

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ  
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Л. Н. Коновалова, Л. М. Зиновьева, Т. К. Гукасян

# **ФИЗИКА ПЛАСТА**

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

Направление подготовки 21.03.01 – Нефтегазовое дело  
Профили подготовки: «Эксплуатация и обслуживание объектов  
добычи нефти», «Сооружение и ремонт объектов систем  
трубопроводного транспорта», «Бурение нефтяных  
и газовых скважин»

Ставрополь  
2016

УДК 553.98 (075.8)  
ББК 33.36:40.3 я 73  
К 64

Печатается по решению  
редакционно-издательского совета  
Северо-Кавказского федерального  
университета

**Рецензенты:**

д-р техн. наук, доцент *А.-Г. Г. Керимов*,  
канд. геол.-минерал. наук, доцент *Е. Ю. Туманова*

**Коновалова Л. Н., Зиновьева Л. М., Гукасян Т. К.**

К 64 **Физика пласта**: учебное пособие. – Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2016. – 120 с.

Пособие разработано в соответствии с ФГОС ВО и программой дисциплины. Настоящий курс лекций посвящен описанию свойств пористых сред и насыщающих их жидкостей и газов и их использованию в выполнении лабораторных работ. Содержит общие вопросы геологического строения залежи, её физические характеристики, физические и физико-химические свойства насыщающих пород нефти, газа и воды; обработки и оцениванию данных, которые получены при вскрытии пласта и при его последующей эксплуатации. В пособие включен также лабораторный практикум.

Предназначено для студентов, обучающихся по направлению подготовки 21.03.01 – Нефтегазовое дело, по профилям: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти», «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта», «Бурение нефтяных и газовых скважин».

УДК 622.276.8+622.279.8(075)  
ББК 33.361+33.362 я 7

© ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский  
федеральный университет», 2016

## Предисловие

При проектировании и реализации проектов добычи нефти большое значение имеет изучение различных физических свойств пород, слагающих нефтегазосодержащие пласты, особенно их коллекторских свойств, нефте- и водонасыщенности.

Эти свойства изучают путем лабораторного анализа кернов и методами промысловой геофизики.

Физика пласта – наука, изучающая физические свойства пород нефтяных и газовых коллекторов, свойств пластовых жидкостей, газов и газоконденсатных смесей, а также физические основы увеличения нефте- и газоотдачи пластов.

Разработка каждого месторождения начинается с детального изучения физических свойств пород пласта пластовых жидкостей и газов.

От свойств пористых сред, пластовых жидкостей и газов зависят закономерности фильтрации нефти, газа и воды, дебиты скважин, продуктивность коллекторов.

В процессе эксплуатации залежей условия залегания нефти, воды и газа в пласте изменяются. Происходят значительные изменения свойств пород, пластовых жидкостей, газов и газоконденсатных смесей.

Необходимо изменение этих свойств рассматривать в динамике, в зависимости от изменения пластового давления, температуры и других условий в залежах.

Важно хорошо знать геологическое строение залежи, её физическую характеристику, физические и физико-химические свойства насыщающих пород нефти, газа и воды; должен уметь правильно обрабатывать и оценивать данные, которые получены при вскрытии пласта и при его последующей эксплуатации.

Настоящий курс лекций посвящен описанию свойств пористых сред и насыщающих их жидкостей и газов и их использование в практических расчетах.

Целью изучения дисциплины является формирование профессиональных компетенций будущего бакалавра по направлению подготовки 21.03.01 – Нефтегазовое дело, профилю «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»:

ПК-25 – способность использовать физико-математический аппарат для решения расчетно-аналитических задач, возникающих в ходе профессиональной деятельности,

ПК-26 – способность выбирать и применять соответствующие методы моделирования физических, химических и технологических процессов.

Дисциплина нацелена на подготовку бакалавров:

– к использованию комплексного подхода к решению научных и производственных задач нефтегазовой отрасли;

– к творческому решению научно-исследовательских и прикладных задач, возникающих в профессиональной сфере.

Задачи дисциплины: формирование необходимой базы знаний о структуре и физических свойствах пласта, методике их использования в нефтегазовом деле, то есть тех знаний, которые являются базой по объектам будущей профессиональной деятельности выпускника (нефтяные месторождения), а также по видам деятельности: производственно-технологической, научно-исследовательской, проектной.

В результате освоения дисциплины обучающийся должен

**ЗНАТЬ:** основные физические и физико-технологические свойства пласта; состав и структуру пласта как многофазной и многокомпонентной системы; связи физических и физико-технологических свойств пласта с его геологическим строением; принципы использования физических свойств пласта для решения инженерных задач нефтегазового профиля;

**УМЕТЬ:** выбирать технологии для конкретных объектов; применять закономерности фильтрации флюидов; применять физические основы увеличения нефтеотдачи пластов; обрабатывать результаты проведенных анализов флюидов;

**ВЛАДЕТЬ:** методами обработки данных, которые получены при вскрытии пласта; решением типовых задач по физике пласта; законами фильтрации жидкости.

# КУРС ЛЕКЦИЙ

## Лекция 1

### Физические свойства горных пород

#### План

- 1.1. Гранулометрический состав.
- 1.2. Пористость горных пород.
- 1.3. Виды пористости горных пород.

#### 1.1. Гранулометрический состав породы

Земная кора сложена из горных пород, которые по происхождению подразделяются на два основных вида – изверженные и осадочные.

Изверженные горные породы образуются при застывании магмы в толще земной коры (граниты) или на поверхности земли (базальты).

Осадочные породы образуются путем осаждения минеральных и органических веществ (в водной среде) и последующего их уплотнения. Это продукты выветривания или размыва горных пород суши или продукты химической реакции между грунтовыми водами и породами, остатками живых и растительных организмов. Преобладают глинистые, песчаные и карбонатные породы, в которых, как правило содержатся скопления нефти и газа.

Осадочные породы обычно залегают слоями-пластами, верхняя граница которых называется кровлей, нижняя – подошвой.

Актуальной задачей является изучение свойств пластов, обладающих системой пор, трещин и каверн, по которым может перемещаться жидкость или газ, называемых пластами-коллекторами. Обычно они переслаиваются непроницаемыми пластами (глинами, плотными известняками и др.).

Задача заключается в определении характеристик нефтяного и газового пласта, таких как:

- 1) гранулометрический состав,
- 2) пористость,
- 3) проницаемость

- 4) карбонатность,
- 5) капиллярные свойства
- 6) удельная поверхность
- 7) механические свойства (упругость, пластичность, сопротивление разрыву и др.).

Гранулометрический состав характеризует распределение частиц, слагающих породу, по размерам. Основная масса нефтесодержащих пород сложена зернистыми и коллоидно-дисперсными минералами диаметром от 0,01 до 1,0 мм.

Так как размеры частиц породы обуславливают общую величину их поверхностного контакта с нефтью, от гранулометрического состава пород зависит количество нефти, оставшейся в пласте в виде пленки после окончания его эксплуатации.

Гранулометрический состав определяют ситовым и седиментационным анализами.

Для выделения коллоидно-дисперсных минералов применяют центрифуги. Методами седиментации выделить их затруднительно из-за влияния броуновского движения на процесс оседания частиц. Подавляющая часть нефтяных и газовых месторождений приурочена к коллекторам трёх типов – поровым, трещинным и смешанного строения. К первому типу относятся коллекторы, сложенные песчано-алевритовыми породами, поровое пространство которых состоит из межзерновых полостей. Подобным строением порового пространства характеризуются также некоторые пласты известняков и доломитов. В чисто трещиноватых коллекторах (сложенных преимущественно карбонатами) поровое пространство образуется системой трещин. При этом участки коллектора между трещинами представляют собой плотные малопроницаемые нетрещиноватые блоки пород, поровое пространство которых практически не участвует в процессах фильтрации. На практике, однако, чаще всего встречаются трещиноватые коллекторы смешанного типа, поровое пространство которых включает как системы трещин, так и поровое пространство блоков, а также каверны и карсты.

Анализ показывает, что около 60 % запасов нефти в мире приурочено к песчаным пластам и песчаникам, 39 % – к карбонатным отложениям, 1 % – к выветренным метаморфическим и изверженным породам. Следовательно, породы осадочного происхождения – основные коллекторы нефти и газа.

В связи с разнообразием условий формирования осадков коллекторские свойства пластов различных месторождений могут изменяться в широких пределах. Характерные особенности большинства коллекторов – слоистость их строения и изменение во всех направлениях свойств пород, толщины пластов и других параметров.

Нефтяной пласт представляет собой горную породу, пропитанную нефтью, газом и водой.

## **1.2. Пористость горных пород**

Под пористостью горной породы понимается наличие пустот в её объеме. Пористость характеризует способность горной породы вмещать жидкости и газы.

В зависимости от происхождения различают следующие виды пор:

1. Поры между зёрнами обломочного материала (межкристаллические). Это первичные поры, образовавшиеся одновременно с формированием породы.

2. Поры растворения, образовавшиеся в результате циркуляции подземных вод.

3. Пустоты и трещины, образованные за счёт процессов растворения минеральной составляющей породы активными флюидами и образование карста.

4. Поры и трещины, возникшие под влиянием химических процессов, например, превращение известняка ( $\text{CaCO}_3$ ) в доломит ( $\text{MgCO}_3$ ) – при доломитизации идёт сокращение объёмов породы на 12 %.

5. Пустоты и трещины, образованные за счёт выветривания, эрозионных процессов, закарстования.

Виды пор (2–5) – это так называемые вторичные поры, возникшие при геолого-химических процессах.

Не все виды пор заполняются флюидами, газами, нефтью. Часть пор бывает изолирована, в основном это внутренние поры.

Объём пор зависит:

- от формы зёрен;
- от сортировки зёрен (чем лучше отсортирован материал, тем выше пористость);
- от размера зёрен;

- от укладки зёрен – при кубической укладке пористость составляет  $\approx 47,6\%$ , при ромбической укладке –  $25,96\%$  (рис. 1.1);
- от однородности и окатанности зёрен;

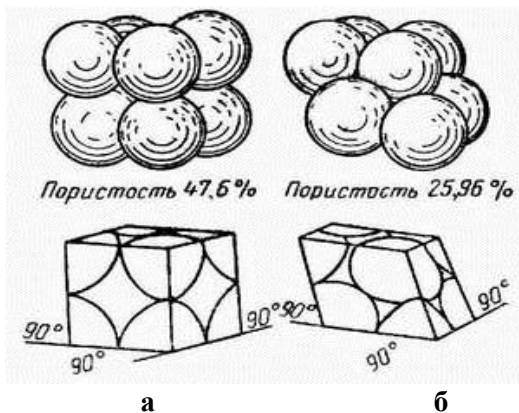


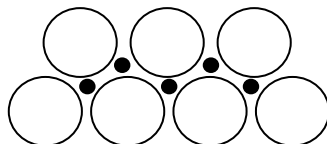
Рис. 1.1. Различная укладка сферических зёрен одного размера:

а – менее плотная кубическая укладка,

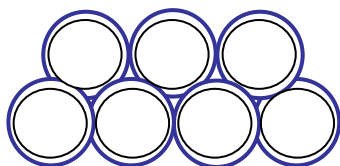
б – более компактная ромбическая укладка



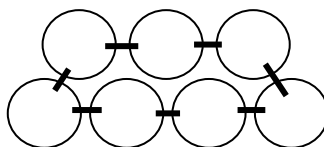
а. Базальный вид цемента  
(изверженный)  $t = 3-7\%$



б. Поровый вид цемента  
 $t = 7-12\%$



в. Плёночный вид цемента  
 $t = 12-16\%$



г. Соприкасающийся вид  
цементации  $t = 16-26\%$

Рис. 1.2. Разновидности цемента горных пород



### 1.3. Виды пористости горных пород

Общая (полная, абсолютная) пористость – суммарный объём всех пор ( $V_{\text{пор}}$ ), открытых и закрытых.

Пористость открытая – объём сообщающихся ( $V_{\text{сообщ}}$ ) между собой пор.

На практике для характеристики пористости используется коэффициент пористости ( $m$ ), выраженный в долях или в процентах.

Коэффициент общей (полной, абсолютной) пористости ( $m_n$ ) в процентах зависит от объема всех пор:

$$m_n = \frac{\sum V_{\text{пор}}}{V_{\text{образца}}} \times 100 \% \quad (1.1)$$

Коэффициент открытой пористости ( $m_o$ ) зависит от объёма сообщающихся между собой пор:

$$m_o = \frac{\sum V_{\text{сообщ. пор}}}{V_{\text{образца}}} \times 100 \% \quad (1.2)$$

Коэффициент эффективной пористости ( $m_{\text{эф.}}$ ) определяет фильтрацию в породе жидкости или газа, и зависит от объёма пор ( $V_{\text{пор филт.}}$ ), через которые идёт фильтрация.

$$m_{\text{эф}} = \frac{\sum V_{\text{пор филт.}}}{V_{\text{образца}}} \times 100 \% \quad (1.3)$$

Для зернистых пород, содержащих малое или среднее количество цементирующего материала, общая и эффективная пористость примерно равны. Для пород, содержащих большое количество цемента, между эффективной и общей пористостью наблюдается существенное различие.

Для коэффициентов пористости всегда выполняется соотношение

$$m_n > m_o > m_{\text{эф}} \quad (1.4)$$

Пласты с хорошо выраженными коллекторскими свойствами имеют пористость в пределах 15–25 %.

Поровые каналы нефтяных пластов условно подразделяются на три группы:

– субкапиллярные (размер пор  $< 0,0002$  мм) – практически непроницаемые: глины, глинистые сланцы, эвапориты (соль, гипс, ангидрит);

- капиллярные (размер пор от 0,0002 до 0,5 мм);
- сверхкапиллярные > 0,5 мм.

По крупным (сверхкапиллярным) каналам и порам движение нефти, воды, газа происходит свободно, а по капиллярам – при значительном участии капиллярных сил.

В субкапиллярных каналах жидкость удерживается межмолекулярными силами (силой притяжения стенок каналов), поэтому практически никакого движения не происходит.

Породы, поры которых представлены в основном субкапиллярными каналами, независимо от пористости практически непроницаемы для жидкостей и газов (глины, глинистые сланцы).

Пористость пород продуктивных пластов определяют в лабораторных условиях по керновому материалу. Пористость пласта на больших участках определяется статистически по большому числу исследованных образцов керна.

Таблица 1.1

**Коэффициенты пористости некоторых осадочных пород**

<i>Горная порода</i>	<i>Пористость, %</i>
Глинистые сланцы	0,54–1,4
Глины	6,0–50,0
Пески	6,0–52
Песчаники	3,5–29,0
Известняки	до 33
Доломиты	до 39

С пористостью связаны величины насыщения пласта флюидами: водонасыщенность ( $S_B$ ), газонасыщенность ( $S_G$ ), нефтенасыщенность ( $S_H$ ), величины, выраженные в долях или в процентах.

Связь пористости и коэффициента насыщенности (в долях):

$$S_B = \frac{V_{\text{воды}}}{V_{\text{пор в образце}}}; \quad S_G = \frac{V_{\text{газа}}}{V_{\text{пор в образце}}}; \quad S_H = \frac{V_{\text{нефти}}}{V_{\text{пор в образце}}} \quad (1.5)$$

$$S_{\text{насыщ}} = 1; \quad S_G = 1 - (S_B + S_H) \quad (1.6)$$



Рис. 1.3. Влияние естественного уплотнения пород на их пористость: 1 – песчаники, 2 – глины

Общая и открытая пористость зависят:

- от глубины залегания;
- от уменьшается с увеличением глубины (рис. 1.3.);
- от плотности пород;
- от количества цемента и др.

### Вывод

Гранулометрический состав характеризует распределение слагающих породу частиц по размерам. Гранулометрический состав определяют ситовым и седиментационными анализами.

Для зернистых пород, содержащих малое или среднее количество цементирующего материала, общая и эффективная пористость примерно равны. Для пород, содержащих большое количество цемента, между эффективной и общей пористостью наблюдается существенное различие.

Для коэффициентов пористости всегда выполняется соотношение:

$$m_n > m_0 > m_{эф}$$

С пористостью связаны величины насыщения пласта флюидами: водонасыщенность ( $S_w$ ), газонасыщенность ( $S_g$ ), нефтенасыщенность ( $S_n$ ), величины, выраженные в долях или в процентах.

### **Вопросы для самопроверки**

1. Перечислите характеристики пластов-коллекторов.
2. От каких параметров зависят общая и открытая пористость?
3. На какие группы подразделяются поровые каналы нефтяных пластов?
4. Назовите виды пористости пластов-коллекторов.

## Проницаемость горных пород

### План

- 2.1. Линейная фильтрация нефти и газа в пористой среде.
- 2.2. Радиальная фильтрация нефти и газа в пористой среде.
- 2.3. Оценка проницаемости пласта.

### 2.1. Линейная фильтрация нефти и газа в пористой среде

Для оценки проницаемости горных пород обычно пользуются линейным законом фильтрации Дарси.

Дарси в 1856 году, изучая течение воды через песчаный фильтр (рис. 2.1), установил зависимость скорости фильтрации жидкости от градиента давления.

Согласно уравнению Дарси, скорость фильтрации воды в пористой среде пропорциональна градиенту давления

$$v = \frac{Q}{F} = k \cdot \frac{\Delta P}{L}, \quad (2.1)$$

где  $Q$  – объёмная скорость воды;  $v$  – линейная скорость воды;  $F$  – площадь сечения,  $F = \pi d^2/4$ ;  $L$  – длина фильтра;  $k$  – коэффициент пропорциональности.

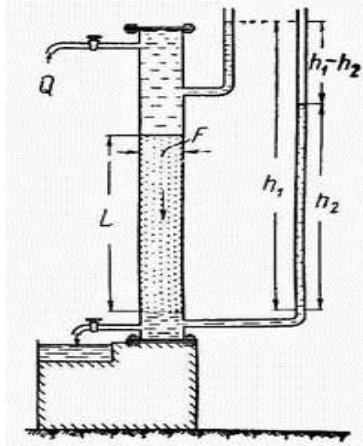


Рис. 2.1. Схема экспериментальной установки Дарси для изучения течения воды через песок

Нефть – неидеальная жидкость, поэтому линейный закон фильтрации для нефти, учитывает вязкость.

$$Q = kF \cdot \frac{\Delta P}{L\mu}, \quad (2.2)$$

где  $\mu$  – вязкость нефти.

В этом уравнении способность породы пропускать жидкости и газы характеризуется коэффициентом пропорциональности  $k$  (2.1), который называется коэффициентом проницаемости ( $k_{пр}$ ).

Размерность коэффициента проницаемости (система СИ) вытекает из соотношения

$$k_{пр} = \frac{Q\mu L}{\Delta P F} = \frac{\frac{м^3}{с} \cdot Па \cdot с \cdot м}{Па \cdot м^2} = [м^2]. \quad (2.3)$$

В системе СИ коэффициент проницаемости измеряется в  $м^2$ ; в системе СГС [ $k_{пр}$ ] =  $см^2$ ; в системе НПГ (нефтепромысловая геологии) [ $k_{пр}$ ] = Д (Дарси).

$$1 \text{ Дарси} = 1,02 \cdot 10^{-8} \text{ см}^2 = 1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 \approx 1 \text{ мкм}^2.$$

Таблица 2.1

**Размерность параметров уравнения Дарси  
в разных системах единиц**

Параметры уравнения	Размерность		
	СИ	СГС	НПГ
Объемный дебит, Q	м <sup>3</sup> / с	см <sup>3</sup> / с	см <sup>3</sup> / с
Площадь поперечного сечения фильтра, F	м <sup>2</sup>	см <sup>2</sup>	см <sup>2</sup>
Длина фильтра, L	м	см	см
Перепад давления, ΔP	Па	дн / см <sup>2</sup>	атм
Вязкость жидкости, μ	Па·с	дн·с / см <sup>2</sup>	спз (сантипуаз)

Проницаемостью в  $1 \text{ м}^2$  называется проницаемость пористой среды при фильтрации через образец площадью  $1 \text{ м}^2$  длиной  $1 \text{ м}$  и при перепаде давления  $1 \text{ Па}$ , при которой расход жидкости вязкостью  $1 \text{ Па}\cdot\text{с}$  составляет  $1 \text{ м}^3$ .

Пористая среда имеет проницаемость  $1 \text{ Дарси}$ , если при однофазной фильтрации жидкости вязкостью  $1 \text{ спз}$  при ламинарном

режиме фильтрации через сечение образца площадью  $1 \text{ см}^2$ , перепаде давления  $0,1 \text{ МПа}$ , расход жидкости на  $1 \text{ см}$  длины породы составляет  $1 \text{ см}^3/\text{с}$ .

Физический смысл размерности проницаемости – это площадь сечения каналов пористой среды, через которые идет фильтрация.

Существует несколько типов каналов:

- субкапиллярные;
- капиллярные;
- трещины;
- разрывы.

Приведённые выше уравнения справедливы при условии движения несжимаемой жидкости по линейному закону Дарси.

В случае фильтрации газа это условие не выполняется. При перепаде давления объём газа изменяется, и оценивается по закону Бойля-Мариотта:

$$\text{при } T = \text{const } P \cdot V = \text{const}$$

При линейной фильтрации газа оценивается средняя скорость фильтрации ( $V_{cp}$ ):

$$V_{cp} P_{cp} = V_o P_o = V_1 P_1 = V_2 P_2, \quad (2.5)$$

$$P_{cp} = (P_1 + P_2) / 2, \quad (2.6)$$

$$V_{cp} = V_o P_o / P_{cp} = 2V_o P_o / (P_1 + P_2). \quad (2.7)$$

Тогда, средний объёмный расход газа будет равен

$$\bar{Q}_{cp} = \frac{V_{cp}}{t} = \frac{2V_o P_o}{P_1 + P_2}. \quad (2.8)$$

Отсюда уравнение коэффициента проницаемости для газа

$$k_{np} = \frac{2V_o P_o \mu L}{F \cdot (P_1^2 - P_2^2) \cdot t}. \quad (2.9)$$

## **2.2. Радиальная фильтрация нефти и газа в пористой среде**

Процесс притока пластовых флюидов из пласта в скважину описывается моделью радиальной фильтрации.

В этом случае образец породы представляется в виде цилиндрического кольца с проводящими каналами в осевом направлении (рис. 2.2).

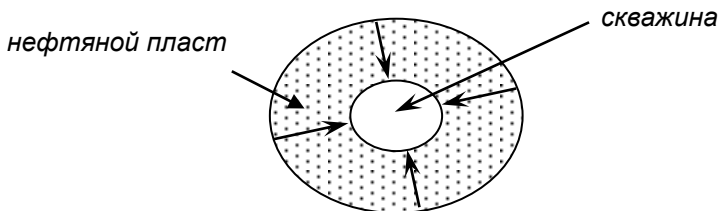


Рис. 2.2. Схема радиального притока жидкости в скважину

Площадь боковой поверхности цилиндра  $F = 2\pi rh$ , таким образом, уравнение Дарси для радиальной фильтрации будет иметь следующий вид:

$$\frac{Q}{F} = \frac{Q}{2\pi rh} = \frac{k_{np}\Delta P}{\mu\Delta r}; \frac{Q}{2\pi rh} \cdot \int_{r_e}^{r_n} \frac{dr}{r} = \frac{k_{np}}{\mu} \int_{P_e}^{P_n} dP. \quad (2.10)$$

Отсюда, дебит при радиальной фильтрации жидкости

$$Q = \frac{2\pi rhk_{np}(P_n - P_e)}{\mu \ln \frac{r_n}{r_e}}. \quad (2.11)$$

Таким образом, коэффициент проницаемости при радиальной фильтрации

$$k_{np} = \frac{Q\mu \ln \frac{r_n}{r_e}}{2\pi rh(P_n - P_e)}. \quad (2.12)$$

### 2.3. Оценка проницаемости пласта

Пласт состоит, как правило, из отдельных пропластков, поэтому общая проницаемость пласта ( $k_{np}$ ) оценивается с учетом проницаемости пропластков и направления фильтрации. При линейной фильтрации жидкости в пласте, состоящем из нескольких изолированных пропластков различной мощности и проницаемости (рис. 2.3)



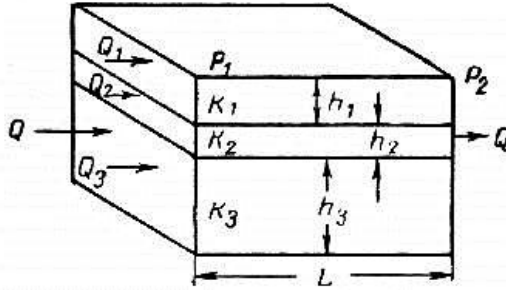


Рис. 2.3. Линейная фильтрация в пласте, состоящем из нескольких изолированных пропластков различной мощности и проницаемости

Средняя проницаемость пласта рассчитывается следующим образом:

$$k_{np} = \frac{\sum_{i=1}^n k_i h_i}{\sum_{i=1}^n h_i}, \quad (2.13)$$

где  $h_i$  – мощность  $i$ -го пропластка;  $k_i$  – проницаемость  $i$ -го пропластка.

