

УДК 532.5: 622.276

Пономарева И.Н., Мордвинов В.А. Подземная гидромеханика: Учебное пособие. – Пермь, Перм. гос. техн. ун-т, 2009. – 103стр., ил.19.

Учебное пособие содержит краткое изложение лекционного материала по дисциплине, задание на выполнение контрольной работы с примерами решения задач; программу дисциплины и вопросы для подготовки к сдаче экзамена.

Пособие предназначено для студентов заочной формы обучения по направлению 130500 «Нефтегазовое дело».

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Пермский государственный технический университет

**И.Н. Пономарева, В.А. Мордвинов**

**ПОДЗЕМНАЯ ГИДРОМЕХАНИКА**

Учебное пособие

Пермь - 2009

## Содержание

Введение	5
1. Законы фильтрации в пористых средах	6
1.1. Характеристика пористых сред. Модели грунтов	6
1.2. Основные понятия теории фильтрации. Законы фильтрации	7
1.2.1. Скорость движения и скорость фильтрации жидкости	7
1.2.2. Классификация фильтрационных потоков	8
1.2.3. Законы фильтрации	9
2. Установившееся движение жидкостей и газов в пористых средах	10
2.1. Установившееся одномерное движение несжимаемой жидкости по линейному закону фильтрации	10
2.2. Установившееся плоскорадиальное движение несжимаемой жидкости по линейному закону фильтрации	11
2.3. Установившееся одномерное движение несжимаемой жидкости по нелинейному закону фильтрации	13
2.4. Установившееся плоскорадиальное движение несжимаемой жидкости по нелинейному закону фильтрации	14
2.5. Определение фильтрационных параметров пласта при установившихся отборах	15
2.6. Установившееся движение сжимаемой (упругой) жидкости	16
2.7. Установившееся движение идеального газа	17
2.8. Установившееся движение неоднородных жидкостей	20
2.8.1. Установившееся движение нефтегазовых смесей	21
2.9. Движение жидкости к гидродинамически несовершенным скважинам	22
3. Дифференциальные уравнения подземной гидромеханики. Неустановившаяся фильтрация	25
3.1. Неустановившееся движение упругой (сжимаемой) капельной жидкости при работе скважин с постоянным дебитом	26
3.2. Неустановившаяся фильтрация жидкости при работе скважин с переменным дебитом	27
3.3. Исследование скважин методом восстановления давления	27

4. Движение жидкости в неоднородных коллекторах	29
4.1. Движение жидкости в слоисто-неоднородных пластах	30
4.2. Движение жидкости в зонально-неоднородных пластах	31
5. Фильтрация жидкости в трещинных и трещинно-поровых пластах	33
6. Задание на выполнение контрольной работы	36
Раздел 1. Характеристики пористых сред. Модели грунта	38
Раздел 2. Основные понятия теории фильтрации. Законы фильтрации	38
Раздел.3. Простейшие фильтрационные потоки	39
Раздел 4. Исследование скважин методом установившихся отборов	40
Раздел 5. Установившееся движение идеального газа	41
Раздел 6. Установившееся движение газированной жидкости	41
Раздел 7. Движение жидкости к гидродинамически несовершенным скважинам	42
Раздел 8. Исследование скважин методом восстановления давления	43
Раздел 9. Неустановившееся движение жидкости при работе скважин с переменным дебитом	43
Раздел 10. Движение жидкости в неоднородных коллекторах	43
Примеры решения задач	45
Список литературы	51
Приложение 1. Вывод формулы дебита скважины при установившемся плоскорадиальном движении несжимаемой жидкости при нелинейном законе фильтрации	54
Приложение 2. Содержание рабочей учебной программы курса «Подземная гидромеханика»	55
Приложение 3. Контрольные вопросы для подготовки к экзамену	58
Приложение 4. Исходные данные для решения задач	61
Приложение 5. Графики, необходимые для решения задач	99
Приложение 6. Образец титульного листа контрольной работы	103

## Введение

Подземная гидромеханика – наука о фильтрации жидкостей, газов и их смесей в пористых и трещинных горных породах. Объектом изучения подземной гидромеханики является фильтрационный поток – поток жидкости (газа, газожидкостной смеси) в поровой или трещинной среде.

Подземная гидромеханика является одной из составляющих теории разработки нефтяных и газовых месторождений и технологии нефтегазодобычи. Знание законов подземной гидромеханики необходимо при решении задач выбора систем и режимов разработки залежей, рациональных для данных пластовых условий.

Гидродинамическое моделирование разработки залежей основано на использовании математических уравнений, полученных в рамках решения прямой задачи подземной гидромеханики и описывающих процесс фильтрации в конкретных условиях.

С целью определения фильтрационных характеристик пласта для контроля и регулирования разработки проводят гидродинамические исследования пластов и скважин, обработка данных которых основана на решении обратной задачи подземной гидромеханики.

Подземная гидромеханика имеет обширные области приложения в других науках: гидрогеологии, инженерной геологии, гидротехнике и др.

Первые опыты по изучению фильтрации воды в насыщенных грунтах принадлежат французскому ученому А. Дарси, который в 1856 г. сформулировал экспериментальный закон, выражающий зависимость скорости фильтрации от градиента давления. В эти же годы опубликована монография другого французского ученого Ж. Дюпюи, в которой изложена теория фильтрации грунтовых вод, выведены формулы дебитов колодцев и решены другие фильтрационные задачи.

Существенный вклад в развитие подземной гидромеханики внесли американские ученые Ч. Сликтер и М. Маскет.

Основоположники российской школы теории фильтрации – профессор Н.Е. Жуковский и академик Н.Н. Павловский, основоположник отечественной нефтегазовой подземной гидромеханики – академик Л.С. Лейбензон.

Выдающийся вклад в развитие теории фильтрации жидкостей и газов в нефтегазоводоносных пластах внесли ученые С.А. Христианович, Б.Б. Лапук, И.А. Чарный, В.Н. Щелкачев и др.

# 1. Законы фильтрации в пористых средах

## 1.1. Характеристика пористых сред. Модели грунтов

По размерам (поперечные по направлению движения флюида размеры пор) поры горных пород делятся на сверх-капиллярные ( $> 508$  мкм), капиллярные ( $0,2 \dots 508$  мкм) и субкапиллярные ( $< 0,2$  мкм). В сверхкапиллярных порах движение жидкости подчинено законам гидравлики (например, свободное перемещение под действием гравитационных сил), в капиллярных порах (каналах) движение жидкости затруднено из-за проявления сил молекулярного сцепления. Субкапиллярные поры характерны для глинистых пород, фильтрация воды в них практически невозможна.

В подземной гидромеханике горные породы подразделяют на проницаемые и плотные. К проницаемым принято относить породы, способные вмещать и пропускать через себя флюиды (жидкости и газы) при создании перепада давления. Такие породы называют коллекторами. Флюиды занимают в породе пустоты (поры, каверны, трещины), образующиеся при неполном контакте твердых частиц, из которых сложена горная порода.

По своему происхождению и по характеру взаимодействия с флюидами коллекторы можно разделить на два вида: поровые и трещинные. Важнейшими характеристиками порового коллектора являются его емкостные свойства – пористость и просветность. Основные характеристики трещинного коллектора – густота трещин, раскрытость трещин и коэффициент трещинной пористости.

Пористость – наличие в горной породе пустот в виде пор. Пористость горной породы характеризуется коэффициентом пористости  $m$ , представляющим собой отношение объема пор ( $V_{\text{пор}}$ ) в некотором элементе горной породы ко всему объему данного элемента ( $V_{\text{гп}}$ ), то есть  $m = V_{\text{пор}}/V_{\text{гп}}$ .

Наряду с пористостью введено понятие просветности, которая характеризуется коэффициентом просветности  $n_{\text{просв}} = F_{\text{пор}}/F$  (отношение площади пор (просветов)  $F_{\text{пор}}$  в некотором сечении пористой среды ко всей площади этого сечения  $F$ ).

При теоретических исследованиях порового пространства рассматривают следующие модели грунтов.

Идеальный грунт – модель пористой среды, поровые каналы которой представляют собой пучок тонких цилиндрических трубок (капилляров) с параллельными осями (рис.1, а).

Фиктивный грунт – модель пористой среды, состоящей из шариков одинакового диаметра с углом укладки частиц в грунте  $\theta$  (рис. 1, б).

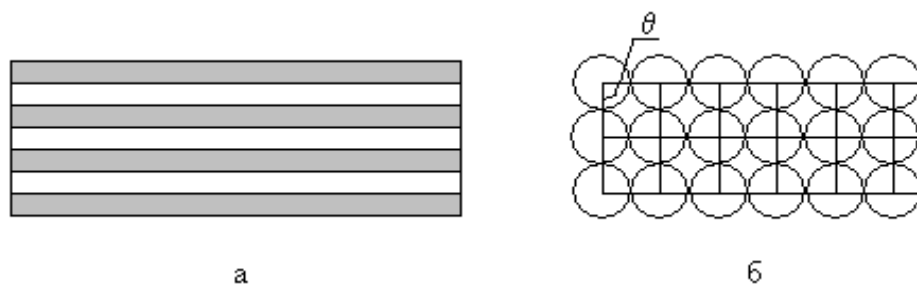


Рис.1. Модели грунта  
а – идеальный грунт; б – фиктивный грунт

Для фиктивного грунта коэффициенты пористости и просветности могут быть определены по формулам Сликтера:

$$m = 1 - \frac{\pi}{6(1 - \cos\theta) \cdot \sqrt{1 + 2\cos\theta}} \quad (1)$$

$$n_{\text{просв}} = 1 - \frac{\pi}{4\sin\theta} \quad (2)$$

Для обломочной породы, сложенной одинаковыми по размеру шарообразными зернами (фиктивный грунт), пористость может достигать 47,67 % при наиболее редкой укладке частиц в грунте (угол укладки  $90^0$ ) и 25,99 % при наиболее плотной укладке ( $60^0$ ), независимо от диаметра шаров.

## 1.2. Основные понятия теории фильтрации. Законы фильтрации

### 1.2.1. Скорость движения и скорость фильтрации жидкости

Жидкости и газы движутся в продуктивных пластах в различных по размерам и форме каналах, образованных системой сообщающихся пор или трещин. Такое движение в поровой или трещинной среде называется фильтрацией.

В отличие от движения жидкостей и газов по трубам и в открытых руслах фильтрация имеет свои особенности: весьма малые поперечные размеры поровых каналов и малые скорости движения жидкости; большая роль сил трения вследствие вязкости жидкости и больших значений площади поверхности стенок поровых каналов.

Скорость фильтрации  $w$  равна отношению объемного расхода жидкости (газа) через поперечное сечение рассматриваемого элемента пористой среды  $Q$  к площади нормального к направлению движения сечения этого элемента  $F$ :

$$w = Q/F \quad (3)$$

Скорость фильтрации отличается от истинной скорости движения жидкостей или газов. Для определения скорости движения  $v$  необходимо объемный расход  $Q$  разделить на площадь нормального к направлению движения поперечного сечения поровых каналов или (и) трещин  $F_{\text{пор}}$ :

$$v = Q/F_{\text{пор}} = Q/(m \cdot F) = w/m \quad (4)$$

Введение понятия скорости фильтрации позволяет рассматривать пласт как непрерывное поле скоростей фильтрации и давлений, величины которых в каждой точке пласта являются функцией координат этой точки и времени. Поле физической величины есть совокупность ее значений во всех точках рассматриваемой пространственной области в данный момент времени. Если поле изменяется во времени, оно называется нестационарным, в ином случае – стационарным.

### 1.2.2. Классификация фильтрационных потоков

Скорость относится к величинам, которые задаются не только числом, но и направлением (векторные величины). Положив в основу классификации зависимость вектора скорости от координат, можно выделить следующие типы фильтрационных потоков:

- одномерные  $w = f(x)$ ;
- двухмерные  $w = f(x, y)$ ;
- трехмерные  $w = f(x, y, z)$ .

Частным случаем двухмерного потока является плоскорадиальный фильтрационный поток, когда выполняется условие  $w = f(r)$ , то есть вектор скорости фильтрации является функцией расстояния до некоторой точки (рис.2). Сами же точки называются стоками (когда движение жидкости происходит от периферии к центру) или источниками (движение от центра к периферии).

При постоянном во времени давлении в данной точке пласта (стационарное поле давлений) фильтрационный поток называется установившимся; если давление в такой точке изменяется с течением времени (нестационарное поле), фильтрационный поток называется неустановившимся.

При изучении процессов фильтрации различают потоки сжимаемой и несжимаемой жидкостей, потоки однородных жидкостей, смесей и др.

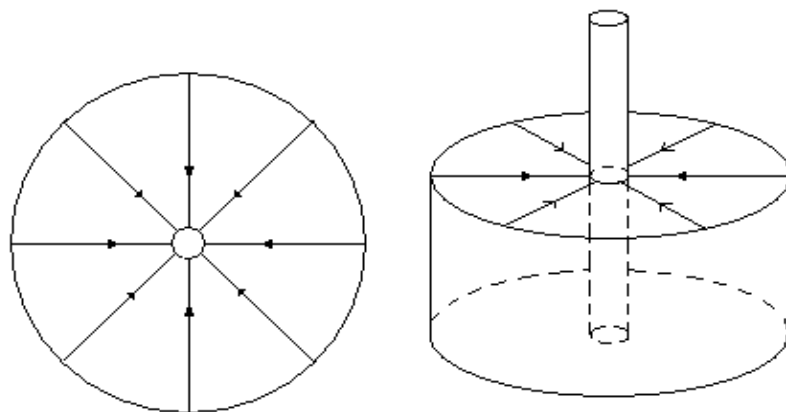


Рис.2. Схема плоскорадиального потока



### 1.2.3. Законы фильтрации

Основное соотношение теории фильтрации называют законом фильтрации. Он устанавливает связь между вектором скорости фильтрации и полем давления, которое вызывает фильтрацию.

Первые исследования фильтрации жидкости в пористых средах проведены французскими инженерами Дарси и Дюпюи, работы которых положили начало теории фильтрации. При изучении движения воды через песчаные фильтры установлена экспериментальная зависимость

$$Q = k_{\phi} \cdot \frac{\Delta H}{L} \cdot F, \quad (5)$$

где  $Q$  – объемный расход жидкости через фильтр длиной  $L$  и площадью поперечного сечения  $F$ ;  $\Delta H$  – разность напоров;  $\frac{\Delta H}{L}$  – гидравлический уклон;  $k_{\phi}$  – коэффициент фильтрации (коэффициент пропорциональности), представляющий собой скорость фильтрации при гидравлическом уклоне, равном единице. Коэффициент фильтрации имеет размерность скорости.

Коэффициент фильтрации используется обычно в гидротехнических расчетах, где приходится иметь дело с одной жидкостью – водой. При исследовании фильтрации нефти, газа и их смесей необходимо разделить влияние на фильтрацию свойств пористой среды и жидкости:

$$Q = \frac{k}{\mu} \cdot \rho g \cdot \frac{\Delta H}{L} \cdot F \quad (6)$$

При этом

$$w = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L}, \text{ или } w = -\frac{k}{\mu} \cdot \frac{dP}{dl}, \quad (7)$$

где  $\rho$  – плотность жидкости;  $\mu$  – динамическая вязкость жидкости;  $\Delta P$  – перепад давления;  $k$  – коэффициент пропорциональности, зависящий от свойств пористой среды и характеризующий ее способность пропускать сквозь себя жидкости или газы при перепаде давления; знак «минус» в (7) означает, что давление в направлении движения жидкости уменьшается. Коэффициент  $k$  называют коэффициентом проницаемости, который имеет размерность площади ( $m^2$ ).

В СИ за единицу проницаемости в  $1 m^2$  принимается проницаемость пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью  $1 m^2$ , длиной  $1 m$  и перепаде давления  $1 Pa$  расход жидкости вязкостью  $1 Pa \cdot s$  составляет  $1 m^3/s$ .

На практике нередко пользуются единицей измерения проницаемости, называемой Дарси (Д). Один Дарси – это проницаемость пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью в  $1 cm^2$  и длиной в  $1 cm$  при перепаде давления в  $1 ат$  ( $0,1 MPa$ ) расход жидкости вязкостью  $1 mPa \cdot s$  составляет  $1 cm^3/s$ .

Уравнение (7) - линейный закон фильтрации (закон Дарси), в соответствии с которым зависимость между вектором скорости и градиентом давления линейная.

В ряде случаев при фильтрации жидкости наблюдаются отклонения от линейного закона. Границу применимости закона Дарси связывают с некоторым критическим значением числа Рейнольдса  $Re_{кр}$ . Число  $Re$  может быть определено по формулам:

Щелкачева:

$$Re = \frac{10}{m^{2,3}} \cdot \frac{w\sqrt{k}}{\nu} \quad (Re_{кр} = 1 \dots 12); \quad (8)$$

Миллионщикова:

$$Re = \frac{w\sqrt{k}}{m^{1,5} \cdot \nu} \quad (Re_{кр} = 0,02 \dots 0,29), \quad (9)$$

где  $\nu$  - кинематическая вязкость жидкости.

Общий вид уравнения нелинейного закона фильтрации:

$$w = -c \left( \frac{dP}{dx} \right)^{1/n}, \quad (10)$$

где  $\frac{dP}{dx}$  - градиент давления;  $c$  - коэффициент пропорциональности;  $n$  - показатель закона фильтрации. При  $n = 2$  получаем нелинейный закон фильтрации Краснопольского.

Обобщенная двухчленная формула нелинейных законов фильтрации:

$$i = aw + bw^2, \quad (11)$$

где  $i$  = гидравлический уклон;  $a, b$  - коэффициенты, определяемые экспериментально.

Широкое распространение получила эмпирическая зависимость, обобщающая нелинейные законы фильтрации, называемая двухчленной формулой Форхгеймера:

$$\frac{\Delta P}{L} = \frac{\mu}{k} w + \beta \frac{\rho}{\sqrt{k}} w^2, \quad (12)$$

где  $\beta$  - экспериментальная константа пористой среды.

## 2. Установившееся движение жидкостей и газов в пористых средах

### 2.1. Установившееся одномерное движение несжимаемой жидкости по линейному закону фильтрации

Рассмотрим движение несжимаемой жидкости, имеющей динамическую вязкость  $\mu$ , в однородном горизонтальном пласте постоянной толщины  $h$  в направлении от контура питания к галерее стока (рис.3). Давление на контуре питания  $P_k$ , на галерее стока  $P_r$ . Длина пласта  $L$ , ширина -  $a$ . Движение

жидкости предполагается установившимся одномерным; закон фильтрации – линейный.

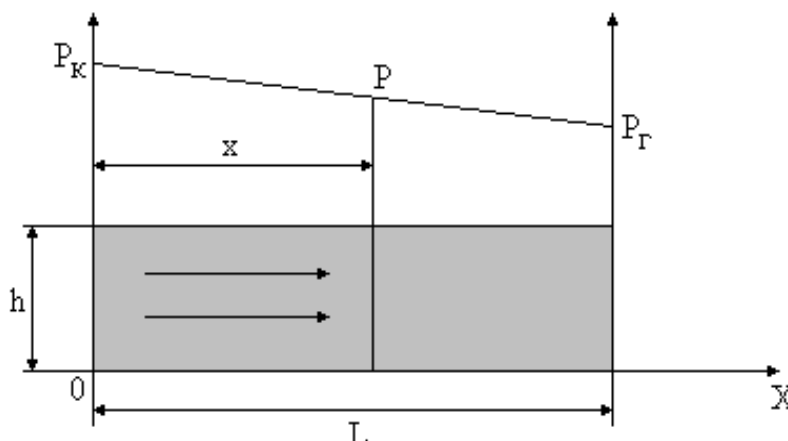


Рис.3. Вертикальное сечение пласта и линия распределения давления для одномерного потока (линия  $P_k - P_r$ )

Расход жидкости (дебит галереи) определится по формуле

$$Q = w \cdot F = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{P_k - P_r}{L} \cdot ah \quad (13)$$

Для двух частей пласта с линейными размерами  $x$  и  $L-x$  можно записать ( $Q = \text{const}$ ):

$$\frac{k}{\mu} \cdot \frac{P_k - P}{x} \cdot ah = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{P - P_r}{L-x} \cdot ah$$

Из этого равенства получаем формулу для распределения давления в пласте при линейном законе фильтрации:

$$P = P_k - \frac{P_k - P_r}{L} \cdot x \quad \text{или} \quad P = P_r + \frac{P_k - P_r}{L} \cdot (L - x), \quad (14)$$

где  $x$  – расстояние до произвольного сечения пласта, давление в котором  $P$ .

## 2.2. Установившееся плоскорадиальное движение несжимаемой жидкости по линейному закону фильтрации

Рассмотрим движение несжимаемой жидкости, имеющей вязкость  $\mu$ , в однородном горизонтальном пласте постоянной толщины  $h$  в направлении от контура питания к скважине (рис.4). Давление на контуре питания  $P_k$ , в скважине  $P_c$ . Радиусы контура питания  $r_k$ , скважины  $r_c$ . Движение жидкости предполагается установившимся плоскорадиальным; закон фильтрации – линейный.

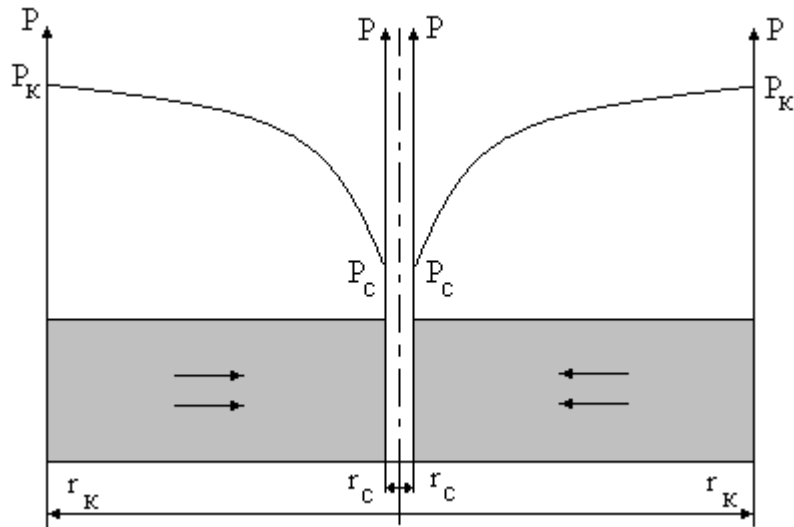


Рис.4. Вертикальное сечение пласта и линия распределения давления для плоскорадиального потока (линия  $P_k - P_c$ )

Расход жидкости (дебит скважины) можно определить следующим образом:

$$Q = w \cdot F, \quad (15)$$

где  $F$  – площадь нормального по отношению к линиям тока сечения.

При плоскорадиальном движении таким сечением является боковая поверхность цилиндра с площадью  $F = 2\pi r h$ .

Расписав скорость фильтрации в соответствии с законом Дарси, получаем следующую формулу расхода жидкости:

$$Q = \frac{2\pi r h \cdot k}{\mu} \cdot \frac{dP}{dr} \quad (16)$$

Разделим переменные и проинтегрируем уравнение (16):

$$Q \cdot \mu \cdot \int_{r_c}^{r_k} \frac{dr}{r} = 2\pi k h \cdot \int_{P_c}^{P_k} dP,$$

или

$$Q = \frac{2\pi k h}{\mu} \cdot \frac{P_k - P_c}{\ln r_k / r_c} \quad (17)$$

Уравнение (17) называют формулой Дюпюи; разницу  $P_k - P_c = \Delta P_{пл}$  называют депрессией.

Представим, что в пласте работает фиктивная скважина радиусом  $r$  ( $r_c \leq r \leq r_k$ ) и давлением на забое  $P$ . В соответствии с (17) ее дебит определится как

$$Q = \frac{2\pi k h}{\mu} \cdot \frac{P - P_c}{\ln r_k / r}, \text{ где } P = P_k - \frac{Q \mu}{2\pi k h} \cdot \ln r_k / r_c.$$

Заменив в этом выражении дебит  $Q$  по формуле (17), получим уравнение распределения давления в пласте

$$P = P_k - \frac{P_k - P_c}{\ln r_k / r_c} \cdot \ln r_k / r \text{ или } P = P_c + \frac{P_k - P_c}{\ln r_k / r_c} \cdot \ln r / r_c \quad (18)$$

Из формулы (18) следует, что линия распределения давления в пласте имеет вид логарифмической кривой. Геометрическое тело, образованное вращением этой кривой вокруг оси скважины, называют воронкой депрессии (рис.4).

Количество жидкости, получаемое из скважины за единицу времени при единичной депрессии, называется коэффициентом продуктивности, то есть коэффициент продуктивности есть отношение дебита скважины к депрессии, при которой этот дебит получен.

Из формулы (17) следует (при  $\frac{kh}{\mu} = \text{const}$ ):

$$K_{\text{прод}} = \frac{Q}{P_k - P_c} = \frac{Q}{\Delta P_{\text{пл}}} = \frac{2\pi kh}{\mu \cdot \ln r_k / r_c} = \text{const} \quad (19)$$

График зависимости дебита от депрессии называют индикаторной диаграммой (рис. 5).

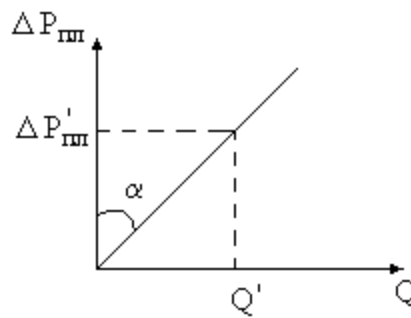


Рис.5. Индикаторная диаграмма

При установившемся плоскорадиальном движении жидкости по линейному закону фильтрации индикаторная диаграмма имеет вид прямой линии, выходящей из начала координат (при отсутствии депрессии нет притока жидкости в скважину). В соответствии с (19)  $K_{\text{прод}} = \text{tg} \alpha$ .

### 2.3. Установившееся одномерное движение несжимаемой жидкости по нелинейному закону фильтрации

Исходные данные, рассмотренные в п. 2.1, остаются неизменными. Предполагается, что закон фильтрации жидкости в пласте – нелинейный.

Расход жидкости в таком потоке определится по формуле

$$Q = c \left( \frac{P_k - P_r}{L} \right)^{\frac{1}{n}} \cdot ah \quad (20)$$

При  $Q = \text{const}$  распределение давления подчиняется закону

$$P = P_k - \frac{P_k - P_r}{L} \cdot x \quad (21)$$

Из формулы (21) следует, что закон распределения давления при нелинейном законе фильтрации в точности совпадает с формулой распределения давления в аналогичном потоке при фильтрации по линейному закону (рис.3).

#### 2.4. Установившееся плоскорадиальное движение несжимаемой жидкости по нелинейному закону фильтрации

Исходные данные, рассмотренные в п. 2.2, остаются неизменными. Предполагается, что закон фильтрации жидкости в пласте – нелинейный.

Вывод формулы для расхода жидкости (дебита скважины) приведен в Приложении 1. Формула имеет вид:

$$Q = 2\pi h c \left[ \frac{(n-1) \cdot (P_K - P_C)}{\left(\frac{1}{r_C}\right)^{n-1} - \left(\frac{1}{r_K}\right)^{n-1}} \right]^{\frac{1}{n}} \quad (22)$$

При  $n = 2$  (закон Краснопольского) формула дебита упрощается:

$$Q = 2\pi h c \cdot \sqrt{\frac{P_K - P_C}{\frac{1}{r_C} - \frac{1}{r_K}}} \quad (23)$$

Распределение давления получается следующим:

$$P = P_K - \frac{P_K - P_\Gamma}{\frac{1}{r_C^{n-1}} - \frac{1}{r_K^{n-1}}} \cdot \left( \frac{1}{r^{n-1}} - \frac{1}{r_K^{n-1}} \right) \quad (24)$$

В случае закона Краснопольского

$$P = P_K - \frac{P_K - P_\Gamma}{\frac{1}{r_C} - \frac{1}{r_K}} \cdot \left( \frac{1}{r} - \frac{1}{r_K} \right) \quad (25)$$

При нелинейной фильтрации жидкости индикаторная диаграмма имеет вид параболы с показателем степени от 1 до 2. В случае существования закона Краснопольского индикаторная линия является обыкновенной параболой второго порядка (рис.6).

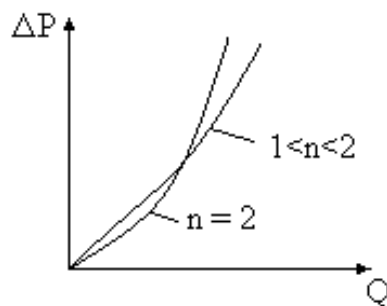


Рис.6. Индикаторные диаграммы при нелинейных законах фильтрации

При линейной фильтрации на каждую следующую единицу при увеличении перепада давления приходится один и тот же прирост дебита.

Выпуклость индикаторных линий к оси дебитов при нелинейных законах указывает, что на каждую следующую единицу при увеличении перепада давления приходится все меньший прирост дебита.

Вблизи перфорационных отверстий скважин скорость фильтрации может увеличиваться настолько, что пользоваться формулой Дюпюи нельзя, в таких случаях применяют двухчленную формулу притока

$$\Delta P_{пл} = A Q + B Q^2, \quad (26)$$

где  $A$  – коэффициент фильтрационного сопротивления, учитывающий потери давления на трение;  $B$  – коэффициент, учитывающий инерционную составляющую фильтрационного сопротивления

Двухчленная формула притока является физически наиболее обоснованной и справедлива при всех числах Рейнольдса, встречающихся в практике разработки нефтяных и газовых месторождений.

## 2.5. Определение фильтрационных параметров пласта при установившихся отборах

К фильтрационным параметрам продуктивного пласта относят проницаемость  $k$ , проводимость  $\frac{k}{\mu}$  и гидропроводность  $\frac{kh}{\mu}$ .

Для определения этих параметров методом установившихся отборов выполняют измерения значений дебитов и депрессий на нескольких установившихся режимах работы скважины при ее исследовании.

По результатам исследований строится индикаторная диаграмма, которая в случае линейной фильтрации имеет вид прямой линии. Если индикаторная диаграмма имеет вид кривой, выпуклой к оси дебитов, то закон фильтрации нелинейный.

Обработка прямолинейной индикаторной диаграммы основана на использовании формулы Дюпюи. На прямой линии выбирается произвольная точка с координатами  $Q'$  и  $\Delta P'_{пл}$ , по которым определяется коэффициент продуктивности  $K_{прод} = \frac{Q'}{\Delta P'_{пл}}$  (рис.5).

По коэффициенту продуктивности в соответствии с формулой (17) можно вычислить значение коэффициента проницаемости:

$$k = \frac{K_{прод} \cdot \mu \cdot \ln r_k / r_c}{2\pi h} \quad (27)$$

При известных значениях  $h$  и  $\mu$  после определения проницаемости находят проводимость и гидропроводность.

Обработка нелинейной индикаторной диаграммы может быть выполнена в соответствии с двухчленной формулой притока. Для этого формулу (26) записывают в виде (приводят к уравнению прямой)

$$\frac{\Delta P_{пл}}{Q} = A + BQ \quad (28)$$

Индикаторная диаграмма перестраивается в координатах  $\left(\frac{\Delta P_{пл}}{Q}, Q\right)$  (рис.7).  
Прямая линия отсекает на оси ординат отрезок A:

$$A = \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \ln \frac{r_k}{r_c} \quad (29)$$

По углу наклона прямой определяют коэффициент  $B = \operatorname{tg} \alpha$

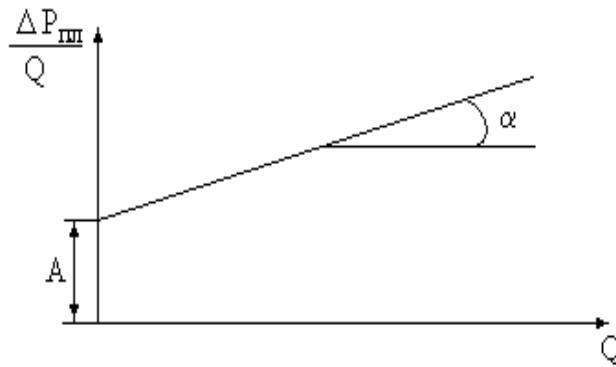


Рис.7. Обработка индикаторной диаграммы по двухчленной формуле

## 2.6. Установившееся движение сжимаемой (упругой) жидкости

При изучении движения упругой (сжимаемой) жидкости в пористой среде необходимо учесть, что объемный расход жидкости изменяется в зависимости от давления, т.е. неодинаков в различных сечениях потока. В общем случае эффект изменения объема при упругом сжатии или расширении будет испытывать и сама пористая среда. Одновременно необходимо также учитывать зависимость вязкости жидкости от давления.

Эффекты, связанные с изменением свойств жидкости и пористой среды в зависимости от давления, можно учесть, заменив давление на некоторую функцию

$$\tilde{P} = \int \frac{k(P)\rho(P)}{\mu(P)} dP + C, \quad (30)$$

где  $\tilde{P}$  - функция давления, названная функцией Лейбензона. Будучи подставленной в уравнения фильтрации несжимаемой жидкости, функция Лейбензона делает их справедливыми для движения сжимаемой жидкости.

Если пренебречь изменением проницаемости и вязкости при изменении давления (ввиду малости таких изменений), функцию Лейбензона можно записать в виде

$$\tilde{P} = \int \rho(P) dP + C, \quad (31)$$



При изучении движения сжимаемой и несжимаемой жидкостей можно выделить определенные аналогии:

<u>Несжимаемая жидкость</u>	<u>Сжимаемая жидкость</u>
Объемный расход $Q$	Массовый расход $Q_M$
Давление $P$	Функция Лейбензона $\tilde{P}$
Объемная скорость фильтрации $w$	Массовая скорость фильтрации $\rho w$

Уравнение состояния сжимаемой (упругой) капельной жидкости

$$\rho = \rho_0 \cdot e^{\beta_{ж}(P-P_0)}, \quad (32)$$

где  $\rho$ ,  $\rho_0$  – плотность жидкости соответственно при давлениях  $P$  и  $P_0$ ;  $\beta_{ж}$  – коэффициент объемного сжатия жидкости.

