



КУРС ЛЕКЦИЙ
по учебной дисциплине:
Физика нефтяного и газового пласта.

**Автор профессор
Германович П.К.**

Рекомендуемая учебная литература

**1. Профессор П.К. Германович. Курс лекций
Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика**

Часть 1 Гидромеханика

Часть 2 Подземная гидромеханика.

Электронное учебное пособие. УлГУ 2015,2016

**2 Профессор П.К.Германович. Курс лекций
Физика нефтяного и газового пласта**

Электронное учебное пособие. УлГУ 2016

3. С.И. Иванов. Учебное пособие

**Интенсификация притока нефти и газа к скважинам
Москва Недра 2006.**

4. Профессор Германович П.К

Лабораторный практикум по ФНГП . Учебное пособие

**5. И.Т Мищенко Учебник Скважинная добыча нефти
РГУ нефти и газа Москва 2016**

Л е к ц и я 1.СВОЙСТВА И СТРУКТУРА НЕФТЕГАЗОВОГО ПЛАСТА.

Вопросы лекции.

1. Введение в дисциплину. Основные понятия и классификация пород по происхождению
2. Понятие коллектора нефти и газа и их классификация.
3. Природные коллекторы нефти и газа и их физические свойства.
4. Механические свойства горных пород.
5. Термические и электрические свойства пород

1. Введение в дисциплину. Основные понятия и классификация пород по происхождению

Физика нефтяного и газового пласта (ФНГП) – это наука, изучающая физические свойства пород нефтяных и газовых коллекторов, свойства пластовых жидкостей и газов, методы их анализа, а также физические основы увеличения нефте- и газоотдачи пластов

Целями освоения дисциплины «Физика нефтяного и газового пласта», является ознакомление обучающихся со свойствами пласта и современными способами их описания, с явлениями многофазности и многокомпонентности пласта,

Задачи освоения дисциплины сформировать представление о физических и физико-технологических свойствах пласта, о деформационных, волновых и тепловых процессах в пласте, о свойствах пластовых флюидов и фазовых превращениях углеводородов, о физике процессов вытеснения и увеличения нефтеотдачи пластов.

Изучение дисциплины позволит овладеть необходимыми знаниями и умениями применять их для освоения последующих специальных дисциплин.

Дисциплина базируется на курсах цикла естественнонаучных дисциплин Математика, Физика, Химия, Геология. Является опорой для изучения специальных дисциплин — Основы разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Управление энергетическим состоянием залежи, Разработки нефтяных месторождений, Управление продуктивностью скважин. Осложнённые условия разработки и эксплуатации нефтяных месторождений.

В результате изучения дисциплины студент должен :

знать:

- определение физических и физико-технологических свойств пласта
- определение пласта как многофазной многокомпонентной системы
- основные фильтрационно-ёмкостные свойства пласта
- определение основных свойств пластовых флюидов
- об явлениях фазовых превращений углеводородов
- о физике процессов вытеснения нефти и газа и процессов увеличения углеводородоотдачи пласта

уметь:

- анализировать и применять на практике данные о физических свойствах пластовых систем
- объяснять и оценивать влияние геологического строения пласта на его физические и физико-технологические свойства
- объяснять параметры, характеризующие процессы вытеснения углеводородов из пласта

владеть:

- составлять суждение о физических и физико-технологических свойствах пласта
- использовать данные физики пласта при проведении инженерных расчётов
- рассчитывать эффективные свойства многофазных, многокомпонентных пластовых систем

Объём дисциплины и виды учебной работы

Вид учебной работы	Количество часов (форма обучения очная)			
	Всего по плану	в т.ч. по семестрам		
		3	-	
1				
Аудиторные занятия:	12	12		
Лекции	6	6		
Практические и семинарские занятия	6	6		
Лабораторные работы (лабораторный практикум)				
Самостоятельная работа	96	96		
Всего часов по дисциплине	108	108		
Виды промежуточного контроля	зачёт	зачёт		

Основные понятия и классификация пород по происхождению

Земная кора сложена горными породами состоящими из минералов.

Минералами (от лат. *minera* - руда) называют природные образования, как правило, кристаллической структуры, приблизительно однородные по своему химическому составу, строению и физическим свойствам.

Горной породой - называют природное образование одного или нескольких минералов или скопление минеральных обломков.

Классификация горных пород по происхождению

Виды горных пород.Породообразующие процессы

1.Магматические или изверженные. Образовались в результате застывания на поверхности или в недрах земной коры силикатного расплава, называемой магмой (базальты, граниты и др.)

2.Осадочные. Образовались в результате осаждения органических и неорганических веществ на дне водных бассейнов и на поверхности материков (гравий, пески, галечники, глины и др.)

3.Метаморфические. Образовались из магматических и осадочных пород под влиянием высоких давлений и температур (гнейс, мрамор), химического действия растворов; образование происходит при погружении горных пород в глубь Земли в результате складчатости или при действии поднимающейся в высокие горизонты магмы (глинистые сланцы, яшма и др.)

2. Понятие коллектора нефти и газа и их классификация

Благоприятными условиями для накопления и сохранения нефти и газа в горных породах являются наличие пустот в породе, которые могут занимать нефть и газ, и залегание пород в виде геологических структур, препятствующих рассеиванию нефти и газа.

*Если горная порода обладает свойствами, которые обеспечивают подвижность нефти и газа в ее пустотном пространстве и, следовательно, возможность их извлечения, то ее называют **коллектором**.*

**Классификация коллекторов нефти и газа. Коллектор.
(Тип.Порода.) Литологический состав.**

Поровый.Пористая.

**Терригенные, несцементированные и сцементированные
гранулярные породы (пески, песчанки, алевролиты,
переотложенные известняки)**

Каверновый. Кавернозная.

**Карбонатные крупно- и мелкокавернозные породы
(известняки, доломиты, доломитизированные известняки)**

Трещинный.Трещиноватая.

**Плотные непроницаемые породы (плотные известняки,
мергели, алевролиты, сланцы), в том числе и
магматические.**

Трещинно-поровый. Трещиновато-пористая.

**Терригенные, сцементированные
гранулярные породы (песчаники,
алевролиты, переотложенные известняки).**

**Трещинно-каверновый. Трещиновато-
кавернозная.**

Карбонатные и реже хемогенные породы.

Трещинно-поровокаверновый.

Трещиновато-пористокавернозная.

Карбонатные, терригенные и реже хемогенные породы

Кавернопоровый.

Кавернозно-пористая.

Терригенные и карбонатные породы.

3. Природные коллекторы нефти и газа и их физические свойства.

Основные физические свойства пород, характеризующие нефтяную и газовую залежь которые необходимо знать для решения задач рациональной разработки и эксплуатации месторождений:

- гранулометрический состав пород;
- пористость пласта;
- проницаемость пород коллектора;
- удельная поверхность пород пласта;
- карбонатность пород;
- нефтегазоводонасыщенность коллекторов;
- механические свойства горных пород;
- теплофизические свойства горных пород;
- электрические свойства горных пород.

Гранулометрический (механический) состав пород

Пласты, сложенные песками, состоят из зерен неправильной формы и самых разнообразных размеров. Количественное (массовое) содержание в породе частиц различной величины принято называть *гранулометрическим (механическим) составом*.

Гранулометрический состав выражается в процентах содержания отдельных фракций (по размерам зерен) в образце породы.

Фильтрационная способность нефтегазового пласта.

Пористость пласта

Под *пористостью* горной породы понимают наличие в ней пустот (пор).

Коэффициентом полной (или абсолютной) пористости m_{π} называется отношение суммарного объема пор $V_{\text{пор}}$ в образце породы к видимому его объему $V_{\text{обр}}$:

$$m_{\pi} = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{обр}}} .$$

Проницаемость

Проницаемостью называют свойство горных пород пропускать сквозь себя жидкости и газы при наличии перепада давления.

Под *абсолютной* принято понимать проницаемость пористой среды, которая определена при движении в ней лишь одной какой либо фазы (газа или однородной жидкости), химически инертной по отношению к породе.

Эффективной или фазовой называется проницаемость пород для данного газа или жидкости при наличии или движении в порах многофазных систем. Величина ее зависит не только от физических свойств пород, но также от степени насыщенности порового пространства жидкостями или газом и от их физико-химических свойств.

Относительной проницаемостью пористой среды называется отношение эффективной проницаемости этой среды для данной фазы к абсолютной.

Для оценки проницаемости горных пород обычно пользуются линейным законом фильтрации Дарси, по которому скорость фильтрации жидкости в пористой среде пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости:

$$v = \frac{Q}{F} = k \frac{1}{\mu} \frac{\Delta p}{L},$$

где Q – объемный расход жидкости в единицу времени;

v – скорость линейной фильтрации;

μ – динамическая вязкость жидкости;

F – площадь фильтрации;

Δp – перепад давления;

L – длина пористой среды.

k – коэффициент фильтрации

Удельная поверхность пород пласта

Удельной поверхностью пород называется суммарная поверхность частиц или поровых каналов, содержащихся в единице объема образца. Удельная поверхность пористых тел зависит от степени дисперсности частиц, из которых они состоят. Вследствие малых размеров отдельных зерен песка и большой плотности их укладки поверхность порового пространства пласта может достигать огромных размеров, что значительно осложняет задачу полного извлечения нефти из породы.

Величиной удельной поверхности определяются многие свойства горной породы: проницаемость, адсорбционная способность, содержание остаточной (реликтовой) воды и др. Очень важно знать удельную поверхность нефтеносных пород также в связи с большим влиянием молекулярно-поверхностных сил на процессы фильтрации нефти.

Карбонатность пород пласта

Важное значение для промышленной практики имеет карбонатность пород, т. е. содержание в них солей угольной кислоты – известняка CaCO_3 , доломита $\text{CaCO}_3 \cdot \text{MgCO}_3$, сидерита FeCO_3 и т. д.

Карбонатность нефтяных коллекторов колеблется в широких пределах. Некоторые породы содержат карбонаты в небольшом количестве в виде цементирующего вещества, а другие почти целиком сложены карбонатами.

Определение карбонатности пород основано на химическом разложении содержащихся в них карбонатов и на учете количества выделившегося углекислого газа объемным или весовым

Нефтегазоводонасыщенность коллекторов

При образовании нефтяных залежей в водном бассейне откладывались пески, которые затем цементировались минеральными веществами, осаждавшимися из водных растворов. Следовательно, поры, образовавшиеся в процессе осаждения и последующей цементации указанных пород, в этот период образования нефтяных залежей были заполнены водой; появление в них нефти относится к последующему периоду их существования. В итоге они оказались заполненными водой и одновременно нефтью. Оставшаяся в пласте вода получила название *связанной* или *остаточной*.

Коэффициентом водонасыщенности (K_v) пласта называется отношение содержащейся в нем воды к суммарному объему пор, или количество воды, содержащейся в единице объема пор.

Зная коэффициент водонасыщенности (k_v) пласта, можно определить коэффициент нефтенасыщенности k_n его по формуле

$$k_n = 1 - k_v$$

Коэффициентом нефтенасыщенности пласта называется отношение объема содержащейся в нем нефти к суммарному объему пор, или количество нефти, содержащейся в единице объема пор. Нефть и газ находятся в объеме только сравнительно крупных пород (диаметром более 1 мкм), а более мелкие породы целиком заполнены связанной водой.

4. Механические свойства горных пород

Упругость, прочность на сжатие и разрыв, пластичность — наиболее важные механические свойства горных пород, с которыми приходится сталкиваться при разработке и эксплуатации нефтяных месторождений. Перечисленные механические свойства пород влияют на ряд процессов, происходящих в пласте в период разработки и эксплуатации месторождения. Основные факторы, определяющие физико-механические свойства породы, следующие:

- 1) глубина залегания породы, определяющая величину давления, испытываемого породой от веса вышележащей толщи (горное давление);
- 2) тектоника района, определяющая характер и степень интенсивности испытанных породой деформаций;
- 3) стратиграфические условия залегания;
- 4) внутрипластовое давление и условия насыщения пор жидкостями.

Упругие свойства горных пород

Большая часть горных пород при отсутствии высокого всестороннего давления как в условиях одноосного, так и сложного напряженного состояния, при быстром нагружении или разгрузке в большом диапазоне напряжений по мере увеличения напряжения на сжатие усиливается и деформация.

При нагрузке, соответствующей пределу прочности образца

$\sigma_{сж}$, происходит его разрушение. Характер зависимости между напряжением и деформацией определяется продолжительностью действия нагрузки на образец — *при медленном нагружении деформация почти всех горных пород отклоняется от закона прямой пропорциональности* .

Пластичность горных пород

Горные породы условно разделяются на
твердые, пластичные, сыпучие.

Хрупкость или пластичность не является постоянным свойством пород. Почти все породы при различных условиях приложения нагрузки могут вести себя и как хрупкие и как пластичные тела. При растяжении, изгибе и одноосном сжатии пластические свойства горных пород почти не проявляются.

Разрушение пород происходит без заметной пластической деформации. При всестороннем сжатии многие горные породы, хрупкие при простых деформациях, приобретают значительные пластические свойства. Горные породы, как правило, ограничено пластичны.

Сопротивление горных пород при различных видах деформации

Прочность горных пород и константы, характеризующие их механические свойства, зависят от вида деформаций. Значительную стойкость горные породы проявляют при сжатии, а при других деформациях их прочность невелика. Сопротивление разрыву, например, для горных пород иногда составляет всего 0,02 от сопротивления сжатию.

В значительной степени на величину прочности пород оказывают влияние минералогический состав и строение породы.

Набухание и размокание глинистых пород под воздействием воды

Известно, что многие глинистые составляющие горных пород при фильтрации воды способны набухать, что приводит иногда к значительному уменьшению проницаемости пористой среды со временем.

Предполагается, что процесс набухания глин происходит часто вследствие разницы в концентрации солей в перовом растворе и в воде, контактирующей с породой. Набухание сопровождается увеличением толщины гидратационных ионных слоев на поверхности глинистых частиц пород, удельная поверхность которых очень велика.

Интенсивность набухания глин зависит от химического состава, концентрации солей в поровой воде, а также от минералогического и гранулометрического состава пород, состава обменных ионов, структуры породы, характера ее внутренних связей, условий соприкосновения породы с водой. Набухание происходит тем

интенсивнее, чем меньше минерализация воды, вводимой в породу. При обратном соотношении концентраций растворов может происходить сжатие глинистых частиц подобное тому, какое наблюдается при их высыхании.

Термические и электрические свойства пород

Термические свойства горных пород характеризуются **теплоемкостью C** , **коэффициентом теплопроводности λ** или удельного теплового сопротивления и **коэффициентом температуропроводности a** .

С увеличением пористости, влажности и температуры **теплоемкость** пород возрастает. Зависит она также от минералогического состава, от количества и состава солей, которые растворены в воде, содержащейся в породе. Однако пределы изменения теплоемкости пород невелики: для горных пород, слагающих нефтяные залежи, она не выходит за пределы

$0,63 \dots 1,0$ кдж/(кг • град) ($0,15 \dots 0,24$ ккал/(кг • град)).

Коэффициент теплопроводности

возрастает с увеличением плотности пород и их влажности.

С ростом пористости пород теплопроводность их уменьшается. При свободном движении вод, способствующем дополнительному переносу тепла, коэффициент теплопроводности пород возрастает с увеличением проницаемости.

С увеличением нефтенасыщенности пород коэффициент теплопроводности также уменьшается. Он мало зависит от минерализации пластовых вод.

Породам также присуща анизотропия тепловых свойств — в направлении напластования теплопроводность выше, чем в направлении, перпендикулярном напластованию.

