

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ФЛЮИДОУПОРОВ И КОЛЛЕКТОРОВ

*Методические указания к лабораторным работам
для студентов бакалавриата направления 21.03.01*

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2019**

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
Санкт-Петербургский горный университет

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных
и газовых месторождений

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ФЛЮИДУПОРОВ И КОЛЛЕКТОРОВ

*Методические указания к лабораторным работам
для студентов бакалавриата направления 21.03.01*

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2019

УДК 622.276 (073)

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ФЛЮИДОУПОРОВ И КОЛЛЕКТОРОВ: Методические указания к лабораторным работам / Санкт-Петербургский горный университет. Сост.: *А.Н. Кузнецова, Д.В. Мардашов*. СПб, 2019. 56 с.

Методические указания «Физико-химические свойства флюидоупоров и коллекторов» содержат разделы, в которых рассмотрены темы практических занятий по определению параметров физических свойств пород-коллекторов. Каждый из разделов содержит краткую теоретическую часть и задачи для самостоятельного решения.

Предназначены для теоретической и практической подготовки студентов бакалавриата направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело».

Научный редактор проф. *М.К. Рогачев*

Рецензент канд. техн. наук *Р.Р. Гумеров* (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

ВВЕДЕНИЕ

Изучение физико-химических свойств флюидопоров и коллекторов – это база, необходимая для понимания основных процессов, происходящих в нефтяных и газовых пластах. Данная отрасль науки о нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях имеет более чем полувековую историю. Основные понятия курса базируются на изучении таких предметов, как «Физика», «Физическая и коллоидная химия», «Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология», «Механика горных пород», «Физико–химические процессы массопереноса в пористых средах» и т.д.

Основные задачи, которые решаются в курсе «физико-химических свойств флюидопоров и коллекторов» - это изучение свойств флюидов в пластовых условиях, фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов, особенности и закономерности движения в них пластовых жидкостей, взаимодействие их между собой и поровой поверхностью коллекторов в различных горно-геологических и термобарических условиях.

По мере эксплуатации залежей условия залегания нефти, воды и газа в пласте изменяются. Это сопровождается значительными изменениями свойств пластовых жидкостей, газов и газоконденсатных смесей. Поэтому эти свойства рассматриваются в динамике – в зависимости от изменения пластового давления, температуры и других условий в залежах.

Основной целью выполнения практических занятий является изучение основных физико-химических свойств нефти и газа, физических свойств коллекторов нефти и газа, а также обучение бакалавров методам расчета основных свойств насыщающих породы-коллекторы флюидов.

Методические указания к практическим занятиям предназначены для теоретической подготовки бакалавров направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело».

1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ УГЛЕВОДОРОДНОГО ГАЗА

Плотность – это масса единицы объема газа. Это один из важнейших параметров, характеризующих газ. Единица измерения – кг/м³. Как известно, объем одного моля газа в нормальных условиях (P=0,1 МПа, t=0°C) равен 22,4·10⁻³ м³, тогда плотность можно определить по формуле :

$$\rho = \frac{M}{22,4}, \quad (1.1)$$

где M – молекулярная масса газа.

Плотность газа зависит от его состава, температуры и давления:

$$\rho = \rho_{ст} \frac{P T_{ст}}{P_{ат} Z T}, \quad (1.2)$$

где $\rho_{ст}$ – плотность газа при стандартных условиях (P=0,1 МПа, t=20°C), которая определяется по формуле:

$$\rho_{ст} = \sum_{i=1}^n x_i \cdot \rho_i, \quad (1.3)$$

где x_i – объемная доля i-го компонента; ρ_i – плотность i-го компонента, значение берется из таблицы 1.1, кг/м³; $T_{ст}$ – стандартная температура, 20°C; Z – коэффициент сверхсжимаемости газа при P и T.

Коэффициент сверхсжимаемости газов – это отношение объема V при заданных значениях P и T к объему этого газа, определенному при идентичных P и T по законам идеального газа $V_{ид}$. Этот коэффициент характеризует отклонение объема реального газа от объема идеального газа:

$$Z = \frac{V}{V_{ид}}, \quad (1.4)$$

Также как и плотность, коэффициент Z зависит от состава газа, давления и температуры. Его значение можно определить графически (рисунок 1.1) по приведенным параметрам:

$$P_{\text{пр}} = \frac{P}{P_{\text{п.кр}}}; T_{\text{пр}} = \frac{T}{T_{\text{п.кр}}}, \quad (1.5)$$

где $P_{\text{п.кр.}}$ – псевдокритическое давление для газа, который представляет собой смесь углеводородных компонентов, МПа; $T_{\text{п.кр.}}$ – псевдокритическая температура для газа, который представляет собой смесь углеводородных компонентов, К.

Псевдокритические давление и температуру определяют по формулам:

$$P_{\text{п.кр}} = \sum_{i=1}^n (x_i \cdot P_{\text{кр.}i}), \quad (1.6)$$

$$T_{\text{п.кр}} = \sum_{i=1}^n (x_i \cdot T_{\text{кр.}i}) \quad (1.7)$$

где x_i – объемная доля i -го компонента в газе, доли единицы; $P_{\text{кр.}i}$ – значение критического давления i -го компонента, приведенное в таблице 1.1, МПа; $T_{\text{кр.}i}$ – значение критической температуры i -го компонента, приведенное в таблице 1.1, К.

Задача 1

Рассчитать по данному составу газа его плотность ρ при стандартных условиях, относительную плотность ρ' и построить графики зависимости изменения плотности углеводородного газа $\rho(P, T)$ от давления P (четные варианты задания) или от температуры (нечетные варианты заданий) при следующих условиях:

-температура – T , °С

-давление – P , Па.

Исходные данные для расчета по вариантам представлены в таблице 1.2.

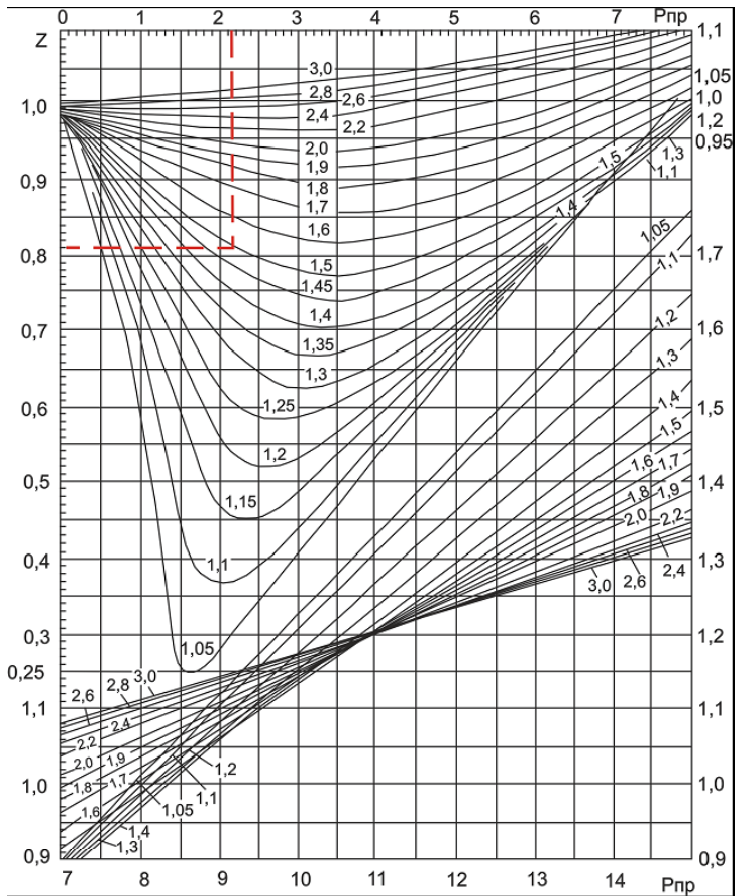


Рис. 1.1. Зависимость коэффициента сверхсжимаемости Z природного газа от приведенных параметров – давления и температуры

Таблица 1.1

Основные параметры компонентов природного газа

Параметр	Метан	Этан	Пропан	n-Бутан	i-Бутан	n-Пентан	i-Пентан	Сероводород	Воздух	Азот
Химическая формула	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	n-C ₄ H ₁₀	i-C ₄ H ₁₀	n-C ₅ H ₁₂	i-C ₅ H ₁₂	H ₂ S	-	N ₂
Молекулярная масса	16,043	30,068	44,094	58,120	58,120	72,151	72,151	34,082	28,96	28,016
Плотность, кг/м ³ :										
при T = 0°С	0,717	1,356	2,010	2,668	2,703	3,457	3,457	1,539	1,293	1,250
при T = 20°С	0,668	1,263	1,872	2,486	2,518	3,221	3,221	1,434	1,205	1,165
Критические параметры:										
температура, °С	- 82,45	32,43	96,82	135,13	152,16	196,65	187,39	100,6	- 259,76	- 146,74
давление, 10 ⁶ Па	4,695	4,976	4,333	3,871	3,719	3,435	3,448	9,185	-	3,465

Таблица 1.2

Исходные данные (состав газа) для определения плотности газа

Параметры	Номер варианта									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CH ₄	0,55	0,65	0,71	0,60	0,68	0,70	0,58	0,67	0,73	0,63
C ₂ H ₆	0,19	0,10	0,10	0,15	0,18	0,14	0,18	0,22	0,08	0,20
C ₃ H ₈	0,08	0,09	0,05	0,10	0,09	0,09	0,11	0,06	0,07	0,07
n-C ₄ H ₁₀	0,06	0,07	0,05	0,06	0,02	0,06	0,06	0,02	0,05	0,04
i-C ₄ H ₁₀	0,08	0,07	0,04	0,05	0,01	0,05	0,03	0,01	0,04	0,03
i-C ₅ H ₁₂	0,02	0,01	0,04	0,03	0,01	0,04	0,025	0,01	0,02	0,015
N ₂	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,015	0,01	0,01	0,015
T, °C	30,35,40	35	32,36,38	37	34,38,40	39	24,28,32	33	20,25,30	34
P·10 ⁶ Па	20	12,16,18	24	20,24,28	26	19,23,27	25	16,20,24	21	10,15,20

2. СВОЙСТВА НЕФТИ В ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЯХ

Физические свойства нефти в пластовых условиях значительно отличаются от свойств товарных (дегазированных) нефтей.

Отличия обусловлены влиянием высоких пластовых давлений, температур, содержанием растворенного газа, количество которого может достигать до 400-1000 м³ на 1 м³ нефти.

Свойства пластовых нефтей изучаются по глубинным пробам, отбираемым с забоя скважины, и поверхностным, взятым из отдельных аппаратов систем сбора и подготовки.

Плотность характеризует количество массы вещества, в единице объема [кг/м³; г/см³]:

$$\rho = \frac{M}{V} \quad (2.1)$$

Плотность нефтей определяют ареометрами, пикнометрами или весами Вестфаля.

Обычно плотность сепарированной нефти колеблется в пределах 800-940 кг/м³. По величине плотности нефти условно разделяют на три группы: легкие (800 – 860 кг/м³), средние (860–900 кг/м³) и тяжелые с плотностью 900-940 кг/м³.

В пластовых условиях, под действием растворенного газа и температуры, плотность нефти обычно ниже плотности сепарированной нефти. Известны нефти, плотность которых в пласте меньше 500 кг/м³ при плотности сепарированной нефти 800 кг/м³.

Не все газы, растворяясь в нефти, одинаково влияют на ее плотность. При повышении давления плотность нефти значительно уменьшается при насыщении ее углеводородными газами (метаном, пропаном, этиленом). Плотность нефтей, насыщенных азотом или углекислотой, несколько возрастает с ростом давления.

Вязкость – важнейшее свойство нефтяных систем, определяющее их текучесть. Величины вязкости учитываются при оценке скорости фильтрации в пласте, при выборе типа вытесняющего агента, при расчете мощности насосов, применяемых при добыче нефти и других показателей.

Вязкость пластовой нефти почти всегда значительно отличается от вязкости сепарированной, вследствие большого количества

растворенного газа, повышенной пластовой температуры и давления. При этом все нефти подчиняются следующим общим закономерностям: вязкость их уменьшается с повышением количества газа в растворе и с увеличением температуры; повышение давления вызывает некоторое увеличение вязкости.