С учетом уравнения состояния функцию Лейбензона можно определить по формуле

$$\tilde{P} = \frac{\rho}{\beta_{ж}} \quad (33)$$

Для установившегося плоскорадиального потока сжимаемой (упругой) капельной жидкости массовый расход

$$Q_M = \frac{2\pi kh}{\mu} \cdot \frac{\tilde{P}_k - \tilde{P}_c}{\ln r_k / r_c}, \quad (34)$$

где  $\tilde{P}_k$ ,  $\tilde{P}_c$  – значения функции Лейбензона, соответственно, на контуре питания и у стенки скважины.

С учетом (33) формулу (34) можно записать в виде

$$Q_M = \frac{2\pi kh}{\mu \cdot \beta_{ж}} \cdot \frac{\rho_k - \rho_c}{\ln r_k / r_c}, \quad (34)$$

где  $\rho_k$ ,  $\rho_c$  – плотность жидкости, соответственно, на контуре питания и в скважине.

Изменение плотности жидкости вдоль линий тока

$$\rho = \rho_k - \frac{\rho_k - \rho_c}{\ln r_k / r_c} \cdot \ln r_k / r \quad (36)$$

## 2.7. Установившееся движение идеального газа

Газ отличается от капельной жидкости, в первую очередь, большей сжимаемостью. Согласно закону Бойля-Мариотта газ занимает объем, обратно пропорциональный давлению, при котором он находится (при условии сохранения постоянной температуры). Расстояние между отдельными молекулами газа велико, поэтому можно считать, что взаимодействие между ними практически отсутствует. Газ занимает весь объем, в котором он

находится. При увеличении давления газ может практически неограниченно сжиматься. Газ, который характеризуется беспредельным сжатием, называется идеальным. Для решения большинства задач подземной гидромеханики модель идеального газа является вполне достаточной. При больших давлениях и температурах взаимодействие между молекулами газа становится ощутимым и его необходимо учитывать. В этом случае газ следует считать реальным.

При изотермическом движении уравнение состояния идеального газа можно записать так

$$\frac{P}{\rho} = \frac{P_{ат}}{\rho_{ат}} = RT, \quad (37)$$

где  $\rho$ ,  $\rho_{ат}$  – плотность газа, соответственно, при давлении  $P$  и при атмосферном давлении  $P_{ат}$ ;  $R$  – газовая постоянная;  $T$  – температура.

Из формулы (37) можно получить уравнение состояния идеального газа

$$\rho = \rho_{ат} \cdot \frac{P}{P_{ат}} \quad (38)$$

По аналогии с движением сжимаемой жидкости при фильтрации газа используют функцию Лейбензона

$$\tilde{P} = \int \rho(P)dP + C = \int \rho_{ат} \cdot \frac{P}{P_{ат}} dP + C = \frac{\rho_{ат}}{P_{ат}} \cdot \frac{P^2}{2} \quad (39)$$

Использование функции Лейбензона позволяет применять уравнения несжимаемой жидкости и для фильтрации сжимаемой жидкости, в том числе и для газа.

При плоскорадиальной фильтрации газа по линейному закону его массовый расход определится по формуле

$$Q_M = \frac{2\pi kh}{\mu} \cdot \frac{\tilde{P}_K - \tilde{P}_C}{\ln r_K/r_C} = \frac{\pi kh \cdot \rho_{ат}}{\mu \cdot P_{ат}} \cdot \frac{P_K^2 - P_C^2}{\ln r_K/r_C} \quad (40)$$

Объемный расход, приведенный к атмосферному давлению

$$Q_{ат} = Q_M / \rho_{ат} = \frac{\pi kh}{\mu \cdot P_{ат}} \cdot \frac{P_K^2 - P_C^2}{\ln r_K/r_C} \quad (41)$$

Индикаторная диаграмма газовой скважины в координатах  $\Delta P_{пл}, Q_{ат}$  является параболой и обработке не подлежит. По этой причине индикаторные диаграммы принято строить в координатах  $P_K^2 - P_C^2, Q_{ат}$  с получением линейной зависимости (рис.8).

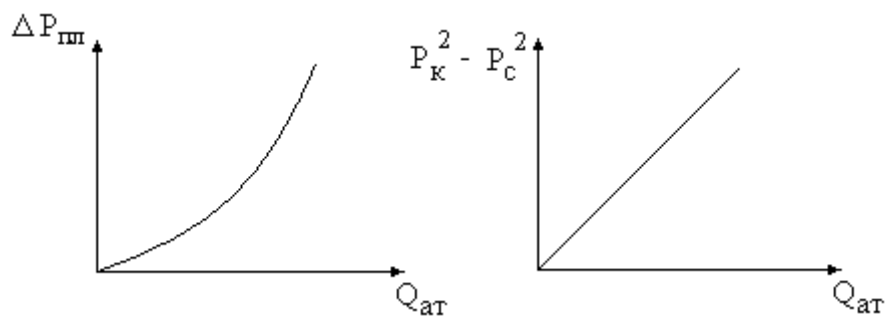


Рис.8. Индикаторные диаграммы газовой скважины при линейном законе фильтрации

Распределение функции Лейбенсона вдоль линий тока описывается формулой

$$\tilde{P} = \tilde{P}_k - \frac{\tilde{P}_k - \tilde{P}_c}{\ln r_k / r_c} \cdot \ln r_k / r \quad (42)$$

Распределение давления

$$P = \sqrt{P_k^2 - \frac{P_k^2 - P_c^2}{\ln r_k / r_c} \cdot \ln r_k / r} \quad (43)$$

График распределения давления является более крутым по сравнению с логарифмической кривой, что позволяет утверждать, что основные потери давления происходят в непосредственной близости от скважины.

При больших дебитах газовых скважин и, следовательно, при больших скоростях фильтрации может происходить отклонение от линейного закона. При решении подобной задачи используют так называемую двухчленную формулу притока

$$P_k^2 - P_c^2 = A Q_{ат} + B Q_{ат}^2, \quad (44)$$

где  $A$  – коэффициент фильтрационного сопротивления, учитывающий потери давления на трение;  $B$  – коэффициент, учитывающий инерционную составляющую фильтрационного сопротивления:

$$A = \frac{\mu P_{ат}}{\pi k h} \cdot \ln r_k / r_c \quad (45)$$

$$B = \frac{\rho_{ат} \cdot P_{ат} \cdot \beta}{2 \pi^2 \cdot h^2 \cdot r_c \cdot \sqrt{k}} \quad (46)$$

В формуле (46)  $\beta$  – экспериментальная константа пористой среды.

Индикаторная диаграмма газовой скважины при фильтрации по нелинейному закону строится в координатах  $\frac{P_k^2 - P_c^2}{Q_{ат}}$ ,  $Q_{ат}$  и имеет вид прямой линии с угловым коэффициентом  $B$  и отрезком  $A$ , отсекаемым на оси ординат. По этому отрезку можно определить фильтрационные параметры пласта.

Если снизить забойное давление до атмосферного, то дебит скважины в таком случае будет называться абсолютно свободным.

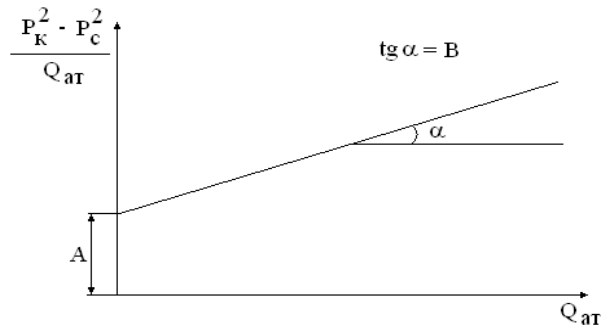


Рис.9. Обработка индикаторной диаграммы по двухчленной формуле притока

## 2.8. Установившееся движение неоднородных жидкостей

Природные и закачиваемые с поверхности в пласт жидкости и газы могут образовывать неоднородные системы – смеси. Они делятся на две группы – гомогенные и гетерогенные. В гомогенных смесях компоненты растворяются друг в друге, то есть образуют растворы. Для описания фильтрации гомогенных смесей используют формулы, выведенные для однородных жидкостей.

Компоненты, образующие гетерогенную смесь, принято называть фазами. По числу фаз выделяют двух-, трех- и многофазные жидкости (системы).

В подземной гидромеханике встречаются неоднородные системы: нефть + газ (газированная жидкость – двухфазная газожидкостная смесь); нефть + вода (двухфазная водонефтяная смесь – эмульсия); нефть + газ + вода (трехфазная газожидкостная смесь).

Отношение занятого  $i$ -й фазой объема порового пространства  $V_i$  к его полному объему называется фазовой насыщенностью  $\sigma_i$ :

$$\sigma_i = \frac{V_i}{V_{\text{пор}}} \quad (47)$$

Полагая, что весь объем поровых каналов заполнен, можно записать  $\sum_{i=1}^n \sigma_i = 1$ , где  $n$  – количество фаз.

Способность горной породы пропускать сквозь себя какую-либо фазу при фильтрации многофазной системы (жидкости) называется фазовой проницаемостью  $k_i$ . Величина фазовой проницаемости зависит от фазовой насыщенности  $k_i = f(\sigma_i)$ .

Отношение фазовой и абсолютной проницаемостей горной породы называется относительной проницаемостью (относительной фазовой проницаемостью)

$$\bar{k}_1 = \frac{k_i}{k} \quad (48)$$

Сопротивление, испытываемое каждой фазой при совместном течении, отличается от того, которое было бы при фильтрации только одной из них. При двух- и многофазной фильтрации происходит взаимодействие между фазами.

Величину относительной проницаемости можно рассматривать как долю энергии, которая расходуется на перемещение по пласту данной фазы при фильтрации многофазной жидкости.

Сумма относительных проницаемостей всегда меньше единицы  $\sum_{i=1}^n k_i < 1$ . Разность между единицей и суммой фазовых проницаемостей представляет собой ту долю энергии, которая затрачивается на взаимодействие между фазами.

Характер зависимости относительной проницаемости от фазовой насыщенности изучается экспериментально. В результате многочисленных опытов построены графики зависимости относительных проницаемостей от насыщенностей (Приложение 5).

### 2.8.1. Установившееся движение нефтегазовых смесей

При движении нефти с растворенным газом в пористой среде вследствие снижения пластового давления ниже давления насыщения нефти газом происходит выделение из нефти растворенного газа с образованием газовых пузырьков – образуется газированная жидкость (смесь типа нефть + газ). По мере приближения жидкости к забою скважины и продолжающегося снижения давления размеры образовавшихся пузырьков газа и их количество увеличиваются.

При описании движения нефтегазовой смеси используют некоторую функцию давления, которая, будучи подставлена в уравнения для однофазной жидкости вместо давления, делает их справедливыми для описания фильтрации жидкой фазы нефтегазовой смеси (функция Христиановича Н):

$$H = \int \bar{k}_H dP + C \quad (49)$$

В случае плоскорадиальной фильтрации нефтегазовой смеси по линейному закону объемный расход жидкой фазы (нефти) определится по формуле

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu_H} \cdot \frac{H_K - H_C}{\ln r_K / r_C}, \quad (50)$$

где  $H_K$ ,  $H_C$  – значения функции Христиановича, соответственно, на контуре питания и на стенке скважины.

Введем понятия приведенного ( $P_{пр}$ ) и безразмерного ( $P^*$ ) давлений и безразмерной функции Христиановича  $H^*$ :

$$P_{пр} = \frac{P}{P_{ат}} \quad (51)$$

$$P^* = \frac{P_{пр}}{\xi}, \quad (52)$$

где

$$\xi = \Gamma \cdot \frac{\mu_G}{\mu_H}, \quad (\Gamma = \frac{Q_G}{Q_H} - \text{газовый фактор}) \quad (53)$$

$$H^* = \frac{H}{P_{ат} \cdot \xi} \quad (54)$$

При известном значении безразмерного давления  $P^*$ , используя специальные графики, таблицы или формулы (55) - (57), можно определить  $H^*$  и значение функции Христиановича по схеме:

$$P_k \rightarrow P_k^* \rightarrow H_k^* \rightarrow H_k$$

$$P_c \rightarrow P_c^* \rightarrow H_c^* \rightarrow H_c$$

$$H^* = 0,4 \cdot P^* \text{ при } P^* \leq 15 \quad (55)$$

$$H^* = 0,64 \cdot P^* - 3,6 \text{ при } 15 < P^* \leq 40 \quad (56)$$

$$H^* = 0,72 \cdot P^* - 6,8 \text{ при } P^* > 40 \quad (57)$$

Распределение функции Христиановича вдоль линий тока подчиняется логарифмическому закону

$$H = H_k - \frac{H_k - H_c}{\ln r_k / r_c} \cdot \ln r_k / r \quad (58)$$

## 2.9. Движение жидкости к гидродинамически несовершенным скважинам

На рис.10 схематично изображен пласт толщиной  $h$ , вскрытый пятью скважинами.

Скважина 1 вскрывает пласт на всю его толщину. Эксплуатационная колонна спущена до кровли, то есть в продуктивном интервале скважина сообщается с пластом по всей его толщине (работает с так называемым «открытым забоем»). Такая скважина называется гидродинамически совершенной.

Скважина 2 вскрывает пласт не на всю толщину, а лишь на какую-то часть  $b$ . При этом она также работает с «открытым забоем». Скважина 2 является гидродинамически несовершенной по степени вскрытия пласта.

Скважина 3 вскрывает пласт на всю толщину, но, в отличие от скважины 1, в интервале продуктивного пласта она обсажена эксплуатационной колонной. С целью создания каналов сообщения производится вторичное вскрытие пласта в скважине. Участок трубы с перфорационными отверстиями называется фильтром. Скважина 3 гидродинамически несовершенна по характеру вскрытия пласта.

Скважины 4 и 5 обладают обоими видами гидродинамического несовершенства: и по степени, и по характеру вскрытия пласта.

При движении жидкости к гидродинамически несовершенным скважинам линии тока искривляются (рис.11, 12), что обуславливает появление дополнительных фильтрационных сопротивлений. Общее фильтрационное

сопротивление движению жидкости к гидродинамически несовершенной скважине  $R$  состоит из основного и дополнительного фильтрационных сопротивлений:  $R = R_{\text{осн}} + R_{\text{доп}}$ .

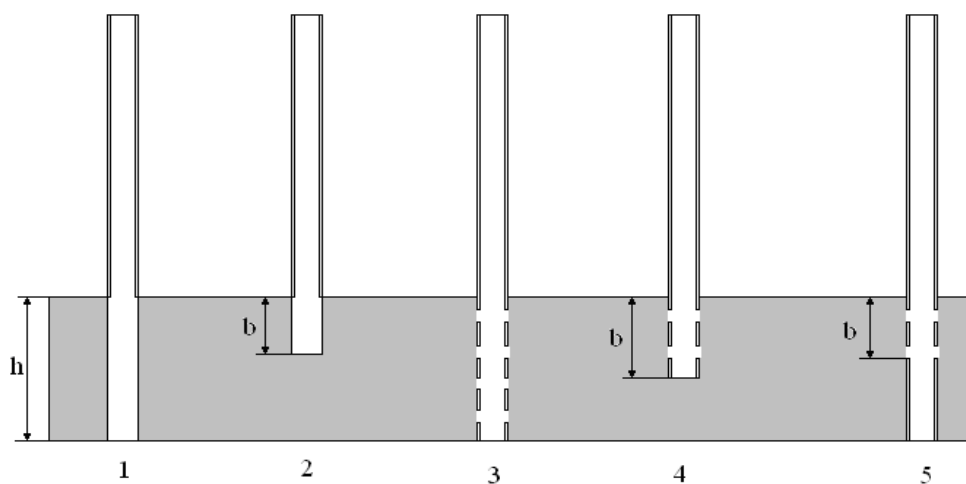


Рис.10. Схемы гидродинамически совершенной и несовершенных скважин

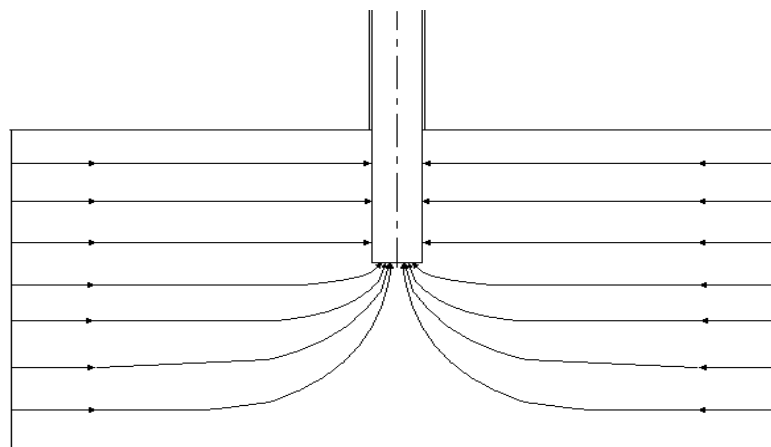


Рис.11. Схема притока жидкости к скважине, несовершенной по степени вскрытия пласта

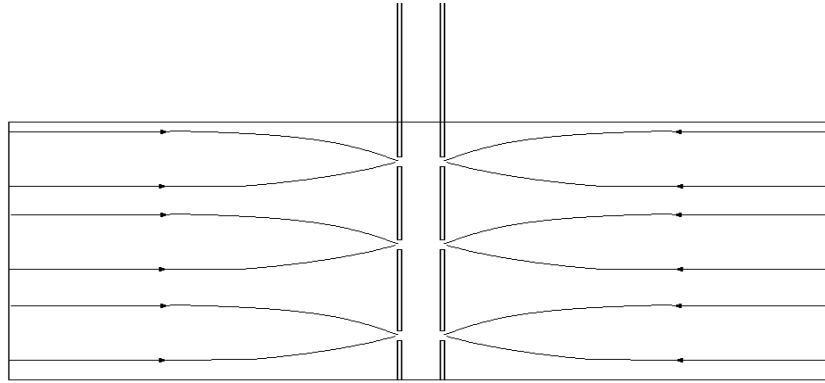


Рис.12. Схема притока жидкости к скважине, несовершенной по характеру вскрытия пласта

Дебит гидродинамически несовершенной скважины можно определить по формуле

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \cdot \frac{P_k - P_c}{\ln r_k / r_c + C}, \quad (59)$$

где  $C$  – безразмерный коэффициент (параметр), учитывающий гидродинамическое несовершенство скважины.

Гидродинамическое несовершенство скважины по степени вскрытия пласта учитывается коэффициентом  $C_1$ , по характеру вскрытия –  $C_2$ .

В общем случае, когда скважина несовершенна и по степени, и по характеру вскрытия

$$C = C_1 + \frac{1}{\delta} C_2 + 2,3 \frac{1-\delta}{\delta}, \quad (60)$$

где  $\delta$  – относительное вскрытие пласта (доля вскрытой части пласта  $b$  в его общей толщине  $h$ ).

Коэффициенты  $C_1$  и  $C_2$  можно определить по графикам В.И. Щурова (Приложение 5) и по аппроксимирующим эти графики формулам, полученным А.А. Мордвиновым:

$$C_1 = 7,86(0,3 \ln^2 \delta - 0,25 \ln \delta) \cdot \left(0,03 + 0,14 \ln \frac{h}{D} + 0,04 \ln^2 \frac{h}{D}\right) \quad (61)$$

$$C_2 = 3,58 \cdot \left(0,34 - 0,3 \ln \frac{l_k}{D} + 0,17 \ln^2 \frac{l_k}{D}\right) \cdot (2,07 - 1,64 \ln nD + 0,41 \cdot \ln 2nD - 0,3 - 0,24 \ln d_k D + 0,01 \ln 2 d_k D - 1), \quad (62)$$

где  $D$  – диаметр скважины;  $l_k$  – глубина перфорационных каналов;  $n$  – плотность перфорации (количество перфорационных отверстий, приходящееся на единицу вскрытой толщины пласта);  $d_k$  – диаметр перфорационных каналов.

По формуле А.М. Пирвердяна:



$$C_1 = \left(\frac{h}{b} - 1\right) \cdot \left(\frac{1}{1 - \frac{r_c}{b}} \cdot \ln \frac{b}{r_c} - 1\right) \quad (63)$$

Несовершенство скважины можно выразить через ее так называемый приведенный радиус  $r_{пр}$

$$r_{пр} = r \cdot e^{-C} \quad (64)$$

Приведенный радиус несовершенной скважины – это радиус такой фиктивной гидродинамически совершенной скважины, дебит которой равен дебиту несовершенной скважины.

Формулу (59) можно записать в виде:

$$Q = \frac{P_k - P_c}{\frac{\mu}{2\pi kh} \cdot (\ln r_k / r_c + C)} = \frac{P_k - P_c}{\frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \ln r_k / r_c + \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot C} = \frac{P_k - P_c}{R_{осн} + R_{доп}}, \quad (65)$$

где первое слагаемое знаменателя – основное, второе слагаемое – дополнительное фильтрационные сопротивления, обусловленные гидродинамическим несовершенством скважины:

$$R_{осн} = \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \ln r_k / r_c \quad (66)$$

$$R_{доп} = \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot C \quad (67)$$

### 3. Дифференциальные уравнения подземной гидромеханики. Неустановившаяся фильтрация

Для процессов, происходящих в нефтяных и газовых пластах, зависимость различных параметров от времени существенна. Такие процессы называются неустановившимися (нестационарными). Задачи неустановившегося движения жидкости и газа в пласте решаются методами математической физики. Для этого составляются и интегрируются дифференциальные уравнения.

К основным дифференциальным уравнениям подземной гидромеханики относятся уравнение неразрывности и уравнение движения.

Уравнение неразрывности представляет собой уравнение баланса массы в элементарном объеме пористой среды:

$$\frac{\partial(\rho v_x)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho v_y)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho v_z)}{\partial z} = -m \frac{\partial \rho}{\partial t}, \quad (68)$$

где  $\rho$  – плотность жидкости;  $v_x, v_y, v_z$  – проекции скорости фильтрации на соответствующие оси координат;  $m$  – коэффициент пористости.

Дифференциальное уравнение движения упругой (сжимаемой) капельной жидкости

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} = -\frac{1}{\chi} \frac{\partial P}{\partial t}, \quad (69)$$

где  $\chi$  – коэффициент пьезопроводности, характеризующий скорость перераспределения давления в пласте,  $\text{м}^2/\text{с}$ .

Коэффициент пьезопроводности определяется по формуле, предложенной В.Н. Щелкачевым

$$\chi = \frac{k}{\mu \cdot (m\beta_{\text{ж}} + \beta_{\text{п}})}, \quad (70)$$

где  $\beta_{\text{ж}}$ ,  $\beta_{\text{п}}$  – соответственно, коэффициенты объемного сжатия жидкости и горной породы.

Формула (69) называется уравнением пьезопроводности. По аналогии с известным уравнением теплопроводности данное уравнение также называют уравнением Фурье.

Для установившегося потока справедлив частный случай уравнения Фурье - уравнение Лапласа

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} = 0 \quad (71)$$

Частные случаи уравнения Лапласа:

Одномерный поток

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = 0 \quad (72)$$

Плоскорадиальный поток

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = 0 \quad (73)$$

### 3.1. Неустановившееся движение упругой (сжимаемой) капельной жидкости при работе скважин с постоянным дебитом

В неограниченном горизонтальном пласте постоянной толщины  $h$  имеется добывающая скважина, размерами (радиусом) которой можно пренебречь (точечный сток). Начальное пластовое давление для всего пласта одинаково и равно  $P_0$ . В момент времени  $t = 0$  скважина пущена в эксплуатацию с постоянным дебитом  $q$ . В пласте образуется неустановившийся плоскорадиальный поток упругой жидкости. Распределение давления в пласте можно определить путем интегрирования уравнения Фурье, которое для плоскорадиального потока записывается в виде

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = -\frac{1}{\chi} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (74)$$

В результате решения данного уравнения получена формула, названная основным уравнением упругого режима

$$P(r, t) = P_0 - \frac{q\mu}{4\pi kh} \cdot \left[ -Ei \left( -\frac{r^2}{4\chi t} \right) \right], \quad (75)$$

где  $-Ei(-x)$  - интегральная экспоненциальная функция (данная функция табулирована);  $r$  - расстояние от скважины до точки, в которой определяется давление  $P$ .

Формула (75) имеет широкое практическое применение и, в частности, используется при интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин.

При малых значениях аргумента  $-\frac{r^2}{4\chi t} < 1$  для интегральной экспоненциальной функции можно записать:

$$-Ei(-x) = \ln \frac{1}{x} - 0,5772 \quad (76)$$

С учетом (76) основное уравнение упругого режима записывают в виде:

$$P(r, t) = P_0 - \frac{q\mu}{4\pi kh} \cdot \left( \ln \frac{2,246\chi t}{r^2} \right) \quad (77)$$

### 3.2. Неустановившаяся фильтрация жидкости при работе скважин с переменным дебитом

Основное уравнение упругого режима, полученное при условии постоянного дебита, можно распространить и на другие случаи, в том числе на работу скважины с переменным дебитом.

В этом случае такая скважина заменяется на группу взаимодействующих фиктивных скважин, работающих с постоянными дебитами и расположенных в одной точке пласта, совпадающей с местоположением реальной скважины. Дебиты фиктивных скважин определяются как разница между последующим и предыдущим дебитами реальной скважины, а продолжительность работы таких скважин определяется с момента изменения дебита реальной скважины до окончания ее работы.

Изменение давления в любой точке пласта, вызванное работой скважины с переменным дебитом, определится по формуле

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n \Delta P_i, \quad (78)$$

где  $n$  – количество фиктивных скважин;  $\Delta P_i$  - изменение давления, вызванное работой  $i$ -й фиктивной скважины, заменяющей работу реальной скважины при изменении ее дебита с  $q_{i-1}$  до  $q_i$ :

$$\Delta P_i = \frac{\mu}{4\pi kh} \cdot (q_i - q_{i-1}) \cdot \left[ -Ei \left( -\frac{r^2}{4\chi t_i} \right) \right], \quad (79)$$

где  $t_i$  – время работы  $i$ -й фиктивной скважины:

$$t_i = T - \sum_{1}^{i-1} t_i, \quad (80)$$

где  $T$  – полное время работы реальной скважины.

### 3.3. Исследование скважин методом восстановления давления

На основе уравнения упругого режима разработан метод определения фильтрационных параметров пласта – метод восстановления давления. В скважину, работающую при установившемся режиме с дебитом  $q$ , спускается глубинный манометр. Скважина останавливается, забойное давление восстанавливается до величины пластового давления. Процесс восстановления забойного давления регистрируется манометром. По результатам измерений строится график (рис.13) – кривая восстановления давления (КВД).

Процесс восстановления давления в скважине можно описать основным уравнением упругого режима. Для удобства записывают данное уравнение в виде формулы (77), которая преобразуется следующим образом:

$$\Delta P_c = \frac{q\mu}{4\pi kh} \cdot \left( \ln \frac{2,246\chi t}{r_c^2} \right) = \frac{q\mu}{4\pi kh} \cdot \ln \frac{2,246\chi}{r_c^2} + \frac{q\mu}{4\pi kh} \cdot \ln t \quad (81)$$

или

$$\Delta P_c = A + B \cdot \ln t \quad (82)$$

где  $A = \frac{q\mu}{4\pi kh} \cdot \ln \frac{2,246\chi}{r_c^2}; \quad B = \frac{q\mu}{4\pi kh}$

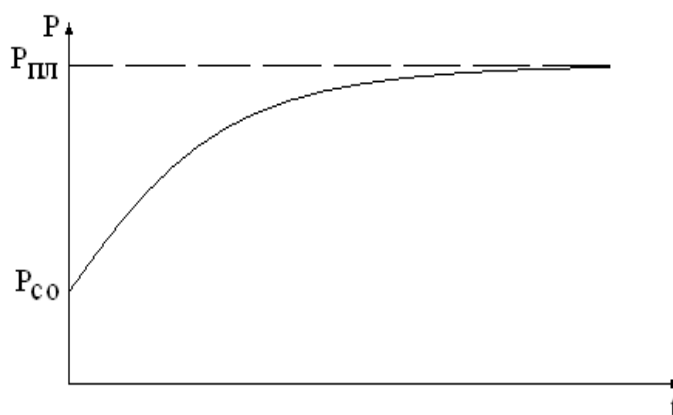


Рис.13. КВД в координатах P - t

Формула (82) является уравнением прямой линии в координатах  $\Delta P, \ln t$  с угловым коэффициентом  $B$  и отсекаемым на оси ординат отрезком  $A$  (рис.14). На практике форма КВД искажается из-за продолжающегося притока жидкости в скважину после ее остановки (немгновенная остановка скважины), изменения характеристик пласта в околоскважинной зоне (ОЗП) и др. Эти факторы, как правило, влияют на форму начального участка кривой, который следует исключать из обработки.

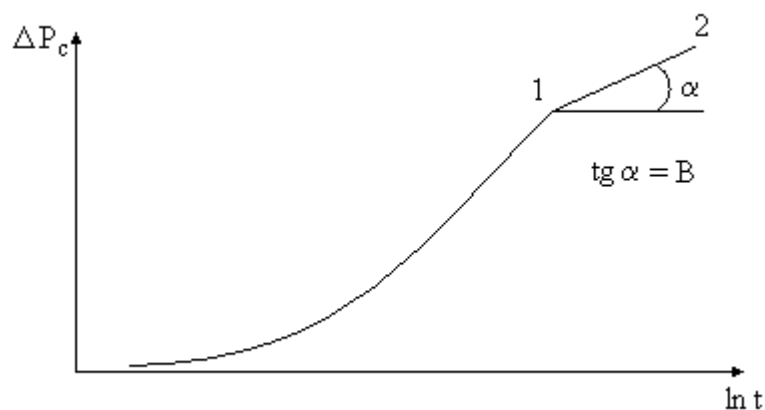


Рис.14. КВД в координатах  $\Delta P, \ln t$

Обработка кривой восстановления давления производится следующим образом:

1. Строится график КВД в координатах  $P-t$  (рис.13).
2. Строится график КВД в координатах  $\Delta P, \ln t$  (рис.14).
3. На КВД в координатах  $\Delta P, \ln t$  выделяется прямолинейный участок.
4. Определяется уклон выделенного прямолинейного участка (коэффициент  $B$ ) по координатам точек, соответствующих началу и концу этого участка

$$B = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} \quad (83)$$

5. Определяется гидропроводность пласта (удаленная часть)

$$\varepsilon = \frac{q}{4\pi B} \quad (84)$$

6. Определяется проницаемость пласта (удаленная часть)

$$k = \frac{\varepsilon \cdot \mu}{h} \quad (85)$$

#### 4. Движение жидкости в неоднородных коллекторах

В природных условиях продуктивные нефтегазосодержащие пласты редко бывают однородными. Поровая среда называется неоднородной, если ее основные характеристики – пористость и проницаемость – различны в разных частях продуктивного пласта.

При хаотичном характере изменения проницаемости горных пород в пределах одного пласта значительные его части (области) можно считать в среднем однородными по проницаемости.

Если в пределах пласта выделяются значительные по размерам однородные зоны (области, части), параметры такого макронеоднородного

пласта существенно влияют на характеристики фильтрационных потоков. При этом выделяют следующие основные виды макронеоднородности:

- слоистая неоднородность, когда пласт разделяется по толщине на несколько слоев, в каждом из которых проницаемость в среднем одинакова, но отлична от проницаемости соседних слоев (неоднородность по разрезу);
- зональная неоднородность, при которой пласт по площади состоит из нескольких зон (областей) различной проницаемости (неоднородность по площади). В пределах одной и той же зоны проницаемость в среднем одинакова, но отлична от проницаемости соседних зон.

#### 4.1. Движение жидкости в слоисто-неоднородных пластах

При одномерном движении в каждом пропластке при отсутствии перетоков между ними имеет место линейное распределение давления. Так как значения граничных давлений  $P_K$  и  $P_r$  для всех пропластков одинаковы и распределение давления в них не зависит от проницаемости, очевидно, что при одном и том же значении координаты  $X$  приведенное к одной плоскости давление в каждом пропластке должно быть одинаковым:  $P = P_K - \frac{P_K - P_r}{L} \cdot x$ .

