

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания по выполнению лабораторных работ
по дисциплине **Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика**
для студентов специальности 21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии
специализация Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

СОДЕРЖАНИЕ

Практическое занятие 1 Закон Дарси, границы применимости закона Дарси ...	4
Практическое занятие 2 Прямолинейно-параллельная фильтрация жидкости	15
Практическое занятие 3 Влияние фильтрационных свойств призабойной зоны пласта на производительность скважины.....	19
Практическое занятие 4 Расчёт фильтрационных потоков при нелинейных законах фильтрации	24
Практическое занятие 5 Установившаяся фильтрация реального газа	31
Практическое занятие 6 Определение основных характеристик плоскорадиальной фильтрация жидкости	34
Практическое занятие 7 Плоскорадиальная фильтрация газа в поровом пласте	37
Практическое занятие 8 Плоская радиальная нелинейная фильтрация жидкости	38
Практическое занятие 9 Определение параметров газового пласта при установившихся режимах нелинейной фильтрации.....	41
Практическое занятие 10 Определение основных характеристик фильтрации к гидродинамически несовершенной скважине.....	45
Практическое занятие 11 Нелинейная фильтрация к несовершенной скважине	50
Практическое занятие 12 Расчёт дебита батареи, состоящей из пяти нефтяных скважин с помощью метода суперпозиции	52
Практическое занятие 13 Плоские неоднородные фильтрационные потоки к скважинам	57
Практическое занятие 14 Плоские неоднородные фильтрационные потоки к скважинам кругового пласта.....	61
Практическое занятие 15 Плоские неоднородные фильтрационные потоки к скважинам пласта с непроницаемыми границами.....	64
Практическое занятие 16 Расчёт фильтрационных потоков по основной формуле теории упругого режима.....	68

Практическое занятие 17 Определение параметров пласта при упругом режиме	75
---	----

Практическое занятие 1 Закон Дарси, границы применимости закона Дарси

Задача №1. Определить коэффициенты фильтрации и проницаемость по данным, приведенным в таблице

Дано:

Наименование	Значение
1.Площадь поперечного сечения горизонтально расположенного образца песчаника, F , см^2	50
2. Длина образца, L , см	6
3.Разность давлений на входе жидкости в образец и на выходе, Δp , ат	0,5
4. Удельный вес жидкости, γ , кг/м^3	1000
5. Динамический коэффициент вязкости, μ , спз	2,5
6. Расход, Q , л/час	2

Найти: c , k

Решение:

1) Переводим данные в систему СИ:

Наименование	Значение	СИ
1. F , м^2	$50 \cdot 10^{-4}$	0,005
2. L , м	$6 \cdot 10^{-2}$	0,06

3. Δp , Па	$0,5 \cdot 10^5$	50000
4. γ , кг/м ² *с ²	$1000 \cdot 9,81$	9810
5. μ , Па*с	$2,5 \cdot 10^{-3}$	0,0025
6. Q , м ³ /с	$2 \cdot 10^{-3} / (60 \cdot 60)$	$5,55 \cdot 10^{-7}$

2) Запишем закон Дарси в общем виде:

$$Q = c \frac{H_1 - H_2}{L} F = \frac{k\gamma}{\mu} \frac{H_1 - H_2}{L} F, \text{ где } H = z + \frac{p}{\gamma} \quad (1.1)$$

3) Запишем закон Дарси с учетом того, что образец, расположен горизонтально, т.е. $z = 0$:

$$Q = \frac{k\gamma}{\mu} \frac{(p_1/\gamma - p_2/\gamma)}{L} F \Rightarrow Q = \frac{k\Delta p}{\mu L} F \quad (1.2)$$

4) Из формулы (1.2) выражаем коэффициент проницаемости (k) и подставив данные из таблицы рассчитываем:

$$k = \frac{Q\mu L}{\Delta p F} = \frac{5,55 \cdot 10^{-7} \cdot 0,0025 \cdot 0,06}{50000 \cdot 0,005} = 3,33 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2 \quad (1.3)$$

5) Запишем формулу коэффициента фильтрации (c) и подставив данные рассчитываем:

$$c = \frac{k\gamma}{\mu} = \frac{3,33 \cdot 10^{-13} \cdot 9810}{0,0025} = 1,33 \cdot 10^{-6} \text{ м/с} \quad (1.4)$$

$$k=3,33 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2 = 0,33 \text{ дарси},$$

$$c=1,33 \cdot 10^{-6} \text{ м/с}.$$

Задача №2. Определить скорость фильтрации u и среднюю скорость движения w нефти у стенки гидродинамически совершенной скважины и на расстоянии от скважины по данным, приведенным в таблице:

Дано:

Наименование	Значение
1. Радиус гидродинамически совершенной скважины, r_c , см	10
2. Расстояние от скважины, r , м	75
3. Мощность пласта, h , м	10
4. Пористость породы, m , %	12
5. Динамический коэффициент вязкости, μ , спз	2,5
6. Массовый дебит скважины, G , т/сут	50
7. Плотность нефти, ρ , кг/м ³	850

Найти: u , w

Решение:

Переводим данные в систему СИ:

Наименование	Значение	СИ
1. r_c , м	$10 \cdot 10^{-2}$	0,1

2. r , м	75	75
3. h , м	10	10
4. m , д.е.	12	0,12
5. μ , Па*с	$2,5 \cdot 10^{-3}$	0,0025
6. G , кг/с	$50 \cdot 10^3 / (60 \cdot 60 \cdot 24)$	0,579
7. ρ , кг/м ³	850	850

Запишем формулу массового дебита:

$$G = \rho \cdot Q \quad (2.1)$$

с учетом того, что:

$$Q = u \cdot F \quad (2.2),$$

где u – скорость фильтрации флюида:

$$u = m \cdot w \quad (2.3)$$

F – площадь поперечного сечения породы через которую фильтруется флюид:

$$F = 2 \cdot \pi \cdot h \cdot r \quad (2.4)$$

$$\text{отсюда } G = \rho \cdot u \cdot 2 \cdot \pi \cdot h \cdot r \quad (2.5)$$

Из формулы (2.5) выражаем скорость фильтрации (u) и подставив данные из таблицы рассчитываем скорость фильтрации флюида у стенки гидродинамически совершенной скважины (u_1) скорость фильтрации флюида на расстоянии от скважины (u_2):

$$u = \frac{G}{\rho \cdot 2 \cdot \pi \cdot r \cdot h} \quad (2.6)$$

$$u_1 = \frac{0,579}{850 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 10 \cdot 0,1} = 0,000108 \text{ м/с.}$$

$$u_2 = \frac{0,579}{850 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 10 \cdot 75} = 1,445 \cdot 10^{-7} \text{ м/с.}$$

Из формулы (2.3) выражаем среднюю скорость фильтрации (w) и подставив данные из таблицы рассчитываем среднюю скорость фильтрации флюида у стенки гидродинамически совершенной скважины (w_1) скорость фильтрации флюида на расстоянии от скважины (w_2):

$$w = \frac{u}{m} \quad (2.7)$$

$$w_1 = \frac{0,000108}{0,12} = 0,000903 \text{ м/с.}$$

$$w_2 = \frac{1,445 \cdot 10^{-7}}{0,12} = 1,204 \cdot 10^{-6} \text{ м/с.}$$

Задача №3. Определить проницаемость k и точку, в которой нарушается закон Дарси (т.е. рассчитать скорость фильтрации u) при плоско – радиальном течении флюида (нефти) по данным, приведенным в таблице:

Дано:

Наименование	Значение
1. Радиус гидродинамически совершенной скважины, r_c , см	10
2. Радиус контура питания, R_k , м	300
3. Мощность пласта, h , м	10
4. Пористость породы, m , %	10
5. Динамический коэффициент вязкости, μ , спз	2,5
6. Массовый дебит скважины, G , т/сут	50
7. Плотность нефти, ρ , кг/м ³	850
8. Пластовое давление, $P_{пл}$, атм	250
9. Давление на забое скважины, P_z , атм	100

В решении использовать число Re по формуле М. Д. Миллионщикова и за $Re_{кр}$ взять верхнее значение $Re_{кр} = 0,29$.

Найти: k , u

Решение:

1. Переводим данные в систему СИ:

Наименование	Значение	СИ
1. r_c , м	$10 \cdot 10^{-2}$	0,1
2. R_k , м	300	300
3. h , м	10	10

4. m, д.е.	12	0,12
5. μ , Па*с	$2,5 \cdot 10^{-3}$	0,0025
6. G, кг/с	$50 \cdot 10^3 / (60 \cdot 60 \cdot 24)$	0,579
7. ρ , кг/м ³	850	850
8. $P_{пл}$, Па	250	$250 \cdot 10^5$
9. P_z , Па	100	$100 \cdot 10^5$

2. Запишем уравнение притока для плоско – радиального течения флюида (соотношение Дюпюи):

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k}{\mu} \cdot a1, \quad (3.1)$$

$$\text{где } a1 = \frac{\Delta P_K}{\ln \bar{r}_K}; \quad \bar{r}_K = \frac{r_K}{r_c}$$

3. Запишем формулу массового дебита:

$$G = \rho \cdot Q \quad (3.2)$$

4. Из формулы (1.2) выражаем объемный дебит (Q) и подставив данные из таблицы рассчитываем:

$$Q = \frac{G}{\rho} \quad (3.3)$$

$$Q = \frac{0,579}{850} = 0,00068 \text{ м}^3/\text{сек.}$$

5. Из формулы (3.1) выражаем проницаемость (k) и подставив данные из таблицы рассчитываем:

$$k = \frac{Q \cdot \ln \bar{r}_k \cdot \mu}{\Delta P_k \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \quad (3.4)$$

$$k = \frac{0,00068 \cdot \ln \frac{300}{0,1} \cdot 0,0025}{(250 - 100) \cdot 10^5 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 10} = 1,45 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$$

6. Запишем формулу М.Д.Миллионщикова:

$$Re = \frac{u_0 \cdot \rho \cdot \sqrt{k/m}}{\mu}, \quad (3.5)$$

$$\text{где } w = u_0 = u/m$$

7. Из формулы (1.7) выражаем скорость фильтрации флюида (u) и подставив данные из таблицы рассчитываем:

$$u = \frac{Re_{кр} \cdot m^{1,5} \cdot \mu}{\rho \cdot \sqrt{k}} \quad (3.6)$$

$$u = \frac{0,29 \cdot 0,12^{1,5} \cdot 0,0025}{850 \cdot \sqrt{1,45 \cdot 10^{-14}}} \text{ м/с}$$

Задача №4. Определить имеет ли место фильтрация по закону Дарси в призабойной зоне по данным, приведенным в таблице:

Дано:

Наименование	Значение
1. Радиус гидродинамически совершенной скважины, r_c , см	10
2. Дебит газовой скважины, приведенный к атмосферному давлению при пластовой температуре, $Q_{атм}$, м ³ /сут	$200 \cdot 10^3$
3. Мощность пласта, h , м	10
4. Пористость породы, m , %	12
5. Коэффициент проницаемости породы, k , д	0,3
6. Абсолютное давление на забое скважины, P_c , атм	80
7. Средний молекулярный вес газа, M	18
8. Динамический коэффициент вязкости в пластовых условиях, μ , спз	0,012
9. Температура пласта, T , °C	45

В решении использовать формулу Щелкачёва.

Найти: k , μ

Решение:

1. Переводим данные в систему СИ:

Наименование	Значение	СИ
1. r_c , м	10	0,1
2. $Q_{атм}$, м ³ /с	$200 \cdot 10^3$	2,315
3. h , м	10	10

4. m, д.е.	12	0,12
5. k, м ²	0,3	$0,3 \cdot 10^{-12}$
6. P _c , Па	80	$80 \cdot 10^5$
10. M	18	18
11. μ, Па·с	0,012	$0,012 \cdot 10^{-3}$
12. T, К	45	45+273=318

2. На основании закона Авогадро можно определить плотность газа при нормальных условиях (ρ_0), т.е. при $T_0=0^\circ\text{C}$ и давлении в $P_0=1,033$ атм:

$$\rho_0 = \frac{M}{V_{\text{н.у.}}} = \frac{18}{22,4} = 0,804 \text{ кг/м}^3$$

3. Из уравнения состояния идеального газа Клайперона – Менделеева при постоянстве состава газа:

$$\frac{P}{\rho \cdot z \cdot T} = \text{const}$$

и при условиях на забое:

$$\rho = \frac{\rho_0 \cdot T_0 \cdot P_c}{T \cdot P_0} = \frac{0,804 \cdot 273 \cdot 80}{318 \cdot 1,033} = 53,3 \text{ кг/м}^3$$

4. Скорость фильтрации при условиях на забое:

$$u_c = \frac{Q_{\text{атм}} \cdot P_{\text{атм}}}{2 \cdot \pi \cdot r_c \cdot h \cdot P_c} = \frac{2,315 \cdot 1,033}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,1 \cdot 10 \cdot 80} = 0,0051 \text{ м/с}$$

5. По формуле Щелкачева рассчитаем число Рейнольдса Re и сравним его с критическим значением ($Re_{кр}=1-12$, если полученное значение Re больше 12, то закон Дарси нарушен):

$$Re = \frac{10 \cdot u \cdot \rho \cdot \sqrt{k}}{m^{2,3} \cdot \mu} = 17,74.$$

На основании полученных данных можно сделать вывод о том, что при скорости фильтрации на забое скважины равной 0,0051 м/с – закон Дарси нарушен.

Практическое занятие 2 Прямолинейно-параллельная фильтрация жидкости

Цель работы – подтверждение правильности выведенных формул , нахождение величин параметров, характеризующих фильтрацию в неоднородном по проницаемости пласте.

Одномерным называется поток, в котором параметры являются функцией только одной пространственной координаты, направленной по линии тока. К одномерным потокам относятся:

- 1) прямолинейно–параллельный;
- 2) плоскорадиальный;
- 3) радиально–сферический.

В прямолинейно-параллельном потоке траектории частиц жидкости - параллельные прямые, а скорости фильтрации во всех точках любого поперечного (перпендикулярного к линиям тока) сечения потока равны между собой, поверхности равных потенциалов (эквипотенциальные поверхности) и поверхности равных скоростей (изотахи) являются плоскими поверхностями перпендикулярными траекториям. Законы движения вдоль траекторий такого фильтрационного потока идентичны, а потому достаточно изучить движение вдоль одной из траекторий, которую можно принять за ось координат x .

В продуктивных пластах в различных точках проницаемость не одинакова. При мелкомасштабном хаотичном изменении фильтрационных характеристик по пласту пласт считается в среднем однородно-проницаемым.

Пласт называется макронеоднородным, если его фильтрационные характеристики (проницаемость, пористость) значительно, скачкообразно отличаются в разных областях.

Различают следующие виды макронеоднородности:

а) Слоистая неоднородность (многослойный пласт), т.е. неоднородность по толщине пласта. Предполагается, что пропластки разделены непроницаемыми границами – гидравлически изолированы, либо учитываются

перетоки между слоями различной проницаемости гидравлически сообщающиеся; в пределах каждого пропластка фильтрационные параметры постоянны, а на границе соседних они претерпевают скачок.

Если течение потенциально, то полный дебит пласта определяется как сумма дебитов всех пропластков. При практических расчетах указанный многослойный пласт можно заменить квазиоднородным с эффективной проницаемостью:

$$k_{cp} = \sum_i \frac{k_i h_i}{h},$$

где k_i , h_i – проницаемость и эффективная толщина i -го пропластка, h – эффективная толщина всего пласта.

б) Зональная неоднородность – пласт по площади состоит из нескольких зон с различными фильтрационными параметрами, на границах которых последние меняются скачкообразно.

Согласно уравнению неразрывности массовый дебит в каждой из зон неоднородного пласта постоянен и равен при прямолинейно–параллельном потоке:

$$G = Bh \frac{\varphi_k - \varphi_c}{\sum_i l_i / k_i} = \frac{Bh\rho(p_k - p_c)}{\eta \sum_i l_i / k_i};$$

где B – ширина пласта; l_i – протяженность i -ой зоны, проницаемость в которой постоянна и равна k_i , $\varphi = \int \eta^{-1} \rho dp$, $i=1,...,n$; n – число зон.

Массовый дебит флюида, проходящий через весь пласт (по всей длине L , равной сумме участков, длинами l_i) выразится так:

$$G = Bhk \frac{\varphi_k - \varphi_c}{L} = \frac{Bhk\rho(p_k - p_c)}{\eta L}$$

Сравнивая две последние формулы, находим выражение для средней проницаемости неоднородного пласта, рассматриваемого как однородный

$$k = \frac{L}{\sum_i l_i / k_i}$$

Проведение замеров и вычислений

Измеряют массу профильтровавшейся воды M и длительность проведения опыта t . Затем вычисляют величину массового дебита $G = M / t$.

Замеряют длины зон проницаемостей l_1, l_2, l_3 и величины давлений в начале первой, второй и третьей зон p_k, p_2, p_3 , а также в конце третьей зоны p_c . По полученным результатам замеров чертят «ломаный график» изменения давления в зависимости от длины пласта.

Вычисляют величины проницаемостей первой, второй и третьей зон пласта

$$k_1 = \frac{G\eta l_1}{Bh\rho(p_k - p_2)}, \quad k_2 = \frac{G\eta l_2}{Bh\rho(p_2 - p_3)}, \quad k_3 = \frac{G\eta l_3}{Bh\rho(p_3 - p_c)}$$

Находят величину средней проницаемости пласта, рассматриваемого как однородный по проницаемости

$$k = \frac{L}{\frac{l_1}{k_1} + \frac{l_2}{k_2} + \frac{l_3}{k_3}}$$

По результатам проведенной работы необходимо сделать выводы о распределении давления в неоднородном по проницаемости пласте при прямолинейно-параллельной фильтрации, о соответствии полученных результатов опытов теоретическим формулам.

Практическое занятие 3 Влияние фильтрационных свойств призабойной зоны пласта на производительность скважины

Рассматривается одномерный плоскорадиальный фильтрационный поток несжимаемой жидкости. Пласт состоит из двух зон различной проницаемости: первая зона (призабойная зона пласта) ограничена цилиндрическими поверхностями на расстоянии r_c и r_1 от оси скважины; вторая зона ограничена цилиндрическими поверхностями на расстоянии r_1 и R_k от оси скважины. Рассчитать следующие характеристики фильтрационного потока:

1. Среднее значение коэффициента проницаемости в пласте.
2. Распределение давления в 1-ой и 2-ой зонах пласта (от r_c до 10 м).
3. Распределение градиента давления в 1-ой и 2-ой зонах пласта (от r_c до 10 м).
4. Распределение скорости фильтрации в 1-ой и 2-ой зонах пласта (от r_c до 10 м).
5. Дебит скважины.
6. Коэффициент продуктивности скважины.