Вязкость нефти зависит также от состава и природы растворенного газа. При растворении азота вязкость увеличивается, а при растворении углеводородных газов она понижается тем больше, чем выше молекулярная масса газа.

Газовый фактор пластовой нефти показывает отношение объема выделившегося равновесного нефтяного газа (V_r) к объему дегазированной нефти, полученный из пластовой в процессе ее разгазирования (V_n):

$$\Gamma = \frac{V_r}{V_n}, \quad (2.2)$$

Объем выделившегося равновесного нефтяного газа (V_r) приведен к стандартным условиям (давление атмосферное – 100 кПа, температура – 293,15 К) или к нормальным условиям (0,1013 МПа, 273,15 К).

Для нефтяных месторождений Западной Сибири величина газового фактора изменяется в диапазоне от 35 до 100 м³/м³, для нефтегазовых залежей величина газового фактора может достигать до 250 м³/м³.

Давлением насыщения пластовой нефти называют максимальное давление, при котором растворенный газ начинает выделяться из нефти при изотермическом ее расширении в условиях термодинамического равновесия. В пластовых условиях до начала разработки залежи давление насыщения может соответствовать пластовому давлению (нефть полностью насыщена газом) или быть меньше его (нефть недонасыщена газом), но не может быть больше пластового давления.

Нефти и пластовые воды с давлением насыщения, равным пластовому давлению, называются **насыщенными**. Если залежь имеет газовую шапку, то нефти, как правило, насыщенные.

Разница между $P_{пл}$ и $P_{нас}$ может изменяться в диапазоне от

десятых долей до десятков МПа. Пробы нефти, отобранные из одной и той же залежи, имеют разные показатели по величине давления насыщения. Это связано с изменением состава газа и нефти и их свойств в пределах залежи. Давление насыщения зависит от пластовой температуры, соотношения объемов нефти и растворенного газа, их состава и свойств. С повышением температуры давление насыщения может значительно увеличиваться.

С увеличением молекулярной массы нефти (плотности) этот параметр увеличивается при всех прочих равных условиях.

С увеличением в составе газа числа компонентов, относительно плохо растворимых в нефти, давление насыщения увеличивается. Особенно высоким давлением насыщения характеризуются нефти, в которых растворено значительное количество азота.

Большинство месторождений Томской области и в Западной Сибири являются недонасыщенными залежами.

Объемный коэффициент нефти (b) характеризует соотношение объема нефти в пластовых условиях и после выделения газа на поверхности при дегазации:

$$b = \frac{V_{\text{пл}}}{V_{\text{дег}}}, \quad (2.3)$$

где $V_{\text{пл}}$ – объем нефти и растворенного в ней газа в пластовых условиях; $V_{\text{дег}}$ – объем нефти при стандартных условиях после дегазации.

Если в начальный момент времени давление в пласте $P_o = P_{\text{пл}} > P_{\text{нас}}$, то при дальнейшей разработке залежи и уменьшении пластового давления объемный коэффициент нефти будет расти за счет упругого увеличения объема, занимаемого нефтью в поровом пространстве пласта. При достижении в определенной части пласта давления насыщения дальнейшее снижение пластового давления приведет к выходу части газа, растворенного в нефти, и, как следствие, к уменьшению $V_{\text{пл}}$ и, соответственно, к уменьшению объемного коэффициента нефти.

Объемный коэффициент определяется по результатам исследования глубинных проб. Для большинства месторождений величина b изменяется от 1,07–1,3. Для месторождений Западной Сибири величина объемного коэффициента нефти b колеблется от 1,1 до 1,2.

Усадка нефти U показывает степень уменьшения объема пластовой нефти при извлечении ее на поверхность. Объем нефти в пластовых условиях всегда больше объема сепарированной нефти ($V_{пл} > V_{сеп}$). Используя объемный коэффициент, можно определить величину усадки нефти U:

$$U = \frac{(b-1)}{b} \cdot 100\%, \quad (2.4)$$

Расчет параметров пластовых нефтей

Определение давления насыщения ($P_{нас}$). Для оценки $P_{нас}$ используют номограммы М. Стендинга (рисунок 3.1). Для этого из точки, соответствующей газовому фактору, в левой части номограммы, проводим горизонталь вправо до пересечения с наклонной прямой относительной плотности газа. Затем проектируем эту точку вниз до пересечения с прямой плотности нефти, проводим горизонталь вправо до пересечения с линией пластовой температуры и, опускаясь по вертикали вниз, находим на пересечении с осью давлений величину давления насыщения нефти газом.

Определение объемного коэффициента нефти (b). Воспользуемся номограммой М. Стендинга (рисунок 3.2). В левой части номограммы находим значение газового фактора, проводим горизонталь вправо до пересечения с линией относительной плотности газа и проектируем эту точку вниз до линии плотности нефти. Затем проводим горизонталь вправо до линии пластовой температуры, опускаем вертикаль до пересечения с линией пластового давления и по горизонтали вправо находим значение объемного коэффициента нефти.

Определение плотности нефти в пластовых условиях ($\rho_{пл.г}$). Находим вес газа, растворенного в 1 м³ нефти ($G_{пл.г}$):

$$G_{пл.г} = \rho_n \cdot G_o \cdot G_B \cdot \rho_{ог} \quad (2.5)$$

где ρ_n – плотность нефти при н.у.; G_o – весовой газовый фактор ($G_o = \Gamma / \rho_n$); G_B – вес 1 м³ воздуха при н.у., равный 1,22 кг; $\rho_{ог}$ – относительная плотность газа по воздуху.

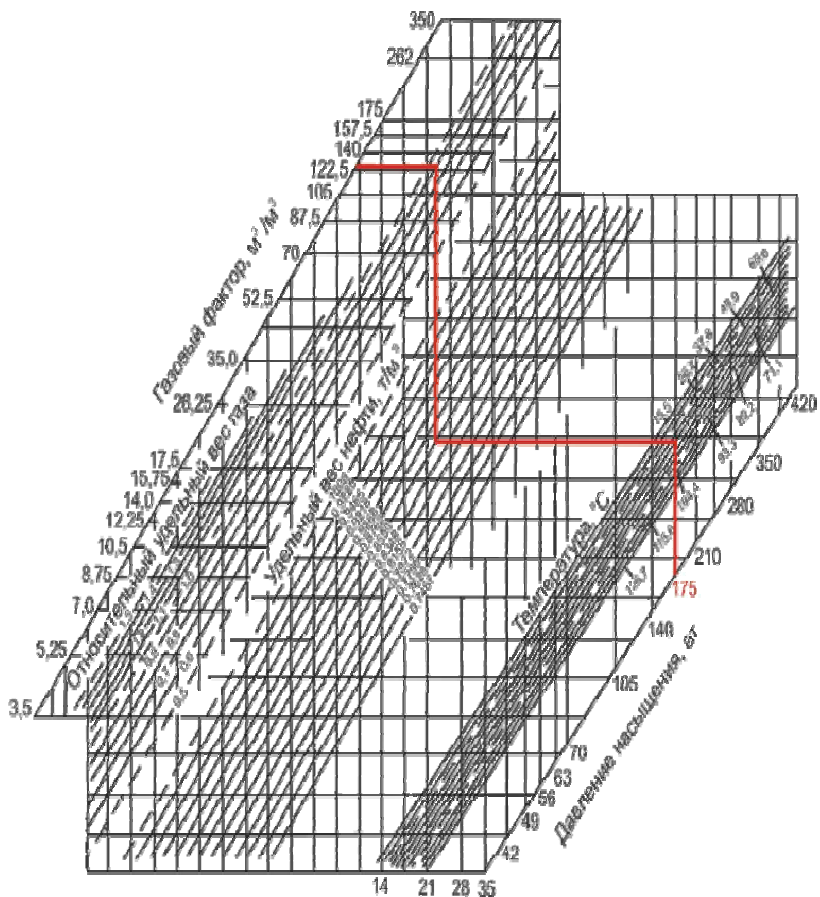


Рис. 2.1. Номограмма М. Стендинга для определения давления насыщения

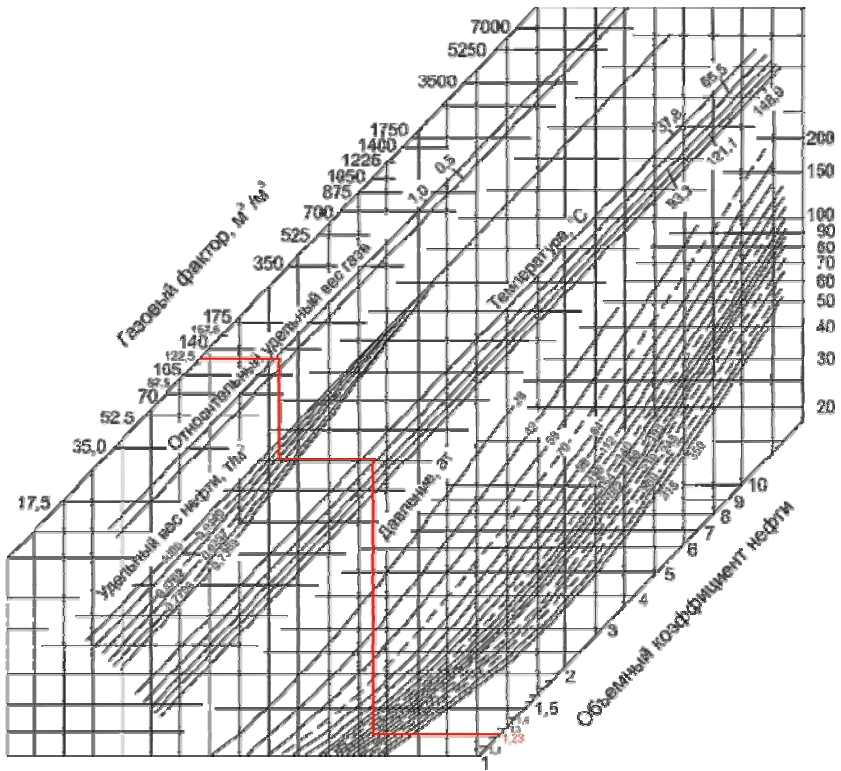


Рис. 2.2. Номограмма для определения объемного коэффициента нефти в пластовых условиях

Общий вес насыщенной нефти газом при н.у. ($G_{нг}$) равен:

$$G_{нг} = G_n + G_{пл.г}, \tag{2.6}$$

$$G_n = \rho_n, \tag{2.7}$$

Зная объемный коэффициент нефти, рассчитаем плотность нефти в пластовых условиях ($\rho_{пл.н}$):

$$\rho_{пл.н} = \frac{G_{нг}}{b}, \tag{2.8}$$

Определение усадки нефти (U). Усадка нефти происходит за счет выделения из нее растворенного газа (дегазации):

$$U = (b - 1)/b, \quad (2.9)$$

Определение вязкости нефти в пластовых условиях ($\mu_{н.газ}$). В случае если нефть в пластовых условиях находится в недонасыщенном состоянии, то вязкость дегазированной нефти ($\mu_{н.дег}$) определяется по рисунку 2.3:

Вязкость насыщенной газом нефти определяется по рисунку 2.4.

Для перенасыщенных газом нефтей существуют более сложные методики определения вязкости пластовых нефтей.

