – 4000 атм.

Увлажнение пород понижает их прочность. Вода проникает в самые мелкие трещины. Они не могут сомкнуться, и количество раскрытых трещин возрастает. Поверхностно-активные вещества в воде увеличивают её подвижность, а значит, снижается прочность пород.

Глинистые породы, поглощая воду, увеличивают свой объем в 1,5–2 раза. Это свойство носит название *набухания*. Вода проникает между пакетами кристаллических решеток глинистых минералов и раздвигает их. Прочность глинистых пород изменяется во времени от начальной в данных условиях до увлажненной породы, так же как

и изменяется физико-химическое и механическое состояние. Для предупреждения негативных явлений в буровые растворы вводят электролит, приготавливают его на углеводородной основе, применяют известково-битумный раствор.

Горным породам присуща анизотропия механических свойств. Они различно реагируют вдоль и поперек напластования, при сжатии и растяжении.

2.3. Упругие изменения коллекторов

Упругость, прочность на сжатие, разрыв, сжимаемость, пластичность, твердость – механические свойства горных пород, оказывающие существенное влияние на процессы, происходящие в пласте при разработке и эксплуатации месторождений.

Например, при снижении давления освобождающийся запас упругой энергии поддерживает движение нефти по пласту к скважине. Вода и нефть расширяются, а поровые каналы сужаются. Хотя упругость пород и жидкостей мала, но большой объем пластовой системы накапливает значительный запас энергии. Давление в пласте перераспределяется постепенно, поэтому режим работы скважин изменяется также медленно. Таким образом, при большой емкости пласта и высоком пластовом давлении в начале эксплуатации месторождения характерны длительные неустановившиеся процессы перераспределения пластового давления. Скорости этих процессов зависят от упругих свойств пород и жидкостей. Прочность пород и упругие свойства важны при воздействии на пласт торпедированием для гидроразрыва пласта, обводнения и т. д.

Вертикальные и горизонтальные напряжения в породе не равны и реальный характер их распределения неизвестен, поэтому для глубоких горизонтов напряжения оценивают средним значением по закону гидростатики.

До начала эксплуатации залежи пластовое давление жидкости уменьшает нагрузку, передающуюся на твердый скелет породы от вышележащих пород. При извлечении нефти пластовое давление падает и давление на скелет породы увеличивается. При этом объем порового пространства пласта уменьшается вследствие расширения породы и возрастания сжатия от вышележащих пород. Процесс сжатия может быть обратимым. Необратимыми являются дробление, скольжение и перегруппировка зерен. Значительная остаточная деформация уменьшает пористость пород. При быстром и значительном сня-

тии давления вероятность необратимых процессов возрастает (схлопывание пор).

Характеристику протекающих в пластах процессов дают коэффициенты сжимаемости β , $\beta_{\text{п}}$, $\beta_{\text{т}}$, $\beta_{\text{с}}$ – породы, пор, твердой фазы и объемной упругости пласта:

$$\beta_{\text{с}} = m \cdot \beta_{\text{п}},$$

где m – открытая пористость коллектора.

Между параметрами существует связь:

$$\beta = m \cdot \beta_{\text{п}} + \beta_{\text{т}}.$$

Коэффициент $\beta_{\text{с}}$ определяют при известном $\beta_{\text{п}}$ и m из лабораторных испытаний.

В практических расчетах значением коэффициента сжимаемости твердой фазы $\beta_{\text{т}}$ пренебрегают из-за его небольшого значения $(0,1-0,3) \cdot 10^{-10} \text{ м}^2/\text{Н}$. В этом случае коэффициент сжимаемости породы практически равен коэффициенту объемной упругости $\beta_{\text{с}}$ и для зернистых коллекторов изменяется в широких пределах $(0,3-3) \cdot 10^{-10} \text{ м}^2/\text{Н}$. Сжимаемость карбонатных трещиноватых коллекторов выше, чем зернистых $(0,4-2,2) \cdot 10^{-8} \text{ м}^2/\text{Н}$, а коэффициент объемной упругости составляет $(0,4-2,5) \cdot 10^{-10} \text{ м}^2/\text{Н}$.

При изменении давления коллекторские свойства горных пород изменяются. Поэтому при определении коллекторских свойств пород на поверхности Земли вводят поправки на их изменение. Так, для песчаников уменьшение пористости при увеличении давления до 150 МПа может достигнуть 20, проницаемости 10–40 %, для плотных аргиллитов – до 6 %.

Повышение дебитов добывающих и нагнетательных скважин часто достигают обработкой призабойной зоны пласта акустическими вибраторами, возбуждающими в коллекторе волны давлений. Это приводит к раскрытию имеющихся в породе трещин и возникновению новых, что увеличивает проницаемость прискважинной зоны пласта. Акустические волны используют также для воздействия в целом на эксплуатируемый пласт с целью улучшить эксплуатационные параметры, увеличить нефтеотдачу пласта и извлекаемость нефти. Для этого применяют взрывы различной мощности, включая атомные, мощные поверхностные вибраторы.

Для планирования указанных выше воздействий на пласт необходимо знать акустические параметры пласта: скорость распространения упругих волн, коэффициент поглощения их энергии, волновое сопротивление, способность отражать и преломлять волны. Применяют волны различных частот: более 20000 – ультразвуковые, 20000–20 – звуковые, до 20 Гц – инфразвуковые.

Вибраторы создают продольные и поперечные волны. Распространяясь в породе, продольные волны создают деформации попеременного объемного сжатия и растяжения. Поперечные волны создают поперечные деформации сдвига в породах. Скорости волн зависят от плотности породы и её упругих параметров: модуля продольной упругости Юнга, модуля сдвига и коэффициента Пуассона.

Несцементированные пески обладают слабым внутренним трением и поэтому оказывают небольшое сопротивление сдвиговым усилиям. В них, как и в жидкости, проходят только продольные волны. В жестких горных породах проходят как продольные, так и поперечные волны с соотношением скоростей, равным в среднем 1,5–14. Скорость упругих волн в пористых породах значительно меньше, чем в плотных.

Поглощение упругих волн, их отражение и преломление характеризуется *удельным волновым сопротивлением* $z = \nu\rho$, произведением скорости волн на плотность пород. Чем больше соотношение волновых сопротивлений горизонтов или контактирующих сред, тем больше энергии волны отражается от границы раздела. При переходе звуковой волны из нефти или воды в породу отражается до 85 % энергии волны. Различие волновых сопротивлений горизонтов с различной пористостью и флюидонасыщенностью используется при геофизических исследованиях скважин (ГИС).

2.4. Тепловые свойства горных пород

Изучение технического состояния скважин и обсадных колонн, расчленения геологического разреза, определения перспективности горизонта, планирования термического воздействия требует знания термических свойств горных пород: теплоемкости – C , коэффициента теплопроводности – λ , коэффициента температуропроводности – α , градиента температур – $\text{grad } T$.

Теплопроводность. Теплопроводность среды характеризует ее способность передавать тепловую энергию. Коэффициент теплопроводности характеризует количество тепла, проходящего в единицу

времени через единицу площади Q при градиенте температуры $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ на единицу длины:

$$\lambda = Q/\text{grad } T;$$
$$\lambda = a \cdot C \cdot \sigma, \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^{\circ}\text{C}),$$

где a – температуропроводность; C – теплоемкость; σ – плотность пород.

Температуропроводность – способность передавать температуру с большей или меньшей ее потерей на единицу длины. Единица измерения температуропроводности – $\text{м}^2/\text{с}$:

$$a = \lambda / (C\sigma).$$

Вода и нефть обладают малой теплопроводностью и температуропроводностью, но зато большой теплоемкостью. Теплоемкость воды в 5 раз выше теплоемкости твердых пород и в 2 раза выше теплоемкости нефти.

Теплоемкость – способность единицы объема вещества поглощать или отдавать тепловую энергию. Коэффициент теплоемкости численно равен величине тепловой энергии, которую надо сообщить единице объема вещества, чтобы поднять его температуру на $1\text{ }^{\circ}\text{C}$. Измеряется удельная теплоемкость в $\text{Дж}/(\text{кг} \cdot ^{\circ}\text{C})$.

Теплофизические параметры горных пород зависят от составляющих их минералов, структурно-текстурных особенностей пород, плотности, пористости, давления, температуры, влагонасыщенности. Одна и та же порода может иметь разные величины теплофизических параметров, в зависимости от места и направления измерения, что обусловлено неоднородностью породы и ее анизотропией.

В породах земной коры передача тепла происходит молекулярной кондуктивной теплопроводностью и конвекцией. Молекулярная теплопроводность определяется электронами проводимости и колебаниями атомов кристаллической решетки. Конвективная теплопроводность зависит от объема пористого пространства, скорости фильтрации жидкости, ее вязкости. При малой скорости движения жидкости поперечная и продольная теплопроводности равны.

Величины теплофизических параметров основных видов пород приводятся в табл. 2.1, из которой видно, что отдельные породы имеют резко отличные теплофизические параметры. Высокой теплопроводностью и температуропроводностью обладают каменные соли, а низкой теплопроводностью – вода, нефть и воздух. В то же время вода обладает высокой теплоемкостью, поэтому ее роль в конвективном теплопереносе очень большая.

Высокой теплоемкостью обладает и нефть. Это следует учитывать при планировании разработки месторождений нагнетанием горячей воды или газа.

Высокой теплопроводностью отмечаются все гидрохимические осадки и породы, обладающие электронной составляющей теплопроводности: графит, железные и полиметаллические руды. С увеличением влажности породы от 0 до 40 % теплопроводность пород увеличивается в 6–7 раз.

С увеличением температуры теплопроводность пород уменьшается. Так, в пределах до 500 °С в осадочных породах, гранитах и базальтах теплопроводность уменьшается на 20 %, а ультраосновных пород – в 2–2,5 раза.

Теплоемкость пород увеличивается с ростом пористости, влажности, температуры. Изменяется она также от изменения минералогического состава, растворенных в воде солей и их концентрации. Однако пределы изменения теплоемкости незначительные.

Коэффициент теплопроводности пород возрастает с увеличением их плотности и влажности, а с ростом пористости уменьшается. Он уменьшается и с увеличением нефтенасыщенности и мало зависит от минерализации.

Геотермические параметры пород связаны зависимостью:

$$\lambda = \alpha \cdot C \cdot \sigma.$$

Таблица 2.1

Теплофизические параметры горных пород

Породы	λ , Вт/м · °С	C, кДж/кг · °С	$\alpha \cdot 10^3$, м ² /с
Гранит	2,5–4,1	0,67–0,96	0,61–0,76
Базальт	2,1–2,8	0,84–1,1	0,66–1,2
Мрамор	2,0–3,5	0,8–1	0,86–5,3
Глина	0,6–2,7	0,79–0,92	–
Доломит	до 4,6	–	до 2,2
Известняк	0,81–4,1	0,77–1,0	0,5–2,0
Каменная соль	7,2	0,84	4,1
Песок	0,35–3,5	0,71–0,84	–
Песчаник	0,7–5,8	0,79–1,0	0,44–2,4
Вода	0,58	4,18	1,4
Лед	2–2,4	2,09	–
Нефть	0,140	2,09	0,69–0,86
Воздух	0,026	1,01	19,7

Важное значение для геотермической характеристики среды имеет *геотермический градиент*. Он определяется как отношение разности температур к разности глубин, на которых была измерена температура, и характеризует увеличение температуры на единицу глубины, $^{\circ}\text{C}/100 \text{ м}^2$.

Градиент температуры используют для прогнозирования температур по глубине предполагаемой к разбуриванию толщи, для сравнения и прослеживания одноименных горизонтов по площади, для расчленения геологического разреза, выделения проницаемых горизонтов.

Градиенты температур в земной коре изменяются в широких пределах от 0,9 до 6,0 $^{\circ}\text{C}/100 \text{ м}$. Наибольшими величинами градиентов характеризуются более молодые геологические структуры, зоны интенсивной тектонической активности, вулканической деятельности. Как правило, все нефтеперспективные геологические структуры обладают повышенными значениями тепловых потоков и градиентов температур. В связи с этим геотермические исследования проводятся с целью оценки нефте- и газоперспективности территорий.

Для Припятского прогиба среднее значение градиентов температур составляет величину, близкую к 2,5–3,0 $^{\circ}\text{C}/100 \text{ м}$. Следует иметь в виду, что эта величина будет различна для северной и южной зон прогиба, а также различна для горизонтов разных глубин. Так, в южной зоне она будет близка к 1,5 $^{\circ}\text{C}/100 \text{ м}$, а в северной больше 3,0 $^{\circ}\text{C}/100 \text{ м}$. С увеличением глубины градиенты температур для всех зон Припятского прогиба становятся по величине в среднем одинаковыми. Отмечается повышение градиентов температур в зонах глубинных тектонических нарушений.

На практике часто вместо градиентов температур используют обратную величину, которая называется *геотермической ступенью*. Геотермическая ступень показывает, сколько метров необходимо пройти скважиной, чтобы температура пород изменилась на 1 $^{\circ}\text{C}$.

Контрольные вопросы

1. Факторы, определяющие напряженное состояние горных пород.
2. Влияние горных выработок на напряжения в горной породе.
2. Виды деформаций пород.
3. Влияние упругих свойств пород на движение нефти по пласту.
4. Зависимость объемной упругости пласта от коэффициентов сжимаемости породы, пор, твердой фазы.
5. Геотермические параметры осадочной толщи.

Тема 3. СВОЙСТВА ГАЗА, КОНДЕНСАТА, НЕФТИ И ПЛАСТОВЫХ ВОД

В зависимости от состава, давления и температуры природные углеводороды могут находиться в газообразном, жидком, твердом или смешанном состоянии. Сверху нефтяного месторождения находится газовая шапка, в которой растворено некоторое количество легких углеводородов. Часть газа будет растворено и в нефти. При определенных условиях (высоком давлении, небольшом объеме газа) газ будет полностью растворен в нефти.

Залежи углеводородов подразделяются на газовые, газоконденсатные, газонефтяные, нефтяные, газогидратные.

В газогидратных залежах газ находится в соединении с водой, образуя твердое вещество. Газогидратные залежи приурочены к районам вечной мерзлоты или глубоководным морским котловинам.

3.1. Состав нефти и природных газов

Нефть – жидкое полезное ископаемое, состоящее в основном из углеводородных соединений. Нефть по виду маслянистая жидкость от светло-желтого до черного цвета и по консистенции от водянистого до смолистого вида.

В нефти всегда присутствуют такие элементы, как углерод, водород, кислород, сера, азот с преобладанием углерода и водорода. В нефти выделено более 500 химических соединений и отдельных элементов, таких как никель, ванадий, натрий, серебро, кальций, алюминий и др. В зависимости от химического состава нефти и газа изменяются их свойства в пластах и закономерности движения.

В нефти представлены углеводороды метанового или парафинового ряда C_nH_{2n+2} и полиметиленовые углеводороды или нафтены (C_nH_{2n}), а также ароматические углеводороды и другие органические соединения, в состав которых входят углерод, водород, кислород, сера, азот и другие элементы. Известны нефти с содержанием серы до 7 %, асфальто-смолистых веществ до 40 %, парафина до 35 %. Присутствие этих элементов и веществ существенно влияет на свойства поверхности раздела, на распределение жидкостей и газов и в целом на закономерность движения нефти. В нефтяном месторождении всегда содержатся газы в растворенном состоянии (кислород O_2 до 1,5 %, азот N_2 до 2,2 %, сероводород H_2S , углекислота CO_2 , углеводородные газы и др.) и в виде газовой шапки. Газы, сопутствующие нефтям, представлены смесями предельных углеводородов: метана

CH_4 (до 45 %) и его гомологов ($\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$) – этана (до 25 %), пропана (до 25 %), бутана и пентана (до 15 %).

