



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
«ТОМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

---

# **ФИЗИКА ПЛАСТА**

Методические указания

Составители: В.В. Шеховцов, В.А. Литвинова

Томск 2022

Физика пласта. Часть 1: методические указания / Сост. В.В. Шевцов, В.А. Литвинова. – Томск: Изд-во Том. гос. архит. –строит. ун-та, 2022. – 27 с.

Рецензент к.т.н., доцент С.В. Мелентьев

Методические указания предназначены для выполнения выпускной квалификационной работы для подготовки бакалавров по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело».

Печатаются по решению методического семинара кафедры прикладной механики и материаловедения № 2 от 19.09.2022 г.

с 01.10.2022  
до 01.10.2027

Оригинал-макет подготовлен В.А. Литвиновой.

Подписано в печать 30.10.2022 г.  
Формат 60х90/16. Бумага офсет. Гарнитура Таймс.  
Уч.-изд. л. 1,42. Тираж 50 экз. Заказ №

Изд-во ТГАСУ, 634003, г. Томск, пл. Соляная, 2.  
Отпечатано с оригинал-макета в ООП ТГАСУ.  
634003, г.Томск, ул. Партизанская, 15

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	4
1. Расчет физико-механических свойств и построение паспорта прочности	5
1.1 Построение паспорта прочности	8
1.2. Индивидуальное задание	11
2. Расчет пористости горных пород	12
2.1. Индивидуальное задание	13
3. Анализ гранулометрического (механического) состава породы	16
3.1. Индивидуальное задание	18
Список рекомендуемой литературы	24

## ВВЕДЕНИЕ

Физика пласта как отрасль науки о нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях имеет более чем полувековую историю. Основные понятия курса «Физика пласта» базируются на изучении таких предметов, как «Физика», «Физическая и коллоидная химия», «Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология», «Механика горных пород», «Физика–химические процессы массопереноса в пористых средах» и т.д. Основные задачи, которые решаются в курсе «Физика пласта» – это изучение 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.

Современный инженер-нефтяник, занимающийся рациональной разработкой нефтяных и газовых месторождений, должен хорошо знать геологическое строение залежи, ее физические характеристики (пористость, проницаемость, насыщенность и др.), физико-химические свойства нефти, газа и воды, насыщающих породы, уметь правильно обработать и оценить данные, которые получены при вскрытии пласта и при его последующей эксплуатации. Эти данные позволят определить начальные запасы углеводородов в залежи. Они необходимы для объективного представления о процессах, происходящих в пласте при его разработке и на различных стадиях эксплуатации.

Основной целью выполнения практических занятий является изучение основных физических свойств коллекторов нефти и газа, обучение студентов методам расчета основных свойств коллекторов и насыщающих их флюидов.

Методические указания по проведению практических занятий предназначены для теоретической подготовки студентов бакалавриата направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело».

# 1. РАСЧЕТ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ И ПОСТРОЕНИЕ ПАСПОРТА ПРОЧНОСТИ

Механические свойства характеризуют поведение пород при воздействии силовых нагрузок. К базовым (основным) механическим свойствам горных пород относятся модуль продольной упругости (модуль Юнга)  $E$ , коэффициент относительных поперечных деформаций (коэффициент Пуассона), пределы прочности при сжатии  $\sigma_{сж}$  и растяжении  $\sigma_p$ .

Под пределом прочности понимают предельное напряжение, при котором образец горной породы разрушается:

$$\sigma = P / F, \quad (1.1)$$

где  $P$  – разрушающая нагрузка, МН;  $F$  – площадь поперечного сечения образца, на которую действует приложенная нагрузка,  $\text{м}^2$ .

Прочность на растяжение значительно ниже прочности на сжатие. Предел прочности на сжатие в 5–8, а иногда и в 10–40 раз выше предела прочности на растяжение.

Для практических расчетов (если не известны данные испытаний пород на растяжение) предел прочности на растяжение определяют по таблице 1.

Таблица 1

Относительные значения прочностных параметров пород

Порода	$\sigma_p / \sigma_{сж}$	$\sigma_{изг} / \sigma_{сж}$	$\tau_{сдв} / \sigma_{сж}$
Гранит	0,02–0,04	0,08	0,09
Песчаник	0,02–0,2	0,06–0,2	0,1–0,12
Известняк	0,04–0,1	0,08–0,1	0,15

или по формуле

$$\sigma_p = 0,1 \cdot \sigma_{сж}, \quad (1.2)$$

следовательно:

$$\sigma_{сж} = f \cdot 10, \quad (1.3)$$

где  $f$  – крепость породы.