Рассчитать значение дебита при $k_1 = 0.1 * k_2$ (снижение проницаемости призабойной зоны), при $k_1 = k_2$ (проницаемость призабойной зоны совпадает с проницаемостью остального пласта), при $k_1 = 10 * k_2$ (повышение проницаемости призабойной зоны), сравнить полученные значения дебитов в абсолютном и процентном соотношении.

Построить график изменения дебита скважины при возрастании коэффициента проницаемости в первой зоне от $0.1 * k_2$ до $10 * k_2$.

Исходные данные для расчёта:

$k_1 =$	0.2	Д
$k_2 =$	1.0	Д
$h =$	10	м
$r_{\text{скв.}} =$	10	см
$r_1 =$	3	м
$R_k =$	10	км
$m =$	0.2	
$\mu =$	4	сП

Давление на контуре и на забое
скважины, МПа (по вариантам)

Рк	Р скв.		
	6.86	7.35	7.84
8.82	1	2	3
9.80	4	5	6
10.78	7	8	9

Вариант 10 = Вариант 5, $R_k = 8 \text{ км}$

Вариант 11 – 20 = вариант 1-10, при $k_2 = 0.8$ Д.

Вариант 21 – 30 = вариант 1-10, при $k_2 = 1.2$ Д.

$$k_{\text{сredn.}} = \frac{\ln(R_k / r_c)}{\frac{1}{k_1} \ln(R_1 / r_c) + \frac{1}{k_2} \ln(R_k / R_1)}$$

$$p(r) = \begin{cases} p_c + \frac{p_k - p_c}{k_1 \left(\frac{1}{k_1} \ln \frac{R_1}{r_c} + \frac{1}{k_2} \ln \frac{R_k}{R_1} \right)} \times \ln \frac{r}{r_c}, & r_c \leq r \leq R_1 ; \\ p_k - \frac{p_k - p_c}{k_2 \left(\frac{1}{k_1} \ln \frac{R_1}{r_c} + \frac{1}{k_2} \ln \frac{R_k}{R_1} \right)} \times \ln \frac{R_k}{r}, & R_1 \leq r \leq R_k ; \end{cases} \quad - p \text{ в 2-х зональном}$$

пласте;

$$\frac{dp(r)}{dr} = \begin{cases} \frac{p_k - p_c}{k_1 \left(\frac{1}{k_1} \ln \frac{R_1}{r_c} + \frac{1}{k_2} \ln \frac{R_k}{R_1} \right)} \times \frac{1}{r}, & r_c \leq r \leq R_1 ; \\ \frac{p_k - p_c}{k_2 \left(\frac{1}{k_1} \ln \frac{R_1}{r_c} + \frac{1}{k_2} \ln \frac{R_k}{R_1} \right)} \times \frac{1}{r}, & R_1 \leq r \leq R_k ; \end{cases} \quad - \text{градиент давления}$$

$$w = \frac{k}{\mu} \times \frac{dp}{dr} \quad - \text{скорость фильтрации}$$

$$Q = \frac{2\pi k_2 h}{\mu} \times \frac{p_k - p_c}{\ln \frac{R_k}{R_1} + \frac{k_2}{k_1} \ln \frac{R_1}{r_c}} \quad - \text{дебит скважины}$$

$$K = \frac{Q}{p_k - p_c} \quad - \text{коэффициент продуктивности скважины}$$

Примеры графиков зависимостей приведены на рисунках 4.1 – 4.5.

Зависимость давления от расстояния от центра скважины

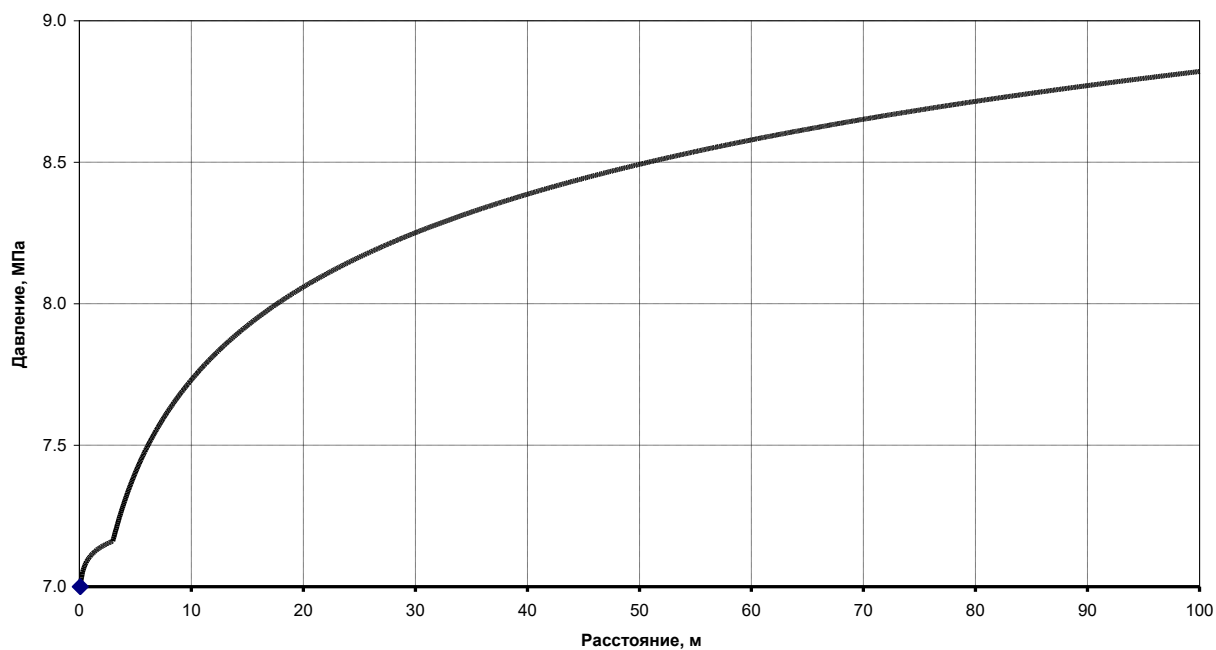


Рисунок 4.1

Зависимость градиента давления от расстояния от центра скважины

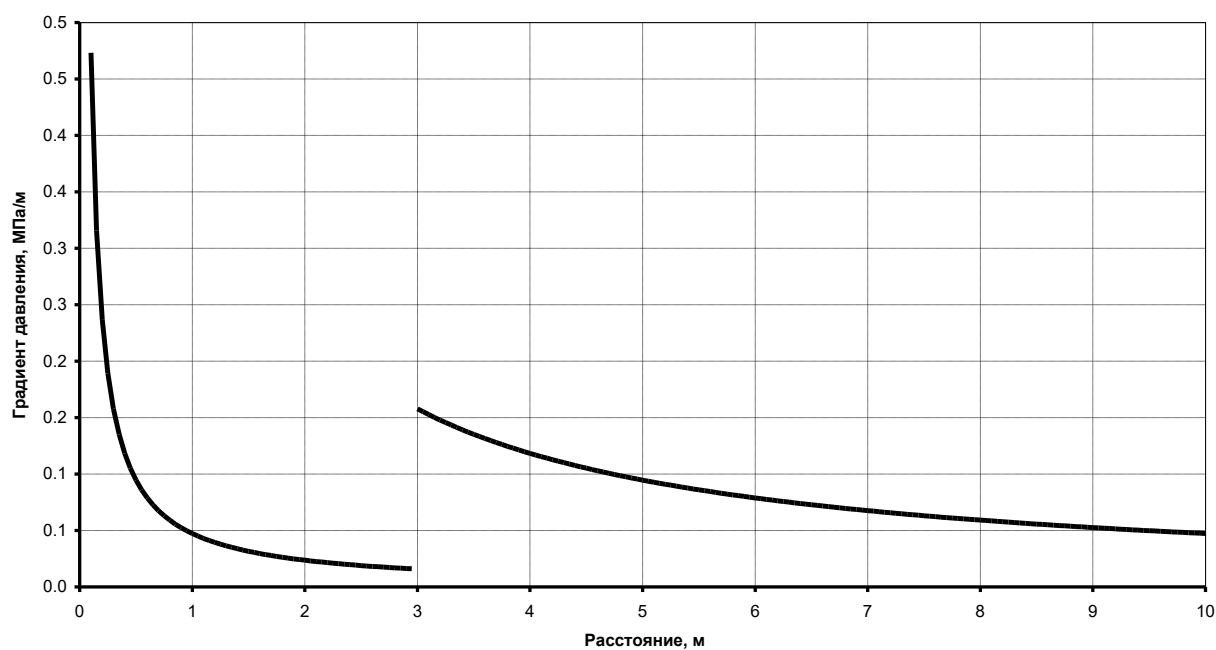


Рисунок 4.2

Зависимость скорости фильтрации от расстояния от центра скважины

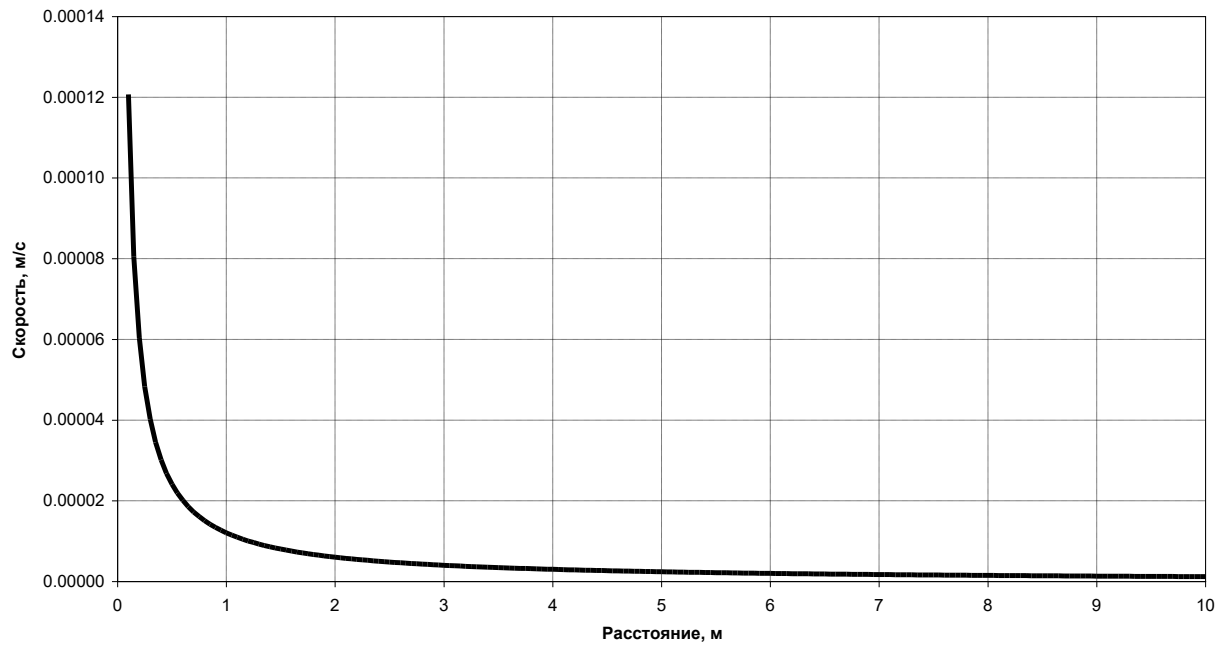


Рисунок 4.3

Зависимость дебита скважины от отношения k_1 к k_2

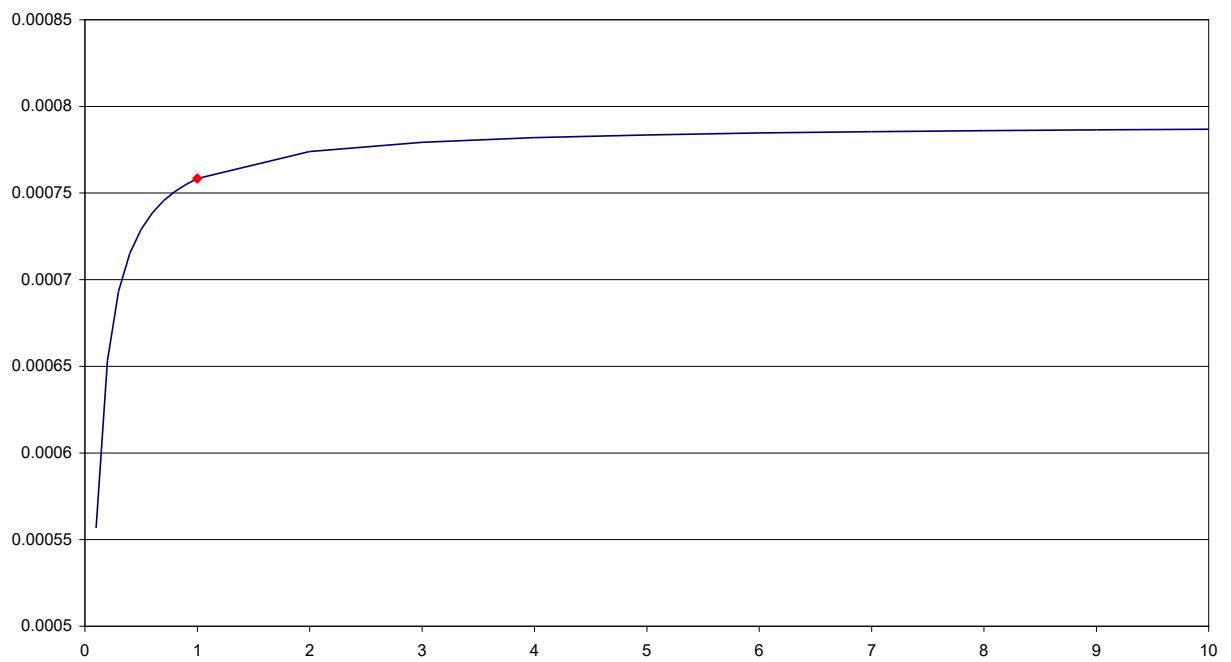


Рисунок 4.4

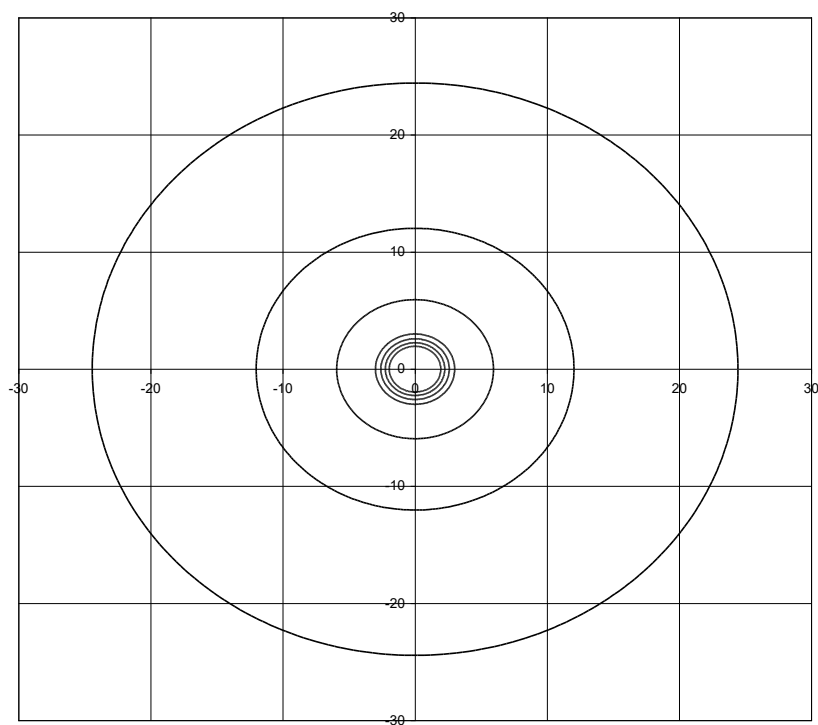


Рисунок 4.5 –Карта изобар.

Практическое занятие 4 Расчёт фильтрационных потоков при нелинейных законах фильтрации

Приведём теоретические сведения о нелинейных законах фильтрации. В области нарушения верхней границы закона Дарси фильтрация описывается уравнением:

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\eta}{k} u + b u^2, \quad (1.1)$$

где $b = \frac{\beta \rho}{\sqrt{k}}$.

Несжимаемая жидкость в недеформируемом пласте

Выразим скорость фильтрации для случая плоскорадиального течения через дебит:

$$u = Q / (2\pi r h).$$

С учетом этого (1.1) запишется в виде:

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\eta}{k} \frac{Q}{2\pi h} + b \frac{Q^2}{(2\pi h)^2}.$$

В этом выражении, разделяя переменные и интегрируя по радиусу от r до R_k и по давлению от p до p_k , а, во втором случае – по радиусу от r_c до R_k и по давлению от p_c до p_k , получим формулу для распределения давления в пласте:

$$p = p_k - \frac{Q\eta}{2\pi kh} \ln \frac{R_k}{r} - \frac{Q^2 b}{(2\pi h)^2} \left(\frac{1}{r} - \frac{1}{R_k} \right). \quad (1.2)$$

Кривая распределения давления (1.2) – гипербола и воронка депрессии – гипербола вращения. Крутизна воронки депрессии у стенки скважины будет больше, чем у чисто логарифмической кривой при течении по закону Дарси.

Для выражения дебита скважины запишем:

$$p_k - p_c = \frac{Q\eta}{2\pi kh} \ln \frac{R_k}{r_c} + \frac{Q^2 b}{(2\pi h)^2} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} \right). \quad (1.3)$$

Дебит находится как положительный корень квадратного уравнения (1.3). Из него видно, что индикаторная линия является параболой.

Идеальный газ в недеформируемом пласте

Выразим скорость через приведённый объёмный расход:

$$u = \frac{G}{\rho F} = \frac{\rho_{cm} Q_{cm}}{\rho_{cm} \frac{p}{p_{cm}} 2\pi h} = \frac{Q_{cm} p_{cm}}{2\pi h p}. \quad (1.4)$$

Подставив выражение (1.4) в (1.1), находим:

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\eta p_{cm}}{2\pi k h p r} Q_{cm} + \frac{\rho_{cm} p_{cm} \beta}{4\pi^2 h^2 \sqrt{k} p r^2} Q_{cm}^2. \quad (1.5)$$

Разделив переменные, и, проинтегрировав в пределах от p до p_c и от r до r_c , имеем:

$$p^2 = p_c^2 + \frac{\eta p_{cm}}{\pi kh} Q_{cm} \ln \frac{r}{r_c} + \frac{\rho_{cm} p_{cm} \beta}{2\pi^2 h^2 \sqrt{k}} Q_{cm}^2 \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{r} \right). \quad (1.6)$$

Распределение давления по (1.6) отличается от распределения давления по закону Дарси наличием последнего члена, что ведет к более резкому изменению давления в призабойной зоне.