Природные газы газовых и газоконденсатных месторождений состоят из углеводородов ряда метана ($\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$), а также неуглеводородных компонентов: азота N_2 (до 40 %), углекислого газа CO_2 (до 12 %), сероводорода H_2S (до 25 %), меркаптанов, инертных газов (гелия, аргона, криптона, ксенона), ртути. Метан, этан, этилен при обычных давлениях и температурах являются газами. Пропан, пропилен, изобутан, бутан, бутилен при атмосферных условиях находятся в газообразном состоянии, а при повышенных давлениях – в жидком состоянии. Число углеродных атомов в молекуле углеводородов может быть более 18. Углеводороды, в молекуле которых атомов углерода более 5, при атмосферных условиях находятся в жидком состоянии, более 18 – в твердом состоянии.

Основным компонентом газовых месторождений является метан (до 98 %), другие газы находятся в небольших количествах. В газовой смеси могут присутствовать сероводород и углекислый газ. Содержание этих газов может достигать большого объема. Так, в Астраханском газоконденсатном месторождении сероводорода более 25 %, а углекислого газа более 12 %. Они интенсивно влияют на рост коррозии металлов и ухудшают топливные качества газа. Кроме этого сероводород ядовит. Указанные примеси удаляют из газовой смеси перед транспортировкой нефти потребителям.

Свойства и состояние газовой смеси определяются не только составом, но давлением и температурой. При разработке месторождений и транспортировке газа эти особенности следует учитывать.

Природные газы подразделяются на следующие группы:

1. Газы газовых месторождений, свободные от тяжелых углеводородов. Это метан, этан и этилен – сухой газ.

2. Газы, сопутствующие нефтяным месторождениям. Это смесь сухого газа, жидкого (пропан-бутановой фракции) и газового бензина (пропана, пропилена, изобутана, бутана, бутилена).

3. Газы газоконденсатных месторождений. Это смесь сухого газа и жидкого углеводородного конденсата, состоящего из большого числа тяжелых углеводородов.

Закономерности в составе нефти и углеводородных газов.

В химическом составе нефтей имеются закономерности, позволяющие выделить три группы нефтей по содержанию в них легких фракций:

1. Нефти, легкие фракции которых состоят в основном из парафиновых углеводородов. Такие нефти богаты бензинами (до 15 % и более) со значительным количеством ароматических углеводородов. Газ, растворенный в нефтях, богат этаном, пропаном и бутаном. Над залежами нефтей наблюдаются большие газовые шапки.

2. Нефти, легкие фракции которых состоят в основном из нафтеновых углеводородов с одним циклом в молекуле, с небольшим количеством парафиновых углеводородов. Бензиновых фракций в этих нефтях меньше, чем в нефтях первого типа. Растворенный в нефтях газ – сухой. Залежи нефтей этого типа обычно имеют небольшие газовые шапки.

3. Нефти, легкие фракции которых состоят в основном из бициклических нафтеновых и до 15 % ароматических углеводородов. В нефтях отсутствуют бензиновые фракции и часть керосиновых, незначительное количество растворенного газа метана. Нефти могут быть высоко- и малосернистые, высоко- и малопарафинистые, высоко- и малосмолистые.

Для месторождений газов также устанавливается три типа, связанных с глубинами их образования:

1) газы глубоких впадин с мощной осадочной толщей. Газы характеризуются высоким содержанием метана (90 % и более) и незначительным содержанием тяжелых углеводородов и других газов (Ю-Каспийская впадина);

2) газы впадин со средней мощностью осадочной толщи. Они содержат меньше метана, а тяжелых углеводородов больше, чем газы первого типа (Днепровско-Донецкая впадина);

3) газы древних осадочных толщ с мощностью до 3 км.

Конденсат – углеводородная жидкость, находящаяся в пластовых условиях в газообразном состоянии и растворенная в углеводородном газе.

Сырой конденсат содержит жидкие углеводороды и газообразные гомологи метана. *Стабильный конденсат* состоит из смеси жидких углеводородов, которые можно получить при дегазации конденсата.

Конденсат содержат газоконденсатные, газонефтяные и газовые залежи. Скопление только конденсата в отдельных залежах в природе не встречается. Растворяясь в газах, конденсаты образуют газоконденсатные залежи, находящиеся в пластах в газообразном состоянии

(смесь углеводородов с числом атомов углерода пять и более). При снижении пластового давления часть углеводородов смеси переходит в жидкую фазу.

Состав нефти и газа выражают в виде массовой или объемной концентрации компонентов в процентах или мольных долях. Массовая концентрация компонентов равна отношению массы этого компонента к массе смеси:

$$(M\%)_i = (W_i / \sum W_i) \cdot 100,$$

где W_i – масса i -го компонента; $\sum W_i$ – суммарная масса смеси.

По такому же принципу можно определить и объемную концентрацию компонент:

$$(V\%)_i = (V_i / \sum V_i) \cdot 100.$$

3.2. Свойства нефти

Основные свойства нефти: плотность, вязкость, сжимаемость, объемный коэффициент, давление насыщения газом.

Плотность пластовой нефти определяется её массой в единице объема в системе СИ – $\text{кг}/\text{м}^3$. Пользуются относительной плотностью, представляющей отношение плотности нефти при температуре $20\text{ }^\circ\text{C}$ к плотности воды при $4\text{ }^\circ\text{C}$. Относительная плотность нефтей находится в пределах $0,5\text{--}1,1$. Плотность нефти зависит от соотношения легких и тяжелых фракций углеводородов. Нефти плотностью больше единицы называются *мальтами*. В пластовых условиях растворенный газ и температура понижают плотность нефти. Плотность сепарированной нефти около $800\text{ кг}/\text{м}^3$, а в пласте она может быть меньше $500\text{ кг}/\text{м}^3$. Средняя плотность нефтей Припятского прогиба – $0,84\text{ кг}/\text{м}^3$. Повышение давления приводит к растворению в нефти газа и уменьшению её плотности. Разные газы не одинаково влияют на изменение плотности нефти. Насыщение нефти азотом и углекислотой приводит к росту плотности при повышении давления. Рост давления выше давления насыщения способствует увеличению плотности нефти.

Вязкость нефти. *Вязкость* – свойство жидкости или газа оказывать сопротивление перемещению частиц при движении. Вязкость – это свойство материала поглощать механическую энергию, не разрушаясь. Различают динамическую (абсолютную), кинематическую и

относительную вязкость.

Динамическая вязкость (μ) определяется величиной сопротивления в Па · с, мкПа · с (пуаз) взаимному перемещению двух слоев жидкости с поверхностью 1 м^2 , при относительной скорости перемещения 1 м/с под действием силы 1 Н . Вязкость нефти находится в пределах $0,2\text{--}2000 \text{ мкПа} \cdot \text{с}$. Наиболее распространены нефти с вязкостью $0,8\text{--}50 \text{ мкПа} \cdot \text{с}$. Вязкость дистиллированной воды при $20 \text{ }^\circ\text{C}$ равна $1,001 \text{ мкПа} \cdot \text{с}$.

Динамическая вязкость измеряется в технической системе единиц в $(\text{кг} \cdot \text{с})/\text{м}^2$. В системе CGS вязкость измеряется в $\text{г}/(\text{см} \cdot \text{с}^2)$ и называется *пуазом*.

Кинематическая вязкость (ν) – это отношение динамической вязкости жидкости к её плотности: $\nu = \mu/\rho$. Единица кинематической вязкости в технической системе единиц – $\text{м}^2/\text{с}$, в системе CGS – $\text{см}^2/\text{с}$ (стокс).

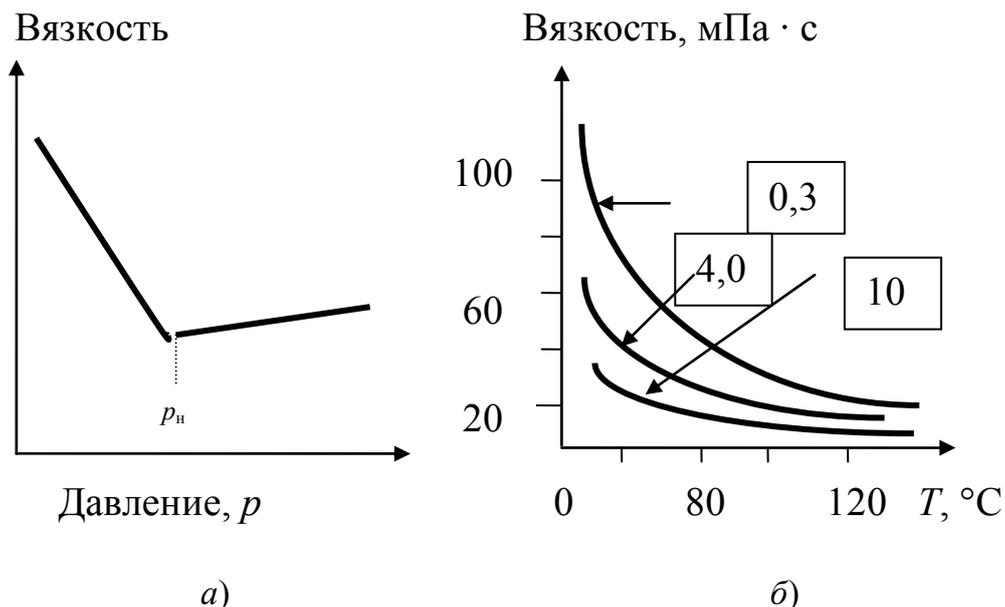
Относительная вязкость (μ_0) выражается отношением динамической вязкости нефти к вязкости воды:

$$\mu_0 = \mu/\mu_{\text{в}}$$

Например: 1) $\mu = 4,0$;	$\mu_{\text{в}} = 0,4 \text{ мкПа} \cdot \text{с}$;	$\mu_0 = 10$;
2) $\mu = 5,0$;	$\mu_{\text{в}} = 1,7 \text{ мкПа} \cdot \text{с}$;	$\mu_0 = 3,0$.

В приведенном примере видно, что несмотря на большую вязкость нефти во втором случае, относительная вязкость её меньше более чем в три раза, а значит, условия вытеснения нефти будут более благоприятные.

Наименьшей вязкостью обладают парафиновые, наибольшей – нафтеновые углеводороды. Вязкость нефти уменьшается с повышением количества растворенного газа, увеличением температуры, повышением давления до давления насыщения (рис. 3.1). Вязкость нефти зависит от состава и природы как самой нефти, так и растворенного в ней газа. При растворении азота вязкость увеличивается, углеводородных газов – уменьшается. В пластовых условиях вязкость нефти в десятки раз меньше, чем сепарированной нефти. Вязкость нефти определяют вискозиметром.



а) б)
 Рис. 3.1. Зависимость вязкости пластовой нефти:
 а – от давления; б – от растворенного газа и температуры
 (цифры обозначают давление насыщения)

Сжимаемость нефти. Под действием внешнего давления нефть изменяет свой объем. Коэффициент сжимаемости (упругости) β_n характеризует относительное изменение единицы объема нефти при изменении давления на единицу:

$$\beta_n = (-1/V) \cdot (\Delta V / \Delta P),$$

где V – исходный объем; ΔV – изменение объема; Δp – изменение давления нефти.

Коэффициент сжимаемости нефти зависит от ее состава, температуры и давления. Нефти, не содержащие растворенного газа, имеют низкий коэффициент сжимаемости около $(4-7)10^{-10} \text{ м}^2/\text{Н}$. Легкие нефти с растворенным газом имеют β_n , равный $140 \cdot 10^{-10} \text{ м}^2/\text{Н}$. Коэффициент сжимаемости увеличивается с увеличением температуры и уменьшением пластового давления. В условиях, близких к критическим, нефти обладают высокими коэффициентами сжимаемости.

Объемный коэффициент (усадка). Оценка количества растворенного в нефти газа определяется объемным коэффициентом b , который определяет отношение объема нефти в пласте $V_{\text{пл}}$ к ее объему при атмосферном давлении и дегазации $V_{\text{дег}}$:

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

При снижении пластового давления объемный коэффициент незначительно увеличивается в связи с расширением жидкости. В точке начала выделения газа объемный коэффициент максимален, далее он уменьшается при дальнейшем падении давления.

Усадка нефти – это уменьшение объема пластовой нефти при извлечении ее на поверхность:

$$U = (b - 1) \cdot 100 \%,$$

$$b = V_{\text{пл}} / V_{\text{дег}},$$

где b – объемный коэффициент, характеризующий отношение объема нефти в пластовых условиях $V_{\text{пл}}$ к объему нефти после отделения газа на поверхности $V_{\text{дег}}$.

Усадка нефти может достигать 45–50 %.

Растворимость газов в нефти имеет большое значение, т. к. от количества растворенного газа зависит вязкость, сжимаемость, плотность, термическое расширение нефти (рис. 3.2). Растворимость газов зависит от давления, температуры, природы газа и состава нефти.

Очень плохо растворяется азот, несколько лучше – метан.

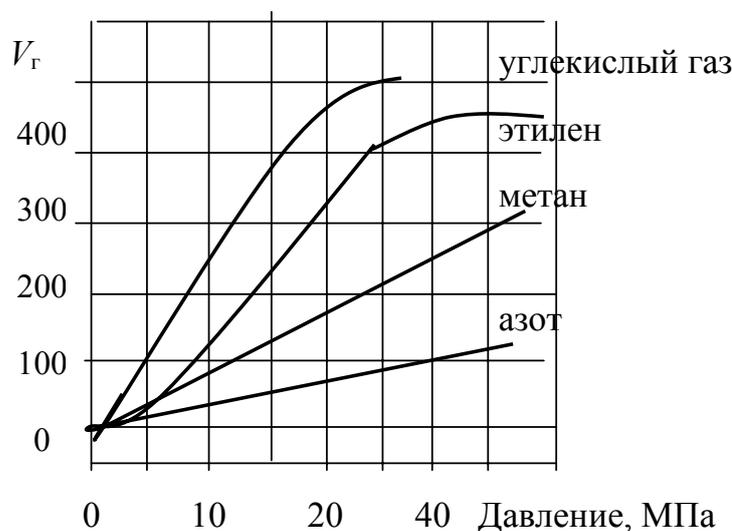


Рис. 3.2. Растворимость газов в нефти

При небольших давлениях и температуре количество растворенного газа $V_{\text{Г}}$ в единице объема нефти $V_{\text{н}}$ пропорционально давлению p газа над поверхностью нефти:

$$V_{\text{Г}} = a \cdot p \cdot V_{\text{н}},$$

где a – коэффициент растворимости газа.

В практических целях используют параметр кажущегося удельного объема растворенного газа:

$$V_{\text{ср}} = \Delta V / G,$$

где G – масса растворенного газа.

Увеличение объема жидкости $V_{\text{ср}}$ равно отношению приращения объема жидкости ΔV к растворению в ней 1 кг газа.

