

Министерство образования Республики Беларусь

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

Кафедра «Нефтегазоразработка и гидроневмоавтоматика»

И. С. Шепелева

ФИЗИКА ГОРНЫХ ПОРОД, ПРОЦЕССОВ И НЕФТЕГАЗОВОГО ПЛАСТА

ПРАКТИКУМ

**по выполнению лабораторных работ
по одноименной дисциплине для студентов
специальности 1-51 02 02 «Разработка
и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»
дневной и заочной форм обучения**

Гомель 2020

УДК 622.02(075.8)
ББК 33.21я73
Ш48

*Рекомендовано научно-методическим советом
машиностроительного факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 4 от 01.04.2019 г.)*

Рецензент: ведущий инженер службы «Физика 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 студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» днев. и заоч. форм обучения / И. С. Шепелева. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2020. – 80 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 изучения студентами задач по основным темам курса «Физика горных пород, процессов и нефтегазового пласта» в соответствии с программой данной дисциплины.

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

**УДК 622.02(075.8)
ББК 33.21я73**

© Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», 2020

Предисловие

Прежде всего автор выражает благодарность администрации РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», «БелНИПИ-нефть» за предоставленную возможность посещения лаборатории исследования керна.

Очень признательна коллективу службы стандартных исследований керна – ведущему инженеру Бобковой И. И., инженеру 1 категории Процкой М. А., инженеру 2 категории Федоренко Н. В., инженеру 1 категории Хахуда С. А. – за помощь в подборе материала для составления практикума по выполнению лабораторных работ студентами ГГТУ им. П. О. Сухого специальности «Разработка нефтяных и газовых месторождений». Данная специальность требует глубоких знаний физики пласта, процессов, происходящих в нем, и горной породы, составляющей исследуемый, а в дальнейшем и разрабатываемый пласт. Всесторонние знания о пласте и месторождении в целом помогут специалисту подобрать верную и эффективную технологию разработки пласта коллектора.

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 студентам 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 студентам закрепить теоретический материал, изучаемый на лекциях.

Студенты 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 работы: ознакомиться 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 зёрен, 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. Фарфоровая 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 $t = 103 - 105 \text{ }^\circ\text{C}$ до постоянной массы m_c .
2. С помощью фарфоровой 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.
8. Строят частотную гистограмму и кумулятивную кривую гранулометрического состава.
9. Анализируют полученные распределения и делают выводы о принадлежности образца горной породы к тому или иному литотипу.

Сита располагают при рассеве таким образом, чтобы сверху было сито с наиболее крупными размерами отверстий. Для определения механического состава породы берут навеску образца 50 г, хорошо проэкстрагированного и высушенного при температуре $105 \pm 2 \text{ }^\circ\text{C}$ 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).

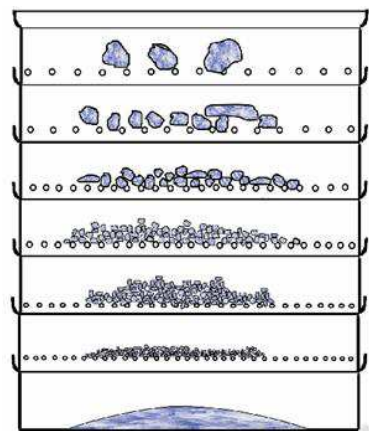


Рис. 1.1. Принципиальная схема ситового анализа горных пород.

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 табл. 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: табл. 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 Cm_i * 100%	Суммарная массовая концентрация фракций $\sum Cm_i$, * 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 табл. 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 табл. 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 $k_n = d_{60} / d_{10} = 1$.

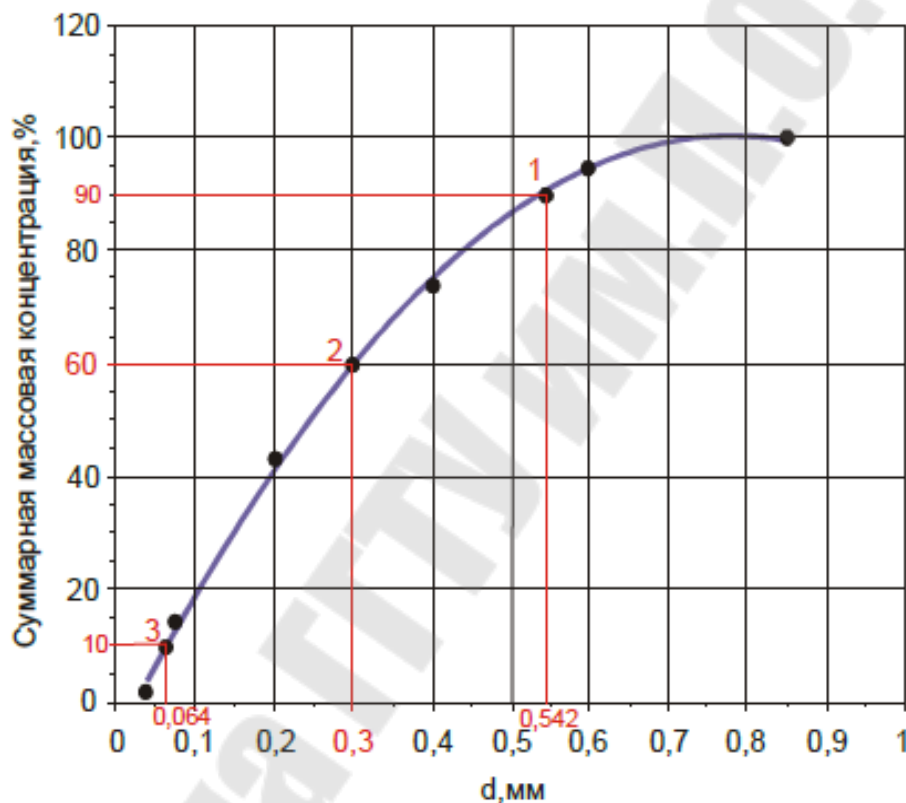


Рис. 1.3. Кривая суммарного гранулометрического состава

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 откладываем диаметры частиц, а по оси ординат – содержание каждой фракции в исследуемой породе по весу (графы 7 и 3, табл. 1.2).

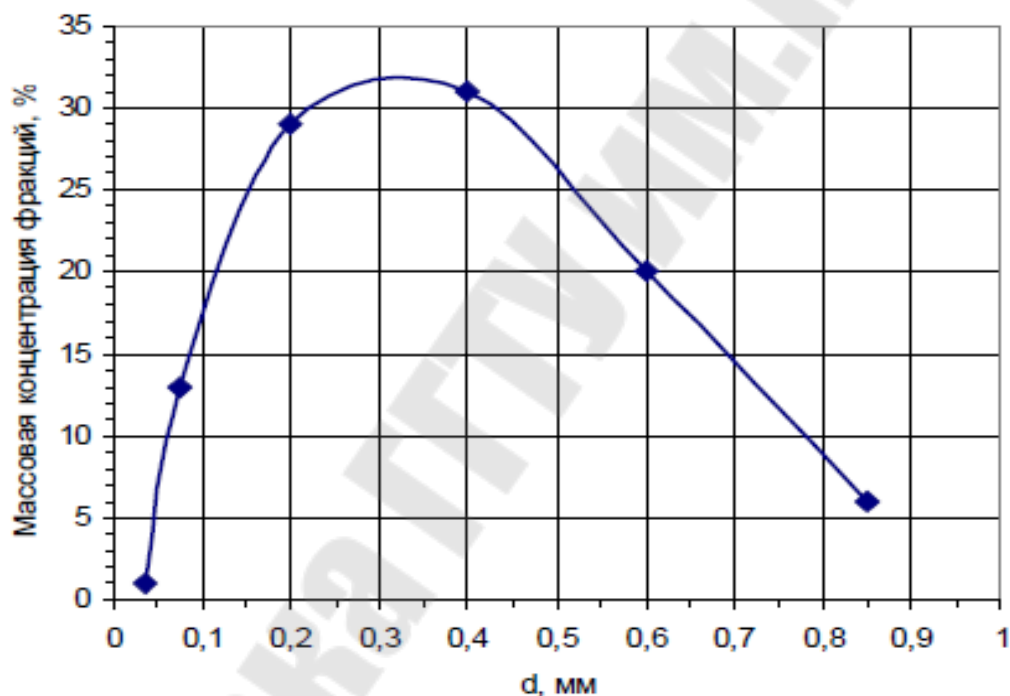


Рис.1.4. Кривая распределения зерен по размерам

Самостоятельные задания

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

Исходные данные:

d_i – диаметр частиц, мм;

m_i – масса навески, г;

B – номер варианта.