Интегрируя уравнение (1.5) в пределах от p_k до p_c и от R_k до r_c , получим выражение (при пренебрежении $1/R_k$ по сравнению с $1/r_c$):

$$p_k^2 - p_c^2 = \frac{\eta p_{cm}}{\pi kh} Q_{cm} \ln \frac{R_k}{r_c} + \frac{\rho_{cm} p_{cm} \beta}{2\pi^2 h^2 r_c \sqrt{k}} Q_{cm}^2, \quad (1.7)$$

или в общепринятом виде:

$$p_k^2 - p_c^2 = A Q_{cm} + B Q_{cm}^2. \quad (1.8)$$

Коэффициенты A и B определяют по данным исследования скважин при установившихся режимах.

Закон Дарси справедлив при соблюдении условий:

- пористая среда мелкозерниста и поровые каналы достаточно узки;
- скорость фильтрации и градиент давления малы;
- изменение скорости фильтрации и градиента давления малы.

При повышении скорости движения жидкости закон Дарси нарушается из-за увеличения потерь давления на эффекты, связанные с инерционными силами: образование вихрей, зон срыва потока с поверхности частиц, гидравлический удар о частицы и т. д. Это так называемая верхняя граница. Критерием верхней границы справедливости закона Дарси обычно служит сопоставление числа Рейнольдса $Re = wa\rho/\eta$ с его критическим значением $Re_{кр}$, после которого линейная связь между потерей напора и расходом нарушается. В выражении для числа Re : w — характерная скорость течения; a — характерный геометрический размер пористой среды; ρ — плотность жидкости. Имеется ряд представлений чисел Рейнольдса, полученных различными авторами при том

или ином обосновании характерных параметров. Наиболее употребляемы в подземной гидромеханике формулы:

а) Щелкачёва:

$$Re = \frac{10u\rho\sqrt{k}}{m^{2,3}\eta}$$

Критическое число Рейнольдса $Re_{кр}=1 - 12$;

б) Миллионщикова:

$$Re = \frac{u_0\rho\sqrt{k/m}}{\eta}$$

Критическое число Рейнольдса $Re_{кр}= 0,022 - 0,29$.

Скорость фильтрации $u_{кр}$, при которой нарушается закон Дарси, называется критической скоростью фильтрации. Нарушение скорости фильтрации не означает перехода от ламинарного движения к турбулентному, а вызвано тем, что силы инерции, возникающие в жидкости за счёт извилистости каналов и изменения площади сечения, становятся при $u > u_{кр}$ соизмеримы с силами трения.

При обработке экспериментальных данных для определения критической скорости пользуются безразмерным параметром Дарси:

$$Da = \frac{u \cdot \eta / k}{\Delta p / L} = \frac{u \eta L}{k \cdot \Delta p},$$

представляющим отношение сил вязкого трения к силе давления. В области действия закона Дарси данный параметр равен 1 и уменьшается при превышении числом Re критического значения.

Закон Дарси может нарушаться и при очень малых скоростях фильтрации в процессе начала движения жидкости из-за проявления неньютоновских реологических свойств жидкости и её взаимодействия с твёрдым скелетом пористой среды. Это нижняя граница.

Данное явление объясняется тем, что при малых скоростях становится существенным силовое взаимодействие между твердым скелетом и жидкостью за счет образования аномальных, неньютоновских систем. Например, устойчивые коллоидные растворы в виде студнеобразных плёнок, перекрывают поры и разрушаются при некотором градиенте давления τ_n , называемого начальным и зависящим от доли глинистого материала и величины остаточной водонасыщенности. Имеется много реологических моделей неньютоновских жидкостей, наиболее простой из них является модель с предельным градиентом:

$$\begin{aligned} -\frac{dp}{dl} &= \frac{\eta}{k}u + \tau_n, \quad u > 0, \\ -\frac{dp}{dl} &\leq \tau_n, \quad u = 0. \end{aligned}$$

Законы фильтрации при $Re > Re_{кр}$

От соответствия используемого закона фильтрации изучаемому течению зависит достоверность данных исследования скважин и определение параметров пласта. В связи с этим в области нарушения действия закона Дарси необходимо введение более общих, нелинейных законов фильтрации.

Наибольшее употребление нашли двухчленные зависимости, дающие плавный переход от закона Дарси к квадратичному:

$$-\frac{dp}{dl} = Au + Bu^2. \quad (1.9)$$

Коэффициенты A и B определяются либо экспериментально, либо теоретически. В последнем случае:

$$A = \frac{\eta}{k}; \quad B = \beta \frac{\rho}{\sqrt{k}}, \quad (1.10)$$

где β – структурный коэффициент, он по предложению Минского определяется так:

$$\beta = \frac{12 \cdot 10^{-5} d^2}{mk}.$$

Задача 1

Определить значение числа Рейнольдса у стенки гидродинамически несовершенной по характеру вскрытия нефтяной скважины, если известно, что эксплуатационная колонна перфорирована, на каждом метре длины колонны прострелено 10 отверстий диаметром $d = 10$ мм, мощность пласта $h = 15$ м, проницаемость пласта $k = 1$ Д, пористость его $m = 18\%$, коэффициент вязкости нефти $\mu = 4$ мПа*с, плотность нефти $\rho = 870$ кг/м³ и дебит скважины составляет 140 м³/сут.

Ответ: $Re = 15,6$ (по формуле Щелкачева), $Re = 0,396$ (по формуле Миллионщикова).

Задача 2

Определить радиус призабойной зоны $r_{кр}$, в которой нарушен закон Дарси, при установившейся плоскорадиальной фильтрации идеального газа, если известно, что приведённый к атмосферному давлению дебит скважины $Q_{ат} = 2 \cdot 10^6$ м³/сут, мощность пласта $h = 10$ м, коэффициент проницаемости $k = 0,6$ Д, коэффициент пористости пласта $m = 19\%$, динамический коэффициент вязкости газа в пластовых условиях $\mu = 1,4 \cdot 10^{-5}$ кг/м*с, плотность газа при атмосферном давлении и пластовой температуре $\rho_{ат} = 0,7$ кг/м³.

Указание. В решении использовать число Рейнольдса по формуле М. Д. Миллионщикова и за $Re_{кр}$ взять нижнее значение $Re_{кр} = 0,022$.

Ответ: $r_{кр} = 7,9$ м.

Задача 3

Определить по формуле Щелкачева, происходит ли фильтрация в пласте по закону Дарси, если известно, что дебит нефтяной скважины $Q = 200 \text{ м}^3/\text{сут}$, мощность пласта $h = 5 \text{ м}$, коэффициент пористости $m = 16\%$, коэффициент проницаемости $k = 0,2 \text{ Д}$, плотность нефти $\rho = 0,8 \text{ г/см}^3$, динамический коэффициент вязкости $\mu = 5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Скважина гидродинамически совершенна, радиус ее $r_c = 0,1 \text{ м}$.

Ответ: $Re = 0,036 < Re_{кр} = 1$.

Практическое занятие 5 Установившаяся фильтрация реального газа

При больших давлениях уравнение состояния реального газа отличается от уравнения Клапейрона и имеет вид:

$$\frac{p}{\rho} = zRT, \quad (3.1)$$

где $z = z(p_r, T_r)$ — коэффициент сверхсжимаемости газа, учитывающий отклонение реального газа от идеального и зависящий от приведенных давления и температуры

$$p_r = \frac{p}{p_{\text{ср.кр}}},$$
$$T_r = \frac{T}{T_{\text{ср.кр}}}$$

и определяемый по графику (рис. 3.1). Здесь $p_{\text{ср.кр}}$ и $T_{\text{ср.кр}}$ — соответственно среднекритическое давление и среднекритическая температура. Так как природный газ состоит из различных компонентов (метан, этан, пропан и др.), то предварительно нужно вычислить значения $p_{\text{ср.кр}}$ и $T_{\text{ср.кр}}$ по формулам

$$p_{\text{ср.кр}} = \frac{\sum n_j p_{\text{кр}j}}{\sum n_j}$$
$$T_{\text{ср.кр}} = \frac{\sum n_j T_{\text{кр}j}}{\sum n_j}$$

где n_j — содержание j -го компонента в газе, об. %; $p_{\text{кр}j}$ и $T_{\text{кр}j}$ критическое давление и температура j -го компонента соответственно.

Динамический коэффициент вязкости природного (реального) газа зависит от давления и температуры. Считая процесс изотермическим, нужно учитывать зависимость $\mu(p)$. На основании экспериментальных исследований построены графики, по которым с точностью до 6% можно найти значения динамического коэффициента вязкости природного газа при различных давлениях и температурах в зависимости от относительной плотности по воздуху (рис.3.2).

Для определения массового дебита реального газа или закона распределения давления нужно записать закон Дарси для бесконечно малого элемента пласта и, учитывая зависимость $\mu(p)$ и формулу (3.1), проинтегрировать его графоаналитическим методом. Если давление в пласте меняется в небольшом интервале, то можно аппроксимировать зависимость $p/\mu(p)z(p)$ простой алгебраической функцией, взять интеграл аналитически и получить аналитическое выражение для дебита и закона распределения давления.

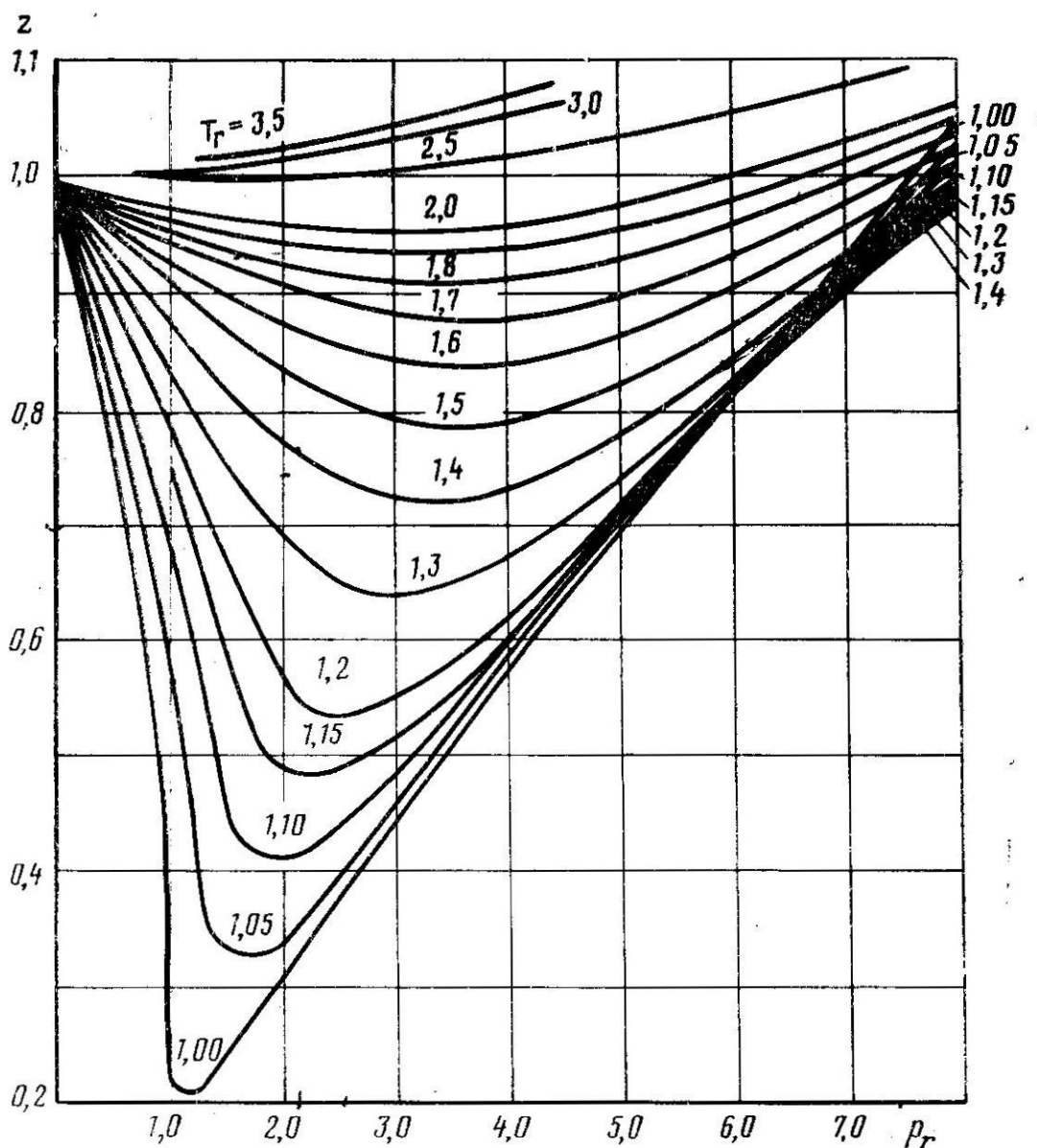


Рисунок 3.1

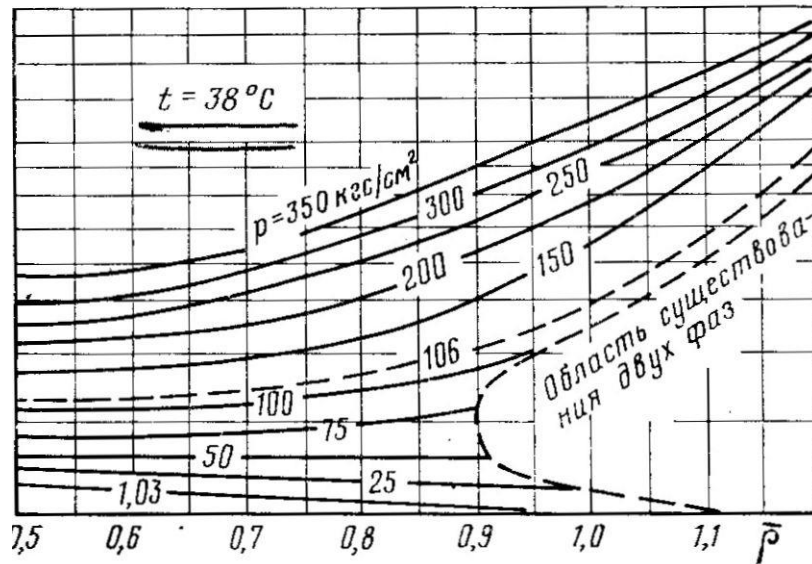


Рисунок 3.2

Задача

Определить проницаемость песка, если через трубу диаметром $d = 200$ мм и длиной $l = 12$ м, заполненную этим песком, пропускался воздух вязкостью $0,018$ мПа*с при перепаде давления, равном $4,41 \cdot 10^4$ Па ($0,45$ кгс/см²); избыточные давления в начале и в конце трубы составляют $p_1 = 0,98 \cdot 10^6$ Па (1 кгс/см²), $p_2 = 0,539 \cdot 10^5$ Па ($0,55$ кгс/см²). Средний расход воздуха, приведенный к атмосферному давлению, равен 250 см³/с. Атмосферное давление принять равным $p_{ат} = 0,98 \cdot 10^5$ Па, температуру $t = 20^\circ\text{C}$.

Ответ: $k = 21,5$ Д.

Практическое занятие 6 Определение основных характеристик плоскорадиальной фильтрация жидкости

Плоскорадиальная фильтрация несжимаемой жидкости к скважине

Время движения частицы жидкости от точки пласта (толщиной 10м) на расстоянии r до скважины, имеющей дебит $Q = 300 \text{ м}^3/\text{сут}$, равно времени отбора жидкости из пласта радиусом r .

$$t = \frac{\tau_{\text{пор}}}{Q} = \frac{m\pi h}{Q} \cdot r^2 = \frac{0,2 \cdot 3,14 \cdot 10}{300} \cdot 1500^2 = 47100 \text{ сут} = 130 \text{ лет}$$

$r, \text{ м}$	$t, \text{ лет}$
1500	130
150	1.3
15	0.013
1.5	0.05

Скорость движения частицы жидкости от точки пласта (пористостью 0,2) на расстоянии r от скважины

$$U = \frac{V}{m} = \frac{Q}{mF} = \frac{300}{0,2 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 10} \cdot \frac{1}{r} = \frac{300}{12,56} \cdot \frac{1}{r} = \frac{23,9}{r},$$

При $r=1500 \text{ м}$, $U=23,9/1500=1,59 \cdot 10^{-2} \text{ м/сут}$

$r, \text{ м}$	$U, \text{ м/сут}$
1500	$1,59 \cdot 10^{-2}$
150	
15	
0,15	

Давление P (на расстоянии r от скважины) в пласте при плоскорадиальной фильтрации описывается выражением

$$\frac{P - P_c}{P_k - P_c} = \frac{\ln \frac{r}{r_c}}{\ln \frac{r_k}{r_c}}$$

где P_k и P_c – давления на контуре питания и на стенке скважины соответственно на расстояниях r_k и r_c

Отсюда, $P = P_c + (P_k - P_c) \cdot \frac{\ln \frac{r}{r_c}}{\ln \frac{r_k}{r_c}}$, известно, что $\ln x = 2,3 \lg x$

При $P_k = 10 \text{ МПа}$, $P_c = 6 \text{ МПа}$, $r_c = 0,1 \text{ м}$, $r_k = 100 \text{ м}$. получаем,

$$P = 6 + (10 - 6) \lg(r/0.1) / \lg(100/0.1) = 6 + 4 \cdot \lg(r/0.1) / 3$$

г, м	Р, МПа
100	10
10	4,67
1	
0,1	

Плоскорадиальная фильтрация жидкости в неоднородном по площади пласте.