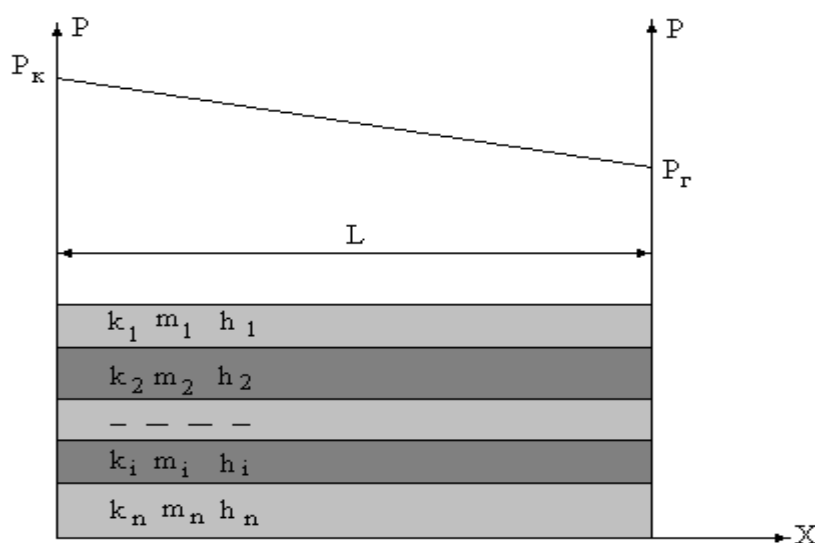


Рис.15. Вертикальное сечение и линия распределения давления для одномерного потока в слоисто-неоднородном пласте (линия  $P_K - P_r$ )

Общий расход жидкости (дебит потока) можно вычислить как сумму расходов (дебитов) в отдельных пропластках (рис.15):

$$Q = \sum_{i=1}^n Q_i = \sum_{i=1}^n k_i h_i \cdot \frac{a \cdot (P_K - P_r)}{\mu \cdot L} \quad (86)$$

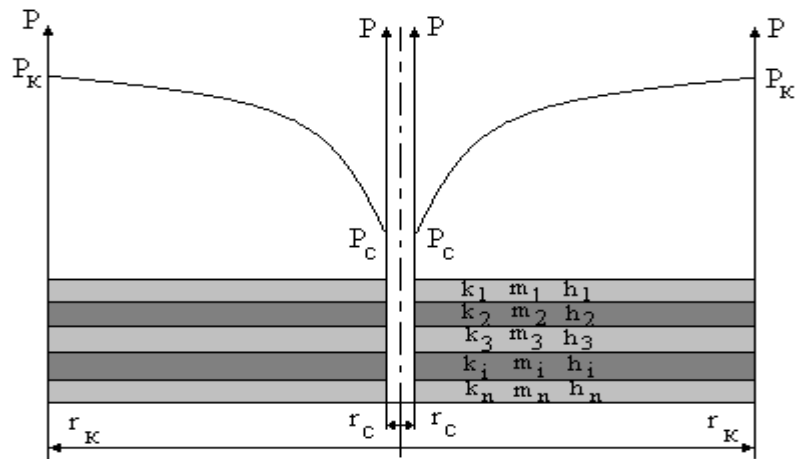


Рис.16. Вертикальное сечение и линия распределения давления для плоскорадиального потока в слоисто-неоднородном пласте (линия  $P_k - P_c$ )

При плоскорадиальном движении жидкости распределение давления имеет вид логарифмической зависимости (рис.16) и является общим (одинаковым) для всех пропластков:  $P = P_k - \frac{P_k - P_c}{\ln r_k / r_c} \cdot \ln r_k / r$

Дебит потока

$$Q = \sum_{i=1}^n Q_i = \sum_{i=1}^n k_i h_i \cdot \frac{2\pi}{\mu} \cdot \frac{P_k - P_c}{\ln r_k / r_c} \quad (87)$$

#### 4.2. Движение жидкости в зонально-неоднородных пластах

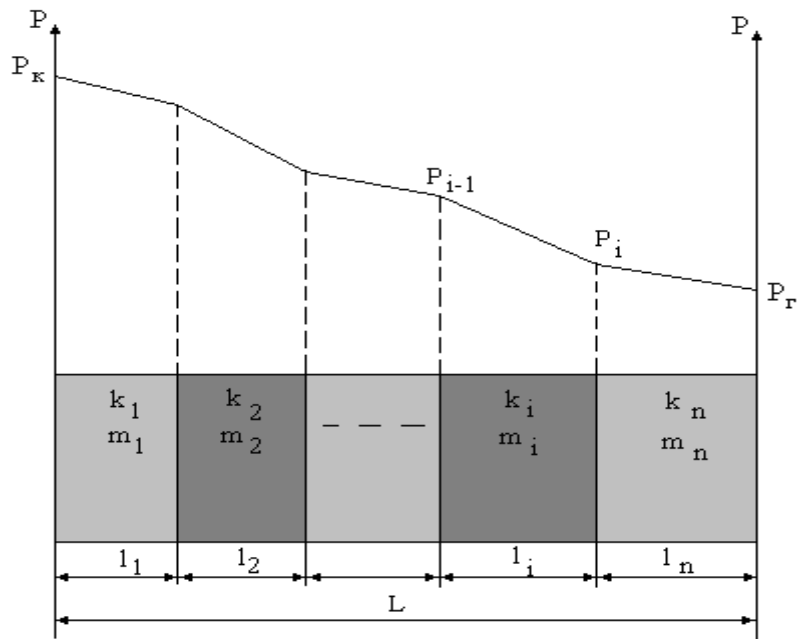


Рис.17. Вертикальное сечение и линия распределения давления для одномерного потока в зонально-неоднородном пласте

В зонально-неоднородном пласте при одномерном движении распределение давления в каждой зоне линейное и определяется выражением

$$P_i(x) = P_{i-1} - \frac{P_{i-1} - P_i}{l_i} \cdot x, \quad (88)$$

где  $0 \leq x \leq l_i$ , то есть координата  $x$  берется только в пределах рассматриваемой зоны. График распределения давления внутри каждой зоны представляет собой прямую линию, по пласту в целом – ломаную линию, состоящую из прямолинейных отрезков (рис.17).

Расход жидкости в потоке

$$Q = \frac{ah}{\mu} \cdot \frac{P_{\kappa} - P_{\Gamma}}{\sum_{i=1}^n \frac{l_i}{k_i}} \quad (89)$$

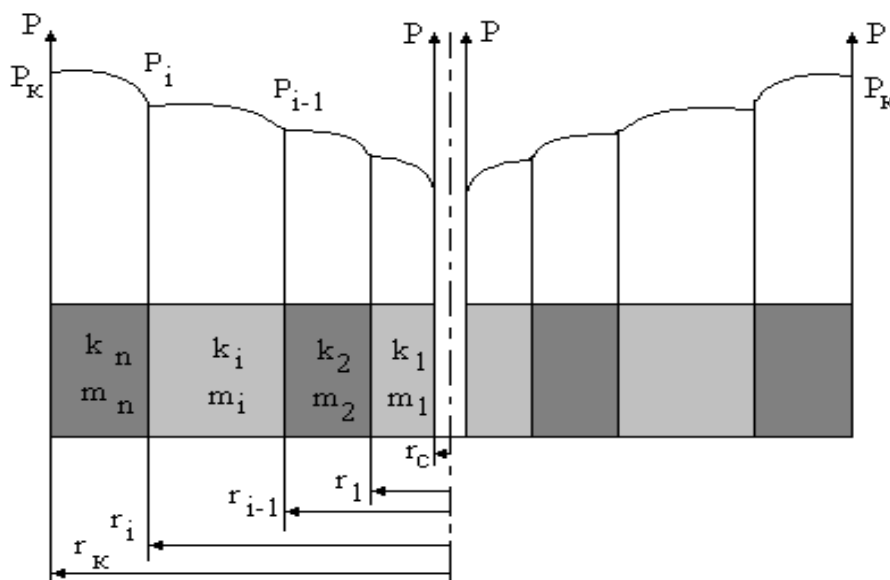


Рис.18. Вертикальное сечение и линия распределения давления для плоскорадиального потока в зонально-неоднородном пласте

Распределение давления в каждой зоне при плоскорадиальном движении подчиняется логарифмическому закону (рис.18):

$$P_i(r) = P_i - \frac{P_i - P_{i-1}}{\ln r_i / r_{i-1}} \cdot \ln r_i / r \quad (90)$$

Дебит потока

$$Q = \frac{2\pi h}{\mu} \cdot \frac{P_{\kappa} - P_c}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{k_i} \cdot \ln r_i / r_{i-1}} \quad (91)$$



## 5. Фильтрация жидкости в трещинных и трещинно-поровых пластах

В процессе формирования коллектора под воздействием различных факторов может образоваться, наряду с системой пор, система трещин, пронизывающих горную породу в одной или нескольких плоскостях и доступных для движения по ним жидкостей. Трещинные породы имеют сложную структуру, включающую матрицу (блоки) и системы трещин, что обуславливает существование определенных особенностей движения по ним жидкостей по сравнению с поровыми коллекторами.

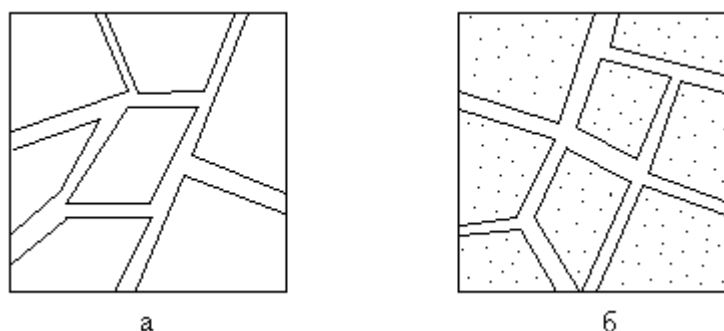


Рис. 19. Схема трещинного (а) и трещинно-порового коллектора

Если блоки матрицы представлены непроницаемой горной породой, то среда называется чисто трещинной (сланцы, кристаллические породы, мергели, некоторые доломиты и известняки). Если трещины накладываются на пористую породу, то среда называется трещинно-поровой (известняки, иногда песчаники, алевролиты, доломиты).

Основными характеристиками трещинной среды являются раскрытость  $\delta$  (средний поперечный размер трещины), густота трещин  $\Gamma$  (число трещин, отнесенное к длине нормали, проведенной к поверхностям, образующим трещины) и коэффициент трещиноватости  $m_T$  (отношение объема трещин к геометрическому объему горной породы).

Основные характеристики связаны между собой соотношением

$$m_T = \Gamma \cdot \delta \quad (92)$$

Если в пласте имеется несколько плоскостей распространения трещин, то коэффициент трещиноватости умножается на число этих плоскостей.

Фильтрацию жидкости в трещинах обычно рассматривают как движение по щелевому зазору, описываемое уравнением Буссинэ (Буссинеска):

$$w = m_T \cdot v = m_T \cdot \frac{\delta^2}{12\mu} \cdot \text{grad } P \quad (93)$$

Сопоставив эту формулу с уравнением Дарси, можно получить выражение для проницаемости трещин  $k_T$ :

$$\frac{k_T}{\mu} \text{grad } P = m_T \cdot \frac{\delta^2}{12\mu} \cdot \text{grad } P \text{ и} \quad (94)$$

$$k_T = \frac{m_T \delta^2}{12} = \frac{\Gamma \delta^3}{12} \quad (95)$$

Проницаемость породы с системой трещин в гораздо большей степени зависит от пластового давления, чем проницаемость пористой среды. Горное давление, которое можно считать постоянным, уравнивается напряжениями в скелете породы и давлением жидкости в трещинах, то есть пластовым давлением. При снижении пластового давления увеличивается внешняя нагрузка на скелет породы и уменьшается раскрытость трещин, с ростом давления раскрытость трещин увеличивается.

Если изменение раскрытости трещин при изменении пластового давления определяется упругими деформациями породы, то такое изменение описывается формулами:

$$\delta = \delta_0 - \Delta\delta = \delta_0 \cdot [1 - \beta(P_0 - P)] \quad (96)$$

$$k_T = k_{T0} \cdot [1 - \beta(P_0 - P)]^3, \quad (97)$$

где  $\delta_0$  - раскрытость трещин при давлении  $P_0$ ;  $\beta$  – комплексный параметр трещинной среды:

$$\beta = \frac{\beta_T \cdot l}{\delta_0}, \text{ где} \quad (98)$$

$$\beta_T = \frac{1-2\sigma}{E}, \quad (99)$$

где  $\beta_T$  – упругая константа;  $\sigma$  – коэффициент Пуассона;  $E$  – модуль Юнга для породы;  $l$  – среднее расстояние между трещинами.

При малых изменениях давления зависимость коэффициента трещинной проницаемости от давления можно считать линейной

$$k_T = k_{T0} \cdot [1 - \alpha(P_0 - P)] \quad \text{при } \alpha=3\beta \quad (100)$$

Также существует экспоненциальная зависимость коэффициента проницаемости трещинного пласта от давления:

$$k_T = k_{T0} \cdot e^{-\alpha(P_0 - P)} \quad (101)$$

При рассмотрении фильтрации в трещинно-поровом коллекторе обычно считают, что коэффициент проницаемости трещин существенно зависит от давления и определяется одной из указанных формул, а коэффициент

проницаемости пористых блоков практически не зависит от давления и принимается постоянным.

При описании установившегося движения жидкости в трещинной среде удобно пользоваться известной функцией Лейбензона:

$$\tilde{P} = \int \frac{k(P) \cdot \rho(P)}{\mu(P)} dP + C$$

При неизменных свойствах жидкости функция Лейбензона примет вид:

$$\tilde{P} = \frac{\rho}{\mu} \int k(P) dP + C$$

С учетом (101) функция Лейбензона имеет вид

$$\tilde{P} = \frac{\rho}{\mu} \int k_{T0} \cdot e^{-\alpha(P_0 - P)} dP + C$$

Значения функции Лейбензона на контуре питания и у стенки скважины:

$$\tilde{P}_K = \frac{\rho k_{T0}}{\mu} \cdot \frac{e^{-\alpha(P_0 - P_K)}}{\alpha} \quad (102)$$

$$\tilde{P}_C = \frac{\rho k_{T0}}{\mu} \cdot \frac{e^{-\alpha(P_0 - P_C)}}{\alpha} \quad (103)$$

Массовый дебит

$$Q_M = \frac{2\pi k_{T0} \cdot h \rho}{\mu \alpha} \cdot \frac{[1 - e^{-\alpha(P_K - P_C)}]}{\ln R_K / r_c} \quad (104)$$

Объемный дебит

$$Q = \frac{2\pi k_{T0} \cdot h}{\mu \alpha} \cdot \frac{[1 - e^{-\alpha(P_K - P_C)}]}{\ln R_K / r_c} \quad (105)$$

При линейной зависимости трещинной проницаемости от давления

$$Q = \frac{2\pi k_{T0} \cdot h}{\mu} \cdot \frac{(P_K - P_C) \cdot \left[1 - \frac{\alpha}{2}(P_K - P_C)\right]}{\ln R_K / r_c} \quad (106)$$

При кубической зависимости трещинной проницаемости от давления

$$Q = \frac{\pi k_{T0} \cdot h}{2\mu \beta \ln R_K / r_c} \cdot \{1 - [1 - \beta(P_K - P_C)]^4\} \quad (107)$$

## 6. Задание на выполнение контрольной работы

Контрольная работа включает девять задач. Номера задач определяются в период установочной сессии. Вариант задания принимается студентом в соответствии с последней цифрой в зачетной книжке. Расчетная часть поясняется необходимым текстом. В текстовом пояснении должны быть приведены все сведения и формулы, которые используются при выполнении работы. Результаты решения приводятся в СИ, а также во внесистемных единицах, общепринятых в практике нефтегазового дела. Графические приложения выполняются на отдельных листах. Графики, необходимые для решения задач, приведены в Приложении 5. При решении задач раздела 2 критическое значение числа Рейнольдса по Щелкачеву принять равным 1, по Миллионщикову – 0,2.

Титульный лист должен соответствовать приведенному образцу.

В условиях задач приняты следующие обозначения:

$\theta$  – угол укладки частиц фиктивного грунта

$n_{\text{просв}}$  – коэффициент просветности

$m$  – коэффициент пористости

$d$  – диаметр (поровых каналов, зерен, образца горной породы)

$L$  - длина

$a$  - ширина

$F$  – площадь поперечного сечения

$V$  – объем

$h$  – толщина пласта

$r$  – радиус (расстояние)

$r_c$  – радиус скважины

$r_k$  – радиус контура питания

$x, y$  - координаты

$k$  – коэффициент проницаемости

$\nu$  - кинематическая вязкость

$\mu$  – динамическая вязкость

$\mu_g$  - динамическая вязкость газа

$\mu_{ж}$  – динамическая вязкость жидкости

$\mu_n$  – динамическая вязкость нефти

$\rho$  - плотность

$\rho_0$  – плотность при известном давлении  $P_0$

$\sigma$  – фазовая насыщенность

$\Gamma$  – газовый фактор

$\beta_{ж}, \beta_p$  – коэффициенты объемного сжатия, соответственно, жидкости и породы

$P$  – давление

$\Delta P$  – перепад давления

$P_c$  – давление на забое скважины

$P_r$  – давление на галерее стока

$P_k$  – давление на контуре питания

$P_{пл0}$  – начальное пластовое давление

$Q$  – объемный расход жидкости (дебит скважины)

$Q_{ат}$  – объемный расход, приведенный к атмосферному давлению

$Q_m$  – массовый расход

$b$  – вскрытая толщина пласта

$l_k$  – глубина перфорационных каналов

$d_k$  – диаметр перфорационных каналов

$n$  – плотность перфорации

$N$  – количество перфорационных отверстий

$\eta$  – эффективность перфорации

## **Раздел 1. Характеристики пористых сред. Модели грунта**

Задача №1.1. (исходные данные в табл. П 1.1.)

Определить пористость фиктивного грунта для известного значения угла укладки частиц.

Задача №1.2.

Пользуясь формулами Слихтера, определить величины пористости и просветности при углах укладки частиц  $60^\circ$ ,  $70^\circ$ ,  $80^\circ$ ,  $90^\circ$  и построить графики зависимости пористости и просветности от угла укладки.

Задача №1.3. (табл. П 1.2.)

Определить площадь поверхности зерен в заданном объеме грунта. Известны: диаметр зерен, коэффициент пористости грунта.

Задача №1.4.

Сопоставить количество частиц заданного диаметра, заключенных в объеме фиктивного грунта, при углах укладки  $60^\circ$  и  $90^\circ$ .

Задача №1.5. (табл. П 1.3.)

Определить пористость и просветность образца идеального грунта размерами в сечении  $B \cdot h$  (ширина  $\cdot$  высота), в котором находится 20 каналов заданного диаметра.

## **Раздел 2. Основные понятия теории фильтрации. Законы фильтрации**

Задача №2.1. (табл. П 2.1.)

Определить закон фильтрации жидкости в горизонтальном цилиндрическом образце пористой среды. Даны пористость и проницаемость пористой среды, радиус образца, вязкость, плотность и расход жидкости.

Задача №2.2. (табл. П 2.2.)

Горизонтальная цилиндрическая труба заполнена песком. Через эту трубу фильтруется жидкость. Определить: проницаемость песка, коэффициент фильтрации, число Рейнольдса. Даны внутренний радиус и длина трубы, пористость, перепад давления, вязкость, плотность и расход жидкости.

Задача №2.3. (табл. П 2.3.)

Определить размеры зоны нелинейной фильтрации при движении нефти к скважине для известных значений дебита скважины, толщины, пористости и проницаемости пласта, вязкости и плотности жидкости.

Задача №2.4. (табл. П 2.4.)

Определить скорость фильтрации и скорость движения жидкости у стенки скважины и на заданном расстоянии. Известны толщина пласта, коэффициент пористости, радиус скважины, массовый дебит скважины и плотность нефти.

Задача №2.6. (табл. П 2.6.)

Вычислить число Рейнольдса по формуле Щелкачева при заданных значениях пористости, коэффициента проницаемости цилиндрического образца пористой среды, в котором происходит фильтрация жидкости. Определить закон фильтрации. Известны также диаметр образца, кинематическая вязкость и расход жидкости.

Задача №2.5. (табл. П 2.5.)

Определить коэффициенты проницаемости и фильтрации для цилиндрического образца пористой среды, скорость фильтрации. Даны диаметр и длина образца, разность давлений на его концах, вязкость, плотность и расход жидкости.

### **Раздел.3. Простейшие фильтрационные потоки**

Задача №3.1. (табл. П 3.1.)

Определить расход при одномерном движении жидкости в пласте в случае существования закона фильтрации Дарси по заданным значениям динамической вязкости жидкости, длины, площади поперечного сечения и проницаемости пласта, перепада давления.

Задача №3.2. (табл. П 3.2.)

Построить график распределения давления и найти градиент давления при одномерном движении в пласте несжимаемой жидкости по линейному закону фильтрации. Заданы длина, ширина и толщина пласта, коэффициент проницаемости, давление в галерее стока и ее дебит, динамическая вязкость жидкости.

Задача №3.3. (табл. П 3.3.)

Определить давление на контуре питания пласта, если известны расстояние от контура до возмущающей скважины, радиус скважины, забойное давление. Также известно давление на забое бездействующей скважины, расстояние от возмущающей скважины. Приток жидкости к действующей скважине предполагается плоскорадиальным при линейном законе фильтрации.

Задача №3.4. (табл. П 3.4.)

Определить объемный дебит скважины, если фильтрация происходит по закону Дарси, известны толщина и коэффициент проницаемости пласта, динамическая вязкость нефти, радиус скважины, расстояние до контура питания, давление на забое скважины и на контуре питания.

Задача №3.5. (табл. П 3.5.)

Определить давление на заданном расстоянии от оси скважины, если известно, что на контуре питания и в скважине (известны радиусы) поддерживаются постоянные давления.

Задача №3.6. (табл. П 3.6.)

Как изменится дебит скважины при увеличении ее радиуса вдвое, если фильтрация происходит по закону Дарси. Даны начальный радиус скважины и расстояние до контура питания.

Задача №3.7. (табл. П 3.7.)

Построить кривую распределения давления в зоне дренирования пласта скважиной в случае плоскорадиального движения жидкости по линейному закону фильтрации при следующих известных данных: проницаемость пласта, динамическая вязкость жидкости, толщина пласта, радиус контура питания, радиус скважины, забойное давление, дебит скважины.

Задача №3.8. (табл. П 3.8.)

Определить дебит скважины (внутренний диаметр эксплуатационной колонны 132 мм), если фильтрация нефти происходит по линейному закону. Определить также число Рейнольдса у стенки скважины. Известны толщина пласта, кинематическая вязкость и плотность нефти, радиус контура питания, забойное и пластовое давления, проницаемость и пористость горной породы.

Задача №3.9. (табл. П 3.9.)

Каким должен быть расход жидкости в нагнетательной скважине, если необходимо, чтобы давление на ее забое поддерживалось в процессе закачки на некоторое (заданное) значение выше давления, установившегося в пласте. Имеет место линейный закон фильтрации. Даны радиусы скважины и контура питания, проницаемость и толщина пласта, вязкость нефти.

#### **Раздел 4. Исследование скважин методом установившихся отборов**

Задача №4.1. (табл. П 4.1.)

Построить индикаторную диаграмму и определить коэффициенты продуктивности и проницаемости пласта по данным исследования скважины при установившихся режимах. Исходные данные: пластовое давление, радиус



контура питания, радиус скважины, толщина пласта, динамическая вязкость нефти.

Задача №4.2. (табл. П 4.2.)

Произвести обработку результатов исследования скважины методом установившихся отборов. Исходные данные: радиус контура питания, радиус скважины, толщина пласта, динамическая вязкость нефти.

## **Раздел 5. Установившееся движение идеального газа**

Задача №5.1. (табл. П 5.1.)

В пласте имеет место установившаяся плоскорадиальная фильтрация газа по линейному закону. Известны давление на контуре питания и на забое скважины, расход газа при атмосферном давлении, радиус контура питания, радиус скважины, толщина пласта и пористость. Определить давление, скорость фильтрации и среднюю скорость движения газа на расстоянии  $r$  от скважины.

Задача №5.2. (табл. П 5.2.)

Построить кривую распределения давления вокруг скважины в случае плоскорадиального движения газа по линейному закону фильтрации при заданных значениях проницаемости пласта, динамической вязкости газа, толщины пласта, радиусов контура питания и скважины, забойного давления, расхода газа при атмосферном давлении.

Задача №5.3. (табл. П 5.3.)

Определить объемный и массовый дебиты гидродинамически совершенной газовой скважины, считая, что фильтрация происходит по закону Дарси, если известны толщина пласта, коэффициент проницаемости, динамическая вязкость газа, плотность газа в нормальных условиях, радиусы скважины и контура питания, давление на забое скважины и на контуре питания.

## **Раздел 6. Установившееся движение газированной жидкости**

Задача №6.1. (табл. П 6.1.)

Определить фазовые проницаемости для нефти и газа для несцементированного песка при известных значениях абсолютной проницаемости горной породы и ее нефтенасыщенности.

Задача №6.2. (табл. П 6.2.)

Найти фазовые и относительные проницаемости для нефти и газа, сумму относительных проницаемостей, а также отношение скоростей движения жидкости и газа, зная насыщенность жидкостью порового пространства,

абсолютную проницаемость горной породы, вязкость жидкости, вязкость газа. Пористая среда представлена несцементированным песком.

Задача №6.3. (табл. П 6.3.)

С помощью скважины из пласта отбирается нефть и газ. Пластовое давление ниже давления насыщения нефти газом. Определить дебит скважины по нефти и давление в точке пласта на расстоянии 10 м от скважины, если известны давления на контуре питания пласта и на забое скважины, радиус контура питания, толщина пласта, проницаемость, вязкости нефти и газа, газовый фактор. Радиус скважины принять равным 10 см.

### **Раздел 7. Движение жидкости к гидродинамически несовершенным скважинам**

Задача №7.1. (табл. П 7.1.)

Определить дебит гидродинамически несовершенной скважины. Известны вскрытая и полная (общая) толщина пласта, радиусы скважины и контура питания, коэффициент проницаемости, вязкость нефти, пластовое и забойное давления.

Задача №7.2. (табл. П 7.2.)

Определить дебит скважины, гидродинамически несовершенной по характеру вскрытия пласта. Даны радиус скважины, радиус контура питания пласта, коэффициент проницаемости, толщина пласта, вязкость нефти, пластовое давление, забойное давление. Эксплуатационная колонна и пласт вскрыты пулевым перфоратором с известными диаметром пули и глубиной их проникновения в породу, плотностью перфорации. Определить дебит скважины без учета ее гидродинамического несовершенства.

Задача №7.3. (табл. П 7.3.)

Определить дебит и приведенный радиус скважины, гидродинамически несовершенной по характеру и степени вскрытия пласта. Известны вскрытая и полная (общая) толщина пласта, радиусы скважины и контура питания, коэффициент проницаемости, вязкость нефти, пластовое и забойное давления. Перфорация выполнена по всей вскрытой толщине пласта, известны количество, глубина и диаметр перфорационных каналов, эффективность перфорации.

## **Раздел 8. Исследование скважин методом восстановления давления**

Задача №8.1. (табл. П 8.1. – П 8.13.)

В результате исследования добывающей скважины на неустановившихся режимах получены значения забойного давления в различные моменты времени после остановки скважины. Определить фильтрационные параметры пласта, если известны толщина пласта, вязкость нефти и дебит скважины при установившемся режиме.

## **Раздел 9. Неустановившееся движение жидкости при работе скважин с переменным дебитом**

Задача № 9.1. (табл. П 9.1. – П 9.2.)

Определить величину пластового давления в точке А (с известными координатами), расположенной в бесконечном изотропном пласте, в котором работают две скважины (добывающая и нагнетательная). Скважины работают с переменным дебитом. Даны толщина пласта, его проницаемость и пористость, коэффициенты объемного сжатия жидкости и горной породы, начальное пластовое давление. Вязкость жидкости принять равной 1 мПа·с.

## **Раздел 10. Движение жидкости в неоднородных коллекторах**

Задача № 10.1. (табл. П 10.1. )

Продуктивный пласт, состоящий из трех пропластков, вскрыт гидродинамически совершенной скважиной. Известны толщины и проницаемости пропластков, давления на контуре питания и в скважине, радиусы контура питания и скважины, вязкость нефти. Определить дебит скважины.

Задача № 10.2. (табл. П 10.2. )

В процессе вскрытия продуктивного пласта произошло снижение его проницаемости в три раза на расстоянии  $r_1$  от скважины. Определить дебит скважины и построить кривую распределения давления в пласте при известных значениях толщины и естественной проницаемости пласта, вязкости пластовой нефти, давлений на контуре питания и в скважине, радиусов контура питания и скважины.

Задача № 10.3. (табл. П 10.3. )

В процессе вскрытия пласта на расстоянии  $r_1$  от скважины его естественная проницаемость снизилась в  $n$  раз. Для увеличения производительности скважины проведено воздействие на пласт, которое привело к увеличению проницаемости на 60% на расстоянии  $r_2$ . Определить потенциальный дебит скважины, дебит после вскрытия пласта и дебит после обработки при известных данных: толщина и проницаемость пласта, давления на контуре питания и в скважине, радиусы контура питания и скважины, вязкость нефти.

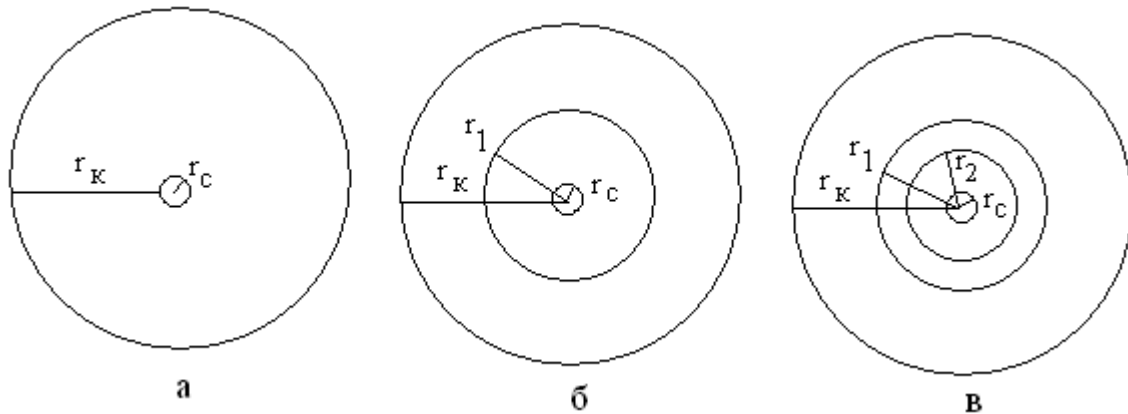


Рис. 20. Расчетная схема к задачам № 10.2 – 10.3.

а – однородный пласт

б – пласт после вскрытия

в – пласт после проведения воздействия

## 7. Примеры решения задач

**Задача 1.1.** Определить пористость фиктивного грунта, если угол укладки частиц  $\theta = 90^\circ$ .

Пористость фиктивного грунта можно определить по формуле Сликтера

$$m = 1 - \frac{\pi}{6(1-\cos\theta)\cdot\sqrt{1+2\cos\theta}} = 1 - \frac{3,14}{6(1-0)\cdot\sqrt{1+2\cdot 0}} = 0,48$$

**Задача 2.1.** Определить закон фильтрации жидкости в горизонтальном цилиндрическом образце пористой среды (радиус 5 см) проницаемостью  $0,12\cdot 10^{-12} \text{ м}^2$  и пористостью 20 % с расходом 10 л/мин. Вязкость жидкости 1,5 мПа·с, плотность  $750 \text{ кг/м}^3$ .

Число Рейнольдса можно определить по формуле Щелкачева:

$$Re = \frac{10}{\text{м}^{2,3}} \cdot \frac{w\sqrt{k}}{v} = \frac{10}{0,2^{2,3}} \cdot \frac{2\cdot 10^{-3}\cdot 750\cdot\sqrt{0,12\cdot 10^{-12}}}{60\cdot 3,14\cdot (5\cdot 10^{-2})^2\cdot 1,5\cdot 10^{-3}} = 0,3$$

Так как  $Re < Re_{кр}$ , то закон фильтрации линейный.

**Задача 3.1.** Определить расход при одномерном движении жидкости в пласте в случае существования закона фильтрации Дарси по следующим данным: динамическая вязкость 1,5 мПа·с, проницаемость  $0,12\cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ , длина пласта 1000 м, перепад давления 5 МПа, площадь поперечного сечения  $500 \text{ м}^2$ .

$$Q = \frac{k\cdot F}{\mu} \cdot \frac{P_k - P_r}{L} = \frac{0,12\cdot 10^{-12}\cdot 500}{1,5\cdot 10^{-3}} \cdot \frac{5\cdot 10^6}{1000} = 0,0002 \text{ м}^3/\text{с} = 17,28 \text{ м}^3/\text{сут}$$

**Задача №3.7.** Построить кривую распределения давления в зоне дренирования пласта скважиной в случае плоскорадиального движения жидкости по линейному закону фильтрации при следующих известных данных: проницаемость пласта  $1 \text{ мкм}^2$ , динамическая вязкость жидкости 1,5 мПа·с, толщина пласта 5 м, радиус контура питания 250 м, радиус скважины 10 см, забойное давление 10 МПа, дебит скважины  $300 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

Давление на контуре питания

$$P_k = P_c + \frac{Q\cdot\mu\cdot\ln\frac{r_k}{r_c}}{2\pi kh} = 10 \cdot 10^6 + \frac{300\cdot 1,5\cdot 10^{-3}\cdot\ln\frac{250}{0,1}}{86400\cdot 2\cdot 3,14\cdot 1\cdot 10^{-12}\cdot 5} = 11,3 \text{ МПа}$$

Для построения кривой распределения давления необходимо произвольно задаться значениями расстояния радиуса в пределах от  $r_c$  до  $r_k$  и для них рассчитать значения давления по формулам (18).