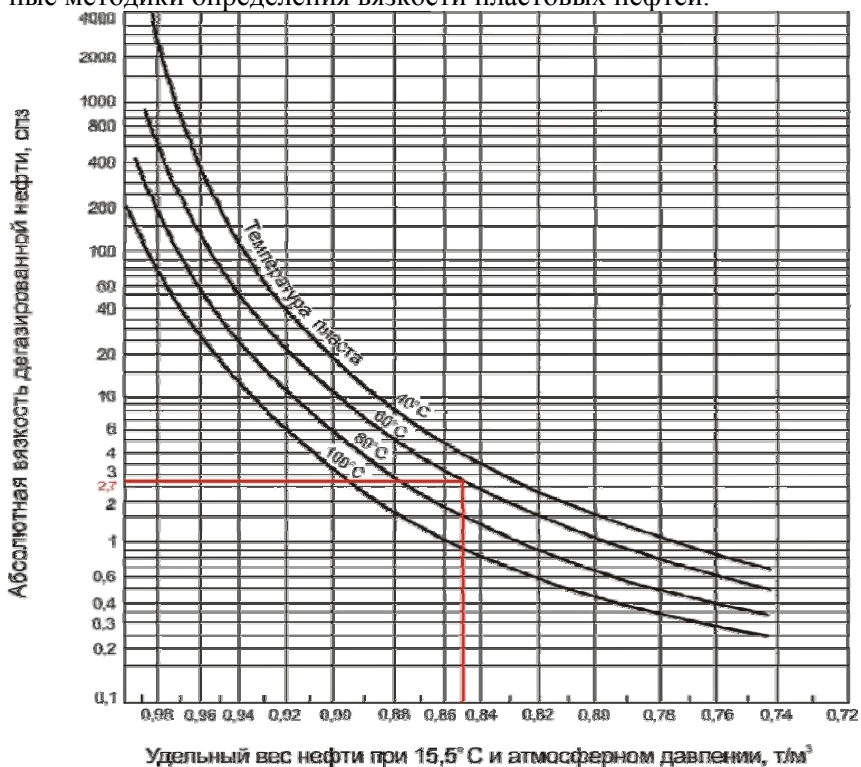


Рис. 2.3. Зависимость между вязкостью и удельным весом нефти при различной температуре

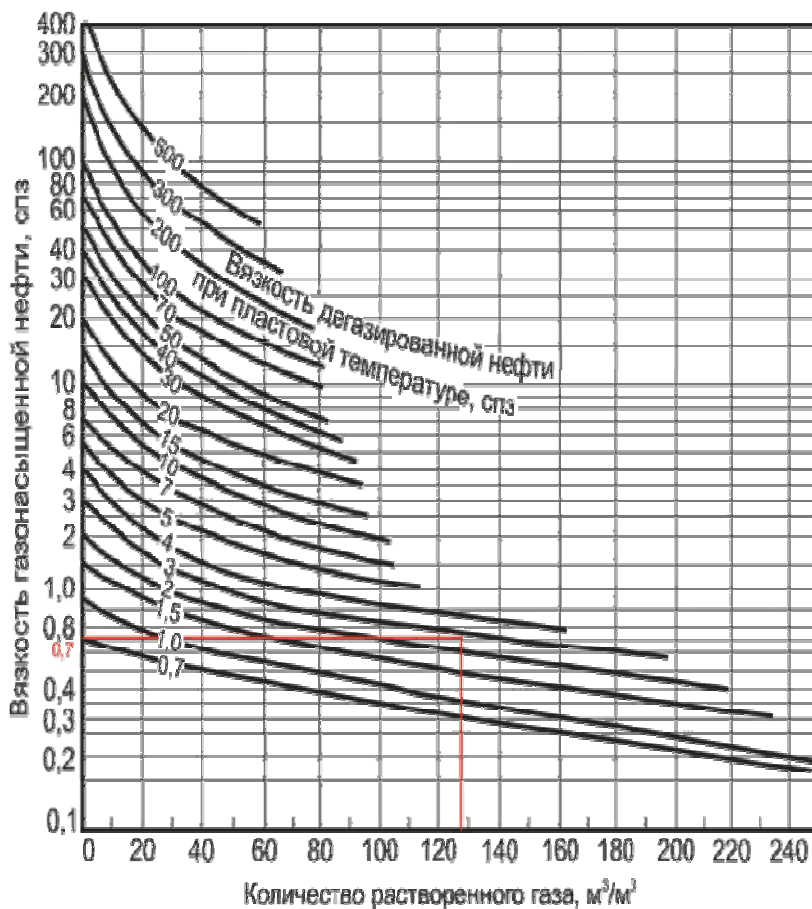


Рис. 2.4. Кривые вязкости насыщенной газом

Задача 2

Определить давление насыщения ($P_{\text{нас}}$), объемный коэффициент нефти в пластовых условиях (b), плотность нефти в пластовых условиях ($\rho_{\text{пл.н}}$), коэффициент усадки нефти (U), вязкость пластовой нефти ($\mu_{\text{н.газ}}$) для условий таблицы 2.1.

Условные обозначения:

$P_{пл}$ – пластовое давление, атм;

$t_{пл}$ – пластовая температура, °С;

ρ_n – плотность нефти при н.у., кг/м³;

$\rho_{ог}$ – относительная плотность газа (по воздуху) для н.у., доли ед.;

Γ –газовый фактор, м³/м³.

Таблица 2.1

Исходные данные для задачи 2

Вар	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$P_{пл}$	320	310	310	290	310	240	250	260	280	320
$t_{пл}$	90	95	85	80	60	75	80	85	60	85
ρ_n	870	860	850	870	860	850	830	840	860	870
$\rho_{ог}$	0,9	0,8	0,7	0,65	0,7	0,9	0,8	0,8	0,9	0,7
Γ	130	110	140	150	110	160	130	110	120	130
Вар	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$P_{пл}$	240	250	260	280	280	320	270	300	310	260
$t_{пл}$	90	75	80	90	95	90	85	100	75	65
ρ_n	840	850	870	830	820	840	860	850	860	850
$\rho_{ог}$	0,75	0,8	0,9	0,85	0,8	0,9	0,9	0,8	0,7	0,65
Γ	140	110	150	110	140	150	110	120	140	150

3. СЖИМАЕМОСТЬ НЕФТЕЙ

Для определения коэффициента изменения объема, насыщенной газом нефти, в пластовых условиях, необходимо определение следующих параметров [7]:

1. Кажущуюся плотность растворенного газа ($\rho_{г.к.}$). Её находят исходя из рисунка 3.1.

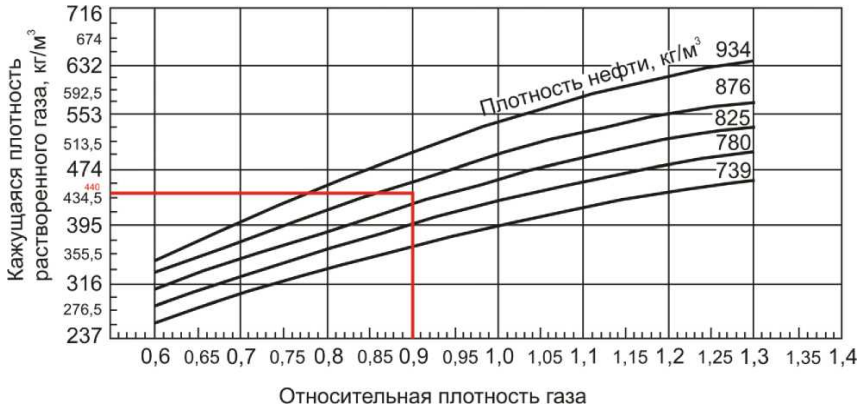


Рис. 3.1. Изменение кажущейся плотности газа в жидкой фазе для нефтей с различными плотностями

2. Вес газа ($G_{г.}$), растворенного в 1 м^3 нефти, оценивается по уравнению:

$$G_{г.} = \Gamma \cdot \rho_{н.} \cdot \rho_{ог.} \cdot G_{в.}, \quad (3.1)$$

где Γ - газовый фактор, $\text{м}^3/\text{т}$; $\rho_{н.}$ - плотность нефти, $\text{т}/\text{м}^3$; $\rho_{ог.}$ - относительная плотность газа; $G_{в.}$ - вес 1 м^3 воздуха при н.у., равный $1,22 \text{ кг}$.

3. Объем газа в жидкой фазе ($V_{г.}$) составляет:

$$V_{г.} = G_{г.} / \rho_{г.к.}, \quad (3.2)$$

4. Общий объем, насыщенный газом, нефти ($V_{нг.}$), при атмосферном давлении, оценивается по формуле:

$$V_{\text{нг}} = 1 + V_{\Gamma}, \quad (3.3)$$

5. Вес, насыщенной газом, нефти ($G_{\text{нг}}$) оценивается по формуле:

$$G_{\text{нг}} = G_{\text{н}} + G_{\Gamma}, \quad (3.4)$$

6. Плотность ,насыщенной газом, нефти ($\rho_{\text{нг}}$) рассчитывается следующим образом:

$$\rho_{\text{нг}} = G_{\text{нг}} / V_{\text{нг}}, \quad (3.5)$$

7. Плотность нефти в пластовых условиях ($\rho'_{\text{нг}}$) определяется по формуле:

$$\rho'_{\text{нг}} = \rho_{\text{нг}} - \Delta\rho_t + \Delta\rho_p, \quad (3.6)$$

Плотность нефти в пластовых условиях имеет дополнительно две поправки:

1) на изменение плотности за счет расширения под влиянием температуры ($\Delta\rho_t$);

2) на изменение плотности за счет сжатия под давлением ($\Delta\rho_p$).

$\Delta\rho_t$ - поправка на расширение нефти за счет увеличения температуры, она определяется по рисунку 4.2.

$\Delta\rho_p$ - поправка на сжимаемость нефти, она определяется по рисунку 4.3.

8. Коэффициент изменения объема нефти (b), насыщенной газом, для пластовых условий, будет равен:

$$b = V_{\text{пл}} / V_{\text{дег}}, \quad (3.7)$$

$$b = \rho_{\text{дег}} / \rho'_{\text{нг}}, \quad (3.8)$$

$$\rho_{\text{дег}} = \rho_{\text{н}}, \quad (3.9)$$

9. Усадка нефти (U) составляет:

$$U = (b - 1) / b, \quad (3.10)$$

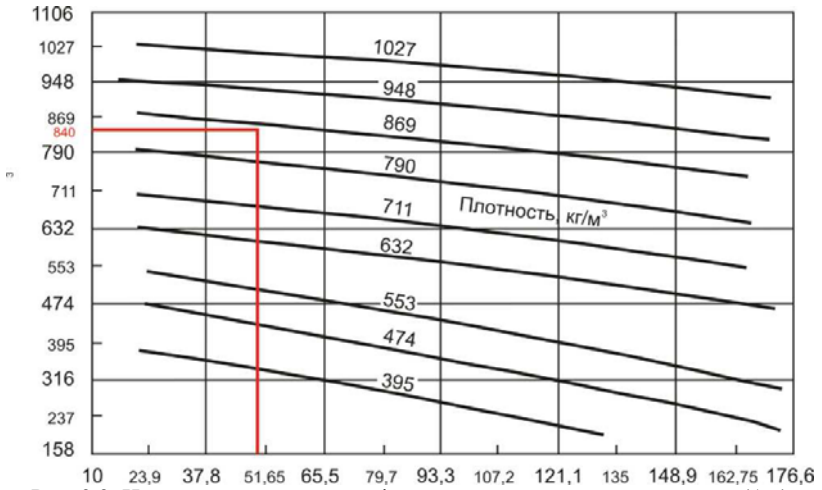


Рис. 3.2. Изменение плотности нефти в зависимости от температуры ($\Delta\rho_t$)

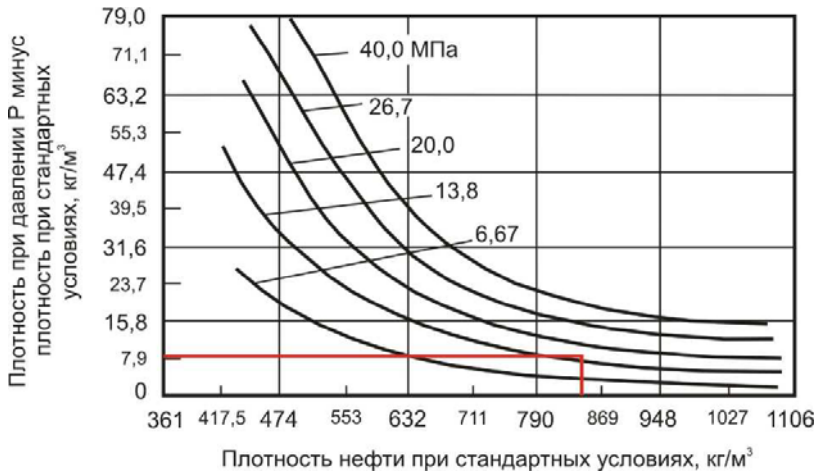


Рис. 3.3. Изменение плотности нефти в зависимости от пластового давления ($\Delta\rho_p$), (1МПа = 10 атм)

Задача 3

Найти коэффициент изменения объема насыщенной газом нефти в пластовых условиях (b) и процент усадки нефти (U), если даны: плотность нефти при н.у. (ρ_n , кг/м³), относительная плотность газа по воздуху ($\rho_{ог}$), газовый фактор (Γ , м³/т), пластовое давление ($P_{пл}$, атм), температура ($t_{пл}$, °C).