Коэффициент растворимости зависит от давления и температуры, с увеличением давления коэффициент растворимости уменьшается, но объем растворенного газа увеличивается ($V_{\text{г}} = a \cdot p \cdot V_{\text{н}}$). Растворимость газа зависит также от состава нефти. Лучше растворяют газ метановые углеводороды, затем нафтеновые и хуже – ароматические. Чем больше атомов углерода в молекуле нефти, тем меньше газа они растворяют при прочих равных условиях. То есть чем больше легких фракций содержит нефть и чем выше молекулярный вес газов, тем большее количество газа способна растворить нефть.

С увеличением молекулярной массы газа коэффициент растворимости его возрастает.

Растворимость углеводородных газов с повышением температуры уменьшается. Например, при 40 °С растворено 59 м³ газа в 1 м³ нефти, а при температуре 60 °С – 53 м³ газа в 1 м³ нефти.

Объем газа $V_{\text{г}}$, растворенного в единице объема пластовой нефти $V_{\text{н}}$, носит название *газового фактора*: $S = V_{\text{г}} / V_{\text{н}}$. Для большинства нефтей газовый фактор составляет (30–100) м³/м³.

Давление насыщения нефти газом. Начало выделения газа из жидкости носит название *давления насыщения*. Этот параметр зависит от соотношения объемов нефти и растворенного газа, от их состава, температуры. С увеличением плотности нефти и температуры давление насыщения увеличивается. Высоким давлением насыщения характеризуются нефти, содержащие значительное количество азота. Пластовое давление может значительно отличаться от давления насыщения.

Для Припятского нефтегазоносного бассейна характерно превышение пластового давления над давлением насыщения.

Обратная (ретроградная) растворимость. В области повышенных давлений смесь углеводородов, пройдя жидкую фазу при дальнейшем повышении давления, переходит в парообразное состояние. Обусловлено это тем, что при большом объеме газовой фазы над

жидкостью при повышении давления жидкость растворяется в газе. Переход газовой смеси при повышении давления в жидкую фазу, а затем в парообразное состояние и вновь при падении давления в жидкую получил название *ретроградного*. В недрах Земли при повышении давления часть газа превращается в жидкость, а затем, при дальнейшем повышении давления, образовавшаяся жидкость может перейти в газовую фазу. Жидкие углеводороды, содержащиеся в природных условиях в растворенном виде, в газах получили название *конденсата*. Содержание конденсата в газовых залежах по объему может составлять 3–5 %, а по весу 25 %.

Реологические характеристики нефтей. *Реология* – наука о течении сред под действующим напряжением. Реологическое уравнение устанавливает связь между напряжением и скоростью сдвига:

$$\tau = \mu \cdot (dv/dy),$$

где τ – касательное напряжение; μ – вязкость; (dv/dy) – градиент скорости.

У ньютоновских жидкостей скорость сдвига пропорциональна касательному напряжению τ и обратно пропорциональна вязкости:

$$(dv/dt) = (\tau/\mu).$$

Проводимость пористых сред, нефтеотдача, неравномерность профилей притока, обводнение скважин во многом обусловлены реологическими свойствами нефти. В связи с этим большое значение имеет необходимость учета реологических свойств при эксплуатации месторождения.

Оптические свойства нефтей

Цвет нефти. Цвет нефтей изменяется в широких пределах – от бесцветного до светло-желтого, темно-коричневого и черного. Углеводороды нефти бесцветны, цвет нефтей определяется присутствием в их составе асфальтно-смолистых веществ, чем их больше, тем темнее нефть.

Колориметрические (оптические) свойства нефти зависят от содержания асфальтно-смолистых веществ, изменение концентрации которых изменит вязкость, плотность и другие свойства нефти. В практике исследований свойств нефти широко применяются *фотоколориметрические методы*. Суть методов заключается в определении коэффициента светопоглощения $K_{сп}$ нефтью, который зависит от

длины волны падающего света, состава нефти и ее параметров. Длину волны света и температуру нефти устанавливают одинаковой для любых нефтей и их растворов. *Фотоколориметрические методы* широко используются на практике ввиду их простоты и быстроты определения коэффициента поглощения света.

Люминесценция. Нефти при попадании на них света часть его отражают, другую часть поглощают, и сами начинают светиться, люминесцировать характерным свечением. Применяя ультрафиолетовое освещение, можно обнаружить даже тысячные доли процента нефти в горных породах и растворах. Люминесцентный анализ широко применяется при поисках и разведке нефтяных месторождений для исследования присутствия нефти в буровом растворе, шламе и керне. Этот метод применяют и для определения состава, структуры и количества смолисто-асфальтовых компонентов.

Оптическая активность нефти. При прохождении через нефть поляризованного луча света его плоскость поляризации смещается под действием полициклических нафтенов. Нефти более древних отложений менее оптически активны, чем нефти молодых отложений.

Термодинамические свойства нефти

Температура кипения углеводородов зависит от их строения. Чем больше атомов углерода входит в состав молекулы, тем выше температура их кипения. Первые углеводороды ($C_1 - C_5$) находятся в газообразном состоянии в обычных атмосферных условиях. Фракции, выкипающие до $60\text{ }^\circ\text{C}$, называются петролейным эфиром, до $200\text{ }^\circ\text{C}$ – бензиновыми, до $300\text{ }^\circ\text{C}$ – керосиновыми, до $400\text{ }^\circ\text{C}$ – газойлевыми, до $500\text{ }^\circ\text{C}$ – смазочными маслами, выше $500\text{ }^\circ\text{C}$ – асфальтовыми.

Теплотой сгорания называется количество теплоты, выделяемое 1 кг нефти при сгорании до образования углекислоты и воды. Теплота сгорания нефти составляет 10915–10430 ккал. С увеличением плотности нефти теплота сгорания уменьшается.

Теплоемкость нефти зависит от температуры, давления и количества растворенных газов. Теплоемкость нефти и газа значительно выше теплоемкости горных пород. Величина теплоемкости однофазовой нефти меньше, чем газа и нефтегазовой смеси. Теплоемкость нефти увеличивается с увеличением температуры и давления, при этом изменение температуры оказывает большее влияние на теплоемкость, чем изменение давления.

Теплопроводность нефти находится в пределах $\lambda = (15-83)$, газа – $(0,0016-0,116)$ Вт/(м · град), что в несколько раз меньше, чем теплопроводность горных пород. Для нефти и газа большое значение имеет конвекционная теплопроводность в результате их движения и переноса ими тепловой энергии.

Энтальпия (нагревание) – тепловая энергия, которая затрачивается на увеличение внутренней энергии системы. Энтальпия – это функция состояния системы, её полная энергия. Энтальпию можно определить как количество тепла, которое нужно затратить для перехода тела бесконечно малого объема к данному состоянию при постоянном давлении.

Энтропия (превращение) – это мера обесцененной энергии, бесполезного тепла, рассеянного в окружающем пространстве, не превращенного в полезную работу. Энтальпия и энтропия измеряется в ккал/кг.

С повышением энтальпии и энтропии нефтегазовой системы улучшается термодинамическое состояние залежи и увеличивается нефтеотдача коллекторов.

Свойства нефти в пределах залежи. В залежи свойства нефти изменяются особенно значительно с ростом глубины, растет плотность и содержание смол. Вязкость нефти увеличивается от купола к крыльям залежи. Давление насыщения газом и количество растворенного газа уменьшаются к водонефтяному контакту. К крыльям складки уменьшается объемный коэффициент нефти. В приконтурных частях в нефти содержится меньше азота и легких углеводородов.

Причинами изменения свойств нефти в залежах являются геологические, структурные, термодинамические условия, а также процессы, происходящие в пласте (химические, бактериологические). В залежах происходят окислительные процессы, увеличивающиеся в приконтурной зоне или в зоне выхода пласта на дневную поверхность. Известно, что с глубиной меняется температура, давление, сила тяжести, условия миграции нефти к месту залежи.

В связи с различием свойств нефти по объему залежи данные исследований параметров нефти подвергают статистической обработке, с определением средних параметров и оценкой среднеквадратических отклонений значений параметров. Исследования в Татарии показали, что для определения устойчивых значений параметров нефти в залежи достаточно анализировать пробы по 20 скважинам, равномерно расположенным по площади месторождения, дальнейшее увеличение их не повышает точности определения средних значений.

Структурно-механические свойства аномально-вязкой нефти.

В вязкой нефти присутствуют асфальтены, парафины, смолы, представляющие высокомолекулярные соединения углеводородов. Такие соединения придают нефти коллоидные свойства и влияют на изменение стабильности коэффициента вязкости. Нефть приобретает свойства неньютоновской жидкости в связи с возникновением пространственных структур. При высоких температурах структурно-механические свойства нефти проявляются слабее, а при понижении температур вследствие закачки воды или извлечения нефти на поверхность её температура понижается ниже температуры начала кристаллизации парафина и происходит интенсивное изменение структурно-механических свойств нефти.

На структурно-механические свойства нефти влияют свойства и строение пористой среды. Под влиянием материала скелета пор образование и упрочение пространственных структур происходит тем интенсивнее, чем меньше пористость и проницаемость пород. При движении нефти прочность пространственных структур уменьшается, а в покое – возрастает.

Определение свойств пластовой нефти подразделяются на расчетные и экспериментальные. Применяют комплекс приборов АСМ-300М для исследования разгазирования нефти, определения зависимости давление – объем, определения вязкости, температуры начала кристаллизации парафина. По определенным данным рассчитывают давление насыщения, коэффициент сжимаемости, газосодержание, плотность, объемный коэффициент и усадку, коэффициент растворимости газа в нефти. Вязкость определяют вискозиметром по времени падения шарика внутри немагнитной трубки, заполненной исследуемой жидкостью. Для калибровки вискозиметра используются жидкости с известной вязкостью.

Давление насыщения, коэффициент сжимаемости определяют по зависимости между давлением и объемом нефти. Проба нефти расширяется в полости пресса при снижении давления до начала выделения газа. Давление насыщения определяют по графику зависимости приращения объема от давления в нефти. Началу выделения газа соответствует точка перелома графика. По зависимости между объемом V и давлением выше давления насыщения Δp определяют коэффициент сжимаемости:

$$\beta_n = -\Delta V / (V \cdot \Delta p),$$

где ΔV – изменение объема нефти.

Объемный коэффициент $b = V_{\text{пл}}/V_{\text{дег.н}}$, газосодержание $G = V_{\text{г}}/V_{\text{пл.н}}$ и плотность нефти $\rho_{\text{пл.н}} = M_{\text{пл.н}}/V_{\text{пл.н}}$ определяют по данным однократного разгазирования нефти и определения объема выделившегося газа, дегазированной нефти, массе и плотности нефти.

3.3. Свойства природных газов

Химический состав природного газа определяет его физические свойства. Основными параметрами природных газов являются плотность, вязкость, сжимаемость, критическое давление и температура, диффузия, растворимость.

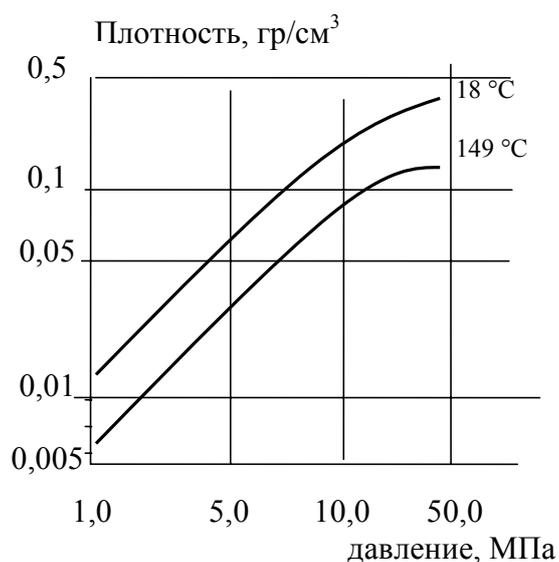


Рис. 3.3. Номограмма определения плотности газов

Плотность газа на практике определяется по отношению к массе сухого воздуха ($1,293 \text{ кг/м}^3$), заключенного в том же объеме при нормальных условиях, т. е. определяется относительная плотность газа:

$$d = \rho_{\text{г}}/\rho_{\text{в}},$$

где $\rho_{\text{г}}$ – плотность газа; $\rho_{\text{в}}$ – плотность воздуха.

Относительная плотность метана – 0,554, этана – 1,038, пропана – 1,523, бутана – 2,007.

Плотность газов зависит от давления и температуры. Она увеличивается с увеличением давления и понижением температуры (рис. 3.3).

Её определяют по изменению скорости истечения из отверстий. Квадраты скоростей истечения газа из отверстий обратно пропорцио-

нальны плотностям, прямо пропорциональны квадратам времени истечения одинаковых объемов газов:

$$V_1^2/V_2^2 = \rho_2/\rho_1 = t_1^2/t_2^2.$$

В газовой смеси определяется средняя кажущаяся молекулярная масса:

$$M_{\text{cp}} = y_1 \cdot M_1 + y_2 \cdot M_2 + \dots + y_n \cdot M_n = \sum y_i \cdot M_i,$$

где M_1, M_2, M_n – относительные молекулярные массы компонентов; y_1, y_2, y_n – мольные доли компонентов.

Один киломоль любого газа занимает объем $22,4 \text{ м}^3$. Зная среднюю молекулярную массу газов, можно определить их плотность по отношению к воздуху:

$$d = M_{\text{cp}}/M_{\text{возд}} = M/28,97.$$

По известной плотности ρ_0 газа при нормальных условиях можно определить его молекулярную массу:

$$M_{\text{cp}} = 22,4 \cdot \rho_0.$$

При работе с газом следует учитывать его большую плотность, чем воздуха, а значит, он может накапливаться в помещениях и колодцах, создавая опасность.

Вязкость газа характеризует его состояние и закономерность движения в пластах – это сила внутреннего трения между двумя слоями газа.

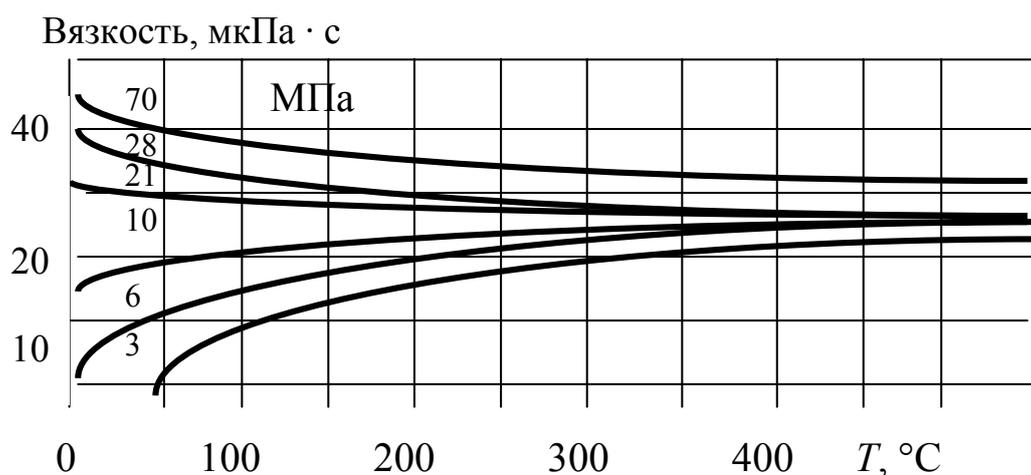


Рис. 3.4. Зависимость коэффициента динамической вязкости метана от давления и температуры

Вязкость сухого газа при 0 °С $13 - 10^4$ Па · с, воздуха – $17 \cdot 10^{-6}$ Па · с. Динамическая вязкость газа связана с его плотностью $\rho_{\text{ср}}$, средней длиной свободного пути молекул $\lambda_{\text{ср}}$, средней скоростью молекул:

$$\mu = (\rho \cdot V_{\text{ср}} \cdot \lambda_{\text{ср}}) / 3.$$

Из приведенной зависимости следует, что при повышении давления плотность газа возрастает и уменьшается средняя длина свободного пробега молекул, но скорость их пробега не изменяется. Поэтому с увеличением давления динамическая вязкость практически остается постоянной. С увеличением температуры средняя скорость молекул возрастает (ρ и $\lambda_{\text{ср}}$ постоянны) и поэтому увеличивается вязкость газа (рис. 3.4).