Рост газонасыщенности пород, так же как и уменьшение влажности, сопровождается уменьшением теплопроводности.

Зависимость коэффициента температуропроводности от других термических свойств пород определяется соотношением

$$\alpha = \frac{\lambda}{C\rho}$$

где α - коэффициент температуропроводности в $\text{м}^2/\text{с}$,

λ - коэффициент теплопроводности в $\text{Вт}/(\text{м} \cdot \text{град})$,

C - удельная массовая теплоемкость в $\text{Дж}/(\text{кг} \cdot \text{град})$;

ρ - плотность породы в $\text{кг}/\text{м}^3$.

Температуропроводность горных пород повышается с увеличением пористости и влажности. В нефтенасыщенных породах она более низка, чем в водонасыщенных, так как теплопроводность нефти меньше, чем воды. Температуропроводность пород почти не зависит от минерализации пластовых вод. Вдоль напластования температуропроводность пород несколько выше, чем поперек напластования.

Электрические свойства горных пород

Горные породы, как и многие другие вещества, обладают свойством проводить электрический ток. Это свойство пород определяется величиной *удельного электрического сопротивления*.

В практике промыслово-геофизических исследований за численное значение удельного электрического сопротивления принимается сопротивление породы в омах, имеющей поперечное сечение 1 м^2 и длину 1 м . При этом размерность удельного электрического сопротивления выражается в *ом м*.

Удельная электропроводимость представляет собой величину обратную удельному электрическому сопротивлению, и имеет размерность *См/м*.

Удельное электрическое сопротивление горных пород колеблется в очень широких пределах: от долей до сотен тысяч и даже миллионов *ом м*.

Удельное сопротивление горных пород зависит от электропроводности минералов, пористости, водонасыщенности, удельного сопротивления вод, структурных и текстурных особенностей пород и т. д.

По своей природе электропроводность горных пород может быть как электронной, так и ионной, причем для осадочных пород ионная проводимость в естественных условиях является доминирующей

Лекция 2

СОСТАВ И СВОЙСТВА ВНУТРИПОРОВЫХ КОМПОНЕНТ НЕФТЕГАЗОВОГО ПЛАСТА.»

Учебные вопросы лекции

- 1.Свойства нефтяной компоненты нефтегазового пласта**
- 2.Свойства газообразной компоненты нефтегазового пласта.**
- 3.Свойства водной компоненты нефтегазового пласта.**

1.Свойства нефтяной компоненты нефтегазового пласта

Свойства нефтяной компоненты нефтегазового пласта достаточно полно характеризует специальная наука реология

Реология - наука о деформационных свойствах материалов, т.е. об их способности изменять форму при действии деформирующих усилий, о законах, связывающих усилие, деформацию и время.

Именно различие в деформационных свойствах послужило первоначально признаком по которому вещества делят на газы, жидкости и твердые материалы.

Реологические свойства нефтей очень разнообразны и во многих случаях их поведение не определяется одним реологическим параметром - вязкостью. Нефти многих месторождений относятся к неньютоновским жидкостям, для которых не выполняется **закон внутреннего трения Ньютона -сдвиговые касательные напряжения прямо пропорциональны скорости сдвига.**

Разнообразие формы отклонения от неньютоновского поведения, проявляемые нефтями, определяются их химическим составом, а также условиями технологического процесса.

Наиболее распространенная реологическая модель для описания течения неньютоновских нефтей -это модель Шведова-Бингама.

$$\tau = \tau_0 + \eta \dot{\gamma}$$

где τ - напряжение сдвига;

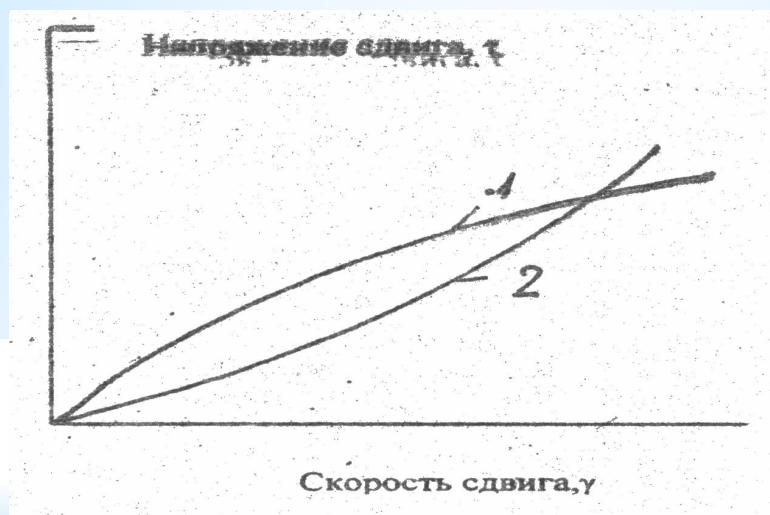
τ_0 - предельное напряжение сдвига, превышение которого приводит к возникновению вязкого течения;

η - эффективная (пластическая) вязкость;

$\dot{\gamma}$ - скорость сдвига.

Различают:

- вязкопластичной жидкости (прямая линия)
- Псевдопластичные жидкости (линия выпуклостью вверх, линия 1)
- Дилатантные жидкости (линия выпуклостью вниз линия 2)



Для описания жидкостей такого типа используется зависимость вида:

$$\tau = K \dot{\gamma}^n$$

где K – мера консистенции жидкости (чем выше вязкость жидкости, тем больше K);

n – величина характеризующая степень неньютоновского поведения материала ($n < 1$) (чем больше n отличается от 1, тем отчетливее проявляются неньютоновские свойства).

Величины K и n являются постоянными для данной жидкости. Вогнутая кривая 2 на рисунке характеризует реологическую кривую дилатантных жидкостей. Дилатантными называют системы, допускающие изменения объема вызванным простым сдвигом. Существуют нефти с реологическими характеристиками, зависящими от времени, эффективная вязкость которых при постоянном напряжении сдвига уменьшается с увеличением продолжительности сдвигового воздействия. Такие нефти называются **тиксотропными**.

2.Свойства газообразной компоненты нефтегазового пласта.

Распределение компонентов нефтяного газа в жидкой и газовой фазах определяется закономерностями растворения газа в нефти. По закону Генри растворимость газа в жидкости пропорциональна давлению:

$$V_g = \kappa p V_{ж},$$

где V_g -объем растворенного газа, приведенный к атмосферному давлению, в m^3 ; $V_{ж}$ -объем жидкости, в которой растворяется газ, в m^3 ,
 κ - коэффициент растворимости в m^2/n ; p -абсолютное давление газа в n/m^2 .

Из выражения следует, что **коэффициент растворимости** показывает, сколько газа растворяется в единице объема жидкости при увеличении давления на 1 единицу:

$$k = \frac{V_g}{V_{ж} p}$$

Коэффициент растворимости измеряется в m^2/n . Разные компоненты нефтяного газа обладают различной растворимостью. Установлено, что разница в абсолютных величинах растворимости газов в исследованных нефтях и характер изотерм растворимости связаны с различным фракционным и углеводородным составом нефтей.

3.Свойства водной компоненты нефтегазового пласта.

По мере эксплуатации нефтяных месторождений скважины постепенно обводняются. Содержание пластовой воды в скважинной продукции растет и может достигать 95-98 %.

Состав пластовых вод разнообразен и зависит от природы эксплуатируемого нефтяного пласта, физико-химических свойств нефти и газа.

Различают следующие виды пластовых вод:

- подошвенные** (вода, заполняющая поры коллектора под залежью);
- краевые** (вода, заполняющая поры вокруг залежи);
- промежуточные** (между пропластками);
- остаточные** (оставшаяся со времен образования залежи вода).

Свойства пластовых вод: минерализация, плотность, вязкость, сжимаемость, расширяемость, электропроводность.

Минерализация воды характеризует содержание в ней растворенных солей в г/л. В пластовых водах всегда растворено некоторое количество солей. По степени минерализации пластовые воды делятся на четыре типа:

- * рассолы ($Q > 50$ г/л);
- * соленые ($10 < Q < 50$ г/л);
- * солоноватые ($1 < Q < 10$ г/л);
- * пресные ($Q \leq 1$ г/л).

Минерализация пластовой воды растет с глубиной залегания пластов.

- * В пластовой воде содержатся ионы растворенных солей:
- * Анионы, катионы, ионы микроэлементов, коллоидные частицы SiO_2 ; Fe_2O_3 ; Al_2O_3 , нафтеновые кислоты и их соли.
- * Больше всего в воде содержится хлористых солей, до 80-90 % от общего содержания солей.

По *типу* растворённых в воде солей различают *хлоркальциевые* (хлоркальциево-магниевые) и *гидрокарбонатные* (гидрокарбонатно-натриевые, щелочные) пластовые воды.-). Соли пластовых вод влияют и определяет её *жёсткость*.

Жёсткостью называется суммарное содержание растворённых солей двухвалентных катионов: *кальция, магния и железа*.

* Жёсткость различают *временную* (карбонатную) и *постоянную* (некарбонатную). Временная жёсткость или карбонатная (Жк) обусловлена содержанием в воде карбонатов или гидрокарбонатов двухвалентных металлов: кальция, магния, железа. Природные воды в зависимости от содержания в них двухвалентных катионов кальция, магния, железа подразделяются на следующие типы:

- * - очень мягкая вода - до 1,5 Ммоль/л;
- * - мягкая вода - 1,5-3,0 Ммоль/л;
- * - умеренно жёсткая вода - 3,0-6,0 Ммоль/л;
- * - жёсткая вода - более 6 Ммоль/л.

Жесткость пластовой воды и ее тип по жесткости определяется экспериментально-расчетным путем.

Временную (карбонатную) жёсткость можно устранить термическим методом, длительным кипячением или химическим методом - добавлением гидроксида кальция $\text{Ca}(\text{OH})_2$. В обоих случаях выпадает в осадок карбонат кальция CaCO_3 .

Постоянную жёсткость устраняют химическим способом с помощью добавления соды или щёлочи.

Содержание водородных ионов в воде определяется *показателем концентрации водородных ионов (pH)*, который равен отрицательному логарифму концентрации ионов водорода:

$$\text{pH} = -\lg \text{C}_{\text{H}^+},$$

где C_{H^+} - концентрация ионов водорода.

Показатель pH характеризует активную часть ионов водорода, которая образовалась в результате диссоциации молекул воды.

В зависимости от pH воды подразделяются на:

- * - нейтральные (pH=7);
- * - щелочные (pH>7);
- * - кислые (pH<7).

* Поскольку константа диссоциации воды зависит от температуры и давления, то эти параметры влияют на величину pH. С возрастанием температуры pH уменьшается и это обстоятельство необходимо учитывать при закачке воды в пласт. *Плотность* пластовых вод сильно зависит от минерализации, т.е. содержания растворённых солей. В среднем плотность пластовой воды изменяется в диапазоне: 1010-1210 кг/м³, однако встречается и исключение - 1450 кг/м³. Пластовые воды месторождений нефти и газоконденсатов Томской области имеют небольшую плотность: для мезозойских месторождений > 1007 - 1014 кг/м³; для палеозойских > 1040 - 1048 кг/м³; сеноманские воды > 1010 - 1012 кг/м³.

* *Вязкость* воды в пластовых условиях зависит, в основном, от температуры и минерализации. С возрастанием минерализации вязкость возрастает. Наибольшую вязкость имеют хлоркальциевые воды по сравнению с гидрокарбонатными и они приблизительно в 1,5-2 раза больше вязкости чистой воды. С возрастанием температуры вязкость уменьшается. От давления вязкость зависит двояко: в области низких температур (0-40 оС) с возрастанием давления вязкость уменьшается, а в области высоких температур (выше 40 оС) возрастает.

Тепловое расширение воды характеризуется коэффициентом теплового расширения:

$$E = \frac{\Delta V}{V \cdot \Delta t}.$$

коэффициент теплового расширения воды (E) характеризует изменение единицы объёма воды при изменении её температуры на 1 °С. он колеблется в пределах (18-90) · 10⁻⁵ 1/°С. С увеличением температуры коэффициент теплового расширения возрастает, с ростом пластового давления - уменьшается.

Коэффициент сжимаемости воды характеризует изменение единицы объёма воды при изменении давления на единицу:

$$\beta_V = \frac{\Delta V}{\Delta P \cdot V}$$

Коэффициент сжимаемости воды изменяется для пластовых условий от 3,7×10⁻¹⁰ до 5,0×10⁻¹⁰ Па⁻¹. При наличии растворённого газа он увеличивается, и приближённо может оцениваться по формуле:

$$\beta_{вг} = \beta_v (1 + 0,05 \cdot S),$$

где S - количество газа, растворённого в воде, м³/м³.

Объёмный коэффициент пластовой воды характеризует отношение удельного объёма воды в пластовых условиях к удельному объёму воды в стандартных условиях:

$$b_{п.в.} = \frac{v^{паст.}}{v^{с.у.}}$$

Соли пластовых вод - электролиты. Электролитом называются химические соединения, которые при взаимодействии с растворителем полностью или частично диссоциируют на ионы. **Электропроводность пластовых вод** имеет широкое применение.

Удельная электропроводность (χ) характеризует количество электричества, которое протекает в 1 секунду через 1 см² поперечного сечения раствора электролита (S) при градиенте электрического поля в 1 в (R) на 1 см длины (L).

Удельная электропроводность имеет размерность в системе СИ [ом·м]⁻¹, в системе СГС [ом·см]⁻¹. С увеличением минерализации и полярности удельная электропроводность растет. Удельная электропроводность изменяется в диапазонах: у речной воды = 10⁻¹ - 10⁻²; пластовой воды = 10⁻¹ - 1; морской воды = 3 - 4; воды с 5 % содержанием NaCl = 6,6; воды с 20 % содержанием NaCl = 20; нефтей = 0,5 · 10⁻⁷ - 0,5 · 10⁻⁶; газоконденсатов = 10⁻¹⁰ - 10⁻¹⁶ [ом·м]⁻¹.

Вода, находясь в контакте с нефтью, частично в ней растворяется. Коэффициент растворимости нефти в воде зависит от наличия в воде полярных составляющих. Чем легче нефть, тем меньше в ней растворено воды. Нефти парафинового основания содержат мало воды. С ростом в нефти содержания ароматических углеводородов и гетероатомных соединений, растворимость воды в нефти растёт.

За счёт растворения воды в нефти происходят изменения в зоне водонефтяного контакта. Чёткой границы вода-нефть не существует ("зеркало" не образуется). За счёт растворения воды в нефти и диспергирования их друг в друга образуется так называемая "переходная зона", высота которой зависит от величины полярности нефти.

Л е к ц и я 3

ФАЗОВЫЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ

Учебные вопросы лекции

1. Фазовые превращения одно-, двух и многокомпонентных углеводородных систем

2. Поведение бинарных и многокомпонентных смесей в критической области.

3. Фазовые изменения газонефтяных смесей при давлении и температуре ниже критических.

1. Фазовые превращения одно-, двух и многокомпонентных углеводородных систем

В процессе эксплуатации месторождений в пластах непрерывно изменяются давления, количественное соотношение газа и нефти, а иногда и температура. Это сопровождается непрерывными изменениями состава газовой и жидкой фаз и переходом различных углеводородов из одной фазы в другую.

Особо интенсивные процессы таких превращений происходят при движении нефти по стволу скважины от забоя к устью. Вследствие быстрого падения давления из нефти выделяется значительное количество газа и около устья поток нефти превращается иногда в тонкодисперсную взвесь микрокапель нефти в газовой среде.