Модулем упругости  $E$  – называется коэффициент, равный отношению нормального напряжения к относительной линейной упругой деформации:

$$E = \sigma / \varepsilon, \quad (1.4)$$

где  $\sigma$  – действующее напряжение;  $\varepsilon$  – относительная линейная упругая деформация.

Коэффициент поперечных деформаций (коэффициент Пуассона)  $\nu$  устанавливает отношение между поперечной и продольной относительными деформациями

$$\nu = \varepsilon_{\text{поперечные}} / \varepsilon_{\text{продольные}}. \quad (1.5)$$

Коэффициент Пуассона для большинства горных пород изменяется в интервале от 0,16 до 0,35. Пределы изменения 0,1–0,45.

В случае если  $\varepsilon$  не известно расчет модуля упругости горной породы производится по значениям скорости упругой волны:

$$E = (U^2[\rho(1+\nu)(1-2\nu)]) / (1-\nu), \quad (1.6)$$

где  $U$  – скорость упругой волны,  $\rho_n$  – плотность породы,  $\nu$  – коэффициент Пуассона.

В связи с наличием трещиноватости, прочность массива горных пород обычно меньше, чем отдельного слагающего этот массив структурного блока. С увеличением степени трещиноватости прочностные характеристики массива пород уменьшаются, а деформационные увеличиваются.

Для получения прочности характеристик массива через прочность образцов в расчеты вводят коэффициент структурного ослабления  $K_c$  (отношение прочности породы в массиве к прочности в структурном блоке). Значение  $K_c$  можно ориентировочно принимать в зависимости от степени трещиноватости (табл. 2).

Таблица 2

Расстояние между поверхностями ослабления породы

Среднее расстояние между поверхностями ослабления породы, м	Коэффициент $K_c$
более 1,5	0,9
от 1,5 до 1	0,8
от 1 до 0,5	0,6
от 0,5 до 0,1	0,4
менее 0,1	0,2

Коэффициент длительной прочности  $\xi$  показывает уменьшение прочности породы в результате увеличения длительности воздействия нагрузки. Он равен отношению предела прочности при стандартных испытаниях к пределу длительной прочности горной породы (при длительном воздействии нагрузки). Значение коэффициента длительной прочности  $\xi$  рекомендуется принимать для пород с хрупким характером разрушения (граниты, кварциты, песчаники с кварцевым цементом и т.п.) равным 0,5–0,7.

Предел прочности пород в массиве на длительное сжатие:

$$R_{сж} = \sigma_{сж} \cdot K_c \cdot \xi. \quad (1.7)$$

Предел прочности пород в массиве на длительное растяжение:

$$R_p = \sigma_p \cdot K_c \cdot \xi. \quad (1.8)$$

Коэффициент крепости породы по К.М. Протодякову определяется по формуле:

$$f = \sigma_{сж} / 10, \quad (1.9)$$

где  $\sigma_{сж}$  – предел прочности на одноосное сжатие.

В отличие от внешнего трения, под которым понимают сопротивление взаимному перемещению контактирующих тел,

внутреннее трение – сопротивление, возникающее при относительном перемещении отдельных минеральных зерен в горной породе при его деформировании.

По аналогии с внешним трением под коэффициентом внутреннего трения понимают отношение сил трения  $F_t$  к величине нормальной нагрузки  $P_n$ :

$$f_m = F_m / P = \operatorname{tg} \varphi. \quad (1.10)$$

Угол  $\varphi = \operatorname{arctg}(f_m)$  называют углом внутреннего трения. Угол внутреннего трения следует отличать от кажущегося угла внутреннего трения, или угла внутреннего сопротивления, который находится расчетным путем как  $\operatorname{arctg}(f)$  (где  $f$  – коэффициент крепости пород по Протодюкову К.М.).

Угол внутреннего трения находят экспериментальным путем (методом косого среза или после стабилометрических испытаний образцов горных пород по паспорту прочности пород)

Получаемые значения  $\varphi$  зависят от методики испытаний и величины действующих нагрузок. Поэтому результаты экспериментов могут быть использованы только после тщательного анализа расчетной схемы и метода испытаний.

При расчете горного давления необходимо знать значение минимального коэффициента внутреннего трения, при котором величина горного давления, как правило, максимальна.

Для упрощенного расчета коэффициента трения по значениям прочностей образцов на одноосное сжатие  $\sigma_{сж}$  и растяжение  $\sigma_p$  можно применять формулу:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sigma_{сж} - \sigma_p}{\sigma_{сж} + \sigma_p}. \quad (1.11)$$

### 1.1. Построение паспорта прочности

Паспорт прочности представляет собой графическую зависимость между касательными и нормальными напряжениями, при



которых происходит разрушение породы. По паспорту прочности горных пород обычно определяют угол внутреннего трения.