Таблица 1.4

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

Окончание табл. 1.4

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

Контрольные вопросы:

1. Что такое керн и цель его отбора?
2. Рассказать об этапах доставки керна в лабораторию.
3. Рассказать о первоначальных этапах работы с керном на скважине и в лаборатории.
4. Цель определения гранулометрического состава горной породы.
5. Какое влияние оказывает гранулометрический состав на свойства горной породы?
6. Перечислить методы определения гранулометрического состава горных пород в лабораторных условиях.
7. Описать ход работы каждого метода определения гранулометрического состава горной породы.
8. Определение эффективного диаметра частиц.
9. Что такое коэффициент неоднородности?
10. Зависимость пористости от коэффициента неоднородности.

Лабораторная работа № 1 считается защищенной в случае полного ответа студентом, устно либо письменно, на все 20 вопросов.

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 объема 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 объема 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. 1.1);
- однородности и окатанности зёрен;
- вида цемента (базальный вид цемента т.е. обломочный; поровый вид цемента; соприкасающийся вид цемента, пленочный вид цемента и т.д.).

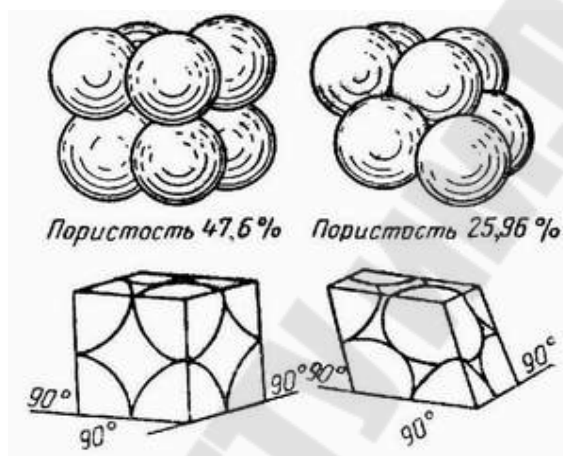


Рис. 2.1. Различная укладка сферических зёрен одного размера, составляющих пористый материал

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 проникла 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, перекатывая 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.

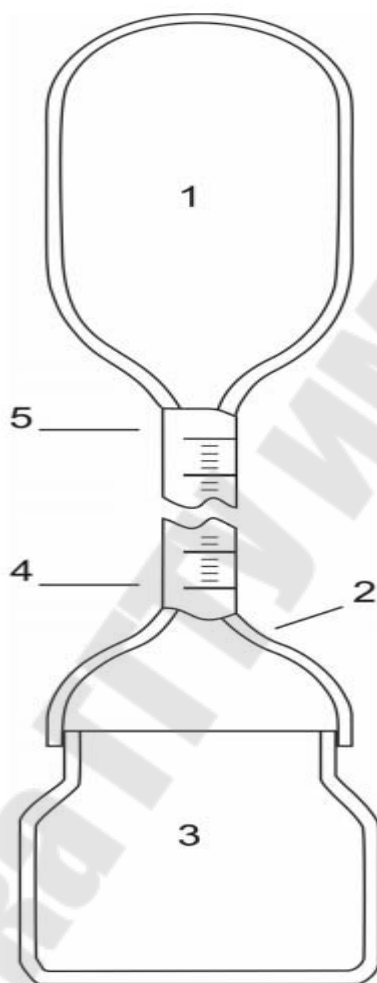


Рис 2.1. Прибор для определения пористости порозиметр

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:

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

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. Проекстригированный и высушенный образец породы помещают в измерительную камеру известного объе-

ма, 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 ³	716

Решение:

1. Определяем объем открытых взаимосвязанных пор:

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

2. Определяем объем образца исследуемой породы:

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

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;

ρ_K – плотность керосина, кг/м³.

B – номер варианта.

Таблица 2.2

B	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
P_C	27,4	19,3	25,3	23,3	20	19,5	18,7	20,1	19	21,6	23,5
P_K	29,5	20,7	27,7	25,3	22,4	22,1	21,2	23,4	21,9	23,7	26,1
$P_{K.K}$	20,7	13,2	15,4	15,8	12,3	10,8	11	11,6	12,2	13,5	16,2
ρ_K	716	716	716	716	716	684	686	705	705	734	715
B	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
P_C	19,5	20,4	25,5	27,2	19,5	25,3	22,3	205	19,7	19,7	20,1
P_K	21,2	23,2	28,1	29,5	20,7	28,7	24,3	22,4	22,1	22,2	22,4
$P_{K.K}$	14,5	14,5	17,2	21,2	13,2	15,4	15,8	12,3	10,8	12,1	11,6
ρ_K	695	695	684	695	716	716	716	705	684	686	705
B	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
P_C	19,5	21,6	23,5	19,8	20,4	25,5	26,2	27,4	27,2	19,1	25,1
P_K	21,9	23,7	26,1	22,2	22,2	27,1	27,5	29,7	29,5	21	28
$P_{K.K}$	12,2	13,5	16,2	14,5	14,5	17,2	21,2	20,7	21,1	13,6	15,8
ρ_K	705	734	715	715	695	695	684	716	712	716	705
B	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44

P_C	23,1	19,8	19,3	18,5	19,9	18,8	21,4	23,3	19,3	20,2	25,3
P_R	25,6	22,7	22,4	21,5	22,7	21,2	24	25,8	21	22,1	28,4
$P_{K,K}$	16,2	12,7	11,2	11,4	12	12,6	13,9	16,6	14,9	14,9	17,6
P_R	704	674	681	700	700	698	715	712	710	695	700
B	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55
P_C	27	19,3	25,1	22,1	20,3	19,5	19,5	19,9	19,3	21,4	23,5
P_R	28,8	21	29	24,6	22,7	22,4	22,5	22,7	22	24	26,4

Контрольные вопросы

1. Что такое пористость горных пород?
2. Рассказать о происхождении, образовании, форме и размерах пор.
3. Перечислить виды пор и соответствующие им размеры.
4. При каком виде пор движение флюида происходит свободно?
5. При каком виде пор горная порода не может быть коллектором?
6. Перечислить виды пористостей, дать им определение и написать формулы.
7. Как влияет укладка зёрен на пористость?
8. Что происходит с пористостью с увеличением глубины залегания пласта?
9. Перечислить все методы определения пористости. (методы ГИС и лабораторные).
10. Какие методы определения полной пористости вы изучили в данной лабораторной работе?
11. Описать (рассказать) суть метода определения полной пористости объемным методом.
11. Дать определение закона Бойля-Мариотта.
12. Дать определение Закона Шарля.

Лабораторная работа № 2 считается защищенной в случае полного ответа студентом, устно либо письменно, на все вышеперечисленные вопросы.

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, складывается 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** приня-

то 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, см³/с; μ – коэффициент динамической вязкости флюида, мПа·с; F – площадь фильтрации, см²; ΔP – 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 $T = \text{const}$ $P \cdot V = \text{const}$):

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

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

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

Средний объемный расход газа (Q) прямо пропорционален изменению линейной скорости фильтрации объема газа (V_{cp}) за время (продолжительность, τ) 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 , м³/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 м² принимается проницаемость такой пористой среды,

при фильтрации через образец которой площадью 1 м^2 , длиной 1 м и перепаде давления 1 Па расход жидкости вязкостью $1\text{ Па}\cdot\text{с}$ 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 см^2 и длиной 1 см при перепаде давления $1\text{ кг}/\text{см}^2$ расход жидкости вязкостью 1 спз (сантипуаз) составляет $1\text{ см}^3/\text{сек}$. Величина, равная 0,001 Д, называется миллидарси (мД). Учитывая, что $1\text{ кг}/\text{см}^2 = \sim 105\text{ Па}$, $1\text{ см}^3 = 10^{-6}\text{ м}^3$, $1\text{ см}^2 = 10^{-4}\text{ м}^2$, $1\text{ спз} = 10^{-3}\text{ Па}\cdot\text{сек}$, 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 прони-

цаемости 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 тео-

рии фазовой проницаемости, смачиваемости и взаимодействия фильтра 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, исключая 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.