ПЗП – призабойная зона пласта;

k_{cp} – средняя проницаемость неоднородного пласта.

$$r_k = 150 \text{ м}$$

$$r_{ПЗП} = 1,5 \text{ м}$$

$$r_c = 0,15 \text{ м}$$

$$Q = \frac{2\pi h(P_k - P_c)}{\mu} \cdot \frac{k_{cp}}{\ln \frac{r_k}{r_c}}$$

$$Q = \frac{2\pi h(P_k - P_c)}{\mu} \cdot \frac{1}{\frac{1}{k} \cdot \ln \frac{r_k}{r_{ПЗП}} + \frac{1}{k_{ПЗП}} \cdot \ln \frac{r_{ПЗП}}{r_c}}$$

А. При засорении (кольматации) ПЗП (при бурении, ремонтных работах)

$k_{ПЗП} = 1/2k$ $k_{ПЗП} < k$ (считая, что ПЗП однородная по проницаемости, которая в 2 раза меньше, чем первоначальная проницаемость пласта)

$$\text{При этом } k_{cp} = \frac{\lg \frac{150}{0,15}}{\frac{1}{k} \lg \frac{150}{1,5} + \frac{1}{0,5k} \lg \frac{1,5}{0,15}} = \frac{3k}{2 + \frac{1}{0,5}} = \frac{3}{4}k$$

$$k_{cpA} = 0,75k \text{ (25\%)}$$

Б. При большом выносе песка из ПЗП $k_{\text{ПЗП}} > k$, $k_{\text{ПЗП}} = 2k$

Пусть увеличение $k_{\text{ПЗП}}$ «тоже» в 2 раза

$$k_{\text{срБ}} = 3k / (2 + 1/2) = (3/2,5) * k = 1,2 \text{ (20\%)}$$

из сравнения $k_{\text{срА}}$ и $k_{\text{срБ}}$, следует, что уменьшение проницаемости ПЗП сильнее влияет на $k_{\text{ср}}$ (а значит и на дебит Q), чем увеличение (в 2 раза или в праз).

Практическое занятие 7 Плоскорадиальная фильтрация газа в поровом пласте

Фильтрация идеального газа.

Вычислим величину дебита газовой скважины (при атмосферных условиях)

$$Q_{\text{атм}} = \frac{\pi k h (P_k^2 - P_c^2)}{\mu P_{\text{атм}} 2,3 \lg \frac{r_k}{r_c}} = \frac{3,14 * 0,01 * 10^{-12} * 12(5^2 - 3^2) 10^{-12}}{3,14 * 10^{-3} 1,03 * 10^5 2,3 \lg \frac{1500}{0,15}} \\ = \frac{(25 - 9) 23}{9,3 * 10^5} = 400 * 10^{-5} \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 400 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Распределение давления в при плоскорадиальной фильтрации газа описывается выражением

$$\frac{P^2 - P_c^2}{P_k^2 - P_c^2} = \frac{\lg \frac{r_0}{r_c}}{\lg \frac{r_k}{r_c}}, \text{ отсюда получаем для точки пласта на расстоянии } r=15$$

м от скважины

$$P_{\text{газ}}^2 = P_c^2 + (P_k^2 - P_c^2) (\lg(r/r_c) / \lg(r_k/r_c)) = 30^2 \text{ атм} + (50^2 \text{ атм} - 30^2 \text{ атм}) * (\lg(15/0.15) / \lg(1500/0.15)) = 900 + 400 * 3/4 = 2100 \text{ атм}^2, P = 2100^{1/2} = 45,9 \text{ атм}$$

$$\text{В нефтяной же залежи имеем } P_{\text{ж}} = P_c + (P_k - P_c) * 3/4 = 30 + (50 - 30) * 3/4 = 45 \text{ атм}$$

Т.е. при фильтрации, когда равные P_k, P_c, r_k, r_c на расстоянии r давление в газонасыщенном пласте несколько выше, чем давление в пласте насыщенном нефтью.

$$\text{Дебит скважины отбирающей реальный газ } Q_{\text{реал}} = Q_{\text{идеал}}/z;$$

При залежах на глубинах до 4 км, давление P и абсолютная температура T таковы, что коэффициент сжимаемости газа $z < 1$ поэтому и $Q_{\text{реал}} > Q_{\text{идеал}}$

Практическое занятие 8 Плоская радиальная нелинейная фильтрация жидкости

Задача. Скважину исследовали по методу установившихся отборов, изменяя диаметр штуцера и измеряя забойное давление глубинным регистрирующим манометром. Результаты замеров приведены в таблице.

Δp , кгс/см ²	Q , 10 ⁻⁶ м ³ /с	Q , м ³ /сут	$\Delta p/Q$, (кгс/см ²)·с/см ³
10	157	13,5	0,0638
20	256	22,1	0,0782
30	334	28,8	0,0900
40	401	34,6	0,100
50	459	39,7	0,109

Определить коэффициент проницаемости пласта, если мощность пласта $h=12$ м, диаметр скважины $d_c = 24,7$ см, половина расстояния до соседних скважин $\sigma = R_k = 300$ м, динамический коэффициент вязкости жидкости $\mu = 4$ сП.

Решение. Из данных исследования видно, что зависимость между Q и Δp нелинейная, т. е. индикаторная линия не будет прямой (рис. 41). Используя двучленную формулу $\Delta p = AQ + BQ^2$ и приведенные данные, построим график зависимости $\Delta p/Q$ от Q (рис 42). Из графика по точке пересечения прямой $\Delta p/Q = A + BQ$ с осью $\Delta p/Q$ (осью ординат) найдем значение $A = 0,04$ (кгс/см²) с/см³, а по тангенсу угла наклона прямой к оси абсцисс (Q)— $B = 0,00015$ (кгс/см²) с²/см⁶.

Δp , кгс/см ²	Q , 10 ⁻⁶ м ³ /с	Q , м ³ /сут	$\Delta p/Q$, (кгс/см ²)·с/см ³
10	157	13,5	0,0638
20	256	22,1	0,0782
30	334	28,8	0,0900
40	401	34,6	0,100
50	459	39,7	0,109

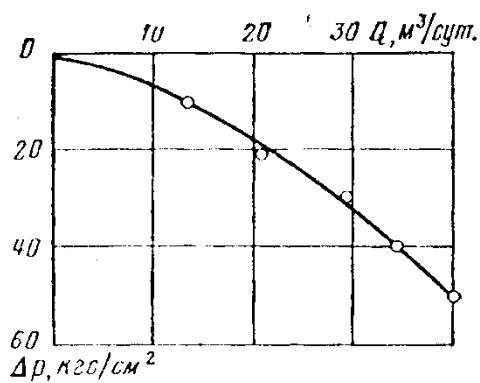


Рис. 41

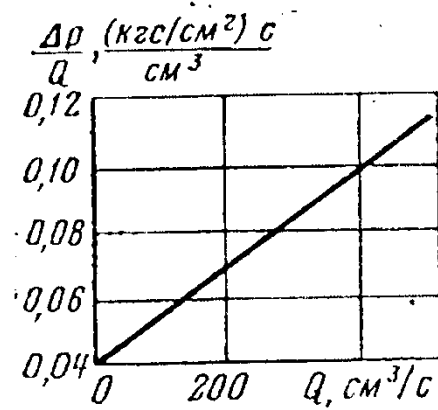


Рис. 42

Коэффициент проницаемости найдем по полученному значению A из формулы

$$A = \frac{\mu}{2\pi kh} \left[\ln \frac{R_k}{r_c} \right]$$

найдем коэффициент проницаемости.

$$k = \frac{\mu}{2\pi Ah} \left[\ln \frac{R_k}{r_c} + C_1 + C_2 \right] = \frac{4}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,04 \cdot 1200} \left(\ln \frac{30000}{12,35} \right) = 0,1 \text{ Д}$$

$$1 \text{ Дарси} = 1 \text{ мкм}^2 \text{ (микрометр в квадрате)} = 1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$$

Задача 2 Определить коэффициент проницаемости пласта k на основе исследований нефтяной скважины:

$\mu=3\text{сПа}$, $h=8\text{м}$, $r_c=5\text{см}$, $r_k=200\text{м}$.

$Q, \text{м}^3/\text{сут}$	$P_k - P_c, \text{атм}$	$Q, \text{см}^3/\text{с}$	$(P - P)/Q, \text{атм} * \text{с}/\text{см}^3$
20	11,1	231,4	0,048
40	33,0	462,8	0,0713
60	65,6	694,2	0,0945

Из таблицы видно, что образом отношение между $P_k - P_c$ и Q не линейное, значит и фильтрация нелинейная.

Построим график , соответствующий зависимости

$$\frac{P_k - P_c}{Q} = A1 + B1 * Q$$

Продолжить решение

Практическое занятие 9 Определение параметров газового пласта при установившихся режимах нелинейной фильтрации

Уравнение индикаторной линии при нелинейной фильтрации двучленное:

$$P_k^2 - P_c^2 = A \cdot Q + B \cdot Q^2 \quad (1),$$

где P_c , P_k – давление пластовое и забойное соответственно;

A , B – коэффициенты;

Q – дебит газа в стандартных условиях.

Уравнение (1) является уравнением кривой линии. Разделив уравнение на Q , получим уравнение прямой линии, которое удобнее обрабатывать:

$$\frac{\Delta P^2}{Q} = A + B \cdot Q \quad (2),$$

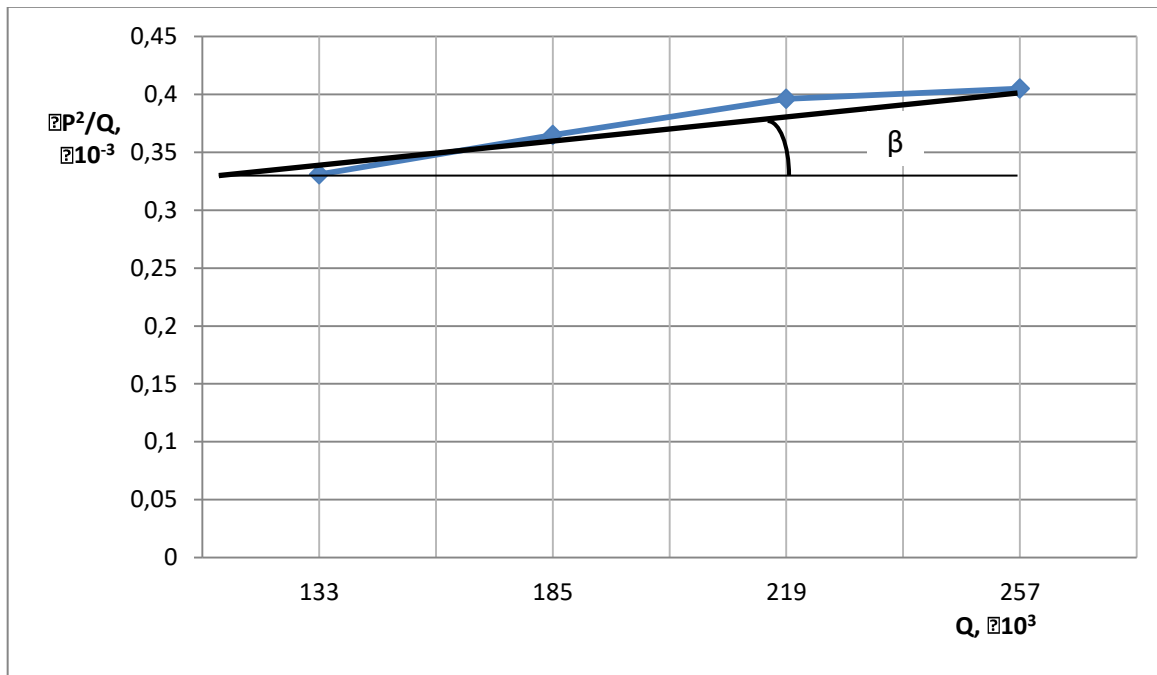
где $\Delta P^2 = P_k^2 - P_c^2$

На газовой скважине №63 проведены исследования на установившихся режимах при пластовом давлении $P_k=73,71$ атм, $P_k^2 = 5433,2$ атм². Результаты исследований и необходимых вычислений приведены в таблице

Таблица

№ п/ п	P_c , атм	Q , м ³ /сут	P_c^2 , атм ²	ΔP^2 , атм ²	$\Delta P^2/Q$, атм/(м ³ /сут)	Q^2 , (м ³ /сут) ²
1	73	$257 \cdot 10^3$	5329	104,2	$0,405 \cdot 10^{-3}$	$6,6 \cdot 10^{10}$
2	73,1 2	$219 \cdot 10^3$	5346, 5	86,7	$0,396 \cdot 10^{-3}$	$4,8 \cdot 10^{10}$
3	73,2 5	$185 \cdot 10^3$	5365, 6	67,6	$0,365 \cdot 10^{-3}$	$3,42 \cdot 10^{10}$
4	73,4 1	$133 \cdot 10^3$	5389	44,2	$0,331 \cdot 10^{-3}$	$1,78 \cdot 10^{10}$
		$\Sigma Q = 794 \cdot 10^3$		$\Sigma \Delta P^2 = 302,5$	$\Sigma \Delta P^2/Q = 1,497 \cdot 10^{-3}$	$\Sigma Q^2 = 16,62 \cdot 10^{10}$
		$(\Sigma Q)^2 = 63,13 \cdot 10^{10}$				

Строим график зависимости $\frac{\Delta P^2}{Q} = f(Q)$. На нем в соответствии с данными исследований будут 4 точки. Проведем через них прямую. На вертикальной оси, она отсекает значение коэффициента $A = 0,32 \cdot 10^{-3} \text{ атм}/(\text{м}^3/\text{сут})$.



Но точнее эта прямая проводится, если использовать статистический метод наименьших квадратов. В соответствии с ним коэффициент A из формулы (2) выразится так:

$$A = \frac{\left(\sum \frac{\Delta P^2}{Q} \right) \cdot (\sum Q^2) - (\sum Q) \cdot (\sum \Delta P^2)}{n \cdot (\sum Q^2) - (\sum Q)^2}$$

где n – количество исследований

Подставляя в это выражение значения величин из таблицы, найдем численное значение коэффициента

$$A = \frac{1,497 \cdot 10^{-3} \cdot 16,62 \cdot 10^{10} - 794 \cdot 10^{10} \cdot 302,5}{4 \cdot 16,62 \cdot 10^{10} - 63,13 \cdot 10^{10}} = 0,25 \cdot 10^{-3} \frac{\text{атм}}{\frac{\text{м}^3}{\text{сут}}} =$$

$$= 21,66 \cdot 10^{10} \frac{\text{Па}^2 \cdot \text{с}}{\text{м}^3}$$

В соответствии методом наименьших квадратов коэффициент B формулы (2) определится так :

$$B = \frac{n \cdot (\sum \Delta P^2) - (\sum Q) \cdot \left(\sum \frac{\Delta P^2}{Q} \right)}{n \cdot (\sum Q^2) - (\sum Q)^2}$$

Чтобы найти проницаемость пласта воспользуемся известным выражением:

$$A = \frac{\mu \cdot \ln \frac{r_k}{r_c} \cdot z \cdot P_{ат} \cdot T_{пл}}{\pi \cdot h \cdot K \cdot T_y} \quad (3)$$

Из формулы (3) выразим проницаемость пласта

$$K = \frac{\mu \cdot \ln \frac{r_k}{r_c} \cdot z \cdot P_{ат} \cdot T_{пл}}{\pi \cdot h \cdot A \cdot T_y}$$

При известных величинах вязкости газа $\mu=0,014$ мПа·с, коэффициента сверхсжимаемости газа $Z=0,9$, атмосферных давления $P_{ат}=10^5$ Па и температуры $T_y = 293$ К, логарифма отношения радиуса контура питания и радиуса скважины $\ln \frac{r_k}{r_c} = 6,83$, температуры пласта $T_{пл}=347$ К, толщины пласта $h=13$ м вычислим значение проницаемость пласта

$$K = \frac{0,014 \cdot 10^{-3} \cdot 6,83 \cdot 0,9 \cdot 10^5 \cdot 347}{3,14 \cdot 13 \cdot 21,66 \cdot 10^{10} \cdot 293} = 1,15 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 = 1,15 \text{ д}$$

Замечание. В практике важное значение имеет случай притока к скважине при наличии вокруг забоя кольцевой зоны с проницаемостью, отличной от проницаемости пласта (торпедирование или кислотная обработка, установка гравийного фильтра, глинизация или парафинизация призабойной зоны и т.д.).

Расчеты по влиянию различия проницаемостей кольцевой призабойной зоны и остальной части пласта на продуктивность скважины показывают:

1) На недопустимость прогноза на будущий дебит, исходя только из данных о проницаемости призабойной зоны пласта, (следует использовать квазиоднородное приближение).

2) Ухудшение проницаемости призабойной зоны сильнее влияет на дебит, чем увеличение проницаемости в этой зоне. Если произойдет заметное ухудшение проницаемости даже в небольшой области пласта, примыкающей к скважине, то дебит скважины резко снизится.

3) В случае фильтрации по закону Дарси увеличивать проницаемость призабойной зоны более чем в 20 раз не имеет смысла, т.к. дальнейшее увеличение проницаемости практически не ведёт к росту дебита.

4) Нарушение закона Дарси усиливает положительное влияние увеличенной проницаемости призабойной зоны на производительность скважины.

Практическое занятие 10 Определение основных характеристик фильтрации к гидродинамически несовершенной скважине

Скважина называется гидродинамически совершенной, если она вскрывает пласт на всю мощность и забой скважины открытый, т. е. вся вскрытая поверхность забоя является фильтрующей поверхностью. Поток жидкости к совершенной скважине — плоский фильтрационный поток. Если скважина с открытым забоем вскрывает пласт не на всю мощность, а только на некоторую величину b , или если скважина сообщается с пластом через отдельные отверстия, то фильтрация жидкости или газа будет пространственной (трехмерной), а скважина — гидродинамически несовершенной.

Различают три вида несовершенства скважин:

1) скважина гидродинамически несовершенная по степени вскрытия пласта — это скважина с открытым забоем, вскрывшая пласт не на всю мощность;

2) скважина гидродинамически несовершенная по характеру вскрытия пласта — скважина, вскрывающая пласт от кровли до подошвы, но сообщаемая с пластом через отверстия в колонне труб, в цементном кольце или в специальном фильтре;

3) скважина гидродинамически несовершенная как по степени вскрытия пласта, так и по характеру вскрытия.

Дебит скважины гидродинамически несовершенной как по степени вскрытия пласта, так и по характеру вскрытия рассчитывается по формуле:

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \times \frac{p_k - p_c}{\left(\ln \frac{R_k}{r_c} + C_1 + C_2\right)} \quad (1)$$

где C_1 — безразмерная величина, определяющая дополнительное фильтрационное сопротивление, обусловленное несовершенством скважины по степени вскрытия пласта; C_2 — безразмерная величина, определяющая дополнительное фильтрационное сопротивление, вызванное несовершенством скважины по характеру вскрытия пласта.

C_1 и C_2 находятся из графиков В. И. Щурова, построенных по данным исследования притока жидкости к скважинам с двойным видом несовершенства на электролитических моделях.