Точно так же и дальнейшее движение нефти и газа к потребителю сопровождается непрерывными фазовыми превращениями. Например, газ, содержащий значительное количество бензиновых фракций в парообразном состоянии, проходит специальную обработку, при которой из него извлекается газовый бензин; из нефти, уже не содержащей газа, стараются извлечь и уловить наиболее летучие жидкие фракции, чтобы уменьшить потери нефтепродуктов от испарения при хранении их в резервуарах, и т. д.

Закономерности фазовых переходов и фазовое состояние газонефтяных смесей при различных условиях необходимо знать для решения многих задач нефтепромысловой практики. Например, закономерности фазовых изменений углеводородов представляют основной исходный материал, на котором базируется разработка так называемых газоконденсатных месторождений . Теорией фазовых изменений пользуются для расчета количества и состава газа, выделяющегося из нефти при различных давлениях и температурах, количества и состава бензиновых фракций, содержащихся в газе, и т. д.

1.1. Фазовые превращения однокомпонентных систем

Опыт показывает, что углеводородные газы меняют свой объем подобно всем индивидуальным веществам в зависимости от температуры и давления примерно в соответствии с графиками, приведенными на рис.8, а. Как видно, каждая из кривых соответствует фазовым изменениям однокомпонентного газа при постоянной температуре и имеет три участка. Справа от пунктирной линии отрезок соответствует газовой фазе, горизонтальный участок — двухфазной газожидкостной области и левый участок — жидкой фазе. Отрезок пунктирной кривой вправо от максимума в точке С называется кривой точек конденсации (или точек росы), а влево от максимума — кривой точек парообразования .(кипения). В точке С пунктирной линии кривые парообразования и конденсации сливаются. Эта точка называется «критической».

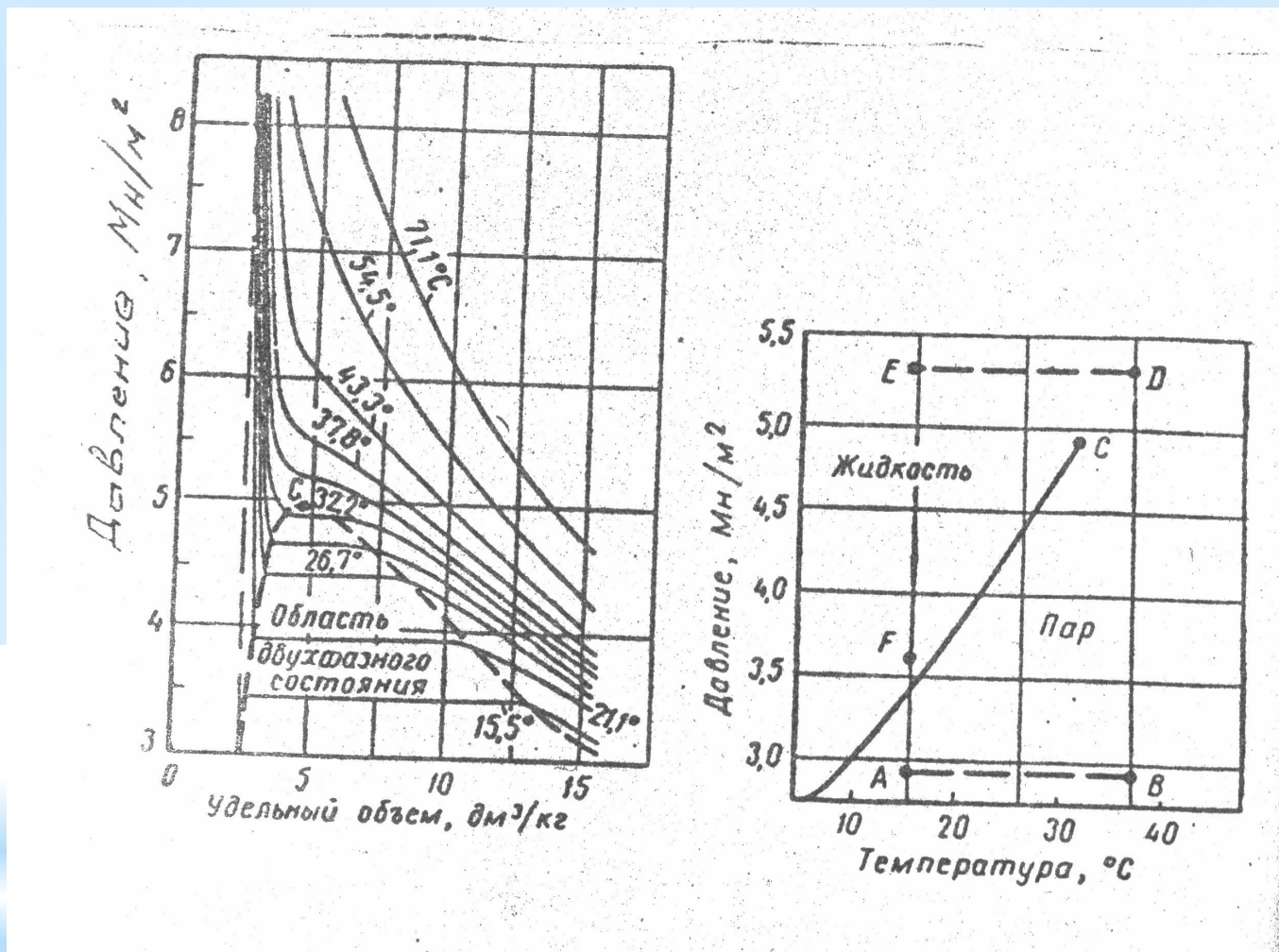


Рис. 1 Диаграммы фазового состояния чистого этана

С приближением давления и температуры к их критическим значениям свойства газовой и жидких фаз становятся одинаковыми, поверхность раздела между ними исчезает и плотности их уравниваются. Следовательно, с приближением к критической точке по кривой начала кипения плотность жидкой фазы будет непрерывно убывать. Если же к ней приближаться по линии точек конденсации, то плотность пара будет непрерывно возрастать. Для изотермических фазовых превращений однокомпонентных газов характерно постоянство давлений в двухфазной области, т.е. после начала конденсации газа дальнейшее превращение его в жидкость при уменьшении объема системы происходит при постоянном давлении до тех пор, пока весь газ не превратится в конденсат.

Точно так же при снижении давления после начала парообразования дальнейшее кипение (испарение) жидкой фазы происходит при постоянном давлении.

Присутствовать в системе обе фазы одновременно (жидкость и пар) при данной температуре могут только при давлениях, равных упругости насыщенного пара этой жидкости.

Фазовые превращения углеводородов могут быть представлены также в координатах «давление p температура T » (рис. 8, б). Для однокомпонентной системы кривая давления насыщенного пара на графике «давление — температура» является одновременно кривой точек начала кипения и линией точек росы. При всех других давлениях и температурах, не лежащих на этой кривой, вещество находится в однофазном состоянии — в жидком, если приданной температуре давления выше кривой давления насыщенного пара. Если при той же температуре давления ниже кривой давления насыщенного пара, вещество находится в паровой или газовой фазе. Фазовая диаграмма индивидуальных углеводородов в координатах «давление — температура» ограничивается критической точкой C . Для однокомпонентных систем она определяется наивысшими значениями давления и температуры, при которых еще могут существовать две фазы одновременно. Из рис. 1, б видно, что путем соответствующих изменений давления и температуры углеводороды можно перевести из парообразного состояния в жидкое, минуя двухфазную область. Действительно, газ, характеризующийся параметрами точки A , можно путем изобарического нагрева довести до температуры точки B , а затем, повысив давление в системе при постоянной температуре, перевести вещество в область (точка D), лежащую выше критической точки C . При этом свойства системы изменяются непрерывно и никакого разделения углеводорода на фазы не произойдет. При дальнейшем охлаждении системы (то точки D до точки E), а затем при снижении давления до соответствующей точке F вещество приобретает свойства жидкости, минуя область двухфазного состояния вещества. Значительно сложнее закономерности фазовых переходов двух и многокомпонентных систем.

С появлением в системе двух и более компонентов в закономерностях фазовых изменений возникают особенности, отличающие их от поведения однокомпонентного газа. В качестве примера на рис. 2, а приведена зависимость «объем — давление» для смеси пентана и гептана с массовой концентрацией последнего 52,4 %. Величина критических температур различных смесей находится между критическими температурами компонентов, а критическое давление смеси всегда выше, чем критическое давление любого компонента. Как видно из рис. 2, б, размеры двухфазной области также зависят от состава смеси — они возрастают по мере того, как в составе смеси распределение между компонентами становится более равномерным.

Естественные углеводородные системы (нефтегазовые смеси в особенности) отличаются большим разнообразием состава. Поэтому фазовые диаграммы нефтегазовых смесей, сохраняя принципиальные черты фазовых переходов двухкомпонентных систем, обладают еще своими в основном количественными особенностями, определяющимися составом нефтей и газов. Особо большой интерес для промышленной практики представляет поведение многокомпонентных систем в критической области.

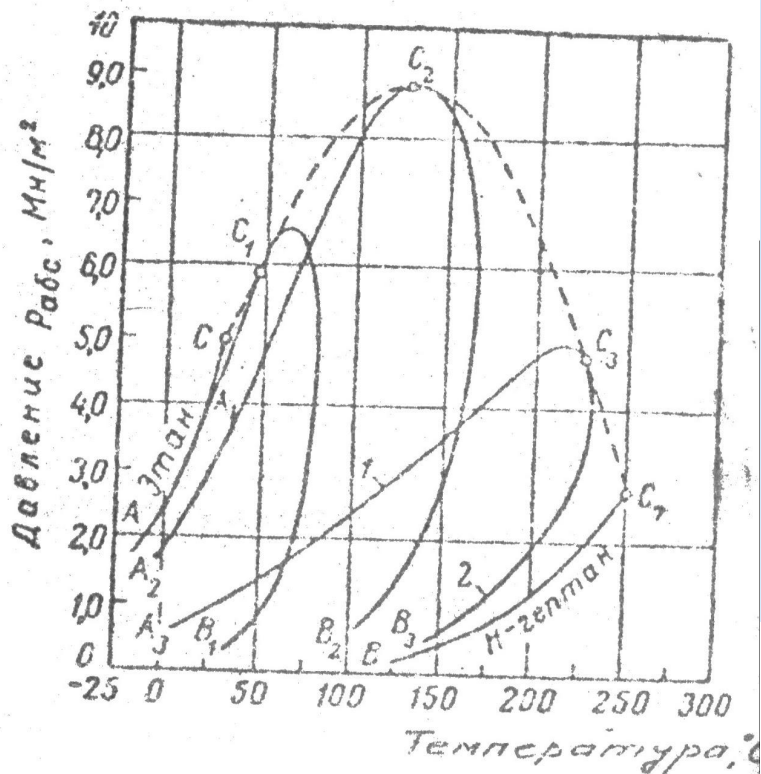
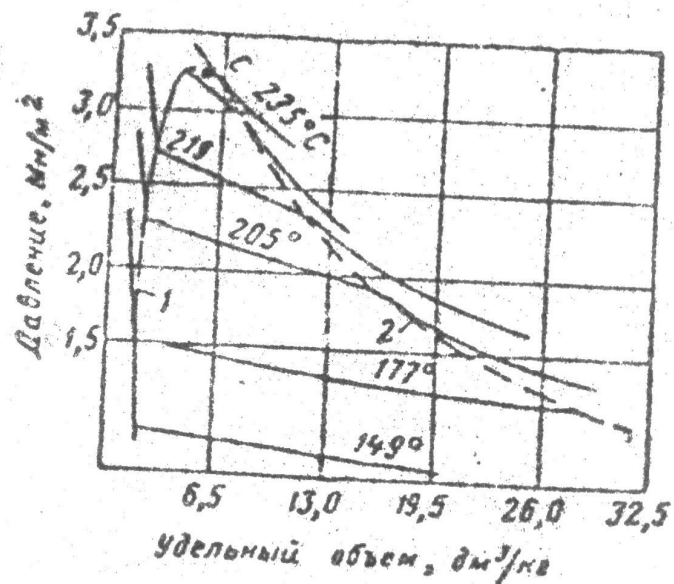


Рис. 2. Диаграммы фазового состояния двухкомпонентных систем.

А — зависимость «давление — удельный объем» для смеси *n*-пентана и *n*-гептана. Содержащей 52,4% по весу *n*-гептана, б — диаграмма «давление — температура» для смесей этанас к-гептаном (точки С1, 02 и Сз — критические точки смесей, содержащих соответственно 80,22., 50,25 и 9,8 % по весу этана). 1 — линия точек начала парообразования; 2 — линия точек росы.

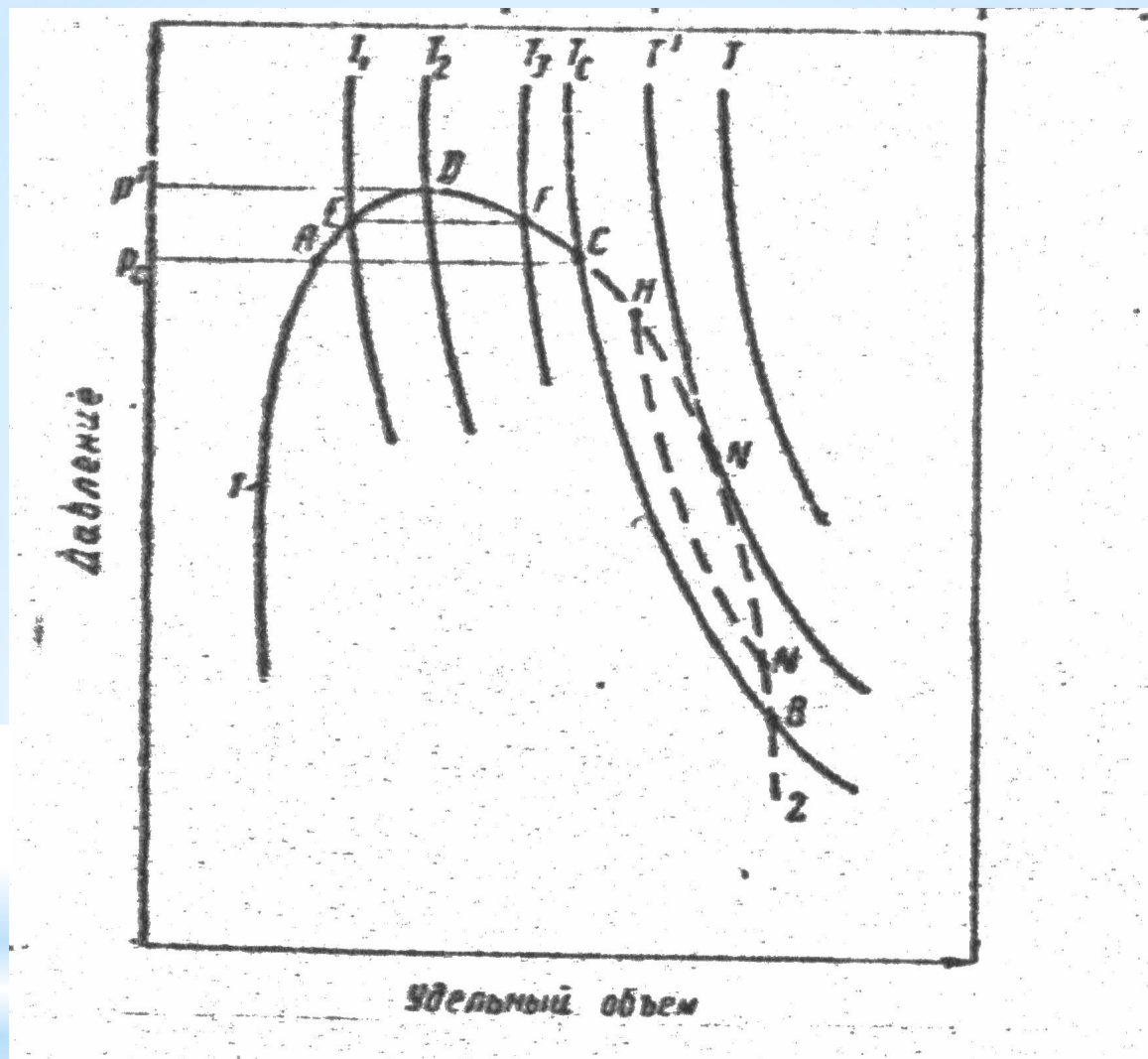
2. Поведение бинарных и многокомпонентных смесей в критической области

Типовые изотермы многокомпонентных углеводородных смесей вблизи критической области показаны на рис. 10. Сплошной линией нанесена кривая точек парообразования, пунктирной — точек конденсации. Как уже упоминалось, основным признаком критической точки — одинаковые свойства газовой и жидкой фаз, т. е. она находится в точке пересечения кривых начала конденсации и парообразования — в точке C .

