

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
профессионального образования  
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

## **ГИДРОДИНАМИКА ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ**

**Методические указания  
для выполнения лабораторных работ**

Пермь, 2012

УДК 622.276.34:622.24(076.5)

Гидродинамика пластовых систем. Методические указания для выполнения лабораторных работ / Сост. И.Н. Пономарева, А.А. Ерофеев: Перм. нац. иссл. политехн. ун-т. Пермь, 2011, 65 с.

Авторы: к.т.н. И.Н. Пономарева, А.А. Ерофеев

Рецензент: профессор, к.т.н. В.А. Мордвинов

Методические указания предназначены для выполнения лабораторных работ по дисциплине «Гидродинамика пластовых систем», могут быть использованы для всех специальностей, изучающих дисциплину «Гидродинамика пластовых систем». В указаниях приведены теоретические сведения по каждой лабораторной работе, порядок выполнения работы, контрольные вопросы.

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>Лабораторная работа № 1</b> Определение дебитов скважин при вытеснении нефти водой в изотропном пласте при жестком водонапорном режиме .....	6
<b>Лабораторная работа № 2</b> Расчёт динамических пластовых давлений в экранированном пласте.....	11
<b>Лабораторная работа № 3</b> Расчёт распределения давления в однородном изотропном пласте при неустановившейся фильтрации упругой жидкости.....	14
<b>Лабораторная работа № 4</b> Гидродинамические исследования скважин методом установившихся отборов при движении по пласту двухфазного потока	20
<b>Лабораторная работа № 5</b> Гидродинамические исследования скважин методом восстановления давления.....	23
<b>Лабораторная работа № 6</b> Установившаяся фильтрация жидкости в деформируемом трещинном пласте .....	29
<b>Лабораторная работа № 7</b> Модель нефтяного пласта. Определение фильтрационных характеристик пласта .....	32
<b>Лабораторная работа № 8</b> Модель нефтяного пласта. Исследование гидравлических характеристик пласта.....	37
Защита лабораторной работы .....	40
Список использованной литературы.....	41
Приложение 1 .....	42
Приложение 2 .....	62
Приложение 3 .....	63
Приложение 4 .....	67

## УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- $Q$  – дебит (объемный расход) жидкости  
 $Q_{\Gamma}$  – объемный расход газа  
 $Q_{\text{н}}$  – объемный расход нефти  
 $\Delta P_{\text{с}}$  – депрессия  
 $P_0$  – начальное давление  
 $P_{\Gamma}$  – давление на галерее стока  
 $P_{\text{к}}$  – давление на контуре питания  
 $P_{\text{пр}}$  – приведенное давление  
 $P_{\text{с}}$  – давление в скважине (на забое)  
 $P^*$  – безразмерное давление  
 $H$  – функция Христиановича  
 $H^*$  – безразмерная функция Христиановича  
 $K_{\text{прод}}$  – коэффициент продуктивности  
 $\Gamma$  – газовый фактор  
 $\xi$  – безразмерный газовый фактор  
 $\mu_{\text{н}}$  – динамическая вязкость нефти  
 $\mu_{\text{в}}$  – динамическая вязкость воды  
 $\mu_{\Gamma}$  – динамическая вязкость газа  
 $k$  – коэффициент проницаемости  
 $\chi$  – коэффициент пьезопроводности  
 $m$  – коэффициент пористости  
 $A$  – коэффициент фильтрационных сопротивлений, обусловленный проявлением сил вязкостного трения;  
 $B$  – коэффициент фильтрационных сопротивлений, обусловленный проявлением инерционных сил  
 $2\sigma$  – расстояние между скважинами в ряду  
 $a$  – ширина потока (длина ряда скважин)  
 $d_0$  – диаметр перфорационных отверстий  
 $h$  – толщина пласта  
 $l$  – произвольная длина  
 $L$  – расстояние между рядами скважин  
 $l'$  – глубина перфорационного канала  
 $r$  – произвольное расстояние (радиус)  
 $r_{\text{к}}$  – радиус контура питания  
 $r_{\text{пр}}$  – приведенный радиус скважины  
 $r_{\text{с}}$  – радиус скважины  
 $x, y, z$  – координаты  
 $N$  – количество перфорационных отверстий

- $\beta_n$  – коэффициент объемного сжатия нефти
- $\beta_p$  – коэффициент объемного сжатия горной породы
- $\sigma_v$  – водонасыщенность
- $\sigma_n$  – нефтенасыщенность
- $\Omega$  – коэффициент Пуассона
- $E$  – модуль Юнга

# ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 1

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕБИТОВ СКВАЖИН ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ВОДОЙ В ИЗОТРОПНОМ ПЛАСТЕ ПРИ ЖЕСТКОМ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

### Цель работы

Определить динамику отборов нефти из пласта, эксплуатируемого двумя рядами скважин: одним рядом добывающих и одним – нагнетательных. Построить графики зависимости отборов нефти от времени ее вытеснения. Сопоставить точность результатов расчётов при шаге перемещения фронта в **20** и **100 м**. Построить распределение давления в нефте- и водонасыщенной частях залежи для одного произвольно выбранного положения фронта вытеснения. Определить также полное время вытеснения нефти водой.

### Указания по выполнению работы

При выполнении расчетов необходимо:

- принять модель поршневого вытеснения нефти водой;
- учесть гидродинамическое несовершенство добывающих скважин, которые вскрывают пласт на всю толщину и обсажены эксплуатационными колоннами диаметром **6''**. В скважинах перфорировано **70 %** разреза. Графики для определения коэффициентов, учитывающих гидродинамическое несовершенство скважин, представлены в приложении 3.

- принять фильтрационные параметры пласта по данным исследования скважины при установившихся режимах.

Исходные данные для расчетов принять в соответствии с приложением 1 (табл. 3-4).

### Краткие теоретические сведения

При разработке нефтяных месторождений при режимах вытеснения, например, при водонапорном, происходит стягивание контура нефтеносности под действием напора воды. Продвижение водонефтяного контакта описывают с помощью двух моделей – поршневого и непоршневого вытеснения.

#### *Поршневое вытеснение*

В общем случае на границе раздела двух жидкостей с различными физическими свойствами происходит преломление линий тока. Учет этого преломления и составляет главную трудность в точном решении задачи о вытеснении нефти водой. Линии тока не преломляются при одномерном и радиальном движениях, когда в начальный момент времени они перпендикулярны

границе раздела. Для этих случаев получены точные решения, при этом жидкости принимаются несжимаемыми, пласт – горизонтальным, режим пласта – водонапорным, фильтрация – происходящей по линейному закону.

При решении задачи о поршневом вытеснении нефти водой в полосообразной залежи учитывается различие в вязкости нефти и воды, плотность той и другой считаются одинаковой, что дает возможность рассматривать границу раздела вертикальной.

Фронт вытеснения по мере его продвижения занимает последовательные положения, одно из которых показано на рис. 1.

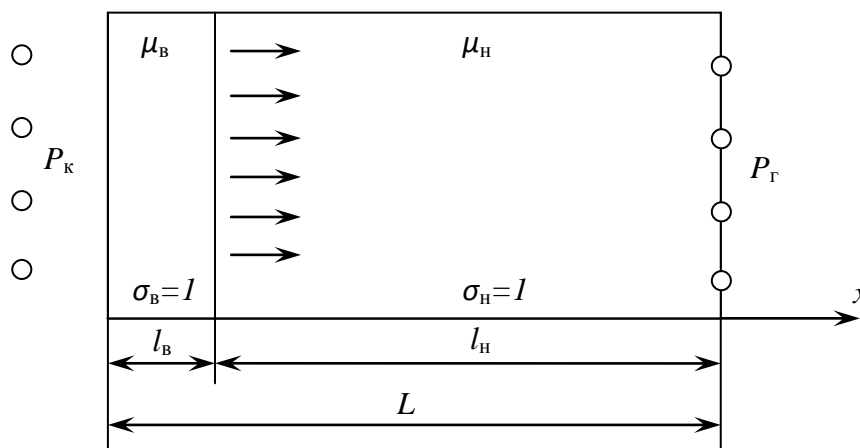


Рис. 1. Расчетная схема поршневого вытеснения нефти водой из полосообразной залежи

### Порядок выполнения работы

1. Для определения фильтрационных параметров пласта производится обработка индикаторной диаграммы:

Порядок интерпретации результатов замеров следующий. Фактические значения дебитов и депрессий наносятся на график в координатах  $(\Delta P_c, Q)$ . Если полученные точки соединяются прямой линией, выходящей из начала координат, то делается вывод о том, что в пласте имеет место установившееся движение жидкости по линейному закону фильтрации.

На линии выбирается произвольная точка, для которой определяются значения дебита и депрессии определяется коэффициент продуктивности:

$$K_{\text{прод}} = \frac{Q}{\Delta P_c} \quad (1)$$

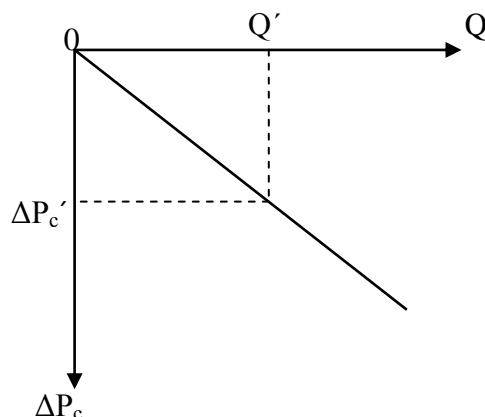


Рис.2. Обработка индикаторной диаграммы по формуле Дюпюи

По определенному коэффициенту продуктивности в соответствии с формулой (1) можно вычислить значение коэффициента проницаемости:

$$k = \frac{K_{\text{прод}} \cdot \mu_n \cdot \ln \frac{r_{\kappa}}{r_{\text{пр}}}}{2\pi h} \quad (2)$$

В случае установившегося движения жидкости по нелинейному закону фильтрации применяют двучленную формулу:

$$\Delta P_c = A \cdot Q + B \cdot Q^2 \quad (3)$$

Для обработки индикаторной диаграммы уравнение (3) преобразуется:

$$\frac{\Delta P_c}{Q} = A + B \cdot Q \quad (4)$$

Индикаторная диаграмма перестраивается в координатах  $\left(\frac{\Delta P_c}{Q}; Q\right)$ . Согласно (4) она будет прямой линией (рис.3).

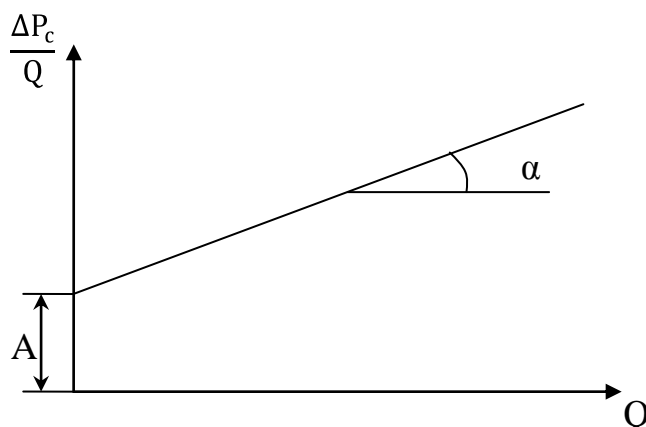


Рис.3. Обработка индикаторной диаграммы по двучленной формуле

Прямая линия отсекает на оси ординат отрезок А, по углу ее наклона определяют коэффициент В.

Коэффициент проницаемости вычисляют по формуле:

$$k = \frac{\mu_n \cdot \ln \frac{r_{\kappa}}{r_{\text{пр}}}}{2\pi A h} \quad (5)$$



Коэффициент проницаемости, полученный при обработке результатов исследования скважин при установившихся режимах, характеризует всю зону дренирования пласта в среднем.

2. Дебит галереи (ряда добывающих скважин) определяется по формуле

$$Q = \frac{kah \cdot (P_{\kappa} - P_c)}{\mu_g \cdot l_g + \mu_n \cdot l_n} \quad (6)$$

Из приведенной формулы видно, что дебит нефти при заданных постоянных значениях  $P_{\kappa}$  и  $P_c$  возрастает при продвижении границы раздела, если вязкость нефти больше вязкости воды.

3. Распределение давления в нефте- и водонасыщенной частях залежи определится по формулам:

- водонасыщенная часть ( $P_B$ ):

$$P_g = P_{\kappa} - \frac{\mu_g \cdot (P_{\kappa} - P_c)}{\mu_n \cdot (L_x - l_g) + \mu_g \cdot l_g} \cdot x \quad (7)$$

- нефтенасыщенная часть ( $P_H$ ):

$$P_n = P_c + \frac{\mu_n \cdot (P_{\kappa} - P_c)}{\mu_n \cdot (L_x - l_g) + \mu_g \cdot l_g} \cdot (L_{\kappa} - x) \quad (8)$$

где  $l_g, l_n$  – длина, соответственно, водо- и нефтенасыщенной части пласта;  $x$  – расстояние до точки, для которой вычисляется давление.

Из анализа формул (7 – 8) следует, что величина давления в некоторой точке пласта при вытеснении нефти водой зависит не только от ее координаты, но и от положения фронта вытеснения, которое, в свою очередь, зависит от времени. То есть даже при постоянстве давлений на контуре питания и в скважинах процесс вытеснения нефти водой является неустановившимся.

4. Время вытеснения нефти водой определяется по формуле:

$$t = \frac{m}{k(P_{\kappa} - P_c)} \cdot \left[ \mu_n \cdot (l_n + l_g) \cdot (l_g - l_{g0}) - \frac{1}{2} (\mu_n - \mu_g) \cdot (l_g^2 - l_{g0}^2) \right] \quad (9)$$

где  $l_{g0}$  – начальное положение фронта вытеснения.