Величина C_1 представлена на рис. 1 в зависимости от параметров $a = h/D_c$ и $\bar{h} = b/h$.

На рис. 2, 3, 4 дана зависимость C_2 от трех параметров: nD_c , $l = l'/D_c$ и $\alpha = d_0/D_c$,

где n — число перфорационных отверстий на 1 м; D_c — диаметр скважины в м; l' — глубина проникновения пуль в породу в м; d_0 — диаметр отверстий в м.

Соответствие между кривыми и значениями параметра $\alpha = d_0/D_c$ видно из следующих данных:

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

Формулу (1) можно записать иначе, введя в нее приведённый радиус скважины

$$r'_c = r_c e^{-(C_1 + C_2)},$$

т. е. радиус такой совершенной скважины, дебит которой равен дебиту несовершенной скважины:

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \times \frac{p_k - p_c}{\ln \frac{R_k}{r'_c}}.$$

Задача. Определить коэффициенты гидродинамического несовершенства скважины C_1 и C_2 (по графикам Щурова), рассчитать приведенный радиус скважины и дебит скважины. Исходные данные: давление на контуре питания $P_k = 9.80$ МПа, давление на забое скважины $P_c = 7.84$ МПа, коэффициент проницаемости $k = 0.5$ Д, мощность пласта h , диаметр скважины D_c , радиус контура питания $R_k = 10$ км, вскрытие пласта $b = 6$ м, число прострелов на 1 м вскрытой мощности пласта n , глубина проникновения пуль в породу l' , диаметр отверстия d_0 . Остальные исходные данные для расчета в таблицах.

Вариант 01- 10	$n=$ 5 отв./м	$l'=$ 2 см
Вариант 11- 20	$n=$ 10 отв./м	$l'=$ 2 см
Вариант 21- 30	$n=$ 15 отв./м	$l'=$ 5 см
Вариант 31- 40	$n=$ 20 отв./м	$l'=$ 10 см

$h, \text{ м}$	$d_0, \text{ м}$				
	0.010	0.012	0.014	0.016	0.018
60	01	02	03	04	05
	21	22	23	24	25
32	06	07	08	09	10
	26	27	28	29	30
16	11	12	13	14	15
	31	32	33	34	35
8	16	17	18	19	20
	36	37	38	39	40

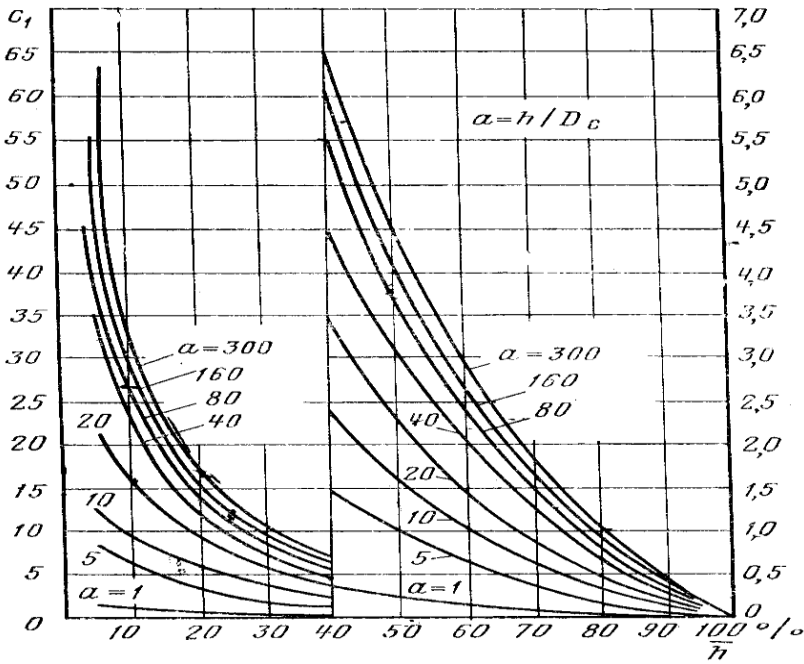


Рисунок 1.

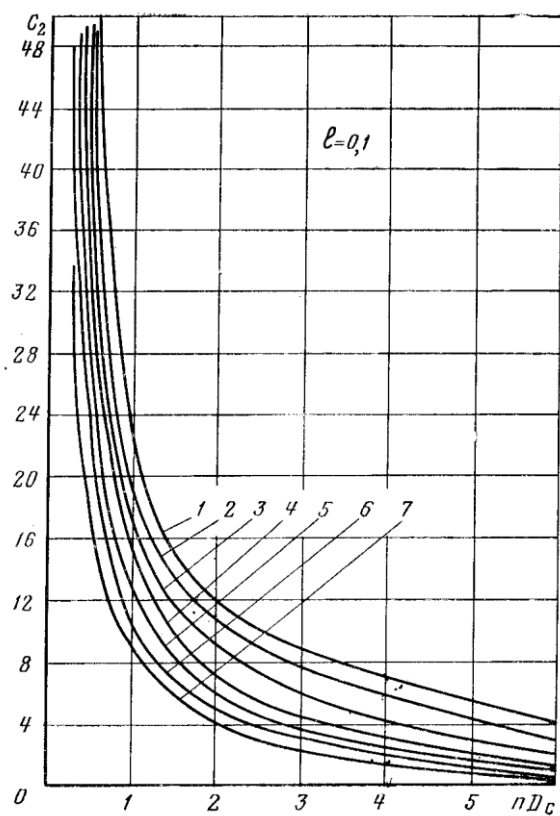


Рисунок 2.

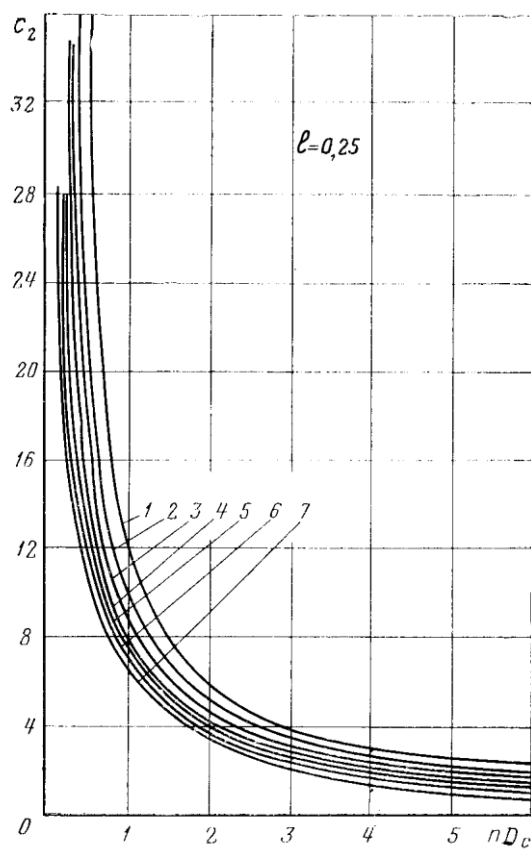


Рисунок 3.

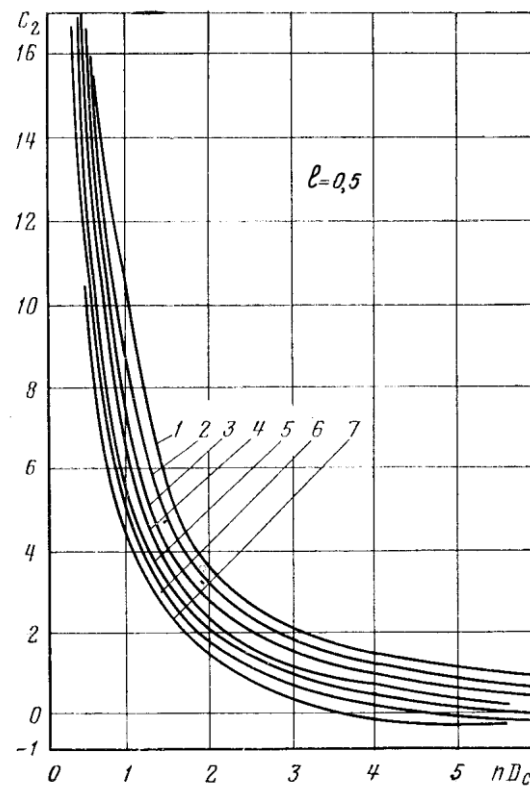


Рисунок 4.

Практическое занятие 11 Нелинейная фильтрация к несовершенной скважине

Задача о нелинейной фильтрации к несовершенной скважине (по данным таблицы).

Δp , кгс/см ²	Q , 10^{-6} м ³ /с	Q , м ³ /сут	$\Delta p/Q$, (кгс/см ²)·с/см ³
10	157	13,5	0,0638
20	256	22,1	0,0782
30	334	28,8	0,0900
40	401	34,6	0,100
50	459	39,7	0,109

Определить коэффициент проницаемости, если мощность пласта $h=12$ м, вскрытие пласта $b = 7$ м, диаметр скважины $d_c = 24,7$ см, число прострелов на один метр вскрытой мощности пласта $n = 8$, глубина проникновения пуля в породу $l' = 0$ диаметр пулевого канала $d=1,1$ см, половина расстояния до соседних скважин $\sigma = R_k = 300$ м, динамический коэффициент вязкости жидкости $\mu = 4$ сП.

Решение. Из данных исследования видно, что зависимость между Q и Δp нелинейная, т. е. индикаторная линия не будет прямой (рис. 41). Используя двучленную формулу $\Delta p = AQ + BQ^2$ и приведенные данные, построим график зависимости $\Delta p/Q$ от Q (рис 42). Из графика по точке пересечения прямой $\Delta p/Q = A + BQ$ с осью $\Delta p/Q$ (осью ординат) найдем значение $A = 0,04$ (кгс/см²) с/см³, а по тангенсу угла наклона прямой к оси абсцисс (Q)— $B = 0,00015$ (кгс/см²) с²/см⁶.

Δp , кгс/см ²	Q , 10^{-6} м ³ /с	Q , м ³ /сут	$\Delta p/Q$, (кгс/см ²)·с/см ³
10	157	13,5	0,0638
20	256	22,1	0,0782
30	334	28,8	0,0900
40	401	34,6	0,100
50	459	39,7	0,109

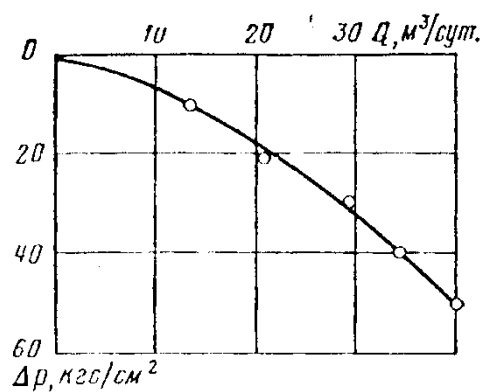


Рис. 41

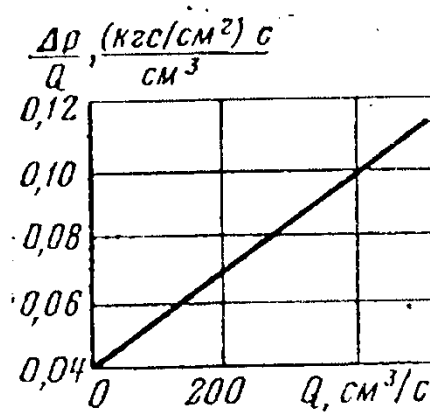


Рис. 42

Коэффициент проницаемости найдем по полученному значению A из формулы

$$A = \frac{\mu}{2\pi kh} \left[\ln \frac{R_k}{r_c} + C_1 + C_2 \right]$$

Значения C_1 и C_2 найдем с помощью графиков Щурова. Определим параметры $b/h = 0,584$, $h/d_c = 48,7$, $nd_c = 1,97$, $d/d_c = 0,0447$ и по их значениям — $C_1 = 2,3$ и $C_2 = 34$; при этом найдем коэффициент проницаемости.

$$k = \frac{\mu}{2\pi Ah} \left[\ln \frac{R_k}{r_c} + C_1 + C_2 \right] = \frac{4}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,04 \cdot 1200} \left(2,3 + 34 + \ln \frac{30000}{12,35} \right) = 0,585 \text{ Д}$$

Практическое занятие 12 Расчёт дебита батареи, состоящей из пяти нефтяных скважин с помощью метода суперпозиции

Определить дебит батареи скважин, состоящей из n скважин, расположенных вдали от контура питания, и одной скважины, находящейся в центре пласта, если известно, что все скважины находятся в одинаковых условиях: радиус батареи равен R_1 , расстояние до контура питания равно R_k , радиус скважин r_c , мощность пласта равна h , проницаемость пласта равна k , вязкость жидкости равна μ , давление на скважинах равно p_c , давление на контуре питания равно p_k .

Назовем эффектом взаимодействия E отношение суммарного дебита всех интерферирующих скважин к суммарному дебиту того же числа скважин без учета их взаимодействия. Найти значение эффекта взаимодействия E .

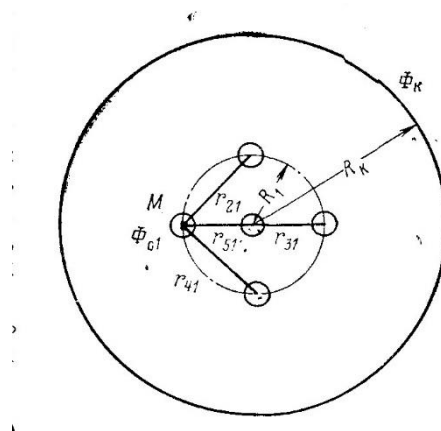


Рисунок 1

Рассмотрим решение при $n = 4$ (см. рисунок 1), $h = 10$ м, $R_1 = 200$ м, $R_k = 10$ км, $r_c = 0,1$ м, $k = 1$ Д, $\mu = 4$ сП, $p_c = 11,76$ МПа, $p_k = 15,68$ МПа.

Будем использовать формулу для потенциала при работе группы скважин:

$$\Phi = \frac{1}{2\pi} \sum_{i=1}^n q_i \ln r_i + C, \quad (1)$$

т.е. потенциал в точке, находящейся на расстоянии r_i от i -той скважины, имеющей на единицу мощности пласта удельный дебит $q_i = Q_i/h$, определяется по формуле (1).

Учитывая, что скважины расположены вдали от контура питания, и $R_1 / R_k = 0.02$, можно приблизительно считать, что все скважины находятся на расстоянии R_k от контура питания, поэтому в точке, помещенной на контур питания, получим:

$$\Phi_k = \frac{1}{2\pi} \sum_{i=1}^n q_i \ln R_k + C$$

или:

$$\Phi_k = \frac{q_1}{2\pi} \ln R_k + \frac{q_2}{2\pi} \ln R_k + \frac{q_3}{2\pi} \ln R_k + \frac{q_4}{2\pi} \ln R_k + \frac{q_5}{2\pi} \ln R_k + C.$$

Так как $q_1 = q_2 = q_3 = q_4$ (обозначим эти дебиты через q), получаем:

$$\Phi_k = \frac{q}{2\pi} \ln R_k + \frac{q}{2\pi} \ln R_k + \frac{q}{2\pi} \ln R_k + \frac{q}{2\pi} \ln R_k + \frac{q_5}{2\pi} \ln R_k + C. \quad (2)$$

Помещая точку М на забой первой скважины, будем иметь:

$$\Phi_{c1} = \frac{1}{2\pi} (q \ln r_c + q \ln r_{21} + q \ln r_{31} + q \ln r_{41} + q_5 \ln r_{51}) + C.$$

Расстояние от точки М до 1-ой скважины равно радиусу первой скважины. Кроме того, так как $r_c / R_1 = 0.0005$, мы считаем, что расстояние от точки М, находящейся на забое первой скважины, до 2-ой скважины приблизительно равно расстоянию от первой скважины до 2-ой скважины. Аналогично – для расстояний от точки М до 3, 4, 5-ой скважин.

Так как $r_{21} = r_{41} = \sqrt{2}R_1$, $r_{31} = 2R_1$, $r_{51} = R_1$ (см. рисунок 1), то имеем:

$$\Phi_{c1} = \frac{1}{2\pi} (q \ln r_c + q \ln \sqrt{2}R_1 + q \ln 2R_1 + q \ln \sqrt{2}R_1 + q_5 \ln R_1) + C. \quad (3)$$

Вычитая из формулы (2) формулу (3) и учитывая свойства логарифмической функции: $\ln a + \ln b = \ln(ab)$, $\ln a - \ln b = \ln(a/b)$, получим:

$$\begin{aligned} \Phi_k - \Phi_{c1} &= \frac{q}{2\pi} \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + 2 \ln \frac{R_k}{\sqrt{2}R_1} + \ln \frac{R_k}{2R_1} \right) + \frac{q_5}{2\pi} \ln \frac{R_k}{R_1} = \\ &= \frac{q}{2\pi} \ln \frac{R_k^4}{4R_1^3 r_c} + \frac{q_5}{2\pi} \ln \frac{R_k}{R_1} \end{aligned} \quad (4).$$

Помещая точку М на забой центральной скважины, определим Φ_{c5} :

$$\Phi_{c5} = \frac{1}{2\pi} (q \ln r_{15} + q \ln r_{25} + q \ln r_{35} + q \ln r_{45} + q_5 \ln r_c) + C.$$

Здесь, как и выше, расстояние от точки М до 5-ой скважины равно радиусу пятой скважины. Кроме того мы считаем, что расстояние от точки М, находящейся на забое пятой скважины, до 1-ой скважины приблизительно равно расстоянию от пятой скважины до 1-ой скважины. Аналогично – для расстояний от точки М до 2, 3, 4 - ой скважин.

