

**Министерство образования Республики Беларусь**

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

**Институт повышения квалификации и переподготовки**

**Кафедра «Разработка, эксплуатация нефтяных  
месторождений и транспорт нефти»**

**И. С. Шепелева**

# **ФИЗИКА ГОРНЫХ ПОРОД, ПРОЦЕССОВ И НЕФТЕГАЗОВОГО ПЛАСТА**

## **ПРАКТИКУМ**

**по выполнению лабораторных работ**

**по одноименной дисциплине**

**для слушателей специальности переподготовки**

**1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных**

**и газовых месторождений»**

**заочной формы обучения**

**Гомель 2019**

УДК 622.24(075.8)  
ББК 33.131я73  
Ш48

*Рекомендовано кафедрой «Разработка, эксплуатация  
нефтяных месторождений и транспорт нефти» ГГТУ им. П. О. Сухого  
(протокол № 4 от 27.11.2018 г.)*

Рецензент: зав. сектором физики пласта БелНИПИнефть *И. И. Бобкова*

**Шепелева, И. С.**  
Ш48 Физика горных пород, процессов и нефтегазового пласта : практикум по выполнению лаборатор. работ по одноим. дисциплине для слушателей специальности переподготовки 1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» заоч. формы обучения / И. С. Шепелева. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2019. – 62 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <https://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

Содержит необходимые сведения для ознакомления слушателей с задачами по основным изучаемым темам курса «Физика горных пород, процессов и нефтегазового пласта» в соответствии с программой данной дисциплины.

Для слушателей специальности 1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» заочной формы обучения.

УДК 622.24(075.8)  
ББК 33.131я73

© Учреждение образования «Гомельский  
государственный технический университет  
имени П. О. Сухого», 2019

## Предисловие

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

Знание физических свойств пород приводит к успешному применению геофизических методов при поисках, разведке и разработке месторождений полезных ископаемых. Основанных на результатах интерпретации данных ГИС. В свою очередь высокая достоверность определения параметров пластов могут быть обеспечены только на основе сопоставления результатов данных ГИС и лабораторных исследований керна, шлама, боковых образцов.

Керн, как прямой источник информации о составе и свойствах пород слагающих литосферу, следует рассматривать как национальное достояние, значение которого со временем и появлением новых технологий может только возрастать. По известным, очевидным причинам, основным предназначением его является петрофизическое обеспечение геологической интерпретации материалов ГИС.

Цель настоящего лабораторного практикума, содержащего задания по курсу «Физика горных пород, процессов и нефтегазового пласта» – дать расширенные теоретические знания слушателям, по физическим свойствам горных пород-коллекторов, свойствам нефти, газа, газоконденсата и пластовых вод, фазовых состояниях систем и взаимодействии с породой, физическим основам вытеснения углеводородов из пористых сред.

Задача дисциплины состоит в выработке практических навыков реализации технологических комплексов задач разработки углеводородных месторождений.

Данные лабораторные занятия помогут слушателям закрепить теоретический материал, изучаемый на лекциях.

Слушатели на лабораторных занятиях работают по следующей схеме:

- 1) изучают теоретические аспекты рассматриваемой темы;
- 2) рассматривают условия и исходные данные индивидуального задания;
- 3) расчеты проводимые в тетради, должны быть аккуратно оформлены, написаны четким почерком, без помарок;
- 4) решенное индивидуальное задание представляется к защите.

## **Лабораторная работа №1**

### **Определение гранулометрического состава песчаных и глинистых пород**

Цель: Ознакомится с гранулометрическим анализом горных пород, как источником информации о структуре и литологии осадочных горных пород

#### **1.1 Общие сведения**

Одной из важных характеристик породы является ее гранулометрический состав. От него зависят многие свойства пористой среды: проницаемость, пористость, удельная поверхность, капиллярные свойства и т.д.

По механическому составу можно судить о геологических и палеогеографических условиях отложения пород залежи и поэтому начальным этапом исследований при изучении генезиса осадочных пород должен быть их гранулометрический анализ.

Так как размеры частиц песков обуславливают общую величину их поверхности, контактирующей с нефтью, от гранулометрического состава пород зависит количество нефти, которое остается в пласте после окончания его эксплуатации в виде пленок, покрывающих поверхность зерен. Гранулометрический состав песков важно знать в нефтепромысловой практике. Например, на основе механического анализа в процессе эксплуатации нефтяных месторождений подбирают фильтры для забоев нефтяных скважин, предотвращающие поступление песка в скважину.

Размер частиц горных пород изменяется от коллоидных частиц до галечника и валунов. Однако исследования показывают, что гранулометрический состав большинства нефтесодержащих пород определяется в основном частицами размерами от 1 до 0,01 мм. Наряду с обычными зернистыми минералами в природе широко распространены глинистые и коллоидно-дисперсные минералы с размерами частиц меньше 0,1 мкм (0,001 мм). Значительное количество их содержится в глинах, песках, лессах и других породах.

Гранулометрический состав пород это процентное содержание в ней групп (фракций) частиц различной крупности по отношению к массе абсолютно-сухой породы.

Таким образом, определение гранулометрического состава заключается в разделении породы на фракции (группы частиц, близкие по крупности) и установления их процентного содержания. Размер фракций, слагающих породу, выражают обычно в миллиметрах.

Для определения гранулометрического состава пород применяют различные методы, которые можно разделить на две группы: прямые (ситовой, седиментационный, Сабанина, пипеточный и др.) и косвенные (визуальный и ареометрический).

Прямые методы позволяют теми или иными способами непосредственно выделять необходимые фракции, взвешивать и определять их процентное содержание в породе, а также использовать выделенные фракции, например, для изучения минерального состава.

Косвенные методы не предусматривают деления породы на фракции. Эти методы основаны на изучении некоторых свойств породы, по изменению которых судят о содержании тех или иных фракций в породе.

Ситовой метод – считается основным для анализа песчано-гравелистых пород и позволяет определить содержание фракций диаметром более 0.1 мм. Метод прост при использовании и дает достаточно точные результаты.

### **Задачи:**

1. Изучить понятие гранулометрического состава горных пород и составить представление о характере информации, которую можно получить по данным гранулометрического (механического) анализа.
2. Изучить и описать основные способы получения данных о гранулометрическом составе пород.
3. По данным гранулометрического анализа построить частотные распределения и кумулятивные кривые гранулометрического состава образцов керна. Выполнить анализ полученных кривых. Определить массу и литотип образцов.

### Основные цементирующие минералы пластов коллекторов.

Цемент	Происхождение	Размер частиц	Преимущества Тип
Каолинит	Эпигенетический	0,007-0,008мм	Поровый
	Аллотигенный	0,002-0,003мм	
Хлорит	Аутигенный	0,001-0,0005мм	Пленочный
	Аллотигенно-диагенетический	0,0002-0,0005мм	
Гидрослюда	Аутигенный	>0,001 мм	Поровый
	Аллотигенный	<0,001 мм	Пленочный
Карбонатный			Пленочный, Поровый

### Набор сит для ситового анализа.

Показатель	Величина
Диаметр отверстий, мм	3.36 1.68 0.84 0.59 0.42
	0.297 0.210 0.190 0.105
	0.074 0.053 0.01
Сито, меш	6 12 20 30 40 50 70 100
	140 200 270

### Классификация обломков горных пород по размерам зёрен.

Порода	Размер зерен, мм
Песок крупнозернистый	0,5-0,3
Песок среднезернистый	0,3-0,1
Песок мелкозернистый	0,1-0,05
Алеврит крупнозернистый	0,05-0,03
Алеврит среднезернистый	0,03-0,02
Алеврит мелкозернистый	0,02-0,01

## 1.2 Ситовый способ гранулометрического анализа.

### Практическая часть

#### Приборы, оборудование и материалы:

1. Чугунная ступка с пестиком.
2. Набор из  $N$  сит с диаметром отверстий  $d_1, d_2 \dots d_N$ .
3. Аналитические весы.
4. Виброустановка.

#### Порядок выполнения работы:

1. Отмытый от углеводородов и солей образец высушивают при  $t=103-105^\circ \text{C}$  до постоянной массы  $m_c$ .
  2. С помощью чугунной ступки и пестика образец дезинтегрируют и определяют массу навески твердой фазы  $m_{\text{ТВ}}$ .
  3. Размещают сита друг на друге в порядке увеличения диаметра отверстий.
  4. Дезинтегрированный образец помещают в верхнее сито с ячейками наибольшего размера.
  5. Систему сит помещают в виброустановку.
  6. Время работы виброустановки выбирают экспериментально по стабилизации массы навесок.
  7. Определяют массовую долю каждой навески как отношение массы навески к массе твердой фазы. Результаты записывают в таблицу.
  9. Строят частотную гистограмму и кумулятивную кривую гранулометрического состава.
  10. Анализируют полученные распределения и делают выводы о принадлежности образца горной породы к тому или иному литотипу.
- Сита располагают при отсеивании таким образом, чтобы сверху было сито с наиболее крупными размерами отверстий. Для определения механического состава зерна берут навеску образца 50 г, хорошо проэкстрагированного и высушенного при температуре  $107^\circ \text{C}$  до постоянной массы. Просеивание проводят в течение 15 мин. Увеличение или уменьшение продолжительности просева может привести к неправильным результатам.

Для определения процентного содержания полученных фракций в исследуемом образце проводят их взвешивание на технических весах с точностью до 0,01 г (рис. 1.1).

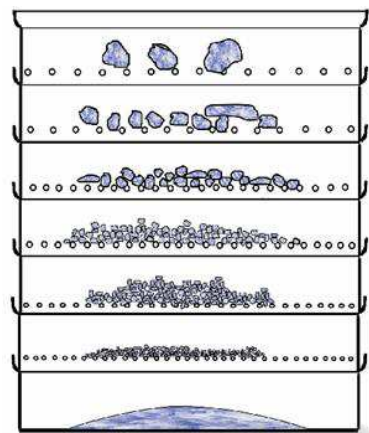


Рис. 1.1. – Принципиальная схема ситового анализа горных пород.

Сумма масс всех фракций после просеивания не должна отличаться от первоначальной массы образца более чем на 2 %.

### 1.3 Седиментационный анализ гранулометрического состава горных пород

#### Теоретическая часть

Седиментационное разделение частиц по фракциям происходит вследствие различия скоростей оседания зерен неодинакового размера в вязкой жидкости [8]. По формуле Стокса - скорость осаждения в жидкости частиц сферической формы.



Рис. 1.2. – Комплект оборудования для ситового анализа горных пород



Типичный комплект оборудования для проведения ситового анализа (рис.1.2) включает в себя:

- набор проволочных или шелковых сит с размерами отверстий (размер стороны квадратного отверстия) в диапазоне 0,045–0,315 мм;
- вибропривод с блоком управления;
- лабораторные весы для измерения массы фракций.

Разделение частиц по фракциям происходит в следствии, различия скоростей оседания зерен неодинакового размера в вязкой жидкости с постоянной скоростью, которая в свою очередь зависит от размера частицы, плотности ее материала, плотности и вязкости жидкости. В процессе осаждения на приемную чашку частицы непрерывно взвешиваются высокочувствительной системой.

Компьютер через блок связи анализирует сигнал, пропорциональный количеству осевших частиц в зависимости от времени и в соответствии с физически обоснованными законами сопротивления и методами аппроксимации рассчитывает гранулометрический состав пробы. Расчет размеров частиц ведется не только по закону Стокса, но и по другим, более точным, законам в соответствии со скоростью осаждения частиц. Чувствительная система прибора, измеряющая количество осевших частиц во времени, работает строго в диапазоне закона Гука, когда микроперемещение чашки приема осадка прямо пропорционально весу осевших частиц. Расчет процентного содержания фракции каждого размера ведется компьютером относительно общей массы данной пробы. Поэтому не требуется точное взвешивание пробы перед анализом.

#### **1.4 Расчет коэффициента неоднородности и построение зависимости гранулометрического состава от диаметра частиц**

**Задача:** Определить коэффициент неоднородности, эффективный диаметр песка нефтесодержащих пород и подобрать размер щелей фильтра, служащего для ограничения поступления песка из пласта в скважину. Данные ситового и седиментационного анализа приведены в таблица 1. 1

Таблица 1.1

№п/п	Диаметр частиц, $d_i$ , мм		Масса навески, $m_i$ , г
	от	до	
1	0,025	0,05	0,5
2	0,05	0,1	6,5
3	0,1	0,3	14,5
4	0,3	0,5	15,5
5	0,5	0,7	10,0
6	0,7	1,0	3,0

**Решение:** таблица 1.2 с расчетными данными.

Таблица 1.2

Диаметр частиц, мм		Средний диаметр частиц фракций, $d_{срi}$	$\lg d_{ср}$	Масса навески $m_i$ , г	Суммарная масса навески $\sum m_i$ , г	Массовая конц-ция фракций $C_{m_i}^*$ 100%	Суммарная массовая концентрация фракций $\sum C_{m_i}^*$ 100%
от	до						
1	2	3	4	5	6	7	8
$d_1$ 0,025	$d_2$ 0,05	$(d_1 + d_2) / 2$ 0,0375	$\lg d_{ср1}$ $\lg 0,0375$	$m_1$ 0,5	$m_1$ 0,5	$m_1 / \sum m_i$ 1	$m_1 / \sum m_i$ 1
$d_2$ 0,05	$d_3$ 0,1	$(d_2 + d_3) / 2$ 0,075	$\lg d_{ср2}$ $\lg 0,075$	$m_2$ 6,5	$m_1 + m_2$ 0,5+6,5=7,0	$m_2 / \sum m_i$ 13	$m_1 + m_2 / \sum m_i$ 14
$d_3$ 0,1	$d_4$ 0,3	$(d_3 + d_4) / 2$ 0,2	$\lg d_{ср3}$ $\lg 0,2$	$m_3$ 14,5	$m_1 + m_2 + m_3$ 21,5	$m_3 / \sum m_i$ 29	$m_1 + m_2 + m_3 / \sum m_i$ 43

1	2	3	4	5	6	7	8
$d_4$ 0,3	$d_5$ 0,5	$(d_4 + d_5)/2$ 0,4	$\lg d_{cp4}$ $\lg 0,4$	$m_4$ 15,5	$m_1 + m_2 + m_3 + m_4$ 37,0	$m_4 / \sum m_i$ 31	$m_1 + m_2 + m_3 + m_4 / \sum m_i$ 74
$d_5$ 0,5	$d_6$ 0,7	$(d_5 + d_6)/2$ 0,6	$\lg d_{cp5}$ $\lg 0,6$	$m_5$ 10,0	$m_1 + m_2 + m_3 + m_4 + m_5$ 47,0	$m_5 / \sum m_i$ 21	$m_1 + m_2 + m_3 + m_4 + m_5 / \sum m_i$ 94
$d_6$ 0,7	$d_7$ 1,0	$(d_6 + d_7)/2$ 0,85	$\lg d_{cp6}$ $\lg 0,85$	$m_6$ 3,0	$m_1 + m_2 + m_3 + m_4 + m_5 + m_6$ 50,0	$m_6 / \sum m_i$ 6	$m_1 + m_2 + m_3 + m_4 + m_5 + m_6 / \sum m_i$ 100
$d_i$	$d_{i+1}$	$(d_i + d_{i+1})/2$	$\lg d_{cpi}$	$m_i$	$m_1 + m_2 + \dots + m_i$	$m_i / \sum m_i$	$m_1 + m_2 + \dots + m_i / \sum m_i$
$d_{i+1}$	$d_{i+2}$	$(d_{i+1} + d_{i+2})/2$	$\lg d_{cpi+1}$	$m_{i+1}$	$m_1 + m_2 + \dots + m_i + m_{i+1}$	$m_{i+1} / \sum m_i$	$m_1 + \dots + m_i + m_{i+1} / \sum m_i$

Используя расчетные данные таблицы 1.2, строят кривые суммарного состава и распределения зерен песка по размерам.