При линейной фильтрации жидкости через пласт, имеющий несколько последовательно расположенных зон различной проницаемости (рис. 2.4), коэффициент проницаемости пласта рассчитывается следующим образом:

$$k_{cp} = \frac{L_{общ}}{\sum_{i=1}^n \frac{L_i}{k_i}}, \quad (2.14)$$

где  $L_i$  – длина  $i$ -го пропластка;  $k_i$  – проницаемость  $i$ -го пропластка.

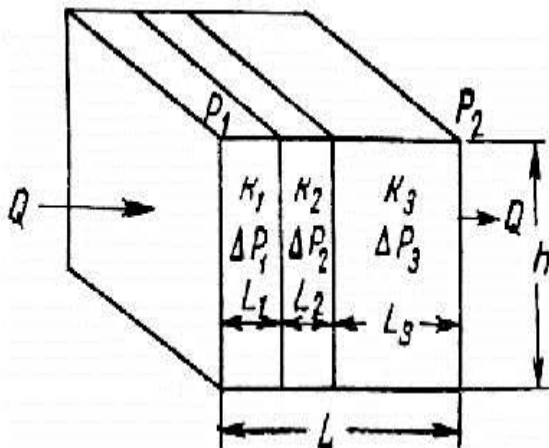


Рис. 2.4. Линейная фильтрация через пласт, имеющий несколько последовательно расположенных зон различной проницаемости

При радиальной фильтрации жидкости через пласт, имеющий несколько concentрически расположенных зон различной проницаемости (рис. 2.5) средняя проницаемость пласта оценивается следующим образом:

$$k_{np} = \frac{\lg \left( \frac{r_k}{r_{ck}} \right)}{\sum_{i=1}^n \frac{r_i}{r_{i-1}} k_i}, \quad (2.15)$$

где  $r_k$  – радиус контура;  $r_{ck}$  – радиус скважины;  $r_i$  – радиус  $i$ -го пропластка;  $k_i$  – проницаемость  $i$ -го пропластка.

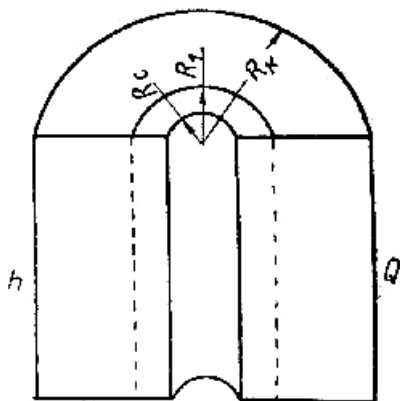


Рис. 2.5. Радиальная фильтрация через пласт, имеющий несколько концентрически расположенных зон различной проницаемости

### Вывод

Проницаемость – это параметр горной породы, характеризующий её способность пропускать через себя жидкости и газы при перепаде давления.

Абсолютно непроницаемых тел в природе нет. При сверхвысоких давлениях все горные породы проницаемы. Однако при сравнительно небольших перепадах давления в нефтяных пластах многие породы в результате незначительных размеров пор оказываются практически непроницаемыми для жидкостей и газов (глины, сланцы и т. д.).

Хорошо проницаемыми породами являются: пески, песчаники, доломиты, доломитизированные известняки, алевролиты, а также глины, имеющие массивную пакетную упаковку.

К плохо проницаемым относятся: глины, с упорядоченной пакетной упаковкой, глинистые сланцы, мергели, песчаники, с обильной глинистой цементацией.

### Вопросы для самопроверки

1. Дать определение понятию «проницаемость».
2. Перечислите существующие типы каналов.
3. Дайте определение закона Дарси.
4. Дайте определение линейной фильтрации.
5. Дайте определение радиальной фильтрации.

## Классификация проницаемых пород

### План

- 3.1. Зависимость проницаемости от пористости породы.
- 3.2. Виды проницаемости пористой среды.

### 3.1. Зависимость проницаемости от пористости породы

Теоретически для хорошо отсортированного материала (песок мономиктовый) проницаемость не зависит от пористости.

Для реальных коллекторов в общем случае более пористые породы являются более проницаемыми.

Зависимость проницаемости от размера пор для фильтрации через капиллярные поры идеально пористой среды оценивается из соотношения уравнений Пуазейля и Дарси. В этом случае пористая среда представляется в виде системы прямых трубок одинакового сечения длиной  $L$ , равной длине пористой среды.

Уравнение Пуазейля описывает объёмную скорость течения жидкости через такую пористую среду

$$Q = \frac{n\pi R^4 F \Delta p}{8 \mu L}, \quad (3.1)$$

где  $R$  – радиус порового канала;  $L$  – длина порового канала;  $n$  – число пор, приходящихся на единицу площади фильтрации;  $F$  – площадь фильтрации;  $\mu$  – вязкость жидкости;  $\Delta p$  – перепад давлений.

Коэффициент пористости среды, через которую проходит фильтрация

$$m = \frac{V_{nop}}{V_{обп}} = \frac{nF\pi R^2 L}{FL} = n\pi R^2. \quad (3.2)$$

Следовательно, уравнение (3.1) можно переписать следующим образом:

$$Q = F \frac{m R^2 \Delta p}{8 \mu L}. \quad (3.3)$$

Из уравнения Дарси следует, что

$$Q = Fk \frac{\Delta p}{L\mu}. \quad (3.4)$$

Приравняв правые части уравнений (3.3) и (3.4) получим взаимосвязь пористости и проницаемости

$$k_{np} = \frac{m \cdot R^2}{8}. \quad (3.5)$$

Из чего следует, что размер порового канала будет равен

$$R = \sqrt{\frac{8k}{m}}, \quad (3.6)$$

Если выразить проницаемость в мкм<sup>2</sup>, то радиус поровых каналов (в мкм) будет равен

$$R = 2,86 \sqrt{\frac{k}{m}}. \quad (3.7)$$

Оценка проницаемости для фильтрации через трещиноватые поры оценивается из соотношения уравнений Букингема и Дарси.

Потери давления при течении жидкости через щель очень малой высоты оцениваются уравнением Букингема:

$$\Delta p = \frac{12\mu v L}{h^2}, \quad (3.8)$$

где  $h$  – высота трещины;  $v$  – линейная скорость фильтрации.

Подставив это выражение в уравнение Дарси, получим:

$$k_{np} = \frac{h^2}{12}. \quad (3.9)$$

Соотношения (3.8) и (3.9) справедливы только для идеальной пористой среды.

Для реальных условий используется эмпирическое уравнение Котяхова

$$R = \frac{2}{7 \cdot 10^5} \sqrt{\frac{k_{np} \phi}{m}}, \quad (3.10)$$

где  $R$  – радиус пор;  $\phi$  – структурный коэффициент, описывающий извилистость порового пространства.

Значение  $\phi$  можно оценить путём измерения электросопротивления пород. Для керамических пористых сред при изменении

пористости от 0,39 до 0,28, по экспериментальным данным,  $\varphi$  изменяется от 1,7 до 2,6. Структурный коэффициент для зернистых пород можно приблизительно оценить по эмпирической формуле

$$\varphi = \frac{0,5035}{m^{1,1}}. \quad (3.11)$$

### 3.2. Виды проницаемости пористой среды

Проницаемость абсолютная (физическая) – проницаемость пористой среды для газа или однородной жидкости при следующих условиях:

1) отсутствие физико-химического взаимодействия между пористой средой и газом или жидкостью;

2) полное заполнение всех пор среды газом или жидкостью.

Для продуктивных нефтяных пластов эти условия не выполняются.

Проницаемость фазовая (эффективная) – проницаемость пористой среды для данного газа или жидкости при одновременном наличии в порах другой фазы или системы (газ – нефть, газ – нефть – вода).

При фильтрации смесей коэффициент фазовой проницаемости намного меньше абсолютной проницаемости.

Относительная проницаемость – отношение фазовой проницаемости к абсолютной.

Проницаемость горной породы зависит от степени насыщения породы флюидами, соотношения фаз, физико-химических свойств породы и флюидов.

Фазовая и относительная проницаемости для различных фаз зависят от нефте-, газо- и водонасыщенности порового пространства породы, градиента давления, физико-химических свойств жидкостей и пористых фаз.

Насыщенность – ещё один важный параметр продуктивных пластов, тесно связанный с фазовой проницаемостью.

Предполагается, что продуктивные пласты сначала были насыщены водой. Водой были заполнены капилляры, трещины, каналы.

При миграции углеводороды, вследствие меньшей плотности, стремятся к верхней части пласта, выдавливая вниз воду. Вода легче всего уходит из трещин и каналов, из капилляров вода не

уходит в силу капиллярных явлений. Таким образом, в пласте остаётся связанная вода.

Чтобы определить количество углеводородов, содержащихся в продуктивном пласте, необходимо определить насыщенность порового пространства породы нефтью, водой и газом.

Водонасыщенность  $S_B$  – отношение объёма открытых пор, заполненных водой, к общему объёму пор горной породы. Аналогично определение нефте- и газонасыщенности

$$S_B = \frac{V_B}{V_{пор}} \times 100 \% ; \quad S_H = \frac{V_H}{V_{пор}} \times 100 \% ; \quad S_G = \frac{V_G}{V_{пор}} \times 100 \% . \quad (3.12)$$

Обычно для нефтяных месторождений  $S_B = 6-35 \% ; S_H = 65-94\%$ . Для нефтяных месторождений справедливо следующее соотношение:

$$S_H + S_B = 1.$$

Для газонефтяных месторождений:

$$S_B + S_H + S_G = 1.$$

Остаточная водонасыщенность, обусловленная капиллярными силами, не влияет на фазовую фильтрацию нефти и газа. Для песчаников с высокой проницаемостью при водонасыщенности до 25 % нефте- и газонасыщенность пород максимальная – 45–77 %, а относительная фазовая проницаемость для воды равна нулю. При увеличении водонасыщенности до 40 % фазовая проницаемость для нефти и газа уменьшается в 2–2,5 раза. При увеличении водонасыщенности до 80 % фильтрация газа и нефти в пласте стремится к нулю.

Экспериментально изучался поток при одновременном содержании в пористой среде нефти, воды и газа. Опытами установлено, что в зависимости от объёмного насыщения порового пространства различными компонентами возможно одно-, двух- и трёхфазное движение. Результаты исследования представлены в виде треугольной диаграммы (рис. 3.1).

Вершины треугольника соответствуют стопроцентному насыщению породы одной из фаз; стороны, противолежащие вершинам, – нулевому насыщению породы этой фазой. Кривые, проведённые на диаграмме, ограничивают возможные области одно-, двух-, и трёхфазного потока.

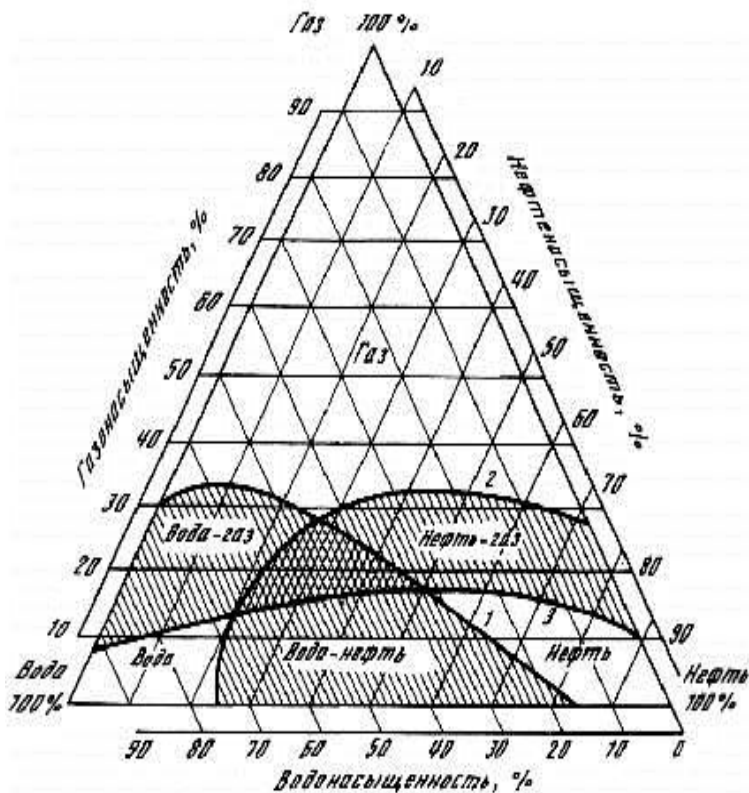


Рис. 3.1. Области распространения одно-, двух- и трёхфазного потоков: 1–5 % воды; 2–5 % нефти; 3–5 % газа


### Вывод

По величине проницаемости (мкм<sup>2</sup>) для нефти выделяют 5 классов коллекторов:

- 1) очень хорошо проницаемые ( $> 1$ );
- 2) хорошо проницаемые ( $0,1 - 1$ );
- 3) средне проницаемые ( $0,01 - 0,1$ );
- 4) слабопроницаемые ( $0,001 - 0,01$ );
- 5) плохо проницаемые ( $< 0,001$ ).

Для классификации коллекторов газовых месторождений используют 1–4 классы коллекторов.





### **Вопросы для самопроверки**

1. Виды проницаемости пористой среды.
2. Водонасыщенность.
3. Насыщенность.
4. Формулы для определения водо- нефте- и газонасыщенности.

## Тепловые и механические свойства горных пород

### План

4.1. Тепловые свойства горных пород.

4.2. Состав и физические свойства газа, нефти и пластовой воды.

### 4.1. Тепловые свойства горных пород

Тепловые свойства горных пород характеризуются удельной теплоёмкостью, коэффициентом температуропроводности и коэффициентом теплопроводности.

Удельная (массовая) теплоёмкость характеризуется количеством теплоты, необходимым для нагрева единицы массы породы на 1°C:

$$c = \frac{dQ}{M dT}. \quad (4.1)$$

Этот параметр необходимо учитывать при тепловом воздействии на пласт.

Коэффициент теплопроводности (удельного теплового сопротивления)  $\lambda$  характеризует количество теплоты  $dQ$ , переносимой в породе через единицу площади  $S$  в единицу времени  $t$  при градиенте температуры  $dT/dx$ :

$$dQ = \lambda \frac{dT}{dx} S dt. \quad (4.2)$$

Коэффициент температуропроводности характеризует скорость прогрева пород (или скорость распространения изотермических границ):

$$\alpha = \frac{\lambda}{c \cdot \rho}. \quad (4.3)$$

Коэффициенты линейного ( $\alpha_L$ ) и объёмного ( $\alpha_V$ ) расширения характеризуют изменение размеров породы при нагревании:

$$\alpha_L = \frac{dL}{dT \cdot L}; \quad \alpha_V = \frac{dV}{dT \cdot V}. \quad (4.4)$$

Теплоёмкость пород зависит от минералогического состава пород и не зависит от строения и структуры минералов. Удельная

теплоёмкость увеличивается при уменьшении плотности породы и растёт с увеличением температуры и влажности в пределах 0,4–2 кДж/(кг·К).

Теплопроводность и температуропроводность пород очень низки по сравнению с металлами. Поэтому для прогрева призабойных зон требуется очень большая мощность нагревателей. Вдоль напластования теплопроводность выше, чем поперёк напластования на 10–50 %.

Коэффициенты линейного и объёмного расширения изменяются в зависимости от плотности породы аналогично теплоёмкости. Наибольшим значением коэффициентов расширения обладает кварцевый песок и другие крупнозернистые породы.

Коэффициент линейного расширения пород уменьшается с ростом плотности минералов.

Таблица 4.1

**Тепловых свойства некоторых горных пород  
и пластовых флюидов**

<i>Горная порода</i>	$c$ , кДж/(кг·К)	$\lambda$ , Вт/(м·К)	$\alpha \cdot 10^3$ , м <sup>2</sup> /с	$\alpha_L \cdot 10^5$ , 1/К
глина	0,755	0,99	0,97	–
глинистые сланцы	0,772	154 – 218	0,97	0,9
доломит	0,93	1,1 – 4,98	0,86	–
известняк	1,1	2,18	0,91	0,5 – 0,89
кварц	0,692	2,49	1,36	1,36
песок	0,8	0,347	0,2	0,5
Пластовые флюиды				
нефть	2,1	0,139	0,069 – 0,086	–
вода	4,15	0,582	0,14	–

**4.2. Состав и физические свойства газа,  
нефти и пластовых вод**

Природные газы – это углеводороды и другие вещества, которые при нормальных условиях находятся в газообразном состоянии.

Углеводородные газы в зависимости от их состава, давления и температуры могут находиться в залежи в различных состояниях: газообразном, жидком или в виде газожидкостных смесей.

Если газовая шапка в нефтяной залежи отсутствует (это возможно при высоком пластовом давлении или особом строении залежи), то весь газ залежи растворён в нефти. Этот газ будет по ме-

ре снижения давления выделяться из нефти при разработке месторождения и будет называться нефтяным газом.

В пластовых условиях нефти содержат растворённый газ. Чем выше давление в пласте, тем больше растворённого газа в нефти.

Давление, при котором весь имеющийся в залежи газ растворён в нефти, называется давлением насыщения. Оно определяется составом нефти и газа и температурой в пласте.

Газовый фактор – количество газа (в м<sup>3</sup>), содержащееся в 1 тонне нефти.

Газы могут находиться в пласте в трёх состояниях: свободном, сорбированном, растворённом.

Продукция, добываемая из газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений, состоит из углеводородных (СН<sub>4</sub> – С<sub>22</sub>Н<sub>46</sub>), а также неуглеводородных компонентов (Н<sub>2</sub>С, N<sub>2</sub>, СО, СО<sub>2</sub>, Аг, Н<sub>2</sub>, Не).

При нормальных и стандартных условиях в газообразном состоянии существуют только углеводороды С<sub>1</sub>–С<sub>4</sub>. Углеводороды С<sub>5</sub> и выше в нормальных условиях находятся в жидком состоянии.

Газы, добываемые из чисто газовых месторождений, содержат более 95 % метана (табл. 4.2).

Таблица 4.2

**Химический состав газа газовых месторождений, об. %**

<i>Место- рождение</i>	<i>СН<sub>4</sub></i>	<i>С<sub>2</sub>Н<sub>6</sub></i>	<i>С<sub>3</sub>Н<sub>8</sub></i>	<i>С<sub>4</sub>Н<sub>10</sub></i>	<i>С<sub>5</sub>Н<sub>12</sub></i>	<i>N<sub>2</sub></i>	<i>СО<sub>2</sub></i>	<i>Относ. плотность</i>
Северо-Ставропольское	98,9	0,29	0,16	0,05	–	0,4	0,2	0,56
Уренгойское	98,84	0,1	0,03	0,02	0,01	1,7	0,3	0,56
Шатлыкское	95,58	1,99	0,35	0,1	0,05	0,78	1,15	0,58
Медвежье	98,78	0,1	0,02	–	–	1,0	0,1	0,56

Таблица 4.3

**Химический состав газа газоконденсатных месторождений, %**

<i>Место- рождение</i>	$CH_4$	$C_2H_6$	$C_3H_8$	$C_4H_{10}$	$C_5H_{12}$	$N_2$	$CO_2$	<i>Относ. плотность</i>
Вуктыльское	74,80	7,70	3,90	1,80	6,40	4,30	0,10	0,882
Оренбургское	84,00	5,00	1,60	0,70	1,80	3,5	0,5	0,680
Ямбургское	89,67	4,39	1,64	0,74	2,36	0,26	0,94	0,713
Уренгойское	88,28	5,29	2,42	1,00	2,52	0,48	0,01	0,707

Газы, добываемые вместе с нефтью, представляют собой смесь метана, этана, пропан-бутановой фракции и газового бензина. Содержание метана – около 35–85 %. Содержание тяжёлых углеводородов в нефтяном газе 20–40 % , реже – до 60 % (табл. 4.3).

Таблица 4.4

**Химический состав газа нефтяных месторождений, об. %**

<i>Место- рождение</i>	$CH_4$	$C_2H_6$	$C_3H_8$	$C_4H_{10}$	$C_5H_{12}$	$N_2$	$CO_2$	<i>Относ. плотность</i>
Бавлинское	35,0	20,7	19,9	9,8	5,8	8,4	0,4	1,181
Ромашкинское	38,38	19,1	17,8	8,0	6,8	8,0	1,5	1,125
Самотлорское	53,4	7,2	15,1	8,3	6,3	9,6	0,1	1,010
Узеньское	50,2	20,2	16,8	7,7	3,0	2,3	–	1,010

Тяжёлым нефтям свойственны нефтяные газы с содержанием метана

$$k_{сж} = \frac{CH_4}{\sum \text{Тяж. УВ}} \times 100 \%. \quad (4.5)$$

Под тяжёлыми УВ понимаются углеводороды от этана ( $C_2H_6$ ) и выше.

С лёгкими нефтями добываются обычно жирные газы

$$k_{\text{жирн}} = \frac{\sum \text{Тяж. УВ}}{\text{CH}_4} \times 100 \%. \quad (4.6)$$

Нефтяной газ при нормальных условиях – неполярная, аддитивная система (смесь компонентов от C<sub>1</sub> до C<sub>4</sub>). Следовательно, к нему при нормальных условиях применимы аддитивные методы расчётов физико-химических и технологических параметров (Π<sub>смеси</sub>)

$$\Pi_{\text{смеси}} = \sum_{i=1}^n \Pi_i \cdot g_i \left( N_i, V_i \right), \quad (4.7)$$

где g<sub>i</sub> – весовая доля; N<sub>i</sub> – мольная доля; V<sub>i</sub> – объёмная доля; Π<sub>i</sub> – параметр *i*-го компонента.

Плотность смеси газов рассчитывается следующим образом

$$\rho_{\text{см}} = \sum \rho_i \cdot N_i. \quad (4.8)$$

При нормальных условиях плотность газа ρ<sub>г</sub> = M/ 22,41.

Нефтяной газ представлен в виде смеси углеводородов, поэтому для оценки его физико-химических свойств необходимо знать, как выражается состав смеси.

Массовая доля (g<sub>i</sub>) – отношение массы *i*-го компонента, содержащегося в системе к общей массе системы:

$$g_i = \frac{m_i}{\sum_{i=1}^n m_i}. \quad \sum g_i = 1. \quad (4.9)$$

Молярная (мольная) доля (N<sub>i</sub>) – отношение числа молей *i*-го компонента к общему числу молей в системе:

$$N_i = \frac{n_i}{\sum_{i=1}^n n_i}. \quad \sum N_i = 1. \quad (4.10)$$

$$n_i = \frac{m_i}{M_i}, \quad (4.11)$$

где m<sub>i</sub> – масса *i*-го компонента; M<sub>i</sub> – молекулярный вес.

$$g_i = \frac{N_i \cdot M_i}{\sum N_i \cdot M_i}, \quad N_i = \frac{g_i}{M_i} \times \frac{1}{\sum g_i / M_i}. \quad (4.12)$$

Объёмная доля ( $V_i$ ) – доля, которую занимает компонент в объёме системы.

$$V_i = \frac{V_i}{\sum_{i=1}^n V_i} = \frac{g_i}{\rho_i} \times \frac{1}{\sum \frac{g_i}{\rho_i}} = \frac{N_i \cdot M_i}{\rho_i} \times \frac{1}{\sum \frac{N_i \cdot M_i}{\rho_i}}. \quad (4.13)$$

Для идеального газа соблюдается соотношение  $V_i = N_i$ .

Молекулярная масса смеси рассчитывается следующим образом:

$$M_{см} = \sum_{i=1}^n M_i \cdot N_i, \quad M_{см} = \frac{100}{\sum \frac{g_i}{M_i}}. \quad (4.14)$$

Относительная плотность газа по воздуху

$$\rho_{см}^o = \frac{\rho_{см}}{\rho_{возд}}. \quad (4.15)$$

Для нормальных условий  $\rho_{возд} \approx 1,293$ ; для стандартных условий  $\rho_{возд} \approx 1,205$ .