Рассмотренная выше закономерность нарушается, когда давление повышается значительно. При высоких давлениях с увеличением температуры вязкость газа понижается аналогично изменению вязкости жидкости.

Следует учитывать влияние азота на вязкость газа, при его содержании более 5 %.

Для определения вязкости газов используют методики измерения скорости падения шарика в газе, затухания вращательных колебаний диска и др. В пластовых условиях используют капиллярный метод.

Критическая температура и давление. Для каждого газа существует температура, выше которой он не переходит в жидкое состояние при любых давлениях. Для метана критическая температура равна 82,1 °С, поэтому в недрах земной коры метан не может быть в жидком состоянии. Этан и пропан в земной коре могут находиться в жидком состоянии при давлениях выше критического, ниже которого, как бы ни была низка температура, газ не переходит в жидкое состояние.

Диффузия – взаимное проникновение одного вещества в другое при их соприкосновении, что обусловлено движением молекул. Диффузия газов в пластовых условиях происходит через водонасыщенные поры и трещины пород. Явление диффузии газов играет существенную роль при формировании и разрушении залежей газа.

Растворимость газов при небольших давлениях подчиняется закону Генри, согласно которому количество растворенного газа прямо пропорционально давлению и коэффициенту растворимости. Коэффициенты растворимости газов в воде зависят от температуры и минерализации воды. При температурах до 90 °С эта зависимость об-

ратная, при более высоких температурах – прямая. С ростом минерализации воды растворимость газа падает.

Растворимость углеводородных газов в нефти примерно в 10 раз больше, чем в воде. Чем более жирный газ и более легкая нефть, тем больше растворимость в ней газов. Растворенный в нефти газ увеличивает объем нефти и уменьшает её плотность, вязкость и поверхностное натяжение. Если объем газа значительно превышает объем нефти, то при давлении более 25 МПа и температуре 95 °С наступает обратная растворимость – жидкие углеводороды растворяются в газе и могут полностью превратиться в газ. При понижении давления из смеси будет выпадать конденсат (жидкие углеводороды).

Миграция нефти через плохо проницаемые породы невозможна, но нефть, растворенная в газе, может мигрировать. Это свойство следует учитывать при прямых и геохимических методах поисков месторождений нефти и газа, а также при разработке месторождений.

Уравнение состояния газов. Состояние газа характеризуется давлением p , температурой T и объемом V . Уравнение состояния реальных газов отличается от идеальных, а четкие математические уравнения описывают состояние идеальных газов. Уравнение состояния Ван-дер-Ваальса для реальных газов имеет вид:

$$(p + a/V^2) \cdot (V - b) = R \cdot T,$$

где p – давление; a – сила притяжения молекул; b – объем молекул газа; V – объем газа; T – температура; R – газовая постоянная.

Однако в промышленном деле имеется смесь газов, что затрудняет применение уравнения. Разработаны другие уравнения для этого случая: Битти–Бриджмена; Бенедикта, Ватга, Рабина. Для практических расчетов пользуются уравнением Клапейрона, учитывающем коэффициент сжимаемости (сверхсжимаемости) реальных газов:

$$p \cdot V = Z \cdot m \cdot R \cdot T,$$

где Z – коэффициент сжимаемости; m – масса.

Реальный газ по свойствам приближается к идеальному при низких давлениях. С повышением давления молекулы газа сближаются, возрастают силы притяжения между ними и газы сжимаются сильнее, коэффициент сжимаемости уменьшается. С ростом давления свойства газа приближаются к свойству жидкости, начинают проявляться взаимоотталкивающие силы между молекулами и коэффициент сжимаемости вновь возрастает.

Коэффициент сжимаемости газа – это степень изменения его объема при отклонении температуры и давления в долях от критических значений. Термодинамические свойства газов, с равными приведенными температурой и давлением, практически одинаковы, так как газы находятся в одинаковом приближении к жидкому состоянию. Графики коэффициента сжимаемости газов в приведенных координатах с практической точностью совпадают и используются для вычисления удельных объемов и других параметров любого газа:

$$P_{пр} = p / (\sum y_i \cdot p_{кр i}),$$

$$T_{пр} = T / (\sum y_i \cdot T_{кр i}),$$

где p , T – давление и температура газа; y_i – мольная концентрация i -го компонента газа; $P_{пр}$, $T_{пр}$ – выражают давление и температуру в долях от критических величин.

Для идеального газа $f = p$, для реального $\gamma = f/p$, где γ – коэффициент летучести; p – давление. Приблизительно $f = Z \cdot p$.

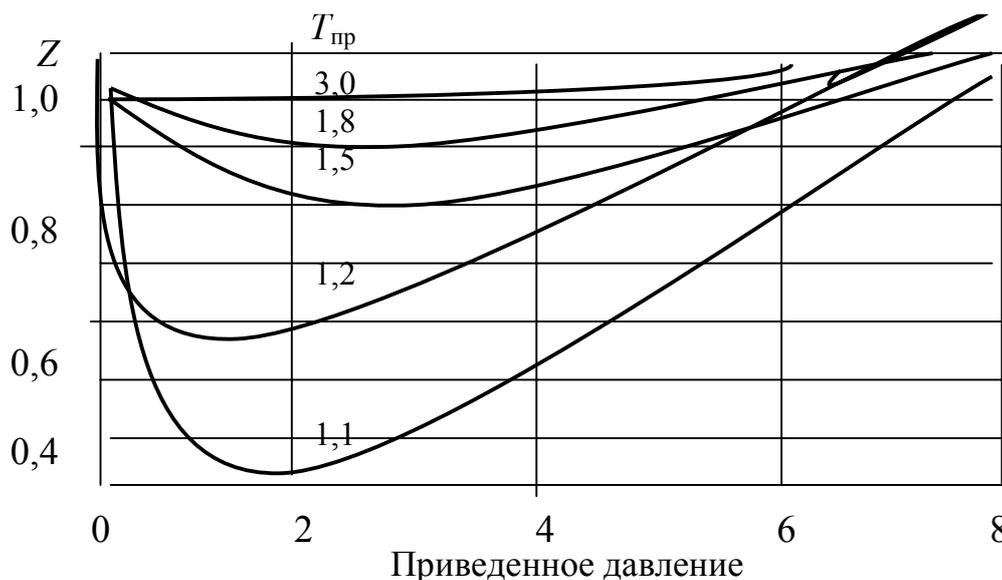


Рис. 3.5. Зависимость коэффициента сверхсжимаемости природного газа от приведенного давления и температуры

Минимум коэффициента сверхсжимаемости газа обусловлен переходом от силы притяжения между молекулами к силам отталкивания с увеличением давления. При высоких температурах минимум отсутствует, работают силы отталкивания. С увеличением температуры коэффициент сверхсжимаемости газа увеличивается.

С помощью коэффициента сжимаемости определяют объем газа в различных условиях:

$$V = V_0 \cdot Z \cdot (T/(273 \cdot p));$$

$$V/V_0 = (Z/p) \cdot (T/273).$$

Отклонение законов состояния реальных газов от идеальных учитывают, используя функцию давления f – летучесть (фугитивность). Это функция исправленного давления, после учета величины его формулы идеального газа становятся пригодны для определения состояния реального газа (рис. 3.5).

3.4. Свойства пластовых вод

Строение молекулы и структурные особенности воды. Масса воды состоит из 11,11 % водорода и 88,89 % кислорода. Это простейшее химическое соединение одного атома кислорода и двух атомов водорода. Известно три изотопа водорода – протий, дейтерий, тритий и шесть изотопов кислорода. Поэтому в природных условиях выявлено 18 разновидностей молекул воды. Природная вода в основном состоит из молекул $^1\text{H}_2^{16}\text{O}$, а остальные разновидности присутствуют в ничтожно малых количествах.

Природная вода обладает многими аномальными физическими свойствами:

1. Плавление льда сопровождается сжатием вещества (жидкой воды), которое достигает максимума при температуре 4 °С.
2. Вода имеет аномальные более высокие температуры плавления и кипения.
3. Вода обладает высокой удельной теплоемкостью, теплотой плавления и испарения.
4. Вода имеет аномальную растворяющую способность для солей и высокую диэлектрическую проницаемость.
5. Вязкость воды при повышении давления в интервале температур 0–30 °С уменьшается, а при более высоких температурах увеличивается.

Аномальные свойства воды зависят от её структуры, которая обусловлена наличием особого типа молекулярной водородной связи. Атом кислорода находится в центре молекулы. Ядра атомов водорода по отношению к ядру атома кислорода составляют между собой угол $105^{\circ}31'$ в жидкой воде и $109^{\circ}30'$ во льду.

Пространственное расположение орбит вращения электронов в

молекуле воды создает дипольное распределение электрических зарядов. Молекула воды имеет тетраэдрическое строение с двумя положительными и двумя отрицательными полюсами. Каждая молекула воды взаимодействует с четырьмя другими молекулами, создавая льдоподобную решетку. Такая упорядоченная структура взаимосвязи молекул воды придает ей свойства твердого тела с наличием значительного пространства между молекулами. Молекула воды совершает около 1000 колебаний в секунду.

По одной из моделей структуры воды связь между молекулами воды и других жидкостей с водородными связями осуществляется через водородные мостики, образующие кольцевые структуры. Создаются агрегаты молекул, взаимосвязанных между собой. Аномальные свойства воды учитываются при решении вопросов нефтяной геологии. На этой основе могут быть разработаны различные модели использования воды.

В природных условиях встречаются следующие виды воды: конституционная и кристаллизационная; прочносвязанная; капиллярная; остаточная; свободная (гравитационная). Все указанные виды воды обладают различными свойствами, часто противоположными, и удерживаются в пористой среде различными силами.

Вода в нефтяной залежи занимает пониженные зоны и находится в большинстве случаев под залежью и вокруг нее и называется *подошвенной*, или *краевой*. Вода, находящаяся в пропластках, называется *промежуточной*. Верхние и нижние воды залегают выше и ниже нефтяного пласта. В продуктивных пластах залежи вместе с углеводородами также содержится вода, оставшаяся со времени образования залежи, поэтому её называют *остаточной*.

Водоносные и продуктивные части пластов являются единой связанной гидродинамической системой.

Остаточная вода в залежи находится со времени образования залежи. В пористой среде остаточная вода существует как капиллярно-связанная, адсорбционная, пленочная, свободная. С увеличением проницаемости среды количество остаточной воды в породе уменьшается. Содержание остаточной воды в породах может меняться от нескольких процентов до 70 % и более от суммарной емкости пор. Наименьшее количество остаточной воды отмечается в пластах со щелочной водой и наибольшее – в присутствии пресной воды. Минерализация остаточной воды зависит от литологии пород коллекторов и находится в пределах 15–22 %. Остаточная вода имеет плотность

1,2–1,4 г/см³, обладает высокой проводимостью, низкой диэлектрической проницаемостью 2–2,5, температурой замерзания –20...–193 °С, концентрацией солей 100–300 г/л, повышенным содержанием хлора и повышенной радиоактивностью.

Распределение нефти, остаточной воды и газа в залежи влияет на фазовые проницаемости, а значит, и на процессы движения нефти. В пласте остаточная вода может находиться в виде пленки, покрывающей поверхность поровых каналов (гидрофильная поверхность), или в виде отдельных жилок, включений в центрах пор (гидрофобная поверхность среды). В последнем случае нефть смачивает поверхность пор. От первоначального распределения жидкостей и газов в пласте зависят характеристики пласта: смачиваемость пород вытесняющими жидкостями, количество остающейся нефти, интенсивность капиллярных процессов.

Определение количества остаточной воды в породе проводят на извлеченном керновом материале. Керна помещают в растворитель (толуол), далее при кипении растворителя отделяется вода. Определяется водо-, нефте-, газонасыщенность породы.

Быстрый метод определения остаточной воды в керне – центрифугирование. С увеличением скорости оборотов центрифуги жидкость вытесняется с пор все меньшего диаметра. С некоторой скорости вращения увеличение скорости практически не влияет на оставшуюся в порах воду, её и считают остаточной. Изменяя скорость центрифугирования и определяя количество выделившейся воды, можно построить зависимость «капиллярное давление – водонасыщенность» и по ней определить среднюю остаточную водонасыщенность пород исследуемого пласта. Применяют также и метод полупроницаемых мембран (перегородок) вытеснения воды из керна азотом, воздухом или нефтью, метод вакуумирования и др.

Переходные зоны нефть–вода (ВНК), нефть–газ (ГНК), вода–газ (ВГК). Водонефтяная зона имеет различную мощность в зависимости от свойств и состава пород и физико-химических свойств воды и нефти. В песчаниках высокой проницаемости мощность переходной зоны исчисляется сантиметрами, в мелкозернистых – метрами (6–8 м).

Для оценки величины переходной зоны используют геофизические методы и экспериментальные. В переходной зоне распределение нефти и воды очень сложное. Для анализа используют зависимость «капиллярное давление – водонасыщенность».

При вытеснении нефти водой во время эксплуатации месторождения на строение водонасыщенного контакта влияет прирост давлений и фазовые проницаемости системы, проницаемость, капиллярный подъем, физико-химические свойства жидкости.

Радиоактивность пластовых вод обусловлена содержанием в них урана, радия и радона. Практически все подземные воды в различной степени радиоактивны. При заводнении залежи поверхностными водами вокруг залежи образуется оторочка радиоактивных вод, обусловленная как радиоактивностью остаточных подземных вод, так и выщелачиванием из горных пород радиоактивных элементов. Такая радиоактивная оторочка вод является надежным критерием прохождения водонефтяного контакта.

Минерализация пластовых вод нефтяных месторождений колеблется от единиц г/м³ до сотен кг/м³. Минеральные вещества представлены солями натрия, кальция, магния и др. Основными солями являются хлориды, карбонаты и сульфаты. Помимо этого в водах может содержаться йод, бром, редкоземельные элементы, органические вещества.

Нефтяные залежи в большинстве случаев находятся в зоне затрудненного водообмена, но иногда присутствуют и пресные воды.

Плотность пластовых вод возрастает с увеличением минерализации и может достигать 1500 кг/м³ при концентрации солей 642,8 кг/м³.

Сжимаемость пластовых вод изменяется в пределах $(3,7-5,0) \cdot 10^{-10}$ м²/Н, а при наличии растворенного газа может значительно увеличиваться:

$$\beta_{\text{вг}} = \beta_{\text{в}} \cdot (1 + 0,05 \cdot V_{\text{г}}),$$

где $\beta_{\text{вг}}$ – коэффициент сжимаемости воды с растворенным газом; $\beta_{\text{в}}$ – коэффициент сжимаемости чистой воды; $V_{\text{г}}$ – количество газа, растворенного в воде, м³/м³.