Из рис. 10 следует, что в критической точке давление и температура не наибольшие, при которых еще возможно одновременное существование обеих фаз. Действительно, при давлении, несколько меньшем p' , но большем, чем критическое давление p_c , в системе появляется газовая фаза, находящаяся в равновесии с жидкой. Это относится ко всей области $AOCA$. Точно так же в области $CNBC$ существуют одновременно две фазы, несмотря на то, что при этом температура в системе выше критической температуры T_c .

В области выше критической с изменением температуры и давления в многокомпонентной системе происходят необычные фазовые превращения. Чтобы убедиться в этом, рассмотрим изобарическое расширение насыщенной газом жидкости по линии EF вследствие повышения температуры от $T1$ до $T3$. В точке E при увеличении температуры жидкость закипает. По мере увеличения температуры вначале объем газовой фазы увеличивается. Однако при дальнейшем повышении температуры объем газовой фазы, достигнув максимума, очевидно, вновь начинает уменьшаться, так как в точке F , так же как и в точке E , лежащей на кривой начала парообразования, содержание паровой фазы в системе равно нулю. В однокомпонентной же системе, а также в многокомпонентных «смесях с низкой температурой при изобарическом расширении с ростом температуры количество газовой фазы непрерывно растет, пока вся жидкость не превратится в пар.

Необычные процессы испарения и конденсации возможны также и при температурах выше критических — в области $CNBC$. Например, при изотермическом расширении от точки N до M , лежащих на линии точек начала конденсации, система проходит двухфазную область. Причем количество конденсата вначале увеличивается и, достигнув максимума, жидкая фаза в точке M вновь исчезает.



**Рис. 3. Типовые изотермы многокомпонентных углеводородных смесей
вблизи критической области:**

1 – кривая точек парообразования; 2 – кривая точек конденсации

Аналогичные явления в области выше критических $p_{кр}$ и $T_{кр}$ наблюдаются не только при изотермическом или изобарическом расширении и сжатии смеси, но также и при осуществлении процесса по любой другой кривой.

Рассмотренные необычные процессы фазовых превращений двух- и многокомпонентных систем в области выше критической называются процессами обратного или ретроградного испарения и конденсации.

Фазовая диаграмма, приведенная на рис. 10, типична для многих систем. Однако условия возникновения ретроградных явлений и вид p — V — T -диаграмм (V — удельный объем, p — давление и T — абсолютная температура) в области критических точек могут быть в зависимости от состава углеводородных смесей другими. Так, например, на рис. 11 показаны фазовые диаграммы в координатах p — T (давление — температура) с другими условиями возникновения ретроградных явлений, где нанесены лишь кривые точек конденсации и кривые точек парообразования 1, ограничивающие двухфазную область. Диаграмма рис. 11, а аналогична зависимости p — V , приведенной на рис. 10. Здесь в области BCN возникают процессы обратной изотермической конденсации, а в области ACD — процессы обратного изобарического испарения.

Если критическая область характеризуется диаграммой (рис. 4, б), где критическая точка С существует при давлении и температуре ниже максимальных p' и T' , лежащих на кривой парообразования, то изотермическое обратное испарение происходит в области CBN , а изобарическое ретроградное испарение — в области $\tilde{A}ND$.

Обычно критическая точка находится справа от максимального давления, при котором могут одновременно сосуществовать жидкая и газовая фазы, когда в углеводородной смеси массовая концентрация гептана и более тяжелых фракций высокая, а метана низкая (см. рис. 1, б).

Ретроградные явления характеризуются диаграммой вида (рис. 4, б), когда максимальное давление p' находится на кривой точек конденсации, а критическое давление — между p' и T' . Изотермическая ретроградная конденсация возникает тогда по любой вертикальной линии в области $BCDN$. В области CAD могут происходить явления обратной изобарической конденсации.

Такие диаграммы характерны для жирных и конденсатных газов.

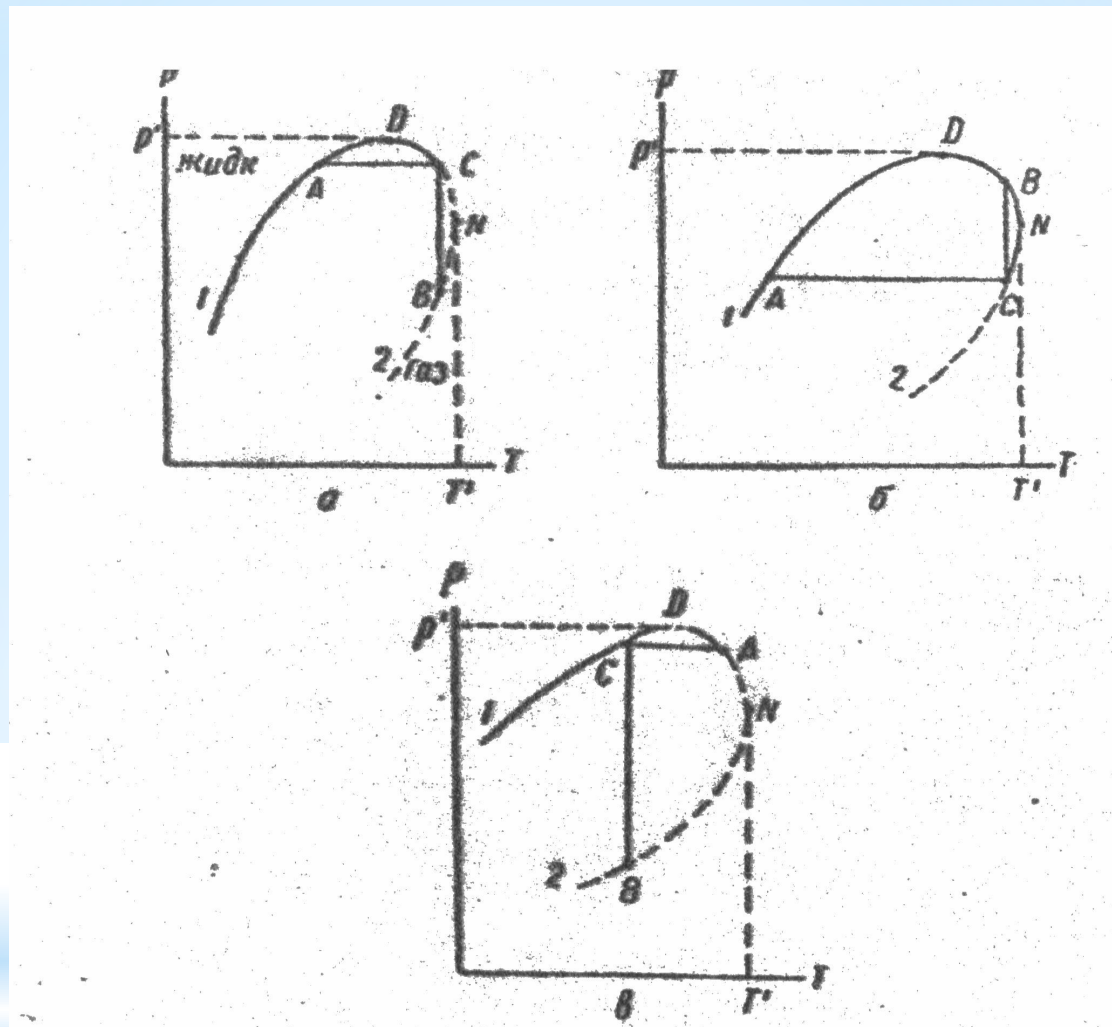


Рис. 4 Различные виды фазовых диаграмм:
1 – кривая точек парообразования; **2** – кривая
 точек конденсации

Из рис. 3 и 4 следует, что изотермические ретроградные явления происходят только при температурах выше критической и ниже максимальной двухфазной температуры. Изобарические процессы испарения и конденсации наблюдаются между критическим и максимальным двухфазным давлением.

Ретроградные процессы испарения и конденсации сопровождаются непрерывным изменением состава и объемного соотношения жидкой и паровой фаз. Например, по рис. 5, соответствующему фазовой диаграмме, приведенной на рис. 4, в, можно проследить течение процессов обратного испарения и конденсации. На рис. 5 нанесены дополнительные кривые, характеризующие количество жидкой фазы в системе при различных давлениях и температурах. При прохождении по изотерме (допустим, АМ) от точки конденсации до точки парообразования можно проследить ретроградный процесс. При давлении, соответствующем точке О, молекулы приблизятся друг к другу достаточно, чтобы силы притяжения начали действовать между тяжелыми молекулами; образуется жидкая фаза, состоящая в основном из тяжелых углеводов. Этот процесс будет происходить до давления p_k , при котором притяжение между легкими молекулами, оставшимися в газе, до этого слабое станет более эффективным из-за большой близости молекул. С этого момента молекулы тяжелых углеводов начинают вновь втягиваться в паровую фазу.

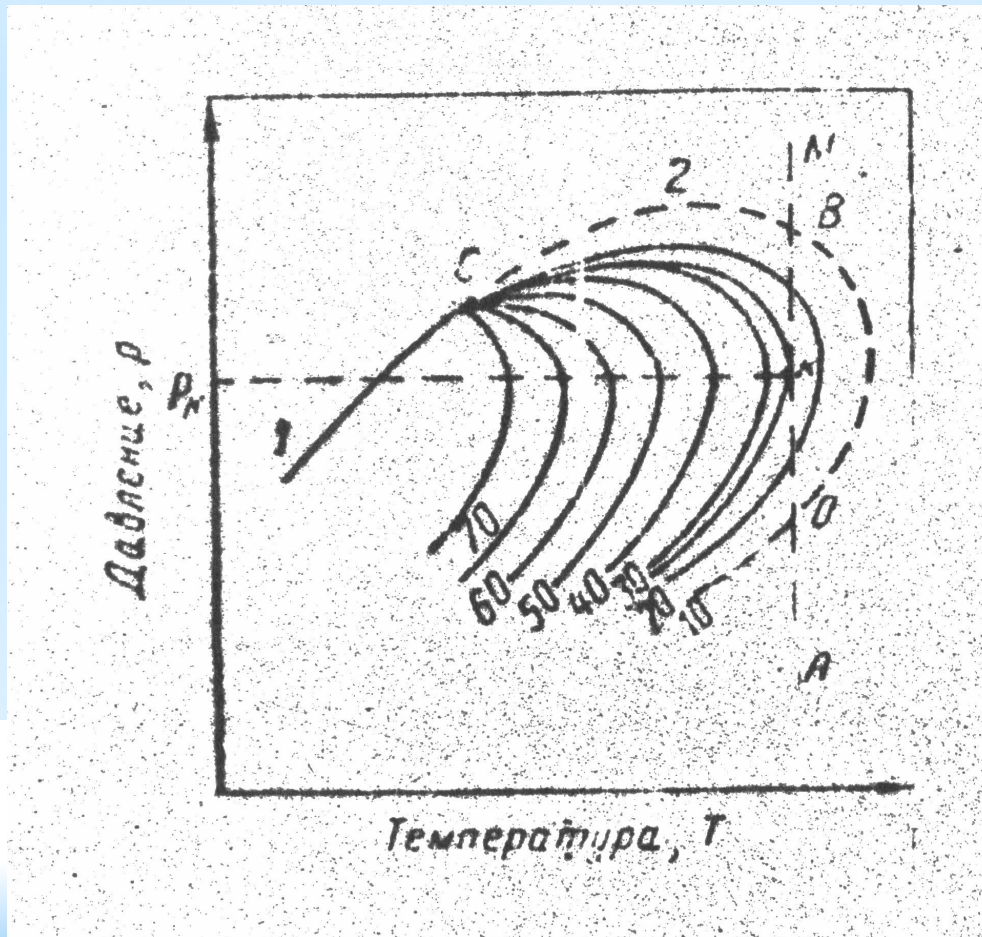


Рис. 5. Фазовая диаграмма вблизи критической точки

При давлении рк выделяется максимальное количество жидкой фазы и называется оно давлением максимальной конденсации.

С дальнейшим ростом давления взаимодействие молекул в жидкости также несколько уменьшается вследствие растворения в ней легких углеводородов. Относительная плотность газовой фазы увеличивается, и тяжелые компоненты жидкой фазы начинают все более и более растворяться в плотной газовой фазе до тех пор, пока не закончится процесс ретроградного испарения.

Из сказанного следует, что процесс ретроградного испарения можно упрощенно рассматривать как растворение тяжелых компонентов в плотной паровой фазе подобно тому, как тяжелые фракции нефти растворяются в легком бензине.

Описанные явления обратной конденсации известны в природных условиях — в газовых и газонефтяных месторождениях с высокими пластовыми давлением и температурой. Такие месторождения называются газоконденсатными. В состав газов газоконденсатных месторождений в основном входит метан (80—94 % по объему). Этан, пропан и бутан содержатся от долей процента до 4 %.

На долю пентана и более высококипящих углеводородов в газоконденсатных месторождениях, залегающих на глубине более 1500 м, приходится 1,5—5% (массовая концентрация). Например, на месторождении Зыря (Азербайджан) начальное содержание жидких углеводородов — конденсата, представляющего собой смесь бензиновых и более тяжелых фракций плотностью 785 кг/м³ и ниже, — составляло 0,28кг/м³. В составе газов газоконденсатных залежей присутствуют иногда и неуглеводородные газы (азот, диоксид углерода и др.).

В газовой шапке газонефтяных месторождений при глубоком залегании пласта может содержаться значительное количество тяжелых компонентов, так как нефть — богатый источник жидких углеводородов, которые при высоком пластовом давлении и температуре растворяются в газовой фазе. Лишь иногда, когда в пласте залегает нефть, бедная бензиновыми фракциями, в газовой шапке содержится мало пентана и более высоких углеводородов.

Необходимо особо подчеркнуть, что при эксплуатации газоконденсатных месторождений следует обязательно и точно учитывать фазовые превращения, сопровождающие изменение давления и температуры смеси. Даже небольшие снижения пластового давления в таких месторождениях могут привести к выпадению конденсата из паровой фазы в пласт. Конденсат при этом смочит огромную поверхность пористой среды и будет в значительной мере потерян.

В настоящее время ведутся исследования возможностей искусственного превращения истощенных залежей нефти частично или полностью в газоконденсатные путем нагнетания в пласт газов высокого давления.