Паспорт прочности может быть представлен аналитически в виде параболы:

$$\operatorname{tg} \varphi = (\sigma_{сж} - \sigma_p) / (\sigma_{сж} + \sigma_p), \quad (1.12)$$

или в виде прямой линии:

$$\tau = \sigma_n \cdot \operatorname{tg} \varphi + C, \quad (1.13)$$

где  $\tau$  – сопротивление пород сдвигу, МПа,  $\sigma_n$  – напряжения, действующие перпендикулярно к поверхности разрушения, МПа;  $\varphi$  – угол внутреннего трения, град;  $C$  – сцепление, МПа.

Для графического определения напряжений в плоскости в любом требуемом направлении используются круги Мора вместо аналитических расчетов.

Паспорт прочности горных пород в условиях одноосного сжатия и растяжения (рис. 1).

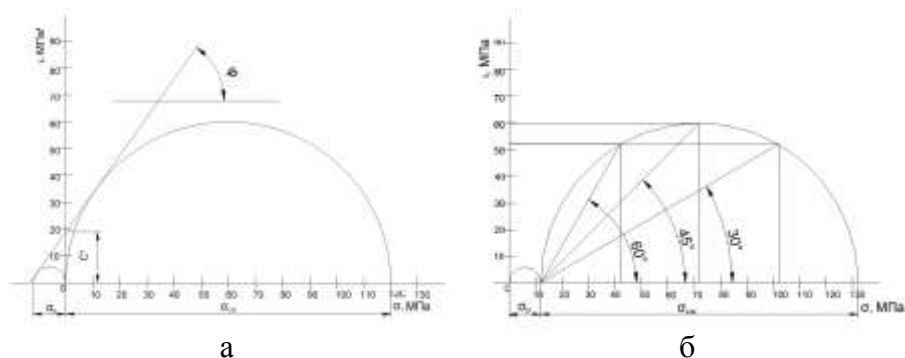


Рис. 1. Паспорт прочности горных пород в условиях одноосного (а) и двухосного (б) сжатия и растяжения



Полученные результаты заносятся в таблицу 3.

Таблица 3

Паспорт прочности горных пород в условиях одноосного и двухосного сжатий и растяжений

При одноосном нагружении образца			
Значения прочностных характеристик		Единица измерения	Значение
Предел прочности пород при сжатии, $\sigma_{сж}$		МПа	
Предел прочности пород при сжатии, $\sigma_p$		МПа	
Угол внутреннего трения, $\phi$		Градус	
Сцепление, $C$		МПа	
При двухосном нагружении образца			
Угол сдвига, $\alpha$ , град	Расчетные напряжения	Единица измерения	Значение
30	нормальные напряжения	МПа	
	касательные напряжения	МПа	
45	нормальные напряжения	МПа	
	касательные напряжения	МПа	
60	нормальные напряжения	МПа	
	касательные напряжения	МПа	



## 1.2. Индивидуальное задание

В таблице 4 приведены исходные данные для определения физико-механических свойств и построения паспорта прочности. Рассчитать пределы прочности при сжатии и растяжении, модуль упругости, пределы прочности пород в массиве при длительном сжатии и растяжении, построить паспорт прочности в графическом и табличном видах.

Таблица 4

Исходные данные для определения физико-механических свойств и построение паспорта прочности

Вариант	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$\nu$	$f$	$U$ , м/с	$\xi$
1	2250	0,23	9	4800	0,70
2	2270	0,26	11	4900	0,79
3	2290	0,22	10	4950	0,72
4	2310	0,27	13	4850	0,80
5	2330	0,28	15	5100	0,82
6	2350	0,30	14	5000	0,86
7	2370	0,29	17	5050	0,84
8	2390	0,25	12	5150	0,81
9	2410	0,24	15	5200	0,76
10	2430	0,23	11	5000	0,72
11	2450	0,24	12	5300	0,75
12	2470	0,28	16	5200	0,77
13	2490	0,27	14	5250	0,79
14	2510	0,29	12	5350	0,81
15	2530	0,21	13	5500	0,83
16	2550	0,26	11	5600	0,77
17	2570	0,22	10	5650	0,80
18	2590	0,28	15	5550	0,83
19	2610	0,29	18	5400	0,79
20	2630	0,25	19	5700	0,81

Расчет и построение паспорта прочности выполнить при значениях угла сдвига пород в установке  $\alpha = 30, 45, 60^\circ$ . Коэффициент структурного ослабления принять равным 0,6.