Термическое расширение воды $E = \Delta V / (V \cdot \Delta T)$ колеблется от $18 \cdot 10^{-5}$ до $90 \cdot 10^{-5}$ 1/град, возрастает с увеличением температуры и уменьшается с ростом пластового давления.

Вязкость пластовых вод зависит от температуры и концентрации растворенных солей, влияние давления незначительно.

С увеличением температуры вязкость воды уменьшается, а с увеличением минерализации – повышается. На величину вязкости воды влияет не только минерализация, но и состав солей. Наибольшей

вязкостью характеризуются хлоркальциевые воды в 1,5–2 раза больше, чем чистая вода (рис. 3.6). Газы в воде растворены в небольших количествах и мало влияют на вязкость.

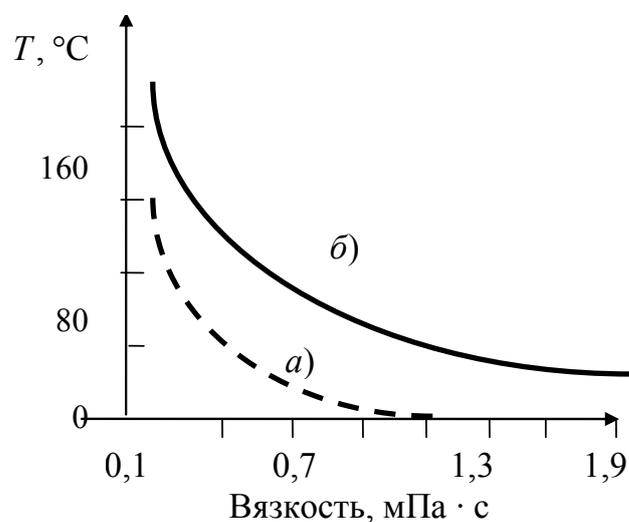


Рис. 3.6. Зависимость вязкости от температуры:
а – морской и чистой воды; б – хлоркальциевой воды

Электропроводность пластовых вод находится в прямой зависимости от их минерализации, так как соли в воде находятся в ионном состоянии, а положительно и отрицательно заряженные ионы являются переносчиками электрических зарядов. Величина удельного сопротивления подземных вод изменяется от 0,02 до 1,00 Ом · м. Дистиллированная вода и лед не являются проводниками электрического тока. Так как нефть и газ имеют низкую электропроводность, а минерализованные подземные воды – высокую электропроводность, то эти свойства используют для контроля за продвижением водоуглеводородных контактов. Электропроводность воды используют для определения пористости и водо-, газо-, нефтенасыщенности коллекторов.

Растворимость газов в воде незначительна. Тем не менее площадь контакта газовой залежи с подстилающей водой очень большая, и при высоком давлении вода будет содержать большие объемы газа (рис. 3.7). С увеличением температуры растворимость газов сначала уменьшается, а затем возрастает. С увеличением минерализации растворимость газов в воде уменьшается. На растворимость газов в воде также влияет размер молекул газа. В подземных водах наиболее распространенными газами являются кислород, углекислый газ, сероводород, водород, азот и благородные газы, а также метан и тяжелые углеводороды.

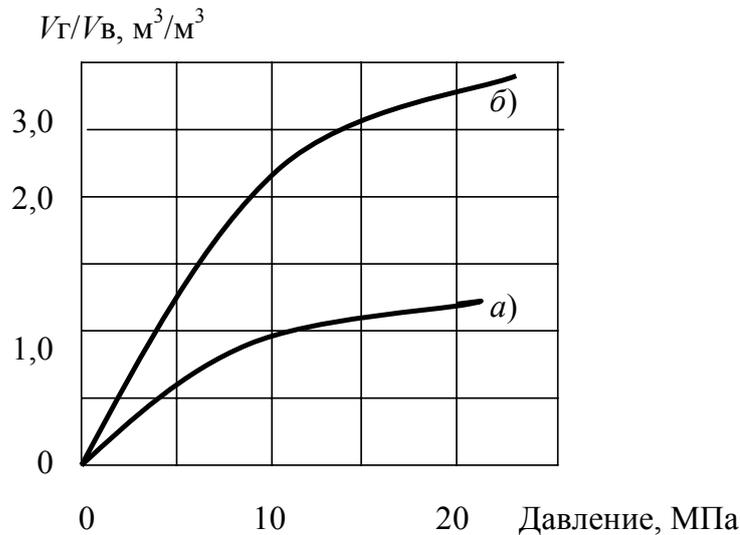


Рис. 3.7. Зависимость растворимости газов от давления:
 а – в дистиллированной воде; б – в соленой воде

Выпадение осадков из пластовых вод может происходить из попутно извлекаемой воды в нефтепромысловом оборудовании и на различных участках пласта. Это отложения карбоната кальция CaCO_3 , сульфата кальция ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ гипса, CaSO_4 ангидрита), сульфата бария BaSO_4 . Помимо этого могут отлагаться другие соли, механические примеси, продукты жизнедеятельности бактерий, частицы нефти, силикаты, парафины. Большинство отложений имеет кристаллическую структуру, сформированную в сложных гидродинамических условиях широкого интервала температур и пресыщений раствора солями, примесями. Пресыщенные растворы образуются при закачке вод, химически несовместимых с пластовыми или в связи с изменением термодинамических условий, химического состава пластовых вод, смешением вод разных горизонтов на забое, а также влиянием других факторов. Для борьбы с отложениями солей используют различные преобразователи солей, растворители. Например, растворы карбоната, бикарбоната натрия и калия, соляную кислоту, гидроокиси натрия и калия, каустическую соду (едкий натрий).

Контрольные вопросы

1. Основной состав нефти и газа.
2. Влияние примесных элементов на свойства нефтей и газов.
3. Зависимость плотности и вязкости газов от давления и температуры.
4. Уравнение состояния газов.

5. Коэффициент сжимаемости газа, влияние давления и температуры.

6. Сжимаемость нефти и её зависимость от состава, температуры и давления. Усадка нефти.

7. Давление насыщения нефти газом.

8. Растворимость газов в нефти и её зависимость от давления. Влияние растворенного газа на параметры нефти.

9. Зависимость плотности нефти от растворенных газов.

10. Вязкость нефти, влияние газов, давления, температуры.

11. Изменение свойств нефти в пределах залежи.

12. Колориметрические методы определения параметров нефти.

13. Термодинамические свойства газов и нефти.

14. Понятие энтальпии и энтропии.

15. Остаточная вода в залежах и её влияние на фильтрацию нефти.

16. Минерализация, плотность и сжимаемость пластовых вод.

17. Размер переходных зон нефть–вода, вода–газ, нефть–газ.

18. Вязкость пластовой воды, влияние температуры, давления, минерализации.

19. Зависимость растворимости газов в воде от давления.

Тема 4. ФАЗОВОЕ СОСТОЯНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ

В зависимости от состава, давления и температуры углеводороды могут находиться в газообразном, жидком или смешанном, а также в твердом состоянии. Сверху нефтяного месторождения находится газовая шапка, в которой растворено некоторое количество легких углеводородов. Часть газа растворено в нефти, а при определенных условиях, весь газ может быть полностью растворенным в нефти. Залежи углеводородов подразделяются на газовые, газоконденсатные, нефтяные и газогидратные. В газогидратных залежах газ соединяется с водой, образуя твердое состояние. Такие залежи приурочены к районам вечной мерзлоты. В газоконденсатных залежах смесь углеводородов находится в газообразном состоянии, т. е. выше критических точек давления и температуры, при которых жидкая и газообразная фазы одинаковы по свойствам. Плотность газоконденсата $0,6-0,82 \text{ г/см}^3$. При снижении пластового давления из газоконденсата выпадают углеводороды в виде жидкости, что отрицательно влияет на технологию добычи нефти.

Фазовые превращения. В процессе разработки месторождений в пласте изменяется давление, температура, соотношение объемов нефти и газа, температура, что сопровождается переходом углеводородов из одной фазы в другую. В стволе скважины при передвижении нефти давление быстро меняется, из нефти выделяется большое количество газа и других компонентов (парафина, смол, серы и др.). Для дальнейшей транспортировки нефти к потребителю извлекают максимально возможное количество газовой фазы.

Углеводородные газы изменяют объем в зависимости от температуры и давления (рис. 4.1, а), находясь в жидком, газовом или двухфазовом состоянии.

Зависимость объема углеводородов от давления и температуры имеет критическую точку C – точка росы, или конденсации. В точке C кривые области парообразования (левая) и конденсации (правая) сливаются. Каждая из кривых изменения объема углеводородов от давления и температуры имеет три участка. Левая часть соответствует жидкой фазе, правая – газовой, а центральный горизонтальный участок – двухфазовой газожидкостной области. С приближением газовой или жидкой фазы к критической точке свойства фаз становятся

одинаковыми, между ними исчезает поверхность раздела. Кривые, проходящие выше критической точки *C*, характеризуют состояние непрерывного изменения свойств углеводородов без разделения на жидкую и газовую фазы, поверхность раздела между ними исчезает и плотность среды непрерывно плавно изменяется.

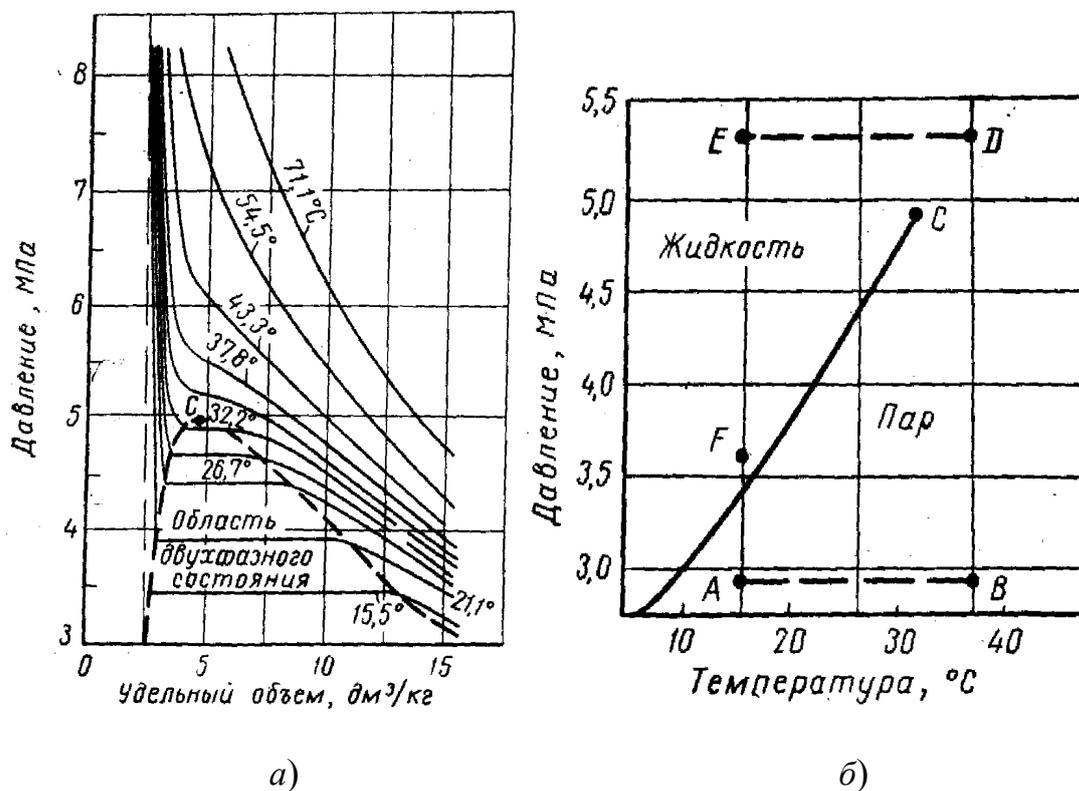


Рис. 4.1. Диаграммы фазового состояния этана

Характерно постоянство давления в двухфазовой области до полного превращения газа в жидкость или жидкости в газ (рис. 4.1, а). Обе фазы присутствуют в системе при данной температуре, если давление равно упругости насыщенного пара этой жидкости.

Фазовые превращения углеводородов представляются также в координатах «давление – температура». Для однокомпонентной системы кривая точек парообразования и конденсации сливаются, заканчиваясь критической точкой *C*. Эта точка характеризует наивысшие значения температуры и давления, при которых еще могут существовать две фазы одновременно. Анализируемая зависимость показывает, что одну фазу углеводорода можно перевести в другую, минуя двухфазное состояние, что иллюстрируется графиком (рис. 4.1, б) по линиям *ABDEF*. От точки *A* газ нагревают до температуры точки *B*, увеличивают давление до точки *D*, затем снижают температуру до

точки E и понижают давление до точки F . Так по указанной цепочке происходит непрерывное изменение свойств газа и вещество приобретает свойства жидкости.

Если система многокомпонентная, то она подчинена более сложным зависимостям.

Многокомпонентные углеводородные системы имеют подобные на однокомпонентную зависимости фазового состояния в области жидкой и газовой фаз. Имеются отличия в зоне двухкомпонентного состояния. Здесь давление не остается постоянным. В точке кипения оно выше, чем в точке начала конденсации (рис. 4.2).

Критическая точка температуры смесей газов находится между критическими температурами чистых компонентов, также увеличивается критическая точка давления, она выше, чем для чистых компонентов. Критическое давление смеси повышается с увеличением ее молекулярной массы.

Так как анализ многокомпонентных систем довольно сложен, на практике рассматривается бинарная система с метаном и остальными компонентами совокупно.

У многокомпонентных систем на диаграммах «давление – температура» кривые точек начала кипения и точек росы не совпадают (рис. 4.2).

В области выше критической в многокомпонентной системе с изменением температуры и давления происходят особые фазовые превращения. Все критические точки компонентов смеси соединяются общей огибающей линией.

В связи со сложным составом конденсатных систем и значительным преобладанием в них метана закономерности фазового состояния изучаются на бинарных смесях. Рассматриваются диаграммы двухкомпонентных систем. С повышением температуры смесь достигает точки кипения, далее в смеси объем газовой фазы увеличивается, но, достигнув максимума, начинает уменьшаться до точки начала кипения другого компонента, т. е. две точки парообразования. Также при изменении давления при одинаковой температуре имеется две точки росы, между которыми существует двухфазная смесь (рис. 4.2). Рассмотренные процессы фазовых превращений называют *процессами ретроградного испарения и конденсации*, а залежи называют *газоконденсатными*.