Таблица 3.1

Исходные данные для задачи 4

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ρ_n	850	840	870	810	790	800	800	850	840	830
$\rho_{ог}$	1,1	1,15	1,3	1,05	0,7	0,8	0,7	0,6	0,8	0,9
Γ	110	90	120	135	160	150	140	120	130	140
$P_{пл}$	280	190	220	210	260	270	200	210	240	250
$t_{пл}$	52	56	59	55	35	45	55	35	45	40
Вариант	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
ρ_n	84	810	890	820	780	900	830	840	810	870
$\rho_{ог}$	0,8	0,7	0,8	0,9	1,05	1,2	1,15	1,1	0,9	0,85
Γ	110	90	135	130	125	145	135	95	100	105
$P_{пл}$	230	250	280	260	300	270	190	160	180	170
$t_{пл}$	48	5	45	35	50	53	60	65	38	44

4. РАСТВОРИМОСТЬ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

Растворимость углеводородных газов описывается законом Генри:

$$G / V_{\text{ж}} = k \cdot P \quad (4.1)$$

$$G = \mu * V_{\text{г}} \quad (4.2)$$

$$\mu \cdot V_{\text{г}} = k \cdot P \cdot V_{\text{ж}} \quad (4.3)$$

$$V_{\text{г}} = \frac{k}{\mu \cdot P \cdot V_{\text{ж}}} \quad (4.4)$$

$$\alpha = k / \mu \quad (4.5)$$

$$V_{\text{п}} = \alpha \cdot P \cdot V_{\text{ж}} \quad (4.6)$$

где G - весовое количество растворенного газа, г, кг; $V_{\text{ж}}$ - объем жидкости, в которой растворяется газ, л, м³; P - абсолютное давление газа, атм; k - постоянная Генри; μ - вес единицы объема газа при атмосферном давлении; α - коэффициент растворимости газа, м³/м³.

Согласно уравнению (4.1) при увеличении P увеличивается $V_{\text{п}}$, однако прямолинейной зависимости не наблюдается и отклонение тем больше, чем больше различий в природах растворенных газов и растворяющих жидкостях. Для оценки растворимости углеводородных газов в пластовых водах ($\alpha_{\text{пл}}$) можно пользоваться следующей зависимостью:

$$\alpha_{\text{пл}} = \alpha \cdot (1 - M \cdot k) \quad (4.7)$$

где α - растворимость газа в чистой воде, м³/м³; M - минерализация пластовой воды, %; k - поправочный температурный коэффициент, д. ед.

Для оценки растворимости углеводородных газов в пластовой воде необходимо предварительно определить α (рисунок 4.1) и k (таблица 4.1).

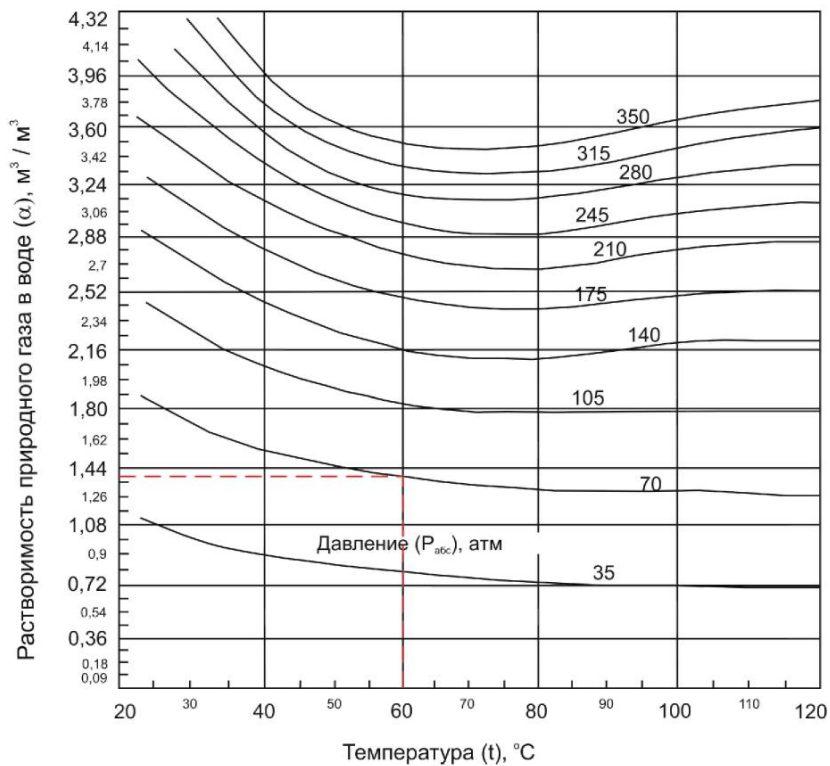


Рис. 4.1. Зависимость растворимости природного газа в пресной воде от температуры при различных давлениях

Значения поправочных коэффициентов на минерализацию в зависимости от температуры

Температура, t, °С	Поправочный коэффициент, k, доли ед.	Температура, t, °С	Поправочный коэффициент, k, доли ед.
20	0,0910	72	0,0487
23	0,0882	78	0,0473
28	0,0834	83	0,0462
33	0,0787	88	0,0451
38	0,074	93	0,044
43	0,0697	98	0,0420
48	0,0654	103	0,0401
52	0,062	108	0,0381
58	0,0567	112	0,0365
63	0,0526	117	0,0346
66	0,050	121	0,033

Задача 4

Найти зависимости растворимости углеводородных газов в пластовой воде от температуры (t_i) и давления (P_i): $\alpha_{рт} = f(t)$, $\alpha_{рт} = f(P)$ при постоянной минерализации (M , %).

Исходные данные представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2

Исходные данные для задачи 5

Вариант	1		2		3		4		5	
t ₁	40	P _{const} 160	70	P _{const} 105	45	P _{const} 140	45	P _{const}	85	P _{const} 105
t ₂	60		90		85		65		90	
t ₃	110		110		105		110		110	
P ₁	70	t _{const} 70	35	t _{const} 75	40	t _{const} 80	35	t _{const} 90	35	t _{const} 65
P ₂	105		140		100		180		170	
P ₃	200		200		180		280		210	
М	3,1		2,9		4,0		3,8		3,4	
Вариант	6		7		8		9		10	
t ₁	40	P _{const}	70	P _{const}	35	P _{const}	40	P _{const}	30	P _{const}
t ₂	90		80		50		70		60	
t ₃	110		110		90		95		85	
P ₁	40	t _{const}	40	t _{const}	50	t _{const}	40	t _{const}	35	t _{const}
P ₂	140		160		150		140		180	
P ₃	250		280		250		280		280	
М	3,1		3,3		3,4		2,8		2,9	
Вариант	11		12		13		14		15	
t ₁	35	P _{const}	45	P _{const}	55	P _{const}	30	P _{const}	50	P _{const}
t ₂	65		65		75		80		85	
t ₃	100		100		95		110		110	
P ₁	40	t _{const}	40	t _{const}	40	t _{const}	40	t _{const}	50	t _{const}
P ₂	180		110		100		105		110	
P ₃	210		240		280		180		210	
М	2,8		3,4		3,5		3,9		3,7	
Вариант	16		17		18		19		20	
t ₁	30	P _{const}	50	P _{const}	40	P _{const}	30	P _{const}	50	P _{const}
t ₂	80		80		60		80		60	
t ₃	100		90		90		110		110	
P ₁	60	t _{const}	35	t _{const}	40	t _{const}	35	t _{const}	35	t _{const}
P ₂	190		140		140		160		180	
P ₃	210		210		280		210		210	
М	3,5		3,6		2,8		3,2		2,9	

5. РАСЧЕТ ПОРИСТОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

Наличие пор и пустот в породе называется пористостью. Пористость нефтесодержащих пород характеризуется коэффициентом пористости.

Коэффициентом пористости (m) называется отношение суммарного объема пор в образце (V_n) к видимому объему этого же образца (V):

$$m = \frac{V_n}{V}, \quad (5.1)$$

Коэффициент пористости выражается в долях единицы или в процентах к объему образца.

Определение коэффициента пористости необходимо для оценки запасов нефти и изучения процессов фильтрации в пористой среде.

Различают пористость породы следующих видов:

1) **общая** (абсолютная, физическая или полная) пористость включает объем всех пор в образце, т.е. связанные между собой (сообщающиеся) и не связанные (изолированные) поры. Общая пористость определяется разностью между объемом образца и объемом составляющих его зерен. Для определения коэффициента общей пористости пользуются соотношением:

$$m = \frac{V - V_3}{V}, \quad (5.2)$$

2) **открытая** пористость или пористость насыщения, включающая все сообщающиеся между собой поры, в которые проникает данная жидкость (газ) при заданном давлении (вакууме). Не учитываются те поры, в которые не проникает жидкость при рассматриваемом давлении насыщения. Обычно в качестве насыщающей жидкости используется керосин (хорошо проникающий в поры и не вызывающий разбухания глинистых частиц) и насыщение происходит под вакуумом. Для определения коэффициента открытой пористости необходимо найти отношение объема открытых взаимосвязанных пор к объему образца.

Объем открытых взаимосвязанных пор определяется по следующей формуле:

$$V_{\text{оп}} = \frac{P_{\text{к}} - P_{\text{с}}}{\rho_{\text{к}}}, \quad (5.3)$$

где $P_{\text{к}}$ – вес на воздухе образца, насыщенного керосином, кг; $P_{\text{с}}$ – вес сухого образца на воздухе, кг; $\rho_{\text{к}}$ – плотность керосина (716 кг/м^3), кг/м^3 .

$$V_{\text{о}} = \frac{P_{\text{к}} - P_{\text{к.к}}}{\rho_{\text{к}}}, \quad (5.4)$$

где $P_{\text{к.к}}$ – вес в керосине образца, насыщенного керосином, кг.

3) **динамическая** (эффективная) пористость, включающая только ту часть поровых каналов, которая занята подвижной жидкостью в процессе фильтрации при полном насыщении породы жидкостью. Не учитывается при этом объем субкапиллярных пор (диаметром менее $0,0002 \text{ мм}$) и пор, где жидкость удерживается молекулярно-поверхностными силами. Динамическая пористость в одном и том же образце не имеет постоянного значения, а изменяется в зависимости от перепада давления, скорости фильтрации и свойств жидкости.

Задача 5.1

Рассчитать коэффициент общей пористости образца породы по исходным данным, представленным в таблице 5.1.

Таблица 5.1

Исходные данные для определения коэффициента общей пористости

Вариант	Объём образца, см ³	Объём составляющих зерен, см ³
1	10,78	8,94
2	11,26	9,48
3	15,48	13,97
4	9,84	8,59
5	6,48	5,94
6	5,89	4,68
7	6,42	5,27
8	7,51	6,38
9	6,59	5,09
10	8,48	7,46
11	7,26	6,09
12	9,57	8,18
13	10,31	8,41
14	11,02	9,59
15	9,64	8,53
16	6,47	5,92
17	5,62	4,86
18	7,83	6,98
19	6,91	5,99
20	9,72	8,07

Задача 5.2

Рассчитать коэффициент открытой пористости образца породы по исходным данным, представленным в таблице 5.2.