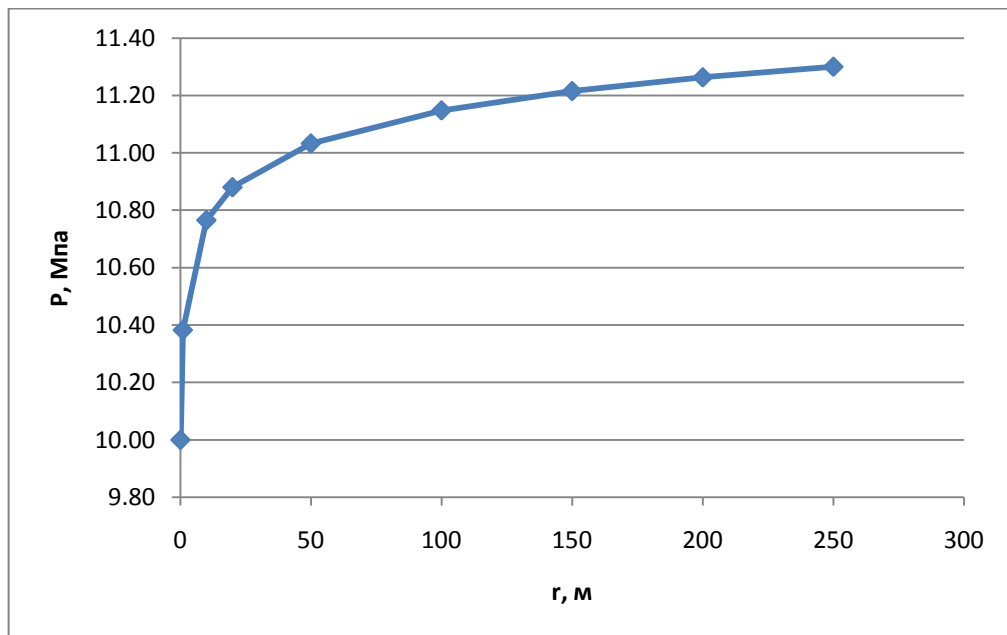
Например, для  $r = 10$  м

$$P = P_k - \frac{P_k - P_c}{\ln r_k / r_c} \cdot \ln r_k / r = 11,3 - \frac{11,3 - 10}{\ln \frac{250}{0,1}} \cdot \ln \frac{250}{10} = 10,76 \text{ МПа}$$

Результаты расчета давлений для других значений  $r$  ниже:

№ пп	$r$ , м	$P$ , МПа
1	0,1	10,00
2	1	10,38
3	10	10,77
4	20	10,88
5	50	11,03
6	100	11,15
7	150	11,22
8	200	11,26
9	250	11,30

Кривая распределения давления имеет вид:



**Задача 4.1.** Построить индикаторную диаграмму и определить коэффициенты продуктивности и проницаемости пласта по данным исследования скважины при установившихся режимах.

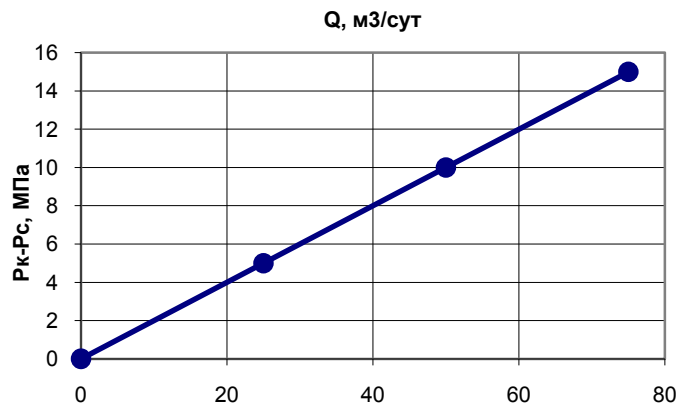
Исходные данные:

Радиус контура питания 700 м, радиус скважины 10 см, эффективная нефтенасыщенная толщина пласта 15 м, динамическая вязкость нефти 5 мПа·с.

Результаты исследований на трех режимах:

1 режим		2 режим		3 режим	
Q, м <sup>3</sup> /сут	ΔP, МПа	Q, м <sup>3</sup> /сут	ΔP, МПа	Q, м <sup>3</sup> /сут	ΔP, МПа
25	5	50	10	75	15

Индикаторная диаграмма



Индикаторная диаграмма имеет вид прямой линии, выходящей из начала координат, следовательно фильтрация происходит по линейному закону.

Коэффициент продуктивности:

$$K_{\text{прод}} = \frac{Q}{\Delta P} = \frac{50}{10} = 5 \frac{\text{м}^3}{\text{сут} \cdot \text{МПа}} = 5,58 \cdot 10^{-11} \frac{\text{м}^3}{\text{с} \cdot \text{Па}}$$

Коэффициент проницаемости

$$k = \frac{K_{\text{прод}} \cdot \mu \cdot \ln r_k / r_c}{2\pi h} = \frac{5,58 \cdot 10^{-11} \cdot 5 \cdot 10^{-3} \cdot \ln 700 / 0,1}{2 \cdot 3,14 \cdot 15} = 2,72 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2 = 0,0272 \text{ мкм}^2$$

**Задача 5.3.** Определить объемный и массовый дебиты совершенной газовой скважины, считая, что фильтрация происходит по закону Дарси, если толщина пласта 15 м, коэффициент проницаемости пласта 0,25 мкм<sup>2</sup>, динамическая вязкость газа 0,01 мПа·с, плотность газа в нормальных условиях 0,65 кг/м<sup>3</sup>, радиус скважины 10 см, радиус контура питания 850 м, давление на забое скважины 11 МПа, на контуре питания 13 МПа.

Объемный дебит, приведенный к атмосферному давлению

$$Q_{\text{ат}} = \frac{\pi k h}{\mu \cdot P_{\text{ат}}} \cdot \frac{P_{\text{к}}^2 - P_{\text{с}}^2}{\ln r_{\text{к}}/r_{\text{с}}} = \frac{3,14 \cdot 0,25 \cdot 10^{-12} \cdot 15}{0,01 \cdot 10^{-3} \cdot 0,1 \cdot 10^6} \cdot \frac{(13 \cdot 10^6)^2 - (11 \cdot 10^6)^2}{\ln 850/0,1} = 62,47 \text{ м}^3/\text{с} = 5397 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{сут}$$

**Задача 6.1.** Определить фазовые проницаемости для нефти и газа для нецементированного песка при абсолютной проницаемости горной породы  $0,1 \text{ мкм}^2$  и нефтенасыщенности  $60\%$ .

По графикам (Приложение 5) при  $\sigma = 60\%$   $\bar{k}_{\text{н}} = \bar{k}_{\text{г}} = 0,19$ .

Фазовая проницаемость:

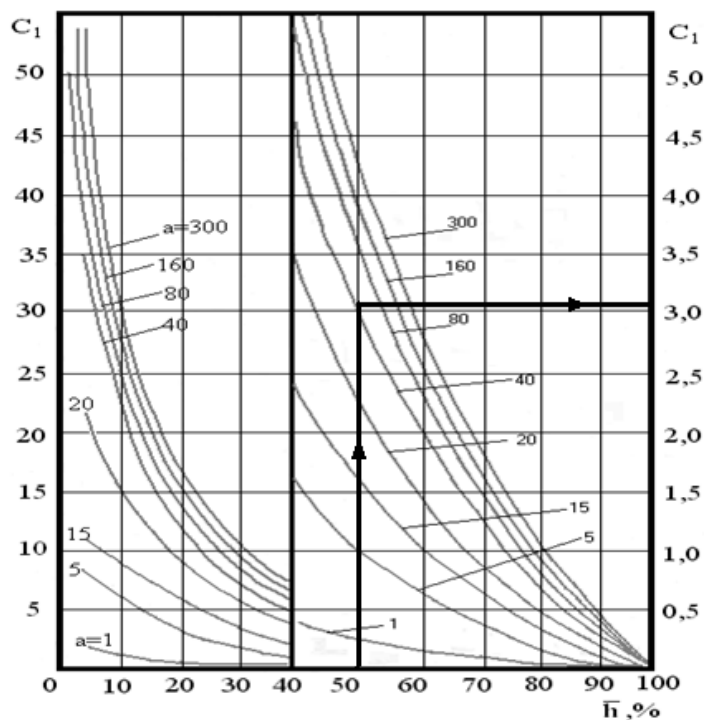
$$k_{\text{н}} = k_{\text{г}} = 0,19 \cdot 0,1 = 0,019 \text{ мкм}^2$$

**Задача 7.1.** Определить дебит гидродинамически несовершенной скважины, вскрывшей пласт толщиной  $10 \text{ м}$  на глубину  $5 \text{ м}$ . Радиус скважины  $10 \text{ см}$ , радиус контура питания пласта  $500 \text{ м}$ , коэффициент проницаемости  $0,1 \text{ мкм}^2$ , вязкость нефти  $5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , пластовое давление  $15 \text{ МПа}$ , забойное давление  $10 \text{ МПа}$ .

$$\bar{h} = \frac{b}{h} \cdot 100\% = \frac{5}{10} \cdot 100\% = 50\%$$

$$a = \frac{h}{D} = \frac{10}{0,2} = 50$$

По графику В.И. Щурова  $C = 3,1$ :





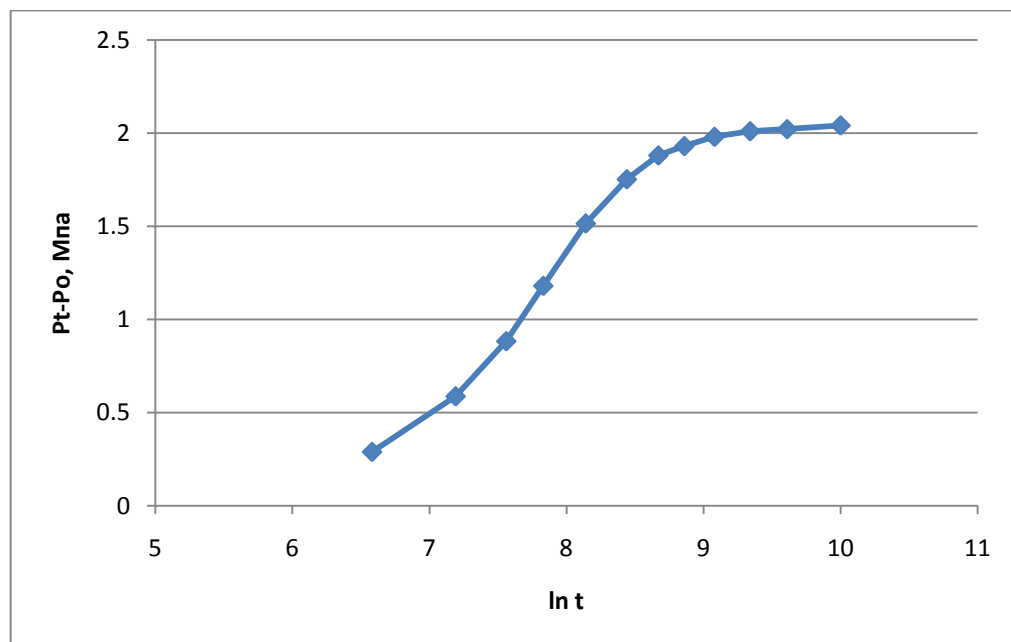
Дебит скважины

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \cdot \frac{P_k - P_c}{\ln r_k / r_c + C} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,1 \cdot 10^{-12} \cdot 10}{5 \cdot 10^{-3}} \cdot \frac{(15-10) \cdot 10^6}{\ln 500 / 0,1 + 3,1} = 0,00054 \text{ м}^3/\text{с} = 46,7 \text{ м}^3/\text{сут}$$

**Задача 8.1.** В результате исследования добывающей скважины на неустановившихся режимах получены значения забойного давления в различные моменты времени после остановки скважины. Определить гидропроводность и проницаемость пласта, если известно, что в пласте толщиной 10 м фильтруется нефть вязкостью 1,5 мПа·с. До остановки скважина работала с установившимся дебитом 50 м<sup>3</sup>/сут.

№пп	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
t, с	0	720	1320	1920	2520	3420	4620	5820	7020	8820	11400	14940	22080
P, МПа	12,636	12,925	13,223	13,519	13,816	14,151	14,388	14,516	14,566	14,616	14,646	14,657	14,677
ΔP, МПа	0	0,289	0,587	0,883	1,18	1,515	1,752	1,88	1,93	1,98	2,01	2,021	2,041
ln t		6,58	7,19	7,56	7,83	8,14	8,44	8,67	8,86	9,08	9,34	9,61	10,00

Строится график в координатах ΔP – ln t (ΔP = P<sub>t</sub> – P<sub>0</sub>):



В качестве прямолинейного принимаем участок с точками 10, 11, 12, 13.

$$\text{Уклон выделенного прямолинейного участка } B = \frac{2,041 - 1,98}{10,00 - 9,08} = 0,088 \text{ МПа}$$

$$\text{Гидропроводность пласта } B = \frac{Q}{4\pi i} = \frac{50}{86400 \cdot 4 \cdot 3,14 \cdot 0,088 \cdot 10^6} = 5,23 \cdot 10^{-10} \frac{\text{м}^2 \cdot \text{м}}{\text{Па} \cdot \text{с}}$$

Проницаемость пласта  $k = \frac{\varepsilon \cdot \mu}{h} = \frac{3,84 \cdot 10^{-10} \cdot 1,5 \cdot 10^{-3}}{10} = 5,76 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2 = 0,058 \text{ мкм}^2$

**Задача 9.1.** Определить величину пластового давления в точке А (координаты (500,500)), расположенной в бесконечном изотропном пласте, в котором работают две скважины (добывающая и нагнетательная). Скважины работают с переменным дебитом. Толщина пласта 10 м, проницаемость 1 Дарси, пористость 20%, коэффициенты объемного сжатия жидкости  $10 \cdot 10^{-10}$  1/Па, горной породы  $1 \cdot 10^{-10}$  1/Па, вязкость жидкости  $\mu = 1$  мПа·с, начальное пластовое давление 20 МПа. Координаты добывающей скважины (100,200), нагнетательной (700, 700).

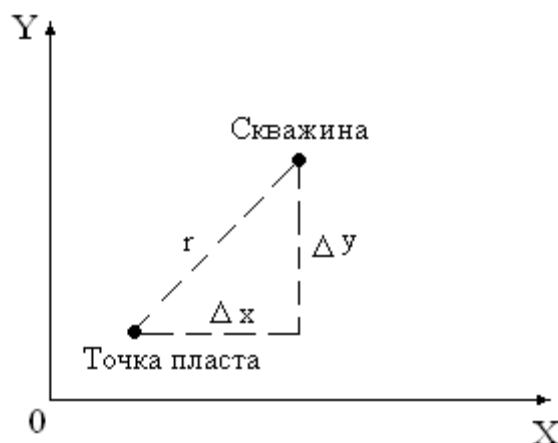
Показатели работы скважин:

Добывающая скважина						Нагнетательная скважина			
$q^1, \text{ м}^3/\text{сут}$			интервалы времени, сут			$q^2, \text{ м}^3/\text{сут}$		интервалы времени, сут	
$q_1^1$	$q_2^1$	$q_3^1$	$t_1^1$	$t_2^1$	$t_3^1$	$q_1^2$	$q_2^2$	$t_1^2$	$t_2^2$
200	300	100	200	100	200	50	200	300	200

Пьезопроводность пласта

$$\chi = \frac{k}{\mu \cdot (m\beta_{\text{ж}} + \beta_{\text{п}})} = \frac{1 \cdot 10^{-12}}{10^{-3} \cdot (0,2 \cdot 10 + 1) \cdot 10^{-10}} = 3,33 \text{ м}^2/\text{с}$$

Расстояние от скважин до точки А определяется в соответствии с теоремой Пифагора:



$$r = \sqrt{(\Delta x)^2 + (\Delta y)^2},$$

где  $\Delta x$  - разность координат по оси ОХ,  $\Delta y$  – разница координат по оси ОУ.

А Для заданных условий расстояние между добывающей скважиной и точкой

$$r_{\text{доб}} = \sqrt{(\Delta x)^2 + (\Delta y)^2} = \sqrt{(500 - 100)^2 + (500 - 200)^2} = 500 \text{ м}$$

Между нагнетательной скважиной и точкой А

$$r_{\text{нагн}} = \sqrt{(\Delta x)^2 + (\Delta y)^2} = \sqrt{(700 - 500)^2 + (700 - 500)^2} = 283 \text{ м}$$

Каждая скважина заменяется группой фиктивных взаимодействующих скважин, работающих с постоянными дебитами.

Добывающая скважина заменяется на три фиктивные скважины:

№ фиктивной скважины	Дебит фиктивной скважины, м <sup>3</sup> /сут	Продолжительность работы фиктивной скважины, сут
1	200	500
2	100	300
3	-200	200

Нагнетательная скважина заменяется на две фиктивные скважины:

№ фиктивной скважины	Приемистость фиктивной скважины, м <sup>3</sup> /сут	Продолжительность работы фиктивной скважины, сут
1	50	500
2	150	200

Определяется изменение давления в точке А, вызванное работой каждой скважины.

Добывающая скважина:

$$\Delta P_{1\phi} = \frac{q_{1\phi} \cdot \mu}{4\pi kh} \cdot \ln \frac{2,246 \cdot \chi \cdot t_{1\phi}}{r_{\text{доб}}^2} = \frac{200 \cdot 10^{-3}}{86400 \cdot 4 \cdot 3,14 \cdot 1 \cdot 10^{-12} \cdot 10} \cdot \ln \frac{2,246 \cdot 3,33 \cdot 500 \cdot 86400}{500^2} = 0,13 \text{ МПа}$$

$$\Delta P_{2\phi} = 0,06 \text{ МПа}$$

$$\Delta P_{3\phi} = -0,11 \text{ МПа}$$

$$\Delta P_{\text{доб}} = 0,13 + 0,06 - 0,11 = 0,08 \text{ МПа}$$

Нагнетательная скважина:

$$\Delta P_{1\phi} = 0,04 \text{ МПа}$$

$$\Delta P_{2\phi} = 0,10 \text{ МПа}$$

$$\Delta P_{\text{нагн}} = 0,04 + 0,10 = 0,14 \text{ МПа}$$

Давление в точке А:

$$P_A = P_0 - \Delta P_{\text{доб}} + \Delta P_{\text{нагн}} = 20 - 0,08 + 0,14 = 20,06 \text{ МПа}$$

**Задача 10.1.** Продуктивный пласт, состоящий из трех пропластков, вскрыт гидродинамически совершенной скважиной. Толщина первого пропластка 2 м, второго 3 м и третьего 4 м. Проницаемость первого пропластка  $0,1 \text{ мкм}^2$ , второго пропластка  $0,2 \text{ мкм}^2$  и третьего  $0,5 \text{ мкм}^2$ . Давление на контуре питания пласта 20 МПа, в скважине 15 МПа; радиусы контура питания и скважины, соответственно, 300 м и 10 см; вязкость нефти 5 мПа·с. Определить дебит скважины.

$$Q = \sum_{i=1}^n Q_i = \sum_{i=1}^n k_i h_i \cdot \frac{2\pi}{\mu} \cdot \frac{P_k - P_c}{\ln r_k / r_c} = \frac{(2 \cdot 0,1 + 3 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,5) \cdot 10^{-12} \cdot 2 \cdot 3,14}{5 \cdot 10^{-3}} \cdot \frac{(20 - 15) \cdot 10^6}{\ln \frac{300}{0,1}} =$$
$$0,0022 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \approx 190 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$$

## Список литературы

1. Басниев К. С. Нефтегазовая гидромеханика : учебное пособие для вузов / К.С. Басниев, Н.М. Дмитриев, Г.Д. Розенберг .— М. : Ин-т компьют. исслед., 2003 .— 479 с.
2. Подземная гидромеханика / К.С. Басниев [и др.] ; Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина .— 2-е изд., испр .— М. ; Ижевск : Ин-т компьютер. исслед., 2006 .— 495 с.
3. Каневская Р. Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов : Учебное пособие для вузов / Р. Д. Каневская .— М. ; Ижевск : Ин-т компьют. исслед., 2003 .— 128 с.
4. Щелкачев В. Н. Подземная гидравлика: Учебное пособие для вузов / В.Н.Щелкачев, Б.Б.Лапук .— М.; Ижевск : РХД, 2001 .— 735 с.
5. Евдокимова В. А. Сборник задач по подземной гидравлике : Учебное пособие для вузов / В. А. Евдокимова, И. Н. Кочина .— 2-е изд., стер.— Перепеч. с изд. 1979 .— М : Альянс, 2007 .— 169 с.

## Приложение 1. Вывод формулы дебита скважины при установившемся плоскорадиальном движении несжимаемой жидкости при нелинейном законе фильтрации

Известно, что:

$$Q = w \cdot F;$$
$$w = C \cdot \left(\frac{dP}{dr}\right)^{\frac{1}{n}}$$
$$F = 2\pi rh$$

Тогда получаем выражение:

$$\frac{Q}{2\pi rh} = C \cdot \left(\frac{dP}{dr}\right)^{\frac{1}{n}}$$

Возведем обе части уравнения в степень n:

$$\left(\frac{Q}{2\pi rh}\right)^n = C^n \cdot \frac{dP}{dr}$$

Далее решаем дифференциальное уравнение методом разделения переменных:

$$Q^n \cdot \frac{dr}{r^n} = (2\pi h C)^n \cdot dP$$

Интегрируем полученное выражение:

$$Q^n \cdot \int_{r_c}^{r_k} \frac{dr}{r^n} = (2\pi h C)^n \cdot \int_{P_c}^{P_k} dP$$
$$-Q^n \cdot \frac{1}{n-1} \cdot \left( \left(\frac{1}{r_k}\right)^{n-1} - \left(\frac{1}{r_c}\right)^{n-1} \right) = (2\pi h C)^n \cdot (P_k - P_c)$$

Выразим Q:

$$Q^n \cdot \frac{1}{n-1} \cdot \left( \left(\frac{1}{r_c}\right)^{n-1} - \left(\frac{1}{r_k}\right)^{n-1} \right) = (2\pi h C)^n \cdot (P_k - P_c)$$

$$Q^n = (2\pi h C)^n \frac{(n-1) \cdot (P_k - P_c)}{\left(\frac{1}{r_c}\right)^{n-1} - \left(\frac{1}{r_k}\right)^{n-1}}$$

$$Q = 2\pi h C \cdot \left[ \frac{(n-1) \cdot (P_k - P_c)}{\left(\frac{1}{r_c}\right)^{n-1} - \left(\frac{1}{r_k}\right)^{n-1}} \right]^{\frac{1}{n}}$$

## Приложение 2. Содержание рабочей учебной программы курса «Подземная гидромеханика»

### Обязательный минимум содержания дисциплины

Индекс	Содержание дисциплины (дидактические единицы)	Всего часов
ОПД Ф.01.2.5.2	Подземная гидромеханика: законы фильтрации нефти, газа и воды; изотермическая фильтрация флюидов в нефтегазовых пластах; установившееся и неустановившееся движение жидкости и газа в пористой среде; теория двухфазной фильтрации несмешивающихся жидкостей; основы теории многофазных систем; гидродинамические модели повышения нефте-, газоконденсатоотдачи пластов; особенности фильтрации неньютоновской жидкости; движение жидкостей и газов в трещинных и трещинно- поровых средах; моделирование основных процессов фильтрации пластовых флюидов.	110

### Содержание разделов учебной дисциплины

Введение.

Подземная гидромеханика как одна из составляющих теории разработки нефтяных и газовых месторождений и как прикладной раздел физики сплошных сред. Российские и зарубежные исследователи проблем подземной гидромеханики.

#### Раздел 1. Основы теории фильтрации.

Тема 1. Характеристика пластовых флюидов. Растворимость газа в нефти и в пластовой воде, давление насыщения. Упругие свойства капельных жидкостей, газов и горных пород.

Тема 2. Характеристика пористых сред: коэффициенты пористости и просветности. Структура пористых сред. Грунты идеальный, фиктивный и реальный. Формулы Слехтера. Модель Козени – Кармана. Коэффициент извилистости пор.

Тема 3. Скорость движения и фильтрации скорость жидкости в пористых средах.

Тема 4. Законы фильтрации нефти, газа и воды. Линейный закон фильтрации. Фильтрационные параметры пористых сред: коэффициенты фильтрации и проницаемости.

Тема 5. Границы существования линейного закона фильтрации.

Тема 6. Нелинейные законы фильтрации. Обобщенная формула законов фильтрации.

## Раздел 2. Исследование простейших фильтрационных потоков.

Тема 7. Классификация фильтрационных потоков. Изотермическая фильтрация флюидов в нефтегазовых пластах.

Тема 8. Установившееся движение несжимаемой жидкости в пористой среде по линейному закону фильтрации. Расход, распределение давления в одномерном и плоскорадиальном потоках. Коэффициент продуктивности, индикаторная диаграмма. Анализ данных исследований скважин методом установившихся отборов.

Тема 9. Установившееся движение несжимаемой жидкости в пористой среде по нелинейному закону фильтрации. Приток жидкости к скважине при существовании двух законов фильтрации.

Тема 10. Установившееся движение сжимаемой жидкости в пористой среде. Уравнение состояния сжимаемой жидкости. Общее уравнение установившегося движения сжимаемых жидкостей, функция Лейбензона. Массовая скорость и массовый расход жидкости.

Тема 11. Установившееся движение газа в пористой среде. Вид функции Лейбензона для установившегося движения газа. Индикаторная диаграмма газовой скважины.

Тема 12. Установившееся движение неоднородных жидкостей в пористой среде. Двухфазная фильтрация несмешивающихся жидкостей; основные положения теории многофазных пластовых систем.

Тема 13. Установившееся движение жидкости к гидродинамически несовершенным скважинам. Гидродинамическое несовершенство скважин, способы его учета. Дебит несовершенной скважины, приведённый радиус скважины.

Тема 14. Движение жидкостей и газов в трещинных и трещинно-поровых средах. Основные типы трещинных и трещинно-поровых сред, их характеристика и фильтрационные параметры. Расход и распределение давления в потоке жидкости.

Тема 15. Особенности фильтрации неньютоновской жидкости. Реологические свойства фильтрующихся жидкостей. Закон фильтрации вязкопластичной



жидкости в идеальной пористой среде. Плоскорадиальный фильтрационный поток вязкопластичной жидкости.

Тема 16. Неоднородность пористых сред, их макро- и микроструктура. Понятие о микро- и макронеоднородности. Зональная и слоистая неоднородность. Установившееся движение жидкости в неоднородных коллекторах. Расход и распределение давления при фильтрации жидкости в слоисто- и зонально-неоднородных коллекторах. Околоскважинные зоны продуктивных пластов, скин-фактор.

Тема 17. Дифференциальные уравнения подземной гидромеханики. Вывод дифференциального уравнения движения капельной жидкости (уравнение Фурье). Частные виды уравнений подземной гидромеханики.

Тема 18. Решение дифференциального уравнения движения жидкости в недеформируемой пористой среде для изотропного пласта; основное уравнение упругого режима. Неустановившаяся фильтрация жидкости при работе скважин с переменными дебитами.

Тема 19. Гидродинамические исследования скважин при неустановившихся режимах.

### Раздел 3. Нерадиальное движение жидкости.

Тема 20. Фильтрационное поле и его характеристики: потенциал и функция тока. Условие Коши-Римана.

Тема 21. Движение жидкости от нагнетательной скважины к добывающей. Линии тока, изобары. Приток к скважине при прямолинейном контуре питания. Приток жидкости к бесконечной прямолинейной цепочке скважин и к круговой батарее скважин. Применение метода эквивалентных фильтрационных сопротивлений.

Заключение.

Гидродинамические модели повышения нефте-, газоконденсатоотдачи пластов. Направления современных исследований - моделирование основных процессов фильтрации пластовых флюидов.

### Приложение 3. Контрольные вопросы для подготовки к экзамену

1. Предмет изучения подземной гидромеханики. Прямая и обратная задачи подземной гидромеханики.
2. Силы, действующие в пластовых системах. Понятие о режиме залежи. Режимы: упругий, водонапорный, газированной жидкости, газовой шапки, гравитационный, смешанные.
3. Понятие о моделях грунта. Идеальный и фиктивный грунт. Формулы Слехтера для определения пористости и просветности фиктивного грунта.
4. Скорость движения и скорость фильтрации жидкости.
5. Понятие о законе фильтрации. Линейный закон фильтрации. Опыты Дарси, коэффициент фильтрации. Проницаемость пористой среды.
6. Границы применимости закона Дарси.
7. Нелинейные законы фильтрации. Эмпирические формулы нелинейных законов фильтрации. Обобщенная формула законов фильтрации.
8. Классификация простейших фильтрационных потоков.
9. Установившееся одномерное движение несжимаемой жидкости по линейному закону фильтрации. Расход, распределение давления вдоль линий тока.
10. Установившееся плоскорадиальное движение несжимаемой жидкости по линейному закону фильтрации. Расход, распределение давления вдоль линий тока.
11. Понятия о коэффициенте продуктивности и фильтрационном сопротивлении.
12. Установившееся движение несжимаемой жидкости при нелинейном законе фильтрации.
13. Индикаторная диаграмма. Факторы, влияющие на форму индикаторных диаграмм при установившихся режимах работы скважины.
14. Обработка результатов исследований скважин при установившихся режимах фильтрации.
15. Уравнение состояния упругой капельной жидкости. Аналогия между движением сжимаемой и несжимаемой жидкостей. Функция Лейбензона.

16. Одномерный и плоскорадиальный потоки сжимаемой жидкости. Объёмный и массовый расходы. Распределение плотности жидкости вдоль линий тока.
17. Идеальный и реальный газы. Уравнение состояния газа. Вид функции Лейбензона для установившегося движения газа.
18. Плоскорадиальный поток идеального газа: расход, распределение функции Лейбензона и давления.
19. Установившееся движение газа по нелинейному (двучленному) закону фильтрации.
20. Обработка результатов исследований газовых скважин при установившихся режимах фильтрации.
21. Гомогенные и гетерогенные смеси. Неоднородные жидкости: эмульсии, газированные жидкости, механизм их образования и особенности течения в пористых средах.
22. Понятие о насыщенности, фазовой проницаемости и относительной проницаемости. Зависимость относительных проницаемостей от насыщенности.
23. Установившееся движение газонефтяной смеси. Функция Христиановича. Формула расхода жидкой и газовой фаз.
24. Понятие о гидродинамически совершенной скважине. Виды гидродинамического несовершенства.
25. Движение жидкости к гидродинамически несовершенным скважинам. Дебит гидродинамически несовершенной скважины. Понятие о приведенном радиусе скважины.
26. Дифференциальные уравнения подземной гидромеханики: уравнение пьезопроводности.
27. Частные случаи уравнения пьезопроводности.
28. Неустановившееся движение упругой капельной жидкости при работе скважин с постоянными дебитами: основное уравнение упругого режима.
29. Неустановившееся движение упругой капельной жидкости при работе скважин с переменными дебитами.
30. Определение фильтрационных параметров пласта методом восстановления давления.

31. Модели неоднородных пористых сред. Одномерное движение жидкости в слоисто- неоднородных пластах. Расход, распределение давления вдоль линий тока.
32. Плоскорадиальное движение жидкости в слоисто- неоднородных пластах. Расход, распределение давления вдоль линий тока.
33. Одномерное движение жидкости в зонально-неоднородных пластах. Расход, распределение давления вдоль линий тока.
34. Плоскорадиальное движение жидкости в зонально-неоднородных пластах. Расход, распределение давления вдоль линий тока.
35. Основные характеристики трещинных и трещинно-пористых сред. Закон фильтрации жидкости в трещинных и трещинно-пористых средах. Расход жидкости.
36. Фильтрационное поле и его характеристики.
37. Движение жидкости от нагнетательной скважины к добывающей. Изобары, линии тока. Расход жидкости.
38. Движение жидкости к прямолинейной цепочке скважин. Понятие о внешнем и внутреннем фильтрационных сопротивлениях.
39. Приток жидкости к группе рядов скважин. Система уравнений Борисова Ю.П.
40. Особенности движения жидкости в экранированных пластах.

## Приложение 4. Исходные данные для решения задач

Таблица П 1.1.

№ вар.	θ, град.	№ вар.	θ, град.	№ вар.	θ, град.	№ вар.	θ, град.
1	60	16	75	31	88	46	73
2	61	17	76	32	87	47	72
3	62	18	77	33	86	48	71
4	63	19	78	34	85	49	70
5	64	20	79	35	84	50	69
6	65	21	80	36	83	51	68
7	66	22	81	37	82	52	67
8	67	23	82	38	81	53	66
9	68	24	83	39	80	54	65
10	69	25	84	40	79	55	64
11	70	26	85	41	78	56	63
12	71	27	86	42	77	57	62
13	72	28	87	43	76	58	61
14	73	29	88	44	75	59	60
15	74	30	89	45	74	60	59

Таблица П 1.2.

№ вар.	Исходные данные		
	V, м <sup>3</sup>	m, %	d, мм
1	0,5	15	0,1
2	1,0	16	0,2
3	1,5	17	0,1
4	2,0	18	0,2
5	2,5	19	0,1
6	0,5	20	0,2
7	1,0	21	0,1
8	1,5	22	0,2
9	2,0	23	0,1
10	2,5	24	0,2
11	3,0	25	0,1
12	0,5	26	0,2
13	1,0	27	0,1
14	1,5	28	0,2
15	2,0	29	0,1
16	2,5	30	0,2
17	1,8	15	0,1
18	1,0	16	0,2
19	0,8	18	0,1
20	2,0	20	0,2
21	1,0	21	0,1
22	1,5	17	0,2
23	2,5	19	0,1
24	2,0	22	0,2
25	2,5	23	0,1
26	1,5	24	0,2
27	1,0	25	0,1
28	0,5	26	0,2
29	1,8	27	0,1
30	3,0	28	0,2

№ вар.	V, м <sup>3</sup>	m, %	d, мм
31	2,9	27	0,3
32	2,8	26	0,3
33	2,7	25	0,3
34	2,6	24	0,3
35	2,5	23	0,3
36	2,4	22	0,3
37	2,3	21	0,3
38	2,2	20	0,3
39	2,1	19	0,3
40	2,0	18	0,3
41	1,9	17	0,3
42	1,8	16	0,3
43	1,7	15	0,3
44	1,6	14	0,3
45	1,5	13	0,2
46	1,4	12	0,2
47	1,3	11	0,2
48	1,2	10	0,2
49	1,1	9	0,2
50	1,0	8	0,2
51	1,2	7	0,2
52	1,4	9	0,2
53	1,6	11	0,2
54	1,8	13	0,2
55	2,0	15	0,2
56	2,2	17	0,2
57	2,4	19	0,2
58	2,6	21	0,2
59	2,8	23	0,2
60	3,0	25	0,2

Таблица П 1.3.