## 2. 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 ( $V_{\text{п}}$ ) к видимому объему этого же образца ( $V$ ):

$$m = V_{\text{п}} / V. \quad (2.1)$$

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:

$$m = (V - V_3) / V. \quad (2.2)$$

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 ка-

честве 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:

$$V_{on} = \frac{P_{\kappa} - P_c}{\rho_{\kappa}}, \quad (2.3)$$

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

$$V_o = \frac{P_{\kappa} - P_{\kappa.к.}}{\rho_{\kappa}}, \quad (2.4)$$

где  $P_{\kappa.к.}$  – 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.

## 2.1. Индивидуальное задание

Рассчитать коэффициент общей пористости образца породы по исходным данным, представленным в таблице 5.

Таблица 5

Исходные данные для определения коэффициента общей пористости

Вариант	$V, \text{см}^3$	Объём составляющих зерен, $\text{см}^3$
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



Рассчитать коэффициент открытой пористости образца породы по исходным данным, представленным в таблице 6.

Таблица 6

Исходные данные для определения коэффициента открытой пористости

Вариант	$P_c$ , г	$P_k$ , г	$P_{к.к.}$ , 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

### **3. 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 (рисунок 2, 3).

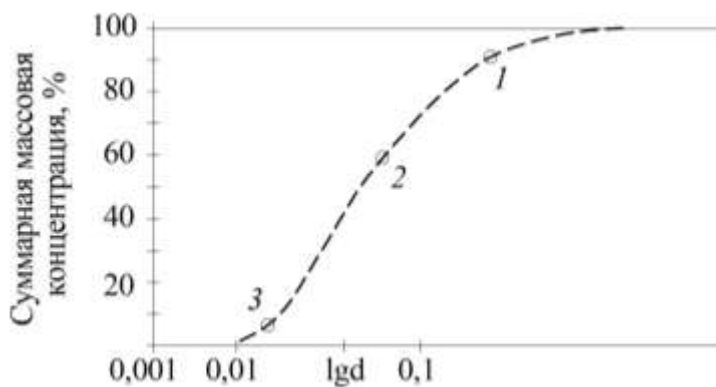


Рис. 2. Кривая суммарного гранулометрического состава зерен породы

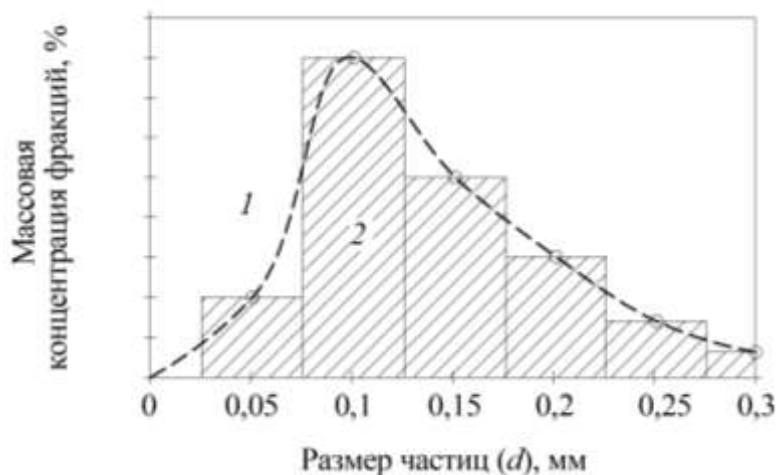


Рис. 3. – Кривая распределения зерен породы по размерам (1) и гистограмма (2)

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

$$\alpha_{неод.} = \frac{d_{60}}{d_{10}}, \quad (4.1)$$

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

### 3.1. Индивидуальное задание

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.

Таблица 7

## Данные ситового и седиментационного анализа

№ п/ п	Размеры отверстий сит, мм					Масса навески, г				
	минимальное – максимальное значение									
	вариант					вариант				
	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
	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
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

Окончание таблицы 7

№ п/п	Размеры отверстий сит, мм					Масса навески, г				
	минимальное – максимальное значение									
	вариант					вариант				
	11	12	13	14	15	11	12	13	14	15
1	0,08-0,03	0,14-0,08	0,23-0,11	0,18-0,12	0,16-0,11	0,64	0,11	0,5	0,9	1,1
2	0,19-0,08	0,19-0,14	0,27-0,23	0,27-0,18	0,27-0,16	7,8	7,26	9,1	10,9	8,76
3	0,39-0,19	0,33-0,19	0,34-0,27	0,36-0,27	0,35-0,27	15,1	6,8	13,0	9,9	11,3
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
	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 8