При построении кривой суммарного гранулометрического состава (рис. 1.3) по оси ординат откладывают нарастающие весовые проценты (данные графы 8, табл.1.2), а по оси абсцисс – логарифмы диаметров частиц (графа 4, табл.1.2).

На кривой первого графика (рис.1.3):

- 1). Точка **1** (рис.1.3), соответствующая размеру отверстия сита, на котором задерживается 10 % более крупных фракций, а 90 % более мелких фракций проходит через сито. Перпендикуляр, опущенный из этой точки на ось абсцисс, дает диаметр зерен песка  $d_{90}$ , по которому определяется размер щелей фильтра, служащего для ограничения количества песка, поступающего из пласта в скважину. Размеры отверстий различных фильтров и формулы их определения приведены в таблице 1.3. Для данного песка  $d_{90} = 0,542$ ;
- 2). Точка **2** (рис.1.3), соответствующая 60 % суммарному весовому составу, включая все более мелкие фракции, используется для определения неоднородности. Для данного песка  $d_{60} = 0,3$ ;

3). Точка **3** (рис.1.3), соответствующая 10 % суммарному весовому составу, включая все более мелкие фракции, дает так называемый **эффективный диаметр частиц**. Для данного песка  $d_{10} = 0,064$

Отношение  $d_{60} / d_{10}$  характеризует коэффициент неоднородности песка  $k_n$ . Для совершенно однородного песка, все зерна которого равны между собой, кривая суммарного состава выражается вертикальной прямой линией, а коэффициент неоднородности песка  $k_n = d_{60} / d_{10} = 1$ .

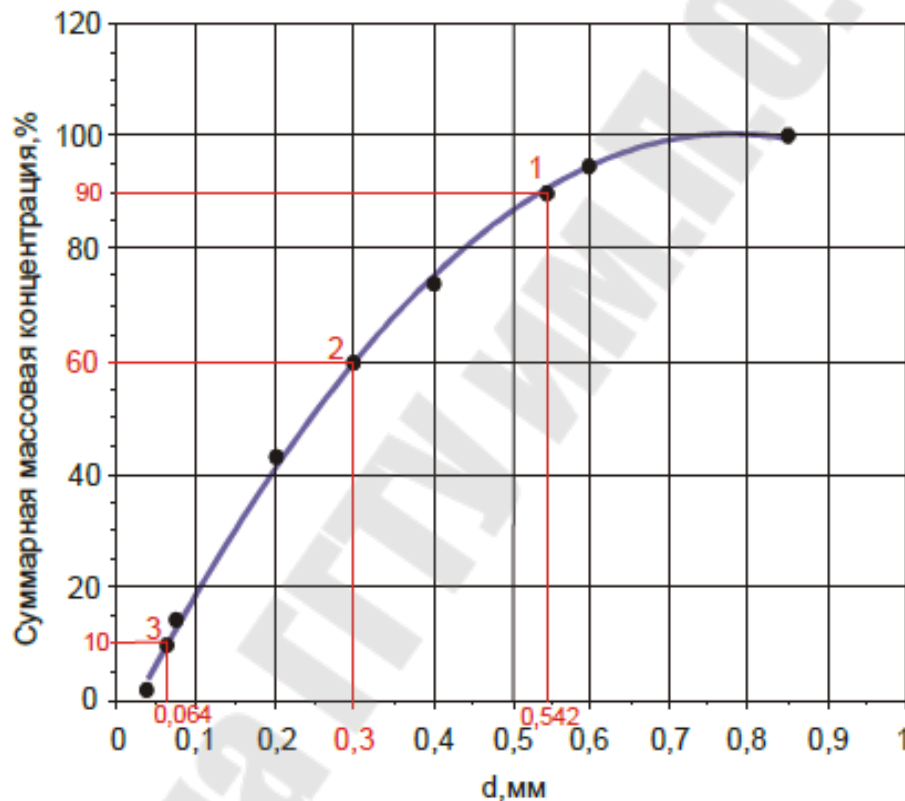


Рис. 1.3 – Кривая суммарного гранулометрического состава.

Таблица 1.3

Наименование отверстий фильтра	Формула определения	Абсолютное значение
Ширина прямоугольных щелей щелевидных фильтров, мм	$2 \cdot d_{90}$	$2 \cdot 0,542 = 1,084$
Диаметр круглых отверстий фильтра, мм	$3 \cdot d_{90}$	$3 \cdot 0,542 = 1,626$
Диаметр зерен гравия в гравийных фильтрах, мм	$(10 \dots 12) \cdot d_{90}$	$11 \cdot 0,542 = 5,962$

Данный песок следует приближенно отнести к однородным, т. к. его коэффициент неоднородности [10]

$$k_n = d_{60}/d_{10} \text{ (рис. 1.3)}$$

$$k_n = 0,3/0,064=4,687$$

Следовательно, чем меньше коэффициент неоднородности, тем однородней по размерам будут частицы реальной породы и тем выше ее пористость.

При построении второго графика (рис.1.4) по оси абсцисс откладываю диаметры частиц, а по оси ординат – содержание каждой фракции в исследуемой породе по весу (графы 7 и 3, табл. 1.2).

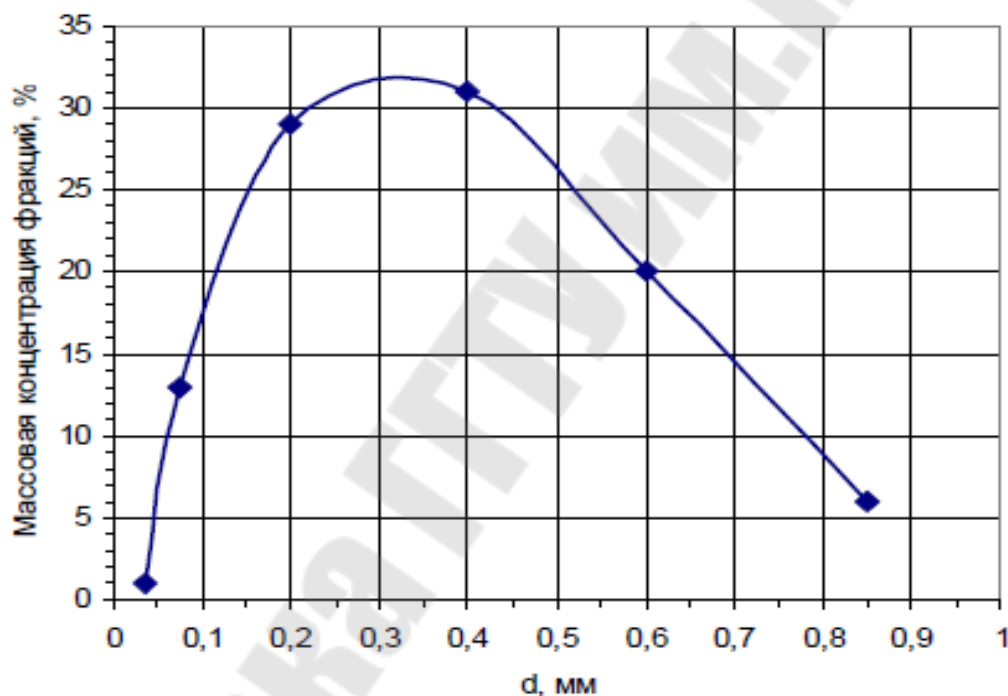


Рис.1.4 – Кривая распределения зерен по размерам

### **Самостоятельные задания**

Данные ситового и седиментационного анализа по вариантам приведены в табл. 1.4.

#### **Исходные данные:**

**d<sub>i</sub>**– диаметр частиц, мм;

**m<sub>i</sub>**– масса навески, г;

**B** – номер варианта.

Таблица 1.4

<b>B</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>
<b>d<sub>1</sub></b>	0,06	0,11	0,1	0,09	0,04	0,09	0,12	0,08	0,09
<b>d<sub>2</sub></b>	0,12	0,18	0,16	0,13	0,14	0,17	0,16	0,17	0,15
<b>d<sub>3</sub></b>	0,16	0,22	0,3	0,27	0,24	0,23	0,29	0,27	0,22
<b>d<sub>4</sub></b>	0,24	0,38	0,34	0,29	0,26	0,35	0,36	0,38	0,39
<b>d<sub>5</sub></b>	0,34	0,41	0,38	0,39	0,34	0,46	0,49	0,44	0,40
<b>d<sub>6</sub></b>	0,4	0,44	0,42	0,41	0,38	0,48	0,56	0,66	0,54
<b>d<sub>7</sub></b>	0,9	0,95	0,94	1,11	0,78	0,93	0,89	0,96	0,95
<b>m<sub>1</sub></b>	0,7	0,7	0,8	0,5	0,5	0,6	0,8	0,6	0,8
<b>m<sub>2</sub></b>	11,3	10,8	10,7	11,5	9,5	11,2	11,3	12,2	10,6
<b>m<sub>3</sub></b>	10,6	11,2	10,5	11,5	12,5	12,2	11,6	11,4	11,6
<b>m<sub>4</sub></b>	12,9	9,7	11,5	12,5	13,5	8,5	9,3	9,1	9,9
<b>m<sub>5</sub></b>	10,5	12,0	12,0	10,0	7,5	11,3	10,4	10,7	11,3
<b>m<sub>6</sub></b>	4,0	5,6	4,5	4,0	6,5	6,2	6,6	6,0	5,8
<b>B</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>
<b>d<sub>1</sub></b>	0,1	0,06	0,08	0,05	0,06	0,08	0,07	0,12	0,08
<b>d<sub>2</sub></b>	0,16	0,15	0,15	0,18	0,16	0,15	0,13	0,18	0,17
<b>d<sub>3</sub></b>	0,25	0,29	0,22	0,26	0,22	0,21	0,25	0,26	0,27
<b>d<sub>4</sub></b>	0,34	0,35	0,33	0,42	0,35	0,32	0,33	0,34	0,36
<b>d<sub>5</sub></b>	0,42	0,39	0,41	0,49	0,41	0,39	0,37	0,41	0,43
<b>d<sub>6</sub></b>	0,58	0,48	0,47	0,58	0,49	0,48	0,43	0,52	0,55
<b>d<sub>7</sub></b>	0,88	0,92	0,93	0,94	0,79	0,82	0,86	0,89	0,99
<b>m<sub>1</sub></b>	1,1	0,9	1,2	0,6	0,7	0,5	0,9	1,2	1,0
<b>m<sub>2</sub></b>	11,3	10,9	10,1	11,6	12,2	11,1	10,4	11,3	12,1
<b>m<sub>3</sub></b>	11,9	11,4	11,6	10,8	11,1	11,2	12,4	11,5	13,5
<b>m<sub>4</sub></b>	8,7	9,1	10,6	9,6	8,6	9,1	10,1	8,8	7,6
<b>m<sub>5</sub></b>	10,4	11,8	9,8	10,3	10,6	10,8	9,7	11,1	9,5
<b>m<sub>6</sub></b>	6,6	5,9	6,7	7,1	6,8	7,3	6,5	6,1	6,3
<b>B</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>25</b>	<b>26</b>	<b>27</b>
<b>d<sub>1</sub></b>	0,08	0,06	0,07	0,09	0,1	0,08	0,05	0,1	0,06
<b>d<sub>2</sub></b>	0,13	0,15	0,19	0,11	0,18	0,19	0,14	0,19	0,15
<b>d<sub>3</sub></b>	0,19	0,21	0,25	0,26	0,21	0,27	0,25	0,25	0,28
<b>d<sub>4</sub></b>	0,28	0,31	0,33	0,36	0,32	0,35	0,37	0,32	0,33
<b>d<sub>5</sub></b>	0,36	0,39	0,43	0,41	0,39	0,4	0,43	0,40	0,39
<b>d<sub>6</sub></b>	0,40	0,46	0,52	0,50	0,48	0,58	0,52	0,53	0,58
<b>d<sub>7</sub></b>	0,85	0,96	0,99	0,89	0,95	1,1	0,94	0,98	0,99
<b>m<sub>1</sub></b>	1,3	0,8	0,7	1,2	1,4	0,6	0,8	0,9	0,7

Окончание табл. 1.4

<b><math>m_2</math></b>	10,1	10,7	11,4	11,9	12,6	13,0	11,8	10,9	11,2
<b><math>m_3</math></b>	12,0	11,8	11,1	11,5	12,5	13,3	12,2	12,5	13,4
<b><math>m_4</math></b>	9,6	8,9	10,3	9,1	8,7	8,5	8,9	10,4	10,1
<b><math>m_5</math></b>	10,3	10,9	9,3	10,4	9,1	9,3	9,7	9,8	9,4
<b><math>m_6</math></b>	6,7	6,9	7,2	5,9	5,7	5,3	6,6	5,5	5,2
<b><math>B</math></b>	<b>28</b>	<b>29</b>	<b>30</b>	<b>31</b>	<b>32</b>	<b>33</b>	<b>34</b>	<b>35</b>	<b>36</b>
<b><math>d_1</math></b>	0,08	0,05	0,1	0,06	0,07	0,09	0,11	0,08	0,1
<b><math>d_2</math></b>	0,11	0,15	0,16	0,13	0,12	0,14	0,17	0,18	0,13
<b><math>d_3</math></b>	0,28	0,26	0,2	0,21	0,23	0,27	0,3	0,24	0,22
<b><math>d_4</math></b>	0,34	0,38	0,29	0,33	0,31	0,44	0,37	0,32	0,3
<b><math>d_5</math></b>	0,4	0,43	0,49	0,41	0,42	0,54	0,44	0,39	0,41
<b><math>d_6</math></b>	0,55	0,49	0,52	0,58	0,5	0,6	0,54	0,47	0,61
<b><math>d_7</math></b>	0,97	0,84	0,81	0,91	0,86	0,78	0,99	1,1	0,85
<b><math>m_1</math></b>	1,4	0,8	0,6	0,7	1,1	0,9	0,5	0,8	1,2
<b><math>m_2</math></b>	11,7	9,9	10	10,3	11,6	12,6	10,5	10,1	9,8

## Лабораторная работа № 2

### Определение пористости горных пород

Цель работы: «Изучить определение пористости по керну в лабораторных условиях методом насыщения и научиться просчитывать иметь представление о видах пористости»

#### 2.1 Общее представление о пористости. Виды пористости

Наличие пустот в горной породе определяет ее пористость.