### Контрольные вопросы

1. Основные цели и этапы выполнения работы.
2. Характеристика видов вытеснения нефти водой в залежи.
3. Параметры, определяемые при обработке индикаторных диаграмм.

4. Порядок обработки индикаторных диаграмм при линейном законе фильтрации.
5. Порядок обработки индикаторных диаграмм при нелинейном законе фильтрации.
6. Факторы, влияющие на форму индикаторных диаграмм.
7. Понятие о гидродинамическом несовершенстве скважин.
8. Виды гидродинамического несовершенства скважин и способы его учета.

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 2 РАСЧЁТ ДИНАМИЧЕСКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ В ЭКРАНИРОВАННОМ ПЛАСТЕ

### Цель работы

Построить карту изобар для участка однородного изотропного экранированного пласта, в котором работают две скважины (первая – добывающая; вторая – нагнетательная) с переменным дебитом.

### Указания по выполнению работы

При выполнении расчетов расположение скважин, показатели их работы, а также положения экранов принять в соответствии с исходными данными (табл. 5-6 приложения 1).

### Краткие теоретические сведения

Распределение давления в пласте можно определить путем интегрирования уравнения Фурье, которое для плоскорадиального потока записывается в виде:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{1}{\chi} \cdot \frac{\partial P}{\partial t} \quad (10)$$

Для неограниченного горизонтального пласта постоянной толщины с одинаковым во всех точках давлением, в котором в момент времени  $t = 0$  пущена в эксплуатацию скважина с постоянным дебитом, распределение давления может быть определено в соответствии с полученной в результате интегрирования уравнения (10) формулой:

$$P(r,t) = P_0 - \frac{Q\mu_n}{4\pi kh} \left[ -Ei \left( -\frac{r^2}{4\chi t} \right) \right] \quad (11)$$

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

Формула (11) называется основным уравнением упругого режима и имеет широкое практическое применение.

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

$$-Ei(-x) = \ln \frac{1}{x} - 0,5772 \quad (12)$$

С учетом (12) основное уравнение упругого режима записывают в виде:

$$P(r,t) = P_0 - \frac{Q\mu_n}{4\pi kh} \left( \ln \frac{2,246 \chi t}{r^2} \right) \quad (13)$$

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

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

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

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n \Delta P_i \quad (14)$$

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

$$\Delta P_i = \frac{\mu_n}{4\pi kh} \cdot (Q_i - Q_{i-1}) \cdot \left[ -Ei \left( -\frac{r^2}{4\chi t_i} \right) \right] \quad (15)$$

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

$$t_i = T - \sum_1^{i-1} t_i \quad (16)$$

где  $T$  – полное время работы реальной скважины.

Наличие в пласте непроницаемых границ (экранов) осложняет проведение расчетов по причине необходимости учета влияния отраженных от экранов волн давления. Этот учет выполняется вводом фиктивных скважин, расположенных симметрично относительно экранов, и работающих с теми же показателями, что и реальные.

### Порядок выполнения работы

1. Определяется пьезопроводность пласта:

$$\chi = \frac{k}{\mu_n \cdot (m \cdot \beta_{эс} + \beta_n)} \quad (17)$$

2. Вводятся фиктивные скважины учитывающие влияние отраженных от экранов волн распределения давления.

3. Расстояние от скважин до точки пласта определяется в соответствии с теоремой Пифагора. Определяются расстояния от всех скважин до тех точек пласта, в которых будет выполняться расчет давления.

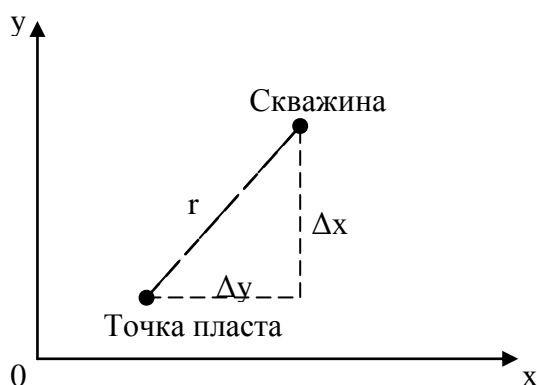


Рис. 4. Схема расположения скважин

$$r = \sqrt{(\Delta x)^2 + (\Delta y)^2} \quad (18)$$

где  $\Delta x$  – разность координат по оси ОХ,  $\Delta y$  – разность координат по оси ОУ. Количество скважин, в зависимости от положения экранов, складывается из реальных скважин и отраженных от экранированных границ пласта.

4. Каждая скважина заменяется группой фиктивных взаимодействующих скважин, работающих с постоянными дебитами. Определяются изменения давления вызванные работой фиктивных скважин и в соответствии с принципом суперпозиции суммарные изменения давлений, вызванные работой реальных скважин.

5. Определяется изменение давления в каждой точке пласта, вызванное работой всех скважин:

$$P = P_0 - \Delta P_{доб} + \Delta P_{нагн} \quad (19)$$

6. По полученным значениям давления в точках пласта строится карта изобар.

### Контрольные вопросы

1. Основные цели и этапы выполнения работы.
2. Понятие об изотропности пластов.
3. Частные случаи записи уравнения Фурье (плоскорадиальная фильтрация, одномерная, двумерная).
4. Описание принципа суперпозиции в теории упругого режима.
5. Особенности фильтрации жидкости в экранированном пласте.

# ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 3

## РАСЧЁТ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ОДНОРОДНОМ ИЗОТРОПНОМ ПЛАСТЕ ПРИ НЕУСТАНОВИВШЕЙСЯ ФИЛЬТРАЦИИ УПРУГОЙ ЖИДКОСТИ

### Цель работы

1. Произвести расчет распределения давления двумя предложенными методами;
2. Построить кривые распределения давления не менее чем для пяти различных моментов времени;
3. Сравнить полученные результаты.

### Указания по выполнению работы

Исходные данные для расчетов приведены в приложении 1 (табл. 7). В вариантах плоскорадиального движения радиус скважины принять равным **10 см**.

### Краткие теоретические сведения

Для расчета распределения давления в пласте необходимо знать закон этого распределения, то есть зависимость давления от координат и времени  $P = f(x; y; z; t)$ . В общем случае процесс неустановившейся фильтрации может быть описан уравнением Фурье:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} = \frac{1}{\chi} \cdot \frac{\partial P}{\partial t} \quad (20)$$

Для решения это уравнение интегрируют при соответствующих граничных условиях. Существуют две группы методов решения данного уравнения: точные и приближенные.

Ниже рассмотрены наиболее простые решения для одномерного и плоскорадиального фильтрационного потоков.

### Точные решения

#### *Одномерный фильтрационный поток*

**Случай 1.** Пусть в полубесконечном пласте постоянной ширины и толщины начальное давление постоянно и равно  $P_k$ . На галерее (при  $x = 0$ ) давление мгновенно снижается до  $P_r$  и в дальнейшем поддерживается постоянным. В удаленных точках (при  $x \rightarrow \infty$ ) давление в любой момент времени остается равным  $P_k$ .

Задача заключается в определении дебита галереи и давления в любой точке пласта и в любой момент времени  $P(x, t)$ .

Решением уравнения Фурье при данных условиях будет следующая формула:

$$P = P_2 + (P_k - P_2) \operatorname{erf} \left( \frac{x}{2\sqrt{\chi t}} \right) \quad (21)$$

где  $x$  – расстояние, на котором рассчитывается давление;  $\operatorname{erf}(x)$  – интеграл вероятности, является табулированной функцией (см. приложение 4, табл. 13).

Дебит галереи:

$$Q = \frac{k}{\mu_n} \cdot \frac{P_k - P_2}{\sqrt{\pi \chi t}} \cdot ah \quad (22)$$

**Случай 2.** В таком же полубесконечном пласте, что и в случае 1 в момент времени  $t = 0$  пущена в эксплуатацию галерея с постоянным дебитом. Требуется найти давление в любой точке пласта и в любой момент времени.

Решением уравнения Фурье при данных условиях будет следующая формула:

$$P = P_2 + \frac{\mu_n \omega}{k} \left[ x \left( 1 - \operatorname{erf} \left( \frac{x}{2\sqrt{\chi t}} \right) \right) + \frac{2\sqrt{\chi t}}{\sqrt{\pi}} \left( 1 - e^{-\frac{x^2}{4\chi t}} \right) \right] \quad (23)$$

где  $\omega$  – скорость фильтрации, определяется как  $\omega = \frac{Q}{F}$ , где  $F$  – площадь сечения, перпендикулярного линиям тока.

Давление на галерее определяется по формуле:

$$P_2(t) = P_k - \frac{Q \mu_n}{ah} \cdot \frac{2\sqrt{\chi t}}{k\sqrt{\pi}} \quad (24)$$

#### *Плоскорадиальный фильтрационный поток*

В неограниченном горизонтальном пласте постоянной толщины имеется добывающая скважина (точечный сток). Начальное давление во всем пласте одинаково и равно  $P_k$ . В момент времени  $t = 0$  скважина мгновенно пущена в эксплуатацию с постоянным дебитом. В пласте образуется неустановившийся плоскорадиальный поток упругой жидкости. Уравнение распределения давления записывается в виде:

$$P = P_k - \frac{Q \mu}{4\pi kh} \cdot \left[ -E_i \left( -\frac{r^2}{4\chi t} \right) \right] \quad (25)$$

Случай пуска скважины с постоянным забойным давлением в данном курсе не рассматривается.

## Приближенные решения

Во многих случаях применение точных методов решения задач неустановившейся фильтрации является затруднительным из-за их громоздкости. В связи с этим разработаны приближенные методы, позволяющие с небольшой погрешностью решать те же задачи.

### Метод последовательной смены стационарных состояний (ПССС)

В соответствии с разработанным И.А. Чарным методом ПССС, в каждый момент времени вся область движения условно разбивается на две зоны: возмущенную и невозмущенную. В возмущенной зоне, начинающейся от стенки скважины (галереи), давление распределяется по законам стационарного движения, а внешняя граница данной области служит на этот момент условным контуром питания. В невозмущенной области давление всюду постоянно и равно  $P_k$ . Закон перемещения подвижной границы раздела ( $l(t)$  для одномерного движения и  $R(t)$  – для плоскорадиального) определяется конкретно для каждого случая.

### Одномерный фильтрационный поток

**Случай 1.** Мгновенный пуск галереи с постоянным дебитом.

Закон перемещения зоны возмущения:

$$l(t) = \sqrt{2\chi t} \quad (26)$$

Закон распределения давления:

$$P = P_k - \frac{Q\mu_n}{k ah} \cdot (\sqrt{2\chi t} - x) \quad (27)$$

**Случай 2.** Мгновенный пуск галереи с постоянным давлением.

Закон движения границы возмущенной области:

$$l(t) = 2\sqrt{\chi t} \quad (28)$$

Распределение давления в возмущенной зоне пласта:

$$P = P_k - (P_k - P_e) \cdot \left(1 - \frac{x}{2\sqrt{\chi t}}\right) \quad (29)$$

Дебит галереи:

$$Q(t) = \frac{k}{\mu_n} \cdot \frac{P_k - P_e}{2\sqrt{\chi t}} \cdot ah \quad (30)$$

### Плоскорадиальный фильтрационный поток

**Случай 1.** Мгновенный пуск скважины с постоянным дебитом.

Закон перемещения зоны возмущения:



$$R(t) = \sqrt{r_c^2 + 4\chi t} \quad (31)$$

Закон распределения давления:

$$P = P_\kappa - \frac{Q\mu_n}{2\pi kh} \cdot \ln \frac{\sqrt{r_c^2 + 4\chi t}}{r} \quad (32)$$

Случай с мгновенным пуском скважины с постоянным забойным давлением в данном пособии не рассматривается.

### Метод Пирвердяна

Этот метод аналогичен методу ПССС и уточняет его. Поток также условно разбивается на две зоны: возмущенную и невозмущенную. Но, в отличие от метода ПССС, распределение давления в пределах возмущенной области задается другим образом. В невозмущенной зоне давление также постоянно и равно  $P_\kappa$ .

**Случай 1.** Мгновенный пуск галереи с постоянным дебитом.

Закон перемещения зоны возмущения:

$$l(t) = \sqrt{6\chi t} \quad (33)$$

Закон распределения давления:

$$P = P_\kappa - \frac{Q\mu_n}{2kah} \cdot \sqrt{6\chi t} \cdot \left(1 - \frac{x}{\sqrt{6\chi t}}\right)^2 \quad (34)$$

**Случай 2.** Мгновенный пуск галереи с постоянным давлением  $P_\Gamma$ .

Закон перемещения зоны возмущения:

$$l(t) = \sqrt{12\chi t} \quad (35)$$

Закон распределения давления

$$P = P_\kappa - (P_\kappa - P_\Gamma) \cdot \left(1 - \frac{x}{\sqrt{12\chi t}}\right)^2 \quad (36)$$

Дебит галереи:

$$Q = \frac{2kah}{\mu_n} \cdot \frac{P_\kappa - P_\Gamma}{\sqrt{12\chi t}} \quad (37)$$

### Метод интегральных соотношений

Метод интегральных соотношений (МИС) предложен Г.И. Баренблаттом, основан на разделении пласта на возмущенную и невозмущенную зоны. Принципиальным отличием метода является идея о существовании некоторой аналогии между возмущенной зоной, рассматриваемой в задачах теории упругого режима, и пограничным слоем, исследуемым в гидродинамических задачах о движении вязкой жидкости. С учетом данной аналогии автором метода предложено использовать приближенные методы теории пограничного слоя к решению задач неустановившейся фильтрации жидкости.