Если плотность газа задана при атмосферном давлении (0,1013 МПа), то пересчёт её на другое давление (при той же температуре) для идеального газа производится по формуле

$$\rho = \frac{\rho_o P}{P_{атм}}. \quad (4.16)$$

Смеси идеальных газов характеризуются аддитивностью парциальных давлений и парциальных объёмов.

Для идеальных газов давление смеси равно сумме парциальных давлений компонентов (закон Дальтона)

$$P = \sum_{i=1}^n p_i, \quad (4.17)$$

где  $P$  – давление смеси газов;  $p_i$  – парциальное давление  $i$ -го компонента в смеси,

$$p_i = N_i \cdot P. \quad (4.18)$$

$$\sum p_i = P \cdot \sum N_i, \quad (4.19)$$

где  $\sum N_i = 1$ .

Т. е. парциальное давление газа в смеси равно произведению его молярной доли в смеси на общее давление смеси газов.

Аддитивность парциальных объёмов компонентов газовой смеси выражается законом Амага

$$V = \sum_{i=1}^n V_i, \quad (4.20)$$

где  $V$  – объём смеси газов;  $V_i$  – объём  $i$ -го компонента в смеси, или

$$V_i = N_i \cdot V. \quad (4.21)$$

Для определения многих физических свойств природных газов используется уравнение состояния.

Уравнением состояния называется аналитическая зависимость между параметрами, описывающими изменение состояние вещества. В качестве таких параметров используется давление, температура, объём.

Состояние газа при стандартных условиях характеризуется уравнением состояния Менделеева – Клайперона

$$PV = QRT, \quad (4.22)$$

где  $P$  – абсолютное давление, Па;  $V$  – объём, м<sup>3</sup>;  $Q$  – количество вещества, кмоль;  $T$  – абсолютная температура, К;  $R$  – универсальная газовая постоянная Па·м<sup>3</sup>/(кмоль·К).

У этого уравнения есть свои граничные условия. Оно справедливо для идеальных газов при нормальном (0,1 МПа) и близких к нормальному давлениях (0,1–1,2 МПа).

При повышенном давлении газ сжимается. За счёт направленности связи С – Н происходит перераспределение электронной плотности, и молекулы газов начинают притягиваться друг к другу.

Для учёта этого взаимодействия в уравнение вводится коэффициент сверхсжимаемости  $z$ , предложенный голландским физиком Ван-дер-Ваальсом, учитывающий отклонения реального газа от идеального состояния:

$$PV = zQRT, \quad (4.23)$$

где  $Q$  – количество вещества, моль.

Физический смысл коэффициента сверхсжимаемости заключается в расширении граничных условий уравнения Клайперона – Менделеева для высоких давлений.



Коэффициент  $z$  зависит от давления и температуры, природы газа (критических давлений и температуры).

Критическое давление – давление, при котором газообразный углеводород переходит в жидкое состояние при критической температуре.

Критическая температура – температура, при которой жидкий углеводород переходит в газообразное состояние при критическом давлении.

Приведёнными параметрами индивидуальных компонентов называются безразмерные величины, показывающие, во сколько раз действительные параметры состояния газа отклоняются от критических:

$$T_{\text{привед}} = \frac{T}{T_{\text{ср.прив.}}}, \text{ где } T_{\text{ср.прив.}} = \sum_{i=1}^n N_i \cdot T_{i \text{ крит.}}, \quad (4.24)$$

$$P_{\text{привед}} = \frac{P}{P_{\text{ср.прив.}}}, \text{ где } P_{\text{ср.прив.}} = \sum_{i=1}^n N_i \cdot P_{i \text{ крит.}}, \quad (4.25)$$

$$\rho_{\text{привед}} = \frac{\rho}{\rho_{\text{крит}}}, \quad z_{\text{привед}} = \frac{z}{z_{\text{крит}}}, \quad V_{\text{привед}} = \frac{V}{V_{\text{крит}}}. \quad (4.26)$$

Существуют графики, эмпирические формулы и зависимости для оценки коэффициента сверхсжимаемости от приведенных давлений и приведенных температур.

Зная коэффициент сверхсжимаемости, можно найти объём газа в пластовых условиях по закону Бойля – Мариотта

$$V_{\text{пл}} = z \cdot \frac{V_o T_{\text{пл}} P_o}{T_o P_{\text{пл}}}. \quad (4.27)$$

Объёмный коэффициент газа используется при пересчёте объёма газа в нормальных условиях на пластовые условия и наоборот (например, при подсчёте запасов):

$$B = \frac{V_{\text{пл}}}{V_o} = \frac{T_{\text{пл}} P_o}{P_{\text{пл}} T_o}. \quad (4.28)$$

Вязкость газа – свойство газа оказывать сопротивление перемещению одной части газа относительно другой.

Различают динамическую вязкость  $\mu$  и кинематическую вязкость  $\nu$ . Кинематическая вязкость учитывает влияние силы тяжести.

Динамическая вязкость зависит от средней длины пробега молекул газа и от средней скорости движения молекул газа

$$\mu = \frac{\rho \bar{\nu} \bar{\lambda}}{3}, \quad (4.29)$$

где  $\rho$  – плотность газа;  $\bar{\lambda}$  – средняя длина пробега молекулы;  $\bar{\nu}$  – средняя скорость молекул.

Кинематическая вязкость природного газа при нормальных условиях невелика и не превышает 0,01 сантипуаза.

Динамическая вязкость газа увеличивается с ростом температуры (при повышении температуры увеличивается средняя скорость и длина пробега молекул), однако при давлении более 3 МПа вязкость с ростом температуры начинает снижаться. От давления вязкость газа практически не зависит (снижение скорости и длины пробега молекул при увеличении давления компенсируется ростом плотности).

### **Вывод**

Упругость, прочность на сжатие и разрыв, пластичность – наиболее важные механические свойства горных пород, влияющие на ряд процессов, происходящих в пласте в период разработки и эксплуатации месторождений.

Упругие свойства горных пород влияют на перераспределение давления в пласте в процессе эксплуатации месторождения. Давление в пласте благодаря упругим свойствам пород перераспределяется не мгновенно, а постепенно после изменения режима работы скважины.

Упругость – свойство горных пород сопротивляться изменению их объёма и формы под действием приложенных сил. Абсолютно упругое тело восстанавливает первоначальную форму мгновенно после снятия напряжения. Если тело не восстанавливает первоначальную форму или восстанавливает её в течение длительного времени, то оно называется пластичным.

### **Вопросы для самопроверки**

1. Перечислите тепловые свойства горных пород
2. Каковы физические свойства газа, нефти и пластовой воды?

## Растворимость газа в нефти и воде

### План

5.1. Закон Генри.

5.2. Состав и физико-химические свойства пластовой воды.

5.3. Минерализация пластовой воды.

### 5.1. Закон Генри

От количества растворённого в пластовой нефти газа зависят все её важнейшие свойства: вязкость, сжимаемость, термическое расширение, плотность и т. д.

Распределение компонентов нефтяного газа между жидкой и газообразной фазами определяется закономерностями процессов растворения. Способность газа растворяться в нефти и воде имеет большое значение на всех этапах разработки месторождений от добычи нефти до процессов подготовки и транспортировки.

Процесс растворения для идеального газа при небольших давлениях и температурах описывается законом Генри:

$$V_z = \alpha P V_{ж}, \quad (5.1)$$

где  $V_{ж}$  – объём жидкости-растворителя;  $\alpha$  – коэффициент растворимости газа;  $V_z$  – количество газа, растворённого при данной температуре;  $P$  – давление газа над поверхностью жидкости;  $K$  – константа Генри ( $K = f(\alpha)$ ).

Коэффициент растворимости газа  $\alpha$  показывает, какое количество газа растворяется в единице объёма жидкости при данном давлении

$$\alpha = \frac{V_z}{V_{ж} P}. \quad (5.2)$$

Коэффициент растворимости зависит от природы газа и жидкости, давления, температуры.

Минимальное давление, при котором весь газ растворяется в жидкости (т. е. переходит в псевдосжиженное состояние), называется давлением насыщения.

Если пластовое давление равно давлению насыщения, то часть газа может находиться в свободном состоянии (залежь имеет

газовую шапку). Если пластовое давление больше давления насыщения, то весь газ растворён в нефти.

Природа воды и углеводородов различны, и углеводородная составляющая нефтяного газа растворяется в воде хуже, чем в нефти.

Неуглеводородные компоненты нефтяного газа, такие как CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, N<sub>2</sub>, растворяются в воде лучше, чем в нефти. Например, пластовая вода сеноманского горизонта газирована (5 м<sup>3</sup> газа CO и CO<sub>2</sub> на 1 т воды).

С повышением давления растворимость газа растёт, а с повышением температуры – уменьшается. Растворимость газа зависит также от минерализации воды.

Разные компоненты нефтяного газа обладают разной способностью растворяться в жидкостях, причём с увеличением молекулярной массы газового компонента растёт коэффициент растворимости.

Количество выделившегося из нефти газа зависит не только от содержания газа в нефти, но и от способа дегазирования. Различают контактное разгазирование, когда выделившийся газ находится в контакте с нефтью, и дифференциальное разгазирование, когда выделившийся из нефти газ непрерывно отводится из системы.

Строгое соблюдение условий дифференциального дегазирования затруднено, поэтому используется многократное (ступенчатое) дегазирование.

В процессе добычи нефти встречаются оба способа дегазирования. В начальные периоды снижения давления от давления насыщения, когда газ ещё неподвижен относительно нефти, происходит контактное разгазирование. В последующий период, по мере выделения газа из нефти, газ быстрее движется к забою скважины и происходит дифференциальное разгазирование.

Коэффициент разгазирования – количество газа, выделившегося из единицы объёма нефти при снижении давления на единицу.

При движении газа по пласту наблюдается дроссельный эффект – снижение температуры газа с уменьшением давления газового потока при его движении через сужения в каналах. Интенсивность изменения температуры при изменении давления характеризуется коэффициентом Джоуля – Томсона:

$$\Delta T = \alpha \Delta P, \quad (5.3)$$

где  $\Delta T$  – изменение температуры;  $\alpha$  – коэффициент Джоуля – Томсона (зависит от природы газа, давления, температуры);  $\Delta P$  – изменение давления.

## 5.2. Состав и физико-химические свойства пластовой воды

По мере эксплуатации нефтяных месторождений скважины постепенно обводняются. Содержание пластовой воды в скважинной продукции растёт и может достигать 95 %. Поэтому важно знать, какое влияние оказывает пластовая вода на процесс добычи нефти и газа.

Состав пластовых вод разнообразен и зависит от природы эксплуатируемого нефтяного пласта, физико-химических свойств нефти и газа. В пластовых водах всегда растворено некоторое количество солей. Больше всего в воде содержится хлористых солей (до 80–90 % от общего содержания солей).

Виды пластовых вод:

- подошвенные (вода, заполняющая поры коллектора под залежью);
- краевые (вода, заполняющая законтурную зону);
- промежуточные (между пропластками);
- остаточные (оставшаяся со времён образования залежи вода).

Все эти виды вод могут представлять собой единую гидродинамическую систему. Пластовая вода часто является агентом, вытесняющим нефть из пласта, следовательно, её свойства влияют на количество вытесненной нефти.

Плотность пластовых вод сильно зависит от минерализации, т. е. содержания растворённых солей. В среднем плотность пластовой воды составляет 1010–1210 кг/м<sup>3</sup>.

Тепловое расширение воды характеризуется коэффициентом теплового расширения:

$$E = \frac{\Delta V}{V \Delta t}. \quad (5.4)$$

Из формулы следует, что коэффициент теплового расширения воды ( $E$ ) характеризует изменение единицы объёма воды, при изменении её температуры на 1 °С. По экспериментальным данным, в пластовых условиях он колеблется в пределах  $(18–90) \cdot 10^{-5} \text{ 1 / } ^\circ\text{C}$ .

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

$$\beta_g = \frac{\Delta V}{\Delta P \cdot V}. \quad (5.5)$$

Коэффициент сжимаемости воды изменяется в пластовых условиях в пределах  $3,7 \cdot 10^{-10} - 5,0 \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$ . При наличии растворённого газа он увеличивается, и приближённо может рассчитываться по формуле

$$\beta_{BG} = \beta_g (1 + 0,05 \cdot S), \quad (5.6)$$

где  $S$  – количество газа, растворённого в воде,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ .

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

$$B_{ПВ} = \frac{V_{пл}}{V_{см}}. \quad (5.7)$$

Увеличение пластового давления способствует уменьшению объёмного коэффициента, а рост температуры – увеличению. Объёмный коэффициент изменяется в пределах 0,99–1,06.

Вязкость воды в пластовых условиях зависит, в основном, от температуры и минерализации. От давления вязкость зависит слабо. Наибольшую вязкость имеют хлоркальциевые воды (в 1,5–2 раза больше пресной воды).

### 5.3. Минерализация пластовой воды

Минерализация воды – содержание растворённых солей в г/л. По степени минерализации пластовые воды делятся на четыре типа:

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

Минерализация пластовой воды растёт с глубиной залегания пластов.

По типу растворённых в воде солей различают хлоркальциевые (хлоркальциево-магниевые) и щелочные (гидрокарбонатные,

гидрокарбонатно-натриевые) пластовые воды. Тип пластовой воды определяется соотношением ионов растворённых солей:

- анионов:  $\text{OH}^-$ ;  $\text{Cl}^-$ ;  $\text{SO}_4^{2-}$ ;  $\text{CO}_3^{2-}$ ;  $\text{HCO}_3^-$ ;
- катионов:  $\text{H}^+$ ;  $\text{K}^+$ ;  $\text{Na}^+$ ;  $\text{NH}_4^+$ ;  $\text{Mg}^{2+}$ ;  $\text{Ca}^{2+}$ ;  $\text{Fe}^{3+}$ ;
- ионов микроэлементов:  $\text{I}^-$ ;  $\text{Br}^-$ ;
- коллоидных частиц  $\text{SiO}_2$ ;  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ;  $\text{Al}_2\text{O}_3$ ;
- нафтеновых кислот и их солей.

Составом воды определяется её жёсткость. Жёсткостью называется суммарное содержание растворённых солей кальция, магния, железа. Жёсткость подразделяется на временную (карбонатную) и постоянную (некарбонатную).

Временная, или карбонатная, жёсткость ( $J_{\text{к}}$ ) обусловлена содержанием в воде гидрокарбонатов двухвалентных металлов (кальция, магния, железа).

Постоянная, или некарбонатная, жёсткость ( $J_{\text{нк}}$ ) обусловлена наличием в воде сульфатов и хлоридов двухвалентных металлов (кальция, магния, железа).

Общая жёсткость воды определяется как сумма карбонатной и некарбонатной:

$$J_o = J_{\text{к}} + J_{\text{нк}}. \quad (5.8)$$

Жёсткость воды оценивается содержанием в ней солей в миллиграмм-эквивалентах на литр  $\left( \frac{\text{мг-ЭКВ}}{\text{л}} \right)$ :

$$g_{v,i} = \frac{m_{v,i}}{\varepsilon_i}, \quad (5.9)$$

где  $m_{v,i}$  – концентрация  $i$ -го иона в воде (мг/л);  $\varepsilon_i$  – эквивалент  $i$ -го иона.

$$\varepsilon_i = \frac{M_i}{n}, \quad (5.10)$$

где  $M_i$  – молекулярная масса иона;  $n$  – валентность иона.

$$J_o = \sum g_i. \quad (5.11)$$

Тип природной воды характеризуется в зависимости от содержания двухвалентных катионов:

- очень мягкая вода – до 1,5 мг-экв./л;
- мягкая вода – 1,5–3,0 мг-экв./л;

- умеренно жёсткая вода – 3,0–6,0 мг-экв./л;
- жёсткая вода – более 6 мг-экв./л.

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  $\text{CaCO}_3$ .

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

Содержание водородных ионов в воде определяется параметром рН

$$pH = \lg C_{H^+},$$

где  $C_{H^+}$  – концентрация ионов водорода. В зависимости от рН различают следующие типы воды:

- нейтральная (рН = 7);
- щелочная (рН > 7);
- кислая (р < 7).

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. За счёт растворения воды образуется т. н. «переходная зона», величина которой зависит от полярности нефти.

### **Вывод**

Пластовая вода часто является агентом, вытесняющим нефть из пласта, следовательно, её свойства влияют на количество вытесненной нефти.

За счёт растворения воды в нефти происходят изменения в зоне водонефтяного контакта. Чёткой границы «вода – нефть» не существует. За счёт растворения воды образуется т. н. «переходная зона», величина которой зависит от полярности нефти.





По мере эксплуатации нефтяных месторождений скважины постепенно обводняются. Содержание пластовой воды в скважинной продукции растёт и может достигать 95 %. Поэтому важно знать, какое влияние оказывает пластовая вода на процесс добычи нефти и газа.

**Вопросы для самопроверки**

1. От чего зависит состав пластовых вод?
2. Перечислите виды пластовых вод.
3. От какого параметра зависит тип природной воды?
4. Дайте объяснение термину «минерализация воды».
5. Дайте объяснение параметру «коэффициент разгазирования».

## Состав и физико-химические свойства нефтей

### План

6.1. Состав нефти.

6.2. Плотность и вязкость пластовой нефти.

6.3. Фазовое состояние углеводородных систем.

### 6.1. Состав нефти

Нефть представляет собой сложную смесь органических соединений, преимущественно углеводородов и их производных. Вследствие изменчивости химического состава, физико-химические свойства нефтей различных месторождений и даже различных пластов одного месторождения отличаются большим разнообразием.

По консистенции нефти различаются: от легко подвижных до высоковязких (почти нетекучих) или застывающих при нормальных условиях. Цвет нефтей меняется от зеленовато-бурого до чёрного.

В нефти в основном содержатся следующие классы углеводородов:

- парафиновые углеводороды (алканы) – насыщенные (предельные) углеводороды с общей формулой  $C_nH_{2n+2}$ . Содержание в нефти – 30–70 %. Различают алканы нормального (н-алканы) и изостроения (изоалканы). В нефти присутствуют газообразные алканы  $C_2$ –  $C_4$  (в виде растворённого газа), жидкие алканы  $C_5$  –  $C_{15}$  (основная масса жидких фракций нефти) и твёрдые алканы  $C_{17}$  –  $C_{53}$ , которые входят в тяжёлые нефтяные фракции и известны как парафины и церезины;

- нафтеновые углеводороды (циклоалканы) – насыщенные алициклические углеводороды с общей формулой  $C_nH_{2n}$ ,  $C_nH_{2n-2}$  (бициклические) или  $C_nH_{2n-4}$  (трициклические). В нефти присутствуют в основном пяти- и шестичленные нафтены. Содержание в нефти – 25–75 %. Содержание нафтенов растёт по мере увеличения молекулярной массы нефти;

- ароматические углеводороды – соединения, в молекулах которых присутствуют циклические полисопряжённые системы. К ним относятся бензол и его гомологи, толуол, фенаптрин и др. Содержание в нефти – 10–15 %.

• гетероатомные соединения – углеводороды, в состав молекул которых входят кислород, азот, сера, металлы. К ним относятся: смолы, асфальтены, меркаптаны, сульфиды, дисульфиды, тиофены, порфирины, фенолы, нафтеновые кислоты. Подавляющая часть гетероатомных соединений содержится в наиболее высокомолекулярных фракциях нефти, которые обычно называют смолисто-асфальтовыми веществами. На их долю приходится до 15 %.

В нефти также содержатся в малых количествах неорганическая сера, различные металлы и т. д.

Фракционный состав нефти отражает содержание соединений, выкипающих в различных интервалах температур. Нефти выкипают в очень широком интервале температур – 28–550 °С и выше. Различают следующие фракции нефти:

- 28–180 °С – широкая бензиновая фракция;
- 120–240 °С – керосиновая фракция (150–240 °С – осветительный керосин; 140–200 °С – уайт-спирт);
- 140–340 °С – дизельная фракция (180–360 °С – летнее топливо);
- 350–500 °С – широкая масляная фракция;
- 380–540 °С – вакуумный газойль.

## **6.2. Плотность и вязкость пластовой нефти**

Плотность пластовой нефти зависит от состава нефти, давления, температуры, количества растворённого газа (рис. 6.1.). Чем меньше плотность нефти, тем выше выход светлых фракций. Не все газы, растворяясь в нефти, одинаково влияют на её плотность. С повышением давления плотность нефти значительно уменьшается при её насыщении углеводородными газами. Плотность нефтей при насыщении азотом или углекислым газом несколько возрастает с увеличением давления. Обычно плотность нефтей колеблется в пределах 820–950 кг/м<sup>3</sup>.

Вязкость – сила трения (внутреннего сопротивления), возникающая между двумя смежными слоями внутри жидкости или газа на единицу поверхности при их взаимном перемещении (рис. 6.2).

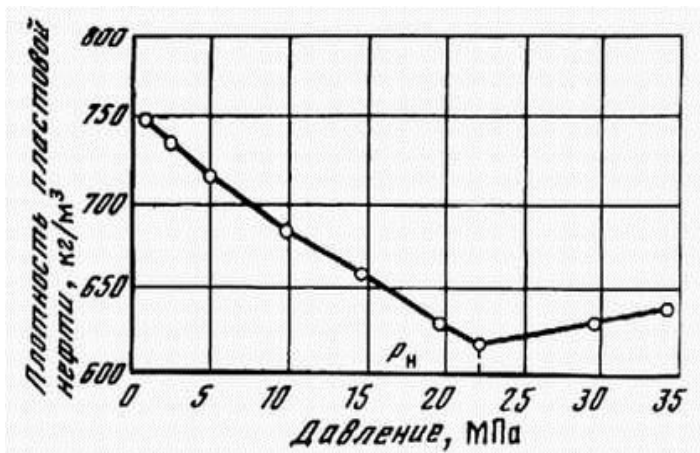


Рис. 6.1. Изменение плотности пластовой нефти в зависимости от давления

Динамическая вязкость определяется законом Ньютона:

$$\frac{F}{A} = \mu \frac{dv}{dy}, \quad (6.1)$$

где  $A$  – площадь перемещающихся слоёв жидкости (газа);  $F$  – сила, требующаяся для поддержания разницы скоростей движения между слоями на величину  $dv$ ;  $dy$  – расстояние между движущимися слоями жидкости (газа);  $dv$  – разность скоростей движущихся слоёв жидкости (газа).

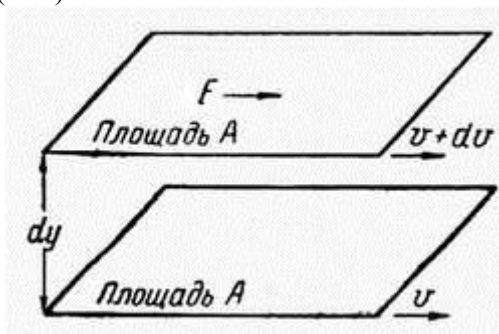


Рис. 6.2. Движение двух слоёв жидкости относительно друг друга

Размерность вязкости определяется из уравнения Ньютона:

– система СИ – [Па·с];

– система СГС – [Пуаз] = [г/(см·с)].

Вязкость пластовой нефти всегда значительно отличается от вязкости сепарированной вследствие большого количества растворённого газа, повышенной температуры (рис. 6.3). При этом вязкость уменьшается с повышением количества газа в нефти и с увеличением температуры; повышение давления вызывает небольшое увеличение вязкости.

Вязкость нефти в пластовых условиях различных месторождений изменяется от сотен МПа·с до десятых долей МПа·с. В пластовых условиях вязкость нефти может быть в десятки раз меньше вязкости сепарированной нефти.