Учитывая, что $r_{15} = r_{25} = r_{35} = r_{45} = R_1$, получим:

$$\Phi_{c5} = \frac{1}{2\pi} (q \ln R_1 + q \ln R_1 + q \ln R_1 + q \ln R_1 + q_5 \ln r_c) + C \quad (5).$$

Вычитая из формулы (2) формулу (5), получим:

$$\begin{aligned} \Phi_k - \Phi_{c5} &= \frac{q}{2\pi} \left(\ln \frac{R_k}{R_1} + \ln \frac{R_k}{R_1} + \ln \frac{R_k}{R_1} + \ln \frac{R_k}{R_1} \right) + \frac{q_5}{2\pi} \ln \frac{R_k}{r_c} = \\ &= \frac{q}{2\pi} 4 \ln \frac{R_k}{R_1} + \frac{q_5}{2\pi} \ln \frac{R_k}{r_c} \end{aligned} \quad (6)$$

Учитывая, что $\Phi = \frac{k P}{\mu}$, определим значение потенциала на

контуре питания и на забое скважин:

$$\Phi_k = \frac{k P_k}{\mu} = \frac{1.02 * 10^{-12} 15.68 * 10^6}{0.04 * 10^{-1}} = 0,004 \text{ м}^2/\text{с},$$

$$\Phi_c = \frac{k P_c}{\mu} = \frac{1.02 * 10^{-12} 11.76 * 10^6}{0.04 * 10^{-1}} = 0,003 \text{ м}^2/\text{с}$$

Подставив в (4), (6) исходные данные, получим:

$$0.001 = \frac{q}{2\pi} \ln \left(\frac{(10^4)^4}{4 * 2^3 * 10^6 * 0.1} \right) + \frac{q_5}{2\pi} \ln \left(\frac{10^4}{200} \right)$$

$$0.001 = \frac{q}{2\pi} 4 \ln \left(\frac{10^4}{200} \right) + \frac{q_5}{2\pi} \ln \left(\frac{10^4}{0.1} \right)$$

Умножая обе части обоих уравнений на 2π и подставляя значения логарифмов, получим:

$$0.001 * 6.28 = q * 21.863 + q_5 * 3.912$$

$$0.001 * 6.28 = q * 15.648 + q_5 * 11.513$$

Решив полученную систему относительно q , q_5 , найдём:

$q = 0.000251 \text{ м}^2 / \text{с}$, $q_5 = 0.000205 \text{ м}^2 / \text{с}$. Тогда дебиты скважин равны:

$$Q = qh = 0.00251 \text{ м}^3 / \text{с} \approx 216.6 \text{ м}^3 / \text{сутки},$$

$$Q_5 = q_5 h = 0.00205 \text{ м}^3 / \text{с} \approx 177.2 \text{ м}^3 / \text{сутки}$$

Общий дебит (с учётом интерференции) = $4 * 216.6 + 177.2 = 1043.6 \text{ м}^3/\text{сутки}$

Дебит одной скважины (без учета интерференции, по формуле Дюпюи) равен:

$$Q = \frac{2\pi k h}{\mu} \frac{p_k - p_c}{\ln \frac{R_k}{r_c}} = \frac{2 * 3.14 * 1.02 * 10^{-12} * 10}{0.004} * \frac{15.86 * 10^6 - 11.76 * 10^6}{\ln \frac{10000}{0.1}} =$$

$$= 5.46 * 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

Дебит пяти скважин (без учета интерференции, по формуле Дюпюи)

$$5 \cdot Q = 5 \cdot 5.46 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} = 2.73 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3/\text{с} = 2356.7 \text{ м}^3/\text{сутки}.$$

$$\text{Эффект взаимодействия } E = 1043.6 / 2356.7 = 0.443.$$

Исходные данные для расчета:

k =	0.5	Д
h =	15	м
D _{скв.} =	20	см
R ₁ =	200	м
n =	4	
R _k =	10	км
μ =	6	МПа*с

Варианты по списку

P _k , МПа	Р _{скв} , МПа		
	6.86	7.35	7.84
8.82	I	II	III
9.80	IV	V	VI
10.78	VII	VIII	IX

$$\text{Вар.10} = \text{Вар.V}, R_k = 8 \text{ км}$$

Практическое занятие 13 Плоские неоднородные фильтрационные потоки к скважинам

Задача о скважине вблизи прямолинейного контура питания

Совершенная скважина расположена в водяном пласте вблизи прямолинейного контура питания. Разность статического и динамического уровней $\Delta H = 8$ м, коэффициент проницаемости $k = 2$ Д, динамический коэффициент вязкости $\mu = 1$ сП, радиус скважины $r_c = 10$ см и мощность пласта $h = 12$ м. Найти дебит скважины при двух значениях расстояния от контура питания до скважины: 1) $a = 100$ м, 2) $a = 200$ м. Статический уровень $H_k = 40$ м.

Давления на контуре питания и на забое скважины

$$p_k = \rho g H_k = 10^3 \cdot 9,8 \cdot 40 = 0,392 \text{ МПа}$$

$$p_c = \rho g (H_k - \Delta H) = 10^3 \cdot 9,8 \cdot 32 = 0,314 \text{ МПа}$$

Решение. Дебит скважины вблизи прямолинейного контура питания определяется по формуле

$$Q = \frac{2\pi k h \rho g \Delta H}{\mu \ln \frac{2a}{r_c}}$$

В случае 1)

$$Q = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 2 \cdot 1,02 \cdot 10^{-12} \cdot 12 \cdot 10^3 \cdot 9,8 \cdot 8}{10^{-3} \cdot 2,3 \lg \frac{2 \cdot 10^4}{10}} = 1,58 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} = 136 \text{ м}^3/\text{сут}$$

В случае 2)

$$Q = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 2 \cdot 1,02 \cdot 10^{-12} \cdot 12 \cdot 10^3 \cdot 9,8 \cdot 8}{10^{-3} \cdot 2,3 \lg \frac{4 \cdot 10^4}{10}} = 1,45 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} = 125 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Проделать вычисления для $a = 400$ м, $a = 800$ м и сделать вывод о влиянии расстояния до контура питания дебит скважины.

Задача о притоке к скважине круговой батареи

Назовем эффектом взаимодействия E отношение суммарного дебита всех интерферирующих скважин к суммарному дебиту того же числа скважин без учета их взаимодействия.

Найти изменение эффекта взаимодействия в зависимости от числа скважин, эксплуатирующих залежь радиусом $R_k = 5000$ м; радиус скважины $r_c = 10$ см; скважины работают при постоянной депрессии.

Сопоставить следующие случаи:

- а) две скважины ($m = 2$) находятся на расстоянии $d = 100$ м;
- б) три скважины ($m = 3$) расположены в вершинах равностороннего треугольника со стороной $d = 100$ м;
- в) четыре скважины — в вершинах квадрата со стороной $d = 100$ м (рис. 21).

Решение. Считая, что скважины расположены равномерно по окружности, concentричной с контуром питания, используем формулу дебита одной скважины круговой батареи, которую можно упростить в условиях рассматриваемой задачи, так как $(R_1/R_k) \ll 1$, и представить в виде

$$Q = \frac{2\pi kh(p_k - p_c)}{\mu \ln \frac{R_k^m}{mR_1^{m-1}r_c}}$$

Дебит одиночной скважины в круговом пласте определяется по формуле Дюпюи

$$Q_{\text{один}} = \frac{2\pi kh(p_k - p_c)}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}}$$

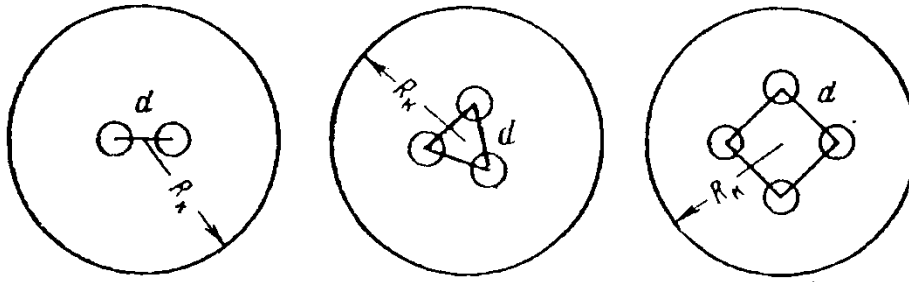


Рис. 21

Эффект взаимодействия равен

$$E = \frac{mQ}{mQ_{один}} = \frac{\ln \frac{R_k}{r_C}}{\ln \frac{R_k^m}{mR_1^{m-1}r_C}} = \frac{\lg \frac{R_k}{r_C}}{\lg \frac{R_k^m}{mR_1^{m-1}r_C}}$$

В случае а)

$$R_1 = \frac{d}{2} = 50 \text{ м}, \quad m = 2$$

$$E_2 = \frac{\lg \frac{5000}{0,1}}{\lg \frac{25 \cdot 10^6}{2 \cdot 50 \cdot 0,1}} = \frac{4,699}{6,398} = 0,735$$

б) радиус батареи из трех скважин ($m = 3$), расстояние между которыми d , равен $R_1 = d/\sqrt{3}$; в этом случае

$$E_3 = \frac{\lg \frac{R_k}{r_C}}{\lg \frac{R_k^3}{3 \left(\frac{d}{\sqrt{3}} \right)^2 r_C}} = \frac{4,699}{\lg \frac{125 \cdot 10^9}{10^4 \cdot 0,1}} = \frac{4,699}{8,097} = 0,580$$

в) радиус батареи из четырех скважин, расположенных в вершинах квадрата со стороной d , составляет $R_1 = \frac{d\sqrt{2}}{2} = 70,7 \text{ м}$.

$$E_3 = \frac{\lg \frac{R_k}{r_C}}{\lg \frac{R_k^4}{4R_1^3 r_C}} = \frac{4,699}{\lg \frac{625 \cdot 10^{12}}{4 \cdot 70,3^3 \cdot 0,1}} = \frac{4,699}{9,647} = 0,487$$

По полученным данным, и учитывая, что при $m = 1$ $E_1 = 1$, построим график изменения эффекта взаимодействия E_m в зависимости от числа скважин m (рис. 22).

Сделать вывод об изменении эффекта взаимодействия E_m в зависимости от числа скважин m .

Практическое занятие 14 Плоские неоднородные фильтрационные потоки к скважинам кругового пласта

*Задача о притоке к скважине, эксцентрично расположенной в пласте с
круговым контуром питания*

В круговом пласте радиуса $R_k = 200$ м работает эксцентрично расположенная скважина радиусом $r_c = 10$ см (рис. 23).

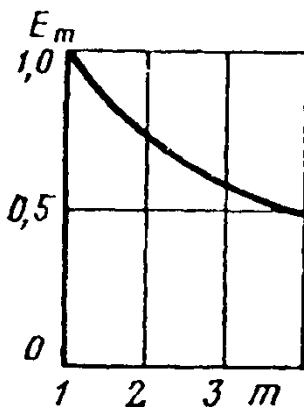


Рис. 22

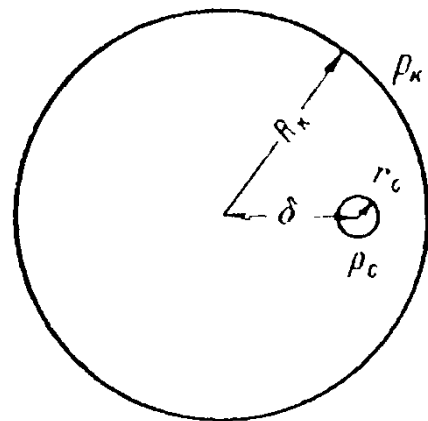


Рис. 23

Найти изменение дебита в зависимости от расположения скважины (эксцентриситета δ) по отношению к дебиту скважины, расположенной в центре.

Решение. Дебит эксцентрично расположенной скважины определяется по формуле

$$Q_{\text{эксц}} = \frac{2\pi kh(p_k - p_c)}{\mu \ln \left[\frac{R_k}{r_c} \left(1 - \frac{\delta^2}{R_k^2} \right) \right]}$$

а скважины в центре кругового пласта

$$Q_0 = \frac{2\pi kh(p_k - p_c)}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}}$$

Отношение формул дебитов равно

$$\frac{Q_{\text{эксц}}}{Q_0} = \frac{\ln \frac{R_k}{r_c}}{\ln \left[\frac{R_k}{r_c} \left(1 - \frac{\delta^2}{R_k^2} \right) \right]} = \frac{\lg \frac{R_k}{r_c}}{\lg \left[\frac{R_k}{r_c} \left(1 - \frac{\delta^2}{R_k^2} \right) \right]}$$

Значения $Q_{\text{эксц}}/Q_0$ в зависимости от δ/R_k приведены ниже:

δ/R_k	0,1	0,3	0,5	0,7	0,8	0,9	0,98
$Q_{\text{эксц}}/Q_0$	1,000	1,013	1,038	1,097	1,153	1,280	1,735

Сделать выводы.

Задача о необходимом изменении депрессии Δp для удержания дебита постоянным при изменении положения скважины относительно центра кругового пласта

В круговом пласте радиуса $R_k = 150$ м с мощностью $h = 10$ м и коэффициентом проницаемости $k = 0,5$ Д расположена скважина радиусом $r_c = 10$ см. При $\Delta p = p_k - p_c = 1,18$ МПа (12 кгс/см²) дебит нефти с динамическим коэффициентом вязкости $\mu = 2$ мПа·с при центральном расположении скважины равен 223 м³/сут.

Как необходимо изменять депрессию Δp , чтобы при изменении положения скважины относительно центра пласта дебит оставался постоянным?

Решение. Из формулы дебита эксцентрично расположенной скважины выразим депрессию

$$\Delta p = p_k - p_c = \frac{Q\mu}{2\pi kh} \ln \left[\frac{R_k}{r_c} \left(1 - \frac{\delta^2}{R_k^2} \right) \right]$$

и подставим данные задачи

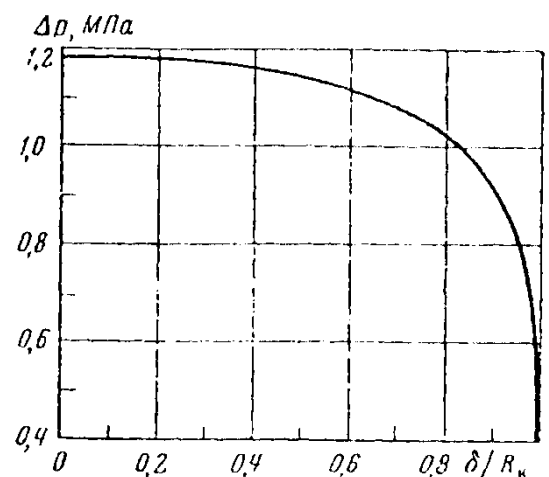


Рис. 24

$$\Delta p = \frac{223 \cdot 2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,3}{0,864 \cdot 10^5 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 0,5 \cdot 1,02 \cdot 10^{-12} \cdot 10} \lg \left[1500 \left(1 - \frac{\delta^2}{2,25 \cdot 10^4} \right) \right] =$$

$$= 0,372 \cdot \lg \left[1500 \left(1 - \frac{\delta^2}{2,25 \cdot 10^4} \right) \right] \text{ МПа}$$

В зависимости от различных значений эксцентриситета δ получаем следующие значения депрессии Δp (рис.24).

δ , м...	0	15	30	45	60	75
Δp , МПа	1,180	1,180	1,173	1,166	1,151	1,134
δ , м.....	90	105	120	135	149	
Δp , МПа.....	1,107	1,071	1,015	0,912	0,483	

Практическое занятие 15 Плоские неоднородные фильтрационные потоки к скважинам пласта с непроницаемыми границами

Задача о притоке к скважине, расположенной в пласте с двумя взаимно перпендикулярными непроницаемыми границами

Совершенная скважина радиуса $r_c = 10$ см работает в пласте, ограниченном двумя прямолинейными непроницаемыми границами, расположенными под углом 90° друг к другу (рис. 28). Расстояния до границ равны $a = 150$ м, $b = 300$ м, расстояние до контура питания $R_k = 8,0$ км. Давление на контуре питания $p_k = 11,76$ МПа (120 кгс/см²), давление на забое скважины $p_c = 9,8$ МПа (100 кгс/см²), мощность пласта $h = 12$ м, динамический коэффициент вязкости жидкости $\mu = 3$ мПа·с, коэффициент проницаемости $k = 700$ мД. Найти дебит скважины.

Решение. Продолжим непроницаемые границы вверх и влево до кругового контура питания радиусом R_k и отобразим скважину-сток относительно них без изменения знака дебита. В результате отображения получим в круговом пласте четыре скважины-стока, из которых одна — реальная и три — фиктивные. При этом гидродинамическая картина течения в пласте при отсутствии непроницаемых границ при одновременной работе четырех скважин-стоков будет совпадать с гидродинамической картиной при наличии непроницаемых границ, так как эти границы являются линиями тока. Считая, что контур питания расположен на достаточно большом расстоянии от скважин, результирующий потенциал в некоторой точке пласта можно записать в виде суммы потенциалов, возбуждаемых каждым стоком в неограниченном пласте,

$$\Phi_M = \frac{q}{2\pi} \sum_{i=1}^n \ln r_i + C$$

Поместим точку M на контур скважины, тогда

$$r_1 = r_c$$

$$r_2 = 2b$$

$$r_3 = 2\sqrt{a^2 + b^2}$$

$$r_4 = 2a$$

Помещая точку M на контур питания, получим

$$\Phi_K = \frac{q}{2\pi} 4 \ln R_K + C$$

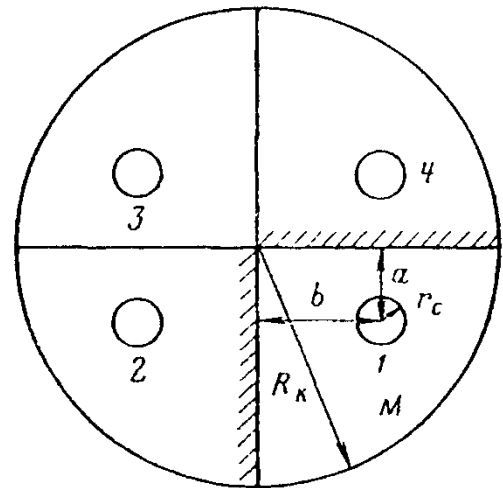


Рис. 28

а вычитая, найдем

$$\Phi_K - \Phi_C = \frac{q}{2\pi} \left(\ln \frac{R_K}{r_c} + \ln \frac{R_K}{2b} + \ln \frac{R_K}{2\sqrt{a^2 + b^2}} + \ln \frac{R_K}{2a} \right)$$

откуда

$$q = \frac{2\pi(\Phi_K - \Phi_C)}{\ln \frac{R_K^4}{8r_c ab \sqrt{a^2 + b^2}}}$$

или

$$Q = \frac{2\pi k h (p_K - p_c)}{\mu \ln \frac{R_K^4}{8r_c ab \sqrt{a^2 + b^2}}} = \frac{6,28 \cdot 0,7 \cdot 1,02 \cdot 10^{-12} \cdot 12(11,76 - 9,8) 10^6}{3 \cdot 10^{-3} \cdot 2,3 \lg \frac{8^4 \cdot 10^{12}}{0,1 \cdot 8 \cdot 150 \cdot 300 \cdot \sqrt{150^2 + 300^2}}} = 1,79 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3 / \text{с} =$$

$$= 155 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

При данных этой задачи рассмотреть упрощенный случай, когда скважина находится на биссектрисе угла между непроницаемыми границами, на расстоянии a от каждой.