№ вар.	d, мм	B, см	h, см	№ вар.	d, мм	B, см	h, см
1	1,50	3,00	10	31	9,00	1,50	15
2	1,75	2,95	15	32	8,85	1,45	15
3	2,00	2,90	10	33	8,70	1,40	15
4	2,25	2,85	15	34	8,55	1,35	15
5	2,50	2,80	10	35	8,40	1,30	15
6	2,75	2,75	15	36	8,25	1,25	15
7	3,00	2,70	10	37	8,10	1,20	15
8	3,25	2,65	15	38	7,95	1,15	15
9	3,50	2,60	10	39	7,80	1,10	15
10	3,75	2,55	15	40	7,65	1,05	12
11	4,00	2,50	10	41	7,50	1,00	12
12	4,25	2,45	15	42	7,35	0,95	12
13	4,50	2,40	10	43	7,20	0,90	12
14	4,75	2,35	15	44	7,05	0,85	12
15	5,00	2,30	10	45	6,90	0,80	12
16	5,25	2,25	15	46	6,75	0,75	12
17	5,50	2,20	10	47	6,60	0,70	12
18	5,75	2,15	15	48	6,45	0,65	12
19	6,00	2,10	10	49	6,30	0,60	12
20	6,25	2,05	15	50	6,15	0,55	12
21	6,50	2,00	10	51	6,00	0,50	12
22	6,75	1,95	15	52	5,85	0,45	13
23	7,00	1,90	10	53	5,70	0,40	13
24	7,25	1,85	15	54	5,55	0,35	13
25	7,50	1,80	10	55	5,40	0,30	13
26	7,75	1,75	15	56	5,25	0,25	13
27	8,00	1,70	10	57	5,10	0,20	13
28	8,25	1,65	15	58	4,95	0,15	13
29	8,50	1,60	10	59	4,80	0,10	13
30	8,75	1,55	15	60	4,65	0,05	13

Таблица П 2.1.

№ вар	г, см	к, Дарси	т, %	Q, л/мин	μ, МПа*с	ρ, кг/м <sup>3</sup>	№ вар	г, см	к, Дарси	т, %	Q, л/мин	μ, МПа*с	ρ, кг/м <sup>3</sup>
1	1,50	3,00	10	2	30	650	31	9,00	1,50	15	2	1,5	800
2	1,75	2,95	15	2	29	655	32	8,85	1,45	15	2	2	805
3	2,00	2,90	10	2	28	660	33	8,70	1,40	15	2	2,5	810
4	2,25	2,85	15	2	27	665	34	8,55	1,35	15	2	3	815
5	2,50	2,80	10	2	26	670	35	8,40	1,30	15	2	3,5	820
6	2,75	2,75	15	2	25	675	36	8,25	1,25	15	2	4	825
7	3,00	2,70	10	2	24	680	37	8,10	1,20	15	2	4,5	830
8	3,25	2,65	15	2	23	685	38	7,95	1,15	15	2	5	835
9	3,50	2,60	10	2	22	690	39	7,80	1,10	15	2	5,5	840
10	3,75	2,55	15	2	21	695	40	7,65	1,05	12	2	6	845
11	4,00	2,50	10	2	20	700	41	7,50	1,00	12	2	6,5	850
12	4,25	2,45	15	2	19	705	42	7,35	0,95	12	2	7	855
13	4,50	2,40	10	3	20	710	43	7,20	0,90	12	2	7,5	860
14	4,75	2,35	15	2	17	715	44	7,05	0,85	12	2	8	865
15	5,00	2,30	10	2	23	720	45	6,90	0,80	12	2	8,5	870
16	5,25	2,25	15	2	22	725	46	6,75	0,75	12	2	9	866
17	5,50	2,20	10	2	21	730	47	6,60	0,70	12	2	9,5	862
18	5,75	2,15	15	2	20	735	48	6,45	0,65	12	2	10	858
19	6,00	2,10	10	2	19	740	49	6,30	0,60	12	2	10,5	854
20	6,25	2,05	15	2	23	745	50	6,15	0,55	12	2	11	850
21	6,50	2,00	10	2	22	750	51	6,00	0,50	12	2	11,5	846
22	6,75	1,95	15	2	21	755	52	5,85	0,45	13	2	12	842
23	7,00	1,90	10	2	20	760	53	5,70	0,40	13	2	12,5	838
24	7,25	1,85	15	2	19	765	54	5,55	0,35	13	2	13	834
25	7,50	1,80	10	2	18	770	55	5,40	0,30	13	2	13,5	830
26	7,75	1,75	15	2	17	775	56	5,25	0,25	13	2	14	826
27	8,00	1,70	10	2	4	780	57	5,10	0,20	13	2	14,5	822
28	8,25	1,65	15	2	3	785	58	4,95	0,15	13	2	15	818
29	8,50	1,60	10	2	2	790	59	4,80	0,10	13	2	15,5	814
30	8,75	1,55	15	2	1	795	60	4,65	0,05	13	2	16	810

Таблица П 2.2.

№ вар.	г, см	L, м	m, %	$\Delta P$ , МПа	Q, л/мин	$\mu$ , мПа·с	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>
1	5,0	1,0	12	1,00	1,2	1,2	780
2	10,0	2,0	13	0,50	2,0	1,3	775
3	15,0	3,0	14	0,75	2,5	1,4	770
4	20,0	4,0	15	1,00	3,0	1,5	765
5	7,0	5,0	16	1,75	1,5	2,0	760
6	2,5	0,5	24	2,90	2,1	3,0	820
7	5,0	7,0	18	3,15	4,8	3,1	815
8	5,0	8,0	19	3,40	4,9	3,2	810
9	12,0	9,0	20	3,65	5,0	3,3	805
10	15,0	10,0	21	2,50	1,6	3,4	800
11	18,0	11,0	22	2,75	2,3	3,5	795
12	17,0	10,0	23	3,00	2,5	3,6	790
13	16,0	9,0	24	3,25	2,9	3,7	785
14	13,0	8,0	25	3,50	1,0	3,8	780
15	12,0	7,0	26	3,75	1,5	3,9	775
16	11,0	6,0	27	4,00	2,0	4,0	770
17	9,0	5,0	28	1,50	2,5	4,1	765
18	8,0	4,0	20	0,50	3,0	4,2	760
19	7,0	3,0	18	0,75	3,5	4,3	755
20	6,0	2,0	17	1,00	4,0	4,4	750
21	4,0	0,5	16	1,25	4,5	4,5	745
22	2,0	0,5	15	3,00	5,0	4,6	740
23	3,5	1,0	14	3,25	4,9	4,7	735
24	4,0	2,0	13	3,50	4,8	4,8	730
25	8,0	3,0	12	3,75	4,7	4,9	725
26	9,0	4,0	10	4,00	4,6	5,0	720
27	8,5	5,0	11	4,25	4,5	5,1	715
28	7,0	6,0	22	4,50	4,4	5,2	710
29	12,0	7,0	23	4,75	4,3	5,3	705
30	13,0	8,0	24	5,00	4,2	5,4	700
31	12,5	7,5	25	4,85	4,1	5,3	696
32	12,0	7,0	26	4,70	4,0	5,2	692
33	11,5	6,5	27	4,55	3,9	5,1	688
34	11,0	6,0	28	4,40	3,8	5,0	684
35	10,5	5,5	29	4,25	3,7	4,9	680
36	10,0	5,0	30	4,10	3,6	4,8	676
37	9,5	4,5	29	3,95	3,5	4,7	672
38	9,0	4,0	28	3,80	3,4	4,6	668
39	8,5	3,5	27	3,65	3,3	4,5	664
40	8,0	3,0	26	3,50	3,2	4,4	660
41	7,5	2,5	25	3,35	3,1	4,3	656
42	7,0	2,0	24	3,20	3,0	4,2	652
43	6,5	1,5	23	3,05	2,9	4,1	648
44	6,0	1,0	22	2,90	2,8	4,0	644
45	5,5	1,4	21	2,75	2,7	3,9	640
46	5,0	1,8	20	2,60	2,6	3,8	636
47	4,5	2,2	19	2,45	2,5	3,7	632
48	4,0	2,6	18	2,30	2,4	3,6	628
49	3,5	3,0	17	2,15	2,3	3,5	624
50	3,0	3,4	16	2,00	2,2	3,4	620
51	2,5	3,8	15	1,85	2,1	3,3	616
52	2,0	4,2	14	1,70	2,0	3,2	612
53	2,2	4,6	13	1,55	1,9	3,1	608
54	2,4	5,0	12	1,40	1,8	3,0	604
55	2,6	5,4	11	1,25	1,7	2,9	600
56	2,8	5,8	10	1,10	1,6	2,8	596
57	3,0	6,2	9	0,95	1,5	2,7	592
58	3,2	6,6	8	0,80	1,4	2,6	588
59	3,4	7,0	7	0,65	1,3	2,5	584
60	3,6	7,4	6	0,50	1,2	2,4	580

Таблица П 2.3.

№ вар.	$\mu$ , мПа·с	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	h, м	m, %	k, мкм <sup>2</sup>	Q, м <sup>3</sup> /сут
1	10	700	5	14	0,15	100
2	9	750	10	20	1,15	56
3	8	800	15	15	0,25	65
4	7	770	20	16	0,78	42
5	6	810	25	18	0,35	98
6	5	820	7	21	0,81	47
7	4	800	9	23	0,95	62
8	3	790	11	19	0,54	45
9	2	830	13	22	0,62	29
10	1	850	19	25	0,37	37
11	1,5	800	11	23	0,5	70
12	2	850	15	21	0,1	80
13	2,5	770	13	19	0,1	90
14	3	730	24	17	0,5	87
15	1	810	21	26	1	67
16	4	860	17	10	1,5	56
17	2	815	23	11	2	87
18	3	795	15	12	0,3	98
19	1,5	790	17	15	0,2	84
20	2	830	18	14	0,1	69
21	2,5	850	14	16	1	78
22	1	700	13	22	1,1	67
23	1	750	17	21	1,3	73
24	2	760	23	17	1,5	65
25	3	770	22	19	1,2	55
26	2	780	20	18	1,5	50
27	2,5	775	19,5	17,5	1,35	47
28	3	770	19	17	1,2	44
29	3,5	765	18,5	16,5	1,05	41
30	4	760	18	16	0,9	38
31	4,5	755	17,5	15,5	0,75	35
32	5	750	17	15	0,6	32
33	5,5	745	16,5	14,5	0,45	29
34	6	740	16	14	0,3	26
35	6,5	735	15,5	13,5	0,15	23
36	7	730	15	13	0,155	20
37	7,5	725	14,5	12,5	0,16	17
38	8	720	14	12	0,165	14
39	8,5	715	13,5	11,5	0,17	11
40	9	710	13	11	0,175	8
41	9,5	705	12,5	10,5	0,18	5
42	10	700	12	10	0,185	9
43	10,5	695	11,5	9,5	0,19	13
44	11	690	11	9	0,195	17
45	11,5	685	10,5	8,5	0,2	21
46	12	680	10	8	0,205	25
47	12,5	675	9,5	7,5	0,21	29
48	13	670	9	7	0,215	33
49	13,5	665	8,5	6,5	0,22	37
50	14	660	8	6	0,225	41
51	13,6	655	7,5	7	0,23	45
52	13,2	650	7	8	0,235	49
53	12,8	645	6,5	9	0,24	53
54	12,4	640	6	10	0,245	57
55	12	635	5,5	11	0,25	61
56	11,6	630	5	12	0,255	65
57	11,2	625	4,5	13	0,26	69
58	10,8	620	4	14	0,265	73
59	10,4	615	3,5	15	0,27	77
60	10	610	3	16	0,275	81



Таблица П 2.4.

№ вар.	h, м	r, м	m, %	r <sub>с</sub> , см	Q <sub>м</sub> , т/сут	ρ, кг/м <sup>3</sup>
1	7	10	20	10	7,75	700
2	8	12	20	10	7,50	705
3	9	14	20	10	7,25	710
4	10	16	20	10	7,00	715
5	11	18	20	10	6,75	720
6	12	20	20	10	6,50	725
7	13	22	20	10	6,25	730
8	14	24	20	10	6,00	735
9	15	26	20	10	5,75	740
10	16	28	20	10	5,50	745
11	17	30	20	10	5,25	750
12	18	32	20	10	5,00	755
13	19	34	20	10	4,75	760
14	20	36	20	10	4,50	765
15	19	38	20	10	4,25	770
16	18	40	20	10	4,00	775
17	17	42	20	10	3,75	780
18	16	44	20	10	3,50	785
19	15	46	20	10	3,25	790
20	14	48	20	10	3,00	795
21	13	50	20	10	2,75	800
22	12	52	20	10	2,50	805
23	11	54	20	10	2,25	810
24	10	56	20	10	2,00	815
25	9	58	20	10	1,75	820
26	8	60	20	10	1,50	825
27	7	62	20	10	1,25	830
28	6	64	20	10	1,00	835
29	5	66	20	10	0,75	840
30	4	68	20	10	0,50	845
31	3,5	4	0,85	2,3	4,5	704
32	3	4,1	0,9	2,35	4,6	708
33	2,5	4,2	0,95	2,4	4,7	712
34	2	4,3	1	2,45	4,8	716
35	1,5	4,4	1,05	2,5	4,9	720
36	1	4,5	1,1	2,55	5	724
37	1,3	4,6	1,15	2,6	5,1	728
38	1,6	4,7	1,2	2,65	5,2	732
39	1,9	4,8	1,25	2,7	5,1	736
40	2,2	4,9	1,3	2,75	5	740
41	2,5	5	1,35	2,8	4,9	744
42	2,8	4,9	1,4	2,85	4,8	748
43	3,1	4,8	1,45	2,9	4,7	752
44	3,4	4,7	1,5	2,95	4,6	756
45	3,7	4,6	1,55	3	4,5	760
46	4	4,5	1,6	3,05	4,4	764
47	4,3	4,4	1,65	3,1	4,3	768
48	4,6	4,3	1,7	3,15	4,2	772
49	4,9	4,2	1,65	3,2	4,1	776
50	5,2	4,1	1,6	3,15	4	780
51	5,5	4	1,55	3,1	3,9	784
52	5,8	3,9	1,5	3,05	3,8	788
53	6,1	3,8	1,45	3	3,7	792
54	6,4	3,7	1,4	2,95	3,6	796
55	6,7	3,6	1,35	2,9	3,5	800
56	7	3,5	1,3	2,85	3,4	804
57	7,3	3,4	1,25	2,8	3,3	808
58	7,6	3,3	1,2	2,75	3,2	812
59	7,9	3,2	1,15	2,7	3,1	816
60	8,2	3,1	1,1	2,65	3	820

Таблица П 2.5.

№ вар.	d, см	L, м	$\Delta P$ , МПа	Q, л/мин	$\mu$ , МПа·с	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>
1	2	1,0	0,20	1,00	1,5	845
2	3	1,1	0,25	1,25	1,6	840
3	4	1,2	0,30	1,50	1,7	835
4	5	1,3	0,35	1,75	1,8	830
5	6	1,4	0,40	2,00	1,9	825
6	5	1,5	0,45	2,25	2,0	820
7	4	1,6	0,50	2,50	2,1	815
8	3	1,7	0,55	2,75	2,2	810
9	2	1,8	0,60	3,00	2,3	805
10	2	1,9	0,65	1,00	2,4	800
11	3	2,0	0,70	1,25	2,5	795
12	4	2,1	0,75	1,50	2,6	790
13	5	2,2	0,80	1,75	2,7	785
14	6	2,3	0,85	2,00	2,8	780
15	5	2,4	0,90	2,25	2,9	775
16	3	2,5	0,95	2,50	3,0	770
17	2	2,6	1,00	2,75	3,1	765
18	6	2,7	0,20	3,00	3,2	760
19	4	2,8	0,25	1,25	3,3	755
20	5	2,9	0,30	1,50	3,4	750
21	3	3,0	0,35	1,75	3,5	745
22	4	3,1	0,40	2,00	3,6	740
23	5	3,2	0,45	2,25	3,7	735
24	3	3,3	0,50	2,50	3,8	730
25	4	3,4	0,55	2,75	3,9	725
26	6	3,5	0,60	3,00	4,0	720
27	2	3,6	0,65	1,50	4,1	715
28	3	3,7	0,70	1,75	4,2	710
29	5	3,8	0,75	2,00	4,3	705
30	4	3,9	0,80	2,25	4,4	700
31	3,5	4,0	0,85	2,30	4,5	704
32	3	4,1	0,90	2,35	4,6	708
33	2,5	4,2	0,95	2,40	4,7	712
34	2	4,3	1,00	2,45	4,8	716
35	1,5	4,4	1,05	2,50	4,9	720
36	1	4,5	1,10	2,55	5,0	724
37	1,3	4,6	1,15	2,60	5,1	728
38	1,6	4,7	1,20	2,65	5,2	732
39	1,9	4,8	1,25	2,70	5,1	736
40	2,2	4,9	1,30	2,75	5,0	740
41	2,5	5,0	1,35	2,80	4,9	744
42	2,8	4,9	1,40	2,85	4,8	748
43	3,1	4,8	1,45	2,90	4,7	752
44	3,4	4,7	1,50	2,95	4,6	756
45	3,7	4,6	1,55	3,00	4,5	760
46	4	4,5	1,60	3,05	4,4	764
47	4,3	4,4	1,65	3,10	4,3	768
48	4,6	4,3	1,70	3,15	4,2	772
49	4,9	4,2	1,65	3,20	4,1	776
50	5,2	4,1	1,60	3,15	4,0	780
51	5,5	4,0	1,55	3,10	3,9	784
52	5,8	3,9	1,50	3,05	3,8	788
53	6,1	3,8	1,45	3,00	3,7	792
54	6,4	3,7	1,40	2,95	3,6	796
55	6,7	3,6	1,35	2,90	3,5	800
56	7	3,5	1,30	2,85	3,4	804
57	7,3	3,4	1,25	2,80	3,3	808
58	7,6	3,3	1,20	2,75	3,2	812
59	7,9	3,2	1,15	2,70	3,1	816
60	8,2	3,1	1,10	2,65	3,0	820

Таблица П 2.6.

№ вар.	m, д.ед.	k, мкм <sup>2</sup>	d, см	v·10 <sup>-6</sup> , м <sup>2</sup> /с	Q, л/мин
1	0,15	2,00	1	4	10
2	0,16	2,25	2	4	9,5
3	0,17	2,50	3	4	9
4	0,18	2,75	4	4	8,5
5	0,19	3,00	5	4	8
6	0,20	3,25	1	4	7,5
7	0,21	3,50	2	4	7
8	0,22	3,75	3	4	6,5
9	0,23	4,00	4	4	6
10	0,24	4,25	5	4	5,5
11	0,25	4,50	1	4	5
12	0,26	4,75	2	4	4,5
13	0,27	5,00	3	4	4
14	0,28	5,25	4	44	3,5
15	0,29	5,50	5	44	3
16	0,30	5,75	1	4	2,5
17	0,31	6,00	2	4	2
18	0,32	3,00	3	4	1,5
19	0,33	3,25	4	4	1
20	0,34	3,50	5	4	10
21	0,35	3,75	1	4	9,5
22	0,15	4,00	2	4	9
23	0,16	4,25	3	4	8,5
24	0,17	4,50	4	4	8
25	0,18	4,75	5	4	7,5
26	0,19	5,00	1	4	7
27	0,20	5,25	2	4	6,5
28	0,21	5,50	3	4	6
29	0,22	5,75	4	4	5,5
30	0,23	6,00	5	4	5
31	0,24	6,25	4	4	5,15
32	0,25	6,50	4	4	5,3
33	0,26	6,75	4	4	5,45
34	0,27	7,00	4	4	5,6
35	0,28	7,25	4	4	5,75
36	0,29	7,50	4	4	5,9
37	0,30	7,75	4	4	6,05
38	0,31	8,00	4	4	6,2
39	0,32	7,85	4	4	6,35
40	0,31	7,70	4	4	6,5
41	0,30	7,55	4	4	6,65
42	0,29	7,40	5	4	6,8
43	0,28	7,25	5	4	6,95
44	0,27	7,10	5	4	7,1
45	0,26	6,95	5	4	7,25
46	0,25	6,80	5	4	7,4
47	0,24	6,65	5	4	7,55
48	0,23	6,50	5	4	7,7
49	0,22	6,35	5	4	7,85
50	0,21	6,20	5	4	8
51	0,20	6,05	5	4	8,15
52	0,19	5,90	5	4	8,3
53	0,18	5,75	3	4	8,45
54	0,17	5,60	3	4	8,6
55	0,16	5,45	3	4	8,75
56	0,15	5,30	3	4	8,9
57	0,14	5,15	3	4	9,05
58	0,13	5,00	3	4	9,2
59	0,12	4,85	3	4	9,35
60	0,11	4,70	3	4	9,5

Таблица П 3.1.

№ вар.	$\mu$ , МПа·с	$k$ , мкм <sup>2</sup>	$L$ , м	$\Delta P$ , МПа	$F$ , м <sup>2</sup>
1	2,1	0,1	50	2	200
2	2,6	0,43	75	2,1	340
3	3,1	0,42	100	2,2	335
4	3,6	0,41	125	2,3	330
5	4,1	0,4	150	2,4	325
6	4,6	0,39	175	2,5	320
7	5,1	0,38	200	2,6	315
8	5,6	0,37	225	2,7	310
9	6,1	0,36	250	2,8	305
10	6,6	0,35	275	2,9	300
11	7,1	0,34	300	3	295
12	7,6	0,33	325	3,1	290
13	7,1	0,32	350	3,2	285
14	6,6	0,31	375	3,3	280
15	6,1	0,3	400	3,4	275
16	5,6	0,29	425	3,5	270
17	5,1	0,28	450	3,6	265
18	4,6	0,27	475	3,7	260
19	4,1	0,26	500	3,8	255
20	3,6	0,25	525	3,9	250
21	3,1	0,24	550	4	245
22	2,6	0,23	575	4,1	240
23	2,1	0,22	600	4,2	235
24	2	0,21	625	4,3	230
25	3	0,2	650	4,4	225
26	4	0,19	675	4,5	220
27	5	0,18	700	4,6	215
28	4,5	0,17	725	4,7	210
29	3	0,16	750	4,8	205
30	1,5	0,15	775	4,9	200
31	1,6	0,16	760	5	200
32	1,7	0,17	745	5,1	340
33	1,8	0,18	730	5,2	335
34	1,9	0,19	715	5,3	330
35	2	0,2	700	5,4	325
36	2,1	0,21	685	5,5	320
37	2,2	0,22	670	5,6	315
38	2,3	0,23	655	5,7	310
39	2,4	0,24	640	5,8	305
40	2,5	0,25	625	5,9	300
41	2,6	0,26	610	6	295
42	2,7	0,27	595	6,1	290
43	2,8	0,28	580	6,2	285
44	2,9	0,29	565	6,3	280
45	3	0,3	550	6,4	275
46	3,1	0,31	535	6,5	270
47	3,2	0,32	520	6,6	265
48	3,3	0,33	505	6,7	260
49	3,4	0,34	490	6,8	255
50	3,5	0,35	475	6,9	250
51	3,6	0,36	460	7	245
52	3,7	0,37	445	7,1	240
53	3,8	0,38	430	7,2	235
54	3,9	0,39	415	7,3	230
55	4	0,4	400	7,4	225
56	4,1	0,41	385	7,5	220
57	4,2	0,42	370	7,6	215
58	4,3	0,43	355	7,7	210
59	4,4	0,44	340	7,8	205
60	4,5	0,45	325	7,9	200

Таблица П 3.2.

№ вар.	$\mu$ , МПа·с	$k$ , мкм <sup>2</sup>	L, м	a, м	h, м	P <sub>г</sub> , МПа	Q, м <sup>3</sup> /сут
1	1	0,44	300	245	10	7	250
2	1,5	0,43	350	240	12	7,25	230
3	2	0,42	400	235	14	7,5	210
4	2,5	0,41	450	230	16	7,75	190
5	3	0,4	500	225	18	8	170
6	3,5	0,39	550	220	20	5	150
7	4	0,38	600	215	22	5,25	130
8	4,5	0,37	650	210	24	5,5	110
9	5	0,36	700	205	26	5,75	90
10	5,5	0,35	750	200	28	6	70
11	6	0,34	800	195	30	6,25	50
12	6,5	0,33	850	190	29	6,5	30
13	7	0,32	900	185	28	6,75	10
14	6,5	0,31	950	180	27	7	15
15	6	0,3	1000	175	26	7,25	20
16	5,5	0,29	1050	170	25	7,5	25
17	5	0,28	1100	165	24	7,75	30
18	4,5	0,27	1150	160	23	2	35
19	4	0,26	1200	155	22	2,25	40
20	3,5	0,25	1250	150	21	2,5	45
21	3	0,24	1300	145	20	2,75	50
22	2,5	0,23	1350	140	19	3	55
23	2	0,22	1400	135	18	3,25	60
24	1,5	0,21	1450	130	17	3,5	65
25	1	0,2	1500	125	16	3,75	70
26	1,5	0,19	1550	120	15	4	75
27	2	0,18	1600	115	14	8	12
28	2,5	0,17	1650	110	13	3	35
29	3	0,16	1700	105	12	5	15
30	3,5	0,15	1750	75	11	5,25	5
31	4	0,16	1720	245	10	7	8
32	4,5	0,17	1690	240	12	7,25	11
33	5	0,18	1660	235	14	7,5	14
34	5,5	0,19	1630	230	16	7,75	17
35	6	0,2	1600	225	18	8	20
36	6,5	0,21	1570	220	20	5	23
37	7	0,22	1540	215	22	5,25	26
38	7,5	0,23	1510	210	24	5,5	29
39	8	0,24	1480	205	26	5,75	32
40	8,5	0,25	1450	200	28	6	35
41	9	0,26	1420	195	30	6,25	38
42	9,5	0,27	1390	190	29	6,5	41
43	10	0,28	1360	185	28	6,75	44
44	10,5	0,29	1330	180	27	7	47
45	11	0,3	1300	175	26	7,25	50
46	10,6	0,31	1270	170	25	7,5	53
47	10,2	0,32	1240	165	24	7,75	56
48	9,8	0,33	1210	160	23	2	59
49	9,4	0,34	1180	155	22	2,25	62
50	9	0,35	1150	150	21	2,5	65
51	8,6	0,36	1120	145	20	2,75	68
52	8,2	0,37	1090	140	19	3	71
53	7,8	0,38	1060	135	18	3,25	74
54	7,4	0,39	1030	130	17	3,5	77
55	7	0,4	1000	125	16	3,75	80
56	6,6	0,41	970	120	15	4	83
57	6,2	0,42	940	115	14	8	86
58	5,8	0,43	910	110	13	3	89
59	5,4	0,44	880	105	12	5	92
60	5	0,45	850	75	11	5,25	95

Таблица П 3.3.

№ вар.	r <sub>к</sub> , м	r <sub>с</sub> , см	P <sub>с</sub> , МПа	r, м	P, МПа
1	300	10	6	195	10
2	350	10	6,5	190	10,5
3	400	10	7	185	11
4	450	10	7,5	180	11,5
5	500	10	8	175	12
6	550	10	8,5	170	12,5
7	600	10	9	165	13
8	650	10	9,5	160	13,5
9	700	10	10	155	14
10	750	10	10,5	150	14,5
11	800	10	11	145	15
12	850	10	11,5	140	15,5
13	900	10	12	135	16
14	850	10	12,5	130	15,5
15	800	10	13	125	15
16	750	10	13,5	120	14,5
17	700	10	14	115	14
18	650	10	13,5	110	13,5
19	600	10	13	105	13
20	550	10	12,5	100	12,5
21	500	10	12	95	12
22	450	10	11,5	90	11,5
23	400	10	11	85	11
24	350	10	10,5	80	10,5
25	300	10	10	75	11
26	450	10	9,5	70	10,5
27	550	10	9	65	10
28	600	10	8,5	60	11,5
29	700	10	8	55	11
30	800	10	7,5	50	10,5
31	300	10	7,2	195	10
32	350	10	6,9	190	9,5
33	400	10	6,6	185	9
34	450	10	6,3	180	8,5
35	500	10	6	175	8
36	550	10	5,7	170	7,5
37	600	10	5,4	165	7
38	650	10	5,1	160	6,5
39	700	10	4,8	155	6
40	750	10	4,5	150	5,5
41	800	10	4,2	145	5
42	850	10	3,9	140	5,3
43	900	10	3,6	135	5,6
44	850	10	3,3	130	5,9
45	800	10	3	125	6,2
46	750	10	3,4	120	6,5
47	700	10	3,8	115	6,8
48	650	10	4,2	110	7,1
49	600	10	4,6	105	7,4
50	550	10	5	100	7,7
51	500	10	5,4	95	8
52	450	10	5,8	90	8,3
53	400	10	6,2	85	8,6
54	350	10	6,6	80	8,9
55	300	10	7	75	9,2
56	450	10	7,4	70	9,5
57	550	10	7,8	65	9,8
58	600	10	8,2	60	10,1
59	700	10	8,6	55	10,4
60	800	10	9	50	10,7

Таблица П 3.4.

№ вар.	h, м	k, мкм <sup>2</sup>	μ, МПа·с	r <sub>c</sub> , см	r <sub>к</sub> , м	P <sub>c</sub> , МПа	P <sub>к</sub> , МПа
1	30	0,1	5,2	10	800	6	14
2	29	0,15	5,4	10	780	6,5	14,5
3	28	0,2	5,6	10	760	7	15
4	27	0,25	5,8	10	740	7,5	15,5
5	26	0,3	6	10	720	8	16
6	25	0,35	6,2	10	700	8,5	16,5
7	24	0,1	6,4	10	680	9	17
8	23	0,15	6,6	10	660	9,5	17,5
9	22	0,2	6,8	10	640	10	18
10	21	0,25	7	10	620	9,5	17,5
11	20	0,3	7,2	10	600	9	17
12	19	0,35	7,4	10	580	8,5	16,5
13	18	0,1	7,6	10	560	8	16
14	17	0,15	7,8	10	540	7,5	15,5
15	16	0,2	8	10	520	7	15
16	15	0,25	8,2	10	500	7,5	15,5
17	14	0,3	8,4	10	480	8	16
18	13	0,35	8,6	10	460	8,5	16,5
19	12	0,1	8,8	10	440	9	17
20	11	0,15	9	10	420	9,5	17,5
21	10	0,2	9,2	10	400	10	18
22	25	0,25	9,4	10	380	10,5	18,5
23	26	0,3	9,6	10	360	11	19
24	27	0,35	9,8	10	340	10	18
25	10	0,1	10	10	320	8	16
26	12	0,15	10,2	10	300	8,5	16,5
27	13	0,2	10,4	10	280	9	17
28	14	0,25	10,6	10	260	9,5	17,5
29	15	0,3	10,8	10	240	10	18
30	19	0,35	11	10	220	6	14
31	30	0,1	5,2	15	800	7	15
32	29	0,15	5,4	15	780	8	16
33	28	0,2	5,6	15	760	9	17
34	27	0,25	5,8	15	740	10	18
35	26	0,3	6	15	720	11	19
36	25	0,35	6,2	15	700	12	20
37	24	0,1	6,4	15	680	13	21
38	23	0,15	6,6	15	660	14	22
39	22	0,2	6,8	15	640	15	23
40	21	0,25	7	15	620	16	24
41	20	0,3	7,2	15	600	17	25
42	19	0,35	7,4	15	580	18	26
43	18	0,1	7,6	15	560	19	27
44	17	0,15	7,8	15	540	20	28
45	16	0,2	8	15	520	21	29
46	15	0,25	8,2	15	500	22	30
47	14	0,3	8,4	15	480	23	31
48	13	0,35	8,6	15	460	24	32
49	12	0,1	8,8	15	440	25	33
50	11	0,15	9	15	420	26	34
51	10	0,2	9,2	15	400	27	35
52	25	0,25	9,4	15	380	28	36
53	26	0,3	9,6	15	360	29	37
54	27	0,35	9,8	15	340	30	38
55	10	0,1	10	15	320	31	39
56	12	0,15	10,2	15	300	32	40
57	13	0,2	10,4	15	280	33	41
58	14	0,25	10,6	15	260	34	42
59	15	0,3	10,8	15	240	35	43
60	19	0,35	11	15	220	36	44

Таблица П 3.5.

№ вар.	r <sub>к</sub> , м	r <sub>с</sub> , см	P <sub>с</sub> , МПа	R, м	P <sub>к</sub> , МПа
1	300	10	12	180	17,5
2	325	10	11,5	205	17
3	350	10	11	320	16,5
4	375	10	10,5	310	16
5	400	10	10	300	15,5
6	425	10	9,5	290	15
7	450	10	9	280	14,5
8	475	10	8,5	270	14
9	500	10	8	260	13,5
10	525	10	7,5	250	13
11	550	10	7	240	12,5
12	575	10	6,5	230	12
13	600	10	6	220	11,5
14	625	10	14	210	19,5
15	650	10	13,5	200	19
16	675	10	13	190	18,5
17	700	10	12,5	180	18
18	725	10	12	170	17,5
19	750	10	11,5	160	17
20	775	10	11	150	16,5
21	800	10	10,5	140	16
22	825	10	10	130	15,5
23	850	10	9,5	120	15
24	875	10	9	110	14,5
25	900	10	8,5	100	14
26	500	10	8	90	13,5
27	525	10	7,5	80	13
28	550	10	7	70	12,5
29	575	10	6,5	60	12
30	600	10	6	50	11,5
31	300	10	6,3	140	11,75
32	325	10	6,6	230	12
33	350	10	6,9	320	12,25
34	375	10	7,2	310	12,5
35	400	10	7,5	300	12,75
36	425	10	7,8	290	13
37	450	10	8,1	280	13,25
38	475	10	8,4	270	13,5
39	500	10	8,7	260	13,75
40	525	10	9	250	14
41	550	10	9,3	240	14,25
42	575	10	9,6	230	14,5
43	600	10	9,9	220	14,75
44	625	10	10,2	210	15
45	650	10	10,5	200	15,25
46	675	10	10,8	190	15,5
47	700	10	11,1	180	15,75
48	725	10	11,4	170	16
49	750	10	11,7	160	16,25
50	775	10	12	150	16,5
51	800	10	12,3	140	16,75
52	825	10	12,6	130	17
53	850	10	12,9	120	17,25
54	875	10	13,2	110	17,5
55	900	10	13,5	100	17,75
56	500	10	13,8	90	18
57	525	10	14,1	80	18,25
58	550	10	14,4	70	18,5
59	575	10	14,7	60	18,75
60	600	10	15	50	19



Таблица П 3.6.