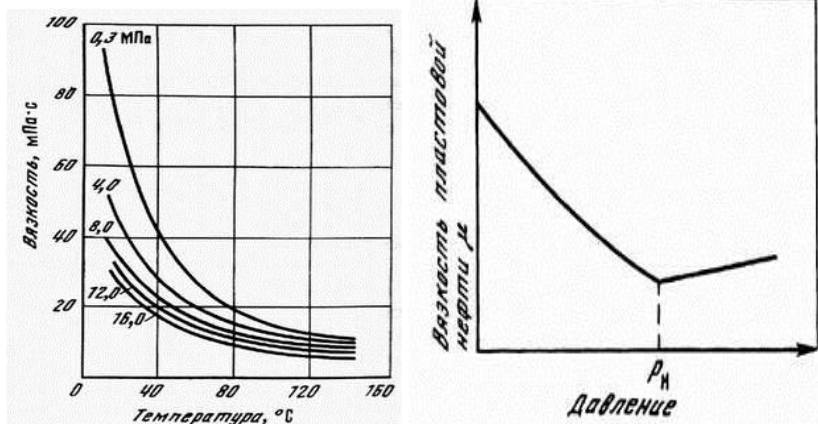


Рис. 6.3. Изменение вязкости пластовой нефти в зависимости от давления и температуры

С вязкостью связан ещё один параметр – текучесть  $\varphi$  – величина, обратная вязкости:

$$\varphi = \frac{1}{\mu}. \quad (6.2)$$

Кроме динамической вязкости, для расчётов используют также кинематическую вязкость – свойство жидкости оказывать сопротивление перемещению одной части жидкости относительно другой с учётом силы тяжести

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}. \quad (6.3)$$

Единицы измерения кинематической вязкости:

- система СИ – [м<sup>2</sup>/с];
- система СГС – [Строк].

Нефть, как и все жидкости, обладает упругостью, т. е. способностью изменять свой объём под действием внешнего давления. Уменьшение объёма характеризуется коэффициентом сжимаемости (или объёмной упругости)  $\beta_n$ :

$$\beta_n = -\frac{1}{V} \cdot \frac{\Delta V}{\Delta P}. \quad (6.4)$$

Коэффициент сжимаемости зависит от давления, температуры, состава нефти и газового фактора. Нефти, не содержащие растворённого газа, обладают сравнительно низким коэффициентом сжимаемости (0,4–0,7 ГПа<sup>-1</sup>), а лёгкие нефти со значительным содержанием растворённого газа – повышенным коэффициентом сжимаемости (до 14 ГПа<sup>-1</sup>). Высокие коэффициенты сжимаемости свойственны нефтям, находящимся в пластовых условиях, близких к критическим.

С количеством растворённого газа в нефти также связан объёмный коэффициент  $b$ , характеризующий соотношение объёмов нефти в пластовых условиях и после отделения газа на поверхности:

$$b = \frac{V_{nl}}{V_{дег}}, \quad (6.5)$$

где  $V_{nl}$  – объём нефти в пластовых условиях;  $V_{дег}$  – объём нефти при атмосферном давлении и температуре 20 °С после дегазации.

Используя объёмный коэффициент, можно определить усадку нефти ( $U$ ), т. е. уменьшение объёма пластовой нефти при извлечении её на поверхность (в %):

$$U = \frac{b-1}{b} \cdot 100 \%. \quad (6.6)$$

### 6.3. Фазовое состояние углеводородных систем

В процессе разработки месторождений в пластах непрерывно изменяются давление, температура, количественное соотношение нефти и газа. Это сопровождается непрерывным изменением со-

става газовой и жидкой фаз и переходом различных углеводородов из одной фазы в другую. Особенно быстро такие превращения происходят при движении нефти по стволу скважины от забоя к устью.

Дальнейшее движение нефти и газа к потребителю также сопровождается непрерывными фазовыми превращениями. Закономерности фазовых переходов и фазовое состояние газонефтяных смесей при различных условиях необходимо знать для решения многих задач.

Интенсивность выделения газовой фазы из нефти зависит от многих факторов, основными из которых являются:

- темп снижения давления и температуры при движении нефтяного потока;
- наличие в составе нефти лёгких углеводородов ( $C_2$ –  $C_6$ );
- молекулярная масса нефти;
- вязкость нефти.

### **Вывод**

Нефть представляет собой сложную смесь органических соединений, преимущественно углеводородов и их производных. Вследствие изменчивости химического состава физико-химические свойства нефтей различных месторождений и даже различных пластов одного месторождения отличаются большим разнообразием.

По консистенции нефти различаются: от легкоподвижных до высоковязких (почти не текучих) или застывающих при нормальных условиях. Цвет нефтей меняется от зеленовато-бурого до чёрного.

В нефти в основном содержатся следующие классы углеводородов:

Парафиновые углеводороды (алканы) – насыщенные (предельные) углеводороды с общей формулой  $C_nH_{2n+2}$ . Содержание в нефти – 30–70 %. Различают алканы нормального (н-алканы) и изоостроения (изоалканы). В нефти присутствуют газообразные алканы  $C_2$ –  $C_4$  (в виде растворённого газа), жидкие алканы  $C_5$  –  $C_{15}$  (основная масса жидких фракций нефти) и твёрдые алканы  $C_{17}$  –  $C_{53}$ , которые входят в тяжёлые нефтяные фракции и известны как парафины и церезины.

Нафтеновые углеводороды (циклоалканы) – насыщенные алициклические углеводороды с общей формулой  $C_nH_{2n}$ ,  $C_nH_{2n-2}$  (бициклические) или  $C_nH_{2n-4}$  (трициклические). В нефти присутствуют в основном пяти- и шестичленные нафтены. Содержание в нефти – 25–75 %. Содержание нафтенов растёт по мере увеличения молекулярной массы нефти.

Ароматические углеводороды – соединения, в молекулах которых присутствуют циклические полисопряжённые системы. К ним относятся бензол и его гомологи, толуол, фенаптрин и др. Содержание в нефти – 10–15 %.

Гетероатомные соединения – углеводороды, в состав молекул которых входят кислород, азот, сера, металлы. К ним относятся: смолы, асфальтены, меркаптаны, сульфиды, дисульфиды, тиофены, порфирины, фенолы, нафтеновые кислоты. Подавляющая часть гетероатомных соединений содержится в наиболее высокомолекулярных фракциях нефти, которые обычно называют «смолисто-асфальтеновыми веществами». На их долю приходится до 15 %.

В нефти также содержатся в малых количествах неорганическая сера, различные металлы и т. д.

### **Вопросы для самопроверки**

1. Перечислите классы углеводородов.
2. От каких параметров зависит коэффициент сжимаемости?
3. Дайте определение понятию «вязкость».
4. Запишите формулу для определения динамической вязкости.



## Схема фазовых превращений однокомпонентных систем

### План

7.1. Фазовые переходы в нефти, воде и газе.

7.2. Поверхностно-молекулярные свойства системы «пласт – вода».

### 7.1. Фазовые переходы в нефти, воде и газе

Углеводородные газы, подобно всем индивидуальным веществам, изменяют свой объём при изменении давления и температуры. На рис. 7.1 представлена диаграмма фазового состояния для чистого этана. Каждая из кривых соответствует фазовым изменениям при постоянной температуре и имеет три участка. Слева от пунктирной линии отрезок соответствует газовой фазе, горизонтальный участок – двухфазной газожидкостной области, левый участок – жидкой фазе. Отрезок пунктирной линии 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.

С приближением температуры и давления к критическим значениям свойства газовой и жидкой 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 индивидуальных углеводородов граничным давлением между жидкой и газовой фазой является давление упругости паров (при данной температуре), при котором происходит конденсация или испарение. Обе фазы (жидкость и пар) при данной температуре присутствуют в системе только в том случае, если давление равно упругости насыщенного пара над жидкостью.

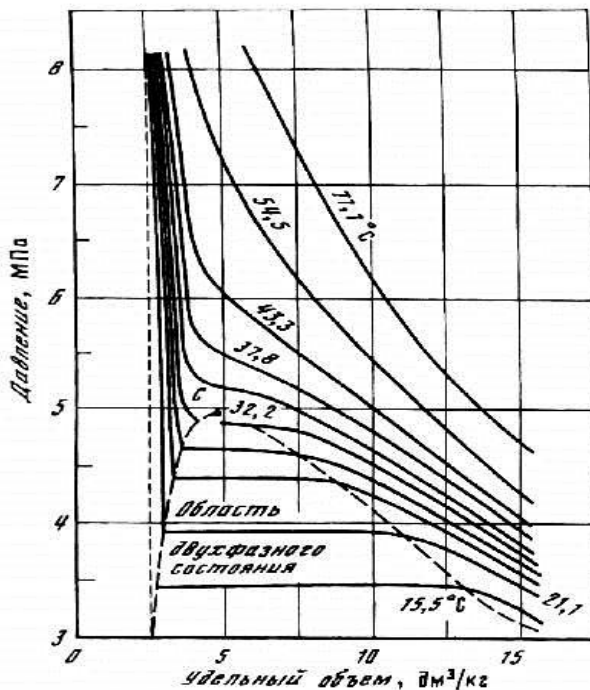


Рис. 7.1. Диаграмма фазового состояния чистого этана

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 вещество находится в однофазном состоянии

Фазовая диаграмма индивидуальных углеводородов ограничивается критической точкой С (рис. 7.2). Для однокомпонентных систем эта точка определяется наивысшими значениями давления и температуры, при которых ещё могут существовать две фазы одновременно

Фазовые превращения углеводородов можно также представить в координатах «давление – температура» (рис. 7.2).

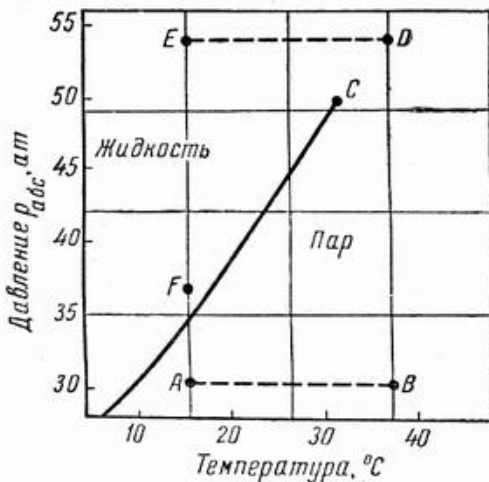


Рис. 7.2. Диаграмма фазового состояния чистого этана в координатах Т – Р

Из рис. 7.2 следует, что путём соответствующих изменений давления и температуры углеводорода можно перевести из парообразного состояния в жидкое, минуя двухфазную область. Газ, характеризующийся параметрами точки А, можно изобарически нагреть до температуры точки В, а затем, повысив давление в системе при постоянной температуре, перевести вещество в область точки D, расположенную выше критической точки С, и далее в область точки Е. Свойства системы при этом изменяются непрерывно, и разделения углеводорода на фазы не произойдёт. При дальнейшем охлаждении системы (от точки D до точки Е), а затем при снижении давления до точки F вещество приобретёт свойства жидкости, минуя область двухфазного состояния.

Значительно сложнее закономерности фазовых переходов двух- и многокомпонентных систем.

В смеси углеводородов каждый компонент имеет собственные значения упругости насыщенных паров, поэтому процессы конденсации и испарения не будут проходить при конкретных значениях давления и температуры, а в определённом диапазоне значений давления и температуры. Границы диапазона будут тем больше, чем больше разница между критическими значениями давления и температуры индивидуальных компонентов, входящих в систему.

Фазовые переходы подчиняются определённым 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 характеризуется отношением мольной доли компонента в газовой фазе ( $y_i$  или  $N_{yi}$ ) к мольной доле этого компонента в жидкой фазе ( $x_i$  или  $N_{xi}$ ), находящейся в равновесном состоянии с газовой фазой:

$$K_{P_i} = \frac{y_i}{x_i}; \quad K_{P_i} = \frac{N_{y_i}}{N_{x_i}}. \quad (7.1)$$

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

Согласно закону Дальтона, каждый компонент, входящий в газовую фазу, имеет своё парциальное давление  $p_i$ , а общее давление в газовой системе равно сумме парциальных давлений

$$P = \sum_{i=1}^n p_i. \quad (7.2)$$

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

$$p_i = N_{xi} \cdot Q_i \text{ или } p_i = N_{xi} \cdot P_{нас. пара}, \quad (7.3)$$

где  $Q_i$  – упругость паров компонента;  $N_{xi}$  – мольная доля компонента;  $P_{нас. пара}$  – давление насыщенного пара  $i$ -го компонента.

В момент равновесия парциальное давление  $i$ -го компонента в газовой фазе равно парциальному давлению компонента над жидкостью. Отсюда следует закон Дальтона – Рауля для равновесного состояния газовой и нефтяной фазы:

$$N_{yi} \cdot P = N_{xi} \cdot Q_i; \quad (7.4)$$

$$\frac{Q_i}{P} = \frac{N_{yi}}{N_{xi}} = const = K_{pi}, \quad (7.5)$$

где  $K_i$  – константа равновесия  $i$ -го компонента при данной температуре и давлении смеси.

Уравнение материального баланса для одного моля нефтегазовой смеси:

$$N_{zi} = N_{xi} \cdot L + N_{yi} \cdot V = N_{xi} \cdot L + K_{pi} \cdot N_{xi} \cdot V, \quad (7.6)$$

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

$$V = 1 - L. \quad (7.7)$$

Используя уравнения (7.6) и (7.7), получим выражение для мольной доли компонента жидкой фазы

$$N_{xi} = \frac{N_{zi}}{L + (1 - L) \cdot k_{pi}} \quad (7.8)$$

и для мольной доли компонента газовой фазы

$$N_{xi} = \frac{N_{zi} \cdot k_{pi}}{1 - V \cdot (1 - k_{pi})}. \quad (7.9)$$

## 7.2. Поверхностно-молекулярные свойства системы «пласт – вода»

Физико-химические свойства поверхностей раздела фаз и закономерности их взаимодействия характеризуются рядом показателей: поверхностным натяжением на границе раздела фаз, явлениями смачиваемости и растекания, работой адгезии и когезии, теплотой смачивания.

Поверхностное натяжение  $\sigma$  – избыток свободной энергии, сосредоточенной на одном квадратном сантиметре площади поверхностного слоя на границе раздела двух фаз. По поверхностному натяжению пластовых жидкостей на различных поверхностях раздела можно судить о свойствах соприкасающихся фаз, закономерностях взаимодействия жидких и твёрдых тел, процессах адсорбции, количественном и качественном составе полярных компонентов в жидкости, интенсивности проявления капиллярных сил и т. д.

Поверхностное натяжение связано с такими понятиями, как свободная энергия поверхностного слоя жидкости и сила поверхностного натяжения.

Свободная энергия поверхности

$$E = \sigma \cdot s, \quad (7.10)$$

где  $\sigma$  – поверхностное натяжение;  $s$  – суммарная поверхность двух фаз.

Сила поверхностного натяжения – сила, действующая на единицу длины периметра взаимодействия двух фаз (линию смачивания)

$$F = \sigma \cdot \ell, \quad (7.11)$$

где  $\ell$  – линия смачиваемости.

Коэффициент поверхностного натяжения  $\sigma$  зависит от давления, температуры, газового фактора, свойств флюидов.

Если поверхностное натяжение между двумя жидкостями, газом и жидкостью можно измерить, то на поверхности раздела породы – жидкости и породы – газа измерить трудно. Поэтому для изучения поверхностных явлений на границе «порода – жидкость» пользуются косвенными методами изучения поверхностных явлений: измерением работы адгезии и когезии, исследованием явлений смачиваемости и растекаемости, изучением теплоты смачивания.

Смачиванием называется совокупность явлений на границе соприкосновения трёх фаз, одна из которых обычно является твёрдым телом и две другие – несмешиваемые жидкости или жидкость и газ.

Капля жидкости может растекаться по поверхности, если поверхность хорошо смачивается, а если поверхность плохо смачивается, то капля растекаться не будет.

Интенсивность смачивания характеризуется величиной краевого угла смачивания  $\Theta$ , образованного поверхностью твёрдого тела с касательной, проведённой к поверхности жидкости из точки её соприкосновения с поверхностью (рис. 7.3).

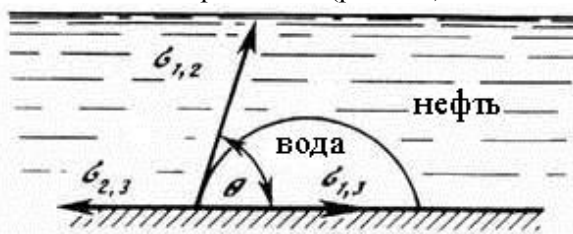


Рис. 7.3. Форма капли, обусловленная поверхностными натяжениями на различных границах соприкасающихся фаз

Краевой угол  $\Theta$  измеряется в сторону более полярной фазы (в данном случае в сторону воды). Принято условно обозначать цифр-

рой 1 водную фазу, цифрой 2 – углеводородную жидкость или газ, цифрой 3 – твёрдое тело.

Предполагая, что краевой угол  $\Theta$  отвечает термодинамическому равновесию, получим впервые выведенное Юнгом уравнение:

$$\sigma_{2,3} = \sigma_{3,1} + \sigma_{1,2} \cdot \cos \Theta, \quad (7.12)$$

откуда получим выражение для краевого угла  $\Theta$ :

$$\cos \Theta = \frac{\sigma_{3,2} - \sigma_{3,1}}{\sigma_{1,2}}. \quad (7.13)$$

Если  $\sigma_{23} > \sigma_{13}$ , то  $0 < \cos \Theta < 1$ , из чего следует, что угол  $\Theta$  – острый (наступающий), а поверхность – гидрофильная.

Если  $\sigma_{23} < \sigma_{13}$ , то  $-1 < \cos \Theta < 0$ , из чего следует, что угол  $\Theta$  – тупой (отступающий), а поверхность – гидрофобная.

Существуют также переходные поверхности (т. н. амфотерные), которые хорошо смачиваются как полярными, так и неполярными системами.

К гидрофильным поверхностям относятся силикаты, карбонаты, окислы железа. К гидрофобным поверхностям – парафины, жиры, воск, чистые металлы.

Краевой угол смачивания зависит от строения поверхности, адсорбции жидкостей и газов, наличия ПАВ, температуры, давления, электрического заряда.

Поверхностные явления описываются также работой адгезии.

Адгезия – прилипание (сцепление поверхностей) разнородных тел. Когезия – явление сцепления поверхностей разнородных тел, обусловленной межмолекулярным или химическим взаимодействием.

Работа адгезии оценивается уравнением Дюпре:

$$W_a = \sigma_{1,2} + \sigma_{2,3} + \sigma_{1,3}. \quad (7.14)$$

Используя соотношения (7.12) и (7.14), мы получим уравнение Дюпре – Юнга

$$W_a = \sigma_{1,2}(1 + \cos \Theta). \quad (7.15)$$

Из соотношения

$$\sigma_{2,3} - \sigma_{1,3} = \sigma_{1,2} \cos \Theta \quad (7.16)$$

следует, что при смачивании свободная энергия единицы поверхности твёрдого тела уменьшается на величину  $\sigma_{1,2} \cos\Theta$ , которую принято называть натяжением смачивания.

Работа когезии  $W_k$  характеризует энергетические изменения поверхностей раздела при взаимодействии частиц одной фазы.

Из уравнения следует, что на отрыв жидкости от поверхности твёрдого тела при полном смачивании (когда  $\cos \Theta = 0$ ) затрачивается работа, необходимая для образования двух жидких поверхностей –  $2\sigma_{жг}$ , т. е.

$$W_k = 2\sigma_{жг}, \quad (7.17)$$

где  $2\sigma_{жг}$  – поверхностное натяжение жидкости на границе с газом.

Это значит, что при полном смачивании жидкость не отрывается от поверхности твёрдого тела, а происходит разрыв самой жидкости, т. е. при полном смачивании  $\sigma_{1,2} \leq \sigma_{1,3}$ .

Подставив в уравнение Юнга значения работ адгезии и когезии, получим

$$\cos \Theta = \frac{2W_a - W_k}{W_k}. \quad (7.18)$$

Из этого уравнения следует, что смачиваемость жидкостью твёрдого тела тем лучше, чем меньше работа когезии (и поверхностное натяжение жидкости на границе с газом).

Для характеристики смачивающих свойств жидкости используют также относительную работу адгезии

$$z = W_a / W_k.$$

Ещё одна характеристика, используемая для описания поверхностных явлений – теплота смачивания.

Установлено, что при смачивании твёрдого тела жидкостью наблюдается выделение тепла, так как разность полярностей на границе твёрдое тело – жидкость меньше, чем на границе с воздухом. Для пористых и порошкообразных тел теплота смачивания обычно имеет значение от 1 до 125 кДж/кг и зависит от степени дисперсности твёрдого тела и полярности жидкости.

Теплота смачивания характеризует степень дисперсности твёрдого тела и природу его поверхности. Большее количество теплоты выделяется при смачивании той жидкостью, которая лучше смачивает твёрдую поверхность.



## **Вывод**

Нефтяной пласт представляет собой залежь осадочных пород в виде тела с огромным скоплением капиллярных каналов и трещин, поверхность которых очень велика. Поэтому закономерности движения нефти в пласте и её вытеснения из пористой среды зависят также и от свойств пограничных слоёв соприкасающихся фаз и процессов, происходящих на поверхности контакта нефти, газа и воды с породой.

На формирование залежей углеводородов оказывает влияние количество остаточной воды в залежи (остаточная водонасыщенность,  $S_B$ ), которая в свою очередь зависит от свойств воды и углеводородов и от природы поверхности горной породы. Под природой поверхности понимаются гидрофильность – способность вещества смачиваться водой и гидрофобность – способность вещества не смачиваться водой.

## **Вопросы для самопроверки**

1. В чем заключаются фазовые переходы в нефти, газе и воде?
2. Дайте определение понятию «сила поверхностного натяжения».
3. Дайте определение понятию «адгезия».

## Физические основы вытеснения нефти, конденсата и газа из пористой среды

### План

- 8.1. Силы, действующие в залежи.
- 8.2. Поверхностные явления при фильтрации пластовых жидкостей и причины нарушения закона Дарси.
- 8.3. Общая схема вытеснения из пласта нефти водой и газом.
- 8.4. Роль капиллярных процессов при вытеснении нефти водой из пористой среды.
- 8.5. Зависимость нефтеотдачи от скорости вытеснения нефти водой.

### 8.1. Силы, действующие в залежи

Гидравлические сопротивления во время движения жидкости в пористой среде пропорциональны скорости потока и вязкости жидкостей. Эти сопротивления аналогичны сопротивлению трения при движении жидкости в трубах. Но, в отличие от движения жидкости в трубах, характер ее течения в пористой микронеоднородной среде имеет свои особенности. По результатам наблюдений за движением воды и нефти в пористой среде установлено, что в области водонефтяного контакта вместо отдельного фронтального движения фаз перемещается смесь воды и нефти. Жидкости в капиллярных каналах разбиваются на столбики и шарики, которые на время закупоривают поры пласта вследствие проявления капиллярных сил. Подобное образование смеси наблюдалось и в единичных капиллярах.

Чтобы представить механизм проявления капиллярных сил при движении водонефтяной смеси, остающейся позади водонефтяного контакта, рассмотрим условия перемещения столбика нефти в цилиндрическом капилляре, заполненном и смоченном водой (рис. 8.1).

Под действием капиллярных сил столбик нефти будет стремиться принять шарообразную форму, оказывая при этом давление  $P$  на пленку воды между стенками капилляра и столбиком нефти:

$$P = \frac{2\sigma}{R} - \frac{\sigma}{r}, \quad (8.1)$$

где  $\sigma$  – поверхностное натяжение на границе «нефть – вода»;  $R$  – радиус сферической поверхности столбика нефти;  $r$  – радиус ее цилиндрической поверхности.

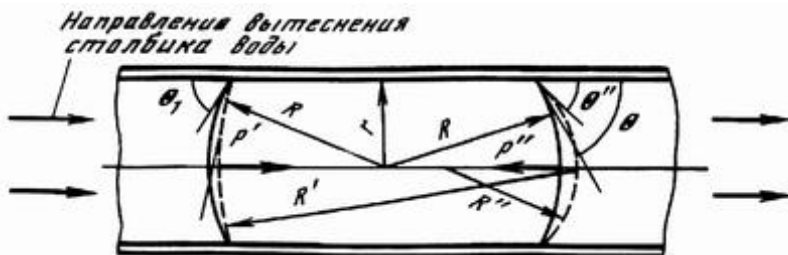


Рис. 8.1. Схема деформации капли нефти при её сдвиге в капилляре

Под действием давления, развиваемого менисками, происходит отток жидкости из слоя, отделяющего столбик нефти от стенок капилляра, продолжающийся до тех пор, пока пленка не достигнет равновесного состояния. Эти пленки обладают аномальными свойствами, в частности повышенной вязкостью, и поэтому они неподвижны. Следовательно, с началом движения столбика нефти в капилляре возникнет сила трения, обусловленная давлением нефти на стенки капилляра. Кроме того, прежде чем столбик нефти сдвинется с места, мениски на границах фаз деформируются и займут положение, изображенное пунктирными линиями.