Таблица 5.2

Исходные данные для определения коэффициента открытой пористости

Вариант	Вес сухого образца на воздухе, г	Вес на воздухе образца, насыщенного керосином, г	Вес в керосине образца, насыщенного керосином, г
1	25,8	27,9	20,1
2	25,9	28,3	21,0
3	25,6	28,6	21,3
4	25,7	28,5	22,0
5	26,1	28,9	21,8
6	26,3	29,1	22,3
7	26,4	29,2	22,2
8	26,5	29,3	20,9
9	25,9	28,9	21,5
10	25,8	28,8	21,6
11	25,7	28,7	21,7
12	25,1	28,1	22,3
13	25,2	28,2	22,0
14	25,9	29,0	20,8
15	26,5	29,5	20,9
16	26,6	29,6	21,0
17	26,9	29,5	21,1
18	27,8	30,1	21,3
19	27,4	30,2	21,5
20	27,1	29,8	21,8

6. РАСЧЕТ ПРОНИЦАЕМОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

Проницаемость коллектора – параметр, характеризующий его способность пропускать жидкость или газ при перепаде давления. Как и пористость, проницаемость не постоянная величина и изменяется по площади пласта и по напластованию.

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 и относительной проницаемости [4].

Под абсолютной принято понимать проницаемость пористой среды, которая определена при наличии в ней лишь одной какой-либо фазы, химически инертной по отношению к породе.

Фазовой (эффективной) называется проницаемость пород для данного газа или жидкости при наличии или движении в порах многофазных систем.

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

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

$$v = \frac{Q}{F} = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{\Delta L}, \quad (6.1)$$

где v – скорость линейной фильтрации, м/с; Q – объемный расход жидкости в единицу времени, м³/с; η – динамическая вязкость жидкости, Па·с; F – площадь фильтрации, м²; ΔP – перепад давления, Па; L – длина пористой среды, м.

В этом уравнении способность породы пропускать жидкости и газы характеризуется коэффициентом пропорциональности k , который называют проницаемостью:

$$k = \frac{Q \cdot \mu \cdot \Delta L}{F \cdot \Delta P}, \quad (6.2)$$

За единицу проницаемости в 1 м^2 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 $1 \text{ м}^3/\text{с}$, соответственно получим следующее уравнение:

$$1 \text{ Д} = \frac{10^{-6} (\text{м}^3/\text{с}) \cdot 10^{-3} (\text{Па} \cdot \text{с}) \cdot 10^{-2} (\text{м})}{10^{-4} (\text{м}^2) \cdot 10^5 (\text{Па})} = 10^{-12} \text{ м}^2 = 1 \text{ мкм}^2, \quad (6.3)$$

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

6.1. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТА ПРИ ЛИНЕЙНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ДЛЯ ИЗОЛИРОВАННЫХ ЗОН

Пласт состоит, как правило, из отдельных пропластков, поэтому общая проницаемость пласта ($k_{\text{пр}}$) оценивается с учетом проницаемости пропластков и направления фильтрации.

Слои и участки расположены параллельно. Допустим, длина и ширина у них одинаковые, а мощности пропластков (высоты) различны, вид фильтрации линейный:

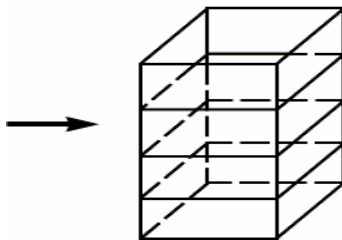


Рис. 6.1. Линейная фильтрация в пласте, состоящем из нескольких изолированных пропластков различной мощности и проницаемости

Средняя проницаемость пласта оценивается выражением:

$$\bar{k}_{np} = \frac{\sum_{i=1}^n (k_i \cdot h_i)}{\sum_{i=1}^n h_i}, \quad (6.4)$$

где \bar{k}_{np} – средняя проницаемость пласта, м^2 ; k_i – проницаемость i -го пропластка, м^2 ; h_i – мощность (высота) i -го пропластка, м .

6.2 РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТА ПРИ ГОРИЗОНТАЛЬНО–ЛИНЕЙНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ДЛЯ ИЗОЛИРОВАННЫХ ЗОН

Слои и участки с различной проницаемостью расположены параллельно-последовательно, вид фильтрации горизонтально - линейный:

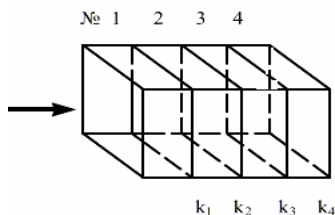


Рис. 6.2. Линейная фильтрация через пласт, имеющий несколько последовательно расположенных зон различной проницаемости

Средняя проницаемость пласта оценивается выражением:

$$\bar{k}_{np} = \frac{L_{общ}}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{L_i}{k_i} \right)}, \quad (6.5)$$

где \bar{k}_{np} – средняя проницаемость пласта, м^2 ; k_i – проницаемость пропластков, м^2 ; L_i – длина i -го пропластка, м ; $L_{общ}$ – общая длина пласта, м ; $L_{общ} = \sum L_i$, м .

6.3. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТА ПРИ РАДИАЛЬНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ДЛЯ ИЗОЛИРОВАННЫХ ЗОН

Слои и участки представляют собой цилиндрические дренируемые зоны, изолированные между собой. Если радиус скважины обозначить – R_c , а радиус контура питания – R_k , средняя проницаемость пласта оценивается выражением:

$$\bar{k}_{np} = \frac{\ln\left(\frac{R_k}{R_c}\right)}{\sum_{i=1}^n \frac{\ln\left(\frac{R_i}{R_{i-1}}\right)}{k_i}}, \quad (6.6)$$

где \bar{k}_{np} – средняя проницаемость пласта, m^2 ; k_i – проницаемость зон, m^2 ; R_i – радиус i -той зоны, m ; R_c – радиус скважины, m ; R_k – радиус контура питания, m .

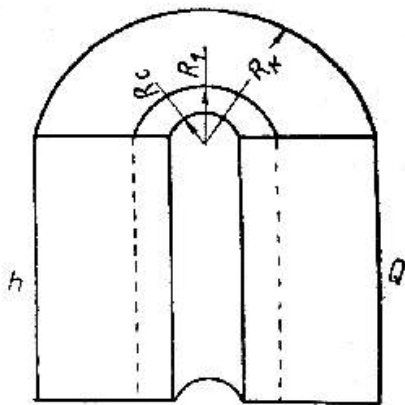


Рис. 6.3. Радиальная фильтрация через пласт, имеющий несколько concentрически расположенных зон различной проницаемости

Задача 6.1

Рассчитать среднюю проницаемость неоднородного пласта, имеющего i -изолированных пропластков мощностью h_i , с проницаемостью k_i для горизонтально–линейной фильтрации по исходным данным, представленным в таблице 6.1.

Таблица 6.1

Исходные данные для расчета проницаемости пласта, состоящего из нескольких изолированных пропластков различной мощности (м) и проницаемости (мД)

Вариант	1		2		3		4		5	
N_i	h_i м	k_i мД	h_i м	k_i мД	h_i м	k_i мД	h_i м	k_i мД	h_i м	k_i мД
1	2,2	100	2,1	50	3,4	200	1,8	180	1,9	30
2	3,5	150	2,7	200	3,8	30	5,2	160	2,6	270
3	2,6	190	3,9	280	3,7	90	6,1	310	3,1	190
Вариант	6		7		8		9		10	
N_i	h_i м	k_i мД	h_i м	k_i мД	h_i м	k_i мД	h_i м	k_i мД	h_i м	k_i мД
1	1,2	60	3,2	140	3,1	230	1,5	260	3,2	60
2	1,6	150	3,9	160	6,1	260	4,0	190	1,4	350
3	1,1	210	3,4	210	2,2	90	1,6	320	6,8	480
Вариант	11		12		13		14		15	
N_i	h_i м	k_i мД	h_i м	k_i мД	h_i м	k_i мД	h_i м	k_i мД	h_i м	k_i мД
1	3,8	350	1,7	260	2,8	80	1,7	180	2,7	510
2	3,1	180	1,9	120	3,8	310	4,9	360	3,9	420
3	5,7	270	2,9	110	4,9	190	3,8	280	1,2	90
Вариант	16		17		18		19		20	
N_i	h_i м	k_i мД	h_i м	k_i мД	h_i м	k_i мД	h_i м	k_i мД	h_i м	k_i мД
1	5,6	30	3,1	80	1,7	70	2,5	60	2,1	50
2	8,1	190	5,8	210	5,3	310	2,9	120	5,1	150
3	4,3	80	6,4	230	3,8	170	3,7	180	1,9	250

Задача 6.2

Рассчитать среднюю проницаемость неоднородного пласта, имеющего i -изолированных пропластков длиной L_i , с проницаемостью k_i для случая горизонтальной фильтрации по исходным данным, представленным в таблице 6.2.

Таблица 6.2

Исходные данные для расчета проницаемости пласта, имеющего несколько последовательно расположенных зон различной проницаемости

Вариант	1		2		3		4		5	
N_i	$L_i, м$	$k_i, мД$	$L_i, м$	$k_i, мД$	$L_i, м$	$k_i, мД$	$L_i, м$	$k_i, мД$	$L_i, м$	$k_i, мД$
1	25	100	115	50	301	200	80	180	80	30
2	48	150	65	200	379	30	42	160	12	270
3	180	190	120	280	215	90	50	310	42	190
Вариант	6		7		8		9		10	
N_i	$L_i, м$	$k_i, мД$	$L_i, м$	$k_i, мД$	$L_i, м$	$k_i, мД$	$L_i, м$	$k_i, мД$	$L_i, м$	$k_i, мД$
1	15	60	220	140	42	230	70	260	142	60
2	42	150	49	160	195	260	90	190	160	350
3	240	210	15	210	48	90	35	320	82	480
Вариант	11		12		13		14		15	
N_i	$L_i, м$	$k_i, мД$	$L_i, м$	$k_i, мД$	$L_i, м$	$k_i, мД$	$L_i, м$	$k_i, мД$	$L_i, м$	$k_i, мД$
1	115	350	150	260	25	80	49	180	40	510
2	39	180	120	120	110	310	54	360	60	420
3	15	270	220	110	65	190	90	280	90	90
Вариант	16		17		18		19		20	
N_i	$L_i, м$	$k_i, мД$	$L_i, м$	$k_i, мД$	$L_i, м$	$k_i, мД$	$L_i, м$	$k_i, мД$	$L_i, м$	$k_i, мД$
1	280	30	34	80	180	70	80	60	82	50
2	120	190	49	210	150	310	90	120	39	150
3	90	80	118	230	120	170	40	180	27	250

Задача 6.3

Рассчитать среднюю проницаемость неоднородного пласта, имеющего i -цилиндрических дренируемых, изолированных зон, если радиус скважины R_c , радиус контура питания R_k , радиусы дренируемых зон R_i и их проницаемости k_i указаны в таблице 6.3. Для вариантов 1-5: $R_c = 0,1$ м, $R_k = 840$ м; Для вариантов 6-10: $R_c = 0,15$ м, $R_k = 640$ м Для вариантов 11-15: $R_c = 0,18$ м, $R_k = 720$ м Для вариантов 16-20: $R_c = 0,20$ м, $R_k = 820$ м. При расчетах в качестве R_0 принимается R_c . При этом значения R даны в метрах(м), а проницаемости в мД.

Таблица 6.3

Исходные данные для расчета проницаемости пласта при радиальной фильтрации для изолированных зон

Вариант	1		2		3		4		5	
N_i	R_i	k_i	R_i	k_i	R	k_i	R_i	k_i	R_i	k_i
1	200	100	110	50	180	200	140	180	110	30
2	300	150	280	200	410	30	520	160	280	270
3	400	190	315	280	620	90	720	310	328	190
Вариант	6		7		8		9		10	
N_i	R_i	k_i	R_i	k_i	R	k_i	R_i	k_i	R_i	k_i
1	40	60	70	140	45	230	140	260	160	60
2	80	150	140	160	120	260	450	190	190	350
3	150	210	410	210	350	90	500	320	210	480
Вариант	11		12		13		14		15	
N_i	R_i	k_i	R_i	k_i	R	k_i	R_i	k_i	R_i	k_i
1	115	350	90	260	140	80	60	180	310	510
2	260	180	150	120	410	310	140	360	350	420
3	310	270	160	110	620	190	280	280	390	90
Вариант	16		17		18		19		20	
N_i	R_i	k_i	R_i	k_i	R	k_i	R_i	k_i	R_i	k_i
1	70	30	170	80	60	70	50	60	400	50
2	220	190	310	210	120	310	130	120	500	150
3	340	80	460	230	180	170	260	180	600	250

7. АНАЛИЗ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО (МЕХАНИЧЕСКОГО) СОСТАВА ПОРОДЫ

Гранулометрическим (механическим) составом породы называют количественное содержание в породе частиц различного размера, выраженное в весовых процентах.