В соответствии с методом, в невозмущенной части пласта движение отсутствует, давление всюду постоянно и равно начальному. В возмущенной части пласта распределение давления представляется в виде:

$$P = A \cdot \ln \frac{r}{R} + B_0 + B_1 \cdot \frac{r}{R} + B_2 \cdot \left(\frac{r}{R}\right)^2 + \dots + B_n \cdot \left(\frac{r}{R}\right)^n \quad (38)$$

где  $R$  – радиус границы возмущенной зоны;  $A, B_0, B_1 \dots B_n$  – коэффициенты многочлена с коэффициентами, зависящие от времени.

Задача сводится к получению коэффициентов многочлена, которые должны удовлетворять граничным условиям на стенке скважины и на границе зоны возмущения; а также особым интегральным соотношениям, полученным Г.И. Баренблаттом. Показатель степени  $n$  определяет точность полученного решения: чем выше требуется точность, тем больше должно быть значение  $n$ .

В данной работе предлагается решение уравнения пьезопроводности методом интегральных соотношений, полученное для радиального движения жидкости к скважине с постоянным дебитом. При этом давление в любой точке пласта (в пределах возмущенной зоны) в любой момент времени определяется в соответствии с уравнением:

$$P(r, t) = P_k - \frac{Q\mu_n}{2\pi kh} \cdot \left[ \ln \frac{\sqrt{r_c^2 + 12\chi t}}{r} - 1 + \frac{r}{\sqrt{r_c^2 + 12\chi t}} \right], \quad (39)$$

а закон перемещения зоны возмущения имеет вид:

$$R(t) = \sqrt{r_c^2 + 12\chi t}, \quad (40)$$

### **Порядок выполнения работы**

1. Определяется пьезопроводность пласта по формуле (17).
2. По приближенному методу, задавшись определенным размером зоны возмущения (от 500 м), определяется время ( $t$ ) прохождения зоны возмущения заданного расстояния.
3. Для 5-ти моментов времени в полученном интервале рассчитывается давление на 5-ти различных расстояниях скважины/галереи стока. Расчет проводится по методам решения уравнения Фурье, принимаемым в соответствии с исходными данными (табл7).
4. Строятся графики распределения давления для 5-ти различных моментов времени.

### **Контрольные вопросы**

1. Основные цели и этапы выполнения работы.
2. Установившаяся и неуставившаяся фильтрация в пласте.

3 Сущность точных методов решения уравнения пьезопроводности.

4. Сущность приближенных методов решения уравнения пьезопроводности.  
Метод ПССС.

5. Сущность приближенных методов решения уравнения пьезопроводности.  
Метод Пирвердяна.

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 4

### ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН МЕТОДОМ УСТАНОВИВШИХСЯ ОТБОРОВ ПРИ ДВИЖЕНИИ ПО ПЛАСТУ ДВУХФАЗНОГО ПОТОКА

#### Цель работы

1. Построить индикаторную диаграмму скважины, добывающей нефтегазовую смесь;
2. Определить фильтрационные параметры пласта (абсолютную проницаемость, гидропроводность).

#### Указания по выполнению работы

Исходные данные для построения индикаторной диаграммы и выполнения расчетов приведены в приложении 1 (табл. 8). Радиус скважины принять равным 10 см.

#### Краткие теоретические сведения

При снижении пластового и (или) забойного давлений ниже величины давления насыщения нефти газом в пласте возникает движение нефтегазовой смеси. Индикаторные диаграммы скважин, добывающий такую смесь, имеют форму выпуклой кривой. В условиях двухфазного потока по индикаторной диаграмме, построенной в координатах  $Q_{\text{ж}} - \Delta P_c$ , нельзя определить абсолютную проницаемость. Полученная величина проницаемости при обработке какого-либо участка индикаторной диаграммы будет характеризовать лишь проницаемость пород при данной ее газонасыщенности. Поэтому, для определения абсолютной проницаемости, обработка данных исследования скважины методом установившихся отборов ведется по методике, предложенной И.Д. Амелиным совместно с Г.Л. Говоровой, основанной на введении в расчеты функции С.А. Христиановича ( $H$ ).

В соответствии с данной методикой, индикаторная диаграмма строится в координатах  $Q_{\text{ж}} - \Delta H$ , где  $\Delta H = H_k - H_c$  - разность между значениями функции Христиановича на контуре питания и в скважине. Величина  $\Delta H$  учитывает фазовую проницаемость и соответствует части депрессии на забое скважины, продвигающей по пласту только жидкость, поэтому  $\Delta H < \Delta P_c$ .

При движении газированной жидкости по линейному закону фильтрации формула для определения дебита нефти имеет вид:

$$Q_n = \frac{2\pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta H}{\mu_n \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (41)$$

Формула для определения коэффициента проницаемости пласта:

$$k = \frac{Q_n \cdot \mu_n \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}}{\Delta H \cdot 2\pi \cdot h} \quad (42)$$

## Порядок выполнения работы

1. По известным  $P_k$  и  $P_c$  определяются соответствующие значения функции Христиановича для каждого установившегося режима отбора жидкости по следующей схеме:

$$P \rightarrow P_{np} \rightarrow P^* \rightarrow H^* \rightarrow H \quad (43)$$

$$P_{np} = \frac{P}{P_{am}} \quad (44)$$

$$P^* = \frac{P_{np}}{\xi} \quad (45)$$

где

$$\xi = \Gamma \cdot \frac{\mu_g}{\mu_n} \quad (46)$$

газовый фактор:

$$\Gamma = \frac{Q_g}{Q_n} \quad (47)$$

$$H^* = \frac{H}{P_{am} \cdot \xi} \quad (48)$$

При известном значении безразмерного давления  $P^*$  можно определить  $H^*$  и значение функции Христиановича:

$$\begin{aligned} H^* &= 0,4 \cdot P^* \text{ при } P^* \leq 15 \\ H^* &= 0,64 \cdot P^* - 3,6 \text{ при } 15 < P^* \leq 40 \\ H^* &= 0,72 \cdot P^* - 6,8 \text{ при } P^* > 40 \end{aligned} \quad (49)$$

2. По формуле (49) определяются значения величин  $H$ , рассчитываются  $\Delta H$ .

3. По значениям  $Q_n$  и  $\Delta H$  в системе прямоугольных координат строится индикаторная диаграмма, на которой выделяется прямолинейный участок и подсчитывается коэффициент продуктивности:

$$K_{prod} = \frac{Q_n}{\Delta H} \quad (50)$$

4. По найденному коэффициенту продуктивности определяют проницаемость пласта по формуле (42).

## **Контрольные вопросы**

1. Основные цели и этапы выполнения работы.
2. Условие возникновения и особенности фильтрации нефтегазовой смеси.
3. Порядок обработки индикаторных диаграмм при фильтрации по пласту нефтегазовой смеси.
4. Понятие о функции Христиановича, порядок ее определения.

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 5 ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН МЕТОДОМ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

### Цель работы

Определить фильтрационные параметры удаленной зоны пласта (УЗП) и оценить состояние прискважинной зоны пласта (ПЗП) по результатам исследования скважины при неустановившихся режимах.

### Указания по выполнению работы

Исходные данные и результаты замера давлений представлены в приложении 1 (табл. 9-10). Коэффициент пористости принять равным 20%; коэффициент объемного сжатия жидкости  $5 \cdot 10^{-10}$  1/Па, коэффициент объемного сжатия породы  $1 \cdot 10^{-10}$  1/Па, радиус скважины 10 см, объемный коэффициент нефти 1,15. Для студентов заочной формы обучения методы для обработки КВД определяются на установочных лекциях.

### Краткие теоретические сведения

#### *Метод касательной*

Для определения свойств удаленной зоны пласта по кривым восстановления давления (КВД) может быть применен метод касательной, основанный на уравнении упругого режима, которое описывает процесс восстановления давления в скважине:

$$\Delta P = \frac{Q\mu_n}{4\pi kh} \cdot \ln \left( \frac{2,246 \chi t}{r_c^2} \right) = \frac{Q\mu_n}{4\pi kh} \cdot \ln \frac{2,246 \chi}{r_c^2} + \frac{q\mu_n}{4\pi kh} \cdot \ln t \quad (51)$$

или

$$\Delta P = A_{КВД} + B_{КВД} \cdot \ln t \quad (52)$$

где  $t$  – время, прошедшее после остановки скважины;  $\Delta P$  – приращение давления на забое скважины за время  $t$ .

Формула (52) является уравнением прямой линии в координатах  $\Delta P, \ln t$  (рис. 6). Поэтому теоретическая КВД в данных координатах должна иметь вид прямой с угловым коэффициентом  $B_{КВД}$  и отсекаемым на оси ординат отрезком  $A_{КВД}$ . На практике форма КВД искажается из-за продолжающегося притока жидкости в скважину после ее остановки (немгновенная остановка скважины) и изменения характеристик пласта в ПЗП.

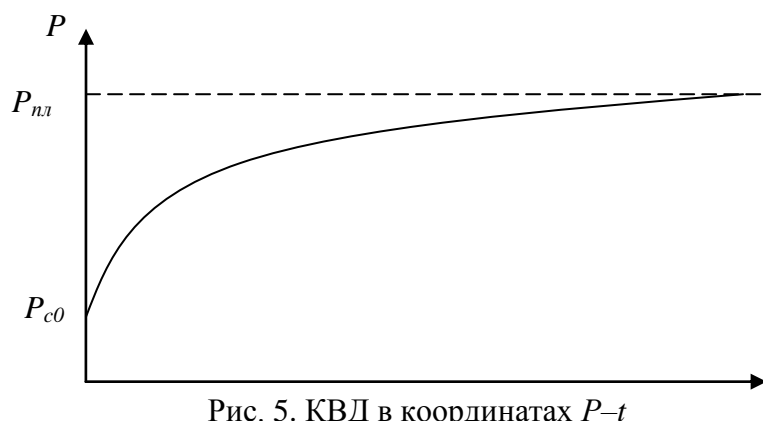


Рис. 5. КВД в координатах  $P-t$

Эти факторы, как правило, влияют на форму начального участка кривой, который следует исключить из обработки.

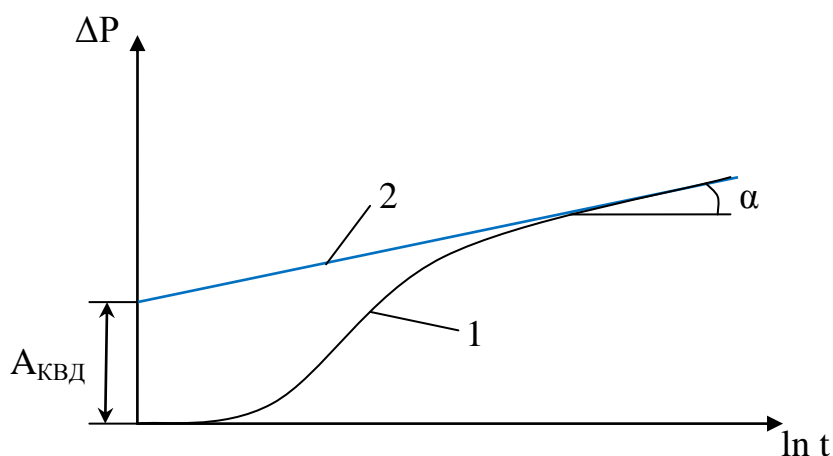


Рис. 6. Фактическая (1) и теоретическая (2) кривые восстановления давления

Для обработки следует выбирать участок, на котором КВД приближается к своей асимптоте. Продолжением прямолинейного участка до оси ординат определяют значение  $A_{КВД}$ , по уклону этого участка – значение  $B_{КВД}$  ( $B_{КВД} = tg \alpha$ ).

Определяется гидропроводность:

$$B_{КВД} = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} \quad (53)$$

$$\varepsilon = \frac{k \cdot h}{\mu_n} = \frac{Q}{4\pi B_{КВД}} \quad (54)$$

и проницаемость удаленной части пласта

$$k = \frac{\varepsilon \cdot \mu_n}{h} \quad (55)$$

Метод касательной является распространенным и часто используемым в практике интерпретации КВД. Его основным преимуществом считается простота применения, основным недостатком – сложность выбора прямолинейного участка для обработки.



### **Метод Хорнера**

Метод Хорнера, учитывающий продолжительность работы скважины до остановки на исследование, основан на использовании уравнения:

$$P_c(t) = P_{пл} - \frac{Q\mu_n}{4\pi kh} \cdot \ln\left(\frac{t}{T+t}\right), \quad (56)$$

где  $T$  – продолжительность работы скважины до остановки.

Обработка КВД по методу Хорнера ведется в координатах  $P_c(t) - \ln\left(\frac{t}{T+t}\right)$  (рис. 7). В этих координатах на графике выбирается прямолинейный участок для дальнейшей обработки, соответствующий завершающему периоду восстановления давления. По уклону этого участка определяются гидропроводность (формула (54)) и проницаемость (формула (55)) удаленной зоны пласта. Также обработка КВД методом Хорнера позволяет определять пластовое давление, в качестве которого принимается величина отрезка, отсекаемого продолжением обрабатываемого участка на оси ординат (рис.7).