Разность давлений, созданных менисками, будет создавать силу, противодействующую внешнему перепаду давлений:

$$P_c = \frac{2\sigma}{r} (\cos \Theta'' - \cos \Theta'). \quad (8.2)$$

Описанное явление, сопровождающееся действием дополнительных сопротивлений при движении пузырьков газа и несмешивающихся жидкостей в капиллярных каналах, впервые исследовано Жаменом и названо его именем. Многочисленные эффекты Жамена возникают также при движении газодонефтяных смесей в пористой среде. Дополнительное сопротивление и капиллярное давление для единичных столбиков могут быть невелики. Но в пористой среде столбики образуются в больших количествах, и на преодоление капиллярных сил затрачивается значительная часть

пластовой энергии. Капиллярные силы способствуют уменьшению проницаемости фаз.

В пористой среде водонефтяная смесь движется в капиллярах переменного сечения, при этом происходит деформация капель. При переходе глобул и шариков нефти, воды или газа из широкой части канала в суженную вследствие неравенства радиусов кривизны менисков возникает дополнительное противодавление.

## **8.2. 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 поровых каналов вследствие возрастания толщины коллоидных пленок.

Установлено, что эффект затухания фильтрации нефтей исчезает с увеличением перепадов давления и повышением температуры до 60–65 °С. С повышением депрессии до некоторого предела происходит срыв (размыв) образованных ранее адсорбционно-сольватных слоёв. 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 смолопарафиновых отложений в ряде случаев уменьшаются, и для борьбы с этим прогревают призабойную зону или обрабатывают забой какими-либо другими способами.

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

### 8.3. 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. Типичная картина изменения водонасыщенности по длине пласта в один из моментов времени при вытеснении нефти водой приведена на рис. 8.2. Эта схема процесса представляется всеми исследователями как суммарный результат проявления капиллярных и гидродинамических сил.

Водонасыщенность пласта уменьшается от максимального значения  $S_{\max}$ , соответствующего конечной нефтеотдаче на начальной линии нагнетания воды, до значения насыщенности погребённой воды  $S_n$ . 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.



Рис. 8.2. Изменение нефтewedонасыщенности по длине пласта при вытеснении нефти водой

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.

#### **8.4. Роль капиллярных процессов при вытеснении нефти водой из пористой среды**

Поровое пространство нефтесодержащих пород представляет собой огромное скопление капиллярных каналов, в которых движутся несмешивающиеся жидкости, образующие мениски на разделах фаз. Поэтому капиллярные силы влияют на процессы вытеснения нефти.

За водонефтяным контактом мениски создают многочисленные эффекты Жамена и препятствуют вытеснению нефти. Если среда гидрофильная, в области водонефтяного контакта давление, развиваемое менисками, способствует возникновению процессов капиллярного пропитывания и перераспределения жидкостей. Это связано с неоднородностью пор по размерам. Капиллярное давление, развиваемое в каналах небольшого сечения, больше, чем в крупных порах. В результате этого на водонефтяном контакте возникают процессы противоточной капиллярной пропитки – вода по мелким порам проникает в нефтяную часть пласта, по крупным порам нефть вытесняется в водоносную часть. Поэтому необходимо решить, какие воды следует выбирать для заводнения залежей: интенсивно впитывающиеся в нефтяную часть залежи под действием капиллярных сил или слабо проникающие в пласт. Изменяя качества нагнетаемых в залежь вод, можно воздействовать на поверхностное натяжение на границе с нефтью, смачивающие характеристики, а также вязкостные свойства.

Необходимо отметить, что вопрос об увеличении или уменьшении капиллярных сил, так же как и многие другие задачи физики вытеснения нефти водой, не имеет однозначного решения. В условиях зернистых неоднородных коллекторов процессы перераспределения нефти и воды под действием капиллярных сил могут способствовать преждевременным нарушениям сплошности нефти в нефтеподводящих системах капилляров в зоне совместного движения нефти и воды, помогая формированию водонефтяных смесей в поровом пространстве, что сопровождается значительным уменьшением нефтеотдачи. В трещиноватых коллекторах нефтеотдача блоков повышается при нагнетании в залежь воды, способной интенсивно впитываться в породу под влиянием капиллярных сил.

### **8.5. 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  $> 1-2$  мкм<sup>2</sup> 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) влияют, 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 отда-



вавшие 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.

### **Вывод**

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:

- 1) напором краевых вод;
- 2) напором газа, сжатого в газовой шапке;
- 3) энергией газа, растворенного в нефти и в воде и выделяющегося из них при снижении давления;
- 4) упругостью пластовых пород;
- 5) гравитационной энергией.


В зависимости от вида преимущественно проявляющейся энергии вводят понятия режимов работы залежи: водонапорный, режим газовой шапки (газонапорный), растворенного газа, упругий или упруго-водонапорный, 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.

### **Вопросы для самопроверки**

1. Какие силы действуют в залежи?



2. Охарактеризуйте поверхностные явления при фильтрации пластовых жидкостей.

3. Какова роль капиллярных процессов при вытеснении нефти водой из пористой среды?

4. Какова зависимость нефтеотдачи от скорости вытеснения нефти водой?

## Нефтеотдача пластов при различных условиях дренирования залежи

### План

9.1. *Нефтеотдача пластов при различных условиях дренирования залежи.*

9.2. *Микро- и макронеоднородное строение пластов.*

9.3. *Пластовые формы остаточной нефти.*

### 9.1. Нефтеотдача пластов при различных условиях дренирования залежи

Коэффициентом нефтеотдачи пласта принято называть разность между начальной и остаточной (конечной) нефтенасыщенностью, отнесенную к начальной.

При современном уровне развития технологии и техники нефтедобычи физически возможный коэффициент нефтеотдачи значительно меньше единицы. Даже если сетка расположения скважин плотная, а водные факторы значительные, нефтеотдача редко достигает 70–80 %.

Нефтеотдача зависит от вида используемой энергии. Наибольшее ее значение отмечается в условиях вытеснения нефти водой, что связано обычно с большими запасами энергии краевых вод, которые могут быть даже неограниченными по сравнению с запасами энергии свободного газа, сжатого в газовой шапке и растворённого в нефти. Это объясняется также большой эффективностью промывки пор водой, так как соотношение вязкостей нефти и воды более благоприятно при вытеснении нефти водой, чем газом. Наконец, увеличению нефтеотдачи при вытеснении нефти водой может благоприятствовать физико-химическое взаимодействие воды с породой и нефтью. Вода обладает лучшей отмывающей и вытесняющей способностью, чем газ.

Эффективность вытеснения нефти газом, выделяющимся из раствора, ниже эффективности при других источниках пластовой энергии. Это объясняется ограниченным объёмом газа, который имеется в пласте, и небольшим соотношением вязкостей газа и нефти, что способствует быстрому прорыву газа в скважины

вследствие его большой подвижности. Газ, кроме того, является фазой, не смачивающей породы пласта, что способствует увеличению количества остаточной нефти.

Значительно эффективнее проявляется энергия газа из газовой шапки. В процессе расширения газа нефть перемещается к забою, и первоначально происходит эффективное вытеснение нефти из пласта при сравнительно небольшой его газонасыщенности. Дальнейшее снижение эффективности расширения газовой шапки обусловлено в основном несмачиваемостью твердой фазы газом и небольшой его вязкостью, что приводит к прорыву газа к скважинам через крупные каналы и более проницаемые зоны пласта.

Значительное влияние на нефтеотдачу залежей с газовой шапкой оказывает угол наклона пластов. При крутых углах падения пластов условия гравитационного отделения газа от нефти улучшаются, и эффективность вытеснения нефти газом повышается.

## **9.2. Микро- и макронеоднородное строение пластов**

Низкая нефтеотдача естественных коллекторов объясняется микро- и макронеоднородным характером их строения. Микронеоднородный и сложный характер строения порового пространства – причина прорыва вод и газа по отдельным каналам и образования водонефтегазовых смесей в пористой среде. Совместное движение различных несмешивающихся фаз в пласте представляет собой сложный процесс, в котором капиллярные силы проявляются во много раз больше, чем при «поршневом» вытеснении нефти водой.

Известно, что вытеснение взаиморастворимых жидкостей характеризуется высокой нефтеотдачей, близкой к 95–100 %.

Высокая вязкость нефти по сравнению с вязкостью воды способствует уменьшению нефтеотдачи. По результатам исследований, с увеличением вязкости нефти значительно проявляются различные местные неоднородности физических свойств пород, приводящие к возникновению небольших, но многочисленных участков, обойденных фронтом воды и плохо ею промываемых.

На нефтеотдачу пластов в значительной степени влияет удельная поверхность пород. Нефть гидрофобизует поверхность твердой фазы, и часть нефти, находящейся в пленочном состоянии, может быть удалена из пласта лишь специальными методами воздействия.

Макронеоднородное строение пластов – наиболее существенная причина неполной отдачи нефти пластом. Неоднородностью строения, свойств и состава пород объясняется появление зон, не промываемых водой и слабо дренируемых газом. Оказалось также, что нефтеотдача зависит от свойств пористой среды и условий вытеснения нефти водой и газом (количество и состав связанной воды, состав и физико-химические свойства нефти и горных пород, скорость вытеснения и др.).

### **9.3. Пластовые формы остаточной нефти**

Исходя из причин, вызывающих неполную отдачу пластом нефти, можно отметить следующие пластовые формы существования остаточной нефти:

- 1) капиллярно удержанная нефть;
- 2) нефть в пленочном состоянии, покрывающая поверхность твердой фазы;
- 3) нефть, оставшаяся в малопроницаемых участках, обойденных и плохо промытых водой;
- 4) нефть в линзах, отделенных от пласта непроницаемыми перемычками и не вскрытых скважинами;
- 5) нефть, задержавшаяся у непроницаемых местных экранов (сбросы и другие непроницаемые перемычки).

Пленочная нефть покрывает тонкой смачивающей пленкой поверхность твердой фазы пласта. Количество этой нефти определяется радиусом действия молекулярных сил твердой и жидкой фаз, строением поверхности минерала и размером удельной поверхности пород.

Измерения тонких слоев жидкости, а также исследования распределения остаточной воды в пористой среде показывают, что объем остаточной нефти, находящейся в пленочном состоянии, в реальных условиях во много раз меньше, чем капиллярно удержанной.

Кроме пленочной и капиллярно удержанной нефти, значительные ее количества могут оставаться в обойденных и плохо промытых водой участках, а также в изолированных линзах, тупиках и непроницаемых местных экранах и перемычках.

Небольшие значения коэффициентов нефтеотдачи естественных коллекторов свидетельствуют о значительном количестве

нефти, остающейся в пласте в виде мелких и больших ее целиков вследствие неоднородности строения пород и пластов.

Как уже упоминалось, наиболее эффективен водонапорный режим, и поэтому для повышения нефтеотдачи пластов при разработке залежей нефти следует стремиться к сохранению естественного или воспроизведению искусственного режима вытеснения нефти водой. Технология заводнения может быть улучшена выбором таких параметров процесса, которые обеспечивают наилучшие условия вытеснения нефти водой. При заводнении залежей можно изменять режим (скорость) закачки воды в пласт, поверхностное ее натяжение на границе с нефтью и смачивающие свойства (обработкой воды специальными веществами), вязкость и температуру.

### **Вывод**

Нефтеотдача зависит от вида используемой энергии. Наибольшее ее значение отмечается в условиях вытеснения нефти водой, что связано обычно с большими запасами энергии краевых вод, которые могут быть даже неограниченными по сравнению с запасами энергии свободного газа, сжатого в газовой шапке и растворенного в нефти. Это объясняется также большей эффективностью промывки пор водой, так как соотношение вязкостей нефти и воды более благоприятно при вытеснении нефти водой, чем газом. Наконец, увеличению нефтеотдачи при вытеснении нефти водой может благоприятствовать физико-химическое взаимодействие воды с породой и нефтью. Вода обладает лучшей отмывающей и вытесняющей способностью, чем газ.

Эффективность вытеснения нефти газом, выделяющимся из раствора, ниже эффективности при других источниках пластовой энергии. Это объясняется ограниченным объемом газа, который имеется в пласте, и небольшим соотношением вязкостей газа и нефти, что способствует быстрому прорыву газа в скважины вследствие его большой подвижности. Газ, кроме того, является фазой, не смачивающей породы пласта, что способствует увеличению количества остаточной нефти.

### **Вопросы для самопроверки**

1. Дать определение понятию «коэффициент нефтеотдачи».
2. Каковы микро- и макронеоднородное строения пластов?
3. Каковы пластовые формы остаточной нефти?

## ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ

### УКАЗАНИЯ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ

1. Перед началом работы в лаборатории необходимо внимательно ознакомиться с темой работы, уяснить цель работы, составить план её выполнения и лишь после этого приступить к анализу.

2. В лаборатории необходимо работать в халате. Верхнюю одежду следует оставлять в гардеробе или размещать в специально предназначенных для этого шкафах в лаборатории.

3. Методические пособия, рабочие тетради и лабораторные журналы, предназначенные для выполнения работы, следует оберегать от попадания на них воды, растворов кислот, щелочей и других химических реактивов. Лишние книги, журналы и тетради не должны находиться на рабочем столе.

4. Если реактив взят в избытке и полностью не израсходован, категорически воспрещается выливать его в склянку с реактивом.

5. Реактивы, дистиллированную воду, газ и электричество следует расходовать экономно.

6. По окончании работы необходимо тщательно убрать рабочее место, выключить электронагревательные и другие электрические приборы, закрыть воду и газ, закрыть окна и форточки, выключить вытяжную вентиляцию и освещение в лаборатории.

7. Категорически запрещается проводить опыты, не относящиеся к данной работе, без ведома преподавателя.

8. При работе с химическими реактивами (особенно с растворами кислот и щелочей) необходимо соблюдать осторожность и аккуратность; добавлять в пробирку с реакционной смесью именно те реактивы и в таких количествах, которые указаны в методических указаниях к выполнению лабораторной работы.

9. Отработанные химические реактивы следует сливать в специальную емкость для слива реактивов, находящуюся в лаборатории. Запрещается выливать продукты реакции и сами реактивы в канализацию.

10. Следует помнить, что многие химические реактивы ядовиты и могут вызвать отравление. Поэтому следует избегать попадания реактивов на открытые участки кожи. По окончании работы тщательно вымыть руки!

11. Все опыты, связанные с применением или образованием газообразных ядовитых веществ, а также паров вредных и дурнопахнущих соединений, разрешается проводить только в вытяжном шкафу (под тягой). В случае остановки работы вытяжной вентиляции опыты в вытяжных шкафах должны быть немедленно прекращены.

12. Нагревание растворов в пробирке следует проводить на водяной бане. При этом необходимо постоянно поддерживать достаточное количество воды в резервуаре бани во избежание пожаро- и взрывоопасной ситуации.

13. Бережно обращаться с машиной, не подвергать ее ударам, перегрузкам.

14. Включать и выключать оборудование сухими руками и только при помощи кнопок «пуск» и «стоп».

15. Снимать и устанавливать сменные части оборудования осторожно, без больших усилий и рывков.



# Лабораторная работа 1

## ОСВОБОЖДЕНИЕ ОБРАЗЦОВ ГОРНЫХ ПОРОД ОТ СОДЕРЖАНИЯ В НИХ НЕФТИ И ВОДЫ

*Цель работы* – ознакомиться с устройством аппарата Сокслета, изучить методики освобождения образца породы от нефти и воды.

*В результате выполнения задания формируются компетенции* ПК-25, ПК-26 в части способности выбирать и применять соответствующие методы моделирования физических, химических и технологических процессов, а также использовать физико-математический аппарат для решения расчетно-аналитических задач.

### **Теоретическая часть**

Удаление органического содержимого из пор породы обычно проводят экстрагированием образцов в аппарате Сокслета. Аппарат Сокслета состоит из плоскодонной стеклянной колбы, экстрактора и шарикового обратного холодильника с прямоточным охлаждением. Для экстрагирования нижний отвод холодильника присоединяется к водопроводу, а верхний – к канализации (рис. 1.1).

Все три части аппарата должны быть хорошо отшлифованы друг к другу. Отшлифованные поверхности перед пуском его в работу смазывают тонким слоем вакуумной смазки. При анализе кернов применяют преимущественно аппараты Сокслета с широкими горловинами экстракторов (50–60 мм) для помещения в них образцов диаметром 40–50 мм.

Растворитель (обычно четыреххлористый углерод или бензол), залитый в колбу 1, доводят до кипения. Пары кипящего растворителя поднимаются по трубке 2 в верхнюю часть экстрактора 4 и затем в холодильник 5, где они конденсируются. Конденсат, стекая в патрон, растворяет нефть, содержащуюся в образце. После накопления растворитель автоматически спускается по сифонной трубке 3 из экстрактора обратно в колбу 1. На этом цикл заканчивается, а затем в том же порядке повторяется снова.

Колба должна нагреваться на водяной бане или электроплитке закрытого типа в вытяжном шкафу. Циклы повторяются до тех пор, пока сливающийся в колбу из экстрактора растворитель становится совершенно прозрачным и не окрашивает фильтровальной бумаги.

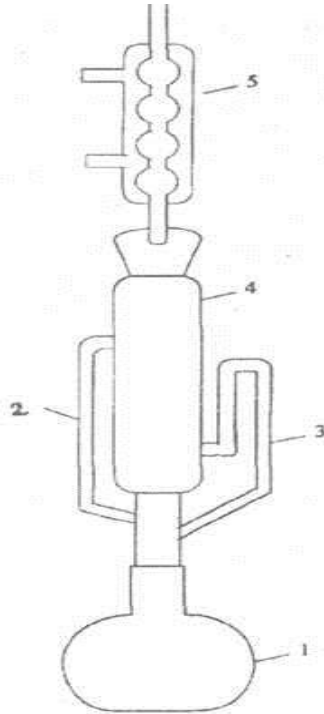


Рис. 1.1. Аппарат Сокслета

### **Оборудование и материалы**

Аппарат Сокслета, образцы породы, растворители.

### **Задание**

1. Образцы породы вместе с патроном загружают в экстрактор, на дно которого рекомендуется положить стеклянное кольцо, чтобы патрон лучше омывался растворителем и в случае прохождения через фильтровальную бумагу мелких частиц они были бы замечены и после фильтрования растворителя взвешены для включения в вес экстрагированной и высушенной пород.

2. Заполняют колбу примерно на 3/4 объема растворителем. Колба должна быть заполнена на столько, сколько сливается сифоном из экстрактора, плюс еще 50 мл. В качестве растворителя применяют четырех-хлористый углерод  $CCl_4$  или бензол  $C_6H_6$ , а также смеси бензола со спиртом или ацетоном.

3. Собирают аппарат.
4. Пускают в нижний отвод холодильника воду.
5. Включают подогреватель колбы. Процесс экстрагирования продолжают до тех пор, пока сливающийся в колбу из экстрактора растворитель становится совершенно прозрачным и не окрашивает фильтровальную бумагу.
6. После окончания экстрагирования аппарату дают остыть и разбирают, моют и просушивают.
7. Извлекают патрон с образцами, которые высушивают в сушильном шкафу до постоянного веса при температуре 102–105 °С.
8. Оценивают содержание в образце жидкости.

Весовое содержание оценивают по формуле

$$G_{\text{жс}} = G_2 - G_3, \quad (1.1)$$

где  $G_{\text{жс}}$  – весовое содержание жидкости;  $G_2$  – вес образца до экстрагирования;  $G_3$  – вес образца после экстрагирования.

Содержание в образце жидкости в процентах к первоначальному весу  $G_2$

$$G_{\text{жс}} = \frac{G_2 - G_3}{G_2} \cdot 100 \%. \quad (1.2)$$

### **Содержание отчета**

По завершении работы составляется краткий отчет, в котором должны быть отражены:

- цель работы;
- общие сведения;
- выводы.

Отчет представляется в письменном виде в отдельной тетради.

### **Контрольные вопросы**

1. Устройство аппарата Сокслета.
2. Описать процесс экстрагирования.

## Лабораторная работа 2

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ОТКРЫТОЙ ПОРИСТОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД МЕТОДОМ НАСЫЩЕНИЯ ИХ ЖИДКОСТЬЮ

*Цель работы* – ознакомиться со схемой устройства для насыщения образцов, изучить метод определения коэффициента открытой пористости.

*В результате выполнения задания формируются компетенции* ПК-25, ПК-26 в части способности выбирать и применять соответствующие методы моделирования физических, химических и технологических процессов, а также использовать физико-математический аппарат для решения расчетно-аналитических задач.

#### **Теоретическая часть**

Пористость породы является важным параметром, необходимым для оценки запасов углеводородов и характеристики процессов фильтрации в пористой среде. Свойства пористых сред зависят от размеров поровых каналов. По величине поровые каналы пород разделяются условно на три группы:

- 1) сверхкапиллярные – диаметр более 0,5 мм,
- 2) капиллярные – диаметр 0,5–0,0002 мм;
- 3) субкапиллярные – диаметр менее 0,0002 мм (0,2 мкм).

В субкапиллярных каналах жидкости в такой степени удерживаются силой притяжения стенок каналов (вследствие малого расстояния между стенками канала жидкость в нем находится в сфере действия молекулярных сил материала породы), что в природных условиях остаются практически неподвижными. По крупным (сверхкапиллярным) каналам и порам движение нефти, воды и газа происходит свободно, а по капиллярным – при значительном участии капиллярных сил.

Породы, поры которых представлены в основном субкапиллярными каналами, независимо от пористости практически непроницаемы для жидкостей и газов (глина, глинистые сланцы). Хорошие коллекторы – те породы, поры которых представлены в основном капиллярными каналами достаточно большого сечения, а также сверхкапиллярными порами.

Под пористостью понимают пустотность породы-коллектора, представленную межзерновыми породами. Пустотное про-

странство пород определяется размерами, конфигурацией, укладкой частиц, слагающих породу и образующих поры, наличием в порах цементирующих веществ, а также трещин и каверн. Количественно пористость выражается коэффициентом пористости в долях единицы и в %.

По происхождению поры и другие пустоты подразделяются на первичные и вторичные. К первичным – относят пустоты между зернами, промежутками между плоскостями наслоения и т. д., образующиеся в процессе осадконакопления и формирования породы. Ко вторичным – поры, образующиеся в результате последующих процессов разлома и дробления породы, растворения, возникновения трещин, например, вследствие доломитизации и т. д.

Различают пористость породы следующих видов:

1) полная (абсолютная, физическая или общая) пористость, под которой понимают отношение объема всех пор образца породы  $V_n$  к видимому объему этого образца  $V_{обр}$ .

$$m = \frac{V_n}{V_{обр}}; \quad (2.1)$$

2) открытая пористость, или пористость насыщения, включающая все сообщающиеся между собой поры, в которые проникает данная жидкость при данном давлении (вакууме). Открытая пористость определяется отношением суммарного объема открытых (сообщающихся) пор  $V_{он}$  к объему образца породы

$$m = \frac{V_{он}}{V_{обр}}; \quad (2.2)$$

3) эффективная пористость – объем поровой системы, способной вместить нефть и газ с учетом остаточной водонасыщенности. т. е. она характеризует полезную емкость пород для нефти и газа  $V_e$  и отражает газонефтенасыщенность

$$m_e = \frac{V_e}{V_{обр}}. \quad (2.3)$$

*Описание метода определения коэффициента открытой пористости горных пород насыщением жидкостью*

Коэффициент открытой пористости определяют методом взвешивания образца после насыщения пор жидкостью, не реаги-

рующей с породообразующими минералами. Вначале экстрагированный и высушенный образец обвязывают тонкой волосяной провололкой. Образец прикрепляют петлей к крючку сережки аналитических весов и взвешивают. Затем образец насыщают керосином в вакуумной установке и взвешивают в воздухе и керосине. По результатам взвешивания определяют коэффициент открытой пористости

$$m_o = (G_1 - G_c) / (G_1 - G_2), \quad (2.4)$$

где  $G_c$  – масса сухого образца породы, г;  $G_1$  – масса насыщенного керосином образца в воздухе, г;  $G_2$  – то же в керосине, г.

Метод применяется для сцементированных пород. Для рыхлых пород применение данного метода затруднительно из-за осыпания частиц и вытекания жидкости из образца.

Основными узлами установки являются: сосуд для вакуумирования насыщающей жидкости, емкость для насыщения образцов и вакуумный насос (рис. 2.1). В качестве рабочей жидкости используют керосин или модель пластовой воды (950 г дистиллированной воды и 50 г NaCl).