Гранулометрический анализ позволяет оценить степень дисперсности минеральных частиц, слагающих горную породу. Пески и слабосцементированные песчаники легко подвергаются разделению зерен по фракциям. Сцементированные разности гранулярных коллекторов изучают по шлифам под микроскопом. Иногда прибегают к дезинтеграции (разрушению) коллектора до зерен.

Гранулометрический анализ позволяет оценивать палеогеографические условия отложения пород, т.е. установить условия формирования отложений обломочного материала. От степени дисперсности обломков пород зависят многие свойства пористой среды (пористость, проницаемость, удельная поверхность, капиллярные свойства и т.д.). От размеров частиц гранулярной среды зависит количество нефти, остающейся в пласте после завершения процесса разработки в виде пленок, покрывающих поверхность зерен или цементирующих компонентов среды, или в форме капиллярно удержанной нефти.

Данные гранулометрии в нефтепромысловой практике используют для подбора оптимальных конструкций фильтров скважин для рыхлых пластов (в частности в сеноманских водозаборных скважинах Западной Сибири, эксплуатирующих слабосцементированные песчаники).

Механический состав пород определяют ситовым анализом с размерами ячеек сит 10; 7; 5; 3; 2; 1; 0,5, 0,25, 0,1 и 0,05 мм. При наличии в породе коллоидно-дисперсных минералов применяют седиментационный анализ.

Результаты анализа гранулометрического состава пород изображаются в виде графиков (рисунки 7.1, 7.2):

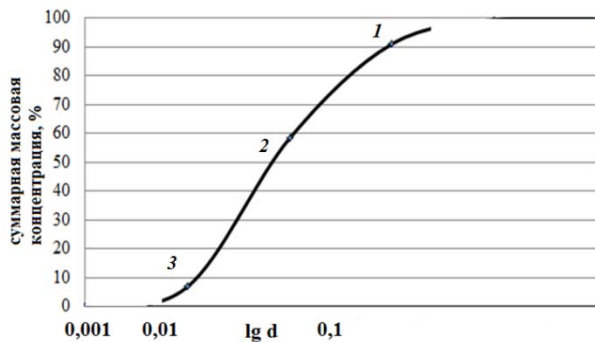


Рис. 7.1. Кривая суммарного гранулометрического состава зерен породы

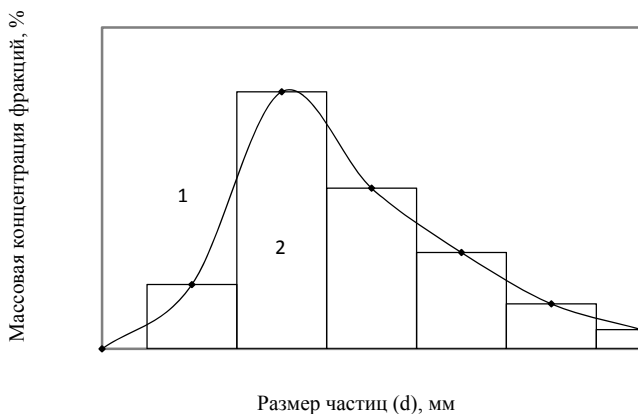


Рис. 7.2. Кривая распределения зерен породы по размерам (1) и гистограмма (2)

Степень неоднородности несцементированного или слабо-сцементированного коллектора (песка) характеризуется отношением диаметров частиц с определенными суммами масс фракций: d_{60} и d_{10}

$$\alpha_{\text{неод.}} = \frac{d_{60}}{d_{10}}, \quad (7.1)$$

где d_{60} и d_{10} – соответственно, диаметры частиц, количество которых 60 и 10 % в навеске.

Задача 7.1

Определить коэффициент неоднородности, эффективный диаметр песка нефтесодержащих пород и подобрать размер щелей фильтра, служащего для ограничения песка. Данные ситового и седиментационного анализа приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1

Данные ситового и седиментационного анализа

№ п/п	Размеры отверстий сит, мм					Масса навески, г				
	минимальное – максимальное значение									
	варианты					варианты				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
1	0,05-0,025	0,12-0,06	0,14-0,04	0,13-0,09	0,16-0,1	0,5	0,04	0,5	0,5	0,75
2	0,1-0,05	0,16-0,12	0,24-0,14	0,27-0,13	0,3-0,16	6,5	9,96	9,5	11,5	10,75
3	0,3-0,1	0,24-0,16	0,26-0,24	0,29-0,27	0,34-0,3	14,5	6,0	12,5	11,5	10,5
4	0,5-0,3	0,34-0,24	0,34-0,26	0,39-0,29	0,38-0,34	15,5	4,0	13,5	12,5	11,5
5	0,7-0,5	0,4-0,34	0,38-0,34	0,41-0,39	0,42-0,38	10,0	21,5	7,5	10,0	12,0
6	1-0,7	0,9-0,4	0,78-0,38	1,11-0,41	0,94-0,42	3,0	8,5	6,5	4,0	4,5
	варианты					варианты				
	6	7	8	9	10	6	7	8	9	10
1	0,1-0,02	0,1-0,06	0,16-0,09	0,16-0,11	0,18-0,12	0,6	0,09	0,4	0,7	0,8
2	0,18-0,1	0,19-0,1	0,21-0,16	0,24-0,16	0,24-0,18	6,1	9,26	9,5	10,5	9,75

Продолжение таблицы 7.1

№ п/п	Размеры отверстий сит, мм					Масса навески, г				
	минимальное – максимальное значение									
	варианты					варианты				
3	0,32- 0,18	0,29- 0,19	0,26- 0,21	0,28- 0,24	0,3- 0,24	12,3	5,8	13,7	9,8	12,2
4	0,43- 0,32	0,32- 0,29	0,39- 0,26	0,39- 0,28	0,39- 0,3	14,1	4,3	13,0	10,5	10,9
5	0,62- 0,43	0,49- 0,32	0,57- 0,39	0,55- 0,39	0,58- 0,39	12,0	17,5	6,8	8,7	12,5
6	1- 0,62	0,98- 0,49	0,82- 0,57	1,17- 0,55	0,87- 0,58	3,3	8,8	6,9	4,2	4,9
4	0,58- 0,39	0,42- 0,33	0,49- 0,34	0,43- 0,36	0,53- 0,35	13,1	4,7	12,1	11,2	10,4
5	0,71- 0,58	0,57- 0,42	0,63- 0,49	0,57- 0,43	0,67- 0,53	11,5	14,5	5,7	9,4	11,8
6	0,94- 0,71	0,96- 0,57	0,78- 0,63	1,08- 0,57	0,84- 0,67	2,8	8,1	6,0	4,8	4,4
	варианты					варианты				
	16	17	18	19	20	16	17	18	19	20
1	0,1- 0,03	0,13- 0,08	0,18- 0,09	0,19- 0,13	0,18- 0,12	0,59	0,15	0,8	1,2	1,4
2	0,18- 0,1	0,19- 0,13	0,24- 0,18	0,27- 0,19	0,25- 0,18	6,8	8,07	8,9	9,7	9,23
3	0,27- 0,18	0,27- 0,19	0,31- 0,24	0,36- 0,27	0,36- 0,25	12,3	6,9	13,2	9,4	11,9
4	0,48- 0,27	0,33- 0,27	0,43- 0,31	0,4- 0,36	0,45- 0,36	14,7	4,9	12,8	11,6	10,9
5	0,70- 0,48	0,47- 0,33	0,65- 0,43	0,71- 0,4	0,69- 0,45	10,7	13,8	5,9	9,7	11,3
6	0,87- 0,70	0,91- 0,47	0,83- 0,65	1,02- 0,71	0,74- 0,69	3,5	7,4	5,6	4,1	4,5

Таблица 7.2

Таблица расчетных данных

Размеры отверстий сит, мм	Средний метр фракций, d_{cpi}	диаметр частиц d_{cpi}	lg d_{cpi}	Масса навески $m_i, г$	Суммарная масса навески $\sum m_i, г$	Массовая фракция $C_{mi} \cdot 100\%$	концен- (доля)	Суммарная концентрация $\sum C_{mi} \cdot 100\%$	массовая
1	2	3	4	5	6	7		8	
d_1	$\frac{d_1 + d_2}{2}$		$\frac{lg}{d_{cpi}}$	m_1	m_1	$\frac{m_1}{\sum m_i}$		$\frac{m_1}{\sum m_i}$	
d_2	$\frac{d_2 + d_3}{2}$		$\frac{lg}{d_{cpi}}$	m_2	$m_1 + m_2$	$\frac{m_2}{\sum m_i}$		$\frac{m_1 + m_2}{\sum m_i}$	
d_i	$\frac{d_i + d_{i+1}}{2}$		$\frac{lg}{d_{cpi}}$	m_i	$m_1 + m_2 + \dots + m_i$	$\frac{m_i}{\sum m_i}$		$\frac{m_1 + m_2 + \dots + m_i}{\sum m_i}$	
d_{i+1}	$\frac{d_{i+1} + d_{i+2}}{2}$		$\frac{lg}{d_{cpi}}$	m_{i+1}	$m_1 + m_2 + \dots + m_{i+1}$	$\frac{m_{i+1}}{\sum m_i}$		$\frac{m_1 + m_2 + \dots + m_i + m_{i+1}}{\sum m_i}$	

Ход решения задачи:

1. Используя данные таблицы 7.2 строим кривую суммарного гранулометрического состава зерен породы. Для этого по оси ординат откладываем нарастающие весовые проценты (данные графы 8 таблица 7.2), а по оси абсцисс логарифмы диаметров частиц - графа 4 таблицы 4.2 (рисунок 7.1);

2. При построении графика распределения зёрен песка по размерам (рисунок 7.2) по оси абсцисс откладывают диаметры частиц, а по оси ординат - содержание каждой фракции в исследуемой породе по весу (графы 7 и 3 таблицы 7.2);

3. Проанализировать полученные кривые, подобрать фильтр и сделать заключение об однородности анализируемого песка.

На кривой графика суммарного гранулометрического состава зерен породы:

1) Точка 1, соответствующая размеру отверстия сита, на котором задерживается 10% более крупных фракций, а 90% более мелких фракций проходит через сито. Перпендикуляр, опущенный из этой точки на ось абсцисс, дает диаметр зерен песка d_{90} , по которому определяется размер щелей фильтра, служащего для ограничения количества песка, поступающего из пласта в скважину. Размеры отверстий различных фильтров и формулы их определения приведены в таблице 7.3;

2) Точка 2, соответствующая 60% суммарному весовому составу (на рисунке 7.1), включая все более мелкие фракции, используется для определения коэффициента неоднородности песка d_{60} ;

3) Точка 3, соответствующая 10% суммарному весовому составу, включая всё более мелкие фракции, дает так называемый эффективный диаметр частиц песка d_{10} .

Для построения кривой в полулогарифмическом масштабе (рисунок 7.1) по оси абсцисс откладывают не диаметры частиц, а их логарифмы или величины, пропорциональные логарифмам. В начале координат ставят обычно число 0,001, а затем, принимая $\lg 10$ равным произвольному отрезку, откладывают этот отрезок в правую сторону три–четыре раза, делая отметки и ставя против них последовательно числа 0,01; 0,10; 1,00 и 10,00. Расстояния между каждыми двумя метками делят на девять частей пропорционально логарифмам чисел 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 и 9.

В первом интервале от начала координат, выделенные отрезки будут соответствовать диаметрам частиц размером от 0,002 до 0,009 мм, во втором – от 0,02 до 0,09 мм, в третьем – от 0,2 до 0,9 мм, в четвертом – от 2 до 10 мм.

Например, если принять, что $\lg 10 = 1$ – соответствует отрезку длиной 4 см, то $\lg 2 = 0,301$ будет соответствовать отрезку $4 \text{ см} \cdot 0,301 = 1,2 \text{ см}$, а $\lg 9 = 0,954$ будет соответствовать отрезку $4 \text{ см} \cdot 0,954 = 3,82 \text{ см}$.