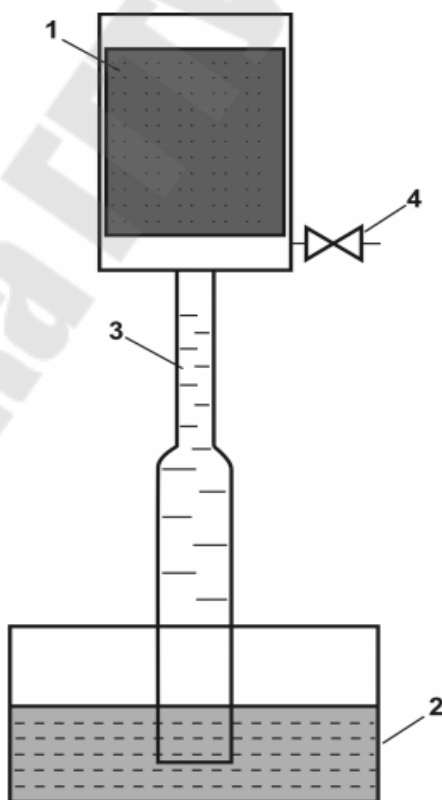


Рис. 3.1. Схема прибора для определения проницаемости пород;
1-кернодержатель; 2-сосуд с водой;
3-стеклянная трубка; 4-вентиль

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. Electrodes 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 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 проводни-

ком электричества. В трубе из винилпласта 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).

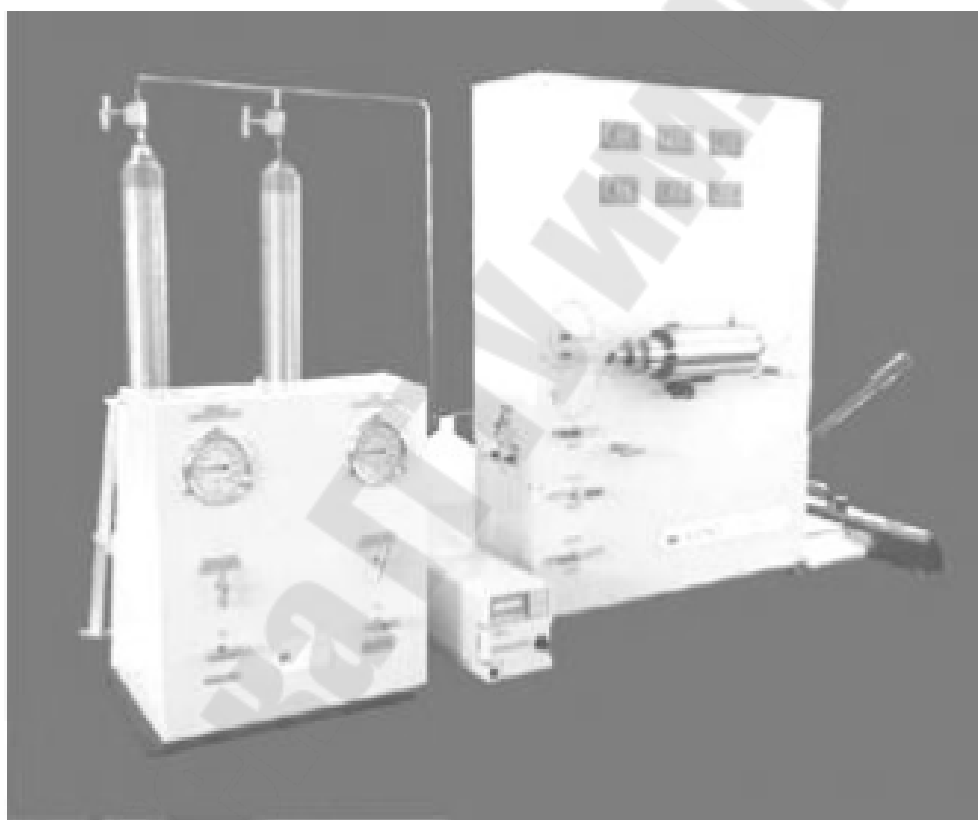


Рис. 3.2. Настольный жидкостный пермеаметр

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 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 ³	3600
4. Время фильтрации воздуха, τ , с	180
5. Динамическая вязкость воздуха при 20°С, $\mu_{\text{возд}}$, 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_в – объем профильтрованного сквозь образец воздуха, см³;

τ – время фильтрации воздуха, с;

μ_{возд} – динамическая вязкость воздуха при 20⁰С, мПа·с;

P_{вх} · 10⁵ – давление на входе в образец, Па;

P_{вых} · 10⁵ – давление на выходе из образца, Па;

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

Таблица 3.2

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_в	3200	3800	4100	3500	3300	3100	3600	3900
τ	160	175	220	125	170	155	145	180
μ_{возд}	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
P_{вх}	1,7	1,5	2,2	2,1	2,6	2,3	1,9	1,6
P_{вых}	1,2	1,0	1,6	1,7	2,1	1,8	1,3	1,1
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
L	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5

Продолжение табл. 3.2

V_E	4200	3100	3400	3700	4000	4300	3200	3500
τ	210	175	210	160	200	220	185	170
$\mu_{\text{ВОЗД}}$	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
$P_{\text{ВХ}}$	1,8	1,5	1,8	1,7	2,1	2,2	1,6	2,6
$P_{\text{ВЫХ}}$	1,2	1,0	1,3	1,2	1,5	1,6	1,1	2,1
B	17	18	19	20	21	22	23	24
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_E	3800	4100	3300	3600	3900	4200	4100	3500
τ	155	125	145	165	135	150	170	185
$\mu_{\text{ВОЗД}}$	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
$P_{\text{ВХ}}$	1,8	2,1	1,9	2,3	2,2	2,0	1,4	1,5
$P_{\text{ВЫХ}}$	1,2	1,7	1,5	1,8	1,7	1,6	1,0	1,1
B	25	26	27	28	29	30	31	32
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_E	3700	3200	3500	3800	4100	4400	4500	4300
τ	205	220	200	180	160	175	190	205
$\mu_{\text{ВОЗД}}$	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
$P_{\text{ВХ}}$	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	33	34	35	36	37	38	39	40

Окончание табл. 3.2

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_E	4100	3900	3700	3500	3300	3100	3200	3400
τ	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
$P_{\text{ВЫК}}$	1,3	1,1	1,2	1,5	1,8	2,0	2,1	1,7
B	41	42	43	44	45	46	47	48
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_E	3600	3800	4000	4200	4400	4000	4100	3900
τ	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
$P_{\text{ВЫК}}$	1,8	1,1	1,3	1,5	2,0	1,8	1,5	1,3

Задание к выполнению лабораторной работы:

1. Выбрать вариант из табл. 3.2, согласно порядкового номера в журнале группы либо последних двух (одной) цифр, номера зачетной книжки.
2. Провести расчеты в тетради.
3. Объяснить ход решения задачи при защите работы.

Контрольные вопросы:

1. Дать определение проницаемости горных пород.
2. Перечислить виды проницаемости дать им определение.
3. Дать определение закона Дарси.
4. Описать метод и ход работы определения проницаемости в лабораторных условиях.
5. Перечислить методы ГИС для определения проницаемости.

Лабораторная работа № 3 считается защищенной в случае полного ответа студентом, устно либо письменно, на все вышеперечисленные вопросы.

Лабораторная работа № 4

Расчет коэффициента проницаемости по нефти

Цель работы: научиться рассчитывать проницаемость нефтяного пласта на примере образца по данным лабораторных исследований.

Типовая задача

Определить коэффициент проницаемости образца породы по нефти (k_H) по данным лабораторных исследований. Исходные данные и результаты исследования приведены в табл. 4.1.

Таблица 4.1

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 нефти V_H , см ³	313,2
4. Время фильтрации нефти τ , с	60
5. Динамическая вязкость нефти при 20°С, μ_H , 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 (4.1):

$$k_{np} = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{\Delta P \cdot F}; \quad (4.1)$$

$$F = \pi \cdot (d / 2)^2; \quad (4.2)$$

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

$$Q = \frac{V_i}{\tau}, \quad (4.3)$$

где $k_{пр}$ – коэффициент проницаемости, $мкм^2$; Q – расход флюида сквозь породу, $см^3/с$; ΔP – перепад давления на концах керна при заданном расходе, Па; F – площадь поперечного сечения породы, $см^2$; μ – коэффициент динамической вязкости флюида, $мПа\cdot с$.