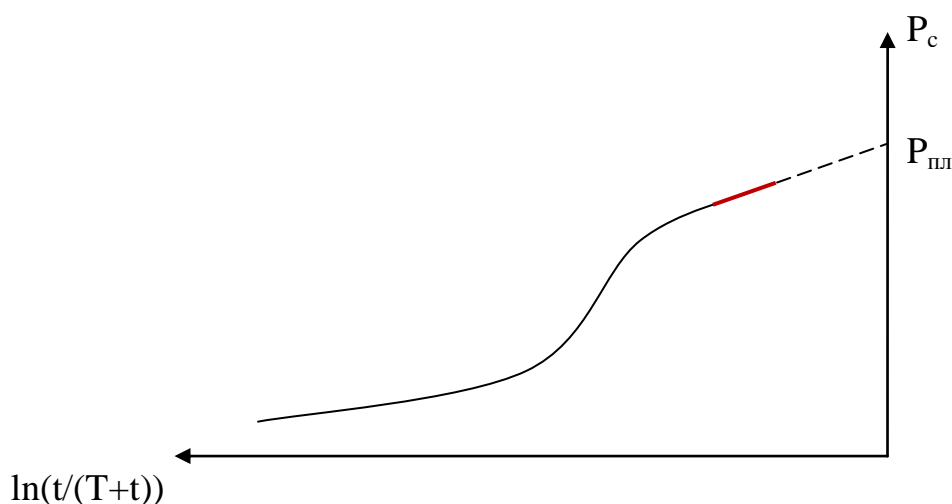


Рис. 7. Обработка КВД методом Хорнера

### **Методика определения скин-фактора**

Рассмотренные выше методы позволяют определять фильтрационные характеристики удаленных от скважин зон продуктивных пластов. На практике важной является задача оценки состояния прискважинных зон. Одним из распространенных методов решения этой задачи является методика, основанная на вычислении величины скин-фактора  $S$ , который выражает потерю полезной депрессии вследствие наличия дополнительных фильтрационных сопротивлений в этой зоне. Величина  $S$  будет положительной, если проницаемость ПЗП меньше проницаемости его удаленной части. И, наоборот, при улучшенном состоянии ПЗП скин-фактор принимает отрицательные значения.

Скин-фактор может быть определен по формулам:

$$S = 1,15 \cdot \left( \frac{\Delta P}{B_{КВД}} - \lg \frac{2,246 \chi t}{r_c^2} \right) \quad (57)$$

или

$$S = \ln \frac{r_c}{r_{сп}}, \quad (58)$$

в которой приведенный радиус скважины

$$r_{сп} = \sqrt{\frac{2,25 \cdot \chi}{e^{\frac{A_{КВД}}{B_{КВД}}}}}, \quad (59)$$

где  $\Delta P$  – прирос забойного давления после остановки скважины, соответствующий времени  $t$ ;  $A_{КВД}$  – отрезок, отсекаемый продолжением выделенного прямолинейного участка на оси ординат;  $B_{КВД}$  – уклон этого участка (рис. 6).

Коэффициент пьезопроводности  $\chi$  определяется для удаленной зоны пласта по определенной при обработке проницаемости по формуле (55).

Найденный таким образом скин-фактор характеризует суммарные потери давления в прискважинной зоне, обусловленные и изменением проницаемости, и гидродинамическим несовершенством скважины. Для того, чтобы разграничить эти факторы, нужно знать коэффициент, учитывающий несовершенство скважины и вычислять скин-фактор, отражающий изменение проницаемости, или наоборот. Данное условие является основным недостатком описанной методики оценки состояния ПЗП.

### ***Построение «теоретической» КВД***

Методика основана на детальном анализе кривых распределения давления в зонально-неоднородных пластах и позволяет качественно оценить состояние околоскважинных зон продуктивных пластов.

Методика оценки состояния ОЗП следующая:

1. По данным исследования скважины производится обработка КВД методом касательной с определением фильтрационных параметров (проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность) удаленной зоны пласта.

2. Находится значение  $A_m$  – отрезка на оси ординат в полулогарифмических координатах, отсекаемого теоретической КВД, построенной без учета влияния послепритока для однородного пласта,

$$A_m = \frac{Q\mu_n}{4\pi k h} \cdot \ln \left( \frac{2,246 \chi}{r_c^2} \right) \quad (60)$$

3. По найденному значению  $A_m$  и определенному при обработке методом касательной уклону (который остается неизменным) строится теоретическая КВД.

4. По взаимному расположению теоретической КВД и выделенного прямолинейного участка на фактической КВД делается вывод о состоянии ОЗП:

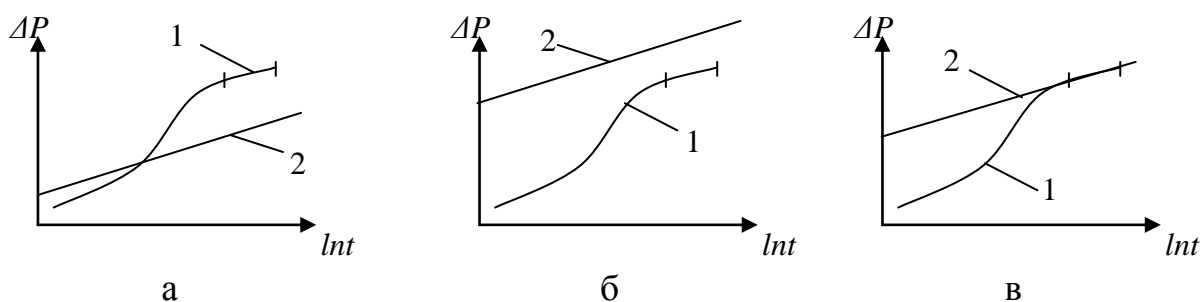


Рис.8. Взаимное расположение теоретической и фактических КВД  
1 – выделенный прямолинейный участок фактической КВД, 2 – теоретическая КВД

Взаимное расположение теоретической и фактической КВД на рис. 8,а соответствует ухудшенному, на рис. 8,б– улучшенному состоянию ПЗП. В случае однородного пласта взаимное расположение имеет вид, показанный на рис. 8,в.

Данная методика не может быть использована в том случае, когда КВД в полулогарфмических координатах не выходит на асимптоту, т.е. не выделяется прямолинейный участок для обработки.

Помимо описанных методов существует множество методик оценки свойств удаленной и прискважинной зон пласта. На практике широкое распространение получили методы обработки КВД с учетом послепритока (дифференциальные, интегральные), метод детерминированных моментов давления, метод Полларда.

### Порядок выполнения работы

1. Подготовка исходных данных. Для проведения обработки КВД некоторыми методами необходимо аппроксимировать результаты исследования, т.е. разбить общее время исследования на равные промежутки и определить соответствующие значения давлений на забое и в затрубном пространстве;
2. Определение пластового давления;
  - 2.1. Метод Хорнера;
  - 2.2. Метод детерминированных моментов давления;
  - 2.3. Метод произведения;
3. Определение свойств удаленной зоны пласта;
  - 3.1. Метод касательной;
  - 3.2. Метод Хорнера;
  - 3.3. Дифференциальный метод Борисова [4];
  - 3.4. Интегральный метод Баренблатта и др. [4];
4. Оценка состояния призабойной зоны пласта

- 4.1. Метод построения теоретической КВД;
- 4.2. Метод Полларда[3];
- 4.3. Метод определения скин-эффекта (по двум формулам);
- 4.4. Метод детерминированных моментов;
5. Выводы

### **Контрольные вопросы**

1. Основные цели и этапы выполнения работы.
2. Сущность гидродинамических исследований скважин методом восстановления давления.
3. Методы оценки свойств УЗП по кривым восстановления давления.
4. Методы оценки свойств ПЗП по кривым восстановления давления.
5. Методы обработки КВД с учетом послепритока.

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 6 УСТАНОВИВШАЯСЯ ФИЛЬТРАЦИЯ ЖИДКОСТИ В ДЕФОРМИРУЕМОМ ТРЕЩИННОМ ПЛАСТЕ

### Цель работы

1. Определить значение коэффициента трещинной проницаемости;
2. Построить индикаторные кривые при фильтрации несжимаемой жидкости в деформируемом трещиноватом пласте для эксплуатационной и нагнетательной скважин;
3. Оценить возможность обработки индикаторной диаграммы классическими методами.

### Указания по выполнению работы

Исходные данные для выполнения расчетов приведены в приложении 1 (табл. 11).

### Краткие теоретические сведения

При рассмотрении фильтрации жидкости в деформируемом трещинном пласте различают чисто трещинные и трещинно-пористые коллекторы. Если в первых движение происходит только в трещинах, то во вторых – в трещинах и пористых блоках, расположенных между трещинами. Трещинно-пористую среду рассматривают как совокупность двух разномасштабных пористых сред: первая среда, в которой поровыми каналами служат трещины, а пористые блоки между ними – зернами породы, характеризуется своей пористостью  $m_m$  и проницаемостью  $k_m$ ; вторая среда – система пористых блоков, характеризуется своей пористостью  $m_n$  и проницаемостью  $k_n$ .

Пористость  $m_m$  и проницаемость  $k_m$  чисто трещинных пластов определяются плотностью трещин  $\Gamma$ , геометрией систем трещин в породе и их средним раскрытием  $\delta$ .

Плотностью трещин  $\Gamma$  называется число трещин, приходящееся на единицу длины секущей, нормальной к поверхностям, образующим трещины.

Пористость  $m_m$  связана с плотностью трещин и средним их раскрытием соотношением

$$m_m = \theta \cdot \Gamma \cdot \delta \quad (61)$$

где  $\theta$  – коэффициент, учитывающий геометрию систем трещин.

Коэффициент проницаемости изотропного трещиноватого пласта выражается через плотность трещин и их среднее раскрытие соотношением

$$k_m = \frac{\theta \cdot \Gamma \cdot \delta^3}{12} = \frac{m_m \cdot \delta^2}{12} \quad (62)$$

## Порядок выполнения работы

1. Определение значения коэффициента проницаемости деформируемого трещинного коллектора  $k_{m0}$ .

Изменение раскрытия трещин при изменении пластового давления определяется упругими деформациями в трещиноватом пласте. В этом случае изменение коэффициента проницаемости описывается следующими формулами:

$$k_m = k_{m0} \cdot [1 - \alpha \cdot (P_\kappa - P)] \quad (63)$$

$$k_m = k_{m0} \cdot e^{-\alpha(P_\kappa - P)} \quad (64)$$

где  $\beta_m$  – упругая константа;  $\beta$  – комплексный параметр трещинной среды.

$$\beta_m = \frac{1 - 2\Omega}{E} \quad (65)$$

$$\beta = \beta_m \frac{l}{\delta_0} \quad (66)$$

$$\alpha = 3\beta \quad (67)$$

Для студентов с нечетными вариантами необходимо использовать формулу (63), с четными – (64).

2. Моделирование индикаторной диаграммы, принимая зависимость коэффициента трещинной проницаемости от давления в виде:

$$k_m = k_{m0} \cdot [1 - \alpha \cdot (P_\kappa - P)] \quad (68)$$

$$k_m = k_{m0} \cdot [1 - \beta \cdot (P_\kappa - P)]^3 \quad (69)$$

Для зависимости (68) формулы дебита эксплуатационной и нагнетательной скважин записываются в виде:

$$Q_{\text{экс}} = \frac{2\pi k_{m0} h \cdot (P_\kappa - P_c) \cdot \left[1 - \frac{\alpha}{2} (P_\kappa - P_c)\right]}{\mu \cdot \ln \frac{R_\kappa}{r_c}} \quad (70)$$

$$Q_{\text{наг}} = \frac{2\pi k_{m0} h \cdot (P_\kappa - P_c) \cdot \left[1 + \frac{\alpha}{2} (P_\kappa - P_c)\right]}{\mu \cdot \ln \frac{R_\kappa}{r_c}} \quad (71)$$

Для зависимости (69):

$$Q_{\text{экс}} = \frac{\pi k_{m0} h \cdot [1 - [1 - \beta(P_\kappa - P_c)]^4]}{2\mu \cdot \beta \cdot \ln \frac{R_\kappa}{r_c}} \quad (72)$$

$$Q_{\text{наг}} = \frac{\pi k_{m0} h \cdot [1 - [1 + \beta(P_\kappa - P_c)]^4]}{2\mu \cdot \beta \cdot \ln \frac{R_\kappa}{r_c}} \quad (73)$$

Задаваясь различными значениями депрессии, подсчитываются соответствующие дебиты, результаты сводятся в таблицу, затем строятся графики в координатах  $Q - \Delta P$ .

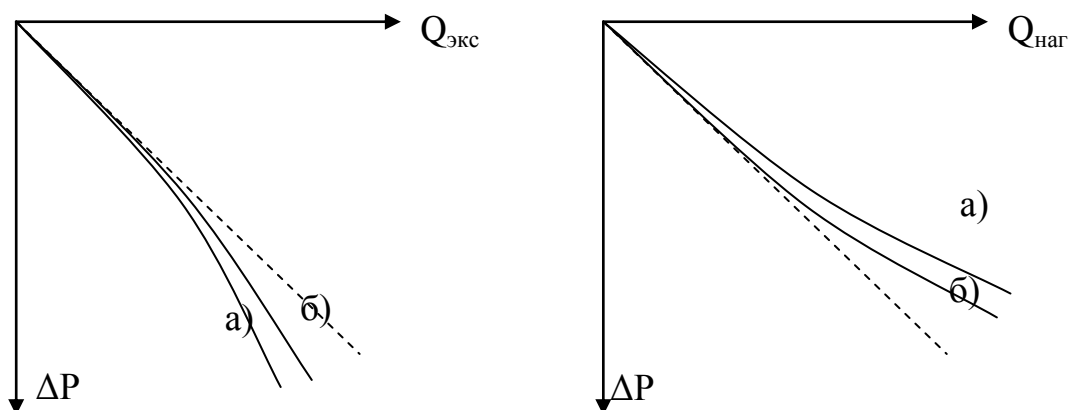


Рис. 9. Индикаторные диаграммы в добывающей и нагнетательной скважинах

**3.** После моделирования индикаторной диаграммы проводится оценка возможности обработки результатов классическими методами (по закону линейной фильтрации, по двучленной формуле притока), с целью определения проницаемости трещинного коллектора.

### Контрольные вопросы

1. Основные цели и этапы выполнения работы.
2. Основные характеристики трещинно-поровых сред.
3. Основные особенности фильтрации жидкости в трещинном коллекторе.
4. Обработка индикаторных диаграмм при фильтрации жидкости в трещинном коллекторе.