Пористость-это фундаментальное свойство породы, от которой зависит большинство ее физических свойств. Однако при этом структура порового пространства (конфигурация полостей) также имеет важное значение при изучении фильтрационно-емкостных свойств исследуемой горной породы. Поэтому важно знать происхождение и образование пор.

**Первичные поры** возникают при образовании породы и изменяются по величине и форме при ее уплотнении, цементации, метаморфизации. Первичные — это структурные поры между гранулами обломочных (песчаных, алевритовых, глинистых, известково-магнезиальных) пород, межкристаллические поры плотных магматических и метаморфических, осадочных пород.

**Вторичные (новые) поры** — каверны, трещины, каналы в теле пород образуются при их растворении, выветривании, кристаллизации, перекристаллизации, доломитизации известняков, тектонических и биохимических процессах.

Каверны - возникают в результате механического, химического, тектонического, теплового и т.д. воздействия на породу.

Трещины разных направлений - появляются в плотных породах в результате резких изменений их объемов при значительных перепадах температур, давлений, в результате процессов кристаллизации, перекристаллизации, доломитизации.

Каналовидные поры - наблюдаются в породах на месте сгнившей корневой системы растений, ходов червей и других животных.

**Форма пор.** По форме поры могут быть: близкие к ромбоидальным, близкие к тетраэдрическим, щелевидные, в виде расширяющихся и сужающихся канальцев неправильной формы;



трещиновидные, каверновидные, пузырьчатые, ячеистые, каналовидные.

**Размер пор.** Поровые каналы характеризуются либо по диаметру пор, либо по величине порового канала. Размер отдельных пор характеризуется эффективным (средним) диаметром, или поперечным сечением.

По эффективному диаметру пор  $d_{эф}$  выделяют:

- 1) сверхкапиллярные поры диаметром более  $10^{-4}$  мм;
- 2) капиллярные поры диаметрами  $10^{-4}$  -  $10^{-7}$  мм;
- 3) субкапиллярные от  $2 \cdot 10^{-9(-6)}$  до  $10^{-7(4)}$  мм, такие поры свойственны (глинам, мелоподобным известнякам, диатомитам, трепелам, пепловым туфам и др.);
- 4) микропоры с  $d_{эф} < 2 \cdot 10^{-9(-6)}$  мм (природных цеолитов).

По величине поровых каналов породы подразделяют: сверхкапиллярные – размер каналов больше 0,5 мм, капиллярные – 0,5 – 0,0002 мм (0,2 мкм), субкапиллярные – меньше 0,2 мкм. Чем меньше поровые каналы, тем большее оказывается сопротивление движению нефти, воде, газу.

В наиболее крупных сверхкапиллярных порах, движение нефти, воды и газа происходит свободно.

В капиллярных порах – жидкость может продвигаться при значительном участии капиллярных сил.

В субкапиллярных порах жидкость удерживается силой притяжения стенок канала (т.к. расстояние между стенками канала очень мало то жидкость находится в сфере действия межмолекулярных сил материала породы) и перемещаться в природных условиях в таких каналах не может. Иными словами субкапиллярные поры это как микропоры их диаметр соизмерим с размерами молекул поэтому в них находится прочно связанная вода толщиной в одну молекулу. Этой жидкостью поры заполняются под действием адсорбционных сил. И не дают ей (воде) двигаться.

Для перемещения жидкости по субкапиллярным порам требуется чрезмерно высокий перепад давления, отсутствующий в пластовых условиях. Практически никакого движения пластовых флюидов по субкапиллярным порам не происходит. Породы, содержащие только субкапиллярные поры, практически непроницаемы для жидкостей и газов и выполняют функции покрышек.

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

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

$$m = V_{пор} / V_{обр} \quad (2.1)$$

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

Коэффициент общей (полной, абсолютной) пористости ( $m_{об}$ ) в процентах зависит от объема всех пор:

$$m_n = \frac{V_{пор}}{V_{образца}} \times 100\% \quad (2.2)$$

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

Коэффициент открытой пористости ( $m_{от}$ ) зависит от объёма сообщающихся между собой пор:

$$m_o = \frac{V_{сообщ.пор}}{V_{образца}} \times 100\% \quad (2.3)$$

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

Коэффициент **эффективной** пористости ( $m_{эф.}$ ) оценивает фильтрацию в породе жидкости или газа, и зависит от объёма пор ( $V_{пор}$

фильтр), через которые идёт фильтрация.

$$m_{эф} = \frac{V_{пор.фильтр.}}{V_{образца}} \times 100\% \quad (2.4)$$

**Объём пор зависит от:**

- формы зёрен;
- сортировки зёрен (чем лучше отсортирован материал, тем выше пористость);
- размера зёрен;
- укладки зёрен – при кубической укладке пористость составляет  $\approx 47,6\%$ , при ромбической укладке –  $25,96\%$  (см. рис. 2.1);
- однородности и окатанности зёрен;
- вида цемента (базальный вид цемента т.е обломочный; поровый вид цемента; соприкасающийся вид цемента, пленочный вид цемента и т.д.)

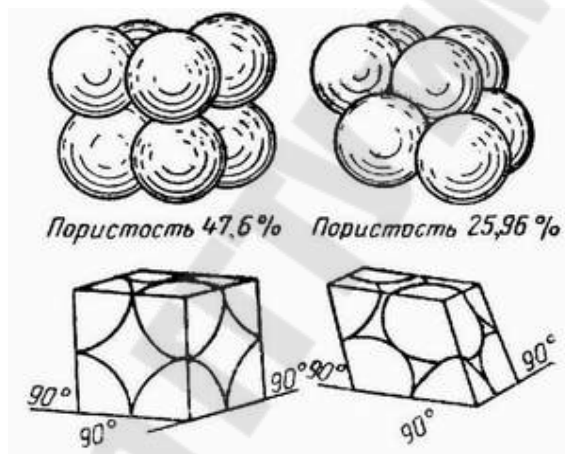


Рис. 2.1. - Различная укладка сферических зёрен одного размера, составляющих пористый материал

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

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

$$m = (V_{пор} / V_{обр}) = (P_2 - P_1) / (P_2 - P_3) , \quad (2.5)$$

где  $P_1$  - масса сухого образца в воздухе,  $P_2$  - масса образца с заполненными керосином порами,  $P_3$  - масса насыщенного керосином образца в керосине.

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

Прочие методы описаны автором профессором Федором Ивановичем Котяховым.

Пористость пород продуктивных пластов определяют в лабораторных условиях по керновому материалу. Методами: пиктометрическим (прибор-колба пикнометр), газоволюметрическим (прибор поромер) для образцов правильной геометрической формы цилиндрической, а для образцов не правильной формы пористость общая, открытая определяется на сатураторе – это и есть метод насыщения либо метод по Преображенскому.

Пористость пласта на больших участках определяется статистически по большому числу скважин находящихся в одинаковых геологических условиях.

Методами ГИС пористость определяется следующим каротажем: НГК; ННКт; ГГКп; АК; ЯМК; БК. При совпадении данных ГИС и лабораторных - определение ФЕС считается идеальным, точным.

## 2.2 Определение полной пористости объемным способом

Из определения понятия коэффициента полной пористости вытекают следующие соотношения для его измерения:

$$m = \frac{V_{пор}}{V_{обр}} = \frac{V_{обр} - V_{зер}}{V_{обр}} = 1 - \frac{V_{зер}}{V_{обр}}, \quad (2.6)$$

где  $V_{обр}$  и  $V_{зер}$  – объемы образца и зерен. Учитывая, что масса образца равна массе слагающих его зерен, формулу (2.6) можно представить в виде:

$$m = 1 - \frac{P_{зер}}{P_{обр}}, \quad (2.7)$$

где  $P_{зер}$  и  $P_{обр}$  – плотность образца и зерен.

Из приведенных формул следует, что для определения коэффициента полной пористости надо знать объемы пор и образца,

объемы зерен и образца или плотности образца и зерен.

Наиболее распространенным способом определения объема образца является определение его путем насыщения жидкостью и вытеснения той же жидкости. При этом образец должен быть сначала настолько насыщен жидкостью, чтобы при измерении она не проникала в его

поры. Этот способ определения объема образца имеет два варианта.

В одном случае образец, насыщенный жидкостью (обычно керосином), погружают в такую же жидкость. Разность отсчетов объема по уровню жидкости до погружения образца и после представляет собою объем образца.

В другом случае образец, насыщенный жидкостью, взвешивают в воздухе и в той же жидкости. Делением разности весов на плотность жидкости определяют объем образца. Этот способ является единственным, пользуясь которым, можно определить пористость маленьких кусочков породы неправильной формы.

Для определения полной пористости более целесообразным следует считать сведение определения объема пор к определению объема частиц (зерен), слагающих образец породы.

Одним из способов определения полной пористости, который применим к любым породам, является объемный способ, основанный на принципе насыщения образца керосином. Этот способ основан на определении объемов образца и зерен в специальном приборе – порозиметре [1]. Прибор (рис. 2.2) выполнен из стекла и состоит из градуированной трубки, имеющей на одном конце камеру 1, а на другом – расширение 2, притертое к стакану 3. У собранного прибора объем стакана до начала шкалы 4 равен объему камеры 1 до конца шкалы 5. Для измерения объема образца и объема зерен используется три образца породы.

Первый образец взвешивают с точностью до 0,01 г. Насыщение этого образца керосином до измерения его объема производится в вакуумной установке. Пока образец насыщается, в порозиметр наливают керосин, после чего прибор плотно закрывают стаканом, переворачивают и через 5–7 мин., сохраняя его в строго вертикальном положении в специальном штативе, производят отсчет. Насыщенный образец осушают, перекачивая его по стеклу, пока поверхность его не станет матовой и на стекле не перестанет оставаться мокрый след.

После этого порозиметр переворачивают, снимают стакан, давая

керосину стечь с краев в трубку, помещают туда насыщенный керосином образец и плотно закрывают стаканом. Затем прибор переворачивают, дают стечь керосину и производят второй отсчет. Разность произведенных отсчетов равна объему образца. Зная вес и объем образца, определяют плотность породы.

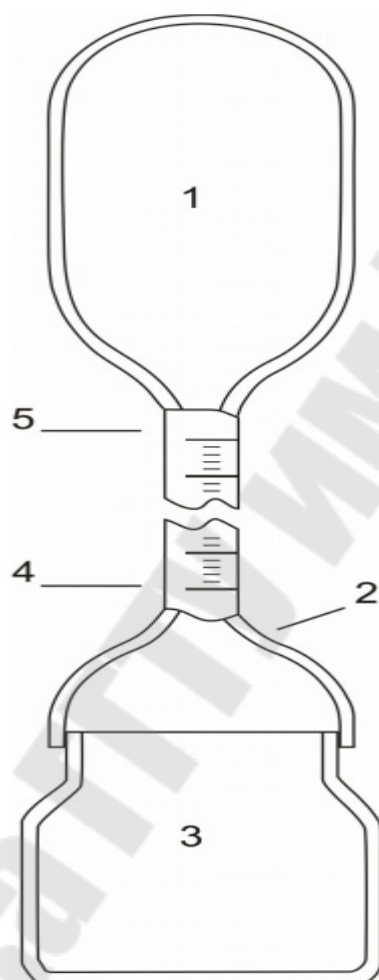


Рис 2.2- Прибор для определения пористости порозиметр

Второй образец породы тщательно размельчают и в количестве 7–10 г взвешивают с точностью до 0,01 г. Объем порошка определяют так же, как и объем первого образца. Однако, прежде чем делать второй отсчет, необходимо вращением прибора в наклонном положении и встряхиванием удалить приставшие к частицам пузырьки воздуха. Зная вес и объем порошка, определяют плотность зерен и подсчитывают коэффициент полной пористости по формуле (2.7).

### 2.3 Определение полной пористости на основе закона Бойля-Мариотта и закона Шарля расширения гелия

Процесс изменения состояния термодинамической системы при постоянной температуре называют изотермическим [6]. Для поддержания температуры газа постоянной необходимо, чтобы он мог обмениваться теплотой с большой системой – термостатом. Термостатом может служить атмосферный воздух, если температура его заметно не меняется на протяжении опыта. Согласно уравнению состояния идеального газа, в любом состоянии с неизменной температурой произведение давления газа на объем одно и то же:

$$PV = const, \quad \text{при} \quad t = const$$

*Для данной массы газа произведение давления газа на его объем постоянно, если температура газа не меняется.*

Этот закон носит название закона Бойля – Мариотта. Он справедлив для любых газов, а также для смеси газов (например, для воздуха). Лишь при давлениях, в несколько тысяч раз больших атмосферного, отклонения от этого закона становятся существенными.

Процесс изменения состояния термодинамической системы при постоянном объеме называют изохорным. Из уравнения состояния газа вытекает, что отношение давлений газа данной массы при постоянном объеме равно отношению его абсолютных температур. Если в качестве одного из состояний газа выбрать состояние газа при нормальном давлении  $P_0$  и температуре  $T_0 = 273 \text{ K } (0^\circ \text{C})$ , а другое – при  $T$  и  $p$ , получим:

$$p = p_0 \frac{1}{T_0} T \quad (2.8)$$

Этот закон носит название закона Шарля: *давление данной массы газа при постоянном объеме прямо пропорционально абсолютной температуре.*

Для определения объема частиц, составляющих образец породы, применяют объемметрический способ, основанный на использовании закона Бойля-Мариотта. Проектированный и высушенный образец породы помещают в измерительную камеру известного объема, после чего в системе прибора изменяют объем газа или давление и по полученным данным подсчитывают объем частиц.