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

Самостоятельные задания

Исходные данные:

d – диаметр образца породы, см;

L – длина образца породы, см;

V_H – объем профильтрованного сквозь образец нефти, $см^3$;

τ – время фильтрации нефти, с;

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

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

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

$B, 1, \dots, 48$ – номер варианта. Исходные данные по вариантам приведены в табл. 4.2.

Таблица 4.2

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
τ	51	48	74	87	56	84	77	69
μ_H	9,6	7,6	8,6	7,1	5,9	7,7	8,6	9,1
$P_{вх}$	2,2	1,5	1,9	2,6	1,6	1,7	2,1	1,8
$P_{вых}$	1,6	1,0	1,3	2,1	1,1	1,2	1,7	1,2

Продолжение табл. 4.2

<i>B</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>
<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_H</i>	157	149	162	157	138	144	159	150
<i>τ</i>	61	45	75	54	49	68	62	73
<i>μ_H</i>	6,3	6,3	6,1	5,8	8,8	6,8	7,2	5,4
<i>P_{EX}</i>	2,3	1,7	1,6	1,5	2,1	2,1	1,8	1,8
<i>P_{БИК}</i>	1,8	1,2	1,1	1,0	1,7	1,5	1,2	1,3
<i>B</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>	<i>22</i>	<i>23</i>	<i>24</i>
<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_H</i>	137	152	143	133	151	196	188	179
<i>τ</i>	79	86	58	63	68	77	54	49
<i>μ_H</i>	5,8	7,7	7,5	5,8	9,1	8,4	7,9	5,2
<i>P_{EX}</i>	2,6	2,2	2,3	1,9	1,9	1,5	2,2	1,4
<i>P_{БИК}</i>	2,1	1,6	1,8	1,3	1,5	1,1	1,7	1,0
<i>B</i>	<i>25</i>	<i>26</i>	<i>27</i>	<i>28</i>	<i>29</i>	<i>30</i>	<i>31</i>	<i>32</i>
<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_H</i>	211	205	209	201	198	175	184	155
<i>τ</i>	63	50	53	56	59	62	65	68
<i>μ_H</i>	6,0	5,5	5,9	6,3	6,7	7,1	7,5	7,9

Окончание табл. 4.2

$P_{\text{ЭК}}$	2,0	1,5	1,8	2,0	2,1	2,5	2,3	1,7
$P_{\text{ВЫК}}$	1,6	1,1	1,2	1,5	1,6	2,0	1,9	1,3
B	33	34	35	36	37	38	39	40
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
$V_{\text{Н}}$	144	130	159	189	177	179	145	210
τ	71	74	77	80	83	86	89	87
$\mu_{\text{Н}}$	8,3	8,7	9,1	9,5	9,9	7,8	8,0	8,2
$P_{\text{ЭК}}$	1,9	1,6	2,2	2,4	2,1	2,5	1,8	1,6
$P_{\text{ВЫК}}$	1,4	1,2	1,7	1,9	1,6	1,9	1,4	1,2
B	41	42	43	44	45	46	47	48
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
$V_{\text{Н}}$	189	170	165	158	149	137	157	188
τ	90	85	80	75	70	60	66	73
$\mu_{\text{Н}}$	8,4	8,6	8,8	9,0	5,6	5,8	6,1	6,4
$P_{\text{ЭК}}$	1,9	2,2	2,5	1,7	1,6	2,0	2,1	2,3
$P_{\text{ВЫК}}$	1,4	1,4	1,9	1,2	1,2	1,5	1,6	1,8

Задание к выполнению лабораторной работы:

1. Выбрать вариант из табл. 4.2, согласно порядкового номера в журнале группы либо последних двух (одной) цифр, номера зачетной книжки.
2. Провести расчеты в тетради.
3. Объяснить ход решения задачи при защите работы.

Контрольные вопросы:

1. Дать определение проницаемости горных пород.
2. Перечислить виды проницаемости дать им определение.
3. Дать определение закона Дарси.
4. Описать метод и ход работы определения проницаемости в лабораторных условиях.
5. Перечислить методы ГИС для определения проницаемости.
6. Дать пояснение расчетам определения коэффициента проницаемости по нефти.

Лабораторная работа № 4 считается защищенной в случае полного ответа слушателем, устно либо письменно, на все вышеперечисленные вопросы.

Лабораторная работа № 5

Расчет коэффициента относительной проницаемости

Цель работы: научиться определять и рассчитывать относительную проницаемость на исследуемом в лабораторных условиях образце.

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. 5.1.

Таблица 5.1

Наименование параметра	Значение параметра
1. Абсолютная проницаемость k , мкм ²	1,83
2. Динамическая вязкость нефти μ_n , мПа·с	3,14
3. Динамическая вязкость воды μ_w , мПа·с	1,11
4. Коэффициент водонасыщенности S_w , %	62

Решение:

1. Относительная проницаемость для нефти k'_n и воды k'_w при водонасыщенности $S_w = 62\%$ определяется по зависимости относительных проницаемостей от насыщенности водой порового пространства, полученной экспериментально для данного образца породы (рис. 5.1). Таким образом, для нефти $k'_n = 0,18$, для воды $k'_w = 0,20$.

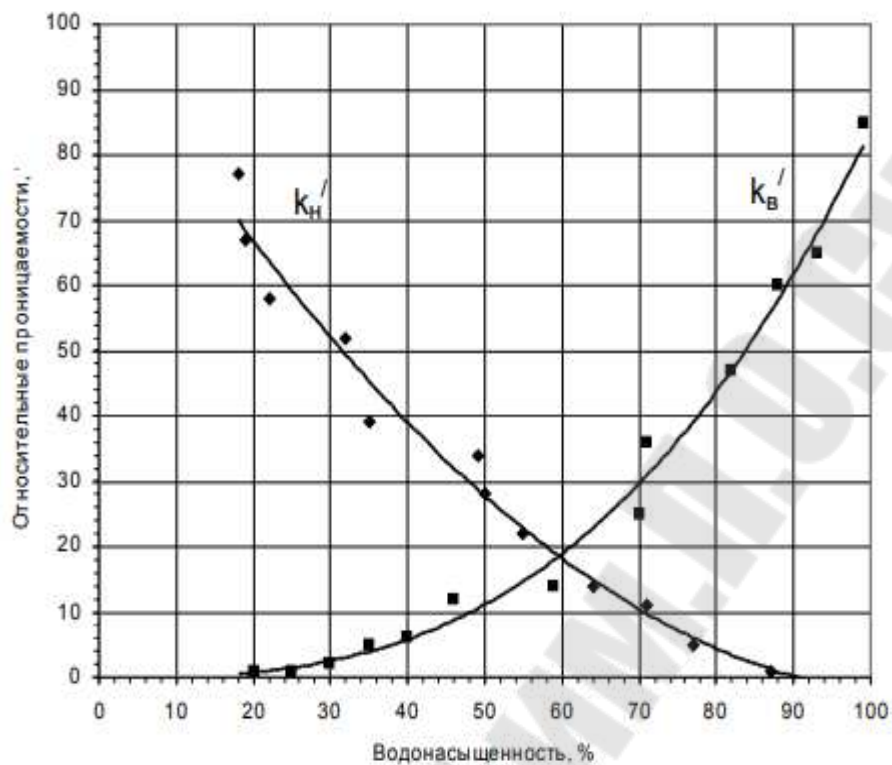


Рис. 5.1. Зависимость относительных проницаемостей от насыщенности водой порового пространства

2. Фазовые проницаемости составят:

Для нефти: $k_n = k'_n \cdot k$; (5.1)

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

Для воды: $k_в = k'_в \cdot k$; (5.2)

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

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

$$\frac{Q_в}{Q_n} = \frac{k_в \cdot \frac{F \cdot \Delta P}{\mu_в \cdot L}}{k_n \cdot \frac{F \cdot \Delta P}{\mu_n \cdot L}} = \frac{k_в \cdot \mu_n}{k_n \cdot \mu_в} ; \quad (5.3)$$

$$\frac{Q_6}{Q_n} = \frac{0,366 \cdot 3,14}{0,329 \cdot 1,11} = 3,143 \quad (5.4)$$

Самостоятельные задания

Исходные данные:

k – абсолютная проницаемость, мкм²;

μ_n – динамическая вязкость нефти, мПа·с;

$\mu_в$ – динамическая вязкость воды, мПа·с;

$S_в$ – коэффициент водонасыщенности, %;

$B, 1, \dots, 48$ – номер варианта.

Исходные данные по вариантам представлены в табл. 5.2.