Задача о притоке к скважине, расположенной в пласте с двумя прямолинейными непроницаемыми границами

Определить дебит скважины, работающей в пласте, ограниченном двумя прямолинейными непроницаемыми границами, расположенными под углом

60° друг к другу. Расстояние от точки пересечения непроницаемых границ до скважины $r = 200$ м, расстояние до одной из границ $a = 50$ м, радиус контура питания $R_k = 5$ км (рис. 29). Мощность пласта $h = 10$ м, коэффициент проницаемости пласта $k = 0,3$ Д, динамический коэффициент вязкости жидкости $\mu = 2$ мПа·с, депрессия $\Delta p = 2,45$ МПа (25 кгс/см 2), радиус скважины $r_c = 0,1$ м.

Решение. Продолжим непроницаемые границы и отобразим реальную скважину-сток относительно границ, сохраняя для дебита тот же знак. В результате получим два стока-изображения— № 2 и № 6: появление стока-изображения № 6 нарушает условие непроницаемости границы OA , а наличие стока № 2 нарушает условие на границе OB , поэтому их надо в свою очередь

отразить: №6 - относительно границы OA , № 2 — относительно OB . При этом появляются стоки-изображения № 3 и № 5, из которых № 3 нарушает непроницаемость границы BB' а № 5 - границы AA' их изображения относительно этих границ совпадают и дают сток-изображение № 4.

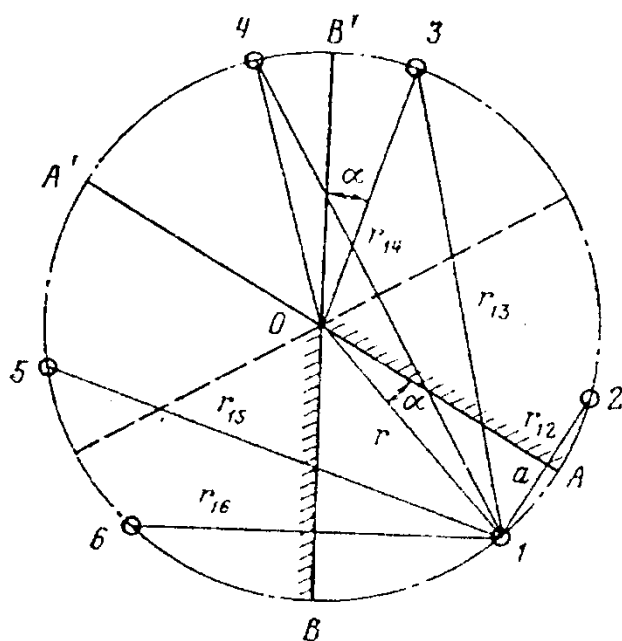


Рис. 29

окружности радиуса r .

Таким образом, задача о фильтрации в клине сводится к задаче о фильтрации в круговом пласте радиуса R_k , в котором работают одновременно реальная скважина-сток и пять стоков-изображений, расположенных по

Применяя принцип суперпозиции, запишем результирующий потенциал на забое реальной скважины:

$$\Phi_c = \frac{q}{2\pi} (\ln r_c + \ln r_{12} + \ln r_{13} + \ln r_{14} + \ln r_{15} + \ln r_{16}) + C$$

где

$$r_{12} = 2a, \quad r_{13} = r_{15} = 2r \cos 30^\circ, \quad r_{14} = 2r \sin(60^\circ + \alpha)$$

$$r_{16} = 2r \sin(60^\circ - \alpha)$$

а угол α определяется из соотношения $\sin \alpha = a/r = 0,25$, $\alpha = 14^\circ 30'$ (см. рис. 29).

Потенциал на контуре питания, который считаем удаленным от группы взаимодействующих скважин, получим в виде

$$\Phi_k = \frac{q}{2\pi} \cdot 6 \cdot \ln R_k + C$$

разность потенциалов

$$\begin{aligned} \Phi_k - \Phi_C &= \frac{q}{2\pi} \left[\ln \frac{R_k}{r_C} + \ln \frac{R_k}{2a} + 2 \ln \frac{R_k}{2r \cos 30^\circ} + \ln \frac{R_k}{2r \sin(60^\circ + \alpha)} + \ln \frac{R_k}{2r \sin(60^\circ - \alpha)} \right] = \\ &= \frac{q}{2\pi} \ln \frac{R_k^6}{32 r_C a r^4 \cos^2 30^\circ \sin(60^\circ + \alpha) \sin(60^\circ - \alpha)} \end{aligned}$$

откуда

$$\begin{aligned} Q = qh &= \frac{2\pi k h \Delta p}{\mu \ln \frac{R_k^6}{32 r_C a r^4 \cos^2 30^\circ \sin(60^\circ + \alpha) \sin(60^\circ - \alpha)}} = \\ &= \frac{6,28 \cdot 0,3 \cdot 1,02 \cdot 10^{-12} \cdot 10 \cdot 2,45 \cdot 10^6}{2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,3 \cdot \lg \frac{5^6 \cdot 10^{18}}{32 \cdot 0,1 \cdot 50 \cdot 16 \cdot 10^8 \cdot \frac{3}{4} \cdot 0,964 \cdot 0,713}} = 0,926 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} = 80 \text{ м}^3/\text{сут} \end{aligned}$$

При данных этой задачи рассмотреть упрощенный случай, когда скважина находится на биссектрисе угла между непроницаемыми границами, на расстоянии a от каждой.

Практическое занятие 16 Расчёт фильтрационных потоков по основной формуле теории упругого режима

При пуске скважин в эксплуатацию, при остановке их, при изменении темпа добычи жидкости из скважин в пласте возникают неустановившиеся процессы, которые проявляются в перераспределении пластового давления (в падении или росте давления вокруг скважины), в изменениях с течением времени дебитов, скоростей фильтрационных потоков и т. д.

Особенности этих неустановившихся процессов зависят от упругих свойств пластов и насыщающих их жидкостей. Хотя коэффициенты сжимаемости воды, нефти и пористой среды очень малы ($\beta_e = 4,59 \cdot 10^{-10} \text{ м}^2/\text{Н}$, $\beta_n = (7-30) \cdot 10^{-10} \text{ м}^2/\text{Н}$, $\beta_c = (0,3-2) \cdot 10^{-10} \text{ м}^2/\text{Н}$), упругость жидкостей и породы оказывает огромное влияние на поведение скважин и пластов в процессе их эксплуатации, так как объемы пласта и насыщающей его жидкости могут быть очень велики. Поэтому при подсчёте запасов нефти (и газа), при проектировании разработки нефтяных и газовых месторождений, при эксплуатации, При исследовании скважин, при создании подземных хранилищ газа приходится учитывать сжимаемость жидкостей и пористой среды.

Объем насыщающей пласт жидкости при снижении пластового давления увеличивается, а объем порового пространства уменьшается; это и определяет вытеснение жидкости из пласта в скважину (или газовую залежь).

Если в процессе разработки преобладающей формой энергии является энергия упругой деформации пласта и сжатой жидкости, то режим пласта называется упругим. При этом предполагается, что фильтрационный поток однофазный, т. е. пластовое давление выше давления насыщения.

В условиях упругого режима характерно то, что процесс перераспределения давления происходит медленно (длительно), а не мгновенно, как это было бы при абсолютной несжимаемости пласта и насыщающей его жидкости.

В теории упругого режима большую роль играют два параметра:

1. Коэффициент упругости пласта

$$\beta^* = \beta_{ж} + \beta_c \quad (4.1)$$

где m — пористость; $\beta_{ж}$ и β_c — соответственно коэффициенты сжимаемости жидкости и пористой среды.

Коэффициент β^* численно равен изменению упругого запаса жидкости в единице объема пласта при изменении пластового давления на одну единицу. Иногда вместо коэффициента упругости пласта используют приведенный модуль упругости:

$$K = \frac{1}{\beta_{ж} + \frac{1}{m} \beta_c} = \frac{m}{\beta^*}$$

2. Коэффициент пьезопроводности пласта

$$\kappa = \frac{k}{\mu \beta^*} = \frac{kK}{\mu m}$$

он характеризует темп перераспределения пластового давления в условиях упругого режима. Эта величина аналогична коэффициенту температуропроводности в теории теплопередачи и впервые была введена В. Н. Щелкачевым.

Точные решения дифференциального уравнения упругого режима

Дифференциальное уравнение упругого режима фильтрации можно записать

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \kappa \left(\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} \right) \quad (4.2)$$

Интегрируя дифференциальное уравнение (4.2) при заданных начальном и граничных условиях, определяют давление в любой точке пласта в любой момент времени.

Решение задачи перераспределения давления после пуска скважины с постоянным дебитом q в бесконечном, горизонтальном пласте сводится к

интегрированию дифференциального уравнения (4.2), имеющего для плоскорадиальной фильтрации вид:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \kappa \left(\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} \right)$$

с начальными и граничными условиями

$$p(r, t) = p_K \text{ при } t = 0,$$

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=0},$$

$$p(r, t) = p_K \text{ при } r = \infty.$$

Точное решение этой задачи при $r_c = 0$ дается формулой

$$\begin{aligned} p_K - p(r, t) &= -\frac{Q\mu}{4\pi kh} Ei\left(-\frac{r^2}{4\kappa t}\right) \\ &- Ei\left(-\frac{r^2}{4\kappa t}\right) = \int_{\frac{r^2}{4\kappa t}}^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} du. \end{aligned} \quad (4.3)$$

Эта табулированная функция называется интегральным экспоненциалом, или интегральной показательной функцией.

При малых значениях аргумента $r^2/4\kappa t$ функцию $-Ei\left(-\frac{r^2}{4\kappa t}\right)$ можно приближенно заменить формулой

$$-Ei\left(-\frac{r^2}{4\kappa t}\right) \approx \ln \frac{4\kappa t}{r^2} - 0,5772$$

и тогда

$$p_K - p(r, t) = \frac{Q\mu}{4\pi kh} \left(\ln \frac{4\kappa t}{r^2} - 0,5772 \right)$$

Формула (4.3) является основной формулой упругого режима пластов, широко применяющейся при исследовании процесса перераспределения пластового давления, вызванного пуском скважин с постоянными дебитами, остановкой скважин, изменениями темпов добычи и т. д.

Формулу (4.3) также можно использовать в случае притока жидкости к скважине конечного радиуса и в начальной стадии изменения давления в пласте конечных размеров.

При неустановившейся параллельно-струйной фильтрации упругой жидкости к галерее, расположенной в полосообразном полубесконечном пласте перпендикулярно к оси ox в сечении $x=0$ (рис. 4.1) и эксплуатирующейся с постоянным давлением на забое галереи p_c давление в любой точке пласта в любой момент времени получим, интегрируя уравнение

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \kappa \frac{\partial^2 p}{\partial x^2}$$

при начальном и граничных условиях

$$\begin{aligned} p(x, t) &= p_k \text{ при } t = 0, \\ p(x, t) &= p_r \text{ при } x = 0, \\ p(x, t) &= p_k \text{ при } x = \infty \end{aligned}$$

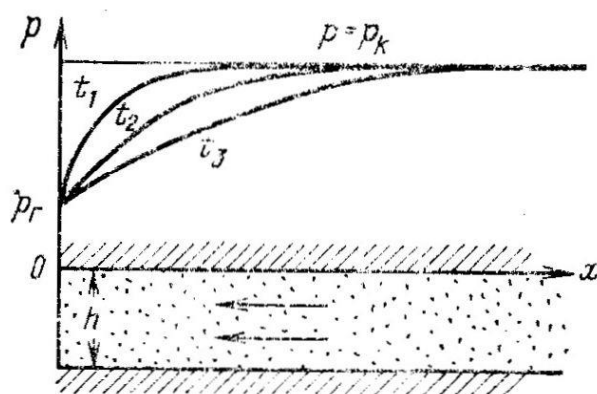


Рисунок 4.1

Решение выражается формулой

$$p(x, t) = p_k - (p_k - p_r) (1 - \operatorname{erf} \xi),$$

где

$$\xi = \frac{x}{2\sqrt{\kappa t}}$$

а

$$\operatorname{erf} \xi = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\xi} e^{-u^2} du$$

– интеграл вероятности.

З а д а ч а

Определить дебит галереи, расположенной в полосообразном полубесконечном пласте (см. рис. 4.1) шириной $B = 300$ м, мощностью $h = 15$ м, с коэффициентом проницаемости $k = 0,8$ Д, в момент $t = 2$ сут с начала эксплуатации с постоянным забойным давлением $p_z = 9,8$ МПа. Начальное пластовое давление $p_k = 12,74$ МПа, коэффициент сжимаемости жидкости и породы равен соответственно $\beta_{\text{ж}} = 1,53 \cdot 10^{-9}$ м²/Н и $\beta_c = 0,612 \cdot 10^{-10}$ м²/Н, коэффициент пористости $m = 20\%$, динамический коэффициент вязкости нефти $\mu = 1,5$ мПа·с.

В пласте имеет место неустановившаяся фильтрация упругой жидкости по закону Дарси.

Найти дебиты по точной формуле и по формуле, полученной по методу последовательной смены стационарных состояний.

Решение. Распределение давления в пласте при неустановившейся параллельно-струйной фильтрации упругой жидкости к прямолинейной галерее при постоянном давлении на забое выражается следующей формулой (точное решение):

$$p(x, t) = p_k - (p_k - p_r) \left(1 - \operatorname{erf} \frac{x}{2\sqrt{\kappa t}} \right),$$

где

$$\operatorname{erf} \frac{x}{2\sqrt{\kappa t}} = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\frac{x}{2\sqrt{\kappa t}}} e^{-u^2} du$$

— интеграл вероятностей. Согласно закону Дарси

$$Q = \frac{k}{\mu} \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_{x=0} Bh.$$

Найдем $\left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_{x=0}$:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_{x=0} = (p_k - p_r) \frac{2}{\sqrt{\pi}} \left(e^{-\frac{x^2}{4\kappa t}} \frac{1}{2\sqrt{\kappa t}} \right)_{x=0} = \frac{p_k - p_r}{\sqrt{\pi \kappa t}}$$

поэтому

$$Q_{\text{точ}} = \frac{k (p_k - p_r) Bh}{\mu \sqrt{\pi \kappa t}}$$

Коэффициент пьезопроводности κ в условиях рассматриваемой задачи равен

$$\kappa = \frac{k}{\mu \beta^*} = \frac{k}{\mu (m\beta_{\text{ж}} + \beta_c)} = \frac{0,8 \cdot 1,02 \cdot 10^{-12}}{1,5 \cdot 10^{-3} (0,2 \cdot 1,53 \cdot 10^{-9} + 0,612 \cdot 10^{-10})} = 1,48 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Дебит, определенный по точной формуле, будет

$$Q_{\text{точ}} = \frac{0,8 \cdot 1,02 \cdot 10^{-12} (12,74 - 9,8) \cdot 10^6 \cdot 300 \cdot 15}{1,5 \cdot 10^{-3} \sqrt{3,14 \cdot 1,48 \cdot 2 \cdot 0,864 \cdot 10^5}} = 8,03 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} = 694 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

По методу последовательной смены стационарных состояний дебит приближенно определяется по формуле для стационарного режима движения

$$Q_{\text{приб}} = \frac{k (p_k - p_r) Bh}{\mu l(t)}$$

где $l(t)$ — длина, на которую распространилось бы понижение давления к моменту t , если бы давление в зоне депрессии менялось по прямой линии; $l(t)$ определяется из условия материального баланса при $p_r = \text{const}$ и равна

$$l = 2\sqrt{\kappa t}$$

Тогда

$$Q_{\text{приб}} = \frac{k (p_{\text{к}} - p_{\text{г}}) B h}{\mu^2 \sqrt{\kappa t}} = \frac{0,8 \cdot 1,02 \cdot 10^{-12} (12,74 - 9,8) 10^6 \cdot 300 \cdot 15}{1,5 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \sqrt{1,48 \cdot 2 \cdot 0,864 \cdot 10^5}} =$$

$$= 7,12 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} = 615 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Погрешность при определении дебита по приближенной формуле составит

$$\Delta = \frac{Q_{\text{точ}} - Q_{\text{приб}}}{Q_{\text{точ}}} \cdot 100 = \frac{694 - 615}{694} 100 = 11,4\%$$

Практическое занятие 17 Определение параметров пласта при упругом режиме

Исследования на нефтяных месторождениях проводятся для получения данных о продуктивном пласте, насыщающих его жидкостях, а также о скважинах для установления рационального режима разработки месторождения, дальнейшего его контроля и корректировки.

Принято считать, что исследования скважин при неустановившемся режиме дают больше информации, чем исследования методом установившихся отборов. При обработке кривой восстановления давления (КВД) получают среднее значение гидропроводности или проницаемости на различных расстояниях от скважины, определяют коэффициент пьезопроводности и приведенный радиус скважины, оценивают коэффициент дополнительных потерь давления (показатель скин-эффекта), определяют пластовое давление и приближенный коэффициент продуктивности скважины.

Исследование скважин при неустановившемся режиме фильтрации – это исследование при режиме, изменение которого происходит только под действием упругих сил пласта и насыщающих его жидкостей. По существу это исследование перехода работы пласта с одного установившегося режима на другой под действием этих сил.

При интерпретации данных исследования принимают расширяющуюся зону за круговую с радиусом R , соответствующим определенному времени t . Прошедшему с момента изменения режима. Свойства продуктивного пласта на расстоянии R от скважины принимаются одинаковыми – средними по пласту (рис. 1).