Гелиевый порозиметр (рис. 2.3), работающий на основе закона Бойля-Мариотта и законе Шарля расширения гелия, предназначен для прямого измерения при изотермических условиях объема зерен и объема пор в измерительной камере. Впоследствии пористость и плотность зерен могут быть определены по данным прямых измерений. Компьютерная станция для сбора данных позволяет выполнять запись результатов измерений и расчет параметров и данных калибровки прибора. Гелиевый порозиметр позволяет работать с цилиндрическими образцами керна диаметром 1' и 1,5'. В комплект прибора может быть добавлена дополнительная внешняя камера для работы с образцами полноразмерного керна. Прибор также включает порт расширения для подключения вспомогательного кернодержателя, который позволяет выполнять измерение пористости на цилиндрических образцах и полноразмерном керне при атмосферном и пластовом обжимном давлении. Измерительные камеры для образца взаимозаменяемы и снабжаются калиброванными эталонами из нержавеющей стали. Давление и температура регулируются и отображаются на дисплее.



Рис. 2.3 - Гелиевый порозиметр и компьютерная станция для сбора данных



## 2.4. Расчет коэффициента открытой пористости

### Типовая задача

Определить коэффициент открытой пористости образца породы по данным, приведенным в табл. 2.1 (данные измерений открытой пористости получены весовым методом).

Таблица 2.1

Наименование	Значение
Вес сухого образца на воздухе, $P_c$ , г	26,8
Вес на воздухе образца, насыщенного керосином, $P_k$ , г	28,1
Вес в керосине образца, насыщенного керосином, $P_{к.к.}$ , г	20,7
Плотность керосина, $P_k$ , кг/м <sup>3</sup>	716

### Решение:

- 1) Определяем объем открытых взаимосвязанных пор:

$$V_{пор} = \frac{P_k - P_c}{P_k} \quad (2.9)$$
$$V_{пор} = \frac{28,1 - 26,8}{0,716} = 1,82 \text{ см}^3$$

- 2) Определяем объем образца исследуемой породы:

$$V_0 = \frac{P_k - P_{к.к.}}{P_k} \quad (2.10)$$
$$V_0 = \frac{28,1 - 20,7}{0,716} = 10,34 \text{ см}^3.$$

- 3) Определяем коэффициент открытой пористости:

$$m_0 = \frac{V_{пор}}{V_0} \quad (2.11)$$
$$m_0 = \frac{1,82}{10,34} = 0,176 \text{ или } 17,6\%$$

## Самостоятельные задания

Исходные данные:

$P_C$  – вес сухого образца на воздухе, г;

$P_K$  – вес на воздухе образца, насыщенного керосином, г;

$P_{K.K}$  – вес в керосине образца, насыщенного керосином, г;

$\rho_K$  – плотность керосина, кг/м<sup>3</sup> .

$B$  – номер варианта.

Таблица 2.2

<b><math>B</math></b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>
<b><math>P_C</math></b>	27,4	19,3	25,3	23,3	20	19,5	18,7	20,1	19	21,6	23,5
<b><math>P_K</math></b>	29,5	20,7	27,7	25,3	22,4	22,1	21,2	23,4	21,9	23,7	26,1
<b><math>P_{K.K}</math></b>	20,7	13,2	15,4	15,8	12,3	10,8	11	11,6	12,2	13,5	16,2
<b><math>\rho_K</math></b>	716	716	716	716	716	684	686	705	705	734	715
<b><math>B</math></b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>22</b>
<b><math>P_C</math></b>	19,5	20,4	25,5	27,2	19,5	25,3	22,3	205	19,7	19,7	20,1
<b><math>P_K</math></b>	21,2	23,2	28,1	29,5	20,7	28,7	24,3	22,4	22,1	22,2	22,4
<b><math>P_{K.K}</math></b>	14,5	14,5	17,2	21,2	13,2	15,4	15,8	12,3	10,8	12,1	11,6
<b><math>\rho_K</math></b>	695	695	684	695	716	716	716	705	684	686	705
<b><math>B</math></b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>25</b>	<b>26</b>	<b>27</b>	<b>28</b>	<b>29</b>	<b>30</b>	<b>31</b>	<b>32</b>	<b>33</b>
<b><math>P_C</math></b>	19,5	21,6	23,5	19,8	20,4	25,5	26,2	27,4	27,2	19,1	25,1
<b><math>P_K</math></b>	21,9	23,7	26,1	22,2	22,2	27,1	27,5	29,7	29,5	21	28
<b><math>P_{K.K}</math></b>	12,2	13,5	16,2	14,5	14,5	17,2	21,2	20,7	21,1	13,6	15,8
<b><math>\rho_K</math></b>	705	734	715	715	695	695	684	716	712	716	705

Окончание табл.2.2

<b><i>B</i></b>	<b><i>34</i></b>	<b><i>35</i></b>	<b><i>36</i></b>	<b><i>37</i></b>	<b><i>38</i></b>	<b><i>39</i></b>	<b><i>40</i></b>	<b><i>41</i></b>	<b><i>42</i></b>	<b><i>43</i></b>	<b><i>44</i></b>
<b><i>P<sub>с</sub></i></b>	23,1	19,8	19,3	18,5	19,9	18,8	21,4	23,3	19,3	20,2	25,3
<b><i>P<sub>к</sub></i></b>	25,6	22,7	22,4	21,5	22,7	21,2	24	25,8	21	22,1	28,4
<b><i>P<sub>к.к</sub></i></b>	16,2	12,7	11,2	11,4	12	12,6	13,9	16,6	14,9	14,9	17,6
<b><i>p<sub>к</sub></i></b>	704	674	681	700	700	698	715	712	710	695	700
<b><i>B</i></b>	<b><i>45</i></b>	<b><i>46</i></b>	<b><i>47</i></b>	<b><i>48</i></b>	<b><i>49</i></b>	<b><i>50</i></b>	<b><i>51</i></b>	<b><i>52</i></b>	<b><i>53</i></b>	<b><i>54</i></b>	<b><i>55</i></b>
<b><i>P<sub>с</sub></i></b>	27	19,3	25,1	22,1	20,3	19,5	19,5	19,9	19,3	21,4	23,5
<b><i>P<sub>к</sub></i></b>	28,8	21	29	24,6	22,7	22,4	22,5	22,7	22	24	26,4

## *Лабораторная работа №3*

### **Определение проницаемости горных пород**

Цель работы: «Понять зависимость проницаемости от степени насыщенности порового пространства различными фазами, зависимость нефтеотдачи от проницаемости пласта и не линейность закона Дарси в пластах коллекторах со сложной структурой порового пространства и типом коллектора».

#### **3.1. Общее представление о проницаемости и ее практическое значение**

**Проницаемость** – важнейший параметр, характеризующий проводимость коллектора, т. е. способность пород пласта пропускать к забоям скважин нефть и газ при наличии перепада между пластовым и забойным давлениями [3].

Абсолютно непроницаемых тел в природе нет. Однако при существующих в нефтяных пластах сравнительно небольших перепадах давлений многие породы из-за малых размеров пор в них оказываются практически мало- или совсем непроницаемыми для жидкостей и газов (глины, сланцы и др.).

Большая часть осадочных пород обладает той или иной проницаемостью. Поровое пространство этих пород, кроме субкапиллярных пор, слагается также порами большего размера. По экспериментальным данным диаметры подавляющей части пор нефтесодержащих коллекторов больше 1 мкм.

В процессе эксплуатации нефтяных и газовых месторождений возможна различная фильтрация в пористой среде жидкостей и газов или их смесей – совместное движение нефти, воды и газа или воды и нефти, нефти и газа или только нефти или газа. При этом проницаемость одной и той же пористой среды для данной фазы в зависимости от количественного и качественного состава фаз в ней будет различной. Поэтому для характеристики проницаемости пород нефтесодержащих пластов введены понятия абсолютной, фазовой (эффективной) и относительной проницаемости.

Для характеристики физических свойств пород используется абсолютная проницаемость. **Под абсолютной проницаемостью**

принято понимать проницаемость пористой среды, которая определена при наличии в ней лишь одной какой-либо фазы, химически инертной по отношению к породе. Для ее оценки обычно используется воздух или газ, так как установлено, что при движении жидкостей в пористой среде на ее проницаемость влияют физико-химические свойства жидкостей. **Фазовой проницаемостью** называется проницаемость пород для данного газа или жидкости при наличии, или движении в порах многофазных систем. Величина ее зависит не только от физических свойств пород, но также от степени насыщенности порового пространства нефтью, водой или газом и от их физико-химических свойств.

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

Для оценки проницаемости горных пород используется линейный **закон фильтрации Дарси** [2], согласно которому скорость фильтрации жидкости в пористой среде пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости:

$$v = \frac{Q}{F} = \frac{k_{np}}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L} \quad (3.1)$$

где  $v$  – скорость линейной фильтрации, см/с;  $Q$  – объемный расход жидкости в единицу времени, см<sup>3</sup>/с;  $\mu$  – коэффициент динамической вязкости флюида, мПа·с;  $F$  – площадь фильтрации, см<sup>2</sup>;  $\Delta P$  – перепад давления, Па;  $L$  – длина пористой среды, см. В этом уравнении (3.1) способность породы пропускать жидкости и газы характеризуется коэффициентом пропорциональности  $k_{np}$ , который называют проницаемостью. Для расчета коэффициента проницаемости  $k_{np}$  для жидкостей используется формула:

$$k_{np} = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{\Delta P \cdot F} \quad (3.2)$$

При измерении проницаемости по газу учитываются его средний расход ( $Q$ ) через образец в условиях проведения эксперимента, среднее давление и средняя температура по закону Бойля – Мариотта (при  $T = const$   $P \cdot V = const$ ):

$$V_{cp} \cdot P_{cp} = V_0 \cdot P_0 = V_1 \cdot P_1 = V_2 \cdot P_2$$

$$P_{cp} = (P_1 + P_2) / 2; \quad (3.3)$$

$$V_{cp} = \frac{V_0 \cdot P_0}{P_{cp}} = \frac{2 \cdot V \cdot P}{P_1 + P_2}.$$

Средний объемный расход газа ( $Q$ ) прямо пропорционален изменению линейной скорости фильтрации объема газа ( $V_{cp}$ ) за время (продолжительность,  $\tau$ ) прохождения газа через породу:

$$Q_{cp} = \frac{V_{cp}}{\tau} = \frac{2 \cdot V_0 \cdot P_0}{(P_1 + P_2) \cdot \tau}. \quad (3.4)$$

Уравнение для количественной оценки коэффициента проницаемости горных пород при линейной фильтрации газа запишется следующим образом:

$$k_{np} = \frac{2 \cdot Q_0 \cdot P_0 \cdot \mu \cdot L}{F \cdot (P_1^2 - P_2^2)}, \quad (3.5)$$

где  $P_1$  и  $P_2$  – соответственно давление газа на входе в образец и на выходе из него, Па;  $Q_0$  – расход газа при атмосферном давлении  $P_0$ ,

$$\text{м}^3/\text{с} \Rightarrow Q_0 = V_0/\tau$$

Таким образом, коэффициент проницаемости по газу рассчитывается по формуле:

$$k_{np} = \frac{2 \cdot Q_0 \cdot P_0 \cdot \mu \cdot L}{F \cdot (P_1^2 - P_2^2)}. \quad (3.6)$$

В международной системе измерений Си за единицу проницаемости в  $1 \text{ м}^2$  принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью  $1 \text{ м}^2$ , длиной

1 м и перепаде давления 1 Па расход жидкости вязкостью 1 Па·с составляет  $1 \text{ м}^3/\text{с}$  [5].

Физический смысл размерности коэффициента проницаемости – это величина площади сечения каналов пористой среды горной породы, по которым происходит фильтрация флюидов.

В нефтепромысловой практике *за единицу проницаемости в 1 дарси (1 Д)* принимают проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью  $1 \text{ см}^2$  и длиной 1 см при перепаде давления  $1 \text{ кг/см}^2$  расход жидкости вязкостью 1 спз (сантипуаз) составляет  $1 \text{ см}^3/\text{сек}$ . Величина, равная 0,001 Д, называется миллидарси (мД). Учитывая, что  $1 \text{ кг/см}^2 = \sim 105 \text{ Па}$ ,  $1 \text{ см}^3 = 10^{-6} \text{ м}^3$ ,  $1 \text{ см}^2 = 10^{-4} \text{ м}^2$ ,  $1 \text{ спз} = 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{сек}$ , получим следующее соотношение:

$$1 \text{ Д} = \frac{10^{-6} \left( \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \right) \cdot 10^{-3} (\text{Па} \cdot \text{с}) \cdot 10^{-2} (\text{м})}{10^{-4} (\text{м}^2) \cdot 10^5 (\text{Па})} = 10^{-12} \text{ м}^2 = 1 \text{ мкм}^2.$$

Проницаемость пород нефтяных и газовых месторождений меняется от  $0,001 \dots 3 \div 5 \text{ мкм}^2$ . Наибольшее распространение имеют породы с проницаемостью от  $0,2 \dots 1 \text{ мкм}^2$ . Породы, имеющие проницаемость менее  $0,03 \dots 0,5 \text{ мкм}^2$ , слабопроницаемы и практически не вовлекаются в процесс фильтрации при существующих пластовых градиентах давлений. Проницаемость песчаников обычно составляет  $0,20 - 1,00 \text{ Д}$ . Для алевролитов она изменяется от нескольких десятых до  $0,02 - 0,03 \text{ Д}$ .

В породах нефтяных и газовых месторождений одновременно присутствуют две или три фазы. При фильтрации проницаемость породы для одной какой-либо фазы меньше ее абсолютной проницаемости.

Исследования показывают, что фазовая и относительная проницаемости для различных фаз зависят от нефте-, газо- и водонасыщенности порового пространства породы, физических и физико-химических свойств жидкостей и пористых сред [8].

Если часть пор занята какой-либо фазой, то проницаемость породы для другой фазы становится меньше. Величина фазовой проницаемости определяется главным образом степенью насыщенности пор разными фазами.

В условиях реальных пластов возникают различные виды многофазных потоков – движение смеси нефти и воды, фильтрация газированной жидкости или трехфазный поток нефти, воды и газа одновременно. Каждый из этих потоков изучается экспериментально. Результаты исследований обычно изображают в виде графиков зависимости относительных проницаемостей от степени насыщенности порового пространства различными фазами (как основного фактора, определяющего значение относительной проницаемости).

Эти зависимости широко используются в теории и практике разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Простейший их анализ позволяет сделать важные выводы о закономерностях притока нефти, воды и газа в скважины. Они используются при определении дебитов скважин, прогнозировании поведения пласта и режима работы скважин по мере эксплуатации залежи, при проектировании процесса разработки месторождений и решении многих технологических задач эксплуатации нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений [7].