Таблица 5.2

<i>B</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>
<i>k</i>	2,31	2,95	2,71	3,32	3,47	4,11	2,85	3,00
μ_n	2,71	2,45	4,75	4,31	3,65	4,17	2,47	3,11
$\mu_в$	1,07	1,14	1,03	1,09	1,13	1,04	1,10	1,07
$S_в$	47	54	35	67	38	44	73	56
<i>B</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>
<i>k</i>	3,15	2,96	2,33	2,55	2,47	3,17	3,45	3,89
μ_n	4,13	2,85	3,47	3,00	3,55	3,61	2,87	2,69
$\mu_в$	1,08	1,03	1,05	1,01	1,06	1,09	1,15	1,08
$S_в$	49	54	62	50	45	66	47	58
<i>B</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>19</i>	<i>20</i>	<i>21</i>	<i>22</i>	<i>23</i>	<i>24</i>
<i>k</i>	2,55	2,11	2,09	3,40	4,12	3,65	2,88	2,61
μ_n	3,50	4,16	3,53	4,22	4,77	3,69	2,99	2,37
$\mu_в$	1,06	1,04	1,03	1,00	1,05	1,07	1,11	1,13

Продолжение табл. 5.2

S_E	61	69	39	54	37	44	51	62
B	25	26	27	28	29	30	31	32
k	3,52	4,05	2,85	2,77	2,44	3,59	3,80	2,65
μ_H	3,77	4,85	3,66	4,25	4,68	4,15	4,08	3,69
μ_B	1,15	1,14	1,12	1,10	1,08	1,06	1,04	1,02
S_E	44	46	48	50	52	54	56	57
B	33	34	35	36	37	38	39	40
k	3,15	4,20	2,95	3,28	4,18	3,21	3,48	2,69
μ_H	3,77	4,85	3,66	4,25	4,68	4,15	4,08	3,39
μ_B	1,15	1,14	1,12	1,10	1,08	1,06	1,04	1,02
S_E	44	46	48	50	52	54	56	57
B	41	42	43	44	45	46	47	48
k	2,72	3,29	3,17	3,42	3,97	2,59	2,43	2,55
μ_H	3,68	3,95	3,88	4,18	4,42	3,78	3,61	3,49
μ_B	1,00	1,03	1,06	1,09	1,12	1,15	1,02	1,04
S_E	60	62	64	66	54	53	55	57

Задание к выполнению лабораторной работы:

1. Выбрать вариант из табл. 5.2, согласно порядкового номера в журнале группы либо последних двух (одной) цифр, номера зачетной книжки.
2. Провести расчеты в тетради.
3. Объяснить ход решения задачи при защите работы.

Контрольные вопросы смотреть в лабораторных работах № 3 и № 4.

Лабораторная работа № 5 считается защищенной в случае полного ответа студентом, устно либо письмен, на все предложенные вопросы.

Лабораторная работа № 6

Расчёт проницаемости неоднородного пласта

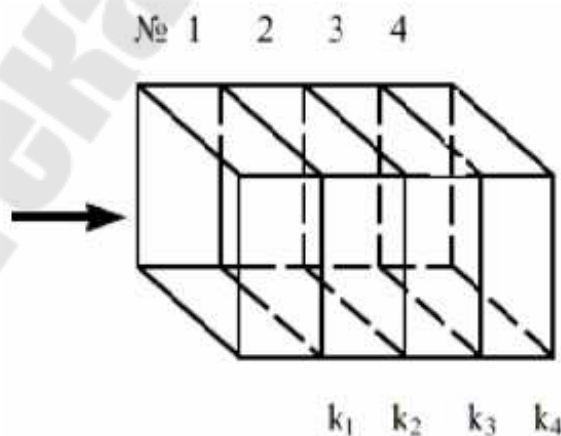
Цель работы: закрепить знания о проницаемости неоднородного пласта, научиться рассчитывать среднюю проницаемость пласта при горизонтально-линейной фильтрации для изолированных зон.

Теоретическая часть

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:

$$k_{np} = \frac{L_{общ}}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{L_i}{k_i} \right)}, \quad (6.1)$$

где k_{np} – средняя проницаемость пласта; k_i – проницаемость пропластков; L_i – длина i -го пропластка; $L_{общ}$ – общая длина пласта; $L_{общ} = \sum L_i$, (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 (6.1):

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

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

Самостоятельные задания

Исходные данные:

L_i – длина i -го пропластка, м;

k_i – проницаемость i -го пропластка, мД;

N_i – номер пропластков;

$B, 1, \dots, 48$ – номер варианта.

Исходные данные по вариантам представлены в табл. 6.1.

Таблица 6.1

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

<i>B</i>	25		26		27		28		29		30	
N_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	N_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i
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
<i>B</i>	31		32		33		34		35		36	
N_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	N_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i
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
<i>B</i>	37		38		39		40		41		42	
N_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	N_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i
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
<i>B</i>	43		44		45		46		47		48	
N_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i	k_i	N_i	L_i	k_i	L_i	k_i	L_i
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

Контрольные вопросы:

1. Дать определение проницаемости горных пород.
2. Перечислить виды проницаемости дать им определение.
3. Дать определение закона Дарси.
4. Описать метод и ход работы определения проницаемости в лабораторных условиях.
5. Перечислить методы ГИС для определения проницаемости.
6. Дать пояснение расчета проницаемости неоднородного пласта.

Лабораторная работа № 6 считается защищенной в случае полного ответа студентом, устно либо письменно, на все вышеперечисленные вопросы.

Лабораторная работа № 7

Определение флюидонасыщенности керна

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

7.1. 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, гидрослюда.

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

$$S_w = \frac{V_w}{V_{пор}} \cdot 100\% \quad (7.1)$$

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

$$S_n = \frac{V_n}{V_{пор}} \cdot 100\% \quad (7.2)$$

Коэффициентом газонасыщенности (S_2) породы называется отношение объема открытых пор в образце породы, занятых газом (V_2), к суммарному объему пустотного пространства ($V_{пор}$). Коэффициент газонасыщенности (S_2) рассчитывается по формуле

$$S_2 = \frac{V_2}{V_{пор}} \cdot 100\% \quad (7.3)$$

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:

$$S_g + S_n + S_2 = 1; \quad (7.4)$$

$$\Rightarrow S_2 = 1 - (S_g + S_n) \quad (7.5)$$

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

$$\Pi = V_{сообщ.пор} - V_{в.ост} \quad (7.6)$$

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.

7.2. 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 °С и на определении объема отогнанной из него воды при кипячении в растворителе с точкой кипения 110 °С. 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 °С [7].

Аппарат Дина-Старка (рис. 7.1) 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. 7.1. Аппарат Дина–Старка для экстрагирования и определения водонасыщенности керна

Водонасыщенность определяется волюмометрически по градуировке приемной пробирки.

7.3. 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):

$$S_n = \frac{V_n \cdot \rho_n}{m \cdot G}; \quad (7.7)$$

коэффициент водонасыщенности (S_g):

$$S_g = \frac{V_g \cdot \rho_n}{m \cdot G}; \quad (7.8)$$

коэффициент газонасыщенности (S_z):

$$S_z = 1 - (S_n \cdot b_n + S_g \cdot b_g), \quad (7.9)$$

где V_n, V_g – соответственно объемы содержащейся в образце нефти и воды, м³;

ρ_n – плотность породы, кг/м³;

m – коэффициент открытой пористости, доли ед.;

G – масса жидкости, содержащейся в образце, кг;

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

Типовая задача

Определить коэффициенты нефте-, водо- и газонасыщенности породы.

Исходные данные представлены в табл. 7.1.

Таблица 7.1

Наименование параметра	Значение параметра
1. В образце породы содержится:	
– нефти, V_n , см ³	4,44
– воды, V_v , см ³	4,0
2. Масса содержащейся в образце жидкости, G , г	92
3. Плотность породы, ρ_n , г/см ³	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):

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

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

$$S_2 = 1 - (0,386 \cdot 1,15 + 0,348 \cdot 1,02) = 0,2 \text{ или } 20\%.$$

Самостоятельные задания

Исходные данные:

V_н– объем нефти, см³;

V_в– объем воды, см³;

G – масса содержащейся в образце жидкости, г;

ρ – плотность породы, г/см³;
 m – коэффициент пористости, доли ед.;
 b_H – объемный коэффициент нефти, доли ед.;
 b_B – объемный коэффициент воды, доли ед.;
 $B, 1, \dots, 48$ – номер варианта.

Исходные данные по вариантам представлены в табл. 7.2.