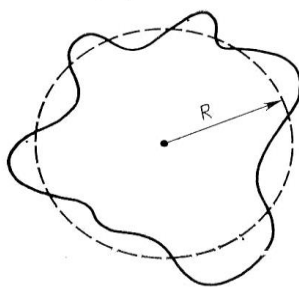


Рисунок 1 – Расширяющаяся зона нарушения режима в неоднородном пласте

Вследствие того, что изменение режима происходит за счет упругих сил, при интерпретации используют уравнение упругого режима.

$$\Delta P(t) = \frac{Q\mu_{\text{н}}b_{\text{н}}}{4\pi Kh} \ln \frac{2,25\chi t}{r_{\text{пп}}^2}, \quad (1)$$

- где $\Delta P(t)$ – изменение перепада забойных давлений в функции времени, Па
 Q – установившийся дебит скважины, измеренный на поверхности, с которым скважина работала до закрытия, м³/с;
 $\mu_{\text{н}}$ – вязкость нефти в пластовых условиях, Па·с;
 $b_{\text{н}}$ – объемный коэффициент нефти при пластовой температуре;
 K – проницаемость дренируемой зоны, м²

- h - эффективная толщина пласта, м
 χ - коэффициент пьезопроводности реагирующей зоны пласта, м²/с;
 $r_{пр}$ - приведенный радиус скважины, м

Уравнение (1) перепишем в виде

$$\Delta P(t) = \frac{Q\mu_{нбн}}{4\pi Kh} \ln \frac{2,25\chi}{r_{пр}^2} + \frac{Q\mu_{нбн}}{4\pi Kh} \ln t \quad (2)$$

Данное выражение является уравнением прямой в координатах $\Delta P - \ln t$, при этом отрезок, отсекаемый прямой на оси ординат,

$$\alpha = \frac{Q\mu_{нбн}}{4\pi Kh} \ln \frac{2,25\chi}{r_{пр}^2}, \quad (3)$$

а угловой коэффициент прямой

$$i = \frac{Q\mu_{нбн}}{4\pi Kh} \quad (4)$$

С учетом принятых обозначений уравнение (1) запишем в виде

$$\Delta P = \alpha + i \cdot \ln t \quad (5)$$

Т.о., для интерпретации кривой восстановления давления (КВД) необходимо:

1. Для фиксированных значений времени t вычислить $\ln t$;
2. Построить зависимость $\Delta P - f(t)$ в координатах $\Delta P - \ln t$;
3. Прозекстраполировать прямолинейный участок данной зависимости до пересечения с осью ординат и определить численное значение α ;

$$4. \text{ Рассчитать угловой коэффициент } i: \quad i = \frac{\Delta P_{заб 2} - \Delta P_{заб 1}}{\ln t_2 - \ln t_1} \quad (6)$$

5. Вычислить коэффициент гидропроводности ε

$$\varepsilon = \frac{Kh}{\mu} = \frac{2,3Qb}{4\pi i} \quad (7)$$

6. При известной величине h рассчитать коэффициент подвижности K/μ ;

7. Определить проницаемость K ;

8. Рассчитать коэффициент пьезопроводности

$$\chi = \frac{K}{\mu_n(m\beta_{ж} + \beta_n)} \quad (8)$$

где m - коэффициент пористости;

$\beta_{ж}$ и β_n - соответственно коэффициент сжимаемости жидкой и горной породы

$$\beta_{ж} = 9,5 \cdot 10^{-10} \text{ 1/Па}; \beta_n = 2 \cdot 10^{-10} \text{ 1/Па}.$$

9. Вычислить приведенный радиус скважины

$$r_{пр} = \sqrt{\frac{2,25\chi}{10^{\alpha/i}}} \quad (9)$$

10. Показатель скин-эффекта (суммарный коэффициент дополнительных потерь)

$$S = \ln(r_c/r_o) \quad (10)$$

11. Потери давления на преодоление дополнительных сопротивлений в ПЗП, МПа:

$$\Delta P_d = iS/1,15 \quad (11)$$

12. Депрессия давления при работе скважины на установившемся режиме, МПа:

$$\Delta P_{заб 0} = i \ln \left(\frac{R_K}{r_o} \right) / 1,15 \quad (12)$$

13. Пластовое давление при работе на установившемся режиме, МПа:

$$P_{пл} = P_{заб 0} + \Delta P_{заб 0}, \quad (13)$$

14. Коэффициент продуктивности скважины, т/(сут·МПа):

$$K_{пр} = Q / \Delta P_{заб\ 0} \quad (14)$$

15. Относительная потеря депрессии на преодоление дополнительного сопротивления в ПЗП, %:

$$\eta_s = 100 \Delta P_d / \Delta P_{заб\ 0} \quad (15)$$

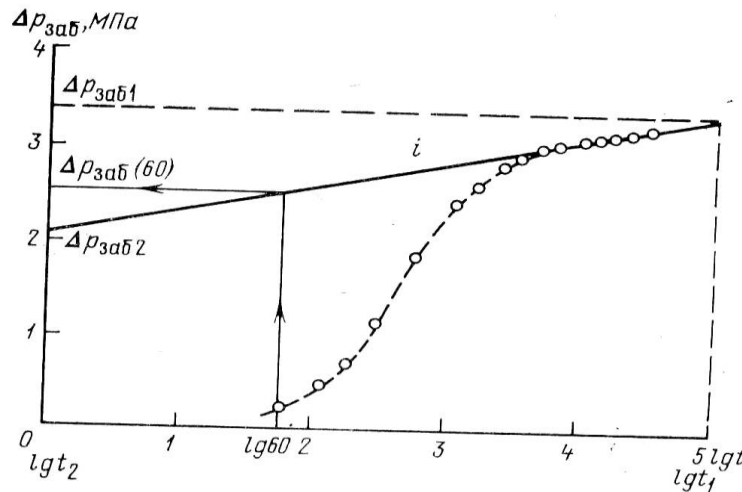


Рисунок 2 – Кривая восстановления давления в координатах ΔP и $\lg t$

Задача.

Исследуют методом восстановления давления скважину, которая более двух месяцев работала на установившемся режиме с дебитом 80 т/сут. Забойное давление 18,45 МПа (больше давления насыщения). Эффективная толщина пласта 25 м, пористость 20 %. Плотность дегазированной нефти 850 кг/м³, объемный коэффициент 1,2, вязкость нефти в пластовых условиях 2,7 мПа·с, коэффициент сжимаемости нефти $9,5 \cdot 10^{-10}$ 1/Па, коэффициент сжимаемости пористой среды $2 \cdot 10^{-10}$ 1/Па. Радиус скважины по долоту 0,124 м, среднее расстояние до ближайших скважин 250 м.

Определить свойства продуктивного пласта, оценить пластовое давление и коэффициент продуктивности, определить приведенный радиус скважины, долю депрессии, приходящуюся на сопротивление в ПЗП.

Решение.

Перед остановкой скважины режим можно считать установившимся, а давление на забое постоянным.

Обработку результатов исследования проводим в координатах $\Delta P - \ln t$ (рис. 1).

В таблице 1 приведены данные исследования, по которым построена КВД.

t, с	$P_{заб}$, МПа	$\ln t$	$\Delta P_{заб}$, МПа
0	18,451	0	0
60	19,674	4,09	1,22
120	20,148	4,79	1,70
180	20,681	5,19	2,23
240	21,233	5,48	2,78

300	22,452	5,70	4,00
360	23,011	5,89	4,56
420	23,121	6,04	4,67
480	23,245	6,17	4,79
540	23,375	6,29	4,92
600	23,468	6,40	5,02
1000	23,837	6,91	5,39

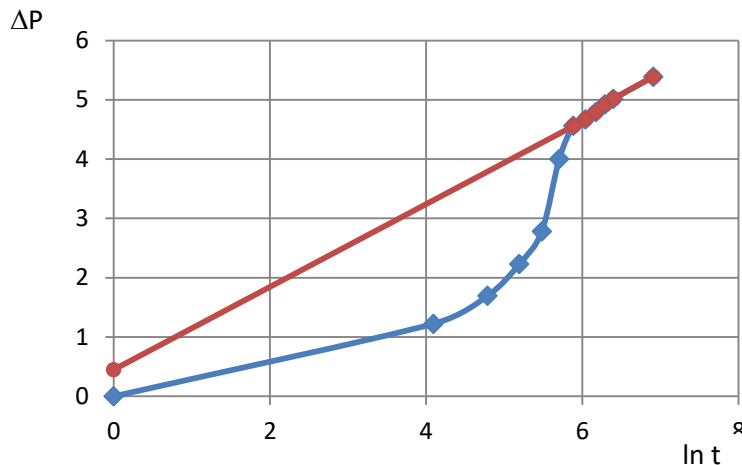


Рисунок 1 – КВД в координатах $\Delta P - \ln t$

1. Уклон линейного участка

$$i = \frac{\Delta P_{\text{заб } 2} - \Delta P_{\text{заб } 1}}{\ln t_2 - \ln t_1} = \frac{5,39 - 4,56}{6,91 - 5,89} = 0,814 \text{ МПа}$$

2. Продолжение линейного участка отсекает на оси ΔP отрезок $\alpha = 0,45$ МПа.

3. Объемный дебит скважины

$$Q = Q_m 10^3 / 86400 \rho_{\text{нд}} = 80000 / 86400 \cdot 850 = 1,089 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$$

4. Коэффициент гидропроводности ε

$$\varepsilon = \frac{Kh}{\mu} = \frac{2,3Qb}{4\pi i} = \frac{2,3 \cdot 1,089 \cdot 10^{-3} \cdot 1,2}{4 \cdot 3,14 \cdot 0,814} = 1,28 \cdot 10^{-10} \text{ м}^3/\text{Па} \cdot \text{с}.$$

5. Коэффициент подвижности $K/\mu = (1,28 \cdot 10^{-10}) / 25 = 5,11 \cdot 10^{-12}$, $\text{м}^2/\text{Па} \cdot \text{с}$.

6. Определить проницаемость $K = (5,11 \cdot 10^{-12}) \cdot 2,7 = 1,38 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2 = 0,014 \text{ Д}$

7. Рассчитать коэффициент пьезопроводности

$$\chi = \frac{K}{\mu_{\text{н}}(m\beta_{\text{ж}} + \beta_{\text{п}})} = \frac{0,014 \cdot 10^{-12}}{2,7 \cdot 10^{-3} (0,2 \cdot 9,5 \cdot 10^{-10} + 2 \cdot 10^{-10})} = 0,013 \text{ м}^2/\text{с}$$

8. Вычислить приведенный радиус скважины

$$r_{\text{пр}} = \sqrt{\frac{2,25\chi}{10^{\alpha/i}}} = \sqrt{\frac{2,25 \cdot 0,013}{10^{0,45/0,814}}} = 0,0909 \text{ м}$$

9. Показатель скин-эффекта $S = \ln\left(\frac{r_c}{r_o}\right) = \ln\left(\frac{0,124}{0,0909}\right) = 0,3106$

10. Потери давления на преодоление дополнительных сопротивлений в ПЗП, МПа:

$$\Delta P_d = \frac{iS}{1,15} = \frac{0,814 \cdot 0,3106}{1,15} = 0,22 \text{ МПа}$$

11. Депрессия давления при работе скважины на установившемся режиме, МПа:

$$\Delta P_{\text{заб } 0} = \frac{i \ln\left(\frac{R_K}{r_o}\right)}{1,15} = \frac{0,814 \ln\left(\frac{250}{0,0909}\right)}{1,15} = 5,6 \text{ МПа}$$

12. Пластовое давление при работе на установившемся режиме:

$$P_{\text{пл}} = P_{\text{заб } 0} + \Delta P_{\text{заб } 0} = 18,45 + 5,6 = 24,05 \text{ МПа}$$

13. Коэффициент продуктивности скважины:

$$K_{\text{пр}} = Q / \Delta P_{\text{заб } 0} = 80 / 5,6 = 14,28 \text{ т/(сут} \cdot \text{МПа)}$$

14. Относительная потеря депрессии на преодоление дополнительного сопротивления в ПЗП

$$\eta_s = 100 \Delta P_d / \Delta P_{\text{заб } 0} = 100 \cdot 0,22 / 5,6 = 3,9 \%$$

Список литературы для выполнения СРС

1. Басниев К. С., Кочина И. Н., Максимов В. М. Подземная гидравлика. – М.: Недра, 1986. – 303 с.
2. Евдокимова В. А., Кочина И. Н. Сборник задач по подземной гидравлике. – М.: Недра, 1979. – 168 с.
4. Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Рыжик В. М. Движение жидкостей и газов в пластах. – М.: Недра, 1984.
5. Коллинз Р. Течение жидкости через пористые материалы. – М.: Мир, 1964.
6. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. – М.: Недра, 1982. – 407 с.
7. Чарный И. А. Подземная гидрогазодинамика. – М.: Гостоптехиздат, 1948. – 196 с.
8. Щелкачев В. Н., Лапук Б. Б. Подземная гидравлика. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2001. – 736 с.
9. Журнал «Нефтепромысловое дело».
10. Журнал «Нефтяное хозяйство».
11. Журнал «Наука и техника в газовой промышленности».
12. Труды научно-исследовательских институтов (ВНИИгаз, ВНИИнефть, СевКавНИПИгаз и т.д.).

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ**
**Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования**
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по организации и проведению
самостоятельной работы

по дисциплине **Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика**
для студентов специальности 21.05.06 Нефтегазовая техника и технологии
специализация Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Ставрополь 2026

Методические рекомендации предназначены для студентов вуза «Северо-Кавказский федеральный университет»

Цели методических рекомендаций:

1. Методическое сопровождение процесса введения и реализации требований Федерального государственного образовательного стандарта высшего образования (далее ФГОС ВО), помощь при разработке рабочих учебных программ дисциплин и профессиональных модулей образовательной программы (далее ОП).
2. Создание в образовательном учреждении учебно-методического обеспечения образовательного процесса.

Методические рекомендации определяют сущность самостоятельной работы студентов в вузе, её назначение, планирование, формы организации и виды контроля.

Содержание

- 1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО.**
- 2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов.**
- 3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями.**

1. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО

1.1. ФГОС раздел: «Требования к условиям реализации ОП»:

– Требования к обязательному минимуму содержания образовательной программы подготовки специалиста, к условиям ее реализации и срокам ее освоения определяются настоящим федеральным государственным образовательным стандартом;

– основная образовательная программа подготовки специалиста состоит из дисциплин общенаучного и профессионального циклов, состоящих из базовой и вариативной частей и дисциплин по выбору;

– максимальный объем учебной нагрузки студента устанавливается 54 часа в неделю, включая все виды аудиторной и внеаудиторной (самостоятельной) учебной работы.

Во время самостоятельной подготовки обучающиеся должны быть обеспечены доступом к сети Интернет. Реализация образовательной программы подготовки специалиста должна обеспечиваться доступом каждого студента к библиотечным фондам и базам данных, формируемым по полному перечню дисциплин образовательной программы из расчета обеспеченности учебниками и учебными пособиями не менее 0,5 экземпляра на одного студента. Библиотека вуза должна иметь достаточное количество современных учебников и учебных пособий по всем циклам дисциплин и постоянно восполняться научной литературой и периодическими изданиями нефтегазового профиля

Объем времени, отведенный на внеаудиторную самостоятельную работу, находит отражение:

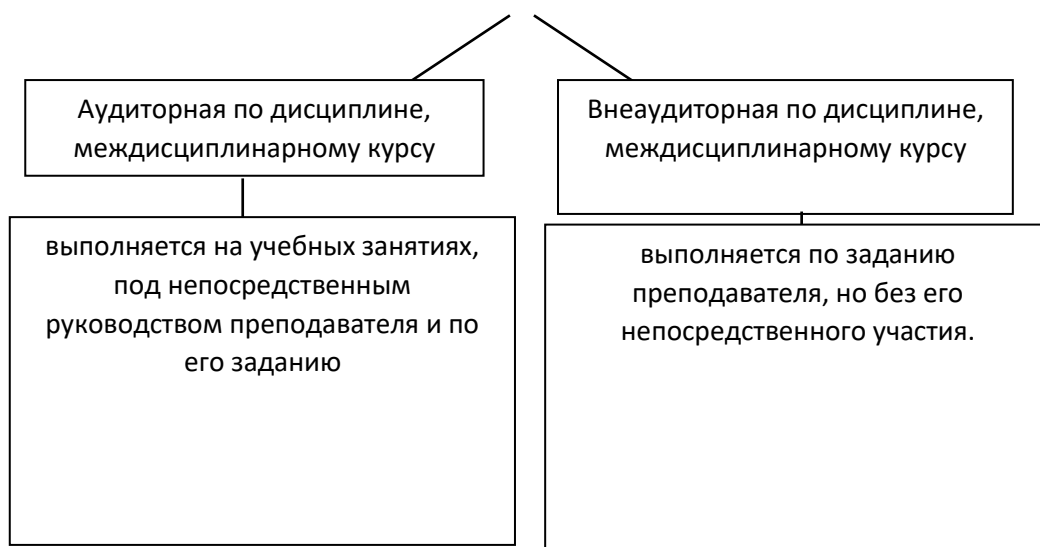
- в рабочем учебном плане – в целом по теоретическому обучению, каждому из циклов дисциплин;
- в рабочих программах учебных дисциплин циклов дисциплин с распределением по разделам или конкретным темам.

2. Назначение и виды самостоятельной работы студентов.

Самостоятельная работа проводится с целью:

- систематизации и закрепления полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- углубления и расширения теоретических знаний;
- формирования умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развития познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности, организованности;
- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, совершенствованию и самоорганизации;
- формирования практических (общеучебных и профессиональных) умений и навыков;
- развитию исследовательских умений.

В учебном процессе ОУ выделяются два вида самостоятельной работы:



Внеаудиторная самостоятельная работа - планируемая учебная, учебно-исследовательская, научно-исследовательская работа студентов, выполняемая во внеаудиторное время по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия.

3. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями.

Контроль самостоятельной работы студентов предусматривает:

- соотнесение содержания контроля с целями обучения;
- объективность контроля;
- валидность контроля (соответствие предъявляемых заданий тому, что предполагается проверить);
- дифференциацию контрольно-измерительных материалов.

Формы контроля самостоятельной работы

1. Просмотр и проверка выполнения самостоятельной работы преподавателем.
2. Самопроверка, взаимопроверка выполненного задания в группе.
3. Обсуждение результатов выполненной работы на занятии.
4. Тестирование.
5. Письменный опрос.
6. Устный опрос.
7. Индивидуальное собеседование.
8. Коллоквиум.
9. Отчет о проделанной работе.
10. Защита рефератов или курсовой работы.
11. Творческий конкурс.
12. Интернет - конференции.
13. Контрольная работа.

Критерии оценки результатов самостоятельной работы

Критериями оценок результатов внеаудиторной самостоятельной работы студента являются:

- уровень освоения студентами учебного материала;
- умения студента использовать теоретические знания при выполнении практических задач;

- формирование набора из общекультурных и профессиональных компетенций будущего специалиста;
- умения студента активно использовать электронные образовательные ресурсы, находить требующуюся информацию, изучать ее и применять на практике;
- обоснованность и четкость изложения ответа;
- оформление материала в соответствии с требованиями;
- умение ориентироваться в потоке информации, выделять главное;
- умение четко сформулировать проблему, предложив ее решение, критически оценить решение и его последствия;
- умение показать, проанализировать альтернативные возможности, варианты действий;
- умение сформировать свою позицию, оценку и аргументировать ее.

Содержание внеаудиторной самостоятельной деятельности студентов

Методические указания для студентов по выполнению самостоятельной работы:

1. Подготовка к лекциям
2. Подготовка к практическим занятиям