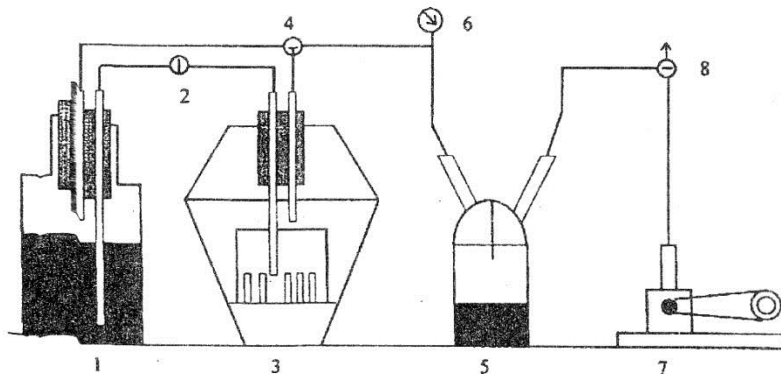


Рис. 2.1. Схема устройства для насыщения образцов: 1 – сосуд для насыщающей жидкости; 2 – запорный кран; 3 – емкость для насыщения образцов; 4 – трехходовый кран; 5 – ловушка для предотвращения попадания жидкости в вакуумный насос; 6 – вакуумметр; 7 – вакуумный насос; 8 – запорный кран вакуум-насоса и заполнителя системы атмосферным воздухом

Конструкция установки позволяет производить:

- 1) раздельное вакуумирование сухих образцов и насыщающей жидкости;
- 2) регулирование подачи вакуумированной жидкости на дно сосуда с образцами для заполнения его снизу вверх;
- 3) одновременное насыщение до 24 образцов;
- 4) осуществление визуального контроля образцов и жидкости при вакуумировании и заполнении сосуда с образцами.

### Оборудование и материалы

Устройства для насыщения образцов; исследуемые образцы породы.

### Задание

1. Результаты взвешивания, определения плотности рабочей жидкости и вычисления открытой пористости записывают в журнал.
2. Величину открытой пористости в процентах вычисляют по формуле

$$m_0 = \frac{G_1 - G_c}{G_1 - G_2} \cdot 100 \%, \quad (2.5)$$

где  $G_c$  – масса сухого образца горной породы, г;  $G_1$  – масса насыщенного жидкостью образца горной породы в воздухе, г;  $G_2$  – масса насыщенного жидкостью образца горной породы в насыщающей жидкости, г.

3. При определении коэффициента открытой пористости жидконасыщением вычисляют по результатам взвешивания образца объемную плотность  $\rho_n$ , г/см<sup>3</sup> по формуле

$$\rho_n = \frac{G_c \cdot \rho_{ж}}{G_1 - G_2}, \quad (2.6)$$

где  $\rho_{ж}$  – плотность рабочей жидкости, г/см<sup>3</sup>, а также кажущуюся минералогическую плотность  $\rho_{к.м.п.}$ , г/см<sup>3</sup> по формуле

$$\rho_{к.м.п.} = \frac{G_c \cdot \rho_{ж}}{G_1 - G_2}. \quad (2.7)$$

4. Допустимые погрешности определения открытой пористости методом жидконасыщения не должны превышать установленных погрешностей.

Суммарная относительная погрешность определения открытой пористости составляет:

- при  $m_0 > 15$ –2 %;
- при  $5 < m_0 < 15$  % – от 2 до 5 %;
- при  $m_0 < 5$  % – до 10 %.

### **Содержание отчета**

После выполнения работы должен быть составлен отчет, содержащий:

- цель работы;
- описание устройства для насыщения образцов;
- порядок насыщения образцов;
- порядок обработки результатов анализа.

Отчет представляется в письменном виде в отдельной тетради.

### **Контрольные вопросы**

1. Виды пористости.
2. Описание устройства для насыщения образцов.

## Лабораторная работа 3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ОБЩЕЙ (ПОЛНОЙ) ПОРИСТОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД МЕТОДОМ НАСЫЩЕНИЯ ИХ ЖИДКОСТЬЮ

*Цель работы* – ознакомиться со схемой устройства для определения коэффициента открытой пористости горных пород методом насыщения их жидкостью.

*В результате выполнения задания формируются компетенции* ПК-25, ПК-26, в части способности выбирать и применять соответствующие методы моделирования физических, химических и технологических процессов, а также использовать физико-математический аппарат для решения расчетно-аналитических задач.



## Теоретическая часть

Пористость является важнейшим свойством, отличающим нефтяные и газовые пласты от «обычных» сплошных сред.

Под пористостью какого-либо материала понимается наличие в нем между образующими этот материал твердыми частицами пустот – пор (трещин, каверн).

Коэффициентом общей (физической) пористости ( $m$ ) называется отношение объема всех присутствующих в объекте (пласте) пор (трещин, каверн) ( $V_{пор}$ ) к изучаемому объему пласта ( $V$ )

$$m_{пор} = \frac{V_{пор}}{V}. \quad (3.1)$$

Измеряется коэффициент общей пористости в процентах от объема пласта или в долях единицы.

Природные поры можно разделить на открытые (сообщающиеся друг с другом) и закрытые (изолированные друг от друга).

Полезную емкость формируют лишь сообщающиеся между собой открытые поры.

Тип связанности пор является определяющим фактором при формировании технологической полезной емкости пласта. Под полезной емкостью пласта понимается объем порового пространства, который может содержать и отдавать углеводороды при данной технологии разработки.

Имеется достаточное количество примеров, когда при традиционных технологиях воздействия на пласт он оказывается непродуктивным, однако применение специальных технологий позволяет получать промышленные притоки нефти и газа и из таких пластов.

Связность пор зависит от структуры порового пространства, от типа флюидов, заполняющих поровый объем, и от воздействия на пласт физическими полями. Соответственно связность пор может быть разделена на чисто геометрическую, характеризующую максимально возможную связность только по поровой структуре, и физическую, которая учитывает влияние эффектов взаимодействия фаз в системе «скелет – флюиды» и физических полей на связность пор.

Важно также выделить технологическую связность пор, так как некоторые технологии могут уменьшать физическую связность (например, из-за падения пластового давления при первичной до-

быче), а некоторые могут ее увеличивать (гидроразрыв, кислотные обработки и др.).

По форме пустоты делятся на поры, каверны и трещины. Характер пустотного пространства контролирует тип и величину пористости пласта (рис. 2.1).

По происхождению поры делятся на первичные, сформированные на стадии образования осадочной породы (стадии седиментации и диагенеза), и вторичные, сформированные уже после образования породы (стадия литогенеза). Первичными являются поры между зернами (гранулами) осадочных пород, щели литогенетических трещин (усыхания осадков и остывания для магматических пород) и трещин напластования; каверны, образующиеся при доломитизации известняковых осадков в морской воде, и каверны в эффузивных породах, вызванные выделением газов. Первичная пористость контролируется фациальными условиями осадконакопления. В осадочных породах преобладающими являются первичные межзерновые (межгранулярные) поры. Вторичными являются поры, возникающие в результате процессов таких преобразований пород, как выщелачивание, дробление, возникновение трещин и др. Главнейшими вторичными пустотами являются тектонические трещины, карстовые каверны и поры, образовавшиеся в результате выветривания, разгрузки и других физико-геологических процессов.

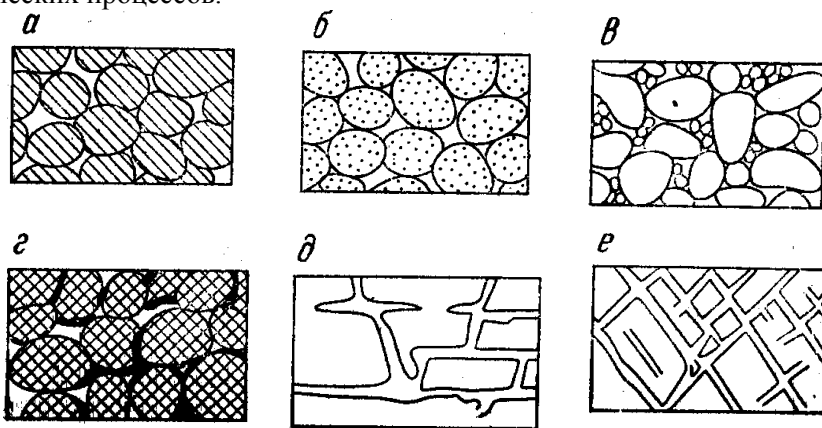


Рис. 3.1. Различные структуры поровых пространств. Обломочные породы: *а* – высокопористые с хорошо окатанными и отсортированными зернами; *б* – очень высокопористые с хорошо окатанными и отсортиро-

ванными зернами; *в* – низкопористые с плохо окатанными и отсортированными зернами; *з* – пониженной пористости с хорошо окатанными отсортированными, но сцементированными зернами; *д* – с порами растворения; *е* – с трещинной пористостью (по О. Е. Мейнцеру)

Первичные поры осадочных пород называют межзерновыми, или межгранулярными. Первичные поры представлены межгранулярными, или межформенными пустотами. Они имеют неправильные угловатые очертания, определяемые формой и окатанностью зерен. Такие поры характерны для терригенных пород – пески, песчаники, глины (рис. 3.1а, б, в), а также для хомогенных разностей карбонатных пластов. Межформенные поры представляют из себя полые участки между форменными образованиями (органическими остатками, их обломками, обломками пород, оолитами, сгустками, комками и т.д.). Вторичные поры характерны для карбонатных – известняки, доломиты, а также для некоторых метаморфических и магматических пород (рис. 3.1г, д, е).

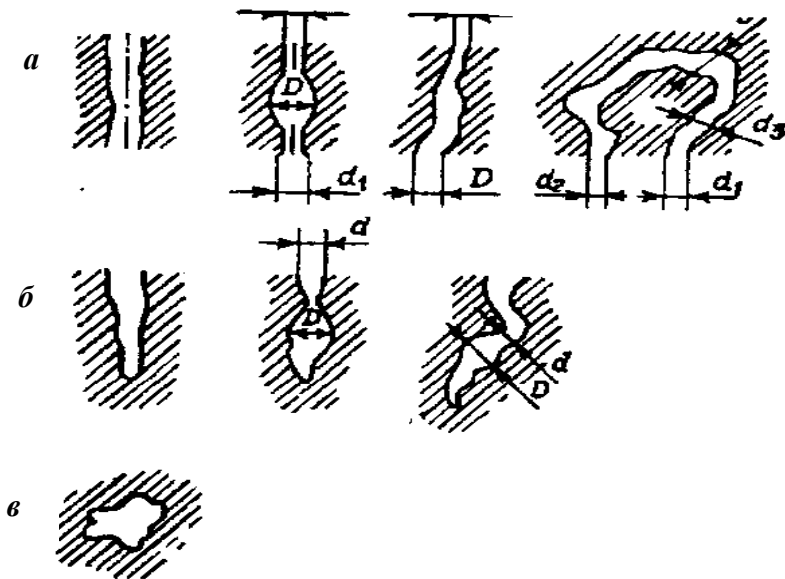


Рис. 3.2. Типы связанности пор:  
а) проточные поры; б) тупиковые; в) изолированные

Тип связности пор зависит от условий формирования породы. Открытая пористость характерна для несцементированных и слабо сцементированных, отсортированных терригенных и карбонатных пород.

В процессе литогенеза для сцементированных разностей осадочных пород взаимосвязь между отдельными порами часто ухудшается вследствие перекрытия части пор цементом и их механического уплотнения (рис. 3.2). В карбонатных пластах поры растворения (каверны) часто оказываются несвязанными друг с другом из-за закупорки связывающих их путей фильтрации вторичными минеральными выделениями (кальцит, гипс и др.).

Вторичная пористость нередко имеет определяющее значение в формировании полезной емкости пластовой системы. Это обусловлено тем, что большинство залежей нефти и газа при своем формировании претерпели многократные изменения текстурных и структурных характеристик, изменение структуры и морфологии порового пространства, а также минерального состава слагающих их пород.

Первичная пористость пород-коллекторов чаще всего характерна для залежей древнего геологического возраста, составляющих небольшую часть известных месторождений углеводородов.

Вторичная пористость способствует формированию сложного типа порового пространства. На базе первичных пор возникают вторичные – трещины и пустоты выщелачивания. Трещинная пористость, несмотря на малые объемы трещин, играет большую роль, увеличивая связность между отдельными порами и участками пор.

Вторичная пористость усложняет первичную структуру порового пространства. Вторичная пористость при незначительной трещинности является благоприятным фактором для интенсификации добычи с использованием гидравлических разрывов пласта и кислотной обработки.

Закрытая пористость характерна для магматических пород с пузырьчатыми и ячеистыми порами (например, пемза).

Общая пористость нефтяных и газовых пластов формируется межгранулярными порами, трещинами и кавернами. По физической сущности коэффициент пористости является скалярным свойством, характеризующим концентрацию пор в единице объема пласта. Ко-

эффицент пористости обладает свойством аддитивности. Соответственно общую пористость можно представить в виде

$$m = \frac{V_{гран} + V_{тр} + V_{кав}}{V} = m_{гран} + m_{тр} + m_{кав}, \quad (3.2)$$

где  $V_{гран}$ ,  $V_{тр}$ ,  $V_{кав}$  – объемы гранулярных (межзерновых) пор, трещин и каверн,  $m_{гран}$ ,  $m_{тр}$ ,  $m_{кав}$  – коэффициенты гранулярной, трещинной и кавернозной пористости.

В соотношении  $V$  – это единичный объем пласта, в котором определяются объемы пор различного типа. Размеры единичного объема пласта должны быть настолько велики, чтобы включать в себя достаточно большое количество пор, трещин или каверн. Если это условие не соблюдается, то определение объемной концентрации пор различного типа будет неравноправным и из-за нарушения аддитивности соотношение уже.

Для промысловой практики выделение преобладающего типа пористости имеет большое значение, так как технологии разработки пластов с различными типами пористости различны.

В большинстве случаев при разработке месторождений нефти и газа приходится иметь дело со сложным типом пористости (гранулярно-трещинным, трещинно-каверновым и более сложным).

Величины  $m_{гран}$ ,  $m_{тр}$  и  $m_{кав}$  используют для идентификации пластов по преобладающему типу пористости:

- чисто гранулярные коллекторы –  $m$  близки к  $m_{гран}$ ;
- трещинные коллекторы  $m \sim m_{тр}$ ;
- трещинно-кавернозные  $m \sim (m_{тр} + m_{кав})$ ;
- трещинно-гранулярные  $m \sim (m_{тр} + m_{гр})$ .

Типичным для промысловой практики является «двойная» пористость, предполагающая наличие двух емкостных поровых сред. Одна из них – пористость межзерновой среды блоков (блочная или матричная пористость), вторая трещинная пористость – емкость самих трещин.

Пористость большинства коллекторов составляет от 5 до 30 %, но, как правило, находится в пределах 10–20 % (табл. 3.1). Карбонатные залежи обычно имеют меньшую пористость, чем терригенные, однако последние могут иметь большую проницаемость.

Таблица 3.1

**Характерный диапазон и значения пористости  
пород-коллекторов**

<i>Характеристика</i>	<i>Пористость, %</i>
Плохая	10
Удовлетворительная	20
Хорошая	20-30
Очень хорошая	30

**Оборудование и материалы**

- порозиметр;
- исследуемые образцы породы.

**Задание**

1. Экстрагированный и высушенный образец разделить на две примерно одинаковые части (первая используется для определения объема образца, вторая – для определения объема зерен).

2. Первый кусочек взвешивается с точностью до 0,01 г.

3. Первый кусочек помещается в стакан, который на 5 минут помещается для вакуумирования в колбу вакуумной установки.

4. В стакан заливают керосин и продолжают вакуумирование до полного прекращения выделения из образца пузырьков воздуха.

5. Пока идет насыщение, в порозиметр (рис. 3.3) наливают керосин, плотно закрывают стаканчиком, переворачивают.

6. Уровень керосина фиксируется по шкале после прекращения его увеличения.

7. Насыщенный кусочек вынимают из вакуумной установки, кладут на стекло и несколько раз перекачивают для осушения.

8. Образец помешают в порозиметр.

9. Порозиметр плотно закрывают стаканчиком, переворачивают, снимают второй отсчет по шкале (разница между вторым и первым отсчетами будет соответствовать объему образца).

10. Второй кусочек образца тщательно измельчают в фарфоровой ступке и взвешивают с точностью до 0,01 г.

11. Повторяют п. 5, 7, 8, 9.

Результаты всех измерений заносят в таблицу 3.2. Необходимо отметить, что все измеренные величины при занесении в таблицу должны быть приведены к единой системе единиц СИ.

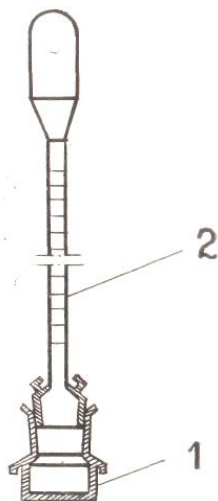


Рис. 3.3. Порозиметр: 1 – проградуированная шкала; 2 – стеклянный стаканчик

Таблица 3.2

### Результаты измерений

<i>Наименование величины</i>	<i>Обозначение</i>	<i>Значение</i>
Масса сухого кусочка	M	
Отсчет по шкале без образца		
Отсчет по шкале с образцом		
Объем образца	V	
Плотность образца	$\rho_n$	
Масса зерен породы	$M_3$	
Отсчет по шкале без зерен		
Отсчет по шкале с зернами		
Объем зерен	$V_3$	
Плотность зерен	$\rho_3$	
Коэффициент общей пористости	m	

### Обработка полученных результатов

1. Объем образца равен разнице отсчетов по шкале порозиметра с образцом и без.
2. Плотность образца:

$$\rho_{\text{н}} = \frac{M}{V}. \quad (3.3)$$

3. Объем зерен равен разнице отсчетов по шкале порозиметра с зернами и без.

4. Плотность зерен:

$$\rho_3 = \frac{M_3}{V_3}. \quad (3.4)$$

5. Коэффициент общей пористости

$$m = \left(1 - \frac{\rho_{\text{н}}}{\rho_3}\right) \cdot 100 \%. \quad (3.5)$$

### Содержание отчета

После выполнения работы должен быть составлен отчет, содержащий:

- цель работы;
- описание устройства для насыщения образцов;
- порядок насыщения образцов;
- порядок обработки результатов анализа.

Отчет представляется в письменном виде в отдельной тетради.

### Контрольные вопросы

1. Виды пористости.
2. Описание устройства для насыщения образцов.

## Лабораторная работа 4 МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА АБСОЛЮТНОЙ ГАЗОПРОНИЦАЕМОСТИ ПРИ СТАЦИОНАРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ

*Цель работы* – изучить установку для определения газопроницаемости; ознакомиться с методом определения газопроницаемости породы.

*В результате выполнения задания формируются компетенции* ПК-25, ПК-26, в части способности выбирать и применять соответствующие методы моделирования физических, химических и



технологических процессов, а также использовать физико-математический аппарат для решения расчетно-аналитических задач.

### Теоретическая часть

Проницаемость – способность породы пропускать через себя жидкости и газы при наличии перепада давления. Она количественно характеризует фильтрационные свойства коллектора. Введены понятия абсолютной, эффективной (или фазовой) и относительной проницаемости.

Под абсолютной понимают проницаемость пористой среды, которая определена при наличии в ней лишь одной какой-либо фазы, химически инертной по отношению к породе. Абсолютная проницаемость характеризует свойства породы и не зависит от свойств фильтрующихся жидкости или газа и перепада давления, если нет взаимодействия флюидов с породой.

Фазовой называется проницаемость пород для данного газа или жидкости при наличии или движении в породах многофазных систем. Ее величина 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 фазовой проницаемости этой среды для данной фазы к абсолютной.

Для оценки абсолютной проницаемости горных пород обычно используют линейный закон фильтрации Дарси, по которому скорость фильтрации жидкости в пористой среде пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости жидкости:

$$V = \frac{Q}{F} = K \frac{1}{\mu} \frac{\Delta P}{\Delta L}, \quad (4.1)$$

где  $V$  – скорость линейной фильтрации;  $Q$  – объемный расход жидкости в единицу времени;  $F$  – площадь фильтрации пористой среды;  $\Delta P$  – перепад давления ( $P_1 - P_2$ );  $\Delta L$  – длина пористой среды.

В этом уравнении способность породы пропускать жидкости и газы характеризуется коэффициентом пропорциональности  $K$ , который называют коэффициентом проницаемости

$$K = \frac{Q\mu\Delta L}{\Delta PF}. \quad (4.2)$$

При движении газа в пористой среде под  $Q$  подразумевается средний расход газа, так как по мере движения газа в пористой среде по направлению падения давления объем его непрерывно увеличивается.

Поэтому формулу определения  $K$  для газа можно представить в следующей дифференциальной форме

$$K = -\frac{Q\mu}{F} \frac{dL}{dP}. \quad (4.3)$$

Знак минус в правой части, т. к.  $dP$  и  $dL$  имеют разные знаки. Принимая, что процесс расширения газа при линейном законе фильтрации происходит изотермически, т. е.

$$QP = Q_0P_0 = const, \quad (4.4)$$

где  $Q_0$  – общий расход газа при атмосферном давлении  $P_0$ , уравнение принимает вид

$$K = -\frac{Q\mu P_0}{F} \cdot \frac{dP}{PdP}. \quad (4.5)$$

Разделяя переменные и интегрируя это уравнение в пределах от  $P_1$  до  $P_2$ , получим

$$K = 2 \cdot \frac{Q\mu P_0}{F} \cdot \frac{L}{P_1^2 - P_2^2}. \quad (4.6)$$

Расчет проницаемости при фильтрации газа ведется по полученной формуле, которая справедлива тогда, когда движение газа в образце происходит по закону линейной фильтрации.

Физический смысл размерности  $K$  (площадь,  $m^2$ ) заключается в том, что проницаемость характеризует площадь сечения каналов пористой среды, по которым в основном происходит фильтрация.

На практике часто пользуются единицей проницаемости – дарси ( $D$ ), которая в  $10^{12}$  раз меньше, чем проницаемость в  $1 m^2$ , принятая в международной системе единиц (1 д – проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью  $1 cm^2$  и длиной  $1 cm$  при перепаде давлений  $1 kg/cm^2$  расход жидкости вязкостью  $1 cP$  составляет  $1 cm^3/сек$ ). Величина, равная  $0,001$  д, называется миллидарси. Учитывая, что  $1 cm^3 = 10^{-6} m^3$ ;  $1 kg/cm^2 = 10^5 n/m^2$ ;  $1 cP = 10^{-3} n \cdot c/m^2$ ;  $1 cm = 10^{-2} m$ ;  $1 cm^2 = 10^{-4} m^2$ , получим следующее соотношение:

$$1D = \frac{10^{-6} \text{ м}^3 / \text{с} \cdot 10^5 \frac{\text{Н}}{\text{м}^2} \cdot 10^{-3} \text{ Н} \cdot \text{с} / \text{м}^2 \cdot 10^{-2} \text{ м}}{10^{-4} \text{ м}^2 \cdot 10^{10} \text{ Н}^2 / \text{м}^4} \approx 10^{-12} \text{ м}^2.$$

Пропускание газа через образец необходимо проводить не менее чем при трех различных перепадах давления, причем продолжительность опыта выбирают в зависимости от проницаемости образца. При хорошей проницаемости достаточна выдержка в течение 2–5 мин, после того как установится режим течения газа.

Величины коэффициентов проницаемостей, полученные в трех опытах, должны быть примерно одинаковыми, т. к. это указывает на то, что движение потока газа в образце происходило по линейному закону фильтрации.

Если какое-либо значение  $K$  резко отличается от остальных, то можно предположить, что допущена ошибка в вычислениях или неправильно записаны показания приборов, или режим движения газа в образце был отличный от линейного режима движения.

Для определения коэффициента абсолютной газопроницаемости на установке ГК-5 используют плотные, относительно крепкие керны, т. к. рыхлые горные породы не могут быть закреплены в кернодержателе.

Сущность метода заключается в определении скорости движения газа через образец горной породы при стационарной фильтрации под действием перепада давлений. Скорость фильтрации определяется известным объемом газа, прошедшим через образец за определенный отрезок времени при постоянном перепаде давлений.

### **Подготовка образцов**

1. Перед исследованием образцов горной породы содержащиеся в них органические вещества должны быть удалены путем экстрагирования. В качестве растворителей используют хлороформ и спиртобензольную смесь в соотношении 1:2.