Указанные отрезки откладывают по оси абсцисс от начала координат и от каждой метки, ограничивающей отрезок длиной 4 см.

Таблица 7.3

Размеры щелей различных забойных фильтров

Наименование отверстий фильтров	Формула определения	Абсолютное значение
Ширина прямоугольных щелей щелевидных фильтров, мм	$2 \cdot d_{90}$	
Диаметр круглых отверстий фильтра, мм	$3 \cdot d_{90}$	
Диаметр зерен гравия в гравийных фильтрах, мм	$(10 \dots 12) \cdot d_{90}$	

Отношение d_{60}/d_{10} характеризует коэффициент неоднородности песка. Для совершенно однородного песка, все зерна которого равны между собой, кривая суммарного состава выражается вертикальной прямой линией, а коэффициент неоднородности $k_n = d_{60}/d_{10} = 1$. Коэффициент неоднородности пород нефтяных месторождений России колеблется в пределах $1,1 \div 20$.

8. РАСЧЕТ ОСТАТОЧНОЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ

Предполагают, что до формирования нефтяных и газовых залежей в пластах находилась вода. Нефть и газ при миграции вытесняли воду из пласта. Однако полного замещения не происходило, часть воды оставалась в порах. Эту воду называют остаточной (связанной). Количественное содержание связанной воды зависит от физических свойств и состава породы, структуры порового пространства, удельной поверхности и так далее. Связанная вода существен-

но влияет на фазовые проницаемости породы для нефти, воды и газа, на смачиваемость пород, интенсивность капиллярных и адсорбционных явлений, на полноту вытеснения нефти из пласта. Для определения остаточной водонасыщенности используют ОСТ 39-204-86 «Нефть. Метод лабораторного определения остаточной водонасыщенности коллекторов нефти и газа по зависимости насыщения от капиллярного давления».

Остаточная водонасыщенность в лабораторных условиях определяется, в основном, методами центрифугирования и методом полупроницаемых мембран.

Центрифугирование – это быстрый и простой метод, в основе которого лежит воздействие на образец центробежных сил, возникающих при вращении керна в центрифуге.

Для проведения работы используются центрифуги ОС-6М, РС-6 (макс. скорость вращения 6000 об/мин). Результаты центрифугирования также позволяют изучить распределение в кернах пор по размерам.

Коэффициент водонасыщенности определяется по формуле:

$$K_{\text{во}} = \frac{M_k - M_1}{M_2 - M_1}, \quad (8.1)$$

где M_1 , M_2 - масса сухого керна и масса керна после насыщения водой; M_k - масса керна после центрифугирования.

Метод измерения коэффициента водонасыщенности породы методом полупроницаемых мембран основан на дренировании подвижного флюида из образца породы через полупроницаемую мембрану в результате создания избыточного давления в камере капилляриметра. Образец породы подвергается воздействию давления известной величины в течение определенного времени, необходимого для стабилизации водонасыщенности образца. По окончании цикла записывается изменение веса образца и его удельного сопротивления, после чего операция повторяется при более высоком давлении. Эта процедура позволяет напрямую построить зависимость водонасыщенности образцов от капиллярного давления.

Установление зависимости между остаточной водонасыщенностью и капиллярным давлением представляет значительный инте-

рес для характеристики коллекторских свойств породы. Она позволяет косвенным путем приближенно оценить содержание остаточной (связанной) воды в нефтеносной породе, а также выяснить размеры пор (точнее радиусы менисков) и их объемное участие (в общем объеме пор), что расширяет и дополняет знание о поровой структуре породы.

Задача 8.1

Определить объем вытесненной воды из образца породы, при различных значениях капиллярного давления, используя метод полупроницаемых мембран. Оценить минимальную остаточную водонасыщенность и построить кривую распределения пор по их размерам для исследуемого образца. Характеристика исследуемого образца: коэффициент общей пористости $m=20,6\%$; коэффициент открытой пористости $m_o=19,40\%$; удельная поверхность $S_{уд}=505\text{ см}^2/\text{см}^3$; коэффициент абсолютной проницаемости $k=0,385\text{ мкм}^2$; длина образца $L=4,6\text{ см}$; диаметр образца $d=3,1\text{ см}$. Исходные данные приведены в таблице 8.1.

Таблица 8.1

Результаты опытных данных

№	Капиллярное давление P_k мм.рт.ст					Показания бюретки, см^3				
	Варианты задания									
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
1	11,5	8,5	7,1	9,4	12,7	4,600	3,400	2,840	3,760	5,080
2	21,5	15,5	14,1	16,4	22,7	4,600	3,400	2,840	3,760	5,080
3	31,5	25,5	24,1	26,4	32,7	4,340	3,140	2,580	3,500	4,820
4	40,5	35,5	34,1	36,4	42,7	4,080	2,880	2,320	3,240	4,560
5	50,5	45,5	44,1	46,4	52,7	3,820	2,620	2,060	2,980	4,300
6	70,5	65,5	64,1	66,4	72,7	3,560	2,360	1,900	2,720	4,040
7	80,5	75,5	74,1	76,4	82,7	3,300	2,100	1,840	2,460	3,780
8	100,5	95,5	94,1	96,4	102,7	3,040	2,091	1,790	2,300	3,520
9	120,5	115,5	114,1	116,4	122,7	2,780	2,070	1,716	2,271	3,102
10	150,5	145,5	144,1	146,4	152,7	2,760	2,040	1,704	2,256	3,048

Продолжение таблицы 8.1

№	Капиллярное давление $P_{к\alpha}$ мм.рт.ст					Показания бюретки, см ³				
	Варианты задания									
	6	7	8	9	10	6	7	8	9	10
1	9,8	6,2	13,4	11,1	10,2	3,920	2,480	5,360	4,440	4,080
2	17,8	13,2	23,4	21,1	20,2	3,920	2,480	5,360	4,440	4,080
3	27,8	23,2	33,4	31,1	30,2	3,660	2,220	5,100	4,180	3,820
4	37,8	33,2	43,4	41,1	40,2	3,400	1,960	4,840	3,920	3,560
5	47,8	43,2	53,4	51,1	50,2	3,140	1,700	4,580	3,660	3,300
6	67,8	63,2	73,4	71,1	70,2	2,880	1,540	4,320	3,400	3,040
7	77,8	73,2	83,4	81,1	80,2	2,620	1,380	4,060	3,140	2,780
8	97,8	93,2	103,4	101,1	100,2	2,460	1,294	3,800	2,880	2,520
9	117,8	113,2	123,4	121,1	120,2	2,394	1,209	3,228	2,696	2,482
10	147,8	143,2	153,4	151,1	150,2	2,352	1,168	3,216	2,664	2,448
№	Варианты задания									
	11	12	13	14	15	11	12	13	14	15
1	10,7	9,6	6,1	7,4	8,3	4,280	3,840	2,440	2,960	3,320
2	20,7	18,6	12,1	13,4	15,3	4,280	3,840	2,440	2,960	3,320
3	30,7	28,6	22,1	23,4	25,3	4,020	3,580	2,180	2,700	3,060
4	40,7	38,6	32,1	33,4	35,3	3,760	3,320	1,920	2,440	2,800
5	50,7	48,6	42,1	43,4	45,3	3,500	3,060	1,660	2,180	2,540
6	70,7	68,6	62,1	63,4	65,3	3,240	2,800	1,400	1,920	2,280
7	80,7	78,6	72,1	73,4	75,3	2,980	2,540	1,310	1,660	2,020
8	100,7	98,6	92,1	93,4	95,3	2,720	2,420	1,250	1,500	1,860
9	120,7	118,6	112,1	113,4	115,3	2,591	2,356	1,186	1,438	1,814
10	150,7	148,6	142,1	143,4	145,3	2,568	2,304	1,164	1,376	1,792
№	Варианты задания									
	16	17	18	19	20	16	17	18	19	20
1	10,8	12,7	12,1	9	10,3	4,320	5,080	4,840	3,600	4,120
2	20,8	22,7	22,1	19	20,3	4,320	5,080	4,840	3,600	4,120
3	30,8	32,7	32,1	29	30,3	4,060	4,820	4,580	3,340	3,860
4	40,8	42,7	42,1	39	40,3	3,800	4,560	4,320	3,080	3,600

Продолжение таблицы 8.1

5	50,8	52,7	52,1	49	50,3	3,540	4,300	4,060	2,820	3,340
6	70,8	72,7	72,1	69	70,3	3,280	4,040	3,800	2,560	3,080
7	80,8	82,7	82,1	79	80,3	3,020	3,780	3,540	2,300	2,820
8	100,8	102,7	102,1	99	100,3	2,760	3,520	3,280	2,240	2,560
9	120,8	122,7	122,1	119	120,3	2,617	3,087	2,983	2,192	2,489
10	150,8	152,7	152,1	149	150,3	2,592	3,048	2,904	2,160	2,472

Ход решения задачи:

1. Для решения задачи необходимо заполнение таблицы 8.2.

Заполнение столбца 3: количество воды, вытесняемой из образца, получается вычитанием последующего значения от предыдущего.

Заполнение столбца 4: за 100% принимается значение равное объему открытых пор, т.е. первоначальное количество воды, поглощенной порами образца (таблица 8.3). Исходя из этого значения, подсчитывается процентное содержание воды, соответствующее каждому значению столбца 3.

Таблица 8.2

Расчет остаточной водонасыщенности

№	Капиллярное давление p_k , мм.рт.ст.	Показания бюретки, см ³	Объем вытесненной из образца воды		Объем осевшей в образце воды		Размеры пор, мкм
			см ³	% от объема пор	см ³	% от объема пор	
	1	2	3	4	5	6	7
1							
~	~	~	~	~	~	~	~
10							

Таблица 8.3

Количество воды, поглощенной порами образца

Параметр	Номер варианта									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Первоначальное количество воды в порах образца	1,94 7	1,44 7	1,21 5	1,61 7	2,19 7	1,70 4	1,08 4	2,33 0	1,92 0	1,75 5
Параметр	Номер варианта									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Первоначальное количество воды в порах образца	1,83 1	1,63 4	1,03 3	1,26 0	1,42 0	1,85 8	2,19 7	2,10 4	1,57 4	1,81 1

Заполнение столбца 5: объём оставшейся в образце воды вычитывается последовательным вычитанием из первоначального количества поглощенной воды каждого значения столбца 3.

Заполнение столбца 6: рассчитывается процентное содержание для каждого значения столбца 5.

Заполнение столбца 7: радиусы менисков, условно, отождествленные с радиусами пор, определяются по формуле Лапласа:

$$r = \frac{2 \cdot \sigma \cdot \cos \theta}{P_k}, \quad (8.2)$$

где σ - поверхностное натяжение воды на границе с воздухом, $\sigma = 84$ Н/м; θ - краевой угол избирательного смачивания, $\theta = 25^\circ$; P_k - капиллярное давление, Н/м².

Выразим P_k в Н/м² на основании соотношения: 1 техническая атмосфера = 735,6 мм.рт.ст. = 98066 Па = 98066 Н/м², тогда

$$1 \text{ мм.рт.ст.} = \frac{98066}{735,6} \approx 133,3 \text{ Н/м}^2, \quad (8.3)$$

2. Написание вывода с указанием значения минимальной остаточной водонасыщенности, характеризующей содержание связанной (реликтовой) воды в данном образце.

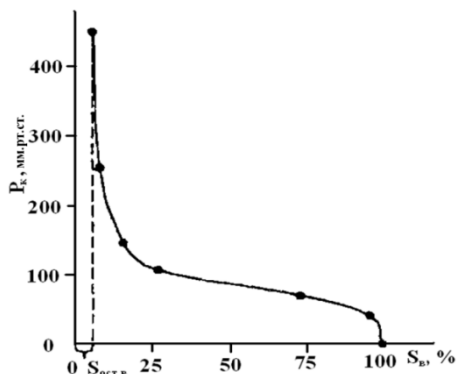


Рис. 8.1. Зависимость остаточной водонасыщенности от капиллярного давления

9. РАСЧЕТ УДЕЛЬНОЙ ПОВЕРХНОСТИ НЕФТЕСОДЕРЖАЩИХ ПОРОД

Удельной поверхностью называется суммарная свободная поверхность частиц (или поровых каналов) в единице объёма породы. Согласно определению:

$$S_{уд} = \frac{F}{V}, \text{ м}^2 / \text{ м}^3 \quad (9.1)$$

где F - суммарная свободная поверхность частиц (или поровых каналов) породы, м^2 ; V - объём породы, м^3 .