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 7 МОДЕЛЬ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПЛАСТА

### Цель работы

Определение фильтрационных характеристик модели нефтяного пласта на экспериментальном стенде при различных параметрах фильтрации

### Указания по выполнению работы

Динамическую вязкость жидкости принять равной 1 мПа·с; геометрические размеры модели пласта.

### Основные узлы лабораторного стенда

Лабораторный стенд размещается на двух профильных плитах, а те в свою очередь на трех мобильных основаниях. Насос и бак для хранения запаса жидкости размещены в правой части стола, модель пласта с датчиками давления и расхода жидкости установлена в середине стола. В левой части стола размещен блок подготовки воздуха, регулятор давления воздуха, а так же датчик расхода воздуха и жидкости. Консоль управления стендом размещена в правом мобильном основании.

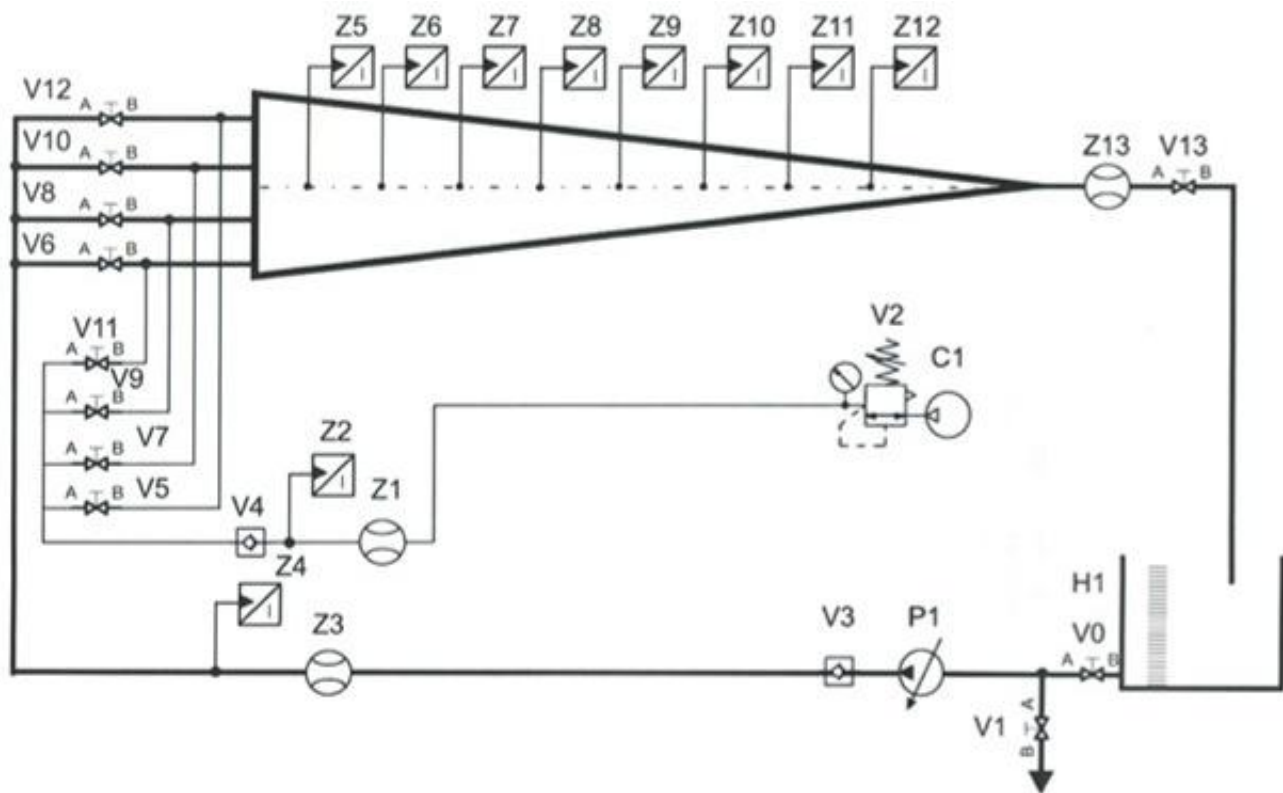


Рис. 10. Принципиальная схема лабораторного стенда



### Спецификация схемы:

Z5-Z12	–датчики давления PN2009
Z2	–датчик давления SDE
Z1	–датчик расхода SD6000
Z3, Z13	–датчики расхода SU7000
V01, V1, V5-V12	–отсечные краны
V3, V4, V13	– обратные клапаны
V2	– регулятор давления
C1	–компрессор
P1	– насос
H1	– бак

Модель пласта выполнена из трех акриловых пластин, стянутых стальными шпильками. В качестве наполнителя в модель пласта засыпан кварцевый песок ВС-050-1 (зернистость 0,5-1 мм по ГОСТ 22551-77). На входе и выходе из модели пласта засыпано по 0,5 кг промытого щебня. Такое решение позволяет исключить уплотнение песка перед выходным каналом модели и снижает выходное сопротивление канала.

Рабочая жидкость, используемая в настоящем лабораторном стенде – дистиллированная вода (около 20 литров). Жидкость подается в модель пласта непосредственно насосом P1 (через краны V6, V8, V10, V12).

**Внимание! В процессе проведения эксперимента, не превышайте давление 1,5 бар (контролируйте по манометру на регуляторе давления V1).**

Жидкость, вытекающая из модели пласта, сливается в бак H1 (через кран V13). Сжатый воздух подается в модель пласта (через краны V5, V7, V9, V11) компрессором.

Для наглядности все магистрали, по которым протекает жидкость, сделаны прозрачными. Все магистрали, по которым идет сжатый воздух – синего цвета.

Для исключения попадания жидкости в пневматические магистрали используются обратные клапаны.

**Внимание! В процессе проведения эксперимента, следите за уровнем жидкости в баке H1, не допускайте захватывания воздуха насосом.**

### Подготовка лабораторного стенда к работе

1. *Включение питания стенда* осуществляется с помощью ключа на консоли управления. При этом должны загореться индикаторы на датчиках и лампа Start на консоли управления.

2. *Включение компрессора.* Перед включением компрессора убедитесь, что полностью закрыты все краны. Включив компрессор тумблером на корпусе компрессора, настройте регулятор давления V1 на давление 1 бар.

3. *Подключение компьютера.* Для обработки результатов экспериментов, снятия характеристик и визуализации лабораторной работы, стенд оснащен персональным компьютером и так же программной визуализации и обработки данных LabVIEW8.5. Лабораторный стенд соединяется с компьютером через USB-порт, кабель от АЦП NationalInstrumentsподключается к USB-порту компьютера.

4. *Запуск программного обеспечения.* После загрузки компьютера необходимо запустить файл «Plast\_PGTU.exe».

## Управление лабораторным стендом при помощи программного пакета LabView

В главном окне проекта располагаются:

1. Осциллограммы датчиков давления, расположенных на оси модели пласта;

2. Осциллограммы датчиков расхода жидкости на входе в модель пласта и на выходе из него;

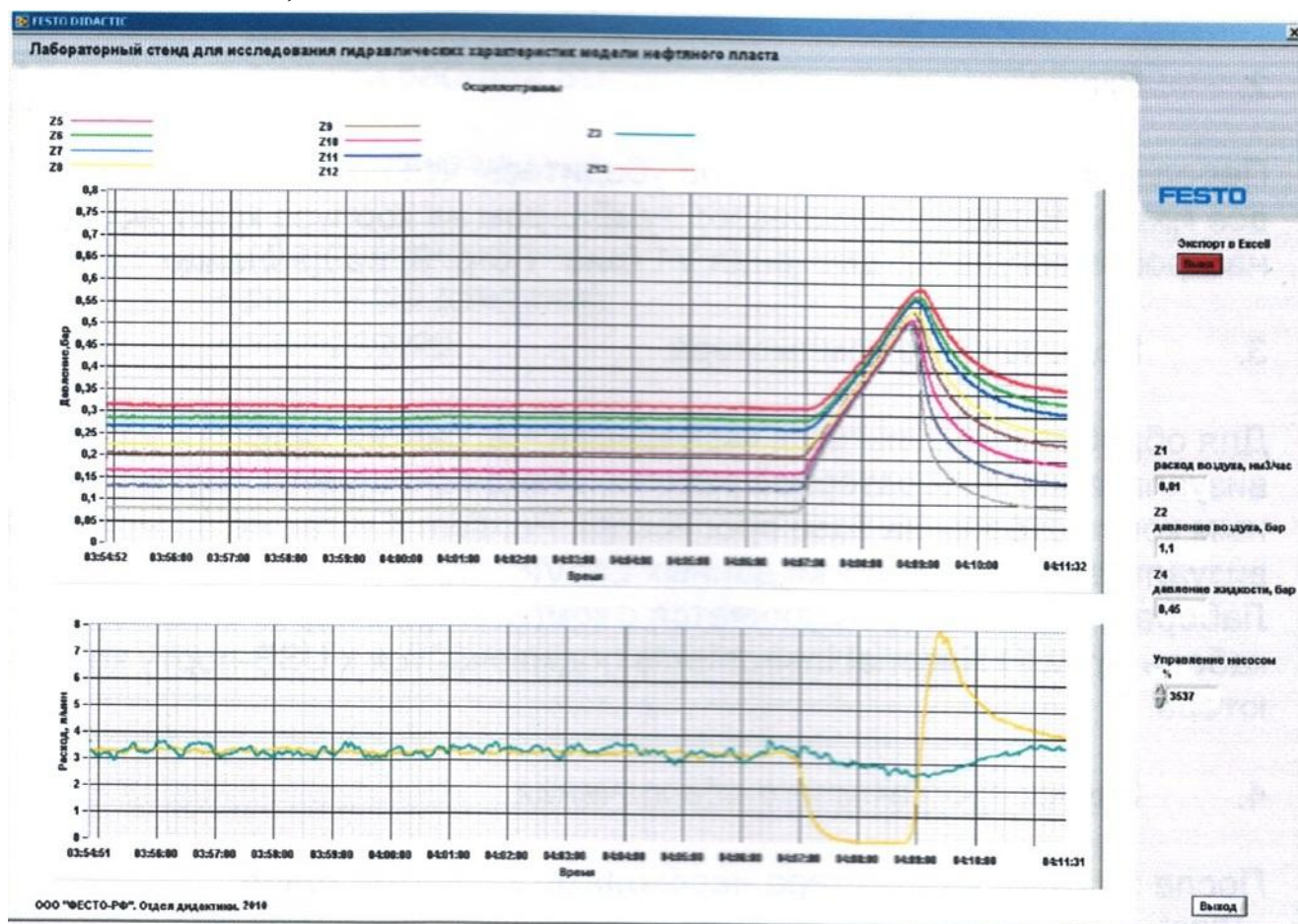


Рис. 11. Главное окно проекта

3. Показания датчиков расхода и давления, находящихся перед моделью пласта и после него;

4. Индикатор управления насосом.

Для снятия характеристик с осциллограмм – нажать кнопку «Выкл».

Для выхода из программы нажать кнопку «Выход».

Все данные будут записаны в протокол «протокол\_Plast.txt».

### **Выключение стенда**

1. Выключить насос P1.
2. Выдавить жидкость из модели пласта в бак Н1.
3. Выключить компрессор.
4. Настроить регулятор давления V1 на 0 бар.
5. Закрыть все краны.
6. Выключить блоки питания.

### **Требования техники безопасности**

1. Перед включением пневматического питания убедитесь в надежном подключении всех пневматических шлангов и в закрытии всех кранов.

2. Перед открытием кранов V9, V11, V13, V15 настроить регулятор на блоке подготовки воздуха на давление 1 бар.

3. Любые перекоммутации или разъединение пневматических соединений допускается только при отключенном пневматическом питании.

4. **Внимание!!!** Запрещается подавать в модель пласта давление более 1,5 бар.

### **Порядок выполнения работы**

1. Подготовить лабораторный стенд к работе в соответствии с методическими указаниями.

2. Согласовать с преподавателем значения расход жидкости на различных режимах работы насоса  $Q_i$ .

3. Подготовить форму табл. 1 для нескольких замеров.

4. Определить коэффициент проницаемости модели пласта при установившихся режимах фильтрации жидкости.

При различных значениях расхода жидкости (датчик **Z3**) провести замер давления по датчикам **Z5** и **Z12**. По полученным значениям расхода и давления строится диаграмма в координатах  $Q - \Delta P$ , по которой определяется коэффициент продуктивности (1) и коэффициент проницаемости (2).

5. Определить коэффициент пьезопроводности модели пласта.

При закрытом обратном клапане **V13**, в модели пласта создается постоянное давление, не превышающее 1,5 бар. После достижения заданного давления насос P1 выключают. Затем, открыв обратный клапан **V13**, начинается процесс падения давления, при этом фиксируется расход жидкости по датчику **Z13** и время, в

течение которого происходит снижение давления в модели пласта. По полученным данным из основного уравнения упругого режима (48) определяется коэффициент пьезопроводности.

6. Выключить стенд в соответствии с методическими указаниями.
7. Закончить эксперимент.
8. Заполнить форму табл. 1. для каждого режима.
9. Сделать выводы по лабораторной работе.

Таблица 1

Таблица результатов эксперимента лабораторной работы и их обработки

Номер замера	Результаты эксперимента							
	Управление насосом, %	Расход жидкости, м <sup>3</sup> /час <b>Z3</b>	Давление жидкости, бар		Начальное давление в пласте, бар <b>Z5-Z12</b>	Конечное давление в пласте, бар <b>Z5-Z12</b>	Расход жидкости, м <sup>3</sup> /час <b>Z6</b>	Время снижения давления, мсек
			<b>Z5</b>	<b>Z12</b>				
1	2	3	4	5	7	8	9	10

### Контрольные вопросы

1. Основные цели и этапы выполнения работы.
2. Описание основных узлов лабораторного стенда.
3. Основные функции программного пакета LabView.
4. Описание процедуры проведения эксперимента на лабораторном стенде.

## ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 8

### МОДЕЛЬ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА. ИССЛЕДОВАНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПЛАСТА

#### Цель работы

Построить кривые распределения давления в модели пласта при различных значениях расхода жидкости, а так же определить влияние газа в процессе фильтрации газожидкостной смеси в модели пласта.

#### Указания по выполнению работы

Динамическую вязкость жидкости принять равной 1 мПа·с. Расход жидкости на различных режимах работы насоса  $Q_{жж}, м^3/час$ ; расход воздуха  $Q_{в}, м^3/час$  согласовать с преподавателем.

#### Краткие теоретические сведения

При рассмотрении движения несжимаемой жидкости, имеющей вязкость  $\mu$ , в однородном горизонтальном пласте постоянной толщины в направлении от контура питания к скважине (рис.12), движение жидкости предполагается установившимся плоскорадиальным; закон фильтрации – линейный

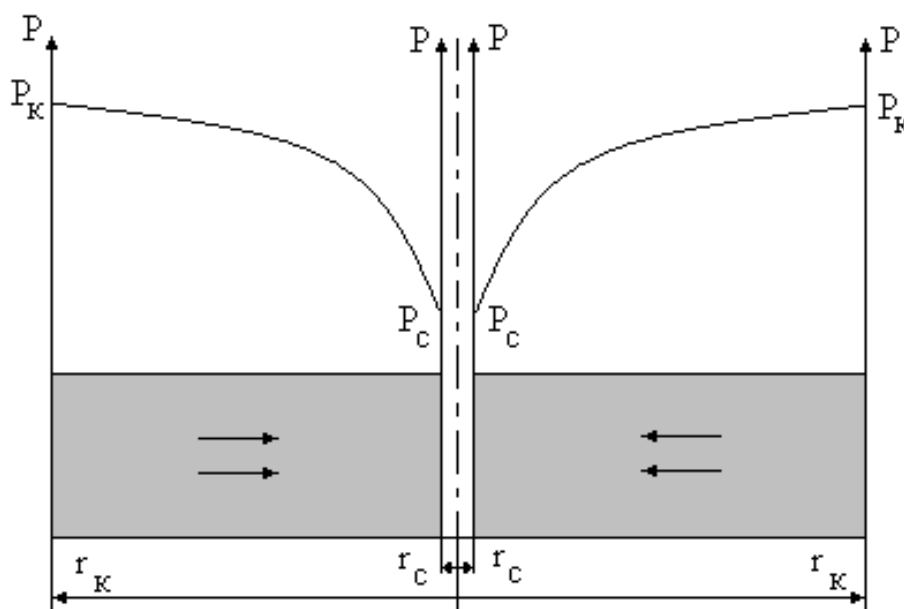


Рис. 12. Вертикальное сечение пласта и линия распределения давления для плоскорадиального потока (линия  $P_k - P_c$ )

Расход жидкости (дебит скважины) можно определить следующим образом:

$$Q = w \cdot F \quad (74)$$

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

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

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

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu_n} \cdot \frac{P_k - P_c}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (75)$$

Уравнение (75) называют формулой Дюпюи.

Уравнение распределения давления в пласте:

$$P = P_k - \frac{P_k - P_c}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \cdot \ln \frac{R_k}{r} \quad (76)$$

Из формулы (76) следует, что линия распределения давления в пласте имеет вид логарифмической кривой. Геометрическое тело, образованное вращением этой кривой вокруг оси скважины, называют воронкой депрессии.

### **Порядок выполнения работы**

1. Подготовить лабораторный стенд к работе в соответствии с методическими указаниями к лабораторной работе №7.
2. Согласовать с преподавателем значения расходов подаваемой жидкости и воздуха.
3. С помощью программного пакета LabVIEW определить значения давлений в пласте при различных режимах.
4. Подготовить форму табл. 2 для нескольких режимов.
5. Выключить стенд в соответствии с методическими указаниями.
6. Закончить эксперимент.
7. Заполнить форму табл. 2. для каждого режима.
8. Для каждого режима построить зависимости  $P=f(R)$ .
9. Выполнить сравнительный анализ полученных результатов эксперимента с расчетными значениями давления, построив распределение давления в модели пласта в соответствии с формулами (71), (72).
10. Сделать выводы по лабораторной работе.

### **Контрольные вопросы**

1. Основные цели и этапы выполнения работы.
2. Описание основных узлов лабораторного стенда.
3. Основные функции программного пакета LabView.
4. Описание процедуры проведения эксперимента на лабораторном стенде.

Таблица результатов эксперимента лабораторной работы и их обработки

Номер режима	Результаты эксперимента													
	Управление насосом, %	Расход воздуха, $\text{м}^3/\text{час}$ <b>Z1</b>	Давление воздуха, бар <b>Z2</b>	Давление жид-ти, бар <b>Z4</b>	Расход жидкости, л/мин		Давление, бар							
					на входе <b>Z3</b>	на выходе <b>Z13</b>	<b>Z5</b>	<b>Z6</b>	<b>Z7</b>	<b>Z8</b>	<b>Z9</b>	<b>Z10</b>	<b>Z11</b>	<b>Z12</b>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

## **ПОРЯДОК ЗАЩИТЫ ЛАБОРАТОРНОЙ РАБОТЫ**

Для защиты лабораторной работы студенту необходимо предоставить отчет, содержащий:

1. титульный лист (приложение №2);
2. цель лабораторной работы;
3. необходимые рисунки, схемы, графики;
4. основные расчетные формулы;
5. таблицы измерений и расчетных данных.

Защита лабораторной работы заключается в ответе на ряд контрольных вопросов, приведенных после каждой лабораторной работы.

Контрольная работа студентов заочной формы обучения состоит из трех лабораторных работ. Номера работ и вариантов выдаются преподавателем в период установочных лекций. В текстовом пояснении должны быть приведены все сведения и формулы, которые используются при выполнении работы. Расчетная часть поясняется необходимым текстом. Результаты решения приводятся в СИ, а также во внесистемных единицах, общепринятых в практике нефтегазового дела. Графики, необходимые для решения задач, приведены в приложении.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Розенберг Г.Д. Нефтегазовая гидромеханика. М.; Ижевск: Ин-т компьютер.исслед., 2003 г. – 479 с.
2. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Каневская Р.Д., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. М.- Ижевск: Ин-т компьютер.исслед., 2006 г. – 488 с.
3. Справочное руководство по разработке и эксплуатации. Добыча нефти. Под общ.ред. Ш.К. Гиматудинова / Р.С. Адриасов, И.Т. Мищенко, А.И. Петров и др. М., Недра, 1983, 455 с.
4. Чернов Б.С., Базлов М.Н., Жуков А.И. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. М. – Гостоптехиздат., 1960 г. – 320 с.
5. Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика. М.; Ижевск: РХД, 2001. – 735 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Таблица 3

Исходные данные для лабораторной работы №1

№ варианта	1 режим		2 режим		3 режим	
	Q, м <sup>3</sup> /сут	P <sub>с</sub> , МПа	Q, м <sup>3</sup> /сут	P <sub>с</sub> , МПа	Q, м <sup>3</sup> /сут	P <sub>с</sub> , МПа
1	4,5	13,2	6,8	12,3	8,8	11,5
2	9	16,2	13,5	15,3	17,5	14,5
3	46	11,052	51	13,529	55	15,692
4	13,5	18,2	20,3	17,3	26,3	16,5
5	18	23,2	27	22,3	35	21,5
6	45	12,625	50	15,520	54	18,051
7	22,5	19,2	33,8	18,3	43,8	17,5
8	27	27,2	40,5	26,3	52,5	25,5
9	44	10,921	49	13,484	53	15,729
10	31,5	15,2	47,3	14,3	61,3	13,5
11	36	14,2	54	13,3	70	12,5
12	43	9,716	48	12,051	52	14,100
13	40,5	20,2	60,8	19,3	78,8	18,5
14	45	21,2	67,5	20,3	87,5	19,5
15	42	8,826	47	10,999	51	12,909
16	49	18	63	16	84	13
17	56	17	72	15	96	12
18	41	6,594	46	8,249	50	9,706
19	63	16	81	14	108	11
20	70	15	90	13	120	10
21	40	6,171	45	7,759	49	9,160
22	77	14	99	12	132	9
23	84	13	108	11	144	8
24	39	5,841	44	7,384	48	8,748
25	91	12	117	10	156	7
26	98	11	126	9	168	6
27	38	5,584	43	7,099	47	8,442
28	90	11	120	9	165	6
29	96	10	128	8	176	5
30	37	5,389	42	6,892	46	8,226
31	102	9	136	7	187	4
32	108	11	144	9	198	6
33	36	5,248	41	6,752	45	8,093
34	114	13	152	11	209	8
35	120	15	160	13	220	10
36	35	5,256	40	6,808	44	8,194
37	126	17	168	15	231	12
38	132	19	176	17	242	14
39	34	5,861	39	7,644	43	9,241
40	138	21	184	19	253	16
41	144	23	192	21	264	18
42	33	6,583	38	8,648	42	10,503
43	125	26	175	24	250	21
44	130	28	182	26	260	23
45	32	5,734	37	7,568	41	9,218
46	135	27	189	25	270	22
47	140	26	196	24	280	21
48	31	6,590	36	8,767	40	10,731
49	145	25	203	23	290	20
50	150	24	210	22	300	19

Таблица 4

## Исходные данные для лабораторной работы №1

№ варианта	h, м	a, м	L, м	2σ, м	d <sub>0</sub> , мм	γ, см	N	μ <sub>n</sub> , мПа·с	P <sub>0</sub> , МПа	r <sub>к</sub> , м	m, д.ед.	X	Y
1	10	500	2000	200	16	3	140	1,2	15	200	0,15	60	20
2	9	600	2100	210	18	4	126	1,3	18	220	0,16	65	22
3	8	700	2200	220	20	5	112	1,4	20	240	0,17	70	24
4	7	800	2300	230	22	6	98	1,5	25	260	0,18	75	26
5	6	900	2400	240	16	7	84	0,95	21	280	0,19	70	28
6	5	1000	2500	250	18	8	70	1,7	29	300	0,2	65	30
7	7	1100	2600	260	20	9	98	1,8	17	320	0,21	60	32
8	9	1200	2700	270	22	10	126	0,9	16	340	0,22	55	34
9	11	1300	2800	280	16	3	154	2	22	330	0,23	50	36
10	13	1400	2900	290	18	4	182	2,1	23	320	0,24	45	38
11	15	1500	3000	300	20	5	210	2,2	25	310	0,25	40	40
12	17	1400	3100	310	22	6	238	2,3	24	300	0,24	50	42
13	19	1300	3200	320	16	7	266	0,85	23	290	0,23	60	44
14	21	1200	3100	310	18	8	294	2,5	22	280	0,22	70	46
15	23	1100	3000	300	20	9	322	2,6	21	270	0,21	80	48
16	25	1000	2900	290	22	10	350	2,7	20	260	0,2	90	50
17	27	900	2800	280	16	3	378	2,8	19	250	0,19	100	49
18	29	800	2700	270	18	4	406	0,7	18	240	0,18	110	48
19	31	700	2600	260	20	5	434	3	17	230	0,17	100	47
20	30	600	2500	250	22	6	420	3,1	16	220	0,16	90	46
21	29	500	2400	240	16	7	406	0,75	15	210	0,15	80	45
22	28	400	2300	230	18	8	392	3,3	17	200	0,17	70	44
23	27	500	2200	220	20	9	378	3,4	19	190	0,19	60	43
24	26	600	2100	210	22	10	364	3,5	21	180	0,21	50	42
25	25	700	2000	200	16	3	350	3,6	23	170	0,23	40	41
26	24	800	1900	190	18	4	336	0,95	25	160	0,25	30	40
27	23	900	1800	180	20	5	322	3,8	27	150	0,27	35	39
28	22	1000	1700	170	22	6	308	3,9	29	170	0,29	40	38
29	21	1100	1600	160	16	7	294	4	31	190	0,28	45	37
30	20	1200	1500	150	18	8	280	4,1	33	210	0,27	50	36
31	19	1300	1400	140	20	9	266	0,9	32	230	0,26	55	35
32	18	1400	1300	130	22	10	252	4,3	31	250	0,25	60	34
33	17	1500	1200	120	16	3	238	4,4	30	270	0,24	65	33
34	16	1600	1100	110	18	4	224	4,5	29	290	0,23	70	32
35	15	1700	1000	100	20	5	210	0,75	28	310	0,22	75	31
36	14	1800	900	90	22	6	196	4,7	27	330	0,21	80	30
37	13	1600	800	80	16	7	182	4,8	26	350	0,2	85	32
38	12	1400	900	90	18	8	168	4,9	25	330	0,19	90	34
39	11	1200	1000	100	20	9	154	0,85	24	310	0,18	95	36
40	10	1000	1100	110	22	10	140	5,1	23	290	0,17	100	38
41	9	800	1200	120	16	3	126	5,2	22	270	0,16	105	40
42	8	600	1300	130	18	4	112	5,3	21	250	0,15	110	42
43	7	700	1400	140	20	5	98	0,65	20	230	0,14	115	44
44	6	800	1500	150	22	6	84	5,5	19	210	0,16	110	46
45	5	900	1600	160	16	7	70	5,6	18	220	0,18	105	48
46	8	1000	1700	170	18	8	112	5,7	17	230	0,2	100	50
47	11	1100	1800	180	20	9	154	0,6	18	240	0,22	95	52
48	14	1200	1900	190	22	10	196	5,9	19	250	0,24	90	54
49	17	1300	2000	200	16	5	238	6	20	260	0,26	85	56
50	20	1400	2100	210	20	7	280	6,1	21	270	0,28	80	58