Если в несцементированном песке содержится 20 % воды, относительная проницаемость для нее все еще остается равной нулю (т. е. вода является неподвижной фазой). Это связано с тем, что при небольшой водонасыщенности вода удерживается в мелких и тупиковых порах, в узких местах контактов зерен, не участвующих в фильтрации жидкостей, а также в виде неподвижных местных пленок и микрокапель располагается на поверхности породы. В некоторой части пор она все же содержится, и поэтому фазовая проницаемость по нефти вскоре после начала увеличения водонасыщенности быстро уменьшается и в присутствии 30 % связанной воды относительная проницаемость для нефти снижается уже в два раза. Из этого следует, что необходимо беречь нефтяные пласты и забои скважин от преждевременного обводнения. При проникновении в породу фильтрата бурового раствора возрастает их водонасыщенность в наиболее узкой части потока (в призабойной зоне пласта). В результате значительно уменьшается относительная проницаемость пород для нефти, а также уменьшается дебит скважины. Водные фильтраты бурового раствора (необработанного специальными веществами) обычно прочно удерживаются породами вследствие гидрофильных свойств последних и плохо удаляются из пор пласта при освоении скважин. Поэтому теории фазовой проницаемости, смачиваемости и взаимодействия фильтрата бурового раствора с



породой используются при разработке рецептуры растворов, применяемых для вскрытия продуктивных пластов и обеспечивающих сохранение естественных фильтрационных свойств пород.

Изменение физико-химических свойств жидкостей влияет на движение фаз. Известно, например, что с уменьшением поверхностного натяжения нефти на разделе с водой снижается капиллярное давление и увеличивается подвижность нефти и воды, в результате увеличиваются относительные проницаемости породы для жидкости.

Аналогично можно установить изменение относительных проницаемостей среды при совместной фильтрации нефти со щелочными и сильно минерализованными хлоркальциевыми водами. Поверхностное натяжение нефти и капиллярное давление менисков на границе со щелочными водами меньше, чем на границе с хлоркальциевыми. Щелочная вода способствует лучшему отделению пленок нефти от породы, и в результате относительные проницаемости на всем интервале изменения водонасыщенности оказываются большими и для нефти, и для щелочной воды. При высокой проницаемости пород с изменением вязкости нефти соотношение относительных проницаемостей для жидкостей изменяется незначительно. Оно зависит только от насыщенности.

### **3.2. Определение абсолютной проницаемости**

Проницаемость пористой среды можно определить по образцам, отобраным из пласта, или непосредственным исследованием пласта. Для оценки проницаемости кернов в основном применяются два метода.

Первый метод предусматривает использование небольших цилиндрических образцов диаметром примерно 20 мм и длиной 25 мм. Метод применим для определения проницаемости выдержанного по составу и достаточно однородного пласта.

Второй метод применяется на керне, отобранном непосредственно из скважины. Диаметр керна обусловлен типом колонкового долота, длина 30–50 см. В обоих случаях в качестве рабочего агента можно применять газ или любую жидкость, исключаящую химическое взаимодействие с минералами породы.

Проницаемость абсолютная (физическая) характеризует проницаемость пористой среды для газа или однородной жидкости при выполнении следующих условий:

- отсутствие физико-химического взаимодействия между пористой средой и этим газом или жидкостью, фаза химически инертна по отношению к породе;
- полное заполнение всех пор среды этим газом или жидкостью.

Для определения абсолютной проницаемости горных пород используются различные приборы. Принципиальные схемы их устройства большей частью одинаковы [3]. Схема одного из упрощенных устройств для измерения проницаемости приведена на рис. 3.1.

Прибор для определения проницаемости состоит из:

- кернодержателя, позволяющего фильтровать жидкость и газы через пористую среду;
- устройства для измерения давления на входе и выходе из керна;
- расходомеров;
- приспособлений, создающих и поддерживающих постоянный расход жидкости или газа через образец породы.

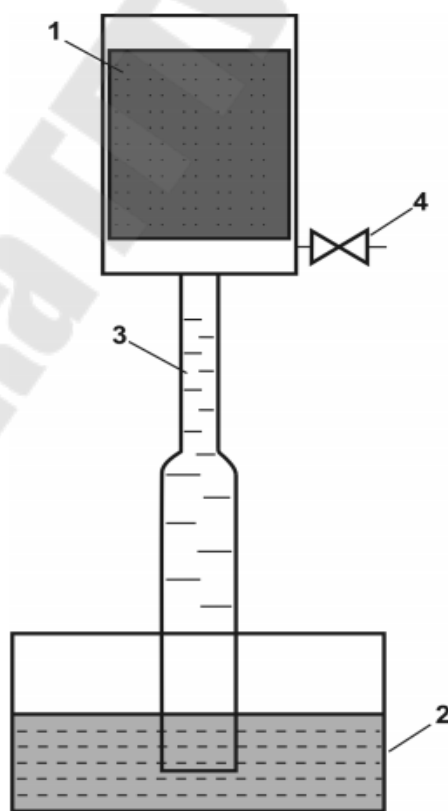


Рис. 3.1. Схема прибора для определения проницаемости пород;  
1-кернодержатель; 2-сосуд с водой;  
3-стеклянная трубка; 4-вентиль;

Различаются приборы тем, что одни из них предназначены для измерения проницаемости при больших давлениях, другие – при малых, третьи – при вакууме.

Одни приборы используются для определения проницаемости по воздуху, другие – по жидкости. Абсолютную проницаемость пород принято определять с помощью воздуха или газа. Состав газа на проницаемость пород заметно влияет только при высоком вакууме (когда столкновения молекул редки по сравнению с ударами о стенки пор, т. е. когда газ настолько разрежен, что средняя длина пробега молекул сравнима с диаметром поровых каналов).

### **3.3. Определение фазовой проницаемости**

Устройство установок для определения фазовой проницаемости более сложное, так как необходимо моделировать многофазный поток, регистрировать насыщенность порового пространства различными фазами и расход нескольких фаз. Установки для исследования многофазного потока обычно состоят из следующих основных частей;

- приспособление для приготовления смесей и питания керна;
- кернодержатель специальной конструкции;
- приспособление и устройство для приема, разделения и измерения раздельного расхода жидкостей и газа;
- устройства для измерения насыщенности различными фазами пористой среды;
- приборы контроля и регулирования процесса фильтрации.

Модель пласта для определения фазовой проницаемости при движении газированной жидкости через пористую среду изготовлена из нержавеющей стальных труб, являющихся одновременно электродами. Электроды отделены друг от друга непроводящими муфтами из пластмассы. Цементированные образцы породы укрепляются в трубах при помощи сплава Вуда. Модель позволяет вести экспериментальные исследования при давлении до  $30 \text{ кг/см}^2$ .

Для измерения давления в различных точках модели пласта в стыках соединений металлических труб с непроводящими муфтами установлены образцовые манометры. Расход газа во время опытов измеряется реометром, а расход жидкости – цилиндром. Модель пласта для определения фазовой проницаемости при движении двухкомпонентных жидкостей изготовлена из электроизоляционного

материала – винипласта. Одна из жидкостей, используемых при исследовании, должна быть проводником электричества. В трубе из винипласта укреплены четыре стальных электрода. Крышки модели также служат электродами. Водонасыщенность пористой среды определяется измерением электрического сопротивления участков образца между электродами. Подача жидкостей в пористую среду производится через смеситель, присоединенный к входному концу модели пласта.

Для определения относительной фазовой проницаемости на цилиндрических образцах керна при комнатной температуре и пластическом обжимном давлении используется настольный жидкостный пермеаметр с ручным управлением (рис. 3.2).

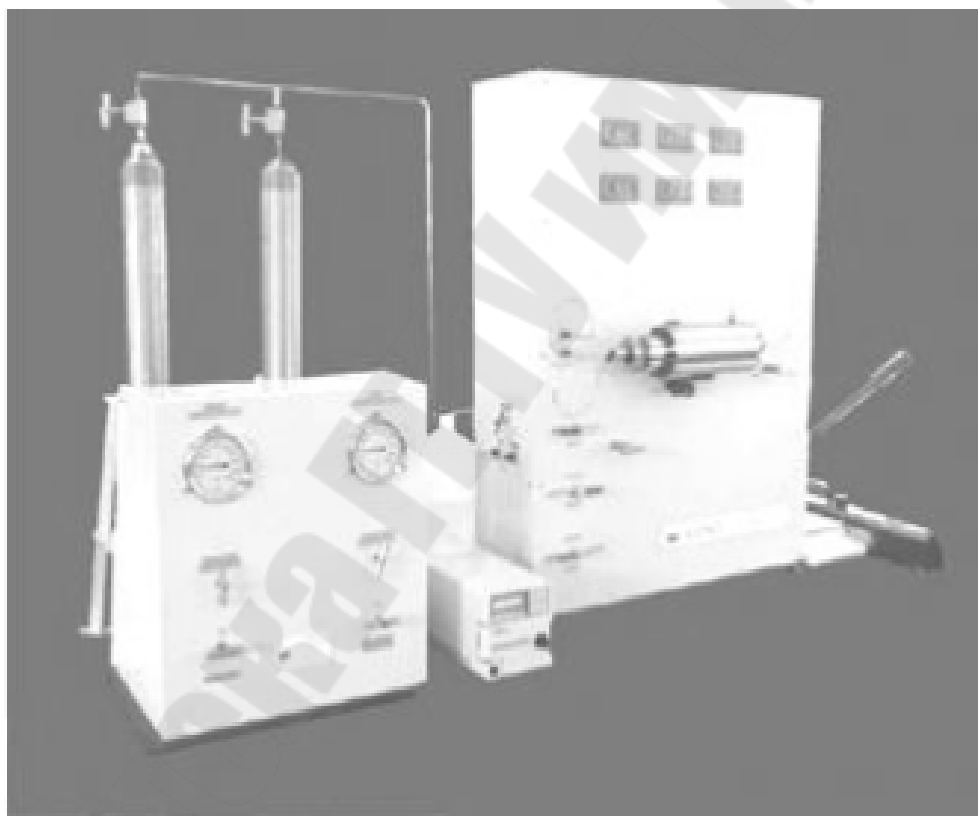


Рис. 3.2. Настольный жидкостный пермеаметр

Установка обеспечивает прямое измерение проницаемости при инъекции нефти, воды или солевого раствора. Она может быть сконфигурирована для измерения относительной фазовой проницаемости для газа.

### 3.4. Расчет коэффициентов абсолютной, фазовой и относительной проницаемости по опытным данным

#### 3.4.1. Расчет коэффициента абсолютной проницаемости

##### Типовая задача

Определить коэффициент абсолютной проницаемости породы путем пропускания воздуха сквозь образец ( $P_0 = 1 \text{ атм} = 10^5 \text{ Па}$ ).

Исходные данные представлены в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Наименование параметра	Значение параметра
1. Диаметр образца породы, $d$ , см	3,0
2. Длина образца породы, $L$ , см	4,5
3. Объем профильтрованного сквозь образец воздуха, $V_f$ , см <sup>3</sup>	3600
4. Время фильтрации воздуха, $\tau$ , с	180
5. Динамическая вязкость воздуха при $20^\circ\text{C}$ , $\mu_{\text{возд}}$ , мПа·с	0,018
6. Давление на входе в образец, $P_{\text{вх}} \cdot 10^5$ , Па	1,3
7. Давление на выходе из образца, $P_{\text{вых}} \cdot 10^5$ , Па	1,0

##### Решение:

Коэффициент проницаемости по газу породы можно определять по формулам (3.5) или (3.6). Для условий задачи воспользуемся формулой (3.5):

$$k_{np} = \frac{2 \cdot V_0 \cdot P_0 \cdot \mu \cdot L}{F \cdot (P_1^2 - P_2^2) \cdot \tau};$$

или

$$k_{np} = \frac{2 \cdot V_0 \cdot P_0 \cdot \mu \cdot L}{F \cdot (P_{\text{вх}}^2 - P_{\text{вых}}^2) \cdot \tau}; \quad (3.7)$$

$$F = \pi \cdot \left( \frac{d}{2} \right)^2, \quad (3.8)$$

$$F = 3,14 \cdot (3,0 \cdot 10^{(-2)} / 2)^2 = 7,065 \cdot 10^{(-4)} \text{ м}^2$$

$$k_{np} = \frac{2 \cdot 3600 \cdot 10^{-6} \cdot 0,018 \cdot 10^{-3} \cdot 4,5 \cdot 10^{-2}}{7,065 \cdot 10^{-4} \cdot ((1,3 \cdot 10^5)^2) \cdot 180} = 0,665 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 = 0,665 \text{ Д}$$

### Самостоятельные задания

Исходные данные:

**d** – диаметр образца породы, см;

**L** – длина образца породы, см;

**V<sub>Е</sub>** – объем профильтрованного сквозь образец воздуха, см<sup>3</sup> ;

**τ** – время фильтрации воздуха, с;

**μ<sub>возд</sub>** – динамическая вязкость воздуха при 20°, мПа·с;

**P<sub>вх</sub> · 10<sup>5</sup>** – давление на входе в образец, Па;

**P<sub>вых</sub> · 10<sup>5</sup>** – давление на выходе из образца, Па;

**В, 1, ..., 60** – номер варианта. Исходные данные по вариантам приведены в табл. 3.2.

Таблица 3.2

<b>В</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>
<b>d</b>	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<b>L</b>	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<b>V<sub>Е</sub></b>	3200	3800	4100	3500	3300	3100	3600	3900
<b>τ</b>	160	175	220	125	170	155	145	180
<b>μ<sub>возд</sub></b>	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
<b>P<sub>вх</sub></b>	1,7	1,5	2,2	2,1	2,6	2,3	1,9	1,6
<b>P<sub>вых</sub></b>	1,2	1,0	1,6	1,7	2,1	1,8	1,3	1,1

Продолжение табл. 3.2

<b><i>B</i></b>	<b><i>9</i></b>	<b><i>10</i></b>	<b><i>11</i></b>	<b><i>12</i></b>	<b><i>13</i></b>	<b><i>14</i></b>	<b><i>15</i></b>	<b><i>16</i></b>
<b><i>d</i></b>	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<b><i>L</i></b>	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<b><i>V<sub>в</sub></i></b>	4200	3100	3400	3700	4000	4300	3200	3500
<b><i>τ</i></b>	210	175	210	160	200	220	185	170
<b><i>μ<sub>ввод</sub></i></b>	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
<b><i>P<sub>вх</sub></i></b>	1,8	1,5	1,8	1,7	2,1	2,2	1,6	2,6
<b><i>P<sub>вых</sub></i></b>	1,2	1,0	1,3	1,2	1,5	1,6	1,1	2,1
<b><i>B</i></b>	<b><i>17</i></b>	<b><i>18</i></b>	<b><i>19</i></b>	<b><i>20</i></b>	<b><i>21</i></b>	<b><i>22</i></b>	<b><i>23</i></b>	<b><i>24</i></b>
<b><i>d</i></b>	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<b><i>L</i></b>	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<b><i>V<sub>в</sub></i></b>	3800	4100	3300	3600	3900	4200	4100	3500
<b><i>τ</i></b>	155	125	145	165	135	150	170	185
<b><i>μ<sub>ввод</sub></i></b>	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
<b><i>P<sub>вх</sub></i></b>	1,8	2,1	1,9	2,3	2,2	2,0	1,4	1,5
<b><i>P<sub>вых</sub></i></b>	1,2	1,7	1,5	1,8	1,7	1,6	1,0	1,1
<b><i>B</i></b>	<b><i>25</i></b>	<b><i>26</i></b>	<b><i>27</i></b>	<b><i>28</i></b>	<b><i>29</i></b>	<b><i>30</i></b>	<b><i>31</i></b>	<b><i>32</i></b>
<b><i>d</i></b>	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<b><i>L</i></b>	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<b><i>V<sub>в</sub></i></b>	3700	3200	3500	3800	4100	4400	4500	4300
<b><i>τ</i></b>	205	220	200	180	160	175	190	205
<b><i>μ<sub>ввод</sub></i></b>	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018