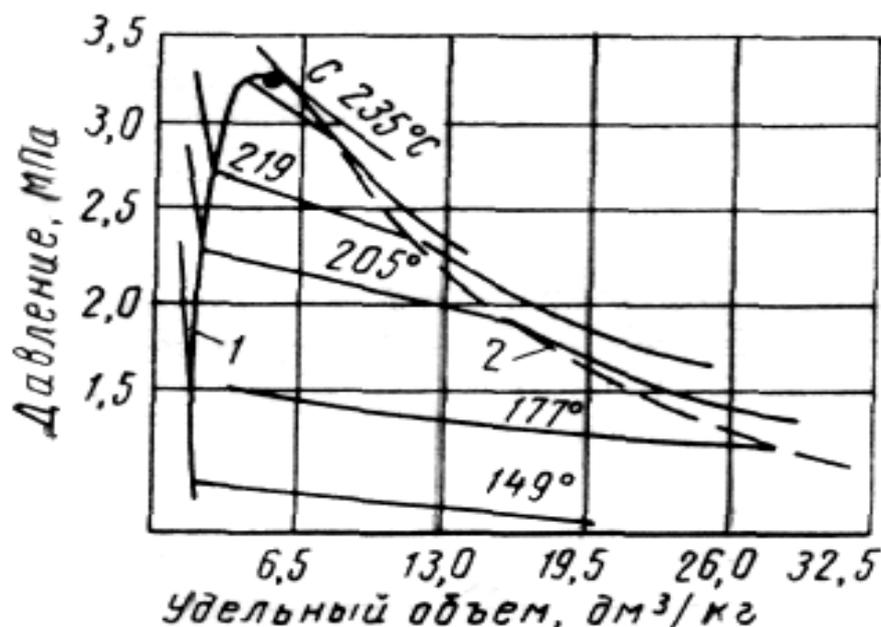


Рис. 4.2. Диаграмма фазового состояния двухкомпонентной системы н-пентана и н-гептана

Влияние влаги на фазовые превращения углеводородов. Природные газы в пласте контактируют с остаточной водой в коллекторах, а также с подстилающими и краевыми водами, поэтому содержат пары воды. *Относительная влажность* газа определяется отношением количества паров воды, находящихся в газе при данных условиях, к максимально возможному их количеству при тех же условиях. *Абсолютная влажность* определяет количество водяных паров, находящихся в единице объема газа, г/м³, г/кг. С повышением температуры влагосодержание газа растет, с повышением давления – снижается. Влагосодержание газа уменьшается с ростом концентрации солей в воде, т. к. они понижают парциальное давление паров воды. Увеличение молекулярной массы газа незначительно влияет на влажность газа.

Влажность газа влияет на фазовые превращения углеводородных систем, изменяя точку кипения и точку росы. Давление начала конденсации увеличивается. При снижении давления газовой влагонесущей смеси при изотермическом состоянии выделяется конденсат и вода.

Фазовое состояние системы «нефть–газ». В зависимости от состава газа и нефти, пластового давления и температуры газ в газовой шапке может быть сухим, жирным или конденсатным. С увеличением глубины залегания число месторождений с газоконденсатной шапкой увеличивается.

С повышением давления при постоянной температуре газовая фаза обогащается компонентами нефти, плотность и молекулярная масса конденсата возрастают. С ростом температуры при постоянном давлении увеличивается содержание конденсата в газовой фазе. При одинаковых условиях в газовой фазе больше растворяется легких нефтей.

Растворимость газа в нефти зависит от его состава и природы, возрастая в последовательности метан – этан – этилен – пропан. Критические параметры нефтегазовых смесей значительно выше, чем газоконденсатных. На величину критических параметров влияет порода пласта в связи с адсорбцией асфальто-смолистых компонентов поверхностью твердой породы, что способствует обогащению жидкой фазы легкими фракциями. Остаточная вода способствует увеличению критического давления.

Газогидратные залежи. В определенных термодинамических условиях природный газ в пласте вступает в соединение с пластовой водой, образуя твердые соединения – гидраты газа, в которых молекулы газа заполняют пустоты кристаллической решетки воды с помощью прочных водородных связей. Плотность природных газогидратов составляет 0,9–1,14 г/см³. Удельный объем воды в гидратном состоянии возрастает до 1,26–1,32 см³/г (льда 1,09 см³/г). Один объем воды в зависимости от природы газа связывает от 70 до 300 объемов газа. Гидраты газов характеризуются упругостью газа на порядок ниже упругости пара чистого гидратообразователя. Процесс образования гидратов происходит с выделением тепла. Кристаллогидраты газов характеризуются высокой упругостью, низкой проницаемостью, на 60–100 % более высокими скоростями прохождения сейсмических волн.

Газогидратные залежи могут формироваться из недонасыщенных газом пластовых вод без наличия литологических покрышек, под ними могут накапливаться залежи свободного газа и нефти. Газогидратные залежи приурочены к районам распространения многолетне-мерзлых пород, к охлажденным толщам земной коры на материках и акваториях океана.

Газогидраты обнаружены в отложениях вечной мерзлоты в арктических зонах России, Аляски, Канады и на прибрежных морских площадях многих стран. К настоящему времени, помимо зон вечной мерзлоты, газогидраты по данным геофизических исследований обнаружены в 100 районах, расположенных вдоль восточного и западного побережий Северной и Южной Америки и Евразийского континен-

та, в Австралии, Индии, Японии, в Черном, Каспийском и Средиземном морях, озере Байкал и др. В 20 из указанных районов наличие газогидратов уже подтверждено отобранными из скважин образцами. В Соединенных Штатах запасы метана, содержащегося в газогидратах, оцениваются в 8,1 тыс. триллионов кубических метров.

Газогидраты не относятся к устойчивым веществам. Они стабильны в условиях определенного, достаточно узкого диапазона температуры и давления. Другая проблема связана с влиянием газогидратов на окружающую среду. По мнению многих исследователей, газогидраты, особенно залегающие под дном океанов и морей, являются основным источником метана в атмосфере. Декомпозиция гидратов на большой площади, вызванная интенсивной эксплуатацией, может спровоцировать неконтролируемое выделение метана в атмосферу. Учитывая, что метан способствует возникновению парникового эффекта почти в 25 раз сильнее углекислого газа, такая возможность серьезно беспокоит экологов.

Изучение характеристик углеводородных залежей. Для выбора режима эксплуатации месторождения необходимо определить параметры залежи: состав газа и содержание в нем конденсата, фазовое состояние системы, изотермы конденсации газа, количество и состав конденсата, выделяющегося из 1 м³ газа при различных давлениях и температурах, возможные потери конденсата при эксплуатации месторождения и падении пластового давления в условиях разработки и транспортировки.

Комплект лабораторного оборудования позволяет провести все исследования по определению необходимых характеристик газа. При этом давление и температуру газа принимают соответствующими пластовым. Однако невозможно исполнить все условия газогидродинамического подобия процессов фильтрации газоконденсатной смеси в пласте, учесть влияние пористой среды на фазовые превращения, учесть процессы подготовки газа к транспортировке. Сопоставление данных эксплуатации месторождений и лабораторных заключений показало, что отличия могут составить 30–40 %.

Фазовые равновесия углеводородных систем. Для прогнозирования фазовых превращений углеводородов при эксплуатации месторождения используют приближенные методы расчета по закону Дальтона–Рауля:

$$P \cdot Y_i = X_i \cdot Q_i,$$

где P – давление смеси; X_i Y_i – молярные концентрации компонентов в паровой и жидкой фазах; Q_i – давление насыщенных паров компонентов смеси в чистом виде; $P Y_i$ – парциальное давление компонента в паровой фазе; $X_i Q_i$ – парциальное давление в жидкой фазе того же компонента.

Константой фазового равновесия (коэффициентом распределения i -го компонента в паровую и жидкую фазы K_i) называется отношение молярной доли i -го компонента в паровой фазе Y_i к молярной доли его в жидкой фазе X_i :

$$K_i = Y_i/X_i.$$

Константу равновесия определяют экспериментальным и расчетным путем. Экспериментально определить константы равновесия достаточно сложно. Расчетный метод состоит в применении уравнений состояния реальных газов, как отношение летучести компонента в паровой фазе к его летучести в жидкой фазе:

$$\sum N_i = 1; L + V = 1.$$

Каждый компонент имеет два значения давления, при которых константы равновесия равны единице, при давлении насыщенных паров компонентов Q , равном общему давлению смеси P ($Q = P$), и в точке схождения давления (рис. 4.3).

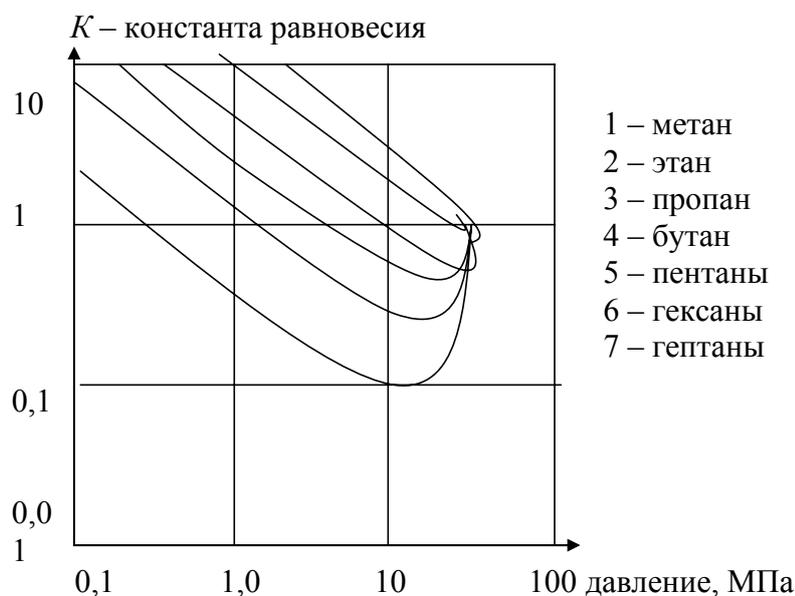


Рис. 4.3. Константы равновесия при $T = 93,3$ °C для нефтей с низкой усадкой

Кажущееся давление схождения всех компонентов составляет 34,5–35 МПа. Давление схождения зависит от температуры смеси. Если температура будет критической, то и давление схождения критическое. При эксплуатации месторождения состав смеси непрерывно меняется, поэтому константы фазового равновесия также меняются и их рассчитывают по уравнениям. Использование уравнений для определения параметров реальных газов требует введения поправок. Введено понятие «летучесть»:

$$F \approx z \cdot p,$$

где F – исправленное давление; z – коэффициент сжимаемости; p – давление.

Число киломолей жидкой L и газовой V фаз в смеси равна единице при данных давлении и температуре, если состав смеси известен и сумма их концентраций равна единице:

$$\sum N_i = 1,$$
$$L + V = 1.$$

Контрольные вопросы

1. Типы залежей и фазовые состояния в залежах.
2. Фазовое состояние газов с изменением давления и температуры.
3. Особенности фазового перехода компонента углеводорода.
4. Фазовое состояние двухкомпонентных систем.
5. Особенности фазового состояния многокомпонентных систем.
6. Абсолютная и относительная влажность газа и её влияние на фазовые превращения.
7. Фазовое состояние системы «нефть–газ».
8. Газогидратные залежи, их свойства.
9. Фазовые равновесия углеводородных систем. Константы равновесия.

Тема 5. ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА ИЗ ПОРИСТЫХ СРЕД

Нефть или газ находятся в пустотном пространстве горных пород, которое представляет огромное скопление каналов различного сечения. Поверхность каналов одного кубического метра пород может занимать огромную площадь в несколько сот метров. Между стенками пор горной породы нефтью, газом или водой возникает взаимодействие, величина которого зависит от свойств жидкости и газа и горной породы её содержащей, а также от площади соприкосновения.

5.1. Поверхностно-молекулярные свойства системы пласт–вода–нефть–газ

Поверхностные явления и свойства пластовых систем оказывают влияние на формирование нефтяных и газовых месторождений, они также оказывают влияние на процесс извлечения углеводородов из пласта, нефтеотдачу пластов. Для характеристики поверхностно-молекулярных свойств системы используют параметры: поверхностное натяжение, смачивание, краевой угол смачивания.

Поверхностное натяжение. По поверхностному натяжению жидкости в пласте-коллекторе можно делать заключение о свойствах соприкасающихся фаз, закономерностях их взаимодействия, процессах адсорбции, количественном и качественном составе полярных компонентов в жидкости, интенсивности капиллярных сил. Поверхностное натяжение жидкости зависит от её температуры и давления, а также среды, окружающей данную жидкость (газ, другая жидкость):

$$\sigma_t = \sigma_0 \cdot (1 - \gamma \cdot T),$$

где σ_t и σ_0 – поверхностное натяжение системы при температуре T и 0°C ; γ – температурный коэффициент поверхностного натяжения.

Поверхностное натяжение жидкости на границе с газом с увеличением температуры и давления уменьшается, что связано с ослаблением межмолекулярных сил, уменьшением свободной поверхностной энергии, растворением газа в жидкости (рис. 5.1). Для нефти эти характеристики также справедливы, однако они зависят от состава нефти, количества растворенного в ней газа и его состава и могут быть более интенсивны, чем для воды, в связи с большей растворимостью газа в нефти.

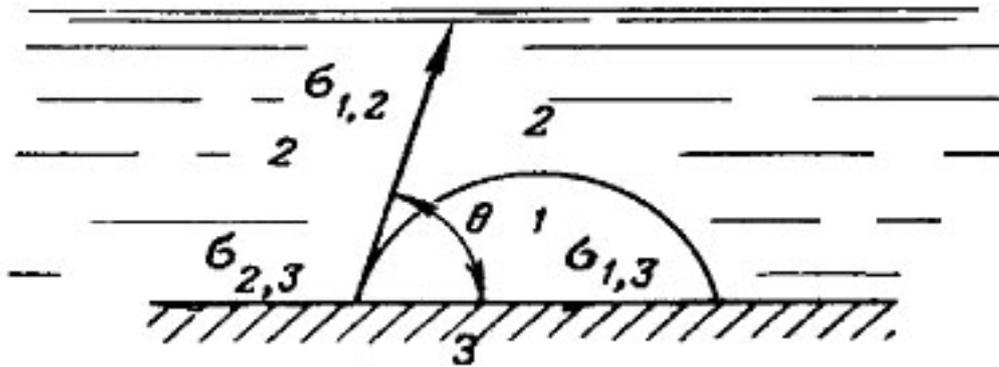


Рис. 5.1. Форма капли, обусловленная поверхностным натяжением

Поверхностное натяжение нефти на границе с водой слабо зависит от давления и температуры, но может уменьшаться с ростом давления и температуры, вследствие растворения в воде компонентов нефти. Поверхностное натяжение нефти на границе с газом уменьшается с ростом давления и температуры интенсивнее, чем для воды, в связи с большей растворимостью газа в нефти.

Смачивание и краевой угол. Величину поверхностного натяжения жидкости оценивают по величине угла θ касательной, проведенной к капле жидкости у её основания, нанесенной на породу (рис. 5.1). Чем выше смачивающая способность жидкости, тем меньше угол θ .

Угол θ служит мерой смачивания жидкостями твердого тела. Угол не зависит от величины капли и определяется молекулярными свойствами поверхности твердого тела и соприкасающейся жидкости. Высокополярные жидкости с высоким поверхностным натяжением хуже смачивают твердую поверхность. Например, ртуть смачивает только некоторые металлы; вода, кроме металлов, смачивает многие минералы. Кварц, известняк и другие нефтесодержащие породы гидрофильны (смачиваемые водой). Однако присутствие в породах нефти делает породы гидрофобными.

Воду в нефтепромысловой технологии применяют для вытеснения нефти, поэтому она должна иметь высокие нефтеотмывающие свойства и хорошо смачивать породу. Величина угла смачивания зависит от механического строения поверхности, адсорбционных свойств породы, состава и свойств жидкости, загрязнения, электрического заряда. С увеличением давления и температуры угол смачивания изменяется. При этом изменения давления и температуры будут по-разному воздействовать на смачиваемость породы.

При полном смачивании при отрыве жидкости от смачиваемого тела происходит разрыв жидкости, а не ее отрыв от поверхности. При полной несмачиваемости жидкостью поверхности тела на отрыв жидкости не затрачивается работа. Следовательно, по величине работы, необходимой для отрыва жидкости от поверхности тела, можно судить о смачиваемости или натяжении смачивания. Такая работа носит название *работы адгезии*. При смачивании твердого тела жидкостью выделяется тепло, теплота смачивания.