№ вар.	r <sub>к</sub> , м	r <sub>с</sub> , см
1	200	10
2	225	10
3	250	10
4	275	10
5	300	10
6	325	10
7	350	10
8	375	10
9	400	10
10	425	10
11	450	10
12	475	10
13	500	10
14	525	10
15	550	10
16	575	10
17	600	10
18	625	10
19	650	10
20	675	10
21	700	10
22	725	10
23	750	10
24	775	10
25	800	10
26	825	10
27	850	10
28	875	10
29	900	10
30	925	10
31	920	10
32	915	10
33	910	10
34	905	10
35	900	10
36	895	10
37	890	10
38	885	10
39	880	10
40	875	10
41	870	10
42	865	10
43	860	10
44	855	10
45	850	10
46	845	10
47	840	10
48	835	10
49	830	10
50	825	10
51	820	10
52	815	10
53	810	10
54	805	10
55	800	10
56	795	10
57	790	10
58	785	10
59	780	10
60	775	10

Таблица П 3.7.

№ вар.	$\mu$ , МПа·с	$k$ , МКМ <sup>2</sup>	$r_k$ , м	$r_c$ , см	$h$ , м	$P_c$ , МПа	$Q$ , м <sup>3</sup> /сут
1	15,00	0,15	250	10	10	8	50
2	1,00	0,16	300	10	11	13,5	195
3	1,50	0,17	350	10	12	13	190
4	2,00	0,18	400	10	13	12,5	185
5	2,50	0,19	450	10	14	12	180
6	3,00	0,2	500	10	15	11,5	175
7	3,50	0,21	550	10	16	11	170
8	4,00	0,22	600	10	17	10,5	165
9	4,50	0,23	650	10	18	10	160
10	5,00	0,24	700	10	19	9,5	155
11	5,50	0,25	750	10	20	9	150
12	6,00	0,26	800	10	21	8,5	145
13	6,50	0,27	850	10	22	8	140
14	7,00	0,28	900	10	23	7,5	135
15	7,50	0,29	850	10	24	7	130
16	8,00	0,3	800	10	25	14	125
17	7,50	0,15	750	10	26	13,5	120
18	7,00	0,16	700	10	27	13	115
19	6,50	0,17	650	10	28	12,5	110
20	6,00	0,18	600	10	29	12	105
21	5,50	0,19	550	10	30	11,5	100
22	5,00	0,2	500	10	31	11	95
23	4,50	0,21	450	10	32	10,5	90
24	4,00	0,22	400	10	33	10	85
25	3,50	0,23	350	10	34	9,5	80
26	3,00	0,24	300	10	35	9	75
27	2,50	0,25	250	10	36	8,5	70
28	3,00	0,26	450	10	37	8	65
29	3,50	0,27	500	10	38	7,5	60
30	4,00	0,28	650	10	39	7	55
31	4,15	0,29	625	10	38	7,3	50
32	4,30	0,3	600	10	37	7,6	45
33	4,45	0,31	575	10	36	7,9	40
34	4,60	0,32	550	10	35	8,2	35
35	4,75	0,33	525	10	34	8,5	30
36	4,90	0,34	500	10	33	8,8	25
37	5,05	0,35	475	10	32	9,1	20
38	5,20	0,36	450	10	31	9,4	15
39	5,35	0,37	425	10	30	9,7	10
40	5,50	0,38	400	10	29	10	5
41	5,65	0,37	375	10	28	10,3	9
42	5,80	0,36	350	10	27	10,6	13
43	5,95	0,35	325	10	26	10,9	17
44	6,10	0,34	300	10	25	11,2	21
45	6,25	0,33	275	10	24	11,5	25
46	6,40	0,32	250	10	23	11,8	29
47	6,55	0,31	225	10	22	12,1	33
48	6,70	0,3	200	10	21	11,9	37
49	6,85	0,29	230	10	20	11,7	41
50	7,00	0,28	260	10	19	11,5	45
51	7,15	0,27	290	10	18	11,3	49
52	7,30	0,26	320	10	17	11,1	53
53	7,45	0,25	350	10	16	10,9	57
54	7,60	0,24	380	10	15	10,7	61
55	7,75	0,23	410	10	14	10,5	65
56	7,90	0,22	440	10	13	10,3	69
57	8,05	0,21	470	10	12	10,1	73
58	8,20	0,2	500	10	11	9,9	77
59	8,35	0,19	530	10	10	9,7	81
60	8,50	0,18	560	10	9	9,5	85

Таблица П 3.8.

№ вар.	D скв., мм	h, м	$v \cdot 10^{-7}$ , м <sup>2</sup> /с	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$r_{кз}$ , м	$P_{кз}$ , МПа	$P_{сз}$ , МПа	k, мкм <sup>2</sup>	m, %
1	132	5	50	700	200	18,5	6,5	0,15	17
2	132	6	60	705	210	18	7	0,16	16
3	132	7	50	710	220	17,5	7,5	0,17	15
4	132	8	60	715	230	17	8	0,18	26
5	132	9	50	720	240	16,5	8,5	0,19	25
6	132	10	60	725	250	16	9	0,2	24
7	132	11	50	730	260	15,5	9,5	0,21	23
8	132	12	60	735	270	15	10	0,22	22
9	132	13	50	740	280	20	6	0,23	21
10	132	14	60	745	290	19,5	6,5	0,24	20
11	132	15	50	750	300	19	7	0,25	19
12	132	16	60	755	310	18,5	7,5	0,26	18
13	132	17	50	760	320	18	8	0,27	17
14	132	18	60	765	330	17,5	8,5	0,28	16
15	132	19	50	770	340	17	6	0,15	15
16	132	20	60	775	350	16,5	6,5	0,16	29
17	132	21	50	780	360	16	7	0,17	28
18	132	22	60	785	370	15,5	7,5	0,18	27
19	132	23	50	790	380	15	8	0,19	26
20	132	24	60	795	390	14,5	8,5	0,2	25
21	132	25	50	800	400	14	6	0,21	24
22	132	26	60	805	410	13,5	6,5	0,22	23
23	132	27	50	810	420	13	7	0,23	22
24	132	28	60	815	430	12,5	7,5	0,24	21
25	132	29	50	820	440	12	8	0,25	20
26	132	30	60	825	450	11,5	6	0,26	19
27	132	31	50	830	460	11	6,5	0,27	18
28	132	32	60	835	470	10,5	7	0,28	17
29	132	33	50	840	480	10	7,5	0,29	16
30	132	34	60	845	490	9,5	8	0,3	15
31	132	35	50	850	500	9,9	8,3	0,31	17
32	132	36	60	855	510	10,3	8,6	0,32	16
33	132	37	50	860	520	10,7	8,9	0,33	15
34	132	38	60	865	530	11,1	9,2	0,34	26
35	132	39	50	870	540	11,5	9,5	0,35	25
36	132	40	60	875	550	11,9	9,8	0,36	24
37	132	41	50	880	560	12,3	10,1	0,37	23
38	132	42	60	885	555	12,7	10,4	0,38	22
39	132	41	50	890	550	13,1	10,7	0,39	21
40	132	40	60	895	545	13,5	11	0,4	20
41	132	39	50	900	540	13,9	11,3	0,39	19
42	132	38	60	896	535	14,3	11,6	0,38	18
43	132	37	50	892	530	14,7	11,9	0,37	17
44	132	36	60	888	525	15,1	12,2	0,36	16
45	132	35	50	884	520	15,5	12,5	0,35	15
46	132	34	60	880	515	15,9	12,8	0,34	29
47	132	33	50	876	510	16,3	13,1	0,33	28
48	132	32	60	872	505	16,7	13,4	0,32	27
49	132	31	50	868	500	17,1	13,7	0,31	26
50	132	30	60	864	495	17,5	14	0,3	25
51	132	29	50	860	490	17,9	14,3	0,29	24
52	132	28	60	856	485	18,3	14,6	0,28	23
53	132	27	50	852	480	18,7	14,9	0,27	22
54	132	26	60	848	475	19,1	15,2	0,26	21
55	132	25	50	844	470	19,5	15,5	0,25	20
56	132	24	60	840	465	19,9	15,8	0,24	19
57	132	23	50	836	460	20,3	16,1	0,23	18
58	132	22	60	832	455	20,7	16,4	0,22	17
59	132	21	50	828	450	21,1	16,7	0,21	16
60	132	20	60	824	445	21,5	17	0,2	15

Таблица П 3.9.

№ вар.	$\Delta P$ , МПа	$r_{кз}$ , м	$\mu$ , МПа·с	$k$ , Дарси	$r_{св}$ , см	$h$ , м
1	0,5	600	1,5	0,125	10	24
2	0,75	550	2	0,137	10	23
3	1	500	2,5	0,149	10	22
4	1,25	450	3	0,161	10	21
5	1,5	400	3,5	0,173	10	20
6	1,75	350	4	0,185	10	19
7	2	300	4,5	0,197	10	18
8	2,25	250	5	0,209	10	17
9	2,5	200	5,5	0,221	10	16
10	2,75	600	6	0,233	10	15
11	3	550	6,5	0,245	10	14
12	3,25	500	7	0,257	10	13
13	3,5	450	7,5	0,269	10	12
14	3,75	400	8	0,281	10	11
15	4	350	8,5	0,293	10	10
16	1	700	0,5	0,305	10	5
17	1,25	250	1	0,1	10	8
18	1,5	200	1,5	0,112	10	22
19	1,75	750	2	0,124	10	21
20	1,5	700	2,5	0,136	10	20
21	1,25	650	3	0,148	10	19
22	1	600	3,5	0,16	10	18
23	2,75	550	4	0,172	10	17
24	3	500	4,5	0,184	10	16
25	3,25	450	5	0,196	10	15
26	3,5	400	5,5	0,208	10	14
27	3,75	350	6	0,22	10	13
28	4	300	6,5	0,232	10	12
29	4,25	250	7	0,244	10	11
30	4,5	200	7,5	0,256	10	10
31	4,35	220	8	0,268	10	24
32	4,2	240	8,5	0,28	10	23
33	4,05	260	9	0,292	10	22
34	3,9	280	9,5	0,304	10	21
35	3,75	300	10	0,316	10	20
36	3,6	320	10,5	0,328	10	19
37	3,45	340	11	0,34	10	18
38	3,3	360	11,5	0,352	10	17
39	3,15	380	12	0,364	10	16
40	3	400	11,6	0,33	10	15
41	2,85	420	11,2	0,319	10	14
42	2,7	440	10,8	0,308	10	13
43	2,55	460	10,4	0,297	10	12
44	2,4	480	10	0,286	10	11
45	2,25	500	9,6	0,275	10	10
46	2,1	520	9,2	0,264	10	5
47	1,95	540	8,8	0,253	10	8
48	1,8	560	8,4	0,242	10	11
49	1,65	580	8	0,231	10	10
50	1,5	600	7,6	0,22	10	9
51	1,35	620	7,2	0,209	10	8
52	1,2	640	6,8	0,198	10	7
53	1,05	660	6,4	0,187	10	6
54	0,9	680	6	0,176	10	5
55	0,75	700	5,6	0,165	10	4
56	1	720	5,2	0,154	10	3
57	2	740	4,8	0,143	10	2
58	3	760	4,4	0,132	10	1
59	2,85	780	4	0,121	10	2
60	2,7	800	3,6	0,11	10	1

Таблица П 4.1.

№ вар.	Рк, МПа	r <sub>к</sub> , м	r <sub>с</sub> , см	h, м	μ, МПа·с	1 режим		2 режим		3 режим	
						Q, м <sup>3</sup> /сут	Рс, МПа	Q, м <sup>3</sup> /сут	Рс, МПа	Q, м <sup>3</sup> /сут	Рс, МПа
1	15	200	10	10	5,1	4,5	13,2	6,8	12,3	8,8	11,5
2	18	250	10	12	3,2	9	16,2	13,5	15,3	17,5	14,5
3	20	272	10	18	8,2	13,5	18,2	20,3	17,3	26,3	16,5
4	25	300	10	20	15	18	23,2	27	22,3	35	21,5
5	21	330	10	16	19,3	22,5	19,2	33,8	18,3	43,8	17,5
6	29	350	10	17	25,5	27	27,2	40,5	26,3	52,5	25,5
7	17	380	10	14	10	31,5	15,2	47,3	14,3	61,3	13,5
8	16	400	10	12	9,4	36	14,2	54	13,3	70	12,5
9	22	450	10	9	6,5	40,5	20,2	60,8	19,3	78,8	18,5
10	23	500	10	31	2,2	45	21,2	67,5	20,3	87,5	19,5
11	25	200	10	10	1,5	49	18	63	16	84	13
12	24	210	10	11	1,6	56	17	72	15	96	12
13	23	220	10	12	1,7	63	16	81	14	108	11
14	22	230	10	13	1,8	70	15	90	13	120	10
15	21	240	10	14	1,9	77	14	99	12	132	9
16	20	250	10	15	2	84	13	108	11	144	8
17	19	260	10	16	2,1	91	12	117	10	156	7
18	18	270	10	17	2,2	98	11	126	9	168	6
19	17	280	10	18	2,3	90	11	120	9	165	6
20	16	290	10	19	2,4	96	10	128	8	176	5
21	15	300	10	20	2,5	102	9	136	7	187	4
22	17	310	10	21	2,6	108	11	144	9	198	6
23	19	320	10	22	2,7	114	13	152	11	209	8
24	21	330	10	23	2,8	120	15	160	13	220	10
25	23	340	10	24	2,9	126	17	168	15	231	12
26	25	350	10	25	3	132	19	176	17	242	14
27	27	360	10	23	3,1	138	21	184	19	253	16
28	29	370	10	21	3,2	144	23	192	21	264	18
29	31	380	10	19	3,3	125	26	175	24	250	21
30	33	390	10	17	3,4	130	28	182	26	260	23
31	32	400	10	15	3,5	135	27	189	25	270	22
32	31	410	10	13	3,6	140	26	196	24	280	21
33	30	420	10	11	3,7	145	25	203	23	290	20
34	29	430	10	9	3,8	150	24	210	22	300	19
35	28	440	10	7	3,9	155	23	217	21	310	18
36	27	450	10	5	4	160	22	224	20	320	17
37	26	460	10	8	4,1	165	21	231	19	330	16
38	25	470	10	11	4,2	170	20	238	18	340	15
39	24	480	10	14	4,3	175	19	245	17	350	14
40	23	490	10	17	4,4	180	18	252	16	360	13
41	22	500	10	20	4,5	185	17	259	15	370	12
42	21	450	10	23	4,6	190	16	266	14	380	11
43	20	400	10	26	4,7	195	15	273	13	390	10
44	19	350	10	23	4,8	160	15	240	13	360	10
45	18	300	10	20	4,9	164	14	246	12	369	9
46	17	250	10	17	5	168	13	252	11	378	8
47	18	200	10	14	5,1	172	14	258	12	387	9
48	19	220	10	11	5,2	176	15	264	13	396	10
49	20	240	10	8	5,3	180	16	270	14	405	11
50	21	260	10	14	5,4	184	17	276	15	414	12
51	15	200	10	10	5,1	4,5	13,2	6,8	12,3	8,8	11,5
52	18	250	10	12	3,2	9	16,2	13,5	15,3	17,5	14,5
53	20	272	10	18	8,2	13,5	18,2	20,3	17,3	26,3	16,5
54	25	300	10	20	15	18	23,2	27	22,3	35	21,5
55	21	330	10	16	19,3	22,5	19,2	33,8	18,3	43,8	17,5
56	29	350	10	17	25,5	27	27,2	40,5	26,3	52,5	25,5
57	17	380	10	14	10	31,5	15,2	47,3	14,3	61,3	13,5
58	16	400	10	12	9,4	36	14,2	54	13,3	70	12,5
59	22	450	10	9	6,5	40,5	20,2	60,8	19,3	78,8	18,5
60	23	500	10	31	2,2	45	21,2	67,5	20,3	87,5	19,5

Таблица П 4.2.

№ вар.	r <sub>к</sub> , м	r <sub>с</sub> , см	h, м	μ, МПа·с	1 режим		2 режим		3 режим		4 режим	
					Q, м <sup>3</sup> /сут	ΔP, МПа	Q, м <sup>3</sup> /сут	ΔP, МПа	Q, м <sup>3</sup> /сут	ΔP, МПа	Q, м <sup>3</sup> /сут	ΔP, МПа
1	350	10	10	1,5	50	3,200	75	7	100	12,4	110	14,9
2	300	10	12	10	10	0,100	15	0,2	20	0,33	25	0,5
3	200	10	18	25	50	2,640	70	4,99	90	8,11	100	9,96
4	500	10	20	3,4	30	1,020	40	1,73	45	2,16	50	2,63
5	600	10	16	1,2	48	3,330	52	3,83	59	4,97	63	5,64
6	400	10	17	9,1	52	2,820	58	3,48	65	4,32	71	5,12
7	500	10	14	10,2	50	3,200	75	7	100	12,4	110	14,9
8	300	10	12	14,3	30	1,020	40	1,73	45	2,16	50	2,63
9	250	10	9	15,1	48	3,330	52	3,83	59	4,97	63	5,64
10	500	10	31	14,8	50	2,640	70	4,99	90	8,11	100	9,96
11	490	10	30	1,2	20	0,271	25	0,418	29	0,557	31	0,634
12	480	10	29	1,4	22	0,362	27	0,539	31	0,705	33	0,796
13	470	10	28	1,6	24	0,470	29	0,679	33	0,873	35	0,980
14	460	10	27	1,8	26	0,596	31	0,839	35	1,064	37	1,186
15	450	10	26	2	28	0,743	33	1,023	37	1,280	39	1,419
16	440	10	25	2,2	30	0,912	35	1,233	39	1,523	41	1,680
17	430	10	24	2,4	32	1,107	37	1,471	41	1,798	43	1,974
18	420	10	23	2,6	34	1,331	39	1,741	43	2,108	45	2,305
19	410	10	22	2,8	36	1,588	41	2,048	45	2,459	47	2,678
20	400	10	21	3	38	2,036	43	2,594	47	3,090	49	3,353
21	390	10	20	3,2	40	2,594	45	3,268	49	3,864	51	4,180
22	380	10	19	3,4	42	3,287	47	4,100	51	4,814	53	5,193
23	370	10	18	3,6	44	4,149	49	5,126	53	5,983	55	6,435
24	360	10	17	3,8	46	5,221	51	6,396	55	7,422	57	7,963
25	350	10	16	4	48	6,559	53	7,971	57	9,200	59	9,847
26	340	10	15	4,2	50	8,233	55	9,933	59	11,407	61	12,183
27	330	10	14	4,4	49	7,715	54	9,336	58	10,744	60	11,485
28	320	10	13	4,6	48	8,652	53	10,509	57	12,124	59	12,975
29	310	10	12	4,8	47	9,749	52	11,887	56	13,749	58	14,732
30	300	10	11	5	46	11,052	51	13,529	55	15,692	57	16,833
31	290	10	10	5,2	45	12,625	50	15,520	54	18,051	56	19,388
32	280	10	12	5,4	44	10,921	49	13,484	53	15,729	55	16,916
33	270	10	14	5,6	43	9,716	48	12,051	52	14,100	54	15,184
34	260	10	16	5,8	42	8,826	47	10,999	51	12,909	53	13,921
35	250	10	18	6	41	6,594	46	8,249	50	9,706	52	10,478
36	240	10	20	6,2	40	6,171	45	7,759	49	9,160	51	9,905
37	230	10	22	6,4	39	5,841	44	7,384	48	8,748	50	9,473
38	220	10	24	6,6	38	5,584	43	7,099	47	8,442	49	9,157
39	210	10	26	6,8	37	5,389	42	6,892	46	8,226	48	8,938
40	200	10	28	7	36	5,248	41	6,752	45	8,093	47	8,808
41	220	10	30	7,2	35	5,256	40	6,808	44	8,194	46	8,935
42	240	10	29	7,4	34	5,861	39	7,644	43	9,241	45	10,095
43	260	10	28	7,6	33	6,583	38	8,648	42	10,503	44	11,497
44	280	10	27	7,8	32	5,734	37	7,568	41	9,218	43	10,104
45	300	10	26	8	31	6,590	36	8,767	40	10,731	42	11,788
46	320	10	25	8,2	30	7,704	35	10,336	39	12,719	41	14,002
47	340	10	24	8,4	29	9,222	34	12,484	38	15,447	40	17,047
48	360	10	23	8,6	28	4,619	33	6,160	37	7,549	39	8,295
49	380	10	22	8,8	27	6,071	32	8,167	36	10,063	38	11,084
50	400	10	21	9	26	8,760	31	11,895	35	14,740	37	16,275
51	300	10	11	5	46	11,052	51	13,529	55	15,692	57	16,833
52	290	10	10	5,2	45	12,625	50	15,520	54	18,051	56	19,388
53	280	10	12	5,4	44	10,921	49	13,484	53	15,729	55	16,916
54	270	10	14	5,6	43	9,716	48	12,051	52	14,100	54	15,184
55	260	10	16	5,8	42	8,826	47	10,999	51	12,909	53	13,921
56	250	10	18	6	41	6,594	46	8,249	50	9,706	52	10,478
57	240	10	20	6,2	40	6,171	45	7,759	49	9,160	51	9,905
58	230	10	22	6,4	39	5,841	44	7,384	48	8,748	50	9,473
59	220	10	24	6,6	38	5,584	43	7,099	47	8,442	49	9,157
60	210	10	26	6,8	37	5,389	42	6,892	46	8,226	48	8,938

Таблица П 5.1.

№ вар.	P <sub>к</sub> , МПа	P <sub>с</sub> , МПа	Q <sub>ар</sub> , 10 <sup>5</sup> м <sup>3</sup> /сут	r <sub>к</sub> , м	r <sub>с</sub> , см	h, м	m, %	г, м
1	26	20,5	1	300	10	7	10	10
2	25	20	2	300	10	7	10,5	20
3	24	19,5	3	325	10	7	11	25
4	23	19	4	350	10	7	11,5	35
5	22	18,5	5	375	10	7	12	30
6	21	18	6	400	10	7	12,5	50
7	20	17,5	7	425	10	7	13	45
8	19	17	8	450	10	7	13,5	40
9	18	16,5	9	475	10	7	14	90
10	17	16	10	500	10	7	14,5	85
11	16	15,5	11	375	10	7	15	80
12	15	15	12	400	10	7	15,5	75
13	26	20	13	425	10	7	16	70
14	25	19,5	14	450	10	7	16,5	65
15	24	19	15	475	10	7	17	60
16	23	18,5	16	500	10	7	17,5	55
17	22	18	17	525	10	7	18	50
18	21	17,5	18	550	10	7	18,5	125
19	20	17	19	575	10	7	19	120
20	19	16,5	20	600	10	7	19,5	115
21	18	16	21	625	10	7	20	110
22	17	15,5	22	650	10	7	20,5	105
23	20	15	23	675	10	7	21	100
24	19	14,5	24	700	10	7	21,5	95
25	18	14	25	725	10	7	22	90
26	17	13,5	26	750	10	7	22,5	85
27	16	13	27	775	10	7	23	80
28	15	12,5	28	800	10	7	23,5	75
29	14	12	29	825	10	7	24	70
30	13	11,5	30	850	10	7	24,5	65
31	26	20,5	29	830	10	7	10	10
32	25	20	28	810	10	7	10,5	20
33	24	19,5	27	790	10	7	11	25
34	23	19	26	770	10	7	11,5	35
35	22	18,5	25	750	10	7	12	30
36	21	18	24	730	10	7	12,5	50
37	20	17,5	23	710	10	7	13	45
38	19	17	22	690	10	7	13,5	40
39	18	16,5	21	670	10	7	14	90
40	17	16	20	650	10	7	14,5	85
41	16	15,5	19	630	10	7	15	80
42	15	15	18	610	10	7	15,5	75
43	26	20	17	590	10	7	16	70
44	25	19,5	16	570	10	7	16,5	65
45	24	19	15	550	10	7	17	60
46	23	18,5	14	530	10	7	17,5	55
47	22	18	13	510	10	7	18	50
48	21	17,5	12	490	10	7	18,5	125
49	20	17	11	470	10	7	19	120
50	19	16,5	10	450	10	7	19,5	115
51	18	16	9	430	10	7	20	110
52	17	15,5	8	410	10	7	20,5	105
53	20	15	7	390	10	7	21	100
54	19	14,5	6	370	10	7	21,5	95
55	18	14	5	350	10	7	22	90
56	17	13,5	7	330	10	7	22,5	85
57	16	13	9	310	10	7	23	80
58	15	12,5	11	290	10	7	23,5	75
59	14	12	13	270	10	7	24	70
60	13	11,5	15	250	10	7	24,5	65

Таблица П 5.2.

№ вар.	$\mu$ , мПа·с	$k$ , мкм <sup>2</sup>	$r_k$ , м	$r_c$ , см	$h$ , м	$P_c$ , МПа	$Q_{ар}$ , 10 <sup>5</sup> м <sup>3</sup> /сут
1	0,15	0,15	250	10	25	7	4
2	0,25	0,16	300	10	38	7,5	4,2
3	0,30	0,17	350	10	37	8	4,4
4	0,35	0,18	400	10	36	8,5	4,6
5	0,40	0,19	450	10	35	9	4,8
6	0,45	0,2	500	10	34	9,5	5
7	0,50	0,21	550	10	33	10	5,2
8	0,55	0,22	600	10	32	10,5	5,4
9	0,60	0,23	650	10	31	11	5,6
10	0,65	0,24	700	10	30	11,5	5,8
11	0,70	0,25	750	10	29	12	6
12	0,75	0,26	800	10	28	12,5	6,2
13	0,60	0,27	850	10	27	13	6,4
14	0,65	0,28	900	10	26	13,5	6,6
15	0,70	0,29	850	10	25	14	6,8
16	0,75	0,3	800	10	24	14,5	7
17	0,80	0,15	750	10	23	15	7,2
18	0,85	0,16	700	10	22	15,5	7,4
19	0,90	0,17	650	10	21	16	7,6
20	0,95	0,18	600	10	20	16,5	7,8
21	1,00	0,19	550	10	19	17	8
22	1,05	0,2	500	10	18	17,5	8,2
23	1,10	0,21	450	10	17	18	8,4
24	1,15	0,22	400	10	16	18,5	8,6
25	1,20	0,23	350	10	15	19	8,8
26	1,25	0,24	300	10	14	19,5	9
27	1,30	0,25	250	10	13	20	9,2
28	1,35	0,26	450	10	12	20,5	9,4
29	1,40	0,27	500	10	11	21	9,6
30	1,45	0,28	650	10	10	21,5	9,8
31	1,50	0,29	250	10	25	21,1	10
32	1,55	0,3	300	10	38	20,7	10,2
33	1,60	0,31	350	10	37	20,3	10,4
34	1,65	0,32	400	10	36	19,9	10,6
35	1,70	0,33	450	10	35	19,5	10,8
36	1,75	0,34	500	10	34	19,1	11
37	1,80	0,35	550	10	33	18,7	11,2
38	1,85	0,36	600	10	32	18,3	11,4
39	1,90	0,37	650	10	31	17,9	11,6
40	1,95	0,38	700	10	30	17,5	11,8
41	2,00	0,39	750	10	29	17,1	12
42	2,05	0,4	800	10	28	16,7	12,2
43	2,10	0,38	850	10	27	16,3	12,4
44	2,15	0,36	900	10	26	15,9	12,6
45	2,20	0,34	850	10	25	15,5	12,8
46	2,25	0,32	800	10	24	15,1	4
47	2,30	0,3	750	10	23	14,7	4,2
48	2,35	0,28	700	10	22	14,3	4,4
49	2,40	0,26	650	10	21	13,9	4,6
50	2,45	0,24	600	10	20	13,5	4,8
51	2,50	0,22	550	10	19	13,1	5
52	2,55	0,2	500	10	18	12,7	5,2
53	2,60	0,18	450	10	17	12,3	5,4
54	2,65	0,16	400	10	16	11,9	5,6
55	2,70	0,14	350	10	15	11,5	5,8
56	2,75	0,12	300	10	14	11,1	6
57	2,80	0,1	250	10	13	10,7	6,2
58	2,85	0,08	450	10	12	10,3	6,4
59	2,90	0,06	500	10	11	9,9	6,6
60	2,95	0,04	650	10	10	9,5	6,8



Таблица П 5.3.

№ вар.	h, м	k, МКМ <sup>2</sup>	μ, МПа·с	ρ <sub>0</sub> , кг/м <sup>3</sup>	r <sub>с</sub> , см	r <sub>к</sub> , м	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>к</sub> , МПа
1	5	0,1	0,015	0,65	10	420	5	12
2	5,5	0,15	0,015	0,65	10	440	5	11,5
3	6	0,2	0,015	0,65	10	460	5	11
4	6,5	0,25	0,015	0,65	10	480	5	10,5
5	7	0,3	0,015	0,65	10	500	5	10
6	7,5	0,35	0,015	0,65	10	520	5	9,5
7	5	0,4	0,015	0,65	10	540	5	9
8	5,5	0,45	0,015	0,65	10	560	5	8,5
9	6	0,5	0,015	0,65	10	580	5	8
10	6,5	0,55	0,015	0,65	10	600	5	7,5
11	7	0,6	0,015	0,65	10	620	5	7
12	7,5	0,65	0,015	0,65	10	640	5	6,5
13	5	0,7	0,015	0,65	10	660	5	6
14	5,5	0,75	0,015	0,65	10	680	5	5,5
15	6	0,8	0,015	0,65	10	700	5	8
16	6,5	0,85	0,015	0,65	10	720	5	7,5
17	7	0,9	0,015	0,65	10	740	5	7
18	7,5	0,95	0,015	0,65	10	760	5	6,5
19	8	1	0,015	0,65	10	780	5	6
20	5	1,05	0,015	0,65	10	800	5	5,5
21	5,5	1,1	0,015	0,65	10	820	5	8
22	6	1,15	0,015	0,65	10	840	5	7,5
23	6,5	1,2	0,015	0,65	10	860	5	7
24	7	1,25	0,015	0,65	10	880	5	6,5
25	5	1,3	0,015	0,65	10	900	5	6
26	5,5	1,35	0,015	0,65	10	920	5	5,5
27	6	1,4	0,015	0,65	10	940	5	7
28	6,5	1,45	0,015	0,65	10	960	5	6,5
29	7	1,5	0,015	0,65	10	980	5	6
30	7,5	1,55	0,015	0,65	10	1000	5	5,5
31	7,3	1,6	0,015	0,65	10	985	5	5,8
32	7,1	1,65	0,015	0,65	10	970	5	6,1
33	6,9	1,7	0,015	0,65	10	955	5	6,4
34	6,7	1,75	0,015	0,65	10	940	5	6,7
35	6,5	1,8	0,015	0,65	10	925	5	7
36	6,3	1,85	0,015	0,65	10	910	5	7,3
37	6,1	1,9	0,015	0,65	10	895	5	7,6
38	5,9	1,95	0,015	0,65	10	880	5	7,9
39	5,7	2	0,015	0,65	10	865	5	8,2
40	5,5	2,05	0,015	0,65	10	850	5	8,5
41	5,3	2,1	0,015	0,65	10	835	5	8,8
42	5,1	2,15	0,015	0,65	10	820	5	9,1
43	4,9	2,2	0,015	0,65	10	805	5	9,4
44	4,7	2,17	0,015	0,65	10	790	5	9,7
45	4,5	2,14	0,015	0,65	10	775	5	10
46	4,3	2,11	0,015	0,65	10	760	5	10,3
47	4,1	2,08	0,015	0,65	10	745	5	10,6
48	3,9	2,05	0,015	0,65	10	730	5	10,9
49	3,7	2,02	0,015	0,65	10	715	5	11,2
50	3,5	1,99	0,015	0,65	10	700	5	11,5
51	3,3	1,96	0,015	0,65	10	685	5	11,8
52	3,1	1,93	0,015	0,65	10	670	5	12,1
53	2,9	1,9	0,015	0,65	10	655	5	12,4
54	2,7	1,87	0,015	0,65	10	640	5	12,7
55	2,5	1,84	0,015	0,65	10	625	5	13
56	2,3	1,81	0,015	0,65	10	610	5	13,3
57	2,1	1,78	0,015	0,65	10	595	5	13,6
58	1,9	1,75	0,015	0,65	10	580	5	13,9
59	1,7	1,72	0,015	0,65	10	565	5	14,2
60	1,5	1,69	0,015	0,65	10	550	5	14,5

Таблица П 6.1.

№ вар.	σ, %	k, мкм <sup>2</sup>	№ вар.	σ, %	k, мкм <sup>2</sup>	№ вар.	σ, %	k, мкм <sup>2</sup>
1	50	0,1	21	65	1,8	42	68	1,6
2	55	0,2	22	63	2,4	43	54	1,4
3	40	0,3	23	69	3,3	44	57	1,9
4	65	0,4	24	76	3,7	45	48	1,4
5	70	0,5	25	85	4,2	46	60	1,6
6	71	0,6	26	90	2,1	47	65	1,8
7	76	0,7	27	50	0,1	48	63	2,4
8	67	0,8	28	55	0,2	49	69	3,3
9	54	0,9	29	40	0,3	50	76	3,7
10	43	0,2	30	65	0,4	51	85	4,2
11	78	0,7	31	70	0,5	52	90	2,1
12	43	1,1	32	71	0,6	53	50	0,1
13	44	1,8	33	76	0,7	54	55	0,2
14	55	10	34	67	0,8	55	40	0,3
15	60	12	35	54	0,9	56	65	0,4
16	68	1,6	36	43	0,2	57	70	0,5
17	54	1,4	37	78	0,7	58	71	0,6
18	57	1,9	38	43	1,1	59	76	0,7
19	48	1,4	39	44	1,8	60	67	0,8
20	60	1,6	40	55	10	42	68	1,6

Таблица П 6.2.