Исследования системы нефть — углеводородные газы, проведенные в научно-исследовательских институтах, показывают, что критические давления для многих советских нефтей в системах нефть — метан находятся выше 50 Мн/м³. Однако при добавлении в метан его ближайших гомологов — этана, пропана и бутана — критические давления в системе нефть — газ удавалось снижать до 15 Мн/м³. Исследования показали также, что на величину критического давления оказывает влияние порода пласта. Значительное (до 40 %) снижение этого давления можно объяснить адсорбцией асфальто-смолистых компонентов нефти на поверхности твердых частиц, и таким образом порода способствует изменению состава жидкой фазы, как бы обогащая ее легкими фракциями, которые способны переходить в паровую фазу при меньших давлениях. Остаточная вода, по-видимому, способствует увеличению критического давления на 10—15 %.

3. Фазовые изменения газонефтяных смесей при давлении и температуре ниже критических

В процессе эксплуатации нефтяных месторождений обычно приходится сталкиваться с нефтегазовыми смесями, находящимися в докритической области. Несмотря на обычный характер протекающих при этом процессов испарения и конденсации, исследование фазовых соотношений нефти и газа в пластовых условиях сопряжено с весьма большими трудностями, так как газ и нефть — многокомпонентные смеси, причем нефть имеет чрезвычайно сложный углеводородный состав.

Изучение фазовых изменений нефтегазовых смесей осложняется также большим разнообразием условий выделения и растворения газов в нефти. Иногда освобождающийся из раствора газ остается в контакте с нефтью или же он движется относительно нефти. Следовательно, условия выделения газа в пласте при его эксплуатации неодинаковые, что, как показывают исследования, оказывает влияние на состав фаз и их соотношение. Поэтому при практических исследованиях фазовых изменений газонефтяных смесей прибегают к некоторым упрощениям и к стандартизации условий испарения и конденсации. Например, для большинства практических целей нефтедобычи оказывается достаточным рассматривать газ и нефть как смесь с ограниченным числом компонентов.

Это в значительной степени упрощает задачу исследования фазовых соотношений, так как всю дегазированную нефть можно рассматривать как один из наименее летучих компонентов. А количество и состав газовой фазы в нефти современные методы анализа позволяют определять весьма точно. При умеренных давлениях и температурах в газе обычно содержится небольшое количество тяжелых углеводородов и поэтому их можно обобщить с нефтяным остатком, обозначив как «пентаны и более тяжелые» или «гептаны и более тяжелые» и т. д. Фазовые переходы подчиняются определенным закономерностям, в основе которых лежит понятие равновесия фаз. Равновесие фаз характеризуется константой равновесия, которая зависит от температуры и давления.

Константа фазового равновесия i -го компонента в газовой фазе (y_i или N_{y_i}) к мольной доле этого компонента в жидкой фазе (x_i или N_{x_i}), находящейся в равновесном состоянии с газовой фазой:

$$K_{P_i} = \frac{y_i}{x_i}; \quad K_{P_i} = \frac{N_{y_i}}{N_{x_i}}.$$

Для определения равновесного состояния газожидкостных смесей используются законы Дальтона и Рауля.

Согласно закону Дальтона каждый компонент, входящий в газовую фазу имеет свое парциальное давление P_i , а общее давление в газовой системе равно сумме парциальных давлений:

$$P = \sum_{i=1}^n P_i$$

Согласно закону Рауля, парциальное давление компонента над жидкостью (нефтью) равно давлению насыщенного пара ($P_{\text{нас. пара}}$) или упругости пара (Q_i) и этого компонента, умноженному на его мольную долю в нефти:

$P_i = N_{xi} \cdot Q_i$ или $P_i = N_{xi} \cdot P_{i \text{ нас. пара}}$,

где Q_i — упругость паров компонента;

N_{xi} — мольная доля компонента;

$P_{i \text{ нас. пара}}$ — давление насыщенного пара i -го компонента.

В момент равновесия парциальное давление i -го компонента в газовой фазе равно парциальному давлению компонента над жидкостью. И это описывается законом Дальтона-Рауля для равновесного состояния газовой и нефтяной фазы:

В момент равновесия парциальное давление i -го компонента в газовой фазе равно парциальному давлению компонента над жидкостью. И это описывается законом Дальтона-Рауля для равновесного состояния газовой и нефтяной фазы:

$$N_{yi} \cdot P = N_{xi} \cdot Q_i ;$$

$$\frac{Q_i}{P} = \frac{N_{yi}}{N_{xi}} = \text{const} = K_{pi} ,$$

где K_i — константа равновесия i -го компонента при данной температуре и давлении смеси. Оценить состав газовой (N_{yi}) и жидкой (N_{xi}) фаз можно на основе уравнения материального баланса, записанного для одного моля нефтегазовой смеси (N_{zi}):

$$N_{zi} = N_{xi} \cdot L + N_{xi} \cdot V = N_{xi} \cdot L + K_{pi} \cdot N_{xi} \cdot V,$$

где L — мольная доля жидкой фазы;

V — мольная доля паровой фазы;

N_{zi} — мольные доли компонентов в нефтегазовой смеси.

По условию сумма мольной доли жидкой и паровой фаз равна единице. Отсюда:

$$V = 1 - L$$

Используя ранее полученные уравнения получим выражение для мольной доли компонента жидкой фазы:

ИЛИ

$$N_{xi} = \frac{N_{zi}}{1 + V(k_{pi} - 1)},$$

**и для мольной доли компонента
газовой фазы:**

$$N_{yi} = \frac{N_{zi} \cdot k_{pi}}{1 + V(k_{pi} - 1)}.$$

Величины: V и L оцениваются и уточняются методом последовательных проб и приближений.

Л е к ц и я 4

Малекулярно-поверхностные свойства многофазной многокомпонентной системы

Учебные вопросы лекции

1. Понятие многофазной многокомпонентной системы
2. Поверхностное натяжение на границах фаз системы.
3. Механизм взаимодействия пластовых жидкостей и газов с породами.
4. Поверхностно активные вещества и их применение

1. Понятие многофазной многокомпонентной системы

Нефтяной или газовый пласт представляет собой огромное скопление капиллярных каналов и трещин, поверхность которых очень велика: в 1 м³ нефтесодержащих пород поверхность поровых каналов достигает нескольких гектаров. Нефтегазосодержащий пласт является также системой, состоящей из твердой и газовой фаз и двух несмешивающихся жидкостей- нефти и воды. Общая поверхность разделов фаз в этой системе составляет чрезвычайно большую величину, намного превосходящую общую поверхность самой породы.

В таких условиях молекулярно-поверхностные свойства многофазной системы оказывают существенное влияние на процессы движения жидкостей и газов в пористой среде. На поверхностях разделов фаз образуются мениски, в результате чего возникают капиллярные давления, зависящие от размера поровых каналов и играющие весьма важную роль в процессах вытеснения нефти водой и газом.

В конечном счете поверхностные явления в пласте определяют его нефтеотдачу. Поэтому изучение молекулярно-поверхностных свойств пластовых жидкостей и закономерностей взаимодействия их с твердой фазой коллектора составляет один из важнейших разделов науки о нефтяном пласте.

С молекулярно-поверхностными явлениями мы сталкиваемся не только в пласте, но также при образовании и разрушении водонефтяных эмульсий, при отложении парафина в скважинах и призабойной зоне пласта и т. п. Поэтому теория поверхностных и капиллярных явлений находит большое приложение в промышленной практике

2. Поверхностное натяжение на границах фаз системы

Всякая поверхность, отделяющая одну фазу системы от другой, сильно отличается по физико-химическим свойствам от внутренних частей граничащих фаз. Это отличие заключается в том, что граничные поверхности обладают особым запасом энергии — свободной поверхностной энергией, обусловленной особым положением молекул в пограничном слое.

Рассмотрим поверхность раздела АВ между жидкой и газообразной фазами (рис. 1). Молекула, занимающая любое положение внутри жидкости, испытывает равномерное воздействие со стороны окружающих ее других молекул. Поэтому равнодействующая всех сил молекулярного взаимодействия, действующих на эту молекулу со стороны окружающих ее молекул, равна нулю, и благодаря этому она может свободно перемещаться внутри жидкости в любом направлении. Силы же, действующие на молекулы, расположенные в поверхностном слое, направлены внутрь жидкости и вдоль поверхности раздела, поэтому равнодействующая их не равна нулю и направлена внутрь жидкости нормально к поверхности раздела. Следовательно, молекулы поверхностного слоя в сумме обладают избытком энергии по сравнению с равным объемом молекул, находящихся во внутренних слоях жидкости, и поверхностный слой будет оказывать на жидкость определенное давление, называемое молекулярным давлением. Это давление очень велико, например, для воды оно доходит до 1000 МПа. Оно не ощущается только потому, что передается равномерно во все стороны жидкости.

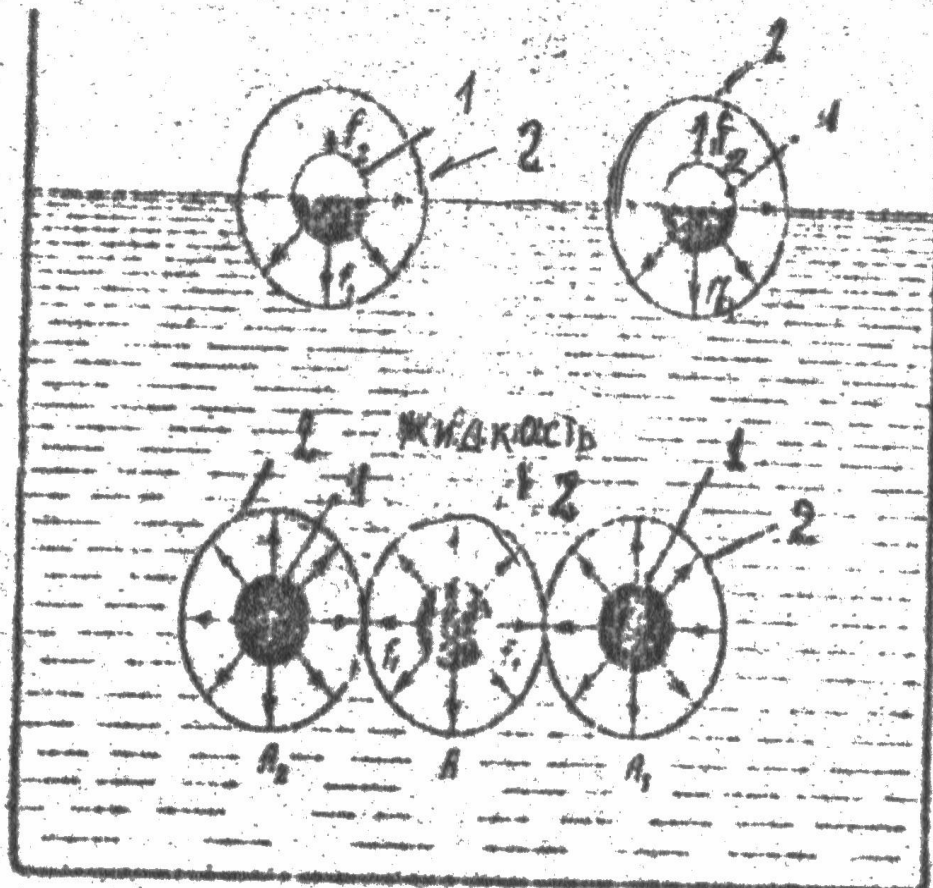


Рисунок 1 - Возникновение молекулярного давления

1 – окружности изображают положение молекул; 2 – окружности показывают сферу молекулярного притяжения

Влиянием такого большого давления объясняется, в частности, сравнительно малая сжимаемость жидкостей (любое внешнее давление всегда весьма мало по сравнению с внутренним давлением жидкости).

Давление поверхностного слоя вызывает появление сил реакции, т. е. таких молекулярных сил, которые противодействуют молекулярному давлению. Такие силы называются силами поверхностного натяжения. Если молекулярное давление (давление поверхностного слоя) стремится изменить форму поверхности жидкости, втягивая ее внутрь, то поверхностное натяжение оказывает сопротивление этому давлению.

Молекулярное давление направлено по нормали к поверхности жидкости, а сила поверхностного натяжения — по касательной к этой поверхности. Таким образом, вследствие действия поверхностного натяжения поверхность жидкости представляет собой как бы натянутую перепонку, стремящуюся сократить свою форму, противодействуя нормальным силам, приложенным к этой перепонке и стремящимся изменить ее форму.

Поверхностное натяжение σ в Международной системе измеряется в ньютонах на 1 м, т. е. где f - сила поверхностного натяжения, Н; l - длина контура поверхности, м.

$$\sigma = \frac{f}{l} [H / M],$$

Слой молекул, толщина которого равна радиусу действия сил молекулярного взаимодействия, называется поверхностным слоем. На перемещение в этот слой молекул из жидкости для образования новой поверхности затрачивается определенная работа, переходящая в энергию поверхностного слоя — поверхностную энергию. Поэтому поверхностным натяжением можно также называть работу, отнесенную к 1 м² вновь образованной поверхности. Тогда поверхностное натяжение будет равно Влиянием такого большого давления объясняется, в частности, сравнительно малая сжимаемость жидкостей (любое внешнее давление всегда весьма мало по сравнению с внутренним давлением жидкости).

Давление поверхностного слоя вызывает появление сил реакции, т. е. таких молекулярных сил, которые противодействуют молекулярному давлению. Такие силы называются силами поверхностного натяжения. Если молекулярное давление (давление поверхностного слоя) стремится изменить форму поверхности жидкости, втягивая ее внутрь, то поверхностное натяжение оказывает сопротивление этому давлению. Поверхностное натяжение σ в Международной системе измеряется в ньютонах на 1 м, т. е.

$$\sigma = \frac{R}{S},$$

где R - работа, Дж; S - вновь образованная поверхность, м².

Таким образом, σ представляет собой свободную энергию поверхности, равной 1 м².

В нефтяном пласте поверхностное натяжение может быть на границах следующих фаз: нефть - вода, нефть - газ, нефть - порода, вода - газ, вода - порода, газ - порода.

Величина поверхностного натяжения разных фаз на границе их раздела неодинакова. В табл. 6 приведены значения поверхностного натяжения некоторых жидкостей на границе с воздухом и водой.

Из сказанного следует, что поверхностное натяжение может измеряться также в Дж/м², причем 1 мН/м (миллиньютон на метр) = 10^{-3} Дж/м².

Значительные различия в величинах поверхностного натяжения жидкостей объясняется неодинаковой полярностью фаз, т. е. неодинаковым взаимодействием между молекулами каждой фазы. Чем больше отличаются друг от друга по полярности соприкасающиеся фазы, тем больше поверхностное натяжение на их контакте.

Полярными компонентами в нефти являются нафтеновые кислоты, смолистые и асфальтовые вещества, меркаптаны, в молекулах которых несимметрично расположены атомы. По мере уменьшения в нефти полярных компонентов поверхностное натяжение ее на границе с водой возрастает.

Существенное значение в молекулярно-поверхностных свойствах различных систем имеют адсорбционные явления.(адсорбция - поверхностное поглощение, т. е. поглощение поверхностным слоем). Дело в том, что в жидкостях, представляющих собой растворы, распределение растворенных веществ между поверхностным слоем и внутри фазы различно. Избыток растворенного вещества в поверхностном слое называют положительной адсорбцией, а недостаток —отрицательной адсорбцией

Вещества, положительно адсорбирующиеся в пограничном слое, называются поверхностно-активными веществами (ПАВ); к ним принадлежат, например, органические кислоты, фенолы, спирты, смолы, асфальтены и др.

Поверхностно-активные вещества понижают поверхностное натяжение на контактах. Вещества, отрицательно адсорбирующиеся в поверхностном слое, называются поверхностно-инактивными веществами; к ним относятся соли, щелочи и др. Эти вещества повышают поверхностное натяжение на контактах.