Адгезию и теплоту смачивания определяют экспериментально.

При неустановившихся процессах на поверхности раздела фаз угол смачивания будет зависеть от направления движения и скорости в капиллярных каналах (рис. 5.2).

При передвижении по твердой поверхности трехфазной границы раздела фаз смачиваемость характеризуют *кинетическим гистерезисом смачивания* (изменением угла смачивания). При вытеснении нефти водой угол θ_2 называют *наступающим*, при вытеснении воды нефтью $\theta_{1,2}$ – *отступающим*. С увеличением скорости вытеснения нефти водой наступающий угол смачивания возрастает и может стать значительно больше 90° .

Гистерезис обусловлен прочностью сцепления молекул соприкасающихся фаз.

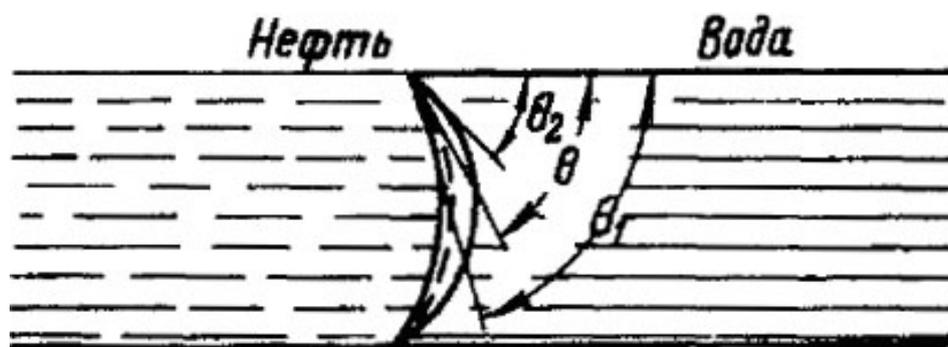


Рис. 5.2. Схема изменения углов смачивания при изменении направления движения мениска в капиллярном канале

При вытеснении из пор нефти воде приходится удалять адсорбированные твердой поверхностью породы полярные компоненты нефти, на что необходима дополнительная энергия. Это и обуславливает разность наступающего и отступающего углов.

Свойства поверхностных слоев жидкости. Слои жидкости у поверхности раздела фаз отличаются по своим свойствам от основ-

ной массы жидкости. Это обусловлено поляризацией молекул жидкости с образованием ориентированных молекул. Эти слои отличаются структурой, плотностью, повышенной вязкостью, упругостью на сдвиг. Они могут образовывать гелеобразные структуры. В состав поверхностных слоев нефти входят нафтеновые кислоты, низкомолекулярные смолы, коллоидные частицы, микрокристаллы парафинов, частицы минеральных и углеродных суспензий.

Особые структурно-механические свойства поверхностных слоев системы учитываются при планировании технологии вытеснения нефти водой или специальными отмывающими составами.

5.2. Вытеснение нефти водой и газомиз пористых сред

Силы, действующие в залежи. Приток нефти, воды и газа к скважинам обуславливается: напором краевых вод, давлением газа в газовой шапке, энергией растворенного в нефти и воде газа, упругостью сжатых пород и жидкостей, гравитационной энергией. В зависимости от преобладающей силы режим работы залежи называют водонапорный, газонапорный (шапки или растворенного газа), упругий, упруговодонапорный, гравитационный, смешанный.

Запасы пластовой энергии расходуются на преодоление сил вязкого трения при перемещении жидкостей и газов сквозь пористую среду, на преодоление капиллярных и адгезионных сил. Гидравлическое сопротивление движению жидкости или газа пропорционально скорости потока и вязкости жидкости. В области водонефтяного контакта образуется смесь воды и нефти, а не четкая поверхность раздела. В капиллярных каналах жидкость разбивается на шарики и столбики и закупоривает поры пласта. Капля нефти стремится принять шарообразную форму. Такой механизм поведения несмешивающихся жидкостей создает дополнительное сопротивление движению фаз.

Поверхностные явления при фильтрации жидкостей. На закономерность фильтрации жидкостей и газов в пористой среде влияют не только границы раздела нефть–газ–вода, но и поверхностные явления. На границе нефть–порода возникает адсорбционный слой. Нефть за длительный период подвергается структурной и химической перестройке. В зоне контакта формируется твердая пленка из карбено-карбоидных продуктов превращения нефти. Скорость фильтрации с течением времени понижается в связи с фиксацией на поверхности породы компонентов нефти в результате действия адсорбционных сил,

повышением содержания в нефти поверхностно-активных веществ. Понижение фильтрации может нарастать до полной закупорки поровых каналов. Этот негативный процесс может быть устранен повышением температуры нефти до 60–65 °С и увеличением перепада давления. Происходит срыв возникших адсорбционно-сальватных слоев.

Снижение фильтрации может наблюдаться не только нефти, но и воды. Это связано с отклонением закона Дарси при описании реальных жидкостей с аномальными отклонениями. В воде могут образовываться квазикристаллические решетки коллоидных частиц или молекулярных пространственных структур. Вода является аномальной полярной жидкостью в связи с её молекулярным строением.

Электрокинетические явления. На фильтрацию также влияют электрокинетические явления, обусловленные особенностью движения ионов в жидкостях. На границе раздела возникает двойной электрический слой. Жидкость скользит не по поверхности твердого тела, а на расстоянии, обусловленном двойным электрическим слоем. При течении ионной жидкости возникает электрическое поле. Если к пористой среде с неподвижной жидкостью приложить электрическое поле, то ионы придут в движение и увлекут за собою всю жидкость (электроосмос, электрофорез).

Дроссельный эффект. При прохождении через пористые среды вследствие адиабатического расширения газов наблюдаются термические эффекты, выделение и поглощение тепла. Расширение подвижных сред понижает их температуру, а сжатие – повышает.

Эффект расширения газового потока при его движении после сужения в каналах называется *дросселированием*. В пористой среде этот процесс незначительно влияет на температуру среды, так как снижение температуры за счет дроссельного эффекта компенсируется её увеличением за счет работы сил трения. Зато в скважине изменения температуры будут значительны (дроссельный эффект). Поступление газа сопровождается охлаждением приемной зоны скважины. Может возникнуть процесс образования газогидратов. Дроссельный эффект возникает не только при эксплуатации газовых скважин, но и при эксплуатации нефтяных скважин, так как в нефти содержится растворенный газ. На забое в связи со снижением давления будет происходить выделение из нефти газа. Остаточная вода и обводнение добываемой нефти будут способствовать в условиях низких температур образованию газогидратов.

На забое при поступлении воды или нефти наблюдается разогрев работающего интервала скважины. За счет трения выделяется больше тепла, чем поглощается за счет расширения. Тепловая энергия выделяется и при работе электроцентробежных насосов (ЭЦН). Так, по данным работы скважин Припятского прогиба за счет работы насоса ЭЦН температура жидкости повышается на 10–13 °С. Это приводит к сдвигу точки отложения асфальто-смолистых и парафиновых отложений (АСПО) вверх по лифту на несколько сот метров и не наблюдается отложений (АСПО) в призабойной зоне.

Вытеснение из пласта нефти. Нефть и вытесняющий агент движутся одновременно в пористой среде. Но полного вытеснения нефти не происходит. Вытесняющая жидкость или газ имеют меньшую вязкость и неизбежно будут со временем опережать нефть. Эффективная проницаемость породы непрерывно увеличивается для воды в связи с увеличением ее водонасыщенности. Нефть будет не вытесняться, а увлекаться струей воды.

По длине пласта образуется несколько зон с различной водонасыщенностью (рис. 5.3). Этот процесс является суммой проявления капиллярных и гидродинамических сил.

Водонасыщенность по длине пласта уменьшается от максимального значения в зоне скважин нагнетания воды до минимального значения водонасыщенности погребенной воды в зоне нефтяной залежи. В пласте можно выделить три зоны водонасыщенности.

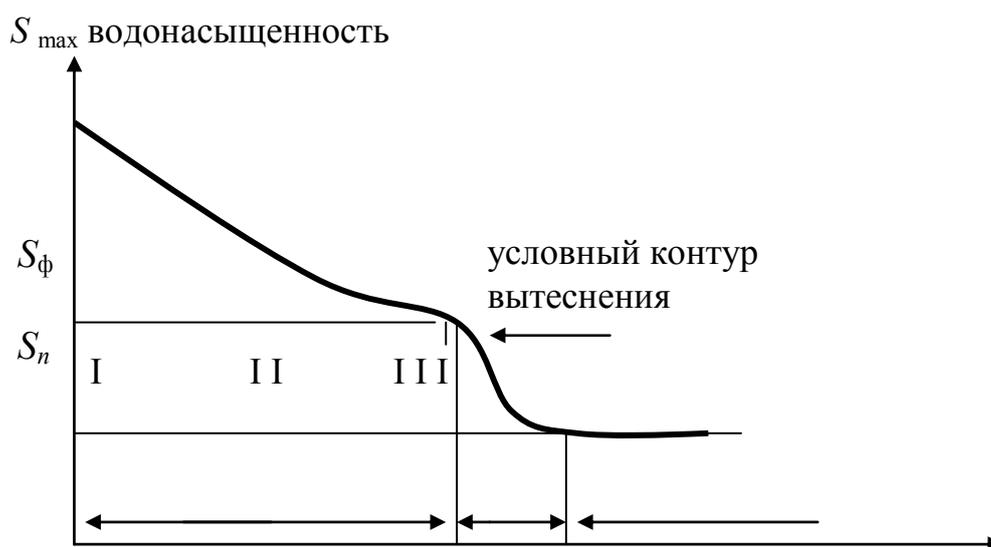


Рис. 5.3. Изменение водонасыщенности по длине пласта при вытеснении нефти водой: I – зона водонефтяной смеси; II – переходная зона вымывания нефти; III – зона чистой нефти

В первой зоне водонасыщенность плавно уменьшается до условного контура вытеснения. Здесь нефть постепенно вымывается. Вторая зона характеризуется резким уменьшением водонасыщенности до значений водонасыщенности остаточной воды. Третья зона – это зона движения чистой нефти.

Аналогичная зависимость образуется при вытеснении нефти газом с учетом различия вязкости воды и газа. Вытеснение нефти из пласта газом, выделяющимся из раствора, может происходить при газонасыщенности нефти не более 15 % от ее объема. При газонасыщенности нефти более 35 % двигаться в пласте будет только один газ.

При вытеснении нефти выделяющимся газом проявляются свои особенности. Свободный газ выделяется сначала у твердой поверхности. Объем газа растет в виде узких длинных цепочек в пористой среде. В малопроницаемой части среды появляются газовые ячейки, затем они вырастают в длинную структуру, достигающую мест высокой проницаемости. Процесс вытеснения нефти из пласта продолжается до образования сплошных газонасыщенных участков. С этого времени эффективность вытеснения нефти падает, малая вязкость газа позволяет ему перемещаться к скважине быстрее, чем нефти.

В залежах с отношением вязкости нефти и воды менее 3–4 безводный период эксплуатации нефти продолжительный. При соотношении вязкостей нефти и воды более четырех происходит быстрый рост обводнения. В связи с этим выделяют три периода эксплуатации залежи: фонтанная добыча, безводный период и водный период. Отбор нефти до обводнения может составлять 5–10 % от суммарно добытой нефти за весь период эксплуатации залежи. Так, для Припятского прогиба обводненность продукции составляет 70–90 %.

5.3. Нефте- и газоотдача пластов

Нефтеотдача. Коэффициент нефтеотдачи пласта – разность между начальной и конечной, остаточной нефтенасыщенностью.

В пологих структурах с большими площадями контактов воды и нефти добыча и нефтеотдача в водный период более значительна и длительна, чем за безводный период.

Вытеснение нефти жидкостью, хорошо ее растворяющей, характеризуется высоким коэффициентом нефтеотдачи, близким к 95–100 %. Вытеснение нефти водой может достигнуть нефтеотдачи 60–85 %, газом из газовой шапки – 60–70 %, газом из раствора – 15–30 %.

Коэффициент нефтеотдачи зависит от неоднородности строения пласта, физико-химических свойств нефти, литологии пород, скорости вытеснения. Остаточная нефть связана с условиями капиллярного содержания нефти, нефти в пленочном состоянии на поверхности твердой фазы, наличием малопроницаемых участков и линз отделенных от пласта непроницаемыми перемычками. Макронеоднородное строение пластов – одна из наиболее существенных причин неполной нефтеотдачи пласта, так как создаются зоны непромываемые водой и слабо дренируемые газом.

На нефтеотдачу большое влияние оказывают капиллярные силы. Однако изменение их подбором параметров вытесняющей жидкости не всегда приводит к однозначному результату. Нефтеотдача возрастает в гидрофобном (несмачиваемом) пласте с большими капиллярными силами с увеличением скорости продвижения водонефтяного контакта. При слабых капиллярных силах, низких значениях поверхностного натяжения и большой проницаемости пород скорость вытеснения нефти водой не влияет на величину нефтеотдачи. При вытеснении нефти собственной пластовой водой с нейтральной смачиваемостью нефтеотдача мало зависит от скорости нефтевытеснения. Нефтеотдача увеличивается при использовании щелочных и пресных вод в среде с малополярными нефтями.

При использовании для вытеснения нефти выделяющимся из смеси газом нефтеотдача пластов растет, достигает максимума и начинает снижаться в связи с расходом энергии газа и повышением вязкости нефти по мере выделения газа. Чем выше вязкость нефти, тем меньше нефтеотдача. Следует учитывать и эффект усадки нефти с увеличением растворимости газа, что занижает нефтеотдачу пласта. Различие в вытеснении нефти водой и газом заключается в большей вязкости воды и лучшими моющими свойствами. Газ плохо вытесняет нефть с капиллярных каналов.

Отмечаются следующие формы существования остаточной нефти: капиллярно удерживаемая нефть, пленочная нефть на поверхности твердой фазы, нефть малопроницаемых участков плохо промытых водой, нефть в линзах с непроницаемыми перемычками, нефть, задерживаемая непроницаемыми или плохо проницаемыми экранами.

Газоотдача пластов-коллекторов. Коэффициент газоотдачи пластов-коллекторов значительно выше, чем нефтеотдачи. Газы слабо взаимодействуют с поверхностью пористой среды, имеют небольшую вязкость (в 100 и более раз меньше нефти), обладают большой упру-

гостью и соответственно энергией, необходимой для фильтрации. Газоотдача газовых залежей достигает 50–97 %. Газоотдача существенно зависит от остаточного давления в пласте в конечной стадии эксплуатации. Величина фактической газоотдачи также зависит от пластового давления залежи. При высоком пластовом давлении газоотдача выше. Неоднородность пласта, низкая проницаемость, разрывы и экраны снижают газоотдачу до 70–80 %. Заводнение газовых и газоконденсатных залежей – эффективное средство поддержания высоких дебитов скважин и газоотдачи.

5.4. Повышение нефтеотдачи

Извлекаемые запасы нефти и газа можно увеличить рациональной расстановкой скважин на залежи, с учетом геологического строения, регулированием процесса заводнения, воздействием на забой скважин. С целью увеличения дебита скважин обеспечивают благоприятные условия воздействием на пласт улучшением нефтеснижающих свойств закачиваемой воды, подогревом пласта паром или горячей водой, нагнетанием в пласт сжиженных газов, переводом части углеводородов в газовую фазу, вытеснением нефти специальными пенами, введением углекислоты в пласт (рис. 5.4, 5.5).