Окончание табл.3.2

$P_{\text{БК}}$	1,9	2,5	2,3	2,1	1,9	1,7	1,5	1,6
$P_{\text{ВЫХ}}$	1,3	2,0	1,7	1,6	1,3	1,3	1,1	1,2
$B$	<b>33</b>	<b>34</b>	<b>35</b>	<b>36</b>	<b>37</b>	<b>38</b>	<b>39</b>	<b>40</b>
$d$	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
$L$	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
$V_{\text{E}}$	4100	3900	3700	3500	3300	3100	3200	3400
$\tau$	180	155	140	125	185	200	220	155
$\mu_{\text{ВОЗД}}$	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
$P_{\text{БК}}$	1,8	1,5	1,7	2,0	2,2	2,4	2,6	2,1
$P_{\text{ВЫХ}}$	1,3	1,1	1,2	1,5	1,8	2,0	2,1	1,7
$B$	<b>41</b>	<b>42</b>	<b>43</b>	<b>44</b>	<b>45</b>	<b>46</b>	<b>47</b>	<b>48</b>
$d$	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
$L$	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
$V_{\text{E}}$	3600	3800	4000	4200	4400	4000	4100	3900
$\tau$	195	215	220	135	145	165	175	240
$\mu_{\text{ВОЗД}}$	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
$P_{\text{БК}}$	2,4	1,5	1,8	2,1	2,4	2,3	2,0	1,7
$P_{\text{ВЫХ}}$	1,8	1,1	1,3	1,5	2,0	1,8	1,5	1,3



### 3.4.2. Расчет коэффициента проницаемости по нефти

#### Типовая задача

Определить коэффициент проницаемости образца породы по нефти ( $k_{np}$ ) по данным лабораторных исследований. Исходные данные и результаты исследования приведены в табл. 3.3.

Таблица 3.3

Наименование параметра	Значение параметра
1. Диаметр образца породы, $d$ , см	3,0
2. Длина образца породы, $L$ , см	4,5
3. Объем профильтрованного сквозь образец нефти, $V_n$ , см <sup>3</sup>	313,2
4. Время фильтрации нефти, $\tau$ , с	60
5. Динамическая вязкость нефти при 20°С, $\mu_n$ , мПа·с	4,5
6. Давление на входе в образец, $P_{вх} \cdot 10^5$ , Па	1,4
7. Давление на выходе из образца, $P_{вых} \cdot 10^5$ , Па	0,8

#### Решение:

Коэффициент проницаемости образца породы по нефти определяется по формуле (3.2):

$$k_{np} = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{\Delta P \cdot F}$$

$$F = \pi \cdot (d / 2)^2;$$

$$F = 3,14 \cdot \left( 3,0 \cdot \frac{10^{-2}}{2} \right)^2 = 7,065 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2;$$

$$Q = \frac{V_i}{\tau}, \quad (3.9)$$

где  $k_{np}$  – коэффициент проницаемости, мкм<sup>2</sup>;  $Q$  – расход флюида сквозь породу, см<sup>3</sup>/с;  $\Delta P$  – перепад давления на концах керна при

заданном расходе, Па;  $F$  – площадь поперечного сечения породы,  $\text{см}^2$ ;  
 $\mu$  – коэффициент динамической вязкости флюида,  $\text{мПа}\cdot\text{с}$ .

$$k_{np} = \frac{\left(313,2 \cdot \frac{10^{-6}}{60}\right) \cdot 4,5 \cdot 10^{-3} \cdot 4,5 \cdot 10^{-2}}{(1,4 \cdot 10^5 - 0,8 \cdot 10^5) \cdot 7,065 \cdot 10^{-4}} = 24,936 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 = 24,936 \text{ мкм}^2$$

### Самостоятельные задания

Исходные данные:

$d$  – диаметр образца породы, см;

$L$  – длина образца породы, см;

$V_H$  – объем профильтрованного сквозь образец нефти,  $\text{см}^3$  ;

$\tau$  – время фильтрации нефти, с;

$\mu_H$  – динамическая вязкость воздуха при  $20^\circ\text{C}$ ,  $\text{мПа}\cdot\text{с}$ ;

$P_{\text{вх}} \cdot 10^5$  – давление на входе в образец, Па;

$P_{\text{вых}} \cdot 10^5$  – давление на выходе из образца, Па;

$B, 1, \dots, 60$  – номер варианта. Исходные данные по вариантам приведены в табл. 3.4.

Таблица 3.4

$B$	1	2	3	4	5	6	7	8
$d$	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
$L$	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
$V_H$	150	132	181	150	166	180	154	143
$\tau$	51	48	74	87	56	84	77	69
$\mu_H$	9,6	7,6	8,6	7,1	5,9	7,7	8,6	9,1
$P_{\text{вх}}$	2,2	1,5	1,9	2,6	1,6	1,7	2,1	1,8
$P_{\text{вых}}$	1,6	1,0	1,3	2,1	1,1	1,2	1,7	1,2
$B$	9	10	11	12	13	14	15	16
$d$	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0

Продолжение табл.3.4

<i>L</i>	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<i>V<sub>H</sub></i>	157	149	162	157	138	144	159	150
<i>τ</i>	61	45	75	54	49	68	62	73
<i>μ<sub>H</sub></i>	6,3	6,3	6,1	5,8	8,8	6,8	7,2	5,4
<i>P<sub>ЭК</sub></i>	2,3	1,7	1,6	1,5	2,1	2,1	1,8	1,8
<i>P<sub>БВК</sub></i>	1,8	1,2	1,1	1,0	1,7	1,5	1,2	1,3
<i>B</i>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>23</b>	<b>24</b>
<i>d</i>	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<i>L</i>	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<i>V<sub>H</sub></i>	137	152	143	133	151	196	188	179
<i>τ</i>	79	86	58	63	68	77	54	49
<i>μ<sub>H</sub></i>	5,8	7,7	7,5	5,8	9,1	8,4	7,9	5,2
<i>P<sub>ЭК</sub></i>	2,6	2,2	2,3	1,9	1,9	1,5	2,2	1,4
<i>P<sub>БВК</sub></i>	2,1	1,6	1,8	1,3	1,5	1,1	1,7	1,0
<i>B</i>	<b>25</b>	<b>26</b>	<b>27</b>	<b>28</b>	<b>29</b>	<b>30</b>	<b>31</b>	<b>32</b>
<i>d</i>	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<i>L</i>	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<i>V<sub>H</sub></i>	211	205	209	201	198	175	184	155
<i>τ</i>	63	50	53	56	59	62	65	68
<i>μ<sub>H</sub></i>	6,0	5,5	5,9	6,3	6,7	7,1	7,5	7,9
<i>P<sub>ЭК</sub></i>	2,0	1,5	1,8	2,0	2,1	2,5	2,3	1,7
<i>P<sub>БВК</sub></i>	1,6	1,1	1,2	1,5	1,6	2,0	1,9	1,3

Окончание табл. 3.4

<b><i>B</i></b>	<b>33</b>	<b>34</b>	<b>35</b>	<b>36</b>	<b>37</b>	<b>38</b>	<b>39</b>	<b>40</b>
<b><i>d</i></b>	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<b><i>L</i></b>	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<b><i>V<sub>H</sub></i></b>	144	130	159	189	177	179	145	210
<b><i>τ</i></b>	71	74	77	80	83	86	89	87
<b><i>μ<sub>H</sub></i></b>	8,3	8,7	9,1	9,5	9,9	7,8	8,0	8,2
<b><i>P<sub>ЭК</sub></i></b>	1,9	1,6	2,2	2,4	2,1	2,5	1,8	1,6
<b><i>P<sub>ВЫК</sub></i></b>	1,4	1,2	1,7	1,9	1,6	1,9	1,4	1,2
<b><i>B</i></b>	<b>41</b>	<b>42</b>	<b>43</b>	<b>44</b>	<b>45</b>	<b>46</b>	<b>47</b>	<b>48</b>
<b><i>d</i></b>	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
<b><i>L</i></b>	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
<b><i>V<sub>H</sub></i></b>	189	170	165	158	149	137	157	188
<b><i>τ</i></b>	90	85	80	75	70	60	66	73
<b><i>μ<sub>H</sub></i></b>	8,4	8,6	8,8	9,0	5,6	5,8	6,1	6,4
<b><i>P<sub>ЭК</sub></i></b>	1,9	2,2	2,5	1,7	1,6	2,0	2,1	2,3
<b><i>P<sub>ВЫК</sub></i></b>	1,4	1,4	1,9	1,2	1,2	1,5	1,6	1,8

### 3.4.3. Расчет коэффициента относительной проницаемости

#### Типовая задача

Сквозь образец пористой среды происходит фильтрация нефти и воды. Определить относительные проницаемости образца для фильтрующихся жидкостей и водонефтяной фактор. Исходные данные представлены в табл. 3.5.

Таблица 3.5

Наименование параметра	Значение параметра
1. Абсолютная проницаемость, $k$ , $\text{мкм}^2$	1,83
2. Динамическая вязкость нефти, $\mu_n$ , $\text{мПа}\cdot\text{с}$	3,14
3. Динамическая вязкость воды, $\mu_B$ , $\text{мПа}\cdot\text{с}$	1,11
4. Коэффициент водонасыщенности, $S_E$ , %	62

### Решение:

1. Относительная проницаемость для нефти  $k'_{н}$  и воды  $k'_{в}$  при водонасыщенности  $S_E = 62\%$  определяется по зависимости относительных проницаемостей от насыщенности водой порового пространства, полученной экспериментально для данного образца породы (рис. 3.3). Таким образом, для нефти  $k'_{н} = 0,18$ , для воды  $k'_{в} = 0,20$ .

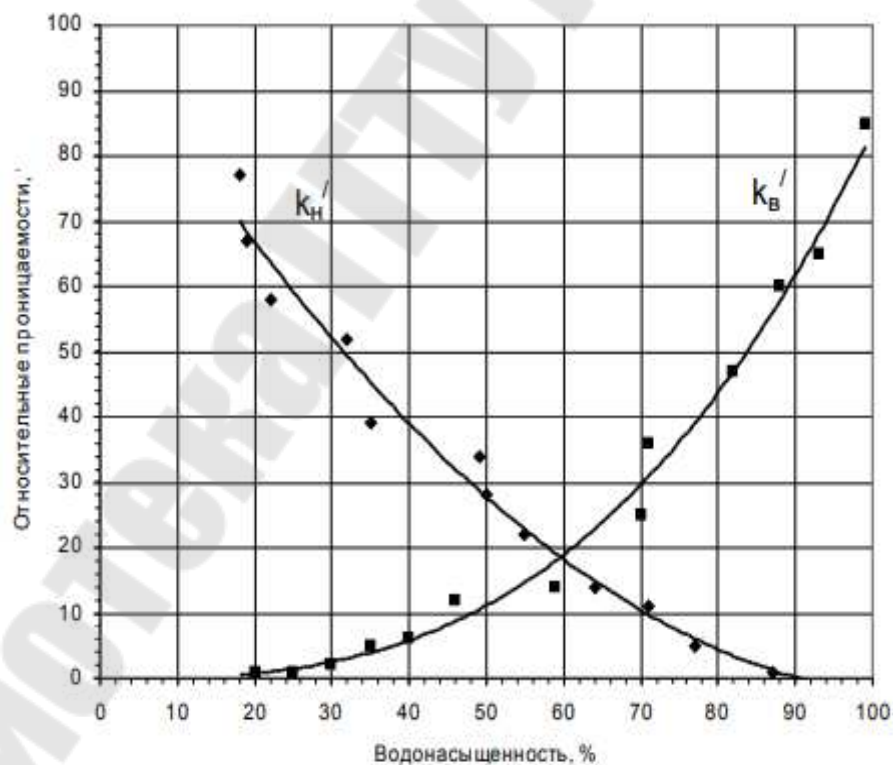


Рис. 3.3 Зависимость относительных проницаемостей от насыщенности водой порового пространства

2. Фазовые проницаемости составят:

$$\text{Для нефти: } k_n = k'_n \cdot k \quad (3.10)$$

$$k_n = 0,18 \cdot 1,83 = 0,329 (\text{мкм}^2)$$

$$\text{Для воды: } k_e = k'_e \cdot k \quad (3.11)$$

$$k_e = 0,20 \cdot 1,83 = 0,366 (\text{мкм}^2).$$

3. Водонефтяной фактор в процессе течения определим из закона Дарси:

$$\frac{Q_e}{Q_n} = \frac{k_e \cdot \frac{F \cdot \Delta P}{\mu_e \cdot L}}{k_n \cdot \frac{F \cdot \Delta P}{\mu_n \cdot L}} = \frac{k_e \cdot \mu_n}{k_n \cdot \mu_e} \quad (3.12)$$

$$\frac{Q_e}{Q_n} = \frac{0,366 \cdot 3,14}{0,329 \cdot 1,11} = 3,143 \quad (3.13)$$

### Самостоятельные задания

Исходные данные:

**$k$**  – абсолютная проницаемость, **мкм<sup>2</sup>**;

**$\mu_n$**  – динамическая вязкость нефти, **мПа·с**;

**$\mu_e$**  – динамическая вязкость воды, **мПа·с**;

**$S_e$**  – коэффициент водонасыщенности, **%**;

**$B, 1, \dots, 60$**  – номер варианта.

Исходные данные по вариантам представлены в табл. 3.6.