С адсорбционными явлениями приходится сталкиваться при разработке методов увеличения нефтеотдачи пластов, разрушении водонефтяных эмульсий и т. д.

Поверхностное натяжение имеет существенное значение при движении нефти в пористой среде нефтяных пластов. Поровое пространство нефтяных пластов, в котором происходит движение нефти, представлено в значительной части капиллярными трубками переменного сечения, вследствие чего частицы нефти при движении по этим капиллярам меняют свои форму и поверхность

На преодоление сил поверхностного натяжения расходуется некоторая часть пластовой энергии: чем больше величина поверхностного натяжения нефти, тем больше требуется пластовой энергии на преодоление сил поверхностного натяжения нефти. То же в равной степени относится и к движению пластовой воды через капилляры пористой среды продуктивных пластов нефтяных месторождений. Нефть может растворять в себе некоторое количество газа. С увеличением количества растворенного газа и повышением температуры поверхностное натяжение нефти уменьшается, с увеличением же давления несколько увеличивается. В среднем поверхностное натяжение нефти на границе с воздухом составляет 25 —35 мН/м, а с водой 72 —76 мН/м. Поверхностное натяжение вод нефтяных месторождений вследствие их минерализации несколько выше и достигает 79 мН/м.

3. Механизм взаимодействия пластовых жидкостей и газов с породами.

Существующие методы позволяют определить поверхностное натяжение жидкостей лишь на границе с другими жидкостями или газами. Надежных методов определения поверхностного натяжения жидкостей на границе с твердыми телами пока не разработано, что затрудняет изучение взаимодействия пластовых жидкостей и газов с породами. Поэтому при изучении взаимодействия пород и жидкостей на границах их раздела пользуются косвенными методами, одним из которых является изучение смачивания пород жидкостями.

Если на поверхность твердого тела нанести каплю жидкости, то под действием молекулярных сил жидкость растекается по поверхности твердого тела и принимает форму линзы.

Величина, если исключить влияние силы тяжести, не зависит от размеров капли и определяется лишь молекулярными свойствами поверхности твердого тела и соприкасающихся фаз. Поэтому, исходя из теории поверхностных явлений, можно установить связь краевого угла смачивания с поверхностным натяжением между твердым телом и жидкостью, которая обладает меньшей разностью полярностей между твердым телом и жидкостью, т. е. меньшей величиной поверхностного натяжения на их разделе.

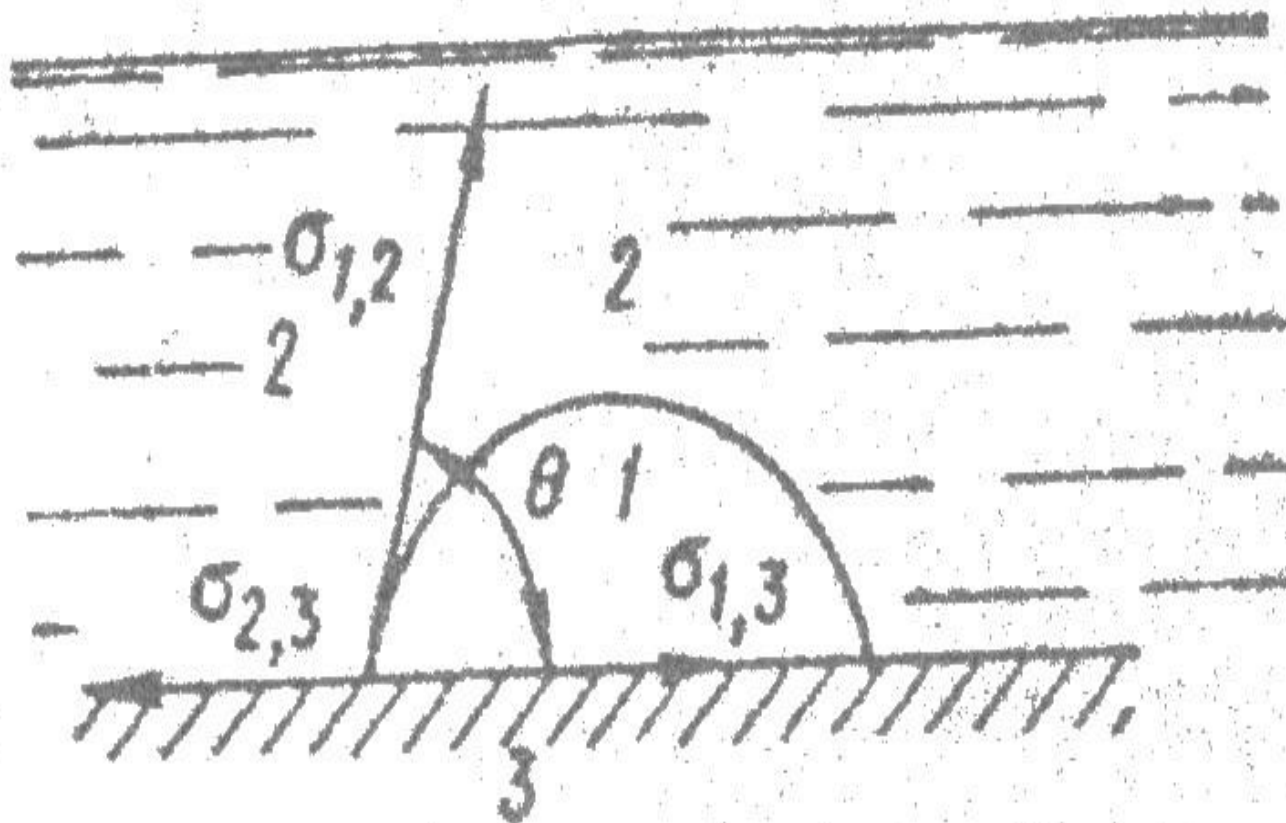


Рисунок 2- Форма капли, обусловленная поверхностными натяжениями на различных границах соприкасающихся фаз

Высокополярные жидкости, т. е. жидкости с высоким поверхностным натяжением, хуже смачивают твердую поверхность, чем жидкости малополярные (т. е. обладающие меньшим поверхностным натяжением). Например, такая высокополярная жидкость, как ртуть, смачивает только некоторые металлы; вода — жидкость менее полярная, чем ртуть, поэтому вода смачивает, кроме металлов, многие минералы и кристаллические соли; малополярные масла смачивают на границе с воздухом все известные твердые тела.

На взаимодействиях пластовых жидкостей и газов с породами значительное влияние оказывают различные капиллярные эффекты. Если капиллярную трубку опустить одним концом в жидкость, то под действием дополнительного капиллярного давления, возникающего вследствие искривления поверхностного слоя жидкости, происходит самопроизвольное движение жидкости в капилляре. При подъеме жидкости в капиллярной трубке поверхность ее, называемая мениском, будет вогнутой, при опускании — выпуклой. Выпуклость мениска и соответственно понижение уровня жидкости в капиллярной трубке соответствуют случаю, когда молекулярное притяжение между частицами жидкости больше, чем между частицами жидкости и телом капиллярной трубки, т. е. когда жидкость не смачивает капилляра. Такое явление, например, происходит с ртутью в стеклянной трубке.

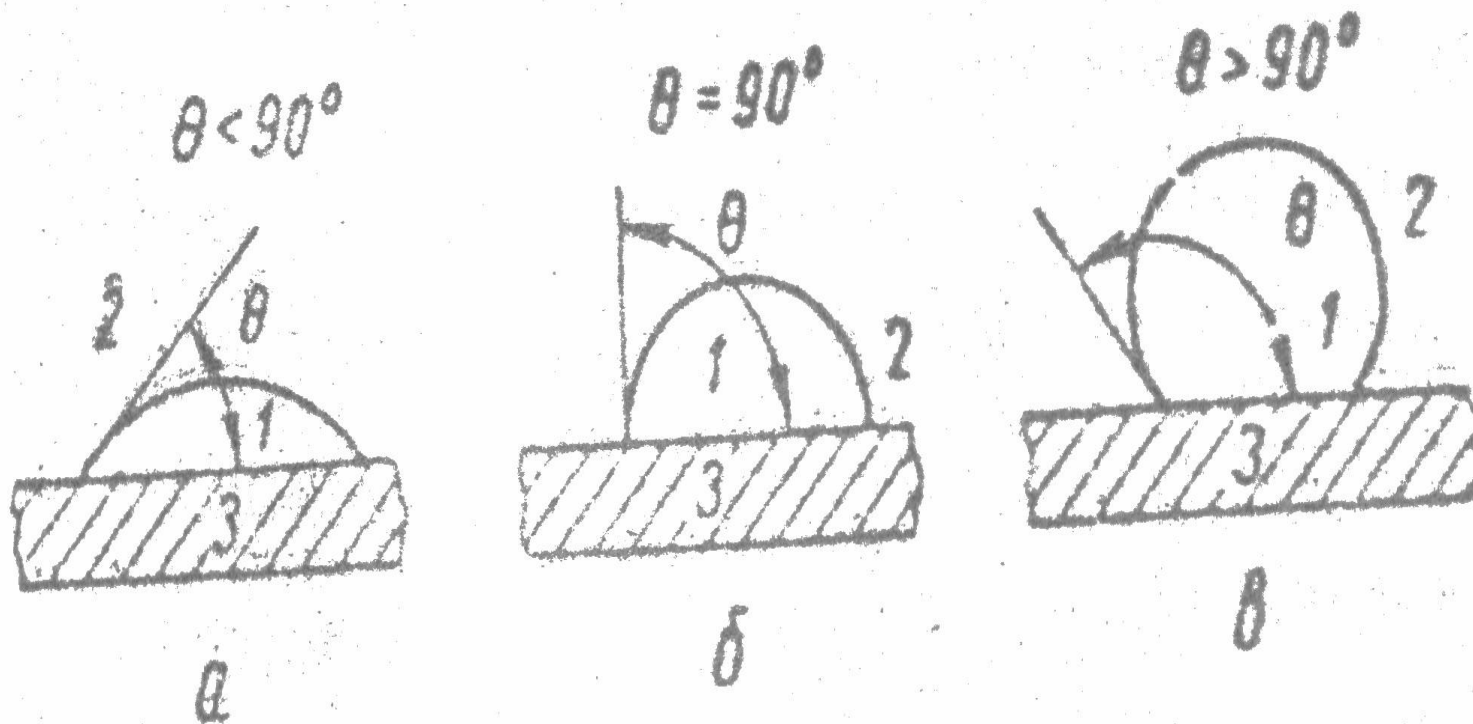


Рисунок 2- Форма капли, обусловленная поверхностными натяжениями на различных границах соприкасающихся фаз

Когда же молекулярное притяжение между частицами жидкости меньше, чем между частицами жидкости и телом трубки, т. е. жидкость смачивает капилляр, то мениск будет вогнутым, и уровень жидкости в трубке будет самопроизвольно подниматься. Примером второго случая могут быть стекло и вода. При опускании стеклянной капиллярной трубки в воду уровень в ней поднимается.

Если вода смачивает породу, капиллярное давление является движущим фактором при вытеснении нефти водой. Если вода не смачивает поверхность частиц породы, капиллярное давление при вытеснении нефти водой является тормозящим фактором, который необходимо преодолеть. Вместе с тем, как показывают расчеты, если допустить, что вода и нефть движутся сплошным потоком, не образуя смеси, то при движении водонефтяного контакта капиллярное давление не имело бы существенного значения, так как капиллярное давление для пор с радиусом 10-20 мкм не столь велико (при полном смачивании на границе раздела вода — воздух в капилляре радиусом $r = 10$ мкм капиллярное давление составляет около 15 кПа, или 0,15 кгс/см²).

Движение нефти и воды в пласте сопровождается образованием водонефтяных и газо-, водонефтяных смесей. Газ выделяется из нефти в виде пузырьков. При движении смеси в капиллярных порах пузырьки газа и столбики воды деформируются при прохождении через суженные участки 3). Вследствие неравенства радиусов кривизны менисков пузырьков газа при движении через суженную часть капилляра должен преодолеть капиллярное давление, равное

Поверхностные явления и капиллярные силы оказывают многостороннее влияние на процессы вытеснения нефти. В области водонефтяного контакта давление, развиваемое менисками, способствует возникновению сложных процессов проникновения воды в нефтяную часть гидрофильного пласта не только под действием внешнего перепада давлений, но и под действием капиллярных сил.

Кроме капиллярного перераспределения жидкостей в пористой среде, на процесс вытеснения нефти водой большое влияние оказывают и другие поверхностные и капиллярные явления: отрыв капель нефти и прилипание их к твердой поверхности породы, разрушение пленок нефти на твердой поверхности под действием воды, взаимодействие пленок поверхностно-активных веществ, адсорбированных на твердой поверхности поровых каналов и капель жидкости, и т. д.

По последним данным, капиллярные силы способствуют возникновению в поровом пространстве неоднородной пористой среды водонефтяных смесей, затрудняющих вытеснение нефти из коллектора. Следовательно, необходимо принимать меры противодействия капиллярным силам, что и лежит в основе некоторых способов увеличения нефтеотдачи пластов и вторичных методов добычи нефти.

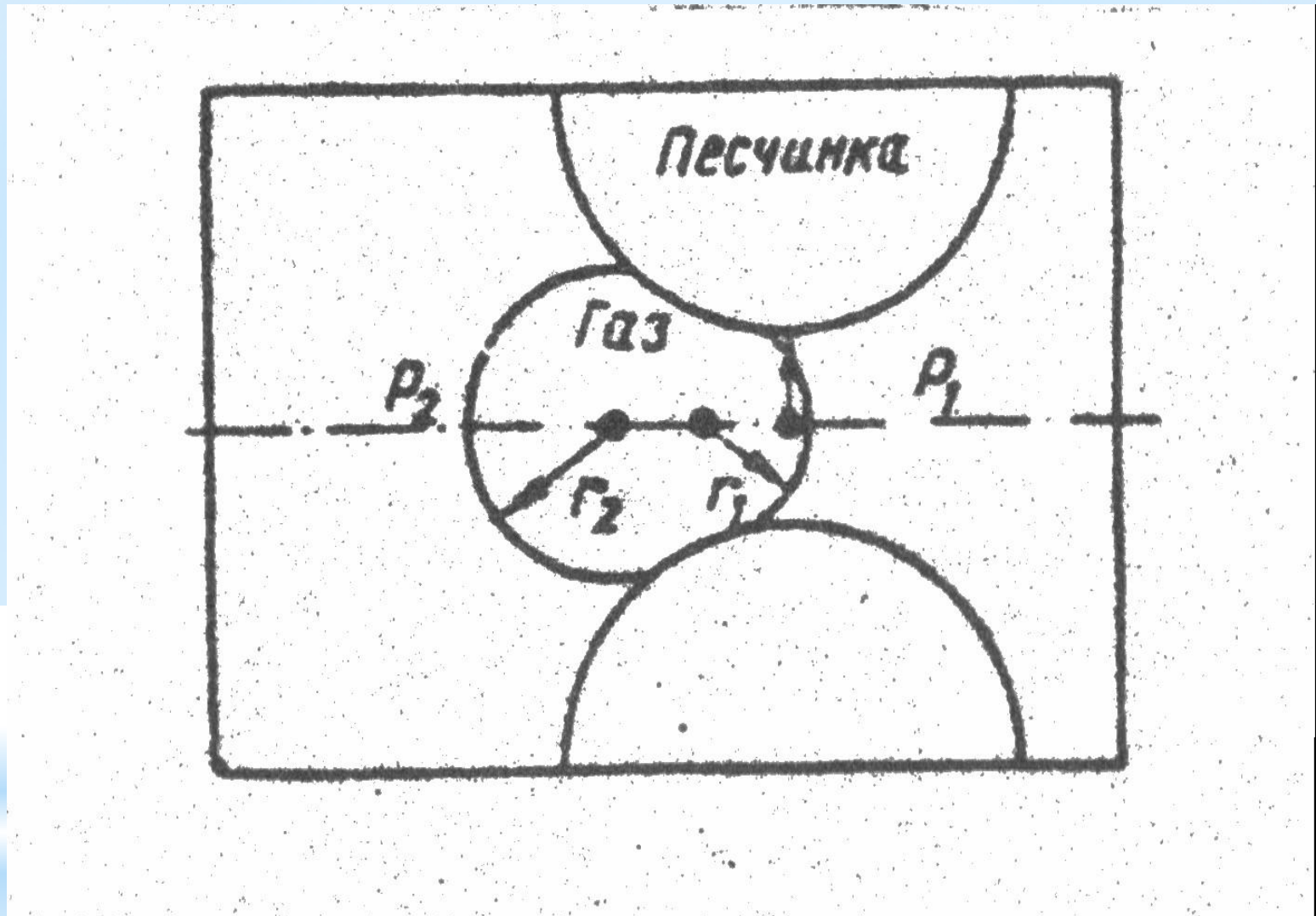


Рисунок 4- Деформация газового пузырька при прохождении его через суженный участок капилляра