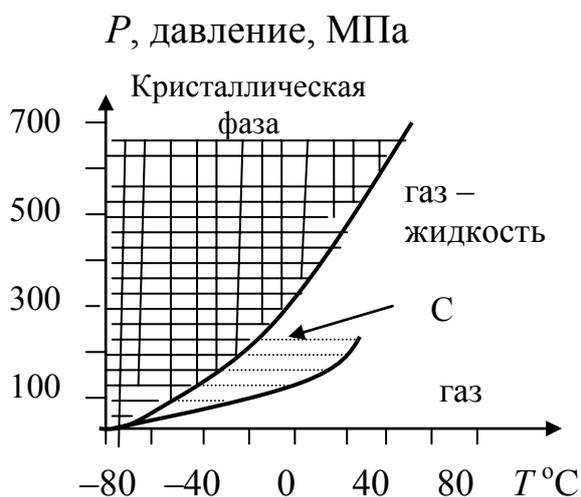


Рис. 5.4. Фазовая диаграмма углекислого газа

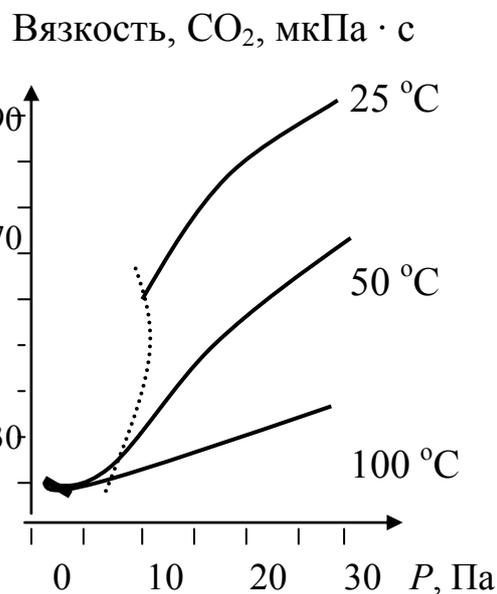


Рис. 5.5. Зависимость вязкости углекислого газа от давления при разных температурах

Применяется электрическое, магнитное, ультразвуковое и вибрационное воздействие на пласт, внутрислоевого горения. Нагнетание в пласт пластовых вод увеличивает нефтеотдачу больше, чем нагнетание поверхностных вод.

Углекислый газ улучшает физико-химические и фильтрационные свойства и способствует увеличению нефтеотдачи пластовой системы. Вязкость нефти с растворенным в ней углекислым газом уменьшается. Этому способствует повышение температуры и давления.

При вытеснении значительно более вязких нефтей водой, закачиваемой в пласт при температуре, существенно не превышающей пластовую температуру, нефтеотдача до момента обводнения нефтяных скважин получается низкой. В последующем приходится добывать вместе с нефтью слишком большое количество воды, что ведет к увеличению затрат на разработку месторождения и не приводит к получению необходимой нефтеотдачи. Заводнение пластов, содержащих нефти повышенной вязкости (свыше 20–50 сПз), оказывается неэффективным еще и из-за того, что вода быстро проскальзывает по наиболее проницаемым слоям или трещинам, что также приводит к необходимости прокачки по пласту больших объемов воды, многократно превышающих объем извлекаемой нефти.

Вытеснение нефти горячей водой. Одним из наиболее эффективных способов разработки залежей нефтей повышенной вязкости является вытеснение их из пластов нагретой («горячей») водой, а также паром. Вытеснение нефти из пластов горячей водой отличается от вытеснения нефти холодной водой в первую очередь тем, что при закачке в пласт горячей воды или пара в нагретой области пласта уменьшается отношение вязкости нефти к вязкости воды, что способствует улучшению условий извлечения нефти из пласта. При этом с ростом температуры уменьшается вязкость не только нефти, но и воды, однако вязкость нефти уменьшается значительно больше, чем вязкость воды.

Кроме понижения отношения вязкости нефти к вязкости воды, при закачке в пласт горячей воды или пара расплавляются смолы и асфальтены, частично покрывающие поверхность пород-коллекторов, и, следовательно, происходит гидрофилизация пласта, приводящая к повышению активности капиллярных сил, увеличению скорости капиллярной пропитки и более полному извлечению нефти из линз и блоков пород.

При соответствующих свойствах нефти, пластовом давлении, температуре закачиваемых в пласт горячей воды или пара происходит

дистилляция нефти, т. е. выделение из нее более легких фракций и перенос этих фракций в газообразном состоянии в направлении вытеснения. Выделяющиеся из нефти при дистилляции легкие фракции конденсируются перед нагретой зоной, смешиваются с пластовой нефтью, разжижая ее.

Внутрипластовое горение. Промышленные эксперименты внутрипластового горения применительно к добыче нефти начали осуществляться в 30-х годах прошлого столетия. Этот метод воздействия на нефтяной пласт назвали «подземной газификацией нефти». В настоящее время в различных странах имеется определенный опыт применения внутрипластового горения в реальных пластах.

Для осуществления подземного горения в нефтенасыщенном пласте через скважины в пласт начинают нагнетать окислитель (обычно воздух). Нефть при этом частично вытесняется из пласта воздухом, однако воздух из-за его большей подвижности перемещается по пласту быстрее нефти и вскоре достигает эксплуатационных скважин. Таким образом, происходит соединение (сбойка) нагнетательных и эксплуатационных скважин. Одновременно с закачкой воздуха подогревают пласт вблизи забоя нагнетательной скважины каким-либо способом (при помощи электронагревателей, горелок, химическими методами и др.). Температура в скважине и на входе в пласт повышается, из-за чего возрастает интенсивность реакции окисления нефти. Одновременно под действием температуры происходит выделение из нефти легких фракций и перенос их внутрь пласта в направлении движения воздуха. В результате этого вблизи скважины остается коксоподобный остаток нефти (кокс). Температура в скважине в результате подогрева и усиления реакции окисления нефти возрастает настолько, что начинается бурное окисление кокса, т. е. его горение.

Из-за теплопроводности и конвекции зона повышенной температуры перемещается внутрь пласта. После выгорания кокса вблизи скважины начинается его горение в более удаленной зоне. Таким образом, зона горения постепенно перемещается в глубь пласта.

Выше было описано так называемое прямоточное горение. Известно также противоточное горение, когда зона горения движется от эксплуатационных скважин к нагнетательным, навстречу потоку окислителя. Метод внутрипластового горения, осуществляемый путем закачки в пласт только газообразного окислителя, получил в последнее

время название «сухого» горения, в отличие от «влажного» горения, при котором в пласт вместе с окислителем закачивается вода.

Согласно экспериментальным данным распределение температурных зон и насыщенности пористой среды флюидами в процессе сухого или обычного внутрипластового горения в однородном пласте в случае прямолинейного движения можно представить следующим образом. Впереди находится зона, в которой наблюдается возрастание температуры от пластовой в зоне горения. В этой зоне движутся нефть и продукты горения (азот, углекислота, вода), а также легкие фракции нефти, выделившиеся из нее до подхода зоны горения. Зона горения является зоной бурных окислительных реакций. Экспериментальные данные показывают, что зона горения при сухом горении является узкой. Поэтому и вводят понятие «фронт горения». Узость зоны горения объясняется сильной зависимостью скорости окислительной реакции между коксом и кислородом воздуха от температуры.

С ростом абсолютной температуры скорость окисления нефти и скорость выделения тепла резко возрастают и оказываются намного больше скорости перемещения зоны горения. Кислород воздуха, поступающий в зону горения, относительно быстро реагирует с остатком нефти, и возникает «фронт горения».

Вытеснение нефти из пласта растворителями. Для увеличения нефтеотдачи пластов применяют нагнетание в пласт растворителей: спиртов, бензола, жидкого пропана. Так как растворители достаточно дороги, то из них создается оторочка вокруг вытесняемой нефти. За оторочкой нагнетается более дешевый вытесняющий агент. Растворители растворяют нефть, новая смесь имеет более высокую подвижность, что способствует увеличению коэффициента извлечения. Нефтеотдача пластов приближается к 100 %. При применении этой схемы вытеснения наблюдается отсутствие поверхности раздела между нефтью и вытесняющей жидкостью. Вследствие этого нет и капиллярных сил, удерживающих нефть. Эффективность процесса вытеснения зависит от параметров пласта, соотношения вязкостей нефти и вытесняющей жидкости, плотности нефти, степени однородности пласта и его длины, скорости вытеснения и других факторов.

С увеличением соотношения вязкости нефти и растворителя растет необходимый объем вытесняющей фазы для полного извлечения нефти, увеличивается длина зоны смеси. При использовании в качестве вытеснителя растворителя пропана увеличивается давление в пласте и газ лучше смешивается с нефтью.

Большое влияние на эффективность процесса вытеснения оказывает состав нефти. Более эффективно вытесняются легкие нефти. При наличии в залежи свободного газа процесс вытеснения замедляется в связи со смешиванием вытесняющего газа со свободным и ухудшением качества вытесняющего газа. Снижение эффективности вытеснения наблюдается и при наличии в пористой среде воды, которая блокирует часть нефти и теряется контакт с жидким пропаном.

Применяют для вытеснения нефти и смешивающиеся с ней жидкости, но отличающиеся вязкостью.

Контрольные вопросы

1. Влияние температуры и давления на поверхностное натяжение нефти на границах с газом.
2. Смачивание и краевой угол.
3. Адгезия. Изменение углов смачивания при вытеснении нефти водой и воды нефтью.
4. Развитие процесса вытеснения нефти водой.
5. Силы, влияющие на фильтрацию жидкости в капиллярной среде.
6. Изменение водонасыщенности по длине пласта при вытеснении нефти водой.
7. Процесс вытеснения нефти выделяющим газом.
8. Нефтеотдача пластов при вытеснении ее водой, газом.
9. Зависимость коэффициента нефтеотдачи от неоднородности пласта, физико-химических свойств нефти и пород, скорости вытеснения.
10. Дроссельный эффект при движении флюидов.
11. Температурные эффекты в скважине при добыче нефти с различным газовым фактором, газа.
12. Способы повышения нефтеотдачи.

Контрольные работы по дисциплине «Физика пласта»

№ 1, 2

Коллекторские свойства пород. Параметры, определяющие коллекторские свойства. Коллекторские свойства пород Припятского прогиба по одной из конкретных скважин или месторождений:

а) межсолевых отложений; б) подсолевых отложений.

№ 3, 4

Физико-механические свойства пород. Параметры, определяющие физико-химические свойства пород. Свойства горных пород Припятского прогиба проявляющегося при бурении скважин и эксплуатации месторождений (на примере конкретного объекта).

№ 5, 6

Состав и свойства газов. Свойства газов месторождений Припятского прогиба по конкретному объекту. Методы определения.

№ 7, 8

Состав и свойства нефтей. Свойства нефтей месторождений Припятского прогиба: а) межсолевых отложений; б) подсолевых отложений.

№ 9, 10

Свойства пластовых вод. Свойства пластовых вод Припятского прогиба: а) межсолевых отложений; б) подсолевых отложений.

№ 11

Фазовое состояние углеводородных систем.

Фазовое состояние углеводородов Припятского прогиба.

№ 12, 13

Схема вытеснения нефти и газа из пористых сред.

Схема вытеснения нефти из пористых сред Припятского прогиба конкретного месторождения.

№ 14

Анализ схем вытеснения нефти на месторождениях Припятского прогиба.

Примечание. Номер контрольной работы студент выбирает согласно порядковому номеру в списке группы с 1 по 14, с 15 по 28, с 29 по 42.

ЛИТЕРАТУРА

1. Балакирев, Ю. А. Термодинамические свойства нефти и газа / Ю. А. Балакирев. – Москва : Недра, 1972. – 189 с.
2. Бескопыльный, В. Н. Физика пласта : учеб. пособие / В. Н. Бескопыльный. – Гомель : ГГТУ, 1999. – 128 с.
3. Бурулин, Ю. К. Природные резервуары нефти и газа / Ю. К. Бурулин. – Москва : МГУ, 1976. – 135 с.
4. Гиматудинов, Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш. К. Гиматудинов, А. И. Ширковский. – Москва : Недра, 1982. – 311 с.
5. Кобранова, В. Н. Петрофизика / В. Н. Кобранова. – Москва : Недра, 1986. – 392 с.
6. Котяхов, Ф. И. Физика нефтяных и газовых коллекторов / Ф. И. Котяхов. – Москва : Недра, 1977. – 287 с.
7. Максимов, М. И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений / М. И. Максимов. – Москва : Недра, 1975. – 534 с.
8. Муравьев, В. М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин / В. М. Муравьев. – Москва : Недра, 1978. – С. 12–132.
9. Справочник по геологии нефти и газа / под ред. Н. А. Еременко. – Москва : Недра, 1984. – 480 с.
10. Спутник нефтегазопромыслового геолога / под ред. И. П. Чоловского. – Москва : Недра, 1989. – 376 с.
11. Ханин, А. А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов / А. А. Ханин. – Москва : Недра, 1976. – 295 с.
12. Элияшевский, И. В. Технология добычи нефти и газа / И. В. Элияшевский. – Москва : Недра, 1976. – С. 88–102.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
Тема 1. Коллекторские свойства горных пород	5
1.1. Гранулометрический состав пород.....	6
1.2. Пористость горных пород.....	7
1.3. Проницаемость горных пород.....	10
1.4. Зависимость относительных проницаемостей от насыщенности водой порового пространства	12
1.5. Удельная поверхность горных пород	15
1.6. Трещиноватость и кавернозность горных пород.....	18
1.7. Насыщенность порового пространства флюидом	19
1.8. Исследование порового пространства.....	20
Тема 2. Механические и тепловые свойства пород.....	23
2.1. Напряженное состояние пород.....	23
2.2. Деформация горных пород.....	25
2.3. Упругие изменения коллекторов	26
2.4. Тепловые свойства горных пород.....	28
Тема 3. Свойства газа, конденсата, нефти и пластовых вод.....	32
3.1. Состав нефти и природных газов.....	32
3.2. Свойства нефти.....	35
3.3. Свойства природных газов	44
3.4. Свойства пластовых вод	49
Тема 4. Фазовое состояние углеводородных систем.....	56
Тема 5. Вытеснение нефти и газа из пористых сред	64
5.1. Поверхностно-молекулярные свойства системы пласт–вода–нефть–газ	64
5.2. Вытеснение нефти водой и газомиз пористых сред.....	67
5.3. Нефте- и газоотдача пластов	70
5.4. Повышение нефтеотдачи.....	72
Контрольные работы по дисциплине «Физика пласта».....	77
Литература	78

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

ФИЗИКА ПЛАСТА
Курс лекций
по одноименной дисциплине
для студентов специальности 1-51 02 02
«Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»

Автор-составитель: **Пинчук Адам Петрович**

Редактор *Н. Г. Мансурова*

Компьютерная верстка *Н. В. Широглазова*

Подписано в печать 23.04.07.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура Таймс.

Ризография. Усл. печ. л. 4,65. Уч. - изд. л. 4,75.

Изд. № 43.

E-mail: ic@gstu.gomel.by

<http://www.gstu.gomel.by>

Издатель и полиграфическое исполнение:

Издательский центр

учреждения образования «Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого».

ЛИ № 02330/0131916 от 30.04.2004 г.

246746, г. Гомель, пр. Октября, 48, т. 47-71-64.