Таблица 5

## Исходные данные для лабораторной работы №2

№ варианта	q <sup>1</sup> , м <sup>3</sup> /сут			интервалы времени, сут			q <sup>2</sup> , м <sup>3</sup> /сут		интервалы времени, сут		q <sup>3</sup> , м <sup>3</sup> /сут			интервалы времени, сут		
	q <sub>1</sub> <sup>1</sup>	q <sub>2</sub> <sup>1</sup>	q <sub>3</sub> <sup>1</sup>	t <sub>1</sub> <sup>1</sup>	t <sub>2</sub> <sup>1</sup>	t <sub>3</sub> <sup>1</sup>	q <sub>1</sub> <sup>2</sup>	q <sub>2</sub> <sup>2</sup>	t <sub>1</sub> <sup>2</sup>	t <sub>2</sub> <sup>2</sup>	q <sub>1</sub> <sup>3</sup>	q <sub>2</sub> <sup>3</sup>	q <sub>3</sub> <sup>3</sup>	t <sub>1</sub> <sup>3</sup>	t <sub>2</sub> <sup>3</sup>	t <sub>3</sub> <sup>3</sup>
1	200	300	0	200	200	200	300	500	400	200	100	150	200	100	200	300
2	300	400	200	200	100	200	100	200	100	400	250	175	80	150	150	200
3	200	0	200	300	200	300	400	300	650	150	0	0	550	400	250	150
4	100	200	0	200	300	200	400	2000	350	350	250	230	20	100	300	300
5	500	100	300	300	200	300	400	500	250	550	170	150	95	200	250	350
6	400	800	200	200	100	200	100	200	50	450	100	75	120	50	50	400
7	800	400	0	200	300	200	300	600	300	400	120	30	320	200	250	250
8	800	0	100	300	200	300	500	1000	200	600	140	170	80	150	350	300
9	100	400	800	300	200	300	400	800	250	550	180	75	115	200	400	200
10	200	600	100	300	400	300	100	600	450	550	220	30	120	350	350	300
11	100	50	110	100	200	300	80	25	400	200	100	170	320	100	300	200
12	110	60	180	50	150	100	120	150	150	150	120	75	80	50	150	100
13	120	70	200	70	130	200	200	100	270	130	140	30	115	100	150	150
14	130	80	50	50	50	50	10	50	70	80	180	170	120	50	30	70
15	140	90	10	40	60	200	100	50	150	150	220	75	320	70	120	110
16	150	100	200	200	200	200	80	120	400	200	100	30	80	170	230	200
17	160	110	210	200	100	200	10	50	100	400	120	170	115	180	160	160
18	170	120	220	300	200	300	100	200	650	150	140	75	120	140	320	340
19	180	130	230	200	300	200	200	100	350	350	180	30	320	250	240	210
20	190	140	240	300	200	300	300	100	250	550	220	170	80	350	150	300
21	200	150	250	200	100	200	100	300	50	450	100	75	115	100	250	150
22	210	130	260	200	300	200	80	150	300	400	120	30	120	370	150	180
23	220	140	270	300	200	300	40	200	200	600	140	170	320	230	270	300
24	230	150	280	300	200	300	100	140	250	550	180	75	80	340	170	290
25	240	160	290	300	400	300	40	90	450	550	220	30	115	390	240	370
26	250	170	300	100	200	300	100	150	400	200	100	170	120	130	280	190
27	260	180	310	50	150	100	50	200	150	150	120	75	320	80	120	100
28	270	190	320	70	130	200	60	5	270	130	140	30	80	80	150	170
29	280	200	330	50	50	50	700	150	70	80	180	170	115	25	75	50
30	290	0	340	40	60	200	70	100	120	180	220	75	120	125	85	90
31	300	260	350	45	45	60	100	500	80	70	100	30	320	35	65	50
32	280	240	330	70	70	140	100	400	200	80	120	170	80	75	95	110
33	260	220	310	65	55	80	200	600	110	90	140	75	115	45	105	50
34	240	200	290	500	50	10	70	80	400	160	180	30	120	320	120	120
35	220	180	270	90	110	50	100	200	100	150	220	170	320	85	65	100
36	200	160	250	80	70	50	150	200	70	130	100	75	80	55	75	70
37	180	140	230	30	60	90	130	210	40	140	120	30	115	50	75	55
38	160	120	210	200	100	200	90	10	100	400	140	170	120	200	100	200
39	140	100	190	300	200	300	100	150	650	150	180	75	320	250	250	300
40	120	80	170	200	300	200	200	10	350	350	220	30	80	150	250	300
41	100	60	150	300	200	300	50	90	250	550	100	170	115	250	200	350
42	80	110	130	200	100	200	30	150	50	450	120	75	120	150	150	200
43	60	90	110	200	300	200	50	80	300	400	140	30	320	250	200	250
44	40	70	90	300	200	300	150	100	200	600	180	170	80	180	340	280
45	70	100	120	300	200	300	50	140	250	550	220	75	115	250	300	250
46	100	130	150	300	400	300	60	150	450	550	100	30	120	350	250	400
47	130	160	180	100	200	300	40	80	400	200	120	170	320	150	250	200
48	160	110	210	50	150	100	100	40	150	150	140	75	80	100	80	120
49	190	140	240	200	300	200	300	600	300	400	180	30	115	150	250	300
50	220	170	270	300	200	300	500	1000	200	600	220	170	120	350	200	250

Таблица 6

## Исходные данные для лабораторной работы №2

№ варианта	x <sub>1</sub>	y <sub>1</sub>	x <sub>2</sub>	y <sub>2</sub>	x <sub>3</sub>	y <sub>3</sub>	h, м	k, мкм <sup>2</sup>	m, %	$\beta_{п,10}$ 1/Па	$\beta_{ж,10}$ 1/Па	P <sub>0</sub> , МПа	Положение экранов	
1	1000	500	500	1000	400	100	10	0,15	15	1,2	6	18	AB	BC
2	500	800	800	500	1000	200	12	0,21	16	1	8	20	BC	AD
3	600	1000	800	600	600	300	8	0,12	18	1,5	5	18	AB	AD
4	500	800	800	1000	0	400	25	0,38	20	1	9	20	CD	AD
5	200	800	600	1000	200	500	22	0,44	22	1,8	7	17	AB	CD
6	0	0	500	1000	400	600	20	0,4	16	1	6	18	BC	AD
7	800	100	0	0	1000	700	18	0,36	18	1,4	5	20	AB	BC
8	800	1000	0	0	600	800	20	0,27	22	1,6	8	17	BC	AD
9	0	0	800	400	0	900	16	0,22	15	1	9	18	AB	AD
10	0	0	500	1000	200	1000	12	0,32	18	1,3	7	20	CD	AD
11	300	300	50	500	400	100	13	0,33	11	0,5	5	15	AB	CD
12	100	500	300	700	1000	200	14	0,34	12	0,6	5,2	16	BC	AD
13	0	100	800	800	600	300	15	0,35	13	0,7	5,4	17	AB	BC
14	0	0	500	1000	0	400	16	0,36	14	0,8	5,6	18	BC	AD
15	800	100	0	0	200	500	17	0,37	15	0,9	5,8	19	AB	AD
16	800	1000	0	0	400	600	18	0,38	16	1	6	20	CD	AD
17	0	0	800	400	1000	700	19	0,39	17	1,1	6,2	21	AB	CD
18	0	0	500	1000	600	800	20	0,4	18	1,2	6,4	22	BC	AD
19	300	300	50	500	0	900	21	0,41	19	1,3	6,6	23	AB	BC
20	100	500	300	700	200	1000	22	0,42	20	1,4	6,8	24	BC	AD
21	0	100	800	800	400	100	23	0,43	21	1,5	7	25	AB	AD
22	100	900	800	700	1000	200	24	0,44	22	1,6	7,2	23	CD	AD
23	0	0	500	1000	600	300	25	0,45	23	1,4	7,4	21	AB	CD
24	800	100	0	0	0	400	26	0,46	24	1,2	7,6	19	BC	AD
25	800	1000	0	0	200	500	27	0,47	22	1	7,8	17	AB	BC
26	0	0	800	400	400	600	28	0,48	20	0,8	8	15	BC	AD
27	0	0	500	1000	1000	700	26	0,49	18	0,6	8,2	13	AB	AD
28	300	300	50	500	600	800	24	0,5	16	0,4	8,4	14	CD	AD
29	100	500	300	700	0	900	22	0,51	14	0,2	8,6	15	AB	CD
30	0	100	800	800	200	1000	20	0,52	12	0,3	8,8	16	BC	AD
31	0	0	500	1000	400	100	18	0,53	15	0,4	9	17	AB	BC
32	800	100	0	0	1000	200	16	0,54	18	0,5	9,2	18	BC	AD
33	800	1000	0	0	600	300	14	0,55	21	0,6	9,4	19	AB	AD
34	0	0	800	400	0	400	12	0,56	24	0,7	9,6	20	CD	AD
35	0	0	500	1000	200	500	10	0,57	22	0,8	9,8	21	AB	CD
36	300	300	50	500	400	600	8	0,58	20	0,9	10	22	BC	AD
37	100	500	300	700	1000	700	6	0,59	18	1	10,2	23	AB	BC
38	0	100	800	800	600	800	9	0,6	16	1,1	10,4	24	BC	AD
39	100	900	800	700	0	900	12	0,61	14	1,2	10,6	25	AB	AD
40	0	0	500	1000	200	1000	15	0,62	12	1,3	10,8	26	CD	AD
41	800	100	0	0	400	100	18	0,63	13	1,4	11	25	AB	CD
42	800	1000	0	0	1000	200	21	0,64	14	1,5	11,2	24	BC	AD
43	0	0	800	400	600	300	24	0,65	15	1,6	11,4	23	AB	BC
44	0	0	500	1000	0	400	27	0,66	16	1,5	11,6	22	BC	AD
45	300	300	50	500	200	500	30	0,67	17	1,4	11,8	21	AB	AD
46	100	500	300	700	400	600	28	0,68	18	1,3	12	20	CD	AD
47	0	100	800	800	1000	700	26	0,69	19	1,2	12,2	19	AB	CD
48	0	0	500	1000	600	800	24	0,7	20	1,1	12,4	18	BC	AD
49	800	100	0	0	0	900	22	0,71	21	1	12,6	17	AB	BC
50	800	1000	0	0	200	1000	20	0,72	22	0,9	12,8	16	BC	AD

Таблица 7

## Исходные данные для лабораторной работы №3

№ варианта	1 метод	2 метод	Вид движения	$P_c (P_T)$ , МПа	$Q$ , м <sup>3</sup> /сут	$P_0$ , МПа	$k$ , мкм <sup>2</sup>	$m$ , %	$\mu_n$ , МПа·с	$\beta_n$ , 10 <sup>-10</sup> 1/Па	$\beta_{пн}$ , 10 <sup>-10</sup> 1/Па	$h$ , м	$a$ , м
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>
1	Точный	МИС	плоскорадиальный		100	25	0,515	15	1,5	13	0,5	5	
2	Точный	ПССС	одномерный	10		24	0,298	16	2	12	0,6	6	250
3	Точный	ПССС	плоскорадиальный		150	23	0,109	17	2,5	11	0,7	7	
4	Точный	Пирвердяна	одномерный	12		25	0,065	18	3	10	0,8	8	150
5	Точный	Пирвердяна	одномерный		140	28	0,424	19	3,5	9	0,9	9	400
6	ПССС	Пирвердяна	одномерный	14		30	0,818	20	4	8	1	10	280
7	Точный	ПССС	плоскорадиальный		90	32	0,842	21	4,5	12	0,5	12	
8	Точный	ПССС	плоскорадиальный		200	25	0,567	22	5	14	0,6	14	
9	Точный	МИС	плоскорадиальный		120	24	0,265	23	5,5	15	0,7	16	
10	Точный	ПССС	одномерный	15		26	0,217	24	6	10	0,8	18	100
11	Точный	ПССС	плоскорадиальный		180	27	0,286	25	6,5	7	0,9	20	
12	Точный	Пирвердяна	одномерный	11		19	0,364	16	7	8	1	22	120
13	Точный	Пирвердяна	одномерный		130	28	0,149	17	7,5	9	0,5	24	140
14	ПССС	Пирвердяна	одномерный	16		24	0,852	18	8	6	0,6	23	150
15	Точный	ПССС	плоскорадиальный		220	16	0,257	19	8,5	13	0,7	22	
16	Точный	ПССС	плоскорадиальный		120	18	0,095	20	9	12	0,8	21	
17	Точный	МИС	плоскорадиальный		250	19	0,5	21	9,5	11	0,9	20	
18	Точный	ПССС	одномерный	20		28	0,482	22	10	10	1	19	150
19	Точный	ПССС	плоскорадиальный		210	18	0,187	23	10,5	9	0,5	18	
20	Точный	Пирвердяна	одномерный	11		25	0,211	24	11	8	0,6	17	280
21	Точный	Пирвердяна	одномерный		130	16	0,515	19	11,3	12	0,7	16	310
22	ПССС	Пирвердяна	одномерный	19		26	0,298	20	11,6	14	0,8	15	250
23	Точный	ПССС	плоскорадиальный		190	24	0,109	21	11,9	15	0,9	14	
24	Точный	ПССС	плоскорадиальный		305	23	0,065	22	12,2	10	1	13	
25	Точный	МИС	плоскорадиальный		125	22	0,424	23	12,5	7	0,5	12	
26	Точный	ПССС	одномерный	17		25	0,818	24	12,8	8	0,6	11	150
27	Точный	ПССС	плоскорадиальный		280	27	0,852	25	13,1	9	0,7	10	
28	Точный	Пирвердяна	одномерный	19		28	0,257	16	13,4	6	0,8	9	180