№ вар.	σ, %	k, мкм <sup>2</sup>	μ <sub>ш</sub> , МПа·с	μ <sub>г</sub> , МПа·с	№ вар.	σ, %	k, мкм <sup>2</sup>	μ <sub>ш</sub> , МПа·с	μ <sub>г</sub> , МПа·с
1	63	2,4	1	0,1	31	90	2,1	5	0,8
2	69	3,3	2	0,2	32	68	1,6	6	0,7
3	76	3,7	3	0,3	33	54	1,4	5	0,6
4	85	4,2	4	0,9	34	57	1,9	4	0,5
5	90	2,1	5	0,8	35	48	1,4	3	0,4
6	68	1,6	6	0,7	36	60	1,6	2	0,3
7	54	1,4	5	0,6	37	65	1,8	1	0,2
8	57	1,9	4	0,5	38	71	0,6	1	0,1
9	48	1,4	3	0,4	39	76	0,7	2	1
10	60	1,6	2	0,3	40	67	0,8	3	1,2
11	65	1,8	1	0,2	41	54	0,9	4	1,1
12	71	0,6	1	0,1	42	43	0,2	5	1,1
13	76	0,7	2	1	43	78	0,7	6	1,2
14	67	0,8	3	1,2	44	43	1,1	7	1
15	54	0,9	4	1,1	45	44	1,8	1	0,8
16	43	0,2	5	1,1	46	55	10	2	0,7
17	78	0,7	6	1,2	47	60	12	3	0,6
18	43	1,1	7	1	48	50	0,1	4	0,5
19	44	1,8	1	0,8	49	55	0,2	5	0,5
20	55	10	2	0,7	50	40	0,3	6	0,4
21	60	12	3	0,6	51	65	0,4	7	0,3
22	50	0,1	4	0,5	52	70	0,5	1,4	0,2
23	55	0,2	5	0,5	53	63	2,4	1	0,1
24	40	0,3	6	0,4	54	69	3,3	2	0,2
25	65	0,4	7	0,3	55	76	3,7	3	0,3
26	70	0,5	1,4	0,2	56	85	4,2	4	0,9
27	63	2,4	1	0,1	57	90	2,1	5	0,8
28	69	3,3	2	0,2	58	68	1,6	6	0,7
29	76	3,7	3	0,3	59	54	1,4	5	0,6
30	85	4,2	4	0,9	60	57	1,9	4	0,5

Таблица П 6.3.

№ вар.	$P_k$ , МПа	$P_c$ , МПа	$r_k$ , м	$h$ , м	$k$ , мкм <sup>2</sup>	$\mu_n$ , МПа·с	$\mu_r$ , МПа·с	$\Gamma$ , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
1	20	17	250	10	0,15	1,5	0,015	80
2	19	16	300	11	0,2	2,5	0,014	90
3	18	15	350	12	0,22	3,5	0,013	100
4	17	14	400	13	0,25	4,5	0,012	110
5	16	13	450	14	0,28	5,5	0,011	120
6	15	12	500	15	0,31	6,5	0,01	130
7	14	11	550	16	0,34	7,5	0,015	140
8	13	10	600	17	0,37	8,5	0,014	150
9	12	9	650	18	0,5	9,5	0,013	160
10	11	8	700	19	0,6	10,5	0,012	200
11	12	10	250	16	2,4	10	0,01	190
12	13	10	300	15	3,3	9	0,016	180
13	14	10	350	14	3,7	8	0,017	170
14	15	9	400	22	4,2	7	0,018	160
15	14	8	450	21	2,1	6	0,019	150
16	15	10	500	11	1,6	1,5	0,015	80
17	16	10	550	10	1,4	2,5	0,014	90
18	17	14	600	11	1,9	3,5	0,013	100
19	18	15	650	12	1,4	4,5	0,012	110
20	19	16	700	13	1,6	5,5	0,011	120
21	20	18	600	14	1,8	6,5	0,01	130
22	21	18	500	15	0,6	7,5	0,015	140
23	22	17	400	16	0,7	8,5	0,014	150
24	12	9	300	17	0,8	9,5	0,013	160
25	13	9	350	18	0,9	10,5	0,012	200
26	14	9	450	19	1	11	0,02	150
27	20	17	435	10	0,95	10,8	0,019	80
28	19	16	420	11	0,9	10,6	0,018	90
29	18	15	405	12	0,85	10,4	0,017	100
30	17	14	390	13	0,8	10,2	0,016	110
31	16	13	375	14	0,75	10	0,015	120
32	15	12	360	15	0,7	9,8	0,014	130
33	14	11	345	16	0,65	9,6	0,013	140
34	13	10	330	17	0,6	9,4	0,012	150
35	12	9	315	18	0,55	9,2	0,011	160
36	11	8	300	19	0,5	9	0,01	200
37	12	10	285	16	0,45	8,8	0,009	190
38	13	10	270	15	0,4	8,6	0,008	180
39	14	10	255	14	0,35	8,4	0,007	170
40	15	9	240	22	0,3	8,2	0,006	160
41	14	8	225	21	0,25	8	0,005	150
42	15	10	210	11	0,2	7,8	0,004	80
43	16	10	195	10	0,15	7,6	0,003	90
44	17	14	180	11	0,1	7,4	0,004	100
45	18	15	165	12	0,13	7,2	0,005	110
46	19	16	150	13	0,16	7	0,006	120
47	20	18	175	14	0,19	6,8	0,007	130
48	21	18	200	15	0,22	6,6	0,008	140
49	22	17	225	16	0,25	6,4	0,009	150
50	12	9	250	17	0,28	6,2	0,01	160
51	13	9	275	18	0,31	6	0,011	200
52	14	9	300	19	0,34	5,8	0,012	150
53	16	10	325	21	0,37	5,6	0,013	150
54	17	14	350	11	0,4	5,4	0,014	160
55	18	15	375	10	0,43	5,2	0,015	200
56	19	16	400	11	0,46	5	0,016	190
57	20	18	425	12	0,49	4,8	0,017	180
58	21	18	450	13	0,52	4,6	0,018	170
59	22	17	475	14	0,55	4,4	0,019	160
60	20	18	500	15	0,58	4,2	0,02	150

Таблица П 7.1.

№ вар.	P <sub>к</sub> , МПа	P <sub>с</sub> , МПа	r <sub>к</sub> , м	h, м	k, мкм <sup>2</sup>	μ, МПа·с	r <sub>с</sub> , см	b, м
1	20	17	250	10	0,15	1,5	10	2
2	19	16	300	11	0,2	2,5	10	3
3	18	15	350	12	0,22	3,5	10	4
4	17	14	400	13	0,25	4,5	10	5
5	16	13	450	14	0,28	5,5	10	6
6	15	12	500	15	0,31	6,5	10	7
7	14	11	550	16	0,34	7,5	10	8
8	13	10	600	17	0,37	8,5	10	9
9	12	9	650	18	0,5	9,5	10	10
10	11	8	700	19	0,6	10,5	10	11
11	11	8	250	20	2,4	10	10	2
12	12	10	300	18	3,3	9	10	3
13	13	11	350	19	3,7	8	10	4
14	14	12	400	18	4,2	7	10	5
15	15	13	450	17	2,1	6	10	6
16	21	18	500	16	1,6	1,5	10	7
17	16	14	550	15	1,4	2,5	10	8
18	17	12	600	14	1,9	3,5	10	9
19	18	17	650	13	1,4	4,5	10	10
20	19	15	700	12	1,6	5,5	10	11
21	20	19	300	11	1,8	6,5	10	2
22	21	18	500	10	0,6	7,5	10	3
23	22	19	600	11	0,7	8,5	10	4
24	24	21	450	12	0,8	9,5	10	5
25	21	16	400	13	0,9	10,5	10	6
26	10	8	300	14	1	11	10	7
27	20	17	250	10	0,15	1,5	10	2
28	19	16	300	11	0,2	2,5	10	3
29	18	15	350	12	0,22	3,5	10	4
30	17	14	400	13	0,25	4,5	10	5
31	16	13	450	14	0,28	5,5	10	6
32	15	12	500	15	0,31	6,5	10	7
33	14	11	550	16	0,34	7,5	10	8
34	13	10	600	17	0,37	8,5	10	9
35	12	9	650	18	0,5	9,5	10	10
36	11	8	700	19	0,6	10,5	10	11
37	11	8	250	20	2,4	10	10	2
38	12	10	300	18	3,3	9	10	3
39	13	11	350	19	3,7	8	10	4
40	14	12	400	18	4,2	7	10	5
41	15	13	450	17	2,1	6	10	6
42	21	18	500	16	1,6	1,5	10	7
43	16	14	550	15	1,4	2,5	10	8
44	17	12	600	14	1,9	3,5	10	9
45	18	17	650	13	1,4	4,5	10	10
46	19	15	700	12	1,6	5,5	10	11
47	20	19	300	11	1,8	6,5	10	2
48	21	18	500	10	0,6	7,5	10	3
49	22	19	600	11	0,7	8,5	10	4
50	24	21	450	12	0,8	9,5	10	5
51	21	16	400	13	0,9	10,5	10	6
52	10	8	300	14	1	11	10	7
53	13	10	600	17	0,37	8,5	10	9
54	12	9	650	18	0,5	9,5	10	10
55	11	8	700	19	0,6	10,5	10	11
56	11	8	250	20	2,4	10	10	2
57	12	10	300	18	3,3	9	10	3
58	13	11	350	19	3,7	8	10	4
59	14	12	400	18	4,2	7	10	5
60	15	13	450	17	2,1	6	10	6

Таблица П 7.2.

№ вар.	P <sub>к</sub> , МПа	P <sub>с</sub> , МПа	r <sub>с</sub> , М	h, М	k, мм <sup>2</sup>	μ, МПа·с	r <sub>с</sub> , см	d <sub>0</sub> , мм	l', см	n, отв/м
1	20	17	250	10	0,15	1,5	10	20	10	15
2	19	16	300	11	0,2	2,5	10	22	9	16
3	18	15	350	12	0,22	3,5	10	20	6	17
4	17	14	400	13	0,25	4,5	10	22	5	18
5	16	13	450	14	0,28	5,5	10	20	4	19
6	15	12	500	15	0,31	6,5	10	22	10	20
7	14	11	550	16	0,34	7,5	10	20	9	16
8	13	10	600	17	0,37	8,5	10	22	6	18
9	12	9	650	18	0,5	9,5	10	20	5	20
10	11	8	700	19	0,6	10,5	10	22	4	22
11	11	8	250	20	2,4	10	10	20	8	21
12	12	10	300	18	3,3	9	10	22	7	20
13	13	11	350	19	3,7	8	10	20	6	19
14	14	12	400	18	4,2	7	10	22	5	18
15	15	13	450	17	2,1	6	10	20	4	17
16	21	18	500	16	1,6	1,5	10	22	10	16
17	16	14	550	15	1,4	2,5	10	20	9	15
18	17	12	600	14	1,9	3,5	10	22	6	14
19	18	17	650	13	1,4	4,5	10	20	5	13
20	19	15	700	12	1,6	5,5	10	22	4	14
21	20	19	300	11	1,8	6,5	10	20	10	15
22	21	18	500	10	0,6	7,5	10	22	9	16
23	22	19	600	11	0,7	8,5	10	20	6	17
24	24	21	450	12	0,8	9,5	10	22	5	18
25	21	16	400	13	0,9	10,5	10	20	4	19
26	10	8	300	14	1	11	10	22	5	20
27	13	11	350	19	3,7	8	10	20	6	19
28	17	12	600	14	1,9	3,5	10	22	6	14
29	13	10	600	17	0,37	8,5	10	22	6	18
30	21	18	500	10	0,6	7,5	10	22	9	16
31	13	11	350	19	3,7	8	10	20	6	19
32	14	12	400	18	4,2	7	10	22	5	18
33	15	13	450	17	2,1	6	10	20	4	17
34	21	18	500	16	1,6	1,5	10	22	10	16
35	16	14	550	15	1,4	2,5	10	20	9	15
36	17	12	600	14	1,9	3,5	10	22	6	14
37	18	17	650	13	1,4	4,5	10	20	5	13
38	19	15	700	12	1,6	5,5	10	22	4	14
39	20	19	300	11	1,8	6,5	10	20	10	15
40	21	18	500	10	0,6	7,5	10	22	9	16
41	22	19	600	11	0,7	8,5	10	20	6	17
42	24	21	450	12	0,8	9,5	10	22	5	18
43	21	16	400	13	0,9	10,5	10	20	4	19
44	10	8	300	14	1	11	10	22	5	20
45	13	11	350	19	3,7	8	10	20	6	19
46	17	12	600	14	1,9	3,5	10	22	6	14
47	13	10	600	17	0,37	8,5	10	22	6	18
48	21	18	500	10	0,6	7,5	10	22	9	16
49	20	17	250	10	0,15	1,5	10	20	10	15
50	19	16	300	11	0,2	2,5	10	22	9	16
51	18	15	350	12	0,22	3,5	10	20	6	17
52	17	14	400	13	0,25	4,5	10	22	5	18
53	16	13	450	14	0,28	5,5	10	20	4	19
54	15	12	500	15	0,31	6,5	10	22	10	20
55	14	11	550	16	0,34	7,5	10	20	9	16
56	13	10	600	17	0,37	8,5	10	22	6	18
57	12	9	650	18	0,5	9,5	10	20	5	20
58	11	8	700	19	0,6	10,5	10	22	4	22
59	11	8	250	20	2,4	10	10	20	8	21
60	12	10	300	18	3,3	9	10	22	7	20

Таблица П 7.3.

№ вар.	P <sub>к</sub> , МПа	P <sub>с</sub> , МПа	r <sub>к</sub> , м	h, м	k, мкм <sup>2</sup>	μ, МПа·с	r <sub>с</sub> , см	b, м	d <sub>0</sub> , мм	l, см	n, отв/м
1	20	17	250	10	0,15	1,5	10	2	20	10	15
2	19	16	300	11	0,2	2,5	10	3	22	9	16
3	18	15	350	12	0,22	3,5	10	4	20	6	17
4	17	14	400	13	0,25	4,5	10	5	22	5	18
5	16	13	450	14	0,28	5,5	10	6	20	4	19
6	15	12	500	15	0,31	6,5	10	7	22	10	20
7	14	11	550	16	0,34	7,5	10	8	20	9	16
8	13	10	600	17	0,37	8,5	10	9	22	6	18
9	12	9	650	18	0,5	9,5	10	10	20	5	20
10	11	8	700	19	0,6	10,5	10	11	22	4	22
11	11	8	250	20	2,4	10	10	2	20	8	21
12	12	10	300	18	3,3	9	10	3	22	7	20
13	13	11	350	19	3,7	8	10	4	20	6	19
14	14	12	400	18	4,2	7	10	5	22	5	18
15	15	13	450	17	2,1	6	10	6	20	4	17
16	21	18	500	16	1,6	1,5	10	7	22	10	16
17	16	14	550	15	1,4	2,5	10	8	20	9	15
18	17	12	600	14	1,9	3,5	10	9	22	6	14
19	18	17	650	13	1,4	4,5	10	10	20	5	13
20	19	15	700	12	1,6	5,5	10	11	22	4	14
21	20	19	300	11	1,8	6,5	10	2	20	10	15
22	21	18	500	10	0,6	7,5	10	3	22	9	16
23	22	19	600	11	0,7	8,5	10	4	20	6	17
24	24	21	450	12	0,8	9,5	10	5	22	5	18
25	21	16	400	13	0,9	10,5	10	6	20	4	19
26	10	8	300	14	1	11	10	7	22	5	20
27	14	11	550	16	0,34	7,5	10	8	20	9	16
28	14	12	400	18	4,2	7	10	5	22	5	18
29	15	13	450	17	2,1	6	10	6	20	4	17
30	19	16	300	11	0,2	2,5	10	3	22	9	16
31	17	12	600	14	1,9	3,5	10	9	22	6	14
32	18	17	650	13	1,4	4,5	10	10	20	5	13
33	19	15	700	12	1,6	5,5	10	11	22	4	14
34	20	19	300	11	1,8	6,5	10	2	20	10	15
35	21	18	500	10	0,6	7,5	10	3	22	9	16
36	22	19	600	11	0,7	8,5	10	4	20	6	17
37	24	21	450	12	0,8	9,5	10	5	22	5	18
38	21	16	400	13	0,9	10,5	10	6	20	4	19
39	10	8	300	14	1	11	10	7	22	5	20
40	14	11	550	16	0,34	7,5	10	8	20	9	16
41	14	12	400	18	4,2	7	10	5	22	5	18
42	15	13	450	17	2,1	6	10	6	20	4	17
43	19	16	300	11	0,2	2,5	10	3	22	9	16
44	20	17	250	10	0,15	1,5	10	2	20	10	15
45	19	16	300	11	0,2	2,5	10	3	22	9	16
46	18	15	350	12	0,22	3,5	10	4	20	6	17
47	17	14	400	13	0,25	4,5	10	5	22	5	18
48	16	13	450	14	0,28	5,5	10	6	20	4	19
49	15	12	500	15	0,31	6,5	10	7	22	10	20
50	14	11	550	16	0,34	7,5	10	8	20	9	16
51	13	10	600	17	0,37	8,5	10	9	22	6	18
52	12	9	650	18	0,5	9,5	10	10	20	5	20
53	11	8	700	19	0,6	10,5	10	11	22	4	22
54	11	8	250	20	2,4	10	10	2	20	8	21
55	12	10	300	18	3,3	9	10	3	22	7	20
56	13	11	350	19	3,7	8	10	4	20	6	19
57	14	12	400	18	4,2	7	10	5	22	5	18
58	15	13	450	17	2,1	6	10	6	20	4	17
59	21	18	500	16	1,6	1,5	10	7	22	10	16
60	16	14	550	15	1,4	2,5	10	8	20	9	15

Таблица П 8.1.

№ вар.	h, м	μ, МПа·с	Q, м³/сут	№ вар.	h, м	μ, МПа·с	Q, м³/сут
1	5	1,5	50	31	20	4,4	65
2	6	1,6	55	32	23	4,5	60
3	7	1,7	60	33	21	4,6	55
4	8	1,8	65	34	19	4,7	50
5	9	1,9	70	35	17	4,8	45
6	10	2	75	36	15	4,9	40
7	11	2,1	80	37	13	5	35
8	12	2,2	85	38	11	5,1	30
9	13	2,3	90	39	9	5,2	25
10	14	2,4	95	40	7	5,3	20
11	15	2,5	100	41	8	5,4	15
12	16	2,6	105	42	9	5,5	10
13	17	2,7	110	43	10	5,6	5
14	18	2,8	115	44	11	5,7	7
15	19	2,9	120	45	12	5,8	9
16	20	3	125	46	13	5,9	11
17	21	3,1	130	47	14	6	13
18	19	3,2	125	48	15	6,1	15
19	17	3,3	120	49	16	6,2	17
20	15	3,4	115	50	17	6,3	19
21	13	3,5	110	51	18	6,4	21
22	11	3,6	105	52	19	6,5	23
23	9	3,7	100	53	20	6,6	25
24	7	3,8	95	54	21	6,7	27
25	5	3,9	90	55	22	6,8	29
26	8	4	85	56	23	6,9	31
27	11	4,1	80	57	24	7	33
28	14	4,2	75	58	25	7,1	35
29	17	4,3	70	59	10	7,2	37
30	14	1,6	100	60	8	1,7	50

Таблица П 8.2

1 вариант		2 вариант		3 вариант		4 вариант		5 вариант	
t, мин	Pc, МПа	t, мин	Pc, МПа	t, мин	Pc, МПа	t, мин	Pc, МПа	t, мин	Pc, МПа
0	3,830	0	3,180	0	10,200	0	16,334	0	2,627
10	3,970	100	5,064	250	12,140	85	16,859	26	2,883
78	4,689	210	6,618	500	13,830	163	17,075	80	3,839
225	6,835	313	7,727	750	14,850	250	17,282	140	4,876
365	8,151	418	8,574	1000	15,520	328	17,420	200	5,852
525	9,202	510	9,129	1250	16,480	400	17,432	300	7,189
825	10,298	599	9,539	1500	16,798	475	17,442	420	8,224
915	10,540	700	9,902	1750	16,889	553	17,450	570	8,918
1005	10,652	785	10,161	1960	16,957	650	17,460	750	9,417
1155	10,781	870	10,535	2170	17,017	728	17,466	1020	9,739
1335	10,961	955	10,620	2380	17,072	800	17,472	1320	9,895
1515	11,072	1045	10,702	2590	17,122	878	17,477	1560	9,965
1695	11,190	1135	10,777	2895	17,188	960	17,482	1800	9,990
1815	11,195	1225	10,846	3200	17,248	1038	17,487	2040	10,023
2055	11,228	1315	10,911	3505	17,302	1116	17,491	2280	10,042
2295	11,238	1405	10,971	3900	17,365	1194	17,495	2520	10,054
		1495	11,028	4300	17,423	1280	17,499	2760	10,062
		1585	11,081	4605	17,464	1358	17,502	3660	10,065
		1675	11,131	5000	17,513	1436	17,505	3960	10,067
		1750	11,171	5400	17,558	1514	17,508	4200	10,069
		1825	11,209					4320	10,070
		1900	11,246					4500	10,072
		1975	11,281						
		2050	11,315						
		2185	11,373						





Таблица П 8.5.

16 вариант		17 вариант		18 вариант		19 вариант		20 вариант	
t, мин	Pс, МПа	t, мин	Pс, МПа	t, мин	Pс, МПа	t, мин	Pс, МПа	t, мин	Pс, МПа
0	10,090	0	10,090	0	12,880	0	16,710	0	14,650
15	10,380	660	11,760	170	13,120	220	17,540	12	14,850
30	10,640	1310	13,045	340	14,350	443	18,360	25	15,051
50	10,860	1967	14,360	510	15,190	670	18,950	37	15,223
60	11,140	2630	15,282	680	15,879	893	19,295	50	15,395
75	11,420	3287	15,688	850	16,038	1116	19,672	62	15,542
195	13,000	3944	15,830	1020	16,171	1340	19,733	74	15,675
555	14,910	4601	15,910	1190	16,282	1563	19,754	86	15,796
1385	15,600	5300	15,970	1360	16,371	1786	19,761	98	15,906
2805	15,850	5900	16,024	1530	16,441	2009	19,767	110	15,932
5710	16,000	6557	16,055	1700	16,480	2232	19,772	130	15,970
7200	16,070	7214	16,084	1870	16,534	2455	19,777	142	15,991
8715	16,140	7871	16,110			2700	19,782	154	16,009
10020	16,165	8528	16,134			2923	19,786	166	16,026
11545	16,180	9185	16,156			3146	19,790	178	16,042
13200	16,220	9842	16,177			3369	19,793	190	16,057
		10499	16,196			3592	19,796	205	16,075
		11156	16,214			3815	19,800	217	16,088
		11813	16,231			4040	19,802	229	16,100
		12470	16,248			4263	19,805	241	16,112
		13400	16,269			5000	19,813	260	16,129

Таблица П 8.6.

21 вариант		22 вариант		23 вариант		24 вариант		25 вариант	
t, мин	Pс, МПа	t, мин	Pс, МПа	t, мин	Pс, МПа	t, мин	Pс, МПа	t, мин	Pс, МПа
0	12,753	0	13,822	0	10,322	0	8,760	0	10,173
10	13,390	10	13,943	175	11,212	250	10,712	15	10,442
17	14,210	20	14,063	370	11,958	480	11,439	30	10,526
26	14,709	30	14,227	565	12,415	710	12,053	45	10,565
34	15,107	40	14,386	750	12,814	940	12,553	60	10,619
43	15,378	50	14,54	945	12,999	1170	12,938	90	10,703
52	15,452	65	15,089	1200	13,084	1400	13,210	120	10,792
60	15,512	80	15,504	1395	13,104	1630	13,304	150	10,890
69	15,574	95	15,765	1590	13,121	1860	13,380	165	10,963
78	15,629	110	16,095	1785	13,136	2090	13,447	1230	12,665
87	15,678	470	16,464	2000	13,150	2320	13,507	2880	14,078
96	15,721	1110	16,58	2195	13,162	2600	13,572	4490	14,550
110	15,779	2555	16,683	2400	13,173	2830	13,621	6000	14,670
119	15,810	3905	16,712	2595	13,183	3060	13,666	6940	14,685
128	15,818			2790	13,183	3290	13,708	8640	14,750
140	15,825			2985	13,183	3520	13,747	10174	14,767
				3180	13,183	3750	13,783		
				3375	13,184	3980	13,817		
				3570	13,184	4210	13,849		
				3765	13,184	4440	13,880		
				4000	13,184	4700	13,913		

Таблица П 8.7.

26 вариант		27 вариант		28 вариант		29вариант		30вариант	
t, мин	Pc, МПа	t, мин	Pc, МПа	t, мин	Pc, МПа	t, мин	Pc, МПа	t, мин	Pc, МПа
0	14,940	0	15,197	0	10,477	0	10,791	0	14,754
338	15,012	100	15,360	850	10,578	159	11,905	70	14,980
676	15,639	250	15,740	1590	11,124	318	12,854	146	15,124
1014	15,991	663	16,134	2330	11,789	480	13,423	222	15,206
1352	16,085	1076	16,178	3070	12,726	639	13,984	298	15,264
1675	16,162	1489	16,208	3810	12,950	798	14,397	374	15,308
2013	16,207	1902	16,230	4550	13,148	957	14,801	450	15,344
2351	16,236	2315	16,248	5290	13,323	1110	14,953	526	15,375
2700	16,260	2728	16,263	6030	13,475	1269	14,977	602	15,401
3038	16,295	3141	16,276	6770	13,606	1428	14,995	678	15,424
3376	16,304	3554	16,288	7510	13,718	1587	15,010	754	15,445
3714	16,315	3967	16,298	8250	13,812	1746	15,024	830	15,464
4052	16,328	4380	16,307	8990	13,890	1905	15,037	906	15,486
4400	16,351	4793	16,315	9730	13,953	2064	15,049	982	15,491
4738	16,371	5206	16,323	10470	14,004	2223	15,060	1058	15,495
5076	16,377	5619	16,330	11210	14,043	2382	15,070	1120	15,498
5414	16,382	6032	16,336			2541	15,080	1196	15,502
5800	16,386	6445	16,342			2700	15,089	1272	15,505
		6858	16,348			2859	15,097	1348	15,509
		7271	16,353			3020	15,105	1431	15,512
		7684	16,358			3179	15,113	1500	15,515
						3338	15,120		
						3497	15,127		
						3656	15,134		
						4000	15,147		

Таблица П 8.8.

31 вариант		32 вариант		33 вариант		34вариант		35вариант	
t, мин	Pc, МПа	t, мин	Pc, МПа	t, мин	Pc, МПа	t, мин	Pc, МПа	t, мин	Pc, МПа
0	8,710	0	16,834	0	8,800	0	8,800	0	12,670
630	9,250	20	17,387	90	8,901	750	9,744	30	12,710
1290	10,270	30	17,509	175	9,011	1550	10,509	60	12,740
1947	11,270	40	17,622	215	9,074	2350	11,224	80	12,750
2600	12,682	60	17,724	240	9,106	3160	11,895	110	12,790
3257	12,955	90	17,936	1235	10,395	3961	12,508	170	12,840
3910	13,200	105	18,028	1925	10,965	4750	13,063	895	13,610
4567	13,422	120	18,247	3250	12,023	5551	13,575	1705	14,080
5224	13,620	540	18,374	4740	13,075	6352	14,036	2420	14,440
5881	13,795	990	18,441	5850	13,751	7153	14,447	3745	14,940
6538	13,948	1410	18,469	7610	14,558	7954	14,806	5085	15,420
7195	14,079	2820	18,507	8880	15,081	8750	15,113	7965	15,970
7852	14,191	4370	18,543	9960	15,472	9551	15,371	9475	16,250
8509	14,284	5715	18,561	11584	15,821	10352	15,579	12225	16,600
9166	14,359	8415	18,598	15809	15,948	11153	15,735	18745	16,650
9823	14,417			25284	15,986	15015	15,898	25205	16,690
10480	14,459			36024	16,006	18816	15,982	36705	16,710
11500	14,495					25617	16,050	47985	16,715
						34180	16,138		
						48741	16,200		
						55400	16,222		



Таблица П 8.11.

46 вариант		47 вариант		48 вариант		49 вариант		50 вариант	
t, мин	Pc, МПа	t, мин	Pc, МПа	t, мин	Pc, МПа	t, мин	Pc, МПа	t, мин	Pc, МПа
0	15,137	0	10,730	0	14,205	0	12,860	0	14,764
6	15,252	400	13,161	15	14,715	30	13,570	10	14,784
11	15,348	775	14,098	45	15,206	50	13,980	23	14,813
17	15,457	1200	14,718	90	15,696	70	14,390	33	14,833
24	15,575	1575	15,067	135	16,129	90	14,660	48	14,852
30	15,667	1950	15,210	180	16,231	130	14,980	62	14,872
34	15,725	2325	15,328	315	16,438	190	15,280	100	14,892
40	15,804	2700	15,424	1135	16,608	260	15,370	125	14,921
46	15,876	3050	15,496	1780	16,635	2825	15,560	150	14,952
51	15,930	3425	15,556	2675	16,661	4630	15,590	300	15,147
58	15,997	3800	15,600					1310	15,178
64	16,033	4200	15,632					2950	15,201
70	16,068	4575	15,652					4300	15,211
76	16,098	4950	15,663					5670	15,222
85	16,134	5300	15,667						
91	16,154	5675	15,668						
97	16,170	6050	15,680						
104	16,186	6400	15,683						
110	16,197	6775	15,685						
116	16,207	7150	15,688						
122	16,216	7550	15,690						
130	16,229								
136	16,238								
142	16,240								

Таблица П 8.12.

51 вариант		52 вариант		53 вариант		54 вариант		55 вариант	
t, мин	Pc, МПа	t, мин	Pc, МПа	t, мин	Pc, МПа	t, мин	Pc, МПа	t, мин	Pc, МПа
0	13,540	0	14,130	0	13,440	0	10,570	0	10,570
650	14,196	190	15,429	6	13,881	40	10,680	380	11,387
1300	14,758	360	15,607	10	14,175	70	10,760	740	11,771
1800	15,091	550	15,725	15	14,543	100	10,850	1140	12,131
2400	15,398	741	15,808	20	14,910	130	11,000	1510	12,407
2940	15,418	931	15,845	25	14,950	160	11,090	1905	12,646
3534	15,439	1122	15,852	29	14,989	190	11,160	2282	12,828
4130	15,460	1312	15,858	34	15,163	1560	12,440	2700	12,981
4724	15,480	1500	15,863	39	15,355	2605	12,950	3077	13,081
5317	15,499	1690	15,868	44	15,527	3215	13,110	3554	13,133
5911	15,518	1910	15,873	49	15,677	5075	13,210	3931	13,152
6505	15,537	2100	15,877	54	15,807	6850	13,230	4301	13,169
7100	15,554	2310	15,880	60	15,935	9050	13,270	4678	13,185
7694	15,571	2500	15,883	65	16,019			5050	13,200
8301	15,588	2705	15,886	70	16,082			5427	13,213
8900	15,604	2895	15,889	75	16,124			5800	13,226
		3090	15,892	80	16,145			6177	13,238
		3300	15,894	87	16,151			6655	13,252
		3740	15,899	96	16,163			7032	13,262
		3930	15,901	104	16,173			7410	13,272
		4200	15,904	110	16,180			7800	13,282



Таблица П 9.1.

№ вар.	q <sup>1</sup> , м <sup>3</sup> /сут			интервалы времени, сут			q <sup>2</sup> , м <sup>3</sup> /сут		интервалы времени, сут	
	q <sub>1</sub> <sup>1</sup>	q <sub>2</sub> <sup>1</sup>	q <sub>3</sub> <sup>1</sup>	t <sub>1</sub> <sup>1</sup>	t <sub>2</sub> <sup>1</sup>	t <sub>3</sub> <sup>1</sup>	q <sub>1</sub> <sup>2</sup>	q <sub>2</sub> <sup>2</sup>	t <sub>1</sub> <sup>2</sup>	t <sub>2</sub> <sup>2</sup>
1	200	300	0	200	200	200	300	500	400	200
2	300	400	200	200	100	200	100	200	100	400
3	200	0	200	300	200	300	400	300	650	150
4	100	200	0	200	300	200	400	2000	350	350
5	500	100	300	300	200	300	400	500	250	550
6	400	800	200	200	100	200	100	200	50	450
7	800	400	0	200	300	200	300	600	300	400
8	800	0	100	300	200	300	500	1000	200	600
9	100	400	800	300	200	300	400	800	250	550
10	200	600	100	300	400	300	100	600	450	550
11	100	50	110	100	200	300	80	25	400	200
12	110	60	180	50	150	100	120	150	150	150
13	120	70	200	70	130	200	200	100	270	130
14	130	80	50	50	50	50	10	50	70	80
15	140	90	10	40	60	200	100	50	150	150
16	150	100	200	200	200	200	80	120	400	200
17	160	110	210	200	100	200	10	50	100	400
18	170	120	220	300	200	300	100	200	650	150
19	180	130	230	200	300	200	200	100	350	350
20	190	140	240	300	200	300	300	100	250	550
21	200	150	250	200	100	200	100	300	50	450
22	210	130	260	200	300	200	80	150	300	400
23	220	140	270	300	200	300	40	200	200	600
24	230	150	280	300	200	300	100	140	250	550
25	240	160	290	300	400	300	40	90	450	550
26	250	170	300	100	200	300	100	150	400	200
27	260	180	310	50	150	100	50	200	150	150
28	270	190	320	70	130	200	60	5	270	130
29	280	200	330	50	50	50	700	150	70	80
30	290	0	340	40	60	200	70	100	120	180
31	300	260	350	45	45	60	100	500	80	70
32	280	240	330	70	70	140	100	400	200	80
33	260	220	310	65	55	80	200	600	110	90
34	240	200	290	500	50	10	70	80	400	160
35	220	180	270	90	110	50	100	200	100	150
36	200	160	250	80	70	50	150	200	70	130
37	180	140	230	30	60	90	130	210	40	140
38	160	120	210	200	100	200	90	10	100	400
39	140	100	190	300	200	300	100	150	650	150
40	120	80	170	200	300	200	200	10	350	350
41	100	60	150	300	200	300	50	90	250	550
42	80	110	130	200	100	200	30	150	50	450
43	60	90	110	200	300	200	50	80	300	400
44	40	70	90	300	200	300	150	100	200	600
45	70	100	120	300	200	300	50	140	250	550
46	100	130	150	300	400	300	60	150	450	550
47	130	160	180	100	200	300	40	80	400	200
48	160	110	210	50	150	100	100	40	150	150
49	190	140	240	200	300	200	300	600	300	400
50	220	170	270	300	200	300	500	1000	200	600
51	210	160	260	300	200	300	400	800	250	550
52	200	150	250	300	400	300	100	600	450	550
53	190	140	240	100	200	300	30	90	400	200
54	180	130	230	50	150	100	150	10	150	150
55	170	120	220	70	130	200	70	170	270	130
56	160	110	210	50	50	50	50	100	70	80
57	150	100	200	40	60	200	75	50	150	150
58	140	90	190	200	200	200	150	200	400	200
56	130	80	180	200	100	200	40	140	100	400
60	120	70	170	300	200	300	80	180	200	600

Таблица П 9.2.