Таблица расчетных данных

Размеры отверстий сит, мм		Средний диаметр частиц фракций, $d_{cpi}$	$lg d_{cpi}$	Масса навески $m_i$ , г	Суммарная масса навески $\sum m_p$ , г	Массовая концентрация (доля) фракции $C_{mi} \cdot 100\%$	Суммарная массовая концентрация $\sum C_{mi} \cdot 100\%$
от	до						
1	2	3	4	5	6	7	8
$d_1$	$d_2$	$\frac{d_1 + d_2}{2}$	$lg d_{cp1}$	$m_1$	$m_1$	$\frac{m_1}{\sum m_i}$	$\frac{m_1}{\sum m_i}$
$d_2$	$d_3$	$\frac{d_2 + d_3}{2}$	$lg d_{cp2}$	$m_2$	$m_1 + m_2$	$\frac{m_2}{\sum m_i}$	$\frac{m_1 + m_2}{\sum m_i}$
$d_i$	$d_{i+1}$	$\frac{d_i + d_{i+1}}{2}$	$lg d_{cpi}$	$m_i$	$m_1 + m_2 + \dots + m_i$	$\frac{m_i}{\sum m_i}$	$\frac{m_1 + m_2 + \dots + m_i}{\sum m_i}$
$d_{i+1}$	$d_{i+2}$	$\frac{d_{i+1} + d_{i+2}}{2}$	$lg d_{cpi+1}$	$m_{i+1}$	$m_1 + m_2 + \dots + m_i + m_{i+1}$	$\frac{m_{i+1}}{\sum m_i}$	$\frac{m_1 + m_2 + \dots + m_i + m_{i+1}}{\sum m_i}$





### *Ход решения индивидуального задания:*

1. Используя данные таблицы 8 строим кривую суммарного гранулометрического состава зерен породы. Для этого по оси ординат откладываем нарастающие весовые проценты (данные графы 8 таблицы 8), а по оси абсцисс логарифмы диаметров частиц - графа 4 таблицы 8 (рисунок 2);

2. При построении графика распределения зёрен песка по размерам (рисунок 3) по оси абсцисс откладывают диаметры частиц, а по оси ординат - содержание каждой фракции в исследуемой породе по весу (графы 7 и 3 таблицы 8);

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 9;

2. Точка 2, соответствующая 60% суммарному весовому составу (на рисунке 2), 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 2) 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 9

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 гравий- ных 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 неоднородно-

сти  $k_n = d_{60}/d_{10} = 1$ . Коэффициент неоднородности пород нефтяных месторождений России колеблется в пределах  $1,1 \div 20$ .

## СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Болсуновская, Л.М.* Нефтегазовое дело. Книга для студентов : учебное пособие / Л.М. Болсуновская. – Томск : Изд-во Том. политехн. ун-та, 2016. – 768 с.
2. *Бастриков, С.Н.* Строительство нефтегазовых скважин : учебник для вузов / С.Н. Бастриков, А.Г. Калинин, А.С. Оганов, А.А. Сазонов. – Москва : Недра, 2013. – 691 с.
3. *Сафин, С.Г.* Введение в нефтегазовое дело : учебное пособие / С.Г. Сафин. – Санкт-Петербург : Лань, 2015. – 158 с.
4. *Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа* : учебник для вузов / А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров, Г.А. Габриэлянц, [и др.]. – Москва : Недра, 2012. – 412 с.
6. *Тетельмин, В.В.* Нефтегазовое дело. Полный курс : учебное пособие / В.В. Тетельмин, В.А. Язев. – Долгопрудный : Интеллект, 2014 – 799 с.
7. *Шапиро, В.Д.* Нефтегазовое строительство / В.Д. Шапиро. – Москва : Омега-Л, 2008. – 774 с.
8. *Гиматудинов Ш.К.* Физика нефтяного и газового пласта / Ш.К. Гиматудинов, А.И. Ширковский. – М.: Альянс, 2005. – 311с.
9. *Михайлов Н.Н.* Геолого-технологические свойства пластовых систем. М.:Макспресс, 2008. – 140 с.
10. *Михайлов Н.Н.* Проницаемость пластовых систем. М.: РГУ нефти и газа им.И.М. Губкина, 2006. – 185 с.
11. *Михайлов Н.Н.* Физика нефтяного и газового пласта (физика нефтегазовых пластовых систем). М.: Макспресс, 2008. – 445 с.
12. *Юрчук А.М.* Расчеты в добыче нефти / А.М. Юрчук, А.З. Истомин. – М.:Недра, 1989. – 244 с.