Таблица 7.2

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

Продолжение табл. 7.2

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

V_B	2,66	2,81	3,21	2,99	2,81	2,45	3,09	3,17
G	95	93	97	88	91	90	89	94
ρ_n	3,1	2,4	2,7	2,5	2,8	3	2,5	2,9
m	0,23	0,18	0,22	0,25	0,22	0,21	0,23	0,26
b_n	1,2	1,1	1,26	1,18	1,21	1,16	1,22	1,22
b_B	1,11	1,09	1,14	1,12	1,09	1,03	1,12	1,05

Контрольные вопросы:

1. Пояснить образование нефти и воды в нефтяных залежах.
2. Дать определение насыщенности горных пород.
3. Дать определение коэффициента водонасыщенности.
4. Дать определение коэффициента нефтенасыщенности.
5. Дать определение коэффициента газонасыщенности.
6. Описать способ определения водо- и нефтенасыщенности керна, на чем этот способ основывается?
7. Какой аппарат применяется для количественного определения флюидонасыщенности? Описать (рассказать) суть применения этого аппарата.
8. Привести формулу коэффициента нефтенасыщенности.
9. Цель расчета коэффициентов нефте-, водо- и газонасыщенности.

Лабораторная работа № 7 считается защищенной в случае полного ответа студентом, устно либо письменно, на все вышеперечисленные вопросы.

Лабораторная работа № 8

Определение глинистости горной породы седиментационным методом.

Цель работы: научиться определение глинистость горной породы седиментационным методом и распределять на литотипы.

Приборы и инструменты: сита, весы, стеклянные стаканчики, ступка, пестик, мерный цилиндр, пипетка.

Теоретическая часть

Глинистые породы представляют собой результат накопления как тончайших механических частиц, так и продуктов химического разложения некоторых силикатов в виде мельчайших зерен глинистых минералов. В этой связи в некоторых классификациях глинистые породы относят к классу хемогенных или считают переходными от настоящих хемогенных к обломочным и выделяют в самостоятельный класс. Основными свойствами глинистых пород являются: способность к разбуханию при намокании, пластичность, непроницаемость, огнеупорность (аргиллиты, супеси, суглинки).

По степени литифицированности среди глинистых пород выделяются **глины** — легко размокающие породы, и **аргиллиты** — сильно уплотненные глины, потерявшие способность размокать в воде. Обычно окрашены в более темные цвета, чем глины. По составу наиболее часто гидрослюдистые, кроме того, в них присутствуют кварц, полевые шпаты, слюды и др.

Глины в сухом состоянии образуют крепкие агрегаты, дающие землистый или раковистый излом, имеющие мелкопористую текстуру, растирающиеся в порошок. Глины энергично впитывают влагу, при этом размокают и становятся пластичными и водоупорными. Окраска глин разнообразна и зависит как от состава глин, так и от примесей. По составу минералов, слагающих основную массу глин, выделяют их разности:

Каолинитовые глины, или **каолины**, состоят преимущественно из каолинита; в чистом виде имеют белый или светло-серый цвет, жирные на ощупь, в воде не разбухают. Являются ценным сырьем для изготовления фарфора, фаянса, огнеупорного кирпича и др.

Монтмориллонитовые глины, или **бентониты**, состоят преимущественно из монтмориллонита; цвет светло-серый с желтоватым и зеленоватым оттенком, на ощупь жирные, намокая, становятся очень пластичными и увеличиваются в объеме – разбухают. Применяются для очистки многих продуктов, в парфюмерии, для приготовления буровых растворов.

Гидрослюдистые глины – землистые породы белой, серой, зеленой или пестрой окраски. В воде не разбухают. Применяются для изготовления огнеупорного кирпича и различных керамических изделий.

Широко развиты в природе полиминеральные глины, в которых одновременно присутствуют многие глинистые минералы, а в обломках также и другие минеральные примеси (кварц, слюды и др.). Окраска разнообразная, реакция с водой также различна и зависит от преобладающего минерала. Применяются для изготовления кирпича и грубой керамики.

Кроме хорошо отсортированных пород, встречаются смешанные, или разномерные, породы, в составе которых присутствуют обломки разных размеров. Таким породам дается двойное или тройное название, например *глинистые пески*, *глинисто-алевритовые пески* и т.п. К смешанным породам относятся *супеси* и *суглинки*, состоящие из смеси песчаных, алевритовых и глинистых частиц. На долю последних в супесях приходится 3–10 %, и они по своим физическим свойствам ближе к пескам; в суглинках – 10–30 %, что обуславливает их сходство с глинами.

Глинистость является важным петрофизическим параметром, определяющим качество коллекторов нефти и газа. Так как присутствие в коллекторах глинистого материала значительно усложняет интерпретацию данных ГИС, принято в разрезе скважины выделять чистые и глинистые коллекторы. Значение глинистости пород-коллекторов необходимо для определения их нефтенасыщенности и пористости.

Лабораторное определение глинистости дает более четкое представление о составе глинистой фракции образца и соответственно изучаемого пласта, что является опорной информацией при интерпретации данных ГИС, разработке пласта, эксплуатации и прочих работ со скважиной. Используя данные из таблицы 7.1 классификация терригенных пород по размеру обломков (по Б. К. Прошлякову, 1991г.) можно наиболее достоверно определить литологию исследуемого образца горной породы.

Таблица 8.1

**Классификация терригенных пород по размеру обломков
(по Б. К. Прошлякову, 1991 г.)**

Группы пород		Размер обломков (фракций), мм	Название обломков (фракций)	Название пород
Рыхлые	Сцементированные	>1000	Глыба	Глыбовый валунник
Валунник		100-1000	Валун	Валунник
Галечник	Конгломерат	10-100	Галька	Галечник Конгломерат
			Неокатанные щебень	Брекчия
		50-100	Крупный	Крупногалечный
		25-50	Средний	Среднегалечный
		10-25	Мелкий	Мелкогалечный
Гравийник	Гравелит	1-10	Гравий	Гравийник, гравелит
			Неокатанные дресва	Древясник, дресвит
		5-10	Крупный	Крупнообломочный
		2,5-5	Средний	Среднеобломочный
		1-2,5	Мелкий	Мелкообломочный
Песок	Песчаник	0,1-1	Песчинки	Песок, песчаник
		0,5-1	Крупные	Крупнозернистый
		0,25-0,5	Средние	Среднезернистый
		0,1-0,25	Мелкие	Мелкозернистый
Алеврит	Алевролит	0,01-0,1	Пылинки, пыль	Алеврит Алевролит
		0,05-0,1	Крупный	Крупнозернистый
		0,025-0,05	Средний	Среднезернистый
		0,01-0,025	Мелкий	Мелкозернистый
Глина	Аргиллит	<0.01	Пелит	Глина, аргиллит

Состав глинистой фракции в горной породе:

Менее 25 % глинисто-карбонатные породы; 25-50 % - это мергели; 50-75 % - аргиллит; более 70 % - чистые глины.

Практическая часть

Приборы и инструменты: сита, весы, стеклянные стаканчики, ступка, пестик, мерный цилиндр, пипетка.

Методика определения гранулометрического состава заключается в определении процентного содержания фракций породы с размерами частиц > 1 мм; 0.1-1мм ситовым способом и частиц 0.1-0.05; 0.05-0.01; 0.01-0.005; 0.005-0.001; <0.001 методом пипетки.

Перед отбором каждой пробы измеряют температуру суспензии в цилиндре.

Приготовленную суспензию перед отбором пробы взбалтывают в течение 1 минуты до полного взмучивания осадка со дна цилиндра, не допуская выплёскивания суспензии и оставляют цилиндр в покое до момента взятия пробы.