№ вар.	Координаты скважин, м					
	x <sub>0</sub>	y <sub>0</sub>	x <sub>1</sub>	y <sub>1</sub>	x <sub>2</sub>	y <sub>2</sub>
1	0	0	1000	500	500	1000
2	0	0	500	800	800	500
3	0	0	600	1000	800	600
4	0	0	500	800	800	1000
5	0	0	200	800	600	1000
6	100	50	0	0	500	1000
7	500	800	800	100	0	0
8	600	800	800	1200	0	0
9	600	800	0	0	800	400
10	200	400	0	0	500	1000
11	100	200	300	300	50	500
12	1000	0	100	500	300	700
13	400	100	0	100	800	800
14	100	50	0	0	500	1000
15	500	800	800	100	0	0
16	600	800	800	1200	0	0
17	600	800	0	0	800	400
18	200	400	0	0	500	1000
19	100	200	300	300	50	500
20	1000	0	100	500	300	700
21	400	100	0	100	800	800
22	300	100	100	900	800	700
23	100	50	0	0	500	1000
24	500	800	800	100	0	0
25	600	800	800	1200	0	0
26	600	800	0	0	800	400
27	200	400	0	0	500	1000
28	100	200	300	300	50	500
29	1000	0	100	500	300	700
30	400	100	0	100	800	800
31	100	50	0	0	500	1000
32	500	800	800	100	0	0
33	600	800	800	1200	0	0
34	600	800	0	0	800	400
35	200	400	0	0	500	1000
36	100	200	300	300	50	500
37	1000	0	100	500	300	700
38	400	100	0	100	800	800
39	300	100	100	900	800	700
40	100	50	0	0	500	1000
41	500	800	800	100	0	0
42	600	800	800	1200	0	0
43	600	800	0	0	800	400
44	200	400	0	0	500	1000
45	100	200	300	300	50	500
46	1000	0	100	500	300	700
47	400	100	0	100	800	800
48	100	50	0	0	500	1000
49	500	800	800	100	0	0
50	600	800	800	1200	0	0
51	600	800	0	0	800	400
52	200	400	0	0	500	1000
53	100	200	300	300	50	500
54	1000	0	100	500	300	700
55	400	100	0	100	800	800
56	300	100	100	900	800	700
57	200	400	0	0	500	1000
58	100	200	300	300	50	500
56	1000	0	100	500	300	700
60	400	100	0	100	800	800

Таблица П 9.3.

№ вар.	h, м	k, МКМ <sup>2</sup>	m, %	$\beta_n$ , 10 <sup>-10</sup> 1/Па	$\beta_{ж}$ , 10 <sup>-10</sup> 1/Па	P <sub>0</sub> , МПа
1	10	0,15	15	1,2	6	18
2	12	0,21	16	1	8	20
3	8	0,12	18	1,5	5	18
4	25	0,38	20	1	9	20
5	22	0,44	22	1,8	7	17
6	20	0,4	16	1	6	18
7	18	0,36	18	1,4	5	20
8	20	0,27	22	1,6	8	17
9	16	0,22	15	1	9	18
10	12	0,32	18	1,3	7	20
11	13	0,33	11	0,5	5	15
12	14	0,34	12	0,6	5,2	16
13	15	0,35	13	0,7	5,4	17
14	16	0,36	14	0,8	5,6	18
15	17	0,37	15	0,9	5,8	19
16	18	0,38	16	1	6	20
17	19	0,39	17	1,1	6,2	21
18	20	0,4	18	1,2	6,4	22
19	21	0,41	19	1,3	6,6	23
20	22	0,42	20	1,4	6,8	24
21	23	0,43	21	1,5	7	25
22	24	0,44	22	1,6	7,2	23
23	25	0,45	23	1,4	7,4	21
24	26	0,46	24	1,2	7,6	19
25	27	0,47	22	1	7,8	17
26	28	0,48	20	0,8	8	15
27	26	0,49	18	0,6	8,2	13
28	24	0,5	16	0,4	8,4	14
29	22	0,51	14	0,2	8,6	15
30	20	0,52	12	0,3	8,8	16
31	18	0,53	15	0,4	9	17
32	16	0,54	18	0,5	9,2	18
33	14	0,55	21	0,6	9,4	19
34	12	0,56	24	0,7	9,6	20
35	10	0,57	22	0,8	9,8	21
36	8	0,58	20	0,9	10	22
37	6	0,59	18	1	10,2	23
38	9	0,6	16	1,1	10,4	24
39	12	0,61	14	1,2	10,6	25
40	15	0,62	12	1,3	10,8	26
41	18	0,63	13	1,4	11	25
42	21	0,64	14	1,5	11,2	24
43	24	0,65	15	1,6	11,4	23
44	27	0,66	16	1,5	11,6	22
45	30	0,67	17	1,4	11,8	21
46	28	0,68	18	1,3	12	20
47	26	0,69	19	1,2	12,2	19
48	24	0,7	20	1,1	12,4	18
49	22	0,71	21	1	12,6	17
50	20	0,72	22	0,9	12,8	16
51	18	0,73	23	0,8	13	15
52	16	0,74	24	0,7	13,2	14
53	14	0,75	25	0,6	13,4	13
54	12	0,76	26	0,5	13,6	12
55	13	0,77	27	0,4	13,8	11
56	14	0,78	28	0,3	14	10
57	15	0,79	27	0,2	14,2	15
58	16	0,8	28	0,1	14,4	20
56	17	0,81	29	0,9	14,6	22
60	18	0,82	30	0,7	14,8	24



Таблица П 10.1.

№ вар.	h <sub>1</sub> , м	h <sub>2</sub> , м	h <sub>3</sub> , м	k <sub>1</sub> , мкм <sup>2</sup>	k <sub>2</sub> , мкм <sup>2</sup>	k <sub>3</sub> , мкм <sup>2</sup>	P <sub>к</sub> , МПа	P <sub>с</sub> , МПа	Г <sub>к</sub> , м	Г <sub>с</sub> , см	μ <sub>и</sub> , мПа·с
1	1,0	2,0	3,0	0,050	0,055	0,023	20,00	17,00	150	10	1,25
2	1,2	2,5	3,1	0,052	0,057	0,025	19,50	16,50	160	10	1,30
3	1,4	3,0	3,2	0,054	0,059	0,027	19,00	16,00	170	10	1,35
4	1,6	3,5	3,3	0,056	0,061	0,029	18,50	15,50	180	10	1,40
5	1,8	4,0	3,4	0,058	0,063	0,031	18,00	15,00	190	10	1,45
6	2,0	4,5	3,5	0,060	0,065	0,033	17,50	14,50	200	10	1,50
7	2,2	5,0	3,6	0,062	0,067	0,035	17,00	14,00	210	10	1,55
8	2,4	5,5	3,7	0,064	0,069	0,037	16,50	13,50	220	10	1,60
9	2,6	6,0	3,8	0,066	0,071	0,039	16,00	13,00	230	10	1,65
10	2,8	6,5	3,9	0,068	0,073	0,041	15,50	12,50	240	10	1,70
11	3,0	7,0	4,0	0,070	0,075	0,043	15,00	12,00	250	10	1,75
12	3,2	7,5	4,1	0,072	0,077	0,045	14,50	11,50	260	10	1,80
13	3,4	8,0	4,2	0,074	0,079	0,047	14,00	11,00	270	10	1,85
14	3,6	8,5	4,3	0,076	0,081	0,049	13,50	10,50	280	10	1,90
15	3,8	8,2	4,4	0,078	0,083	0,051	13,00	10,00	290	10	1,95
16	4,0	7,9	4,5	0,080	0,085	0,053	12,50	8,50	300	10	2,00
17	4,2	7,6	4,6	0,082	0,087	0,055	12,70	8,70	310	10	2,05
18	4,4	7,3	4,7	0,084	0,089	0,057	12,90	8,90	320	10	2,10
19	4,6	7,0	4,8	0,086	0,091	0,059	13,10	9,10	330	10	2,15
20	4,8	6,7	4,9	0,088	0,093	0,061	13,30	9,30	340	10	2,20
21	5,0	6,4	5,0	0,090	0,095	0,063	13,50	9,50	350	10	2,25
22	4,9	6,1	5,1	0,092	0,097	0,065	13,70	9,70	360	10	2,30
23	4,8	5,8	5,2	0,094	0,099	0,067	13,90	9,90	370	10	2,35
24	4,7	5,5	5,3	0,096	0,101	0,069	14,10	10,10	380	10	2,40
25	4,6	5,2	5,4	0,098	0,103	0,071	14,30	10,30	390	10	2,45
26	4,5	4,9	5,5	0,100	0,105	0,073	14,50	10,50	400	10	2,50
27	4,4	4,6	5,6	0,090	0,095	0,063	14,70	10,70	410	10	2,55
28	4,3	4,3	5,7	0,080	0,085	0,053	14,90	10,90	420	10	2,60
29	4,2	4,0	5,8	0,070	0,075	0,043	15,10	11,10	430	10	2,65
30	4,1	3,7	5,9	0,060	0,065	0,033	15,30	11,30	440	10	2,70
31	4,0	3,4	6,0	0,050	0,055	0,023	15,50	11,50	450	10	2,75
32	3,9	3,1	6,1	0,040	0,045	0,013	15,70	11,70	460	10	2,80
33	3,8	2,8	6,2	0,030	0,035	0,003	15,90	11,90	470	10	2,85
34	3,7	2,5	6,3	0,020	0,025	0,000	16,10	12,10	480	10	2,90
35	3,6	2,2	6,4	0,010	0,015	0,000	16,30	12,30	490	10	2,95
36	3,5	1,9	6,5	0,000	0,005	0,000	16,50	12,50	500	10	3,00
37	3,4	1,6	6,6	0,100	0,105	0,073	16,70	12,70	480	10	3,05
38	3,3	1,3	6,7	0,200	0,205	0,173	16,90	12,90	460	10	3,10
39	3,2	1,0	6,8	0,300	0,305	0,273	17,10	13,10	440	10	3,15
40	3,1	1,1	6,9	0,400	0,405	0,373	17,30	13,30	420	10	3,20
41	3,0	1,2	7,0	0,500	0,505	0,473	17,50	13,50	400	10	3,25
42	2,9	1,3	7,1	0,600	0,605	0,573	17,70	13,70	380	10	3,30
43	2,8	1,4	7,2	0,700	0,705	0,673	17,90	12,90	360	10	3,35
44	2,7	1,5	7,3	0,800	0,805	0,773	18,10	13,10	340	10	3,40
45	2,6	1,6	7,4	0,900	0,905	0,873	18,30	13,30	320	10	3,45
46	2,5	1,7	7,5	1,000	1,005	0,973	18,50	13,50	300	10	3,50
47	2,4	1,8	7,6	0,975	0,980	0,948	18,70	13,70	280	10	3,55
48	2,3	1,9	7,7	0,950	0,955	0,923	18,90	13,90	260	10	3,60
49	2,2	2,0	7,8	0,925	0,930	0,898	19,10	14,10	240	10	3,65
50	2,1	2,1	7,9	0,900	0,905	0,873	19,30	14,30	220	10	3,70
51	2,0	2,2	8,0	0,875	0,880	0,848	19,50	14,50	200	10	3,75
52	2,3	2,3	8,1	0,850	0,855	0,823	19,70	14,70	180	10	3,80
53	2,6	2,4	8,2	0,825	0,830	0,798	19,90	14,90	160	10	3,85
54	2,9	2,5	8,3	0,800	0,805	0,773	20,10	15,10	140	10	3,90
55	3,2	2,6	8,4	0,775	0,780	0,748	20,30	15,30	170	10	3,95
56	3,5	2,7	8,5	0,750	0,755	0,723	20,50	15,50	200	10	4,00
57	3,8	2,8	8,6	0,725	0,730	0,698	20,70	15,70	230	10	4,05
58	4,1	2,9	8,7	0,700	0,705	0,673	20,90	15,90	260	10	4,10
59	4,4	3,0	8,8	0,675	0,680	0,648	21,10	16,10	290	10	4,15
60	4,7	3,1	8,9	0,650	0,655	0,623	21,30	16,30	320	10	4,20

Таблица II 10.2.

№ вар.	r <sub>1</sub> , м	h, м	k, мкм <sup>2</sup>	μ <sub>н2</sub> , МПа·с	P <sub>к</sub> , МПа	P <sub>с2</sub> , МПа	r <sub>к2</sub> , м	r <sub>с2</sub> , см
1	1	1	5	0,05	1,05	20	15	125
2	2	2	6	0,07	1,10	19	14	130
3	3	3	7	0,09	1,15	18	13	135
4	4	4	8	0,11	1,20	17	12	140
5	5	5	9	0,13	1,25	16	11	145
6	6	6	10	0,15	1,30	15	10	150
7	7	7	11	0,17	1,35	14	9	155
8	8	8	12	0,19	1,40	13	8	160
9	9	9	13	0,21	1,45	12	7	165
10	10	10	14	0,23	1,50	14	9	170
11	11	1	15	0,25	1,55	16	11	175
12	12	2	16	0,27	1,60	18	13	180
13	13	3	17	0,29	1,65	20	15	185
14	14	4	18	0,31	1,70	22	17	190
15	15	5	19	0,33	1,75	24	19	195
16	16	6	20	0,35	1,80	26	21	200
17	17	7	18	0,37	1,85	28	23	205
18	18	8	16	0,39	1,90	30	25	210
19	19	9	14	0,41	1,95	29	24	215
20	20	10	12	0,43	2,00	28	23	220
21	21	1	10	0,45	2,05	27	22	225
22	22	2	8	0,47	2,10	26	21	230
23	23	3	6	0,49	2,15	25	20	235
24	24	4	9	0,51	2,20	24	19	240
25	25	5	12	0,53	2,25	23	18	245
26	26	6	15	0,55	2,30	22	17	250
27	27	7	18	0,57	2,35	21	16	255
28	28	8	21	0,59	2,40	20	15	260
29	29	9	24	0,61	2,45	19	14	265
30	30	10	22	0,63	2,50	18	13	270
31	31	1	20	0,65	2,55	17	12	275
32	32	2	18	0,67	2,60	16	11	280
33	33	3	16	0,69	2,65	15	10	285
34	34	4	14	0,71	2,70	14	9	290
35	35	5	12	0,73	2,75	13	8	295
36	36	6	10	0,75	2,80	12	7	300
37	37	7	8	0,77	2,85	11	6	305
38	38	8	6	0,79	2,90	13	8	310
39	39	9	4	0,81	2,95	15	10	315
40	40	10	5	0,83	3,00	17	12	320
41	41	1	6	0,85	3,05	19	14	325
42	42	2	7	0,87	3,10	21	16	330
43	43	3	8	0,89	3,15	23	18	335
44	44	4	9	0,91	3,20	25	20	340
45	45	5	10	0,93	3,25	24	19	345
46	46	6	11	0,95	3,30	23	18	350
47	47	7	12	0,97	3,35	22	17	355
48	48	8	13	0,99	3,40	21	16	360
49	49	9	14	1,01	3,45	20	15	365
50	50	10	15	1,03	3,50	19	14	370
51	51	1	16	1,05	3,55	18	13	375
52	52	2	17	1,07	3,60	17	12	380
53	53	3	18	1,09	3,65	16	11	385
54	54	4	19	1,11	3,70	15	10	390
55	55	5	20	1,13	3,75	14	9	395
56	56	6	21	1,15	3,80	13	8	400
57	57	7	22	1,17	3,85	12	7	405
58	58	8	23	1,19	3,90	11	6	410
59	59	9	24	1,21	3,95	10	5	415
60	60	10	25	1,23	4,00	9	4	420

Таблица П 10.3.

№ вар.	r <sub>1</sub> , м	r <sub>2</sub> , м	n	h, м	k, мкм <sup>2</sup>	P <sub>к</sub> , МПа	P <sub>с</sub> , МПа	r <sub>к</sub> , м	r <sub>с</sub> , см	μ <sub>н</sub> , МПа·с
1	3	2	2	3	0,05	20	17	150	10	1,25
2	4	3	3	3,1	0,052	19,5	16,5	160	10	1,3
3	5	4	4	3,2	0,054	19	16	170	10	1,35
4	6	5	5	3,3	0,056	18,5	15,5	180	10	1,4
5	7	6	6	3,4	0,058	18	15	190	10	1,45
6	8	7	7	3,5	0,06	17,5	14,5	200	10	1,5
7	9	8	8	3,6	0,062	17	14	210	10	1,55
8	10	9	9	3,7	0,064	16,5	13,5	220	10	1,6
9	11	10	10	3,8	0,066	16	13	230	10	1,65
10	12	11	11	3,9	0,068	15,5	12,5	240	10	1,7
11	13	12	2	4	0,07	15	12	250	10	1,75
12	14	10	3	4,1	0,072	14,5	11,5	260	10	1,8
13	15	5	4	4,2	0,074	14	11	270	10	1,85
14	16	10	5	4,3	0,076	13,5	10,5	280	10	1,9
15	17	16	6	4,4	0,078	13	10	290	10	1,95
16	18	17	7	4,5	0,08	12,5	8,5	300	10	2
17	19	18	8	4,6	0,082	12,7	8,7	310	10	2,05
18	20	19	9	4,7	0,084	12,9	8,9	320	10	2,1
19	3	2	10	4,8	0,086	13,1	9,1	330	10	2,15
20	4	3	11	4,9	0,088	13,3	9,3	340	10	2,2
21	5	4	2	5	0,09	13,5	9,5	350	10	2,25
22	6	5	3	5,1	0,092	13,7	9,7	360	10	2,3
23	7	6	4	5,2	0,094	13,9	9,9	370	10	2,35
24	8	7	5	5,3	0,096	14,1	10,1	380	10	2,4
25	9	8	6	5,4	0,098	14,3	10,3	390	10	2,45
26	10	9	7	5,5	0,1	14,5	10,5	400	10	2,5
27	11	10	8	5,6	0,09	14,7	10,7	410	10	2,55
28	12	10	9	5,7	0,08	14,9	10,9	420	10	2,6
29	13	11	10	5,8	0,07	15,1	11,1	430	10	2,65
30	14	12	11	5,9	0,06	15,3	11,3	440	10	2,7
31	15	13	2	6	0,05	15,5	11,5	450	10	2,75
32	16	14	3	6,1	0,04	15,7	11,7	460	10	2,8
33	17	15	4	6,2	0,03	15,9	11,9	470	10	2,85
34	18	16	5	6,3	0,02	16,1	12,1	480	10	2,9
35	19	17	6	6,4	0,01	16,3	12,3	490	10	2,95
36	20	18	7	6,5	0	16,5	12,5	500	10	3
37	3	1	8	6,6	0,1	16,7	12,7	480	10	3,05
38	4	2	9	6,7	0,2	16,9	12,9	460	10	3,1
39	5	3	10	6,8	0,3	17,1	13,1	440	10	3,15
40	6	4	11	6,9	0,4	17,3	13,3	420	10	3,2
41	7	5	2	7	0,5	17,5	13,5	400	10	3,25
42	8	6	3	7,1	0,6	17,7	13,7	380	10	3,3
43	9	7	4	7,2	0,7	17,9	12,9	360	10	3,35
44	10	8	5	7,3	0,8	18,1	13,1	340	10	3,4
45	11	9	6	7,4	0,9	18,3	13,3	320	10	3,45
46	12	10	7	7,5	1	18,5	13,5	300	10	3,5
47	13	11	8	7,6	0,975	18,7	13,7	280	10	3,55
48	14	12	9	7,7	0,95	18,9	13,9	260	10	3,6
49	15	13	10	7,8	0,925	19,1	14,1	240	10	3,65
50	16	14	11	7,9	0,9	19,3	14,3	220	10	3,7
51	17	15	2	8	0,875	19,5	14,5	200	10	3,75
52	18	8	3	8,1	0,85	19,7	14,7	180	10	3,8
53	19	11	4	8,2	0,825	19,9	14,9	160	10	3,85
54	20	12	5	8,3	0,8	20,1	15,1	140	10	3,9
55	3	1	6	8,4	0,775	20,3	15,3	170	10	3,95
56	4	2	7	8,5	0,75	20,5	15,5	200	10	4
57	5	3	8	8,6	0,725	20,7	15,7	230	10	4,05
58	6	4	9	8,7	0,7	20,9	15,9	260	10	4,1
59	7	5	10	8,8	0,675	21,1	16,1	290	10	4,15
60	8	6	11	8,9	0,65	21,3	16,3	320	10	4,2

Приложение 5. Графики, необходимые для решения задач

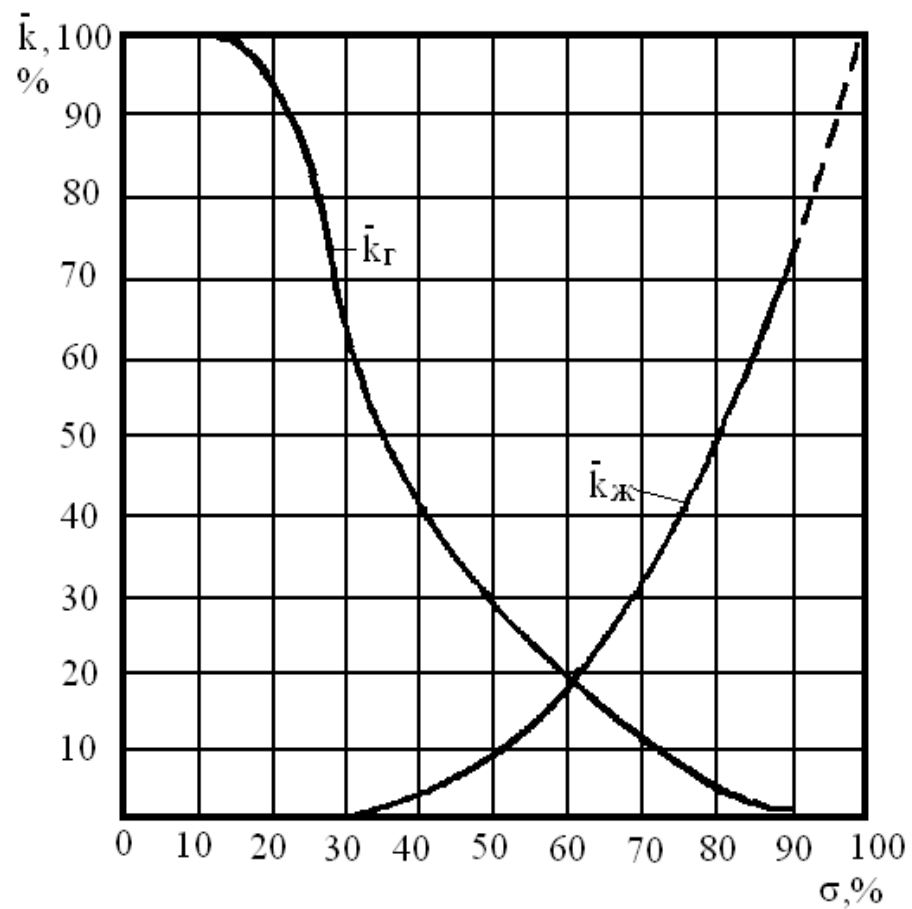


Рис. 1П. График зависимости относительной проницаемости от фазовой насыщенности

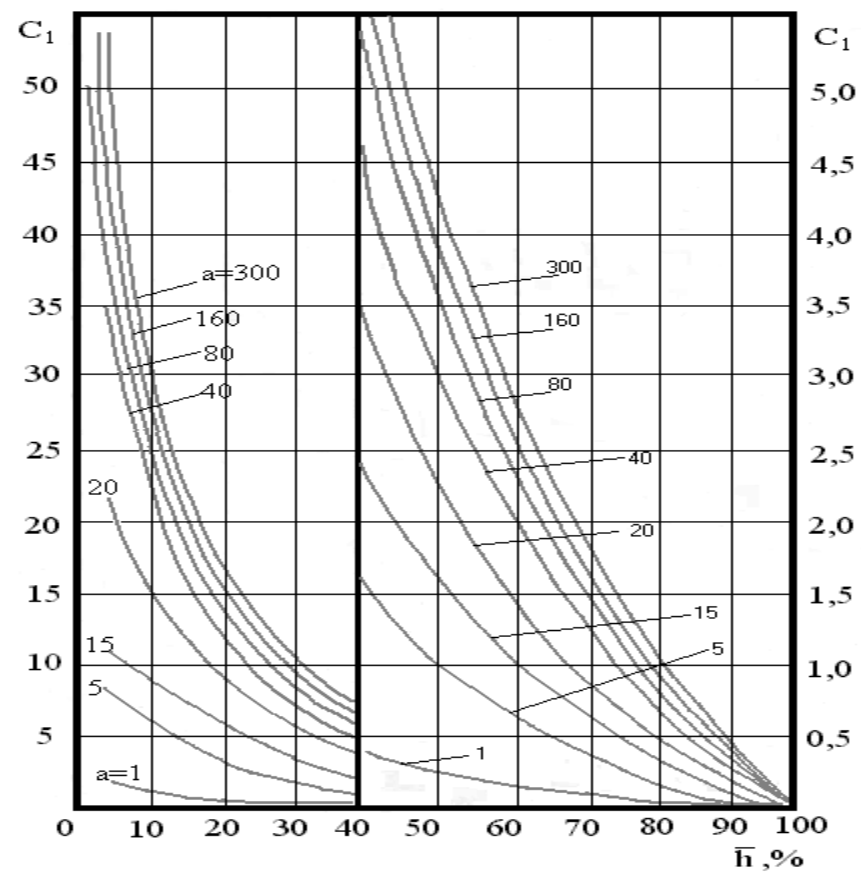


Рис. 2П. График для определения коэффициента  $C_1$

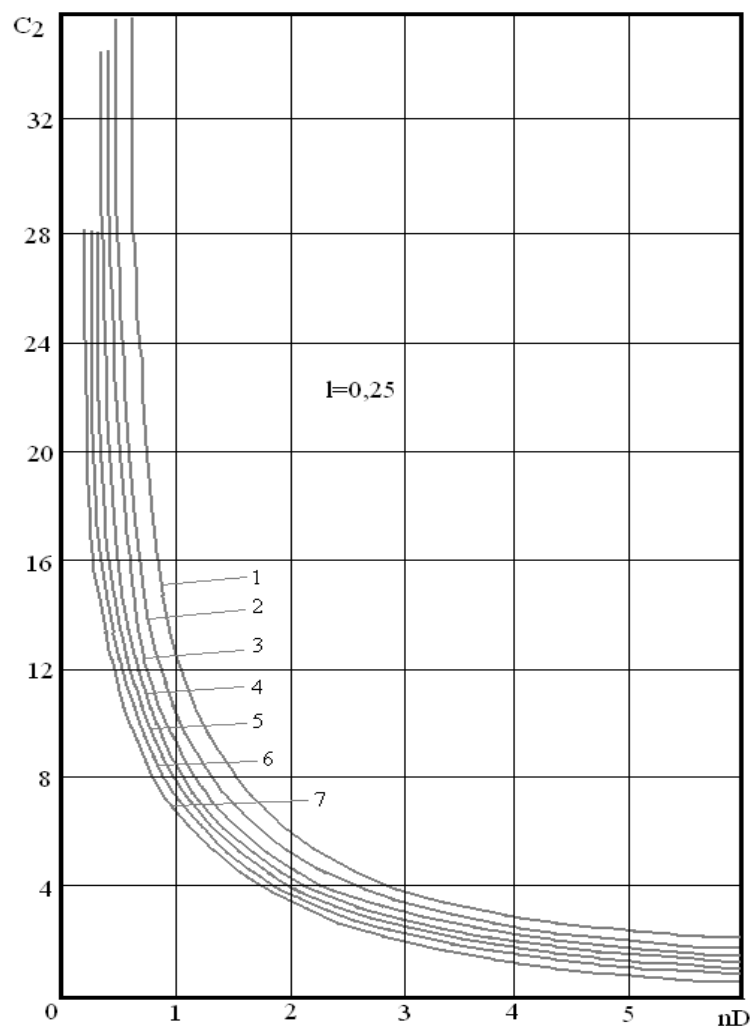


Рис. 3П. График для определения коэффициента  $C_2$  ( $l = 0,25$ )

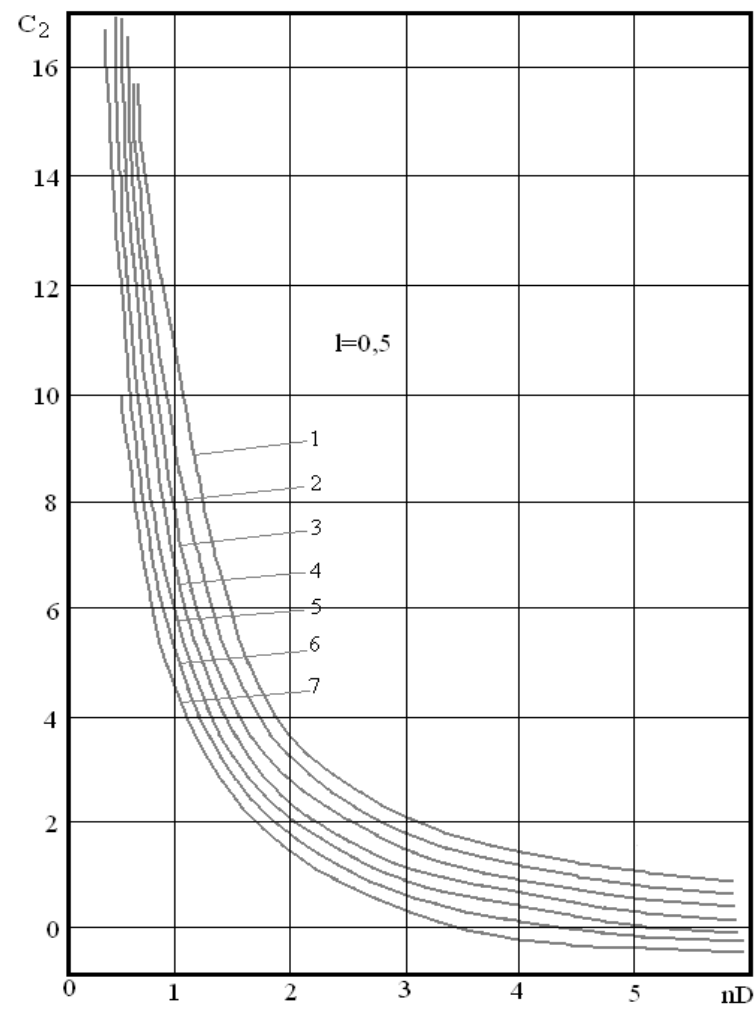


Рис. 4П. График для определения коэффициента  $C_2$  ( $l = 0,5$ )



На рисунках (1 П) – (4 П):  $\bar{k}$ - относительная проницаемость ( $\bar{k}_ж$ - относительная проницаемость по жидкости,  $\bar{k}_г$ - относительная проницаемость по газу);  $\sigma$  – фазовая насыщенность,  $C_1$  – коэффициент, учитывающий гидродинамическое несовершенство скважины по степени вскрытия пласта;  $C_2$  - коэффициент, учитывающий гидродинамическое несовершенство скважины по характеру вскрытия пласта;  $\rho$  – плотность перфорации,  $D$  – диаметр скважины.

$$\bar{h} = \frac{b}{h} \cdot 100\%;$$

$$a = \frac{h}{D};$$

где  $b$  – вскрытая толщина пласта,  $h$  – полная (общая) толщина пласта.

$$l = l_k / D,$$

где  $l_k$  – глубина перфорационных каналов.

Кривая на рис.3П, 4П для определения коэффициента  $C_2$  выбирается в соответствии с параметром  $\alpha$  по табл.10П.

$$\alpha = \frac{d_k}{D},$$

где  $d_k$  – диаметр пуль (перфорационных отверстий).

Таблица 10 П.

Номер кривой	1	2	3	4	5	6	7
$\alpha$	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09

## **Приложение 6. Образец титульного листа контрольной работы**

Пермский государственный технический университет  
Кафедра разработки нефтяных и газовых месторождений

**КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА**  
по дисциплине «Подземная гидромеханика»  
Вариант 1

Выполнил: студент гр. НГД-00-2  
Петров С.И.

Проверил: Иванов Д.П.

Пермь 2009