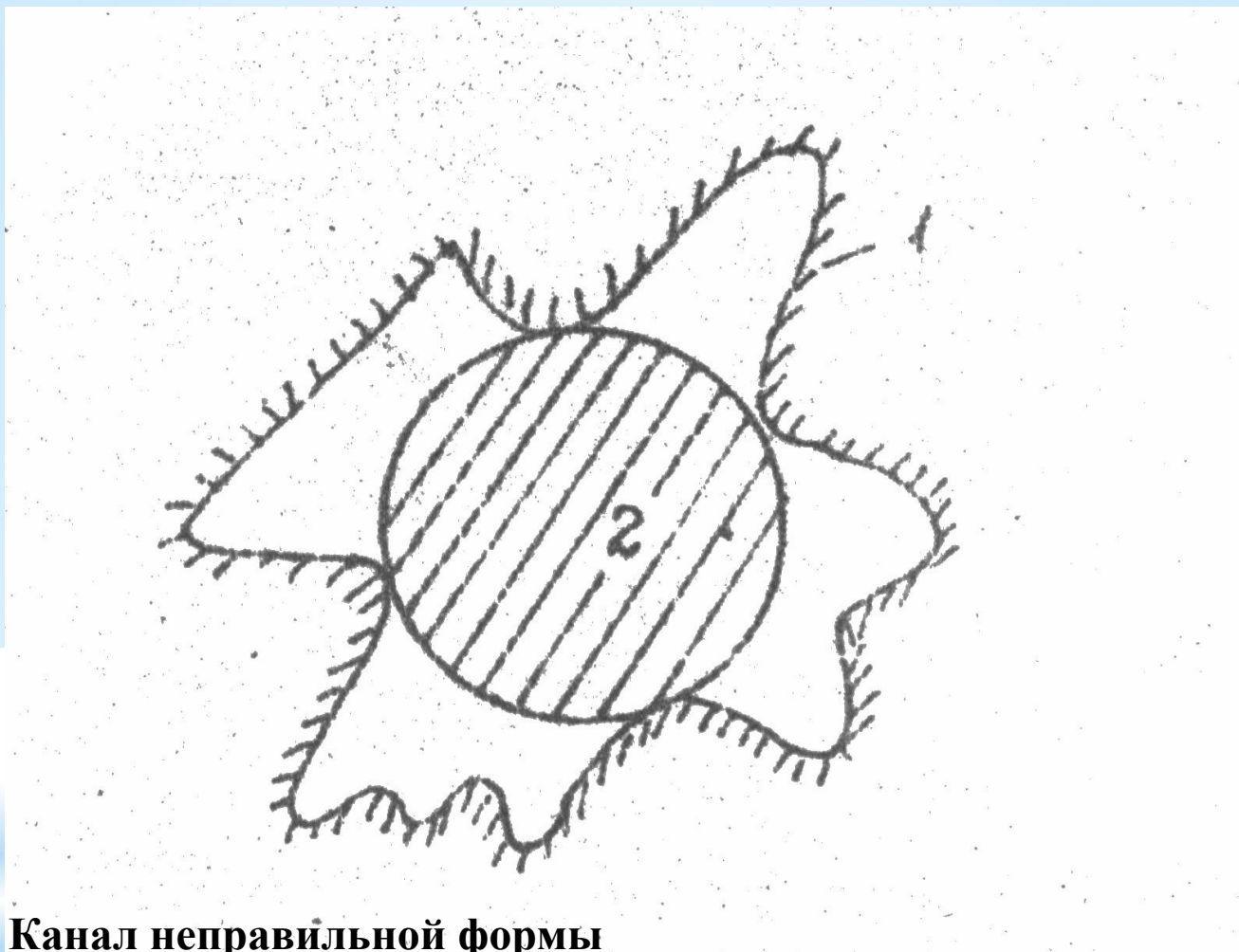


Рисунок 5- Канал неправильной формы

1 – проекция поперечного сечения канала; 2 – пузырек жидкости или газа в канале;
3 – жидкость

Однако в трещиноватых коллекторах или в слоистых пластах с высоким отношением проницаемостей пород в пропластках обычная вода быстро проскальзывает к скважинам по трещинам и высокопроницаемым каналам. В этих условиях при нагнетании в пласт вод, способных интенсивно впитываться в нефтенасыщенные блоки и участки коллектора, некоторое дополнительное количество нефти может быть получено благодаря капиллярным силам

4. Поверхностно- активные вещества и их применение.

Поверхностно-активные вещества (ПАВ), т. е. вещества, снижающие поверхностное натяжение на жидкой или твердой поверхности раздела фаз вследствие положительной адсорбции данного вещества на этой поверхности, находят все большее применение в процессах, связанных с добычей, транспортировкой нефти.

Все ПАВ по своим химическим свойствам разделяются на два основных класса: 1) ионогенные, молекулы которых в данной среде диссоциируют на ионы, являющиеся носителями поверхностной активности и 2) неионогенные, в которых активной частью, воздействующей на поверхность путем избирательной адсорбции, являются полярные молекулы, не распадающиеся в данной среде на ионы.

Из ионогенных ПАВ наибольшее распространение имеют следующие вещества: нейтрализованный черный контакт (НЧК), сульфонатриевые соли, сульфонол, сульфонат, азолят, ДС-РАС (детергент советский- рафинированный алкиларил-сульфонат) и др.

Неионогенные ПАВ —это в основном различные препараты типа ОП (оксиэтилированные препараты), представляющие собой продукт конденсации смеси фенола с окисью этилена. К ним относятся ОП-10, ОП-7, КАУФЭ, а также импортные реагенты типа дисольвана идр. К неионогенным ПАВ относятся также оксиэтилированные жирные кислоты (ОЖК) -продукт конденсации окиси этилена с жирными кислотами (выше С20).4.

В нефтяной промышленности наибольшее применение находят неионогенные ПАВ. Основное преимущество их применения как понизителей поверхностного натяжения заключается в том, что они полностью растворяются в пластовых водах, не давая никакого осадка, чего нельзя сказать о большинстве ионогенных ПАВ.

Как уже было сказано выше, ПАВ обладают способностью адсорбироваться на поверхности тел и активно влиять на поверхностные свойства систем. Они резко снижают поверхностное натяжение на границах раздела нефть - вода, нефть - порода, вода - порода вследствие адсорбции данного вещества на этих границах.

Адсорбционный слой ПАВ сближает физико-химические свойства граничащих фаз.

Концентрация ПАВ в поверхностном слое в десятки тысяч раз превышает концентрацию его в объеме раствора. Благодаря этому процессами, происходящими в поверхностных слоях, можно управлять при ничтожно малых концентрациях ПАВ в растворе.

Механизм действия ПАВ в пористой среде состоит в том, что вследствие снижения поверхностного натяжения на границе раздела фаз размер капель воды в среде нефти (в поровом пространстве) уменьшается в несколько раз, а мелкие капли воды вытесняются из пласта в скважину значительно быстрее и при меньшей затрате внешней энергии, чем крупные капли. Следовательно, при снижении межфазового натяжения на границе нефть - вода увеличиваются скорость и полнота вытеснения воды нефтью из призабойной зоны.

Некоторые ПАВ, кроме уменьшения поверхностного натяжения, содействуют еще и гидрофобизации поверхности поровых каналов в породе, т. е. ухудшают их способность смачиваться водой: при гидрофобизации твердые частицы породы избирательно лучше смачиваются нефтью, чем водой. При этом нефть легко расплывается по поверхности поровых каналов, вытесняя оттуда пленочную воду. Пленочная вода, отрываясь от твердой поверхности, превращается в мелкие капельки, уносимые в последующем фильтрационным потоком нефти из призабойной зоны в скважину.

В последнее время ПАВ все более широко применяют для обработки призабойных зон пласта с целью: ускорения освоения скважин; предотвращения отрицательного влияния воды и других промывочных жидкостей на продуктивный пласт при проведении в скважинах ремонтных работ; повышения производительности скважин; повышения эффективности солянокислотных обработок; селективной изоляции притоков пластовых вод.

Кроме того, некоторые ПАВ используются при обезвоживании нефти в качестве деэмульгаторов.

Л е к ц и я 5

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ КОНДЕНСАТА И ГАЗА ИЗ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ

Учебные вопросы лекции

- 1. Источники пластовой энергии. Силы действующие в залежи.**
- 2 Поверхностные явления при фильтрации пластовых жидкостей и причины нарушения закона Дарси.**
- 3. Общая схема вытеснения из пласта нефти водой и газом.**
- 4. Нефтеотдача пластов при различных условиях дренирования залежи.**
- 5. Роль капиллярных процессов при вытеснении нефти водой из пористых сред.**
- 6. Зависимость нефтеотдачи от скорости вытеснения нефти водой.**

1. Источники пластовой энергии. Силы действующие в залежи.

Источники пластовой энергии.

Приток жидкости и газа из пласта в скважины происходит под действием сил, на природу и величину которых влияют виды и запасы пластовой энергии. В зависимости от геологического строения района и залежи приток нефти, воды и газа к скважинам обуславливается:

- напором краевых вод;
- напором газа, сжатого в газовой шапке;
- энергией газа, растворенного в нефти и в воде и выделяющегося из них при снижении давления;
- упругостью сжатых пород;
- гравитационной энергией.

Силы, действующие в залежи.

Приток жидкости и газа из пласта в скважины происходит под действием сил, на природу и величину которых влияют виды и запасы пластовой энергии. В зависимости от геологического строения района и залежи приток нефти, воды и газа к скважинам обуславливается:

- напором краевых вод;**
- напором газа, сжатого в газовой шапке;**
- энергией газа, растворенного в нефти и в воде и выделяющегося из них при снижении давления;**
- упругостью сжатых пород;**
- гравитационной энергией.**

В зависимости от вида преимущественно проявляющейся энергии вводят понятия режимов работы залежи: *водонапорный, режим газовой шапки (газонапорный), растворенного газа, упругий или упруговодонапорный, гравитационный и смешанный.*

Водонапорный режим газовых месторождений, так же как и нефтяных залежей, возникает при наличии активных краевых вод или при искусственном заводнении пласта. Газовый режим залежи (или режим расширяющегося газа) возникает при условии, когда единственным источником является энергия сжатого газа, т. е. когда пластовые воды не активны.

Запасы пластовой энергии расходуются на преодоление сил вязкого трения при перемещении жидкостей и газов к забоям скважин, на преодоление капиллярных и адгезионных сил.

Под режимом работы нефтяных залежей понимают характер проявления движущих сил, обеспечивающих продвижение нефти в пластах к забоям эксплуатационных скважин. Знать режимы работы необходимо для проектирования рациональной системы разработки месторождения и эффективного использования пластовой энергии с целью максимального извлечения нефти и газа из недр.

Различают следующие режимы:

- **водонапорный,**
- **упругий и упруговодонапорный,**
- **газонапорный или режим газовой шапки,**
- **газовый или режим растворенного газа,**
- **гравитационный,**
- **смешанный.**

Водонапорный режим .

Водонапорный режим - режим работы нефтяных залежей, при которых нефть вытесняется из пласта под действием напора контурных вод. Различают два режима упруго-водонапорный и водонапорный.

При водонапорном режиме основным видом энергии является напор краевой воды, которая внедряется в залежь и относительно быстро полностью компенсирует в объеме залежи отбираемое количество нефти и попутной воды. В процессе эксплуатации залежи в ее пределах происходит движение всей массы нефти. Объем залежи постепенно сокращается за счет подъема ВНК (водоносный пласт-коллектор).

При этом режиме с целью уменьшения отборов попутной воды из пласта в скважинах, пробуренных вблизи ВНК или в его пределах, нижнюю часть нефтенасыщенного пласта обычно не перфорируют. Режим свойственен залежам, приуроченным к инфильтрационным водонапорным системам, при хорошей гидродинамической связи залежи с законтурной зоной пласта

Водонапорный режим отличают следующие особенности динамики показателей разработки:

- тесная связь поведения динамического пластового давления с величиной текущего отбора жидкости из пласта- относительно небольшое снижение его при увеличении отбора, неизменная величина при постоянном отборе, увеличение при уменьшении отбора, восстановление почти до начального пластового давления при полном прекращении отбора жидкости из залежи; область снижения давления обычно ограничивается площадью залежи;
- практически неизменные на протяжении всего периода разработки средние значения промыслового газового фактора;
- достигаемый высокий темп добычи нефти в период высокой стабильной добычи нефти, называемый 2 стадией разработки-до 8-10% в год и более от начальных извлекаемых запасов; отбор за основной период разработки(за первые три стадии) около 85-90% извлекаемых запасов нефти;
- извлечение вместе с нефтью в период падения добычи нефти попутной воды, в результате чего к концу разработки отношение накопленных отборов воды и нефти (водонефтяной фактор- ВНФ) может достигать 0,5-1.

При водонапорном режиме достигается наиболее высокий коэффициент извлечения нефти – до 0,6-0,7%. Это обусловлено способностью воды, особенно пластовой минерализованной, хорошо отмывать нефть и вытеснять ее из пустот породы – коллектора, а также сочетанием исключительно благоприятных геолого-физических условий, в которых действует рассматриваемый режим. Водонапорным режимом характеризуют отдельные залежи в терригенных отложениях Грозненского района, Самарской, Волгоградской и Саратовской областей и других районов.

Упруговодонапорный режим - проявление упругого расширения нефти, связанной воды, воды в водоносной области, пород пласта в нефтяной залежи и в водоносной области и энергии напора краевых вод в водоносной области. Режим при котором нефть вытесняется из пласта под действием напора краевой воды, но в отличие от водонапорного режима основным источником энергии при этом служит упругость пород-коллекторов и насыщающей их жидкости.

При упруговодонапорном режиме:

- движение нефти в пласте к забоям скважин происходит под действием давления краевых или контурных вод, имеющие постоянное пополнение из наружных источников.
- среднее пластовое давление давления насыщения.
- свободного газа в пласте нет и через горную породу фильтруется только нефть или нефть с водой.
- устанавливаются стабильные дебиты жидкости, давление и газовый фактор. - разработка заканчивается, когда контурная вода доходит до нефтяных скважин и из пласта извлекается в основном вода.
- количество извлеченной жидкости должно быть равно количеству поступившей в залежь жидкости

Газонапорной режим..