Время отбора проб суспензии (с размерами частиц не менее 0,05; 0,01; 0,005; и 0,001 мм) после начала отстаивания определяют в зависимости от удельного веса породы температуры по таблице 8. 2. Интервалы времени взятия проб суспензии пород при определении гранулометрического (зернового) состава и глинистости

Таблица 8. 2

Диаметр частиц, мм	Удельный вес частиц, гс/см ³	Глубина, взятия проб, мм	Интервалы времени взятия проб суспензии в зависимости от температуры		
			10 ⁰ °С	12.5 ⁰ °С	15 ⁰ °С
1	2	3	4	5	6
менее 0.05	2.40	25	2 мин 51 с	2 мин 39 с	2 мин 29 с
-"- 0,01	-"-	10	28 мин 25 с	26 мин 31 с	24 мин 51 с
-"- 0,005	-"-	10	1 ч 53 мин 4 с	1 ч 46 мин 5 с	1 ч 39 мин 27 с
-"- 0,002	-"-	7	8 ч 17 мин 18 с	7 ч 44 мин 4 с	7 с 15 мин 0 с
-"- 0.001	-"-	7	33 ч 9 мин 12 с	30 ч 9 мин 1 с	29 ч 0 мин 0 с
-"- 0.05	2.45	25	2 мин 45 с	2 мин 34 с	2 мин 24 с
-"- 0,01	-"-	10	27 мин 26 с	25 мин 36 с	24 мин 0 с
-"- 0,005	-"-	10	1 ч 49 мин 43 с	1 ч 42 мин 23 с	1 ч 36 мин 0 с
-"- 0,002	-"-	7	8 ч 0 мин 11 с	7 ч 28 мин 6 с	7 ч 0 мин 0 с
-"-0.001	-"-	7	32 ч 0 мин 45 с	29 ч 52 мин 23 с	28 ч 0 мин 0 с

Продолжение таблицы 8.2

"- 0,05	2.50	25	2 мин 39 с	2 мин 28 с	2 мин 19 с
"- 0,01	"-	10	26 мин 31 с	24 мин 45 с	23 мин 12 с
"-0,005	"-	10	1 ч 46 мин 0 с	1 ч 38 мин 58 с	1 ч 32 мин 48 с
"-0,002	"-	7	7 ч 44 мин 8 с	7 ч 13 мин 52 с	6 ч 46 мин 0 с
"-0,001	"-	7	30 ч 56 мин 34 с	28 ч 55 мин 30 с	27 ч 3 мин 59 с

Продолжительность наполнения пипетки суспензией при отборе проб и глубину погружения пипетки определяют в зависимости от размера частиц по таблице 8.3.

Таблица 8.3

Размер частиц, мм	Глубина взятия пробы, см	Продолжительность взятия пробы, с
Менее 0,05	25	10
"- 0,01	10	15
"- 0,005	10	20
"-0,001	7	30

При отборе пробы пипетку в закрытом положении поднимают по штативу и опускают по центру в цилиндр с суспензией. По истечении положенного времени суспензии до измерительной черты.

Кран закрывают, пипетку вынимают и отводят в сторону от цилиндра. Суспензию переносят в заранее взвешенный стеклянный стаканчик или фарфоровый тигель.

Пипетку промывают небольшими порциями дистиллированной воды, сливая её в тот же стаканчик или тигель.

Пробы в стаканчиках выпаривают на песчаной бане, сушат до постоянного веса при температуре $105 \pm 2^{\circ}\text{C}$ и взвешивают на аналитических ($A_1 < 0,05\text{мм}$; $A_2 < 0,01\text{мм}$; $A_3 < 0,005\text{мм}$; $A_4 < 0,0001$).

Обработка результатов определения.

Обработку результатов определения гранулометрического состава и глинистости пород выполняют следующим образом:

Массу средней пробы с учётом поправки на гигроскопическую влажность вычисляют по формуле:

$$q_0 = \frac{q_1}{1 + 0,01W}, \quad (8.1)$$

где q_0 - масса абсолютно сухой пробы породы, г;

q_1 - масса средней пробы породы в воздушно-сухом состоянии, г;

W - гигроскопическая влажность, %.

Содержание фракций породы менее 0,05 (L_1); менее 0,01 (L_2); менее 0,005 (L_3); менее 0,001 (L_4); мм вычисляют по формуле

$$L = \frac{A \cdot 1000}{q_0 \cdot V_n} \cdot (100\% - \Phi), \% , \quad (8.2)$$

где A - масса фракций породы в объёме пипетки, высушенных до постоянного веса, (A_1, A_2, A_3, A_4), г;

q_0 - масса абсолютно сухой средней пробы породы, взятой для анализа, г;

V_n - ёмкость пипетки, $см^3$;

Φ - суммарное содержание фракций породы более 1,0 мм, %.

$$\Phi = \frac{(M - a) \cdot 100\%}{M}, \quad (8.3)$$

где a – масса породы, прошедшей через сито с размером отверстий 1 мм, г;

M – масса средней пробы породы в воздушно-сухом состоянии, г.

Содержание фракций от 0.05 до 0.01 мм вычисляют по разности между процентным содержанием фракций менее 0.05 мм и менее 0.01 мм:

$$\Pi_1 = L_1 - L_2, \% . \quad (8.4)$$

Аналогично вычисляют процентное содержание фракций породы 0,01-0,005 мм:

$$П_2 = L_2 - L_3, \%$$

$$П_3 = L_3 - L_4, \%$$

При расчете фракции породы менее 0.001 мм вносят поправку на содержание введенного диспергатора, для чего из веса данной фракции породы вычитают вес введенного абсолютно сухого диспергатора в объеме пипетки:

$$П_4 = L_4 - x_1, \% \quad (8.5)$$

При объеме пипетки 25 мл количество диспергатора в ее объеме рассчитывают по формуле

$$x = \frac{25 \cdot \rho}{1000}, \%, \quad (8.6)$$

где ρ - плотность раствора $Na_4P_2O_7$ или $Na_4P_2O_7 \cdot 10H_2O$, г/см³.

При расчетах принимают, что количество абсолютно сухого пи-рофосфорнокислого натрия в 100 г его 4%-го (безводного) и 6,7%-го (водного) раствора равно 4г (25 см³ такого раствора содержит $25 \times 4 / 100 \cdot \rho$ г чистого вещества)

Фракцию породы 0,1-0,05 мм находят по разности: из 100% вычитают сумму всех фракций, определяемых с помощью пипетки (с учетом поправки на введение диспергатора), и данные, полученные просеиванием через сита размерами 1,0 и 0,1 мм:

$$П_5 = \frac{100 \cdot a}{M} - П_1 - П_2 - П_3 - П_4 - E, \%, \quad (8.7)$$

где E- фракция породы 0,1-1,0 мм

$$E = \frac{a \cdot c}{20} \cdot \frac{100}{M}, \%. \quad (8.8)$$

Общее содержание глины в породе рассчитывают по формуле

$$Гл = П_2 + П_3 + П_4 + П_5, \%. \quad (8.9)$$

Содержание алевролита в породе рассчитывают по формуле:

$$Al = \Pi_1 + \Pi_6, \% \quad (8.10)$$

Пример расчета варианта № 0

№обр.= №варианта	M	a	Масса пустого стакана	Масса стакана с проб.	Вес фрак.	E
0	101,96	101,79	1.1 47,80	48,03	0,23	0,45
6,34M			1.2 48,99	49,07	0,08	
$\rho=2,689$			1.3 42,90	42,95	0,05	
			1.4 46,80	46,83	0,03	
			1.5 47,36	47,39	0,03	

$$L_1 = \frac{A_1 \cdot 1000}{20 \cdot 20} \cdot (100 - h) = \frac{0,23 \cdot 1000}{20 \cdot 20} \cdot 100\% - 0 = 57$$

$$h = \frac{(M - a) \cdot 100\%}{M} = \frac{(101,96 - 101,79) \cdot 100\%}{101,96} = 0,00$$

$$L_2 = \frac{A_2 \cdot 1000}{20 \cdot 20} \cdot (100 - h) = \frac{0,08 \cdot 1000}{400} \cdot (100 - 0) = 20$$

$$L_3 = \frac{A_3 \cdot 1000}{20 \cdot 20} \cdot (100 - h) = \frac{0,05 \cdot 1000}{400} \cdot (100 - 0) = 12$$

$$L_4 = \frac{A_4 \cdot 1000}{20 \cdot 20} \cdot (100 - h) = \frac{0,03 \cdot 1000}{400} \cdot (100 - 0) = 7$$

$$L_5 = \frac{A_5 \cdot 1000}{20 \cdot 20} \cdot (100 - h) = \frac{0,03 \cdot 1000}{400} \cdot (100 - 0) = 7$$

$$\Pi_1 = L_1 - L_2 = 57 - 20 = 37$$

$$\Pi_2 = L_2 - L_3 = 20 - 12 = 8$$

$$\Pi_3 = L_3 - L_4 = 12 - 7 = 5$$

$$\Pi_4 = L_4 - L_5 = 7 - 7 = 0$$

$$\Pi_5 = L_5 - x_1, x_1 = \frac{6,34 \cdot 2,689}{1000} = 7 - 0,017 = 6,983$$

$$\Pi_6 = \frac{100 \cdot a}{M} - \Pi_1 - \Pi_2 - \Pi_3 - \Pi_4 - \Pi_5 - E = \frac{100 \cdot 1,035}{101,96} = 99,83$$

Содержание фракции в породе соответствует величине E.

$$\text{где } E = \frac{a \cdot c}{20} \cdot \frac{100}{M} = \frac{101,79 \cdot 0,09}{20 \cdot 101,96} \cdot 100\% = \frac{9,16}{2039,2} \cdot 100\% = 0,45$$

Содержание глины в породе:

$$Гл = П_2 + П_3 + П_4 + П_5, \%$$

$$Гл = 8 + 5 + 0 + 6,98 = 19,98\%$$

Содержание алевролита в породе:

$$Ал = П_1 + П_6, \%$$

$$Ал = (37 + 99,83) / 100 = 1,34 \%$$

Вывод: образец №0 относится к глинистому песчанику с учетом фракции 0,45 %.