Таблица 3.6

<b><math>B</math></b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>
<b><math>k</math></b>	2,31	2,95	2,71	3,32	3,47	4,11	2,85	3,00
<b><math>\mu_n</math></b>	2,71	2,45	4,75	4,31	3,65	4,17	2,47	3,11
<b><math>\mu_e</math></b>	1,07	1,14	1,03	1,09	1,13	1,04	1,10	1,07
<b><math>S_e</math></b>	47	54	35	67	38	44	73	56

Продолжение табл.3.6

<b><i>B</i></b>	<b><i>9</i></b>	<b><i>10</i></b>	<b><i>11</i></b>	<b><i>12</i></b>	<b><i>13</i></b>	<b><i>14</i></b>	<b><i>15</i></b>	<b><i>16</i></b>
<b><i>k</i></b>	3,15	2,96	2,33	2,55	2,47	3,17	3,45	3,89
<b><math>\mu_{\text{H}}</math></b>	4,13	2,85	3,47	3,00	3,55	3,61	2,87	2,69
<b><math>\mu_{\text{B}}</math></b>	1,08	1,03	1,05	1,01	1,06	1,09	1,15	1,08
<b><math>S_{\text{B}}</math></b>	49	54	62	50	45	66	47	58
<b><i>B</i></b>	<b><i>17</i></b>	<b><i>18</i></b>	<b><i>19</i></b>	<b><i>20</i></b>	<b><i>21</i></b>	<b><i>22</i></b>	<b><i>23</i></b>	<b><i>24</i></b>
<b><i>k</i></b>	2,55	2,11	2,09	3,40	4,12	3,65	2,88	2,61
<b><math>\mu_{\text{H}}</math></b>	3,50	4,16	3,53	4,22	4,77	3,69	2,99	2,37
<b><math>\mu_{\text{B}}</math></b>	1,06	1,04	1,03	1,00	1,05	1,07	1,11	1,13
<b><math>S_{\text{B}}</math></b>	61	69	39	54	37	44	51	62
<b><i>B</i></b>	<b><i>25</i></b>	<b><i>26</i></b>	<b><i>27</i></b>	<b><i>28</i></b>	<b><i>29</i></b>	<b><i>30</i></b>	<b><i>31</i></b>	<b><i>32</i></b>
<b><i>k</i></b>	3,52	4,05	2,85	2,77	2,44	3,59	3,80	2,65
<b><math>\mu_{\text{H}}</math></b>	3,77	4,85	3,66	4,25	4,68	4,15	4,08	3,69
<b><math>\mu_{\text{B}}</math></b>	1,15	1,14	1,12	1,10	1,08	1,06	1,04	1,02
<b><math>S_{\text{B}}</math></b>	44	46	48	50	52	54	56	57
<b><i>B</i></b>	<b><i>33</i></b>	<b><i>34</i></b>	<b><i>35</i></b>	<b><i>36</i></b>	<b><i>37</i></b>	<b><i>38</i></b>	<b><i>39</i></b>	<b><i>40</i></b>
<b><i>k</i></b>	3,15	4,20	2,95	3,28	4,18	3,21	3,48	2,69
<b><math>\mu_{\text{H}}</math></b>	3,77	4,85	3,66	4,25	4,68	4,15	4,08	3,39
<b><math>\mu_{\text{B}}</math></b>	1,15	1,14	1,12	1,10	1,08	1,06	1,04	1,02
<b><math>S_{\text{B}}</math></b>	44	46	48	50	52	54	56	57
<b><i>B</i></b>	<b><i>41</i></b>	<b><i>42</i></b>	<b><i>43</i></b>	<b><i>44</i></b>	<b><i>45</i></b>	<b><i>46</i></b>	<b><i>47</i></b>	<b><i>48</i></b>
<b><i>k</i></b>	2,72	3,29	3,17	3,42	3,97	2,59	2,43	2,55

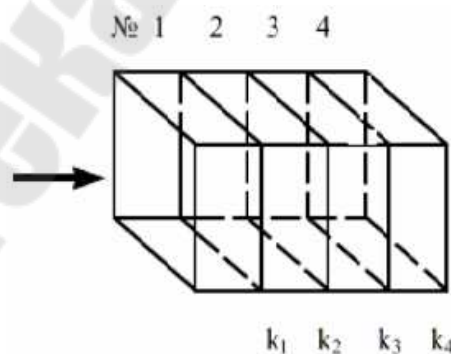
$\mu_{\text{н}}$	3,68	3,95	3,88	4,18	4,42	3,78	3,61	3,49
$\mu_{\text{в}}$	1,00	1,03	1,06	1,09	1,12	1,15	1,02	1,04
$S_{\text{в}}$	60	62	64	66	54	53	55	57

### 3.5. Расчёт проницаемости неоднородного пласта

#### Расчёт средней проницаемости пласта при горизонтально-линейной фильтрации для изолированных зон

При горизонтально-линейной фильтрации жидкости, направленной перпендикулярно напластованию, через пласт, имеющий несколько параллельно-последовательно расположенных изолированных зон пористой среды различной проницаемости, средняя величина коэффициента проницаемости такого пласта рассчитывается с учетом протяженности (длины) фильтрации флюидов и ее направленности следующим выражением:

$$k_{np} = \frac{L_{\text{общ}}}{\sum_{i=1}^n \left( \frac{L_i}{k_i} \right)}, \quad (3.14)$$



Где  $k_{np}$  – средняя проницаемость пласта;  $k_i$  – проницаемость пропластков;  $L_i$  – длина  $i$ -го пропластка;  $L_{\text{общ}}$  – общая длина пласта;  $L_{\text{общ}} = \sum L_i$ , (для данного случая  $n = 4$ ).



### Типовая задача

Рассчитать среднюю проницаемость пласта для условий:

Дано:

№ участка	$L_i$ , м	$k_i$ , мД
1	75	25
2	75	50
3	150	100
4	300	200

Найти:  $k_{np}$

### Решение:

Коэффициент проницаемости  $k_{np}$  рассчитать по формуле (3.13):

$$k_{np} = \frac{\sum_{i=1}^4 L_i}{\sum_{i=1}^4 \frac{L_i}{k_i}},$$

$$k_{np} = \frac{75 + 75 + 150 + 300}{\frac{75}{25} + \frac{75}{50} + \frac{150}{100} + \frac{300}{200}} = \frac{600}{7,5} = 80 \text{ мД}$$

### Самостоятельные задания

Исходные данные:

$L_i$  – длина  $i$ -го пропластка, м;

$k_i$  – проницаемость  $i$ -го пропластка, мД;

$N_i$  – номер пропластков;

$B, 1, \dots, 60$  – номер варианта.

Исходные данные по вариантам представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7

<b>B</b>	<b>1</b>		<b>2</b>		<b>3</b>		<b>4</b>		<b>5</b>		<b>6</b>	
<b>N<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>
<b>1</b>	25	60	48	100	180	58	15	280	280	150	316	80
<b>2</b>	150	160	60	150	140	46	185	100	120	100	130	110
<b>3</b>	65	200	120	45	95	120	49	120	90	80	160	140
<b>4</b>	180	15	320	300	220	300	120	240	115	300	42	320
<b>B</b>	<b>7</b>		<b>8</b>		<b>9</b>		<b>10</b>		<b>11</b>		<b>12</b>	
<b>N<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>
<b>1</b>	98	40	145	150	25	60	180	150	65	150	115	80
<b>2</b>	122	50	280	80	48	100	150	80	120	150	42	110
<b>3</b>	130	300	46	260	180	50	260	280	220	46	240	80
<b>4</b>	240	250	38	185	15	280	150	300	49	100	38	300
<b>B</b>	<b>13</b>		<b>14</b>		<b>15</b>		<b>16</b>		<b>17</b>		<b>18</b>	
<b>N<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>N<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>
<b>1</b>	49	140	120	150	42	60	145	300	15	300	25	140
<b>2</b>	90	95	65	140	240	85	300	140	150	120	65	240
<b>3</b>	160	120	180	160	115	300	212	120	48	140	115	180
<b>4</b>	130	180	160	80	39	250	55	215	34	90	220	212
<b>B</b>	<b>19</b>		<b>20</b>		<b>21</b>		<b>22</b>		<b>23</b>		<b>24</b>	
<b>N<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>N<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>
<b>1</b>	120	319	128	300	130	200	120	200	82	95	142	140
<b>2</b>	220	300	143	140	160	400	42	350	34	115	25	160
<b>3</b>	48	205	240	30	39	150	65	180	35	280	48	80
<b>4</b>	50	140	160	220	55	80	240	190	49	330	160	320

Окончание табл. 3.7

<b>B</b>	<b>25</b>		<b>26</b>		<b>27</b>		<b>28</b>		<b>29</b>		<b>30</b>	
<b>N<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>N<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>
1	25	150	25	100	32	80	34	80	49	80	130	30
2	45	100	19	150	64	120	64	120	54	120	160	300
3	65	120	105	180	90	180	80	150	90	150	30	90
4	70	140	110	230	110	240	110	185	100	240	65	200
<b>B</b>	<b>31</b>		<b>32</b>		<b>33</b>		<b>34</b>		<b>35</b>		<b>36</b>	
<b>N<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>N<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>
1	80	200	80	140	40	35	25	100	35	80	40	120
2	50	115	120	160	60	300	50	150	62	60	80	150
3	35	35	42	80	90	150	60	180	39	60	90	185
4	42	330	50	90	120	220	110	230	100	150	35	190
<b>B</b>	<b>37</b>		<b>38</b>		<b>39</b>		<b>40</b>		<b>41</b>		<b>42</b>	
<b>N<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>N<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>
1	49	120	150	80	70	110	40	150	40	300	40	160
2	35	150	160	65	90	150	65	170	20	200	140	220
3	60	60	70	35	35	90	75	180	150	140	180	85
4	70	140	95	160	140	220	90	90	220	180	200	30
<b>B</b>	<b>43</b>		<b>44</b>		<b>45</b>		<b>46</b>		<b>47</b>		<b>48</b>	
<b>N<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>N<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>	<b>k<sub>i</sub></b>	<b>L<sub>i</sub></b>
1	25	160	48	300	180	150	15	110	280	80	316	120
2	150	220	60	200	140	170	185	150	120	65	130	150
3	65	85	120	140	95	180	49	90	90	35	160	60
4	180	30	320	180	220	90	120	220	115	160	42	140

## Лабораторная работа № 4

### Определение флюидонасыщенности керна

Цель работы: «Научиться определять водо-, газо- и нефтенасыщенность керна и понять зависимость процесса разработки нефтяного месторождения от полученных сведений. ( водо-, газо- и нефтенасыщенности породы)»

#### 4.1 Распределение нефти и воды в нефтяных залежах

При образовании нефтяных залежей в водном бассейне откладывались пески, которые затем цементировались минеральными веществами, осаждавшимися из водных растворов. Поры, образовавшиеся в процессе осаждения и последующей цементации пород, были заполнены водой.

Появление в порах нефти должно было одновременно сопровождаться освобождением пор от содержащейся в них воды. Однако полного замещения воды нефтью не произошло вследствие различных капиллярных явлений. Часть поровых каналов (субкапилляры) от воды совсем не освобождалась, а та часть, которая заполнялась нефтью, содержала в себе остаточную воду в застойных областях и в пленочном состоянии в виде водного покрова на песчинках. Часть этой воды оставалась также в виде капелек в порах малого размера, окруженных порами большого размера. Вытеснение воды нефтью происходило только из тех пор, в которых давление вытеснения превышало капиллярное давление водонефтяных менисков. В итоге коллекторы нефтяных залежей оказались заполненными водой и нефтью одновременно. Оставшаяся в пласте вода получила название связанной или остаточной (*Sw.ост*). Таким образом, нефть в пластах содержится только в тех порах, в которых происходило движение жидкостей в период формирования залежи [8,9].

Количество остаточной воды (*Sw.ост*) связано с генетическими особенностями формирования залежей нефти и газа. Ее величина зависит от содержания цемента в коллекторах, в частности, от содержания в них глинистых минералов: каолинита, монтмориллонита, гидрослюд.

**Насыщенность** – один из важных параметров продуктивных пластов, характеризует запасы нефти (газа и воды) в пласте, количественно оценивается величиной коэффициента  $S$ :

- водонасыщенностью –  $S_w$ ;
- газонасыщенностью –  $S_g$ ;
- нефтенасыщенностью –  $S_n$ .

Обычно для сформированных нефтяных месторождений остаточная водонасыщенность ( $S_{w.ост}$ ) изменяется в диапазоне от 6 до 35 %. Соответственно, нефтенасыщенность ( $S_n$ ) равная 65 % и выше (до 90 %), в зависимости от «созревания» пласта считается хорошим показателем залежи.

Подобная закономерность наблюдается далеко не для всех регионов. Например, в Западной Сибири встречается много, так называемых, недонасыщенных нефтью пластов. В залежах иногда наблюдаются переходные зоны (ПЗ), в которых содержится рыхлосвязанная вода. Толщины ПЗ могут достигать десятков метров.

При создании депрессий на забоях добывающих скважин вода из этих зон попадает в фильтрационные потоки и увеличивает обводненность продукции, что осложняет выработку запасов нефти.

В пределах нефтяных залежей большая начальная нефтенасыщенность отмечается в купольной части структур. К зоне водонефтяного контакта (ВНК) ее величина может значительно снижаться.

Количество углеводородов, содержащихся в продуктивном пласте, зависит от насыщенности порового пространства породы нефтью, газом и водой. Остаточная водонасыщенность, обусловленная капиллярными силами, не влияет на основную фильтрацию нефти и газа.

**Коэффициентом водонасыщенности** ( $S_w$ ) породы называется отношение объема открытых пор в образце породы, занятых водой ( $V_w$ ), к общему объему пор горной породы ( $V_{пор}$ ). Коэффициент водонасыщенности ( $S_w$ ) рассчитывается по формуле:

$$S_w = \frac{V_w}{V_{пор}} \cdot 100\% \quad (4.1)$$

**Коэффициентом нефтенасыщенности** ( $S_n$ ) породы называется отношение объема открытых пор в образце породы, занятых нефтью ( $V_n$ ), к суммарному объему пустотного пространства ( $V_{пор}$ ). Коэффициент нефтенасыщенности ( $S_n$ ) рассчитывается по формуле:

$$S_n = \frac{V_n}{V_{пор}} \cdot 100\% \quad (4.2)$$

**Коэффициентом газонасыщенности** ( $S_g$ ) породы называется отношение объема открытых пор в образце породы, занятых газом ( $V_g$ ), к суммарному объему пустотного пространства ( $V_{пор}$ ). Коэффициент газонасыщенности ( $S_g$ ) рассчитывается по формуле:

$$S_g = \frac{V_g}{V_{пор}} \cdot 100\% \quad (4.3)$$

Параметр насыщенности нормирован и равен единице ( $S=1$ ) или 100 %, т. е. для образцов пород, в случае фильтрации систем нефти, газа и воды, справедливы соотношения:

$$S_g + S_n + S_w = 1; \quad (4.4)$$

$$\Rightarrow S_w = 1 - (S_g + S_n). \quad (4.5)$$

От объема остаточной воды в залежи зависит величина статической полезной емкости коллектора. Статическая полезная емкость коллектора ( $\Pi_{ст}$ ) характеризует объем пор и пустот, которые могут быть заняты нефтью или газом. Эта величина оценивается как разность объема сообщающихся пор ( $V_{сообщ.пор}$ ) и объема, занятого остаточной водой ( $V_{в.ост}$ ) по формуле:

$$\Pi = V_{сообщ.пор} - V_{в.ост} \quad (4.6)$$

В зависимости от перепадов давлений, существующих в пористых средах, свойств фильтрующихся жидкостей, свойств поверхности пород, соприкасающихся с пластовыми флюидами, та или иная часть жидкости (неподвижные пленки у поверхности породы, капиллярно удерживаемая жидкость в порах) не движется в порах.