2. Образцы высушивают в сушильном шкафу при температуре  $(105 \pm 2)^\circ\text{C}$ . Для суглинистых пород сушку проводят при температуре  $(70 \pm 2)^\circ\text{C}$ .

3. После сушки перед определением проницаемости образцы охлаждают в эксикаторах над прокаленным хлористым кальцием или высокодисперсным силикагелем.

4. Определяют размеры образцов штангенциркулем как среднее из 3–5 определений в каждом направлении с погрешностью до 0,1 мм. Расхождение между определениями не должно превышать 0,5 мм.

Проницаемость замерять обязательно в двух направлениях: перпендикулярно и параллельно, и для контроля можно измерить в трех направлениях.

### **Устройство установки**

1. Принципиальная схема установки для определения газопроницаемости показана на рис. 4.1.

2. При стационарной фильтрации источником давления служит баллон с газообразным азотом (Газ очищают от паров воды и загрязняющей пыли с помощью фильтра и хлористого кальция).

3. Измерителем давления служат образцовые пружинные манометры.

4. Измерителем расхода газа служит газосчетчик барабанный (тип ГСБ-400 кл. I ГОСТ 6463-53).

5. В кернодержателе для линейной фильтрации боковая поверхность образца зачехляется в тонкостенную резиновую манжетку (велосипедная резиновая камера), прижимаемую к боковой поверхности образца под действием давления газа.

### **Оборудование и материалы**

Секундомер однострелочный типа СОС-2Б-000 по ГОСТ 5072-79; манометр образцовый по ГОСТ 6521-72; штангенциркуль по ГОСТ 25336-82.

### **Задание**

1. Перед проведением анализа подать газ в систему установки. Для этого открыть кран редуктора газового баллона. Давление на манометре должно быть 0,6–0,7 МПа.

2. При линейном потоке образец кубической формы помещают в резиновую манжету кернодержателя таким образом, чтобы зазор между боковой поверхностью образца и стенками манжеты был минимальным.

3. Поставить кернодержатель с керном на подставку через резиновую прокладку, сверху закрыть крышкой. Уплотнить с помощью зажима.

4. Закрыть кран 1 (кран сброса газа).

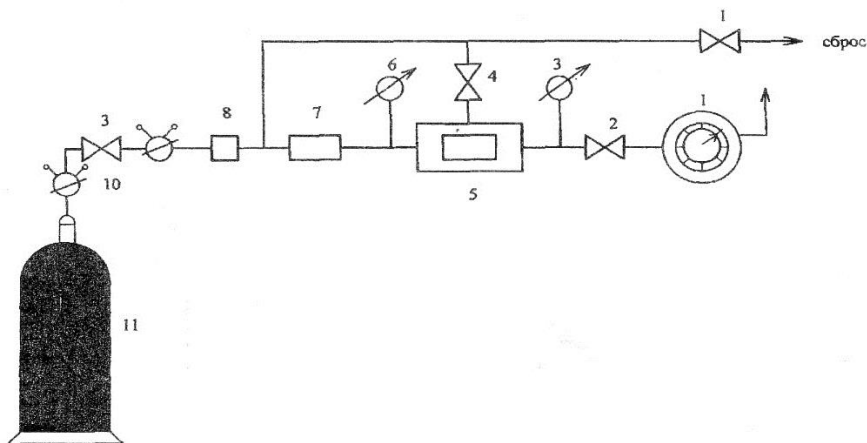


Рис. 4.1. Схема установки для определения газопроницаемости

1 – газовые часы; 2 – кран сброса газа; 3 – манометр за образцом; 4 – кран обжима керна; 5 – кернодержатель; 6 – манометр перед образцом; 7 – хлоркальциевая трубка; 8 – фильтр; 9 – кран подачи газа внутрь керна, 10 – редуктор давления; 11 – источник давления

5. Создать давление бокового обжима, обеспечивающего отсутствие проскальзывания газа между образцом и манжетой (открыть кран 2).

6. Установить рабочий перепад давления, открывая кран 3, контролируя его с помощью манометра. Газ проходит через образец. Выполнить трехкратное измерение расхода газа черта образец при различных перепадах давления, включая одновременно секундомер.

Расход газа определяем по газосчетчику, первоначальное положение стрелки считать за нуль. Выбираем режим таким образом, чтобы время прохождения газа через образец было не меньше 50 с. В экстренных случаях разрешается брать минимальное время до 30 сек.

7. После проведения измерений закрыть краны 2, 3, открыть кран 1. Нельзя открывать крышку кернодержателя, если из манжеты обжима не выпущен в атмосферу газ.

8. После окончания работ закрыть вентиль азотного баллона.

### **Обработка результатов**

Результаты обмера образцов, перепады давлений, расход газа, вязкость газа при температуре проведения опыта, барометрическое давление записывают в рабочий журнал.

Коэффициент проницаемости для стационарной фильтрации при линейном потоке газа вычисляют по формуле

$$K_r = \frac{2 \cdot 10^3 \mu L P_2 \cdot V_2}{F \cdot t (P_1 + P_2) \cdot (P_1 - P_2)}, \quad (4.7)$$

где  $K_2$  – коэффициент газопроницаемости, измеренный при заданном среднем давлении в образце,  $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (миллидарси);  $\mu$  – вязкость газа при условиях фильтрации, численные значения в зависимости от температуры приведены в табл. 4.1;  $P_2$  – барометрическое давление, 0,1 МПа;  $V_2$  – объем газа, прошедший через образец (при атмосферных условиях), см<sup>3</sup>;  $T$  – время фильтрации, с;  $P_1$  – перепад давления на образце между входом и выходом, 0,1 МПа;  $L$  – длина образца, см;  $F$  – площадь поперечного сечения образца, см<sup>2</sup>.

### **Содержание отчета**

После выполнения работы должен быть составлен отчет, содержащий:

- цель работы;
- описание устройства для описания газопроницаемости;
- абсолютная, фазовая и относительная проницаемость;
- обработки результатов анализа.

Отчет представляется в письменном виде в отдельной тетради.

### **Контрольные вопросы**

1. Проницаемость, виды проницаемости.
2. Единицы проницаемости.
3. Последовательность определения коэффициента проницаемости.

## Лабораторная работа 5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ АБСОЛЮТНОЙ ГАЗОПРОНИЦАЕМОСТИ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

*Цель работы* – изучить принцип действия аппарата ГНФ-1; определить проницаемости пород на аппарате ГНФ-1.

*В результате выполнения задания формируются компетенции* ПК-25, ПК-26, в части способности выбирать и применять соответствующие методы моделирования физических, химических и технологических процессов, а также использовать физико-математический аппарат для решения расчетно-аналитических задач.

### **Теоретическая часть**

Аппарат ГНФ-1 предназначен для измерения абсолютной проницаемости пород-коллекторов при нестационарной фильтрации воздуха и среднем давлении в образце, близком к атмосферному. Конструкция кернодержателя обеспечивает выполнение измерений при фильтрации воздуха через кубические и цилиндрические образцы и плоскорадиальном течении через цилиндрические образцы. Кубические образцы позволяют определять проницаемость в трех направлениях.

Фильтрация воздуха через образцы осуществляется при переменном перепаде давления, приближенном к атмосферному. Величина проницаемости определяется продолжительностью изменения давления в заданных пределах, которые зависят от размеров образца, начального и конечного перепада давления.

Аппарат схематично изображен на рис. 5.1. Основными узлами аппарата являются кернодержатель и пьезометр.

Устройство и работа прибора ГНФ-1

- Принципиальная схема измерения при линейной фильтрации показана на рис. 5.2. Пространство над верхним торцом образца через отверстие в крышке сообщается с атмосферой, следовательно, с одной стороны образца действует атмосферное давление.

Пространство под нижним торцом образца присоединено к полости пьезометрической трубки и через вентиль в основании кернодержателя может быть сообщено с источником разряжения. Давление в этой полости и есть давление после образца.

При создании в полости пьезометра разряжения (потянуть ртом воздух через трубку, соединенную с кернодержателем) начинается процесс фильтрации воздуха через образец и уровень воды в трубке поднимается. После того как уровень поднялся до верхнего репера, вентиль закрывают. Движущийся через образец воздух поступает в полость трубки, давление после образца повышается и уровень в трубке понижается.

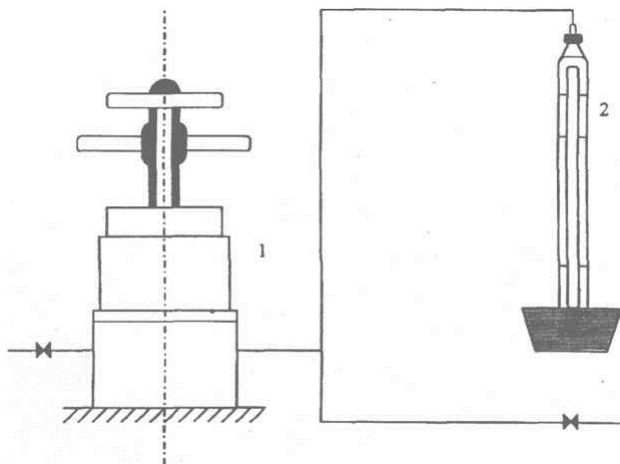


Рис. 5.1. Принципиальная схема аппарата ГНФ-1:  
1 – кернодержатель; 2 – пьезометр

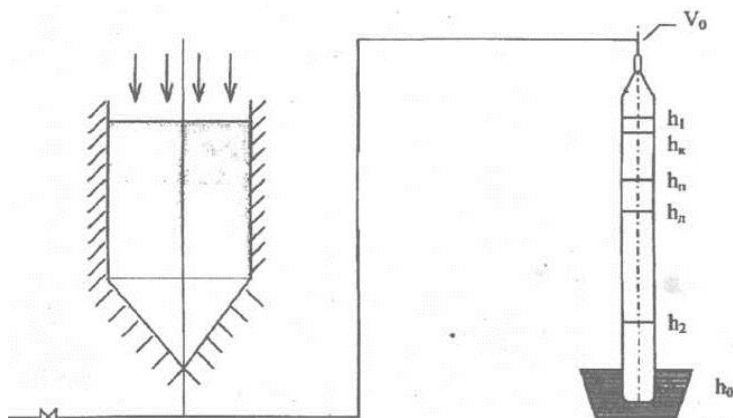


Рис. 5.2. Принципиальная схема измерения при линейной фильтрации



• Пьезометр представляет собой градуированную трубку, погруженную нижним концом под уровень воды, окрашенной метиловым оранжевым. Диаметр трубки 2,5 мм. На трубке нанесены реперные отметки, расстояния между ними являются исходными для расчета коэффициентов пьезометра. Трубка имеет пять основных реперов: верхний  $h$  – нулевой репер,  $h - 1$  см,  $h - 4$  см,  $h - 11$  см,  $h - 50$  см. Трубка погружена нижним концом в сосуд с водой (диаметр сосуда 20 см); уровень воды должен совпадать с уровнем нулевого нижнего репера.

• Кернодержатель для образцов кубической формы.

Образец кубической формы закладывается в резиновую муфту и помещается в металлический стакан. Последний устанавливается на основание через резиновую прокладку и сверху закрывается крышкой. Стакан с образцом уплотняется с помощью зажима.

### **Оборудование и материалы**

Аппарат ГНФ-1; секундомер однострелочный типа СОС-2Б-000 по ГОСТ 5072-79; штангенциркуль по ГОСТ 25336-82.

### **Задание**

1. Проверить прибор на герметичность следующим образом: вставить в отверстие резиновой муфты кернодержателя металлический куб. Создать разрежение по пьезометру, оно должно сохраняться в течение 30 мин.

2. Перед началом работы проверить уровень воды в сосуде, он должен совпадать с уровнем нулевого нижнего репера.

3. Образцы кубической формы высушивают в сушильном шкафу при температуре  $(105 \pm 2)$  °С не менее 24 час. Для сильно глинистых пород сушку проводят при температуре  $(70 + 2)$  °С.

4. Перед работой образцы вынимают из сушильного шкафа щипцами и помещают в эксикатор с хлористым кальцием для охлаждения. Охлаждается образец 30–40 мин.

5. Определяют размеры образцов штангенциркулем как среднее из 3–5 определений в каждом направлении с погрешностью до 0,1 мм. Расхождение между определениями не должно превышать 0,5 мм.

## Порядок определения проницаемости

1. Перед определением проницаемости необходимо убедиться в отсутствии сколов и трещин и измерить штангенциркулем с точностью отсчета 0,1 мм размеры образца. Проницаемость замерять обязательно в двух направлениях: перпендикулярно и параллельно и для контроля можно замерять в третьем направлении.

2. После замеров образец вставляют в резиновую муфту и помещают в металлический стакан. Затем устанавливают на основание через резиновую прокладку и сверху закрывают крышкой. Стакан с образцом уплотняется с помощью зажима. Каждый раз уплотняют стакан с образцом до упора зажима.

3. Открыть вентиль кернодержателя. Создать в полости пьезометра разряжение с помощью резиновой трубки (потянуть ртом воздух через трубку). Поднять уровень жидкости в трубке пьезометра приблизительно на 1–3 см выше отметки  $h_1$ .

4. Вентиль быстро закрывают. Включают секундомер в момент прохождения уровня воды через верхнюю отметку репера  $h_1$ . Измеряют время прохождения уровня воды от отметки  $h_1$  до любой выбранной промежуточной или конечной отметки  $h$ . Выбирают репер таким образом, чтобы время прохождения не превышало  $500 \pm 1$  с или не было меньше  $50 \pm 1$  с. В экстренных случаях разрешается брать минимальное время до  $30 + 1$  с. Ориентировочные пределы измерения проницаемости при таком интервале времени составляют от  $(0,15 \text{ до } 1500) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , а при 30 с – до  $2000 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ . Если уровень воды проходит от отметки  $h_1$  до  $h_2$  за 20 мин или совсем не пройдет, то проницаемость считать  $< 0,01 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$

5. Измерение проводят трижды, не меняя установки образца в кернодержателе. Конечным результатом является среднеарифметическое значение из 3 измерений при отсутствии случайных ошибок.

## Обработка результатов

1. Размеры образца, температура воздуха, время, отмеченное по секундомеру, записываются в журнал по определению проницаемости.

2. Затем записывается значение коэффициента  $C$  в зависимости от температуры воздуха и репера пьезометра. Таблица значений коэффициента  $C$  в зависимости от температуры прилагается.

3. Коэффициент газопроницаемости рассчитывают по формуле

$$K = \frac{C \cdot I}{S \cdot T},$$

где  $K$  – коэффициент проницаемости,  $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>;  $C$  – коэффициент, зависящий от геометрических размеров прибора;  $I$  – высота ребра кубического образца, см;  $S$  – площадь верхней поверхности куба;  $T$  – время прохождения уровня воды между отметками реперов  $h_1 - h_{кз}$ ,  $h_1 - h_2$  и т. д.

### **Содержание отчета**

После выполнения работы должен быть составлен отчет, содержащий:

- цель работы;
- описание устройства для описания газопроницаемости;
- абсолютную, фазовую и относительную проницаемость;
- обработку результатов анализа.

Отчет представляется в письменном виде в отдельной тетради.

### **Контрольные вопросы**

1. Принцип действия пьезометра.
2. Порядок определения проницаемости.
3. Последовательность определения коэффициента проницаемости.

## Лабораторная работа 6

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСТАТОЧНОЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ ОБРАЗЦОВ ПОРОД МЕТОДОМ ЦЕНТРИФУГИРОВАНИЯ

*Цель работы* – ознакомление с работой центрифуги, методика определения остаточной водонасыщенности.

*В результате выполнения задания формируются компетенции* ПК-25, ПК-26, в части способности выбирать и применять соответствующие методы моделирования физических, химических и технологических процессов, а также использовать физико-математический аппарат для решения расчетно-аналитических задач.

## Теоретическая часть

В продуктивных пластах нефтяной и газовой частей залежи содержится вода. Эту воду, оставшуюся со времени образования залежи, называют остаточной. Состояние остаточной воды и начальное распределение нефти, воды, газа определяется:

- структурой порового пространства,
- составом пород,
- физико-химическими свойствами пород,
- физико-химическими свойствами жидкостей и газов,
- количеством и составом остаточных вод и др.

Формы существования остаточной воды необходимо учитывать во всех процессах, в которых молекулярная природа поверхности твердой фазы играет значительную роль. Если остаточная вода в пласте в виде тонкой пленки покрывает поверхность поровых каналов, то поверхность твердой фазы остается гидрофильной. Устойчивые пленки на поверхности твердого тела возникают только при очень низком поверхностном натяжении на границе «нефть – вода», при слабой минерализации остаточной воды. Если пленка воды отсутствует, то нефть соприкасается с твердой поверхностью и вследствие адсорбции ПАВ нефти поверхность коллектора становится в значительной степени гидрофильной. Фильность пород существенным образом определяет особенности фильтрационных процессов в пористых средах.

Формы остаточной воды:

- капиллярно связанная вода в малых капиллярах, где интенсивно проявляются капиллярные силы;
- адсорбционная вода, удерживаемая силами межмолекулярного взаимодействия между водой и поверхностью поровых каналов;
- пленочная вода, покрывающая гидрофильные участки породы;
- свободная вода, удерживаемая капиллярными силами в дисперсной структуре на поверхностях раздела «нефть – вода», «газ – вода».

При анализе кернового материала определяется общее количество остаточной воды без количественной оценки различных ее видов. Это связано с неопределенностью и сложностью условий ее определения по видам.

Количественно оценить содержание остаточной воды в керне можно с помощью коэффициента водонасыщенности – отношения объема воды в открытых порах образца к объему открытых пор

$$S_в = V_в / V_{o.пор}. \quad (6.1)$$

Наиболее достоверные результаты определения количества остаточной воды в породе получены при анализе керна материала, отобранного с применением растворов, приготовленных на нефтяной основе. Предполагается, что при подъеме керна на поверхность и в процессе его транспортирования в лабораторию существенных изменений его водонасыщенности не происходит. Для этого керны предварительно парафинируют или перевозят в закрытых сосудах под слоем нефти.

Быстро и просто остаточная водонасыщенность определяется методом центрифугирования. В основе метода лежит воздействие на образец центробежных сил, возникающих при вращении керна в центрифуге.

Давление, развиваемое в капиллярах центробежными силами  $p_ц$ , равно:

$$p_ц = 4 \pi^2 \cdot R n^2 \cdot h (\rho_1 - \rho_2), \quad (6.2)$$

где  $R$  – радиус вращения (принимается равным расстоянию от центра оси центрифуги до середины образца);  $n$  – число оборотов ротора центрифуги;  $h$  – длина образца;  $\rho_1, \rho_2$  – плотность воды, насыщающей образец, и плотность вытесняющей фазы (при вытеснении воздухом можно принять  $\rho_2 = 0$ ).

Вытеснению воды препятствуют капиллярные силы

$$p_к = \frac{2\sigma \cos \theta}{r}, \quad (6.3)$$

где  $\sigma$  – поверхностное натяжение воды на границе с вытесняющей фазой;  $\theta$  – краевой угол смачивания;  $r$  – радиус пор.

При этом вода вытесняется из всех пор образца, радиус которых больше радиуса  $r$ , определяемого из соотношения

$$p_ц = p_к.$$

Вначале с увеличением числа оборотов ротора центрифуги вода вытесняется из крупных пор. При дальнейшем увеличении частоты вращения ротора вода вытесняется из пор меньшего размера. С некоторого момента повышение числа оборотов перестает

влиять на количество воды остающейся в порах. Эту воду и считают остаточной.

Результаты центрифугирования позволяют изучить распределение в керне пор по размерам. Так радиус пор, из которых при данной угловой скорости  $\omega$  вытесняется вода, определяется из соотношения

$$r = \frac{\sigma \cdot \cos \theta}{2\pi^2 n^2 r^2}. \quad (6.4)$$

### Описание установки

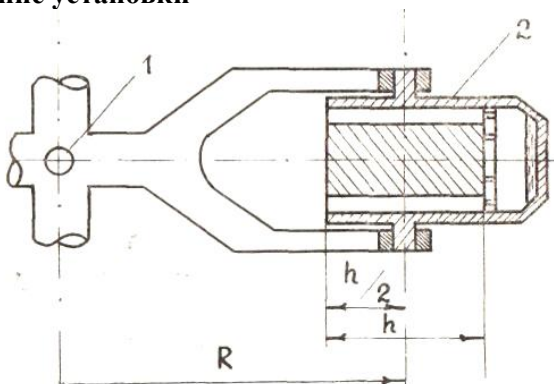


Рис. 8.1. Схема установки для определения остаточной водонасыщенности: 1 – хвостовик вала электродвигателя; 2 – вращающаяся головка с откидными стаканами, в которые вставляется пробирка с керном

Центрифуга помещена в термостат. На передней стенке центрифуги имеется панель приборов, на которой установлены:

- главный выключатель;
- регулятор числа оборотов. **ВНИМАНИЕ!!!** Установку разрешено запускать с закрытой крышкой только при нулевом положении регулятора;
- тормозная кнопка, при нажатии которой, включается тормозное устройство, позволяющее уменьшить время остановки центрифуги;
- тахометр, фиксирующий число оборотов центрифуги;
- сигнальная лампа, загорающаяся при включении двигателя;
- счетчик времени, служащий для автоматической остановки центрифуги через заданное время.

## **Указания по работе с центрифугой**

***ВНИМАНИЕ!!! ПРИ РАБОТЕ НА ЦЕНТРИФУГЕ СЛЕДУЕТ ИСПОЛЬЗОВАТЬ ТОЛЬКО СПЕЦИАЛЬНЫЕ ЦЕНТРИФУЖНЫЕ (КОНИЧЕСКИЕ) ПРОБИРКИ!***

– Закрыть центрифугу крышкой, установить необходимую скорость центрифугирования и включить центрифугу переключателем «Сеть».

– После окончания центрифугирования выключить центрифугу, дождаться её полной остановки и лишь после этого открыть крышку.

***ВНИМАНИЕ!!! ЗАПРЕЩАЕТСЯ ВКЛЮЧАТЬ ЦЕНТРИФУГУ С ОТКРЫТОЙ КРЫШКОЙ И ОСТАНАВЛИВАТЬ ЦЕНТРИФУГУ РУКОЙ ИЛИ КАКИМ-ЛИБО ПРЕДМЕТОМ!***

– Вынуть пробирки с отделенными осадками из центрифуги.

– Центрифуга должна быть установлена на горизонтальной плоскости, надёжно закреплена и заземлена. В случае ненормальной работы центрифуги (удары, вибрация, посторонний шум и т. д.) её необходимо остановить и сообщить преподавателю или лаборанту. Запрещается работать на неисправной центрифуге.

– Работу с малыми количествами горючих и легковоспламеняющихся веществ (спирты, углеводороды, эфиры, кетоны и т. д.) следует проводить только вдали от огня и электронагревательных приборов (плиток, муфель, сушильных шкафов).

– Запрещается проводить опыты со всевозможными взрыво- и огнеопасными смесями.

– После окончания работы следует убрать с рабочего места в специальный металлический ящик или шкаф остатки легковоспламеняющихся и горючих жидкостей.

## **Задание**

1. Взвесить сухой керн ( $M_1$ ).
2. Насытить керн под вакуумом дистиллированной водой.
3. Взвесить насыщенный керн ( $M_2$ ).
4. Вложить керн в пробирку.
5. Пробирку с керном поместить в один из стаканов ротора.
6. Поместить уравновешивающий груз в противоположный стакан (разница в весе груза и исследуемого керна не должна превышать 0,1 г).

7. Закрывать крышку центрифуги.
8. Установить счетчик времени на 2 минуты.
9. Включить главный выключатель.
10. Довести число оборотов ротора до 500 в минуту.
11. Тормозной кнопкой включить тормозное устройство после автоматического отключения ротора.
12. Установить регулятор оборотов в нулевое положение.
13. ВНИМАНИЕ. Дождаться полной остановки ротора.
14. Открыть крышку центрифуги.
15. Извлечь пробирку с керном.
16. Взвесить kern  $M_{ki}$ .
17. Повторить действия пунктов 4–15 каждый раз увеличивая число оборотов на 500 до максимального значения 3 500 оборотов в минуту.
18. Все измеренные величины приводятся к единой системе единиц СИ и заносятся в табл. 8.1.

Таблица 8.1

Число оборотов ротора $n$	Масса керна с водой $M_{ki}$	Масса воды, оставшейся в кернах $M_{wi}$	Коэффициент водонасыщенности $S_i$	Капиллярное давление $P_{ki}$	Примечание
500					
1000					
1500					
2000					

### Обработка полученных результатов

1. Масса воды, содержащаяся в кернах до начала центрифугирования:

$$M_w = M_2 - M_1,$$

где  $M_1$ ,  $M_2$  – масса сухого керна и масса керна после насыщения водой.