Задание к работе:

1. Выбрать из табл. 8.4 вариант согласно порядкового номера в журнале.
2. Выполнив просчеты в тетради.
3. Занести результат (E) в 7 столбец таблицы.
4. Составить вывод по принадлежности фракции к литотипу
5. При защите уметь объяснить ход работы и просчеты.

Варианты индивидуального задания для расчетов

Таблица 8.4

№ обр.= =№ варианта	М	а	Масса пустого стакана	Масса стакана с проб.	Вес фрак.	Е
1	2	3	4	5	6	7
1 1,9М $\rho=2,689$	118,36	118,18	1.1 47,53 1.2 53,48 1.3 50,36 1.4 37,65 1.5 48,51	47,65 53,56 50,41 37,68 48,52	0,12 0,08 0,05 0,03 0,01	
2 0,85М $\rho=2,709$	107,23	107,04	2.1 48,17 2.2 46,20 2.3 33,68 2.4 43,04 2.5 45,34	48,29 46,25 33,72 43,07 45,35	0,17 0,05 0,04 0,03 0,01	
3 1,9М $\rho=2,689$	118,56	118,38	3.1 42,36 3.2 49,51 3.3 39,34 3.4 44,68 3.5 43,65	42,47 49,56 39,37 44,70 43,66	0,11 0,05 0,03 0,02 0,01	
4 0,85М $\rho=2,709$	105,33	105,24	3.1 49,18 3.2 51,20 3.3 39,58 3.4 50,04 3.5 51,45	49,32 51,25 39,61 50,07 51,47	0,14 0,05 0,03 0,03 0,02	
5 1,9М $\rho=2,689$	117,46	117,28	1.1 48,43 1.2 54,35 1.3 49,36 1.4 39,75 1.5 57,39	48,55 54,39 49,38 39,77 57,40	0,12 0,04 0,02 0,02 0,01	
6 0,85М $\rho=2,709$	106,33	106,24	2.1 51,19 2.2 46,21 2.3 46,65 2.4 39,38 2.5 37,42	51,35 46,26 46,69 39,41 37,43	0,16 0,05 0,04 0,03 0,01	

Продолжение табл. 8.4

1	2	3	4	5	6	7
7 1,9М $\rho=2,689$	119,47	119,28	3.1 49,47 3.2 47,37 3.3 55,36 3.4 44,62 3.5 37,75	49,63 47,41 55,38 44,64 37,76	0,16 0,04 0,02 0,02 0,01	
7 1,9М $\rho=2,689$	118,49	118,32	3.1 54,34 3.2 49,47 3.3 47,33 3.4 39,59 3.5 43,65	54,49 49,51 47,36 39,61 43,66	0,15 0,04 0,03 0,02 0,01	
8 0,85М $\rho=2,709$	103,23	103,14	3.1 47,19 3.2 38,27 3.3 33,57 3.4 46,02 3.5 32,38	47,34 38,32 33,59 46,04 32,39	0,15 0,05 0,02 0,02 0,01	
9 1,9М $\rho=2,689$	115,38	115,18	1.1 55,41 1.2 37,34 1.3 49,48 1.4 35,65 1.5 35,33	55,54 37,39 49,51 35,67 35,34	0,13 0,05 0,02 0,02 0,01	
10 0,85М $\rho=2,709$	104,34	104,18	2.1 38,19 2.2 47,29 2.3 37,54 2.4 44,04 2.5 43,49	38,34 47,34 37,57 44,04 43,50	0,15 0,05 0,03 0,02 0,01	
11 1,9М $\rho=2,689$	117,35	117,22	3.1 56,40 3.2 56,24 3.3 35,37 3.4 37,57 3.5 47,51	56,54 56,29 35,40 37,59 47,52	0,14 0,05 0,03 0,02 0,01	
12 0,85М $\rho=2,709$	115,43	115,15	3.1 54,32 3.2 39,21 3.3 38,47 3.4 41,04 3.5 39,56	54,44 39,25 38,49 41,06 39,57	0,12 0,04 0,02 0,02 0,01	

1	2	3	4	5	6	7
13 1,9м $\rho=2,689$	114,23	119,27	1.1 39,57 1.2 51,47 1.3 49,36 1.4 37,44 1.5 35,65	39,70 51,52 49,38 37,46 35,66	0,13 0,05 0,02 0,02 0,01	
14 0,85м $\rho=2,709$	119,33	114,13	2.1 54,25 2.2 49,27 2.3 49,37 2.4 51,01 2.5 39,38	54,40 49,32 49,39 51,03 39,39	0,15 0,05 0,02 0,02 0,01	
15 1,9м $\rho=2,689$	106,43	119,27	3.1 54,38 3.2 47,54 3.3 51,38 3.4 47,56 3.5 41,45	54,50 47,59 51,41 47,58 41,46	0,12 0,05 0,03 0,02 0,01	
16 0,85м $\rho=2,709$		106,24	3.1 57,21 3.2 29,35 3.3 49,38 3.4 52,58 3.5 49,24	57,35 29,40 49,41 52,60 49,25	0,14 0,05 0,03 0,02 0,01	

Контрольные вопросы:

1. Рассказать, что собой представляют глинистые породы, перечислить основные виды глин и их характеристики.
2. Влияние наличия глинистого материала в горной породе на коллекторские свойства.
3. Рассказать об определении глинистости лабораторным путём, название метода, ход работы и использованное оборудование.

Лабораторная работа №8 считается защищенной в случае полного ответа студентом, устно либо письменно, на все выше-перечисленные вопросы.

Литература

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
Лабораторная работа № 1. Определение гранулометрического состава песчаных и глинистых пород	5
1.1. Общие сведения.....	5
1.2. Ситовый способ гранулометрического анализа.	8
1.3. Седиментационный анализ гранулометрического состава горных пород.....	9
1.4. Расчет коэффициента неоднородности и построение зависимости гранулометрического состава от диаметра частиц	10
Лабораторная работа № 2. Определение пористости горных пород	17
2.1. Общее представление о пористости виды пористости	17
2.2. Определение полной пористости объемным способом	21
2.3. Определение полной пористости на основе закона Бойля-Мариотта и закона Шарля расширения гелия.....	24
2.4. Расчет коэффициента открытой пористости.....	26
Лабораторная работа № 3. Определение проницаемости горных пород	29
3.1. Общее представление о проницаемости и ее практическое значение.....	29
3.2. Определение абсолютной проницаемости	34
3.3. Определение фазовой проницаемости.....	36
3.4. Расчет коэффициента абсолютной проницаемости.....	38
Лабораторная работа № 4. Расчет коэффициента проницаемости по нефти	43
Лабораторная работа № 5. Расчет коэффициента относительной проницаемости	48
Лабораторная работа № 6. Расчет проницаемости неоднородного пласта	53
Лабораторная работа № 7. Определение флюидонасыщенности керна	58
7.1. Распределение нефти и воды в нефтяных залежах.....	58
7.2. Определение водо- и нефтенасыщенности керна.....	61
7.3. Расчет коэффициентов нефте-, водо- и газонасыщенности породы	62
Лабораторная работа № 8. Определение глинистости горной породы седиментационным методом	67
Литература	79

Шепелева Ирина Сергеевна

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

**Практикум
по выполнению лабораторных работ
по одноименной дисциплине для студентов
специальности 1-51 02 02 «Разработка
и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»
дневной и заочной форм обучения**

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 23.07.20.

Рег. № 50Е.
<http://www.gstu.by>