Так как зёрна, слагающие нефтесодержащую породу, и поровые каналы имеют небольшие размеры, то удельная поверхность может достигать огромных размеров (70...350 тыс. $\text{м}^2/\text{м}^3$), что значительно осложняет задачу наиболее полного извлечения нефти из пласта.

Удельная поверхность - важный параметр нефтесодержащих пород. По значению удельной поверхности можно судить о других параметрах пласта (пористости, проницаемости, распределении пор по их размерам), остаточной нефтенасыщенности.

Удельная поверхность неоднородного по механическому составу песка определяется по формуле:

$$S_{\text{уд}} = k_{\text{ув}} \cdot \frac{6 \cdot (1-m)}{100} \cdot \sum \frac{\Delta g_i}{d_i}, \quad (9.2)$$

где $k_{\text{ув}} = 1,2... 1,4$ - коэффициент, учитывающий увеличение удельной поверхности за счёт нешаровидной формы зёрен (меньшие значения k берутся для окатанных зёрен, а большие - для угловатых, значительно отличающихся от зёрен шаровидной формы), Δg_i - доля веса данной фракции песка, %, d_i - средний диаметр частиц, характеризующих данную фракцию, определяемый по формуле:

$$\frac{1}{d_i} = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{1}{d_i'} + \frac{1}{d_i''} \right), \quad (9.3)$$

где d_i' и d_i'' — ближайшие размеры отверстий сит, характеризующие данную фракцию, см.

Для определения удельной поверхности слабосцементированного песчаника, без его разрушения используют формулу К.Г. Оркина [8]:

$$S_{\text{уд}} = c_1 \cdot m \cdot \sqrt{\frac{m}{k}}, \quad (9.4)$$

где C - коэффициент, зависящий от разнородности частиц песка; для одинаковых частиц песка $C_1 = 4330$, для обычных нормальных частиц песка $C_1 = 3530$

Для выражения $S_{\text{уд}}$ в $\text{см}^2/\text{см}^3$ величина m берётся в долях единицы, а k – в мкм^2 .

Гидравлический радиус пористой среды определяется исходя из данных об удельной поверхности породы по формуле:

$$\delta = \frac{m}{S_{\text{уд}}}, \quad (9.5)$$

Через значение удельной поверхности можно оценить приближённую величину средней толщины (r_{cp}) «пленки» погребённой (остаточной) воды, предполагая равномерное распределение воды по поверхности зёрен (практически такого равномерного распределения не бывает) по формуле:

$$r_{\text{cp}} = \frac{S_{\text{в}} \cdot m}{100 \cdot S_{\text{уд}}}, \quad (9.6)$$

Для быстрого определения удельной поверхности могут составляться специальные палетки-графики (рисунок 9.1), при построении которых коэффициент C_1 принят равным 3530.

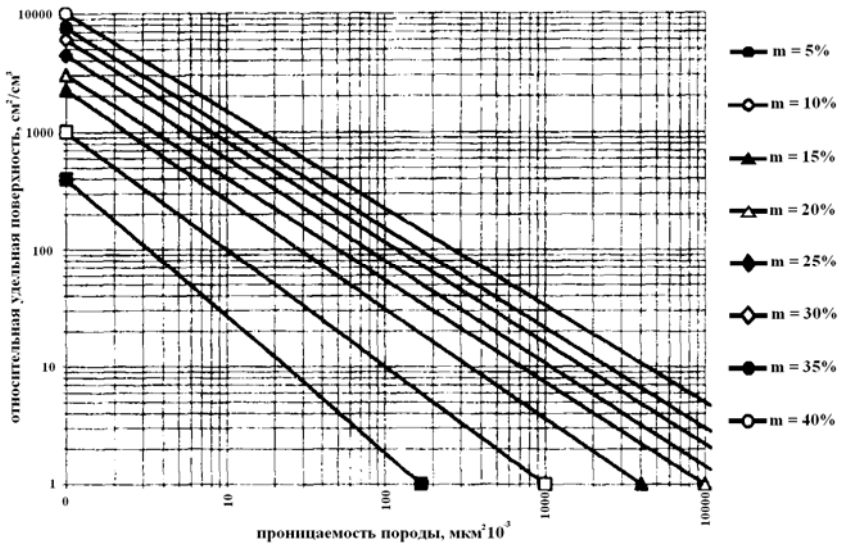


Рис. 9.1. График для определения удельной поверхности песчаной породы по пористости и проницаемости.

Задача 9.1

Определить удельную поверхность неоднородной (по механическому составу) песчаной породы, имеющей следующий фракционный состав (таблица 9.1).

Таблица 9.1

**Исходные данные для расчета удельной поверхности
нефтедержащих пород**

Фракционный состав породы, мм					Массовое содержание фракций в породе, (% масс.)				
Вариант заданий									
1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
0,08-0,142	0,078-0,163	0,076-0,137	0,074-0,123	0,072-0,118	47	45	43	41	39
0,142-0,207	0,163-0,210	0,137-0,198	0,123-0,195	0,118-0,182	31	28	31	26	33
0,207-0,273	0,210-0,262	0,198-0,256	0,195-0,271	0,182-0,213	15	18	18	22	16
0,273-0,315	0,262-0,311	0,256-0,299	0,271-0,317	0,213-0,284	7	9	8	11	12
6	7	8	9	10	6	7	8	9	10
0,07-0,108	0,068-0,116	0,066-0,109	0,064-0,121	0,062-0,101	37	35	33	35	36
0,108-0,179	0,116-0,182	0,109-0,182	0,121-0,209	0,101-0,173	31	31	26	29	28
0,179-0,209	0,182-0,226	0,182-0,246	0,209-0,268	0,173-0,227	19	21	25	20	21
0,209-0,294	0,226-0,321	0,246-0,322	0,268-0,318	0,227-0,301	13	13	16	16	15
11	12	13	14	15	11	12	13	14	15
0,06-0,111	0,058-0,095	0,056-0,108	0,054-0,107	0,052-0,101	37	38	39	40	41
0,111-0,169	0,095-0,157	0,108-0,175	0,107-0,167	0,101-0,179	26	28	29	30	24
0,169-0,207	0,157-0,213	0,175-0,226	0,167-0,239	0,179-0,215	22	21	20	19	20
0,207-0,284	0,213-0,298	0,226-0,305	0,239-0,318	0,215-0,297	15	13	12	11	15

Продолжение таблицы 9.1

16	17	18	19	20	16	17	18	19	20
0,05- 0,124	0,048- 0,129	0,046- 0,099	0,044- 0,125	0,042- 0,102	42	43	44	45	46
0,124- 0,171	0,129- 0,181	0,099- 0,172	0,125- 0,198	0,102- 0,187	25	27	29	30	29
0,171- 0,238	0,181- 0,224	0,172- 0,254	0,198- 0,264	0,187- 0,243	21	22	21	20	19
0,238- 0,321	0,224- 0,301	0,254- 0,338	0,264- 0,302	0,243- 0,308	12	8	6	5	6

Таблица 9.2

Коэффициент открытой пористости песка

Параметр	Номер варианта									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Коэффициент от- крытой пористости песка, д.ед	0,19	0,18	0,21	0,20	0,17	0,16	0,21	0,23	0,24	0,25
	Номер варианта									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Коэффициент от- крытой пористости песка, д.ед	0,23	0,24	0,26	0,21	0,19	0,24	0,21	0,22	0,23	0,20

Задача 9.2

Определить удельную поверхность слабосцементированного песчаника, не прибегая к его разрушению для получения механического состава. Рассчитать гидравлический радиус пористой среды и оценить приближенную величину средней толщины «пленки» остаточной воды.

Таблица 9.3

**Исходные данные для расчета удельной поверхности
слабосцементированного песчаника**

№ варианта	Коэффициент открытой пористости m , дол.ед.	Коэффициент абсолютной проницаемости k , мкм ³	Коэффициент, зависящий от разнородности частиц песка, C_1	Остаточная водонасыщенность $S_{уд}$, %
1	25	1,8	3530	15
2	24	1,6	4330	12
3	23	1,7	3530	11
4	22	1,2	4330	10
5	21	1,5	3530	6
6	20	1,1	4330	9
7	19	1,9	3530	11
8	18	2,1	4330	14
9	17	1,8	3530	18
10	16	2,3	4330	13
11	17	2	3530	14
12	18	2,2	4330	18
13	19	1,4	3530	15
14	20	1,6	4330	13
15	21	1,7	3530	9
16	22	1,3	4330	8
17	23	1,8	3530	11
18	24	1,9	4330	14
19	25	2,1	3530	12
20	26	1,5	4330	10

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш.К. Гиматудинов, А.И. Ширковский. – М.: Альянс, 2005, 311с.
2. Петраков Д.Г. Физика пласта [Электронный ресурс]: учеб. Пособие / Д.Г. Петраков, Д.С. Тананыхин, Д.А. Карманский. – СПб.: 2017. – 314 с.
3. Петраков Д.Г. Разработка нефтяных и газовых месторождений [Электронный ресурс]: Учебник / Д.Г. Петраков, Д.В. Мардашов, А.В. Максютин / Национальный минерально-сырьевой университет «Горный». СПб, 2016. – 526 с.
4. Капитонов А.М. Физические свойства горных пород западной части Сибирской платформы [Электронный ресурс]: монография / А.М. Капитонов, В.Г. Васильев. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2011. – 424 с.
5. Коновалова Л.Н. Физика пласта [Электронный ресурс]: учебное пособие / Л.Н. Коновалова, Л.М. Зиновьева, Т.К. Гукасян. – Ставрополь: изд-во СКФУ, 2016. – 120 с.
6. Зеливянская О.Е. Петрофизика [Электронный ресурс]: учебное пособие. – Ставрополь: изд-во СКФУ, 2015. – 111 с.
7. ГОСТ 7.1-84. Библиографическое описание документа. Общие требования и правила составления. М.: Изд-во стандартов, 1984, 41 с.
8. ГОСТ 7.32-2001. Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления. Минск: Филиал ИПК. - Изд. “Стандарт”, 2001, 21 с.
9. ГОСТ 7.12-93. Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическая запись. Сокращение слов на русском языке. Общие требования и правила. Минск: Филиал ИПК. - Изд. “Стандарт”, 1993, 14 с.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Определение плотности углеводородного газа	4
2. Свойства нефти в пластовых условиях	9
3. Сжимаемость нефтей	18
4. Растворимость углеводородных газов.....	22
5. Расчет пористости горных пород.....	26
6. Расчет проницаемости горных пород.....	30
6.1. Расчет средней проницаемости пласта при линейной фильтрации для изолированных зон	31
6.2. Расчет средней проницаемости пласта при горизонтально– линейной фильтрации для изолированных зон.....	32
6.3. Расчет средней проницаемости пласта при радиальной фильтрации для изолированных зон	33
7. Анализ гранулометрического (механического) состава породы ..	37
8. Расчет остаточной водонасыщенности	43
9. Расчет удельной поверхности нефтесодержащих пород.....	49
Библиографический список.....	55

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ФЛЮИДОУПОРОВ И КОЛЛЕКТОРОВ

*Методические указания к лабораторным работам
для студентов бакалавриата направления 21.03.01*

Сост.: *А.Н. Кузнецова, Д.В. Мардашов*

Печатается с оригинал-макета, подготовленного кафедрой
разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

Ответственный за выпуск *А.Н. Кузнецова*

Лицензия ИД № 06517 от 09.01.2002

Подписано к печати 31.05.2019. Формат 60×84/16.
Усл. печ. л. 3,3. Усл.кр.-отт. 3,3. Уч.-изд.л. 2,9. Тираж 100 экз. Заказ 510. С 184.

Санкт-Петербургский горный университет
РИЦ Санкт-Петербургского горного университета
Адрес университета и РИЦ: 199106 Санкт-Петербург, 21-я линия, 2