Величина порового пространства, занятая остаточной водой, влияет на динамическую полезную емкость коллектора. Динамическая полезная емкость коллектора ( $\Pi_{дин}$ ) характеризует относительный объем пор и пустот, через которые может

происходить фильтрация нефти или газа в условиях, существующих в пласте.

На практике насыщенность пород определяют в лабораторных условиях по керновому материалу в аппаратах Закса, Дина-Старка или по данным геофизических исследований в открытых стволах скважин.

#### 4.2. Определение водо- и нефтенасыщенности керна

Наиболее распространенным и вместе с тем точным способом определения водо- и нефтенасыщенности керна является способ, основанный на определении потери в весе исследуемого образца после экстрагирования и просушки его при температуре 105–107°C и на определении объема отогнанной из него воды при кипячении в растворителе с точкой кипения 110°C. В качестве растворителей применяют бензол, спирто-бензольную смесь, четыреххлористый углерод, хлороформ, толуол и т. д. Лучшими из них являются четыреххлористый углерод и хлороформ. При отгоне воды применяют растворитель с температурой кипения выше 100°C [7].

Аппарат Дина-Старка (рис. 4.1) предназначен для количественного определения флюидонасыщенности керна методом отгонки. Метод основан на растворении испытуемого вещества с последующей его перегонкой при определенной температуре конденсации паров.

**Нефтенасыщенность** керна определяется по разности веса образца керна до и после анализа.



Рис. 4.1. Аппарат Дина–Старка для экстрагирования и определения водонасыщенности керна

**Водонасыщенность** определяется волюмометрически по градуировке приемной пробирки.

### 4.3. Расчет коэффициентов нефте-, водо- и газонасыщенности породы

Для подсчета запасов нефти и газа в пласте, текущего контроля за процессом разработки нефтяного месторождения необходимо иметь сведения о нефте-, водо- и газонасыщенности породы [7].

Объемы содержащейся в образцах породы воды и нефти определяются в лабораторных условиях при помощи аппаратов Закса, Дина-Старка. Используя эти данные, вычисляют коэффициенты нефте-, водо- и газонасыщенности по следующим формулам: коэффициент нефтенасыщенности ( $S_n$ ):

$$S_n = \frac{V_n \cdot \rho_n}{m \cdot G}; \quad (4.7)$$

коэффициент водонасыщенности ( $S_v$ ):

$$S_v = \frac{V_v \cdot \rho_v}{m \cdot G}; \quad (4.8)$$

коэффициент газонасыщенности ( $S_g$ ):

$$S_g = 1 - (S_n \cdot b_n + S_v \cdot b_v), \quad (4.9)$$

где  $V_n, V_v$  – соответственно объемы содержащейся в образце нефти и воды, м<sup>3</sup>;

$\rho_n$  – плотность породы, кг/м<sup>3</sup>;

$m$  – коэффициент открытой пористости, доли ед.;

$G$  – масса жидкости, содержащейся в образце, кг;

$b_n, b_v$  – объемные коэффициенты нефти и воды соответственно, доли ед.

#### Типовая задача

Определить коэффициенты нефте-, водо- и газонасыщенности породы.

Исходные данные представлены в табл. 4.1.



Таблица 4.1

Наименование параметра	Значение параметра
1. В образце породы содержится:	
– нефти, $V_n$ , см <sup>3</sup>	4,44
– воды, $V_v$ , см <sup>3</sup>	4,0
2. Масса содержащейся в образце жидкости, $G$ , г	92
3. Плотность породы, $\rho_n$ , г/см <sup>3</sup>	2,0
4. Коэффициент пористости, $m$ , доли ед.	0,25
5. Объемные коэффициенты:	
– нефти, $b_n$ , доли ед.	1,15
– воды, $b_v$ , доли ед.	1,02

### Решение:

Коэффициенты нефте-, водо- и газонасыщенности определяются по формулам (4.7), (4.8), (4.9):

$$S_n = \frac{4,44 \cdot 2}{92 \cdot 0,25} = 0,386 \text{ или } 38,6\% ;$$

$$S_v = \frac{4 \cdot 2}{92 \cdot 0,25} = 0,348 \text{ или } 34,8\% ;$$

$$S_g = 1 - (0,386 \cdot 1,15 + 0,348 \cdot 1,02) = 0,2 \text{ или } 20\% ,$$

### Самостоятельные задания

Исходные данные:

**V<sub>n</sub>**– объем нефти, см<sup>3</sup>;

**V<sub>v</sub>**– объем воды, см<sup>3</sup>;

**G** – масса содержащейся в образце жидкости, г;

**$\rho_n$**  – плотность породы, г/см<sup>3</sup>;

**m** – коэффициент пористости, доли ед.;

**$v_H$**  – объемный коэффициент нефти, доли ед.;  
 **$v_B$**  – объемный коэффициент воды, доли ед.;  
 **$B, 1, \dots, 60$**  – номер варианта.

Исходные данные по вариантам представлены в табл. 4.2.

Таблица 4.2

<b>B</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>
<b><math>V_H</math></b>	4,13	3,98	3,71	3,47	3,88	4,78	4,16	4,22
<b><math>V_B</math></b>	3,46	2,56	2,71	2,91	3,28	4,33	3,35	2,89
<b>G</b>	95	96	87	93	90	99	99	97
<b><math>\rho_H</math></b>	2,4	2,6	2,7	2,8	2,2	2,4	2,6	2,8
<b>m</b>	0,26	0,22	0,26	0,24	0,26	0,28	0,24	0,26
<b><math>b_H</math></b>	1,3	1,23	1,27	1,25	1,33	1,29	1,25	1,21
<b><math>b_B</math></b>	1,07	1,05	1,06	1,03	1,18	1,09	1,11	1,05
<b>B</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>
<b><math>V_H</math></b>	3,67	3,13	3,03	3,88	3,92	3,77	3,68	3,56
<b><math>V_B</math></b>	2,35	2,66	2,41	2,08	3,31	3,28	3,17	3,03
<b>G</b>	95	93	91	89	96	88	90	92
<b><math>\rho_H</math></b>	3	2,9	2,7	2,5	2,3	2,1	2,2	2,5
<b>m</b>	0,25	0,23	0,21	0,22	0,23	0,24	0,25	0,26
<b><math>b_H</math></b>	1,23	1,25	1,27	1,29	1,23	1,26	1,29	1,31
<b><math>b_B</math></b>	1,07	1,05	1,09	1,11	1,08	1,12	1,09	1,19
<b>B</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>23</b>	<b>24</b>
<b><math>V_H</math></b>	3,03	3,17	3,71	4,11	3,99	3,81	4,09	4,18
<b><math>V_B</math></b>	2,09	2,13	3,16	3,07	2,38	2,29	2,33	2,41

Продолжение табл. 4.2

<b>G</b>	94	96	98	90	93	95	85	96
$\rho_n$	2,8	3,1	2,9	2,5	2,4	2,7	2,3	2,5
<b>m</b>	0,2	0,23	0,26	0,25	0,22	0,24	0,22	0,21
<b>b<sub>H</sub></b>	1,3	1,28	1,26	1,24	1,22	1,2	1,18	1,21
<b>b<sub>B</sub></b>	1,16	1,08	1,09	1,04	1,07	1,05	1,02	1,04
<b>B</b>	<b>25</b>	<b>26</b>	<b>27</b>	<b>28</b>	<b>29</b>	<b>30</b>	<b>31</b>	<b>32</b>
<b>V<sub>H</sub></b>	3,97	4,04	3,46	4,11	3,74	4,45	3,16	4,37
<b>V<sub>B</sub></b>	2,49	2,66	3,04	2,28	2,15	2,99	2,77	3,05
<b>G</b>	91	83	95	87	98	97	93	95
$\rho_n$	2,6	2,2	2,5	2,8	3,1	2,4	2,8	2,7
<b>m</b>	0,24	0,22	0,2	0,25	0,21	0,23	0,26	0,25
<b>b<sub>H</sub></b>	1,23	1,24	1,18	1,12	1,16	1,29	1,24	1,14
<b>b<sub>B</sub></b>	1,06	1,12	1,08	1,04	1,02	1,14	1,18	1,09
<b>B</b>	<b>33</b>	<b>34</b>	<b>35</b>	<b>36</b>	<b>37</b>	<b>38</b>	<b>39</b>	<b>40</b>
<b>V<sub>H</sub></b>	3,68	3,55	3,48	3,89	3,77	3,89	3,99	3,97
<b>V<sub>B</sub></b>	3,06	2,26	2,39	3,11	3,18	3,22	3,55	3,15
<b>G</b>	97	99	84	91	94	91	96	98
$\rho_n$	2,2	3,2	2,7	2,7	2,5	2,3	2,8	3
<b>m</b>	0,24	0,22	0,23	0,26	0,24	0,22	0,26	0,25
<b>b<sub>H</sub></b>	1,32	1,15	1,27	1,25	1,23	1,21	1,18	1,14
<b>b<sub>B</sub></b>	1,19	1,12	1,08	1,11	1,14	1,09	1,06	1,08
<b>B</b>	<b>41</b>	<b>42</b>	<b>43</b>	<b>44</b>	<b>45</b>	<b>46</b>	<b>47</b>	<b>48</b>
<b>V<sub>H</sub></b>	3,22	3,38	3,09	3,87	3,29	3,07	3,51	4,09

Окончание табл.4.2

<b>V<sub>B</sub></b>	2,66	2,81	3,21	2,99	2,81	2,45	3,09	3,17
<b>G</b>	95	93	97	88	91	90	89	94
<b><math>\rho_{\text{н}}</math></b>	3,1	2,4	2,7	2,5	2,8	3	2,5	2,9
<b>m</b>	0,23	0,18	0,22	0,25	0,22	0,21	0,23	0,26
<b>b<sub>н</sub></b>	1,2	1,1	1,26	1,18	1,21	1,16	1,22	1,22
<b>b<sub>B</sub></b>	1,11	1,09	1,14	1,12	1,09	1,03	1,12	1,05

## Список использованной литературы

1. Амикс Д., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. - М.: Гостехиздат, 1962. - 569 с.
2. Котяхов Ф.И. Основы физики нефтяного пласта. - М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1956. - 363 с.
3. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. - М.: Недра, 1982. - 311 с.
4. Квеско Н.Г., Росляк А.Т. Весовой седиментометр для автоматизированного измерения гранулометрического состава порошков. Заводская лаборатория // Диагностика материалов. - 2000. - № 7. - С. 37-40.
5. Сваровская Н.А. Физика пласта: учебное пособие. - Томск: Изд-во ТПУ, 2003. - 155 с.
6. Ермилов О.М., Ремизов В.В., Ширковский Л.И., Чугунов Л.С. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа. - М.: Наука, 1996. - 541 с.
7. Мищенко Н.Н. Расчеты в добыче нефти. - М.: Недра, 1989. - 245 с.
8. Мирзаджанзаде А.Х. и др. Физика нефтяного и газового пласта. - М.: Недра, 1992. - 269 с.
9. Требин Г.Ф., Чарыгин Н.В., Обухова Т.М. Нефти месторождений Советского Союза. - М.: Недра, 1980. - 583 с.
10. Гафаров Ш.А. и др. Физика нефтяного пласта: учебное пособие. - Уфа: УГТНУ, 1999. - 86 с.
11. Бжицких Т. Г., Санду С. Ф., Пулькина Н. Э. Определения физических и фильтрационно-емкостных свойств горных пород: учебное пособие. – Томск: ТПУ, 2008. – 90с.

## Содержание

Предисловие.....	3
<b>Лабораторная работа № 1 Определение гранулометрического состава песчаных и глинистых пород .....</b>	<b>4</b>
1.1 Общие сведения .....	4
1.2 Ситовый способ гранулометрического анализа.....	7
1.3 Седиментационный анализ гранулометрического состава горных пород.....	8
1.4 Расчет коэффициента неоднородности и построение зависимости гранулометрического состава от диаметра частиц.....	9
<b>Лабораторная работа № 2 Определение пористости горных пород .....</b>	<b>16</b>
2.1 Общее представление о пористости. Виды пористости.....	16
2.2 Определение полной пористости объемным способом .....	20
2.3 Определение полной пористости на основе закона Бойля-Мариотта и закона Шарля расширения гелия .....	23
2.4 Расчет коэффициента открытой пористости.....	25
<b>Лабораторная работа №3 Определение проницаемости горных пород .....</b>	<b>28</b>
3.1. Общее представление о проницаемости и ее практическое значение.....	28
3.2 Определение абсолютной проницаемости .....	33
3.3 Определение фазовой проницаемости.....	35
3.4 Расчет коэффициентов абсолютной, фазовой и относительной проницаемости по опытным данным .....	37
3.4.1 Расчет коэффициента абсолютной проницаемости.....	37
3.4.2 Расчет коэффициента проницаемости по нефти.....	41
3.4.3 Расчет коэффициента относительной проницаемости ....	44
3.5. Расчёт проницаемости неоднородного пласта.....	48
<b>Лабораторная работа № 4 Определение флюидонасыщенности керна .....</b>	<b>52</b>
4.1 Распределение нефти и воды в нефтяных залежах.....	52
4.2 Определение водо- и нефтенасыщенности керна .....	55
4.3 Расчет коэффициентов нефте-, водо- и газонасыщенности породы .....	56
Список использованной литературы .....	61

Шепелева Ирина Сергеевна

# **ФИЗИКА ГОРНЫХ ПОРОД, ПРОЦЕССОВ И НЕФТЕГАЗОВОГО ПЛАСТА**

**Практикум  
по выполнению лабораторных работ  
по одноименной дисциплине  
для слушателей специальности переподготовки  
1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»  
заочной формы обучения**

Подписано в печать 22.02.19.

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

Ризография. Усл. печ. л. 3,72. Уч.-изд. л. 3,58.

Изд. № 6.

<http://www.gstu.by>

Отпечатано на цифровом дуплекаторе  
с макета оригинала авторского для внутреннего использования.

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

246746, г. Гомель, пр. Октября, 48.