2. Масса воды оставшейся в кернах после центрифугирования при каждом заданном числе оборотов

$$M_{wi} = M_{ki} - M_1.$$

3. Принимаем коэффициент начальной водонасыщенности (перед началом центрифугирования) равным единице.



4. Коэффициент водонасыщенности керна после центрифугирования на каждом из заданных чисел оборотов

$$S_i = M_{wi} / M_s$$

5. Капиллярное давление

$$p_k = p_c = 4 \pi^2 \cdot Rn \cdot 2h \cdot (\rho_1 - \rho_2) .$$

6. Построить графическую зависимость «капиллярное давление – коэффициент водонасыщенности».

7. По графику определить коэффициент остаточной водонасыщенности  $S_{ост}$ .

### **Содержание отчета**

После выполнения работы должен быть составлен отчет, содержащий:

- цель работы;
- описание процесса работы, результаты работы;
- выводы;

Отчет представляется в письменном виде в отдельной тетради.

### **Контрольные вопросы**

1. Принцип работы центрифуги.
2. Остаточная водонасыщенность.

## Лабораторная работа 7

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ВОДО- И НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ОБРАЗЦОВ ПОРОДЫ

*Цель работы* – ознакомиться с принципом работы прибора Закса, изучить метод определения коэффициентов водо- и нефтенасыщенности образцов породы.

*В результате выполнения задания формируются компетенции* ПК-25, ПК-26, в части способности выбирать и применять соответствующие методы моделирования физических, химических и технологических процессов, а также использовать физико-математический аппарат для решения расчетно-аналитических задач.

### Теоретическая часть

Содержание флюидов в породе называется насыщенностью. Количественно содержание в породе нефти, воды и газа оценивается коэффициентами нефте-, водо-, газонасыщенности. Это есть доля от объема открытых пор  $V_{пор}$  в образце, занятых нефтью  $V_n$ , водой  $V_в$ , газом  $V_г$ :

– коэффициент нефтенасыщенности:

$$S_n = V_n / V_{пор}; \quad (7.1)$$

– коэффициент водонасыщенности:

$$S_в = V_в / V_{пор}; \quad (7.2)$$

– коэффициент газонасыщенности:

$$S_г = V_г / V_{пор}. \quad (7.3)$$

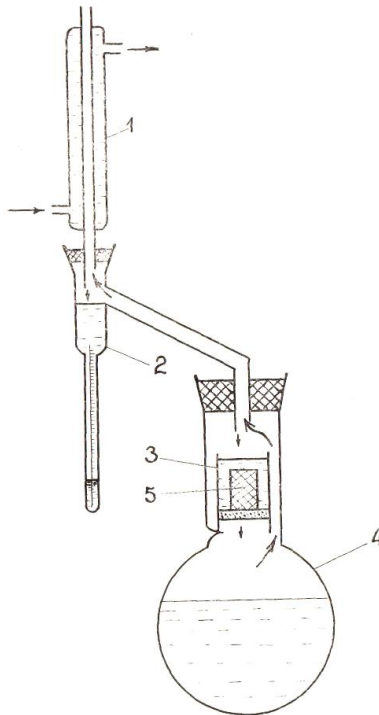


Рис. 7.1. Прибор Закса

### **Описание установки**

Прибор Закса помещается в вытяжной шкаф и включает в себя:

- 1 – обратный холодильник, нижний отвод которого подсоединяется к водопроводу, верхний – к канализации;
- 2 – стеклянную ловушку со шкалой, откалиброванной в единицах объема;
- 3 – стеклянный цилиндр с пористым дном (фильтром), помещенный в горловину колбы 4 на специальные выступы;
- 4 – колбу емкостью 500 см<sup>3</sup>;
- 5 – керн.

### **Принцип работы установки**

Прибор Закса позволяет одновременно проводить выпаривание воды из образца и его экстрагирование.

В процессе нагревания колбы 4 до температуры 100 °С и выше пары воды, содержащейся в порах образца, вместе с парами растворителя поднимаются в холодильник 1, в котором они конденсируются. Конденсат воды и растворителя стекает в ловушку 2. По мере проведения опыта уровень в ловушке поднимается, а затем останавливается. Вода в результате гравитационного разделения скапливается в нижней части ловушки, а растворитель – в верхней. Момент, когда растворитель в ловушке становится совершенно прозрачным и уровень воды перестает изменяться, является признаком того, что процесс выделения воды из образца закончен.

Наличие четкой границы раздела между водой и растворителем в ловушке позволяет определить численное значение объема выделившейся воды из образца  $V_w$ . В качестве растворителя можно использовать толуол  $C_7H_8$  ( $t_{кип} = 111$  °С), бензин прямой перегонки, из которого отогнаны легкие фракции, кипящие до 95 °С. В любом случае растворитель подбирается таким образом, чтобы температура его кипения была выше температуры кипения воды. Помимо этого, растворитель и вода должны быть взаимно нерастворимыми и иметь четкую границу раздела в ловушке.

При подогреве колбы 4 пары кипящего растворителя поднимаются по трубке вверх в холодильник 1, в котором они конденсируются. Конденсат растворителя, стекает в ловушку, а оттуда в стеклянный цилиндр 3 (выполняющий функции экстрактора) рас-

творят нефть, содержащуюся в образце 5. Интенсивность нагрева подбирается так, чтобы образец был все время полностью погружен в растворитель и последний не переливался через края цилиндра. Таким образом происходит экстрагирование керна.

По мере проведения экстрагирования уровень сконденсированного растворителя становится достаточным, чтобы покрыть весь образец, а нефть, вымытая из образца, постепенно стекает через пористое дно в колбу 4. Процесс экстрагирования образца считается законченным, когда растворитель в стеклянном цилиндре становится совершенно прозрачным.

### **Оборудование и материалы**

Устройства для насыщения образцов; исследуемые образцы породы.

### **Задание**

1. Высушить стеклянный цилиндр 3 при температуре 102–105 °С.

2. Взвесить стеклянный цилиндр.

3. Очистить образец кисточкой.

4. Взвесить образец.

5. Поместить образец 5 в цилиндр 3.

6. Заполнить колбу 4 растворителем (примерно 500 см<sup>3</sup>).

7. Установить цилиндр с керном в горловину колбы 4.

8. Собрать прибор.

9. Пустить воду в холодильник 1.

10. Включить вытяжной шкаф.

11. Включить печку. Интенсивность нагрева выбирается таким образом, чтобы образец был все время полностью погружен в растворитель, и последний не переливался через края цилиндра.

12. Убедившись, что увеличение объема воды в ловушке прекратилось и растворитель в ловушке 2 стал совершенно прозрачным, выключить прибор.

13. По шкале ловушки определить объем выделившейся воды из образца

14. Дать прибору остыть.

15. Разобрать прибор.

16. Извлечь образец. Образец поместить в сушильный шкаф при температуре 102–105 °С.

17. Контролировать удаление растворителя из пор образца периодическим взвешиванием.

18. После того как масса образца перестанет меняться, зафиксировать ее значение.

19. Все измеренные величины приводятся к единой системе единиц СИ и заносятся в табл. 7.1.

Таблица 7.1

<i>Наименование величины</i>	<i>Обозначение</i>	<i>Результат</i>
Масса образца до опыта	$M_1$	
Масса образца после опыта	$M_2$	
Объем воды в ловушке	$V_в$	
Плотность воды	$\rho_в$	
Плотность нефти	$\rho_н$	
Коэффициент открытой пористости	$m_o$	
Плотность образца	$\rho$	
Коэффициент нефтенасыщенности	$S_n$	
Коэффициент водонасыщенности	$S_в$	

### **Обработка полученных результатов**

1. Масса жидкости (нефти и воды), содержащаяся в керне до опыта,

$$M_{жс} = M_1 - M_2.$$

2. Масса воды, содержащаяся в порах образца до опыта и скопившаяся в ловушке после окончания опыта

$$M_в = V_в \cdot \rho_в.$$

3. Масса нефти, содержащейся в керне до опыта

$$M_н = M_{жс} - M_в.$$

4. Объем нефти, содержащейся в керне до опыта

$$V_н = M_н / \rho_н.$$

### **Содержание отчета**

После выполнения работы должен быть составлен отчет, содержащий:

- цель работы;
- описание устройства;
- порядок проведения работы;

– порядок обработки результатов.

Отчет представляется в письменном виде в отдельной тетради.

### **Контрольные вопросы**

1. Какими параметрами оценивается количественно содержания в породе нефти, воды и газа?
2. Принцип работы прибора Закса.

## Лабораторная работа 8

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАРБОНАТНОСТИ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД

*Цель работы* – определение карбонатности терригенных пород, изучение работы прибора Кларка.

*В результате выполнения задания формируются компетенции* ПК-25, ПК-26, в части способности выбирать и применять соответствующие методы моделирования физических, химических и технологических процессов, а также использовать физико-математический аппарат для решения расчетно-аналитических задач.

### **Теоретическая часть**

Под карбонатностью горных пород подразумевается суммарное содержание в них солей угольной кислоты:  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ,  $\text{K}_2\text{CO}_3$ ,  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{MgCO}_3$ ,  $\text{FeCO}_3$  и т. д.

Определение карбонатности горных пород основано на химическом разложении в них карбонатов и на учете углекислого газа, выделяющегося при их разложении. В лабораторных исследованиях используется прибор Кларка из комплекта оборудования для исследования проницаемости кернов УИПК1-М (рис. 8.1).

Образец породы тщательно растирается в ступке. Из полученного порошка, высушенного при 105–107 °С до постоянного веса, берется навеска массой 0,5–5 г в зависимости от предполагаемого содержания карбонатов в породе, которая помещается в реакционную колбу. Туда же помещается фарфоровый тигелек с 5–6 см<sup>3</sup> соляной кислоты. Колбу закрывают резиновой пробкой, и края ее тщательно обмазывают менделеевской замазкой.

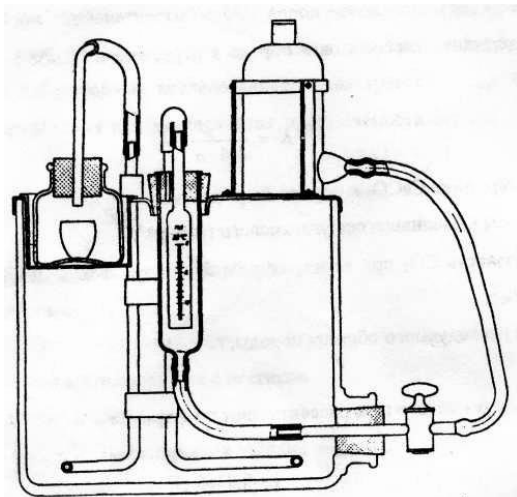


Рис. 8.1. Прибор Кларка для определения объема углекислого газа

Бюретку, размещенную в цилиндре, заполняют водой из склянки, соединенной с ней резиновой трубкой с краном. Перекрывают все краны, отсекающие реакцию колбу от атмосферы, и соединяют ее с бюреткой. Затем опрокидывают фарфоровый тигель с кислотой. Выделяющийся углекислый газ поступает в бюретку и вытесняет из нее воду в кольцевое пространство между бюреткой и цилиндром. После завершения химической реакции уровень воды в кольцевом пространстве снижается до уровня воды в бюретке, с тем, чтобы устранить избыточное давление образовавшегося столба жидкости. По разности уровней в градуированной бюретке до и после реакции породы с кислотой определяют объем выделившегося углекислого газа (в  $\text{см}^3$ ).

### **Оборудование и материалы**

Прибор Кларка для определения карбонатности; барометранероид; термометр; фарфоровая или агатовая ступка с пестиком.

### **Задание**

Содержание карбонатов в породе в пересчете на  $\text{CaCO}_3$  определяют по формуле

$$K = \frac{V \cdot \rho}{4,4a},$$

где  $K$  – содержание  $\text{CaCO}_3$  в породе, %;  $V$  – объем выделившегося углекислого газа,  $\text{см}^3$ ;  $\rho$  – плотность  $\text{CO}_2$  при температуре и барометрическом давлении во время опыта,  $\text{мг/мл}$ ;  $a$  – вес исследуемого образца породы, г.

Плотность углекислого газа рассчитывают по формуле

$$\rho = \frac{0,0026478 \cdot P_{\text{бар}}}{1 + 0,0366 \cdot T}$$

при измерении барометрического давления ( $P_{\text{бар}}$ ) в мм ртутного столба и по формуле

$$\rho = \frac{0,01986 \cdot P_{\text{бар}}}{1 + 0,0366 \cdot T}$$

при измерении барометрического давления в кПа,  $T$  – температура  $^{\circ}\text{C}$ .

### Содержание отчета

После выполнения работы должен быть составлен отчет, содержащий:

- цель работы;
- описание устройства для описания газопроницаемости;
- абсолютная, фазовая и относительная проницаемость;
- обработки результатов анализа.

Отчет представляется в письменном виде в отдельной тетради.

### Контрольные вопросы

1. Понятие карбонатности породы.
2. Принцип действия прибора Кларка.
3. Формула для определения содержания карбонатов в породе.



## Лабораторная работа 9

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНОГО СОДЕРЖАНИЯ ВОДЫ В КЕРНЕ НА ПРИБОРЕ И ОБВОДНЕННОСТИ НЕФТИ

*Цель работы* – ознакомиться со схемой устройства для насыщения образцов, изучить метод определения коэффициента открытой пористости.

*В результате выполнения задания формируются компетенции* ПК-25, ПК-26, в части способности выбирать и применять соответствующие методы моделирования физических, химических и технологических процессов, а также использовать физико-математический аппарат для решения расчетно-аналитических задач.

#### **Теоретическая часть**

Обводненностью нефти называется относительное содержание воды в добываемой нефти, обычно выраженное в процентах. Динамика обводнения нефтяных скважин обуславливается в основном характером обводнения нефтяных пластов. Характер обводнения пластов-коллекторов весьма различен и зависит от свойств продуктивных пластов, начальных условий залегания нефти в пласте и системы разработки нефтяных месторождений. Но главное влияние на характер заводнения, а, следовательно, и на динамику обводнения оказывает послонная и зональная неоднородность пластов. В первую очередь и интенсивно обводняются наиболее проницаемые прослои пласта, а слабопроницаемые слои заводняются очень медленно. Неравномерное обводнение пластов по их мощности и простираению усиливается при высоком соотношении вязкости нефти и воды.

Для определения целесообразности дальнейшей эксплуатации той или иной скважины достаточно сравнить ее обводненность с предельной для данного периода.

Если обводненность скважины окажется предельной, необходимо решать вопрос об экономической целесообразности продолжения добычи жидкости из нее.

#### **Принцип работы установки**

Прибор Дина и Старка помещается в вытяжной шкаф и включает в себя:

- 1 – обратный холодильник, нижний отвод которого подсоединяется к водопроводу, верхний – к канализации;
- 2 – стеклянную ловушку, со шкалой, откалиброванную в единицах объема;
- 3 – колбу емкостью 500 см<sup>3</sup>;
- 4 – образцы.

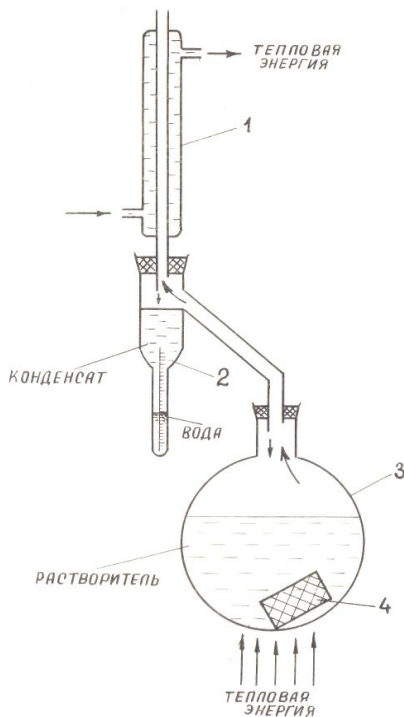


Рис. 9.1. Прибор Дина – Старка

В процессе нагревания колбы 3 до температуры 100 °С и более пары воды, содержащейся в порах образца, вместе с парами растворителя поднимаются в холодильник 1, в котором они конденсируются. Конденсат воды и растворителя стекает в ловушку 2. Вода в результате гравитационного разделения скапливается в нижней части ловушки, а растворитель – в верхней. Момент, когда растворитель в ловушке становится совершенно прозрачным, является первым признаком того, что процесс выделения воды из образца закончен.

По мере проведения опыта уровень воды в ловушке поднимается, а затем останавливается. Наличие четкой границы раздела позволяет определить численное значение объема выделившейся воды из образца  $V_v$ . В качестве растворителя можно использовать толуол  $C_7H_8$  ( $t_{кип} = 111\text{ }^\circ\text{C}$ ), бензин прямой перегонки, из которого отогнаны легкие фракции, кипящие до  $95^\circ\text{C}$ . В любом случае растворитель подбирается таким образом, чтобы температура его кипения была выше температуры кипения воды.

### Оборудование и материалы

Прибор Дина и Старка; вытяжной шкаф; исследуемые образцы породы.

### Задание

1. Результаты взвешивания, определения плотности рабочей жидкости и вычисления открытой пористости записывают в журнал.

2. Величину открытой пористости в процентах вычисляют по формуле

$$m_0 = \frac{G_1 - G_c}{G_1 - G_2} \cdot 100\%, \quad (9.1)$$

где  $G_c$  – масса сухого образца горной породы, г;  $G_1$  – масса насыщенного жидкостью образца горной породы в воздухе, г;  $G_2$  – масса насыщенного жидкостью образца горной породы в насыщающей жидкости, г.

3. При определении коэффициента открытой пористости жидконасыщением вычисляют по результатам взвешивания образца объемную плотность  $\rho_n$ , г/см<sup>3</sup> по формуле

$$\rho_n = \frac{G_c \rho_{жс}}{G_1 - G_2}, \quad (9.2)$$

где  $\rho_{жс}$  – плотность рабочей жидкости, г/см<sup>3</sup>, а также кажущуюся минералогическую плотность  $\rho_{к.м.п.}$ , г/см<sup>3</sup> по формуле

$$\rho_{к.м.п.} = \frac{G_c \cdot \rho_{жс}}{G_1 - G_2}. \quad (9.3)$$

4. Допустимые погрешности определения открытой пористости методом жидконасыщения не должны превышать установленных погрешностей.

Суммарная относительная погрешность определения открытой пористости составляет:

при  $m_0 > 15$ –2 %;

при  $5 < m_0 < 15$  % – от 2 до 5 %;

при  $m_0 < 5$  % – до 10 %.

### **Содержание отчета**

После выполнения работы должен быть составлен отчет, содержащий:

- цель работы;
- описание устройства;
- порядок выполнения работы;
- порядок обработки результатов анализа.

Отчет представляется в письменном виде в отдельной тетради.

### **Контрольные вопросы**

1. Определение обводненности.
2. Принцип работы прибора Дина – Старка.

## Литература

1. Гиматудинов Ш. К., Ширковский А. И. Физика нефтяного и газового пласта: учебник для вузов. М.: Альянс, 2005. 311 с.
2. Росляк А. Т. Физические свойства коллекторов и пластовых флюидов. Томск: Изд-во ТПУ, 2010. 140 с.
3. Зозуля Г. П., Кузнецов Н. П., Ягафаров А. К. Физика нефтяного пласта: учебное пособие. Тюмень 2006. 251 с.
4. Оркин Г. К., Кучинский П. К. Физика нефтяного пласта. М.: Гостоптехиздат, 1955. 299 с.
5. Амикс Дж. Физика нефтяного пласта. М.: Гостоптехиздат, 1962. 572 с.
6. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа / О. М. Ермилов, В. В. Ремизов, А. И. Ширковский, Л. С. Чугунов. М.: Наука, 1996. 541 с.
7. Мирзаджанзаде А. Х., Кузнецов О. Л., Басниев К. С. Основы технологии добычи газа. М.: Недра, 2003. 880 с.
8. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений / Р. С. Андриасов, И. Т Мищенко, А. И. Петров и др. М.: Недра, 1983. 455 с.
9. Коротаев Ю. П., Ширковский А. Н. Добыча, транспорт и подземное хранение газа. М.: Недра, 1984. 486 с.
10. Ширковский А. И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М: Недра, 1987. 347 с.
11. Требин Ф. А., Макогон Ю. Ф., Басниев К. С. Добыча природного газа. М.: Недра, 1976. 607 с.

## Содержание

Предисловие.....	3
<b>КУРС ЛЕКЦИЙ</b>	
<b>1. ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД</b>	
1.1. Гранулометрический состав.....	5
1.2. Пористость горных пород.....	7
1.3. Виды пористости горных пород.....	9
<b>2. ПРОНИЦАЕМОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД</b>	
2.1. Линейная фильтрация нефти и газа в пористой среде.....	13
2.2. Радиальная фильтрация нефти и газа в пористой среде.....	15
2.3. Оценка проницаемости пласта.....	16
<b>3. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРОНИЦАЕМЫХ ПОРОД</b>	
3.1. Зависимость проницаемости от пористости породы.....	20
3.2. Виды проницаемости пористой среды.....	22
<b>4. ТЕПЛОВЫЕ И МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД</b>	
4.1. Тепловые свойства горных пород.....	26
4.2. Состав и физические свойства газа, нефти и пластовой воды.....	27
<b>5. РАСТВОРИМОСТЬ ГАЗА В НЕФТИ И ВОДЕ</b>	
5.1. Закон Генри.....	35
5.2. Состав и физическо-химические свойства пластовой воды.....	37
5.3. Минерализация пластовой воды.....	38
<b>6. СОСТАВ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ</b>	
6.1. Состав нефти.....	42
6.2. Плотность и вязкость пластовой нефти.....	43
6.3. Фазовое состояние углеводородных систем.....	46
<b>7. СХЕМА ФАЗОВЫХ ПРЕВРАЩЕНИЙ ОДНОКОМПОНЕНТНЫХ СИСТЕМ</b>	
7.1. Фазовые переходы в нефти, воде и газе.....	49
7.2. Поверхностно-молекулярные свойства системы «пласт – вода».....	53

<b>8. ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ, КОНДЕНСАТА И ГАЗА ИЗ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ</b>	
8.1. Силы, действующие в залежи.....	58
8.2. Поверхностные явления при фильтрации пластовых жидкостей и причины нарушения закона Дарси.....	60
8.3. Общая схема вытеснения из пласта нефти водой и газом.....	61
8.4. Роль капиллярных процессов при вытеснении нефти водой из пористой среды.....	63
8.5. Зависимость нефтеотдачи от скорости вытеснения нефти водой.....	64
<b>9. НЕФТЕОТДАЧА ПЛАСТОВ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ ДРЕНИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖИ</b>	
9.1. Коэффициент нефтеотдачи.....	67
9.2. Микро- и макронеоднородное строение пластов.....	68
9.3. Пластовые формы остаточной нефти.....	69
<b>ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ</b>	
Указания по технике безопасности.....	71
1. Освобождение образцов горных пород от содержания в них нефти и воды.....	73
2. Определения коэффициента открытой пористости горных пород методом насыщения их жидкостью.....	76
3. Определения коэффициента общей (полной) пористости горных пород методом насыщения их жидкостью.....	80
4. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной фильтрации.....	88
5. Определение абсолютной газопроницаемости пород-коллекторов.....	95
6. Определение остаточной водонасыщенности образцов пород методом центрифугирования.....	99
7. Определение коэффициентов водо- и нефтенасыщенности образцов породы.....	105
8. Определение карбонатности терригенных пород.....	110
9. Определение удельного содержания воды в керне на приборе и обводненности нефти.....	113
Литература.....	117

Учебное издание

Коновалова Людмила Николаевна  
Зиновьева Лариса Михайловна  
Гукасян Татевик Кареновна

# ФИЗИКА ПЛАСТА

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

Редактор, технический редактор Н. Б. Копнина  
Компьютерная верстка Н. П. Неговора

---

Подписано в печать 07.10.2016.

Формат 60×84 1/16

Усл. печ. л. 6,97

Уч.-изд. л. 6,33

Бумага офсетная

Заказ 132

Тираж 55 экз.

---

Отпечатано в издательско-полиграфическом комплексе  
ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет»  
355029 г. Ставрополь, пр-т Кулакова, 2