Газонапорный режим (или режим газовой шапки) - режим работы пласта, когда основной энергией, продвигающей нефть, является напор газа газовой шапки. В этом случае нефть вытесняется к скважинам под давлением расширяющегося газа, находящегося в свободном состоянии в повышенной части пласта. Однако, в отличие от водонапорного режима (когда нефть вытесняется водой из пониженных частей залежи) при газонапорном режиме, наоборот, газ вытесняет нефть из повышенных в пониженные части залежи. Эффективность разработки залежи в этом случае зависит от соотношения размеров газовой шапки и характера структуры залежи. Благоприятные условия для наиболее эффективного проявления такого режима - высокая проницаемость коллекторов (особенно вертикальные, напластование), большие углы наклона пластов и небольшая вязкость нефти. По мере извлечения нефти из пласта и снижения пластового давления в нефтенасыщенной зоне газовая шапка расширяется, и газ вытесняет нефть в пониженной части пласта к забоям скважин. При этом газ прорывается к скважинам, расположенным вблизи от газонефтяного контакта. Выход газа и газовой шапки, а также эксплуатация скважин с высоким дебитом недопустима, так как прорывы газа приводят к неконтрольному расходу газовой энергии при одновременном уменьшении притока нефти.

Поэтому необходимо вести постоянный контроль за работой скважин, расположенных вблизи газовой шапки, а в случае резкого увеличения газа, выходящего из скважины вместе с нефтью, ограничить их дебит или даже прекратить эксплуатацию скважин. Коэффициент нефтеотдачи для залежей нефти с газонапорным режимом колеблется в пределах 0,5-0,6. Для его увеличения в повышенную часть залежи (в газовую шапку) нагнетается с поверхности газ, что позволяет поддерживать, а иногда и восстановить газовую энергию в залежи.

Режим растворенного газа

Это режим нефтяной залежи, при котором пластовое давление падает в процессе разработки ниже давления насыщения, в результате чего газ расширяясь вытесняет нефть к скважинам. Режим проявляется при близких или равных значениях начального пластового давления и давления насыщения при повышенном газосодержании в пластовой нефти.

При режиме растворенного газа пластовое давление интенсивно снижается на протяжении всего периода разработки, в результате разница между значениями давления насыщения и текущим пластовым давлением со временем нарастает. Газовый фактор первоначально остается постоянным, а в последующем снижается, что приводит к дегазации нефти, существенно повышает ее вязкость. Вторая стадия разработки кратковременна - не превышает 1 года. Для данного режима характерно образование возле каждой скважины узких воронок депрессии, что вызывает необходимость размещения добывающих скважин более плотно.

Режим растворенного газа характерен для нефтяных месторождений, у которых свободный газ в залежи отсутствует, а в нефтяную часть пласта практически не поступает пластовая вода. Движущей силой, способствующей перемещению нефти в пласте к забою скважины, в этом случае является растворенный газ. При отборе нефти из скважины и снижении давления в пласте растворенный газ выделяется из нефти и расширяется в свободном состоянии. Свободный газ устремляется к забою скважины, опережает движение нефти по капиллярам пласта и увлекает ее за собой. Однако эффект этого механизма незначителен из-за интенсивного действия сил трения. Поэтому к забою скважины поступает только часть нефти из пласта, а энергия газа быстро снижается.

Гравитационный режим

Гравитационный режим — это режим, при котором нефть перемещается в пласте к скважинам под действием силы тяжести самой нефти. Этот вид энергии может действовать, когда другими ее видами залежь не обладает. Режим может быть природным, но чаще проявляется после завершения действия режима растворенного газа, т.е. после дегазации нефти и снижения пластового давления. Его проявлению способствует значительная высота залежи. Нефть в пласте стекает в пониженные части залежи. Дебит скважин в целом низок и возрастает при понижении гипсометрических отметок интервалов вскрытия пласта. Дебит присводовых скважин постепенно уменьшается в результате "осушения" пласта. По той же причине сокращается объем залежи. Динамика годовой добычи нефти при этом режиме показана на рис. 12. Нефть отбирается очень низкими темпами — менее 2—1 % в год от начальных извлекаемых запасов. Силы тяжести в пласте действуют очень медленно, но за их счет в течение длительного времени может быть достигнут высокий коэффициент извлечения нефти — с учетом коэффициента извлечения, полученного при предшествующем режиме растворенного газа, вплоть до 0,5. Пластовое давление при рассматриваемом режиме обычно составляет десятые доли мегапаскалей, газосодержание пластовой нефти — единицы кубометров в 1 м³.

Гравитационный режим в практике разработки месторождений использовался на Сахалине и в других районах до перехода к массовому внедрению искусственного воздействия на пласты. При прогрессивных системах разработки, когда она завершается при высоком пластовом давлении, гравитационный режим практически не проявляется.

Гравитационным режимом дренирования залежей нефти называют такой режим, при котором фильтрация жидкости к забоям скважин происходит при наличии «свободной поверхности».

Свободной поверхностью называют поверхность фильтрующей жидкости или газонефтяной контакт, устанавливающийся в динамических условиях фильтрации, на котором давление во всех точках остается постоянным. Этот режим называют еще иногда безнапорным, хотя это принципиально не точно. Гравитационный режим может возникнуть в любой залежи на последней стадии ее разработки как естественное продолжение режима растворенного газа. Наглядным и в то же время точным примером дренирования в условиях гравитационного режима может служить высачивание воды по периметру конической кучи песка, предварительно смоченного водой. При гравитационном режиме скважины имеют углубленный забой-зумф для накопления нефти и погружения в него насоса.

Из определения этого режима следует, что если в затрубном пространстве такой скважины существует атмосферное давление, то такое давление установится на всей свободной поверхности, разделяющей нефтенасыщенную и газонасыщенную части пласта, и фильтрация жидкости в скважину будет происходить только под действием разности уровней жидкостей в удаленной части пласта и непосредственно на стенде скважины. При избыточном давлении в затрубном пространстве скважины фильтрация жидкости по-прежнему будет происходить под воздействием разности уровней жидкости, так как это давление устанавливается на всей свободной поверхности.

Гравитационный режим может иметь решающее значение при шахтных методах добычи нефти. В горизонтальных пластах его эффективность чрезвычайно мала. Скважины характеризуются очень низкими, но устойчивыми дебитами. Однако в крутопадающих пластах эффективность гравитационного режима увеличивается. Этот режим практического значения в процессах нефтедобычи по существу не имеет и важен только для понимания процессов, происходящих в нефтяных залежах при их разработке.

Если в залежи нефти одновременно действуют различные движущие силы, то такой режим называется *смешанным*.

2. Поверхностные явления при фильтрации пластовых жидкостей и причины нарушения закона Дарси.

На закономерности фильтрации жидкостей и газов в пористой среде влияют не только границы раздела между нефтью, газом и водой, но и поверхностные явления, происходящие на границах твёрдое тело-жидкость. Понижение скорости фильтрации может быть вызвано химической фиксацией адсорбционных слоёв поверхностно-активных компонентов нефти, например кислотного типа, на активных местах поверхности минеральных зёрен. В таких случаях может наблюдаться непрерывное замедление фильтрации со временем до полной закупорки перовых каналов вследствие возрастания толщины коллоидных плёнок

Установлено, что эффект затухания фильтрации нефтей исчезает с увеличением перепадов давления и повышением температуры до 60-65°C. С повышением депрессии до некоторого предела происходит срыв (размыв) образованных ранее адсорбционно-сольватных слоев. Это одна из причин нарушения закона Дарси (нелинейный характер зависимости расхода от депрессии) при изменении режима фильтрации углеводородных жидкостей в пористой среде.

Дебиты скважин вследствие образования в пласте смоло-парафиновых отложений в ряде случаев уменьшаются, и для борьбы с этим прогревают призабойную зону или обрабатывают забой какими-либо средствами.

Другой причиной нарушения закона Дарси могут быть аномальные свойства жидкостей, связанные с отклонением от закона трения Ньютона.

В таких случаях может наблюдаться непрерывное замедление фильтрации со временем до полной закупорки поровых каналов вследствие возрастания толщины коллоидных пленок

Установлено, что эффект затухания фильтрации нефтей исчезает с увеличением перепадов давления и повышением температуры до 60-65°C. С повышением депрессии до некоторого предела происходит срыв (размыв) образованных ранее адсорбционно-сольватных слоев. Это одна из причин нарушения закона Дарси (нелинейный характер зависимости расхода от депрессии) при изменении режима фильтрации углеводородных жидкостей в пористой среде.

Дебиты скважин вследствие образования в пласте смоло-парафиновых отложений в ряде случаев уменьшаются, и для борьбы с этим прогревают призабойную зону или обрабатывают забой какими-либо средствами.

Другой причиной нарушения закона Дарси могут быть аномальные свойства жидкостей, связанные с отклонением от закона трения Ньютона.

3. Общая схема вытеснения из пласта нефти водой и газом.

В природных условиях наиболее распространены залежи, разрабатываемые на напорных режимах (или эти режимы работы воспроизводятся и поддерживаются искусственно путем нагнетания в залежь воды или газа). Нефть из таких залежей вытесняется внешними агентами – краевой или нагнетаемой водой, свободным газом газовой шапки или газом, нагнетаемым в пласт с поверхности. Несмотря на существенные различия в отдельных деталях процесса, общая качественная схема вытеснения нефти водой и газом имеет много общего.

Нефть и вытесняющий ее агент движутся одновременно в пористой среде. Однако полного вытеснения нефти замещающими ее агентами никогда не происходит, так как ни газ, ни вода не действуют на нефть как "поршни". Вследствие неоднородности размеров пор в процессе замещения вытесняющая жидкость или газ с меньшей вязкостью неизбежно опережает нефть. При этом насыщение породы различными фазами, а следовательно, и эффективная проницаемость для нефти и вытесняющих агентов непрерывно изменяются. С увеличением водонасыщенности, например до 50-60%, увеличивается количество воды в потоке в связи с возрастанием эффективной проницаемости породы для воды.

При этом нефть уже не вытесняется из пор, а скорее увлекается струёй воды. Таким образом, по длине пласта образуется несколько зон с различной водонефтенасыщенностью. Водонасыщенность пласта уменьшается от максимального значения S_{max} , соответствующего конечной нефтеотдаче на начальной линии нагнетания воды, до значения насыщенности погребённой воды S_p .

При этом в пласте можно отметить три зоны. В первой из них, где водонасыщенность изменяется от S_{max} до S_f , на условном контуре вытеснения она плавно понижается по направлению к нефтенасыщенной части пласта. Этот участок характеризует зону водонефтяной смеси, в которой постепенно вымывается нефть.

Второй участок (зона II) с большим уклоном кривой представляет собой переходную зону от вымывания нефти (зона I) к зоне III движения чистой нефти. Эту зону принято называть стабилизированной. Длина ее в естественных условиях может достигать нескольких метров.

При этом в пласте можно отметить три зоны. В первой из них, где водонасыщенность изменяется от S_{max} до S_f , на условном контуре вытеснения она плавно понижается по направлению к нефтенасыщенной части пласта. Этот участок характеризует зону водонефтяной смеси, в которой постепенно вымывается нефть.

Второй участок (зона II) с большим уклоном кривой представляет собой переходную зону от вымывания нефти (зона I) к зоне III движения чистой нефти. Эту зону принято называть стабилизированной. Длина ее в естественных условиях может достигать нескольких метров.

Аналогичное распределение газа и нефти в пласте образуется при вытеснении нефти газом. Разница главным образом количественная в связи с различной вязкостью воды и газа.

Кроме свободного газа газовой шапки, нефть из пласта может вытесняться также газом, выделяющимся из раствора. Иногда растворенный газ является единственным источником энергии в залежи. Энергия растворенного в нефти газа проявляется в тех случаях, когда давление в залежи падает ниже давления насыщения нефти газом.

Свободный газ со снижением давления вначале выделяется у твердой поверхности, так как затрачиваемая работа, необходимая для образования пузырька у стенки (за исключением случая полного смачивания поверхности твердого тела жидкостью), меньше, чем необходимо для его образования в свободном пространстве жидкости. После образования пузырька газонасыщенность структуры увеличивается.

Вначале газовые пузырьки находятся далеко друг от друга, но, постепенно расширяясь, газонасыщенные участки соединяются друг с другом. После образования пузырьков газа они вытесняют нефть из пласта в том объеме, который занимают в поровом пространстве. Такой эффективный процесс вытеснения продолжается до тех пор, пока газонасыщенные участки перемежаются с нефтью (т. е. до образования сплошных газонасыщенных участков). С этого момента эффективность вытеснения нефти газом понижается по мере увеличения газонасыщенности пор пласта, так как малая вязкость газа позволяет ему быстрее нефти перемещаться к скважинам, в зоны пониженного давления (к забоям), по газонасыщенным участкам.

4. Нефтеотдача пластов при различных условиях дренирования залежи. Коэффициент нефтеотдачи пласта.

Нефтеотдача (коэффициент нефтеотдачи, коэффициент извлечения нефти- КИН)- отношение величины извлекаемых запасов к величине геологических запасов. В зависимости от многочисленных факторов варьируется от 0,09 до 0,75 (9-75 %).

Величина КИН зависит от геолого-физических и технологических факторов. Она определяется литологическим составом коллектора, неоднородностью продуктивного горизонта (пласта), проницаемостью пород, эффективной нефтенасыщенной толщиной. К физическим факторам, от которых зависит величина КИН, следует отнести отношение вязкости нефти к вязкости воды. На величину КИН оказывают влияние применяемые методы искусственного воздействия на пласты, а при разработке без воздействия -природный режим залежи, плотность сетки добывающих скважин, новые методы разработки и способы интенсификации добычи нефти и другие факторы.

6 Зависимость нефтеотдачи от скорости вытеснения нефти водой.

Анализ результатов большого числа исследований, посвященных этой проблеме, позволяет сделать вывод о связи между капиллярными свойствами пластовой системы и характером зависимости нефтеотдачи от скорости вытеснения нефти водой. Во всех случаях, когда пласт гидрофобен и капиллярные силы противодействуют вытеснению нефти из пористой среды водой, нефтеотдача возрастает с увеличением скорости продвижения водонефтяного контакта (т. е. увеличивается с ростом градиентов давления). Когда капиллярные силы ослаблены (вследствие низких значений поверхностного натяжения, проницаемости пород $> 1-2$ мкм² и др.), скорость вытеснения нефти водой не влияет на нефтеотдачу.

На практике часто встречаются залежи нефти, чрезвычайно разнообразные по степени неоднородности пород и строению пластов. В этом случае на зависимость нефтеотдачи от перепада давлений (от скорости вытеснения) оказывают влияние, кроме физико-химических свойств пластовой системы, многие другие факторы.

Например, в ряде случаев известны факты включения в работу с увеличением депрессии дополнительных пропластков, которые раньше (при меньших перепадах давлений) не участвовали в притоке нефти. С возрастанием депрессии перераспределяются давления в пласте при соответствующих изменениях геометрии потока, охватывающего дополнительные участки пласта, ранее мало отдававшие нефть. Существуют и другие факторы, влияющие на результаты вытеснения нефти водой из естественных пластов и на зависимость нефтеотдачи от величины депрессии. Поэтому в реальных условиях возможны различные коэффициенты нефтеотдачи независимо от физико-химических свойств пласта.

По результатам наблюдений многих исследователей, повышение градиентов давлений в пласте оказывает благоприятное влияние на нефтеотдачу залежей нефти, приуроченных к неоднородным коллекторам.