Продолжение таблицы 7

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>
29	Точный	Пирвердяна	одномерный		230	20	0,095	17	13,7	13	0,9	8	210
30	ПССС	Пирвердяна	одномерный	11		18	0,5	18	14	12	1	7	220
31	Точный	ПССС	плоскорадиальный		215	19	0,147	19	14,3	11	0,5	10	
32	Точный	ПССС	плоскорадиальный		170	18	0,174	16	14,6	10	0,6	13	
33	Точный	ПССС	одномерный	20		25	0,157	17	14,9	9	0,7	16	400
34	Точный	ПССС	плоскорадиальный		190	17	0,163	18	15,2	8	0,8	19	
35	Точный	Пирвердяна	одномерный	21		26	0,286	19	15,5	12	0,9	22	100
36	Точный	Пирвердяна	одномерный		180	16	0,364	20	15,8	14	1	25	120
37	ПССС	Пирвердяна	одномерный	13		28	0,149	20	16,1	15	0,5	21	150
38	Точный	ПССС	плоскорадиальный		195	15	0,852	19	16,4	10	0,6	17	
39	Точный	ПССС	плоскорадиальный		219	14	0,257	17	16,7	7	0,7	13	
40	Точный	МИС	плоскорадиальный		120	18	0,065	18	17	8	0,8	9	
41	Точный	ПССС	одномерный	23		32	0,424	16	16,8	9	0,9	5	230
42	Точный	ПССС	плоскорадиальный		180	23	0,818	18	16,6	6	1	20	
43	Точный	Пирвердяна	одномерный	21		30	0,842	20	16,4	13	0,5	19	290
44	Точный	Пирвердяна	одномерный		120	15	0,567	19	16,2	12	0,6	18	280
45	ПССС	Пирвердяна	одномерный	16		24	0,789	16	16	11	0,7	17	270
46	Точный	ПССС	плоскорадиальный		220	20	0,415	17	15,8	10	0,8	16	
47	Точный	ПССС	плоскорадиальный		120	10	0,628	18	15,6	9	0,9	15	
48	Точный	МИС	плоскорадиальный		250	11	0,789	19	15,4	8	1	6	
49	Точный	ПССС	одномерный	19		25	0,456	20	15,2	12	0,5	7	200
50	Точный	ПССС	одномерный	22		28	0,123	20	15	14	0,6	8	160

Таблица 8

## Исходные данные для лабораторной работы №4

№ вар.	Р <sub>к</sub> , МПа	R <sub>к</sub> , м	h, м	μ <sub>н</sub> , МПа·с	μ <sub>г</sub> , МПа·с	Г, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	1 режим		2 режим		3 режим		4 режим	
							Q <sub>ж</sub> , м <sup>3</sup> /сут	Р <sub>с</sub> , МПа	Q <sub>ж</sub> , м <sup>3</sup> /сут	Р <sub>с</sub> , МПа	Q <sub>ж</sub> , м <sup>3</sup> /сут	Р <sub>с</sub> , МПа	Q <sub>ж</sub> , м <sup>3</sup> /сут	Р <sub>с</sub> , МПа
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>
1	20	250	10	1,5	0,015	80	50	19,00	75	18,50	100	18,00	110	17,80
2	19	300	11	2,5	0,014	90	10	18,77	15	18,65	20	18,54	25	18,42
3	18	350	12	3,5	0,013	100	50	16,61	70	16,06	90	15,51	100	15,23
4	17	400	13	4,5	0,012	110	30	16,12	40	15,82	45	15,68	50	15,53
5	16	450	14	5,5	0,011	120	48	14,55	52	14,43	59	14,22	63	14,10
6	15	500	15	6,5	0,01	130	52	13,42	58	13,23	65	13,02	71	12,84
7	14	550	16	7,5	0,015	140	50	12,48	75	11,72	100	10,96	110	10,66
8	13	600	17	8,5	0,014	150	30	12,10	40	11,80	45	11,65	50	11,50
9	12	650	18	9,5	0,013	160	48	10,86	52	10,77	59	10,60	63	10,51
10	11	700	19	10,5	0,012	200	50	9,96	70	9,54	90	9,12	100	8,91
11	12	250	16	10	0,01	190	20	11,90	25	11,87	29	11,85	31	11,84
12	13	300	15	9	0,016	180	22	12,92	27	12,90	31	12,89	33	12,88
13	14	350	14	8	0,017	170	24	13,92	29	13,90	33	13,89	35	13,89
14	15	400	22	7	0,018	160	26	14,96	31	14,95	35	14,94	37	14,94
15	14	450	21	6	0,019	150	28	13,92	33	13,90	37	13,89	39	13,88
16	15	500	11	1,5	0,015	80	30	14,94	35	14,93	39	14,93	41	14,92
17	16	550	10	2,5	0,014	90	32	15,88	37	15,86	41	15,84	43	15,83
18	17	600	11	3,5	0,013	100	34	16,87	39	16,85	43	16,84	45	16,83
19	18	650	12	4,5	0,012	110	36	17,78	41	17,75	45	17,73	47	17,72
20	19	700	13	5,5	0,011	120	38	18,77	43	18,74	47	18,72	49	18,71
21	20	600	14	6,5	0,01	130	40	19,77	45	19,74	49	19,72	51	19,71
22	21	500	15	7,5	0,015	140	42	20,24	47	20,15	51	20,07	53	20,04
23	22	400	16	8,5	0,014	150	44	21,29	49	21,21	53	21,15	55	21,11
24	12	300	17	9,5	0,013	160	46	11,34	51	11,27	55	11,21	57	11,18
25	13	350	18	10,5	0,012	200	48	12,35	53	12,28	57	12,23	59	12,20
26	14	450	19	11	0,02	150	50	13,38	55	13,31	59	13,26	61	13,24
27	20	435	10	10,8	0,019	80	49	18,81	54	18,68	58	18,59	60	18,54
28	19	420	11	10,6	0,018	90	48	17,90	53	17,79	57	17,70	59	17,65
29	18	405	12	10,4	0,017	100	47	16,98	52	16,87	56	16,79	58	16,74
30	17	390	13	10,2	0,016	110	46	16,04	51	15,94	55	15,86	57	15,82



Продолжение таблицы 8

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>
31	16	375	14	10	0,015	120	45	15,10	50	15,00	54	14,92	56	14,88
32	15	360	15	9,8	0,014	130	44	14,14	49	14,04	53	13,96	55	13,92
33	14	345	16	9,6	0,013	140	43	13,17	48	13,08	52	13,00	54	12,96
34	13	330	17	9,4	0,012	150	42	12,20	47	12,10	51	12,03	53	11,99
35	12	315	18	9,2	0,011	160	41	11,21	46	11,12	50	11,04	52	11,00
36	11	300	19	9	0,01	200	40	10,22	45	10,13	49	10,05	51	10,01
37	12	285	16	8,8	0,009	190	39	11,03	44	10,90	48	10,80	50	10,75
38	13	270	15	8,6	0,008	180	38	11,90	43	11,75	47	11,64	49	11,58
39	14	255	14	8,4	0,007	170	37	12,73	42	12,55	46	12,42	48	12,35
40	15	240	22	8,2	0,006	160	36	14,11	41	13,99	45	13,89	47	13,84
41	14	225	21	8	0,005	150	35	12,95	40	12,80	44	12,67	46	12,61
42	15	210	11	7,8	0,004	80	34	12,64	39	12,29	43	12,01	45	11,88
43	16	195	10	7,6	0,003	90	33	12,76	38	12,27	42	11,87	44	11,68
44	17	180	11	7,4	0,004	100	32	12,87	37	12,22	41	11,71	43	11,45
45	18	165	12	7,2	0,005	110	31	15,29	36	14,85	40	14,50	42	14,32
46	19	150	13	7	0,006	120	30	17,11	35	16,79	39	16,54	41	16,42
47	20	175	14	6,8	0,007	130	29	18,58	34	18,34	38	18,14	40	18,05
48	21	200	15	6,6	0,008	140	28	19,91	33	19,72	37	19,56	39	19,48
49	22	225	16	6,4	0,009	150	27	21,15	32	20,99	36	20,86	38	20,80
50	12	250	17	6,2	0,01	160	26	11,32	31	11,19	35	11,09	37	11,04
51	13	275	18	6	0,011	200	46	12,00	51	11,89	55	11,80	57	11,76
52	14	300	19	5,8	0,012	150	45	13,17	50	13,08	54	13,01	56	12,97
53	16	325	21	5,6	0,013	150	44	15,34	49	15,27	53	15,21	55	15,18
54	17	350	11	5,4	0,014	160	43	15,90	48	15,77	52	15,67	54	15,61
55	18	375	10	5,2	0,015	200	42	16,93	47	16,80	51	16,70	53	16,65
56	19	400	11	5	0,016	190	41	18,14	46	18,04	50	17,95	52	17,91
57	20	425	12	4,8	0,017	180	40	19,30	45	19,21	49	19,14	51	19,11
58	21	450	13	4,6	0,018	170	39	20,43	44	20,36	48	20,30	50	20,27
59	22	475	14	4,4	0,019	160	38	21,53	43	21,47	47	21,42	49	21,39
60	20	500	15	4,2	0,02	150	37	19,61	42	19,56	46	19,52	48	19,49

Таблица 9

## Исходные данные для лабораторной работы №5

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

Таблица 10

## Исходные данные для лабораторной работы №5

Вариант №1			Вариант №2			Вариант №3			Вариант №4			Вариант №5		
t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа
0	3,83	2,639	0	3,18	2,974	0	10,2	0,792	0	16,334	1,87	0	2,627	1,71
10	3,97	2,687	100	5,064	3,028	250	12,14	0,803	85	16,859	1,925	26	2,883	1,727
78	4,689	2,736	210	6,618	3,026	500	13,83	0,811	163	17,075	1,963	80	3,839	1,743
225	6,835	2,785	313	7,727	3,024	750	14,85	0,824	250	17,282	1,996	140	4,876	1,777
365	8,151	2,832	418	8,574	3,023	1000	15,52	0,838	328	17,42	2,02	200	5,852	1,808
525	9,202	2,875	510	9,129	3,021	1250	16,48	0,912	400	17,432	2,041	300	7,189	1,85
825	10,298	2,918	599	9,539	3,019	1500	16,798	0,98	475	17,442	2,065	420	8,224	1,888
915	10,54	3,035	700	9,902	3,017	1750	16,889	1,041	553	17,45	2,073	570	8,918	1,952
1005	10,652	3,134	785	10,161	3,015	1960	16,957	1,102	650	17,46	2,091	750	9,417	2,005
1155	10,781	3,22	870	10,535	3,013	2170	17,017	1,158	728	17,466	2,104	1020	9,739	2,051
1335	10,961	3,292	955	10,62	3,011	2380	17,072	1,255	800	17,472	2,116	1320	9,895	2,092
1515	11,072	3,353	1045	10,702	3,01	2590	17,122	1,33	878	17,477	2,125	1560	9,965	2,126
1695	11,19	3,404	1135	10,777	3,009	2895	17,188	1,402	960	17,482	2,134	1800	9,99	2,156
1815	11,195	3,447	1225	10,846	3,008	3200	17,248	1,473	1038	17,487	2,141	2040	10,023	2,204
2055	11,228	3,484	1315	10,911	3,007	3505	17,302	1,579	1116	17,491	2,147	2280	10,042	2,24
2295	11,238	3,541	1405	10,971	3,006	3900	17,365	1,665	1194	17,495	2,152	2520	10,054	2,273
			1495	11,028	3,005	4300	17,423	1,718	1280	17,499	2,155	2760	10,062	2,303
			1585	11,081	3,004	4605	17,464	1,759	1358	17,502	2,156	3660	10,065	2,33
			1675	11,131	3,003	5000	17,513	1,794	1436	17,505	2,158	3960	10,067	2,355
			1750	11,171	3,002	5400	17,558	1,82	1514	17,508	2,159	4200	10,069	2,38
			1825	11,209	3,001							4320	10,07	2,404
			1900	11,246	3,001							4500	10,072	2,424
			1975	11,281	3,001									
			2050	11,315	3,001									
			2185	11,373	3,001									

Продолжение таблицы 10

Вариант №6			Вариант №7			Вариант №8			Вариант №9			Вариант №10		
t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа
0	10,322	2,512	0	11,26	0,704	0	12,998	3,041	0	13,008	2,08	0	11,772	2,335
1	10,462	2,526	350	13,871	0,72	5	13,142	3,125	10	13,212	2,093	410	14,136	2,345
2	10,603	2,538	715	14,482	0,735	15	13,201	3,186	19	13,372	2,11	828	14,797	2,359
3	10,722	2,552	1200	14,881	0,749	25	13,319	3,33	31	13,55	2,144	1246	15,319	2,373
5	10,946	2,561	1500	15,095	0,766	45	13,339	3,586	45	13,71	2,176	1664	15,702	2,397
6	11,05	2,572	1866	15,325	0,775	65	13,456	3,799	57	13,81	2,227	2100	15,952	2,414
8	11,231	2,579	2231	15,522	0,816	95	13,76	4,045	69	13,878	2,274	2500	16,049	2,429
10	11,398	2,588	2596	15,689	0,849	125	14,025	4,211	80	13,917	2,364	2918	16,057	2,445
12	11,54	2,597	2929	15,818	0,916	155	14,251	4,324	100	13,961	2,449	3336	16,088	2,473
16	11,741	2,605	3294	15,935	1,079	432	15,107	4,401	112	13,978	2,528	3754	16,116	2,5
20	11,882	2,613	3659	16,03	1,197	745	15,332	4,454	124	13,989	2,603	4172	16,14	2,527
26	12,021	2,619	4020	16,104	1,285	2190	15,341	4,488	136	13,997	2,673	4600	16,163	2,562
36	12,178	2,623	4385	16,162	1,416	3930	15,352	4,509	148	14,002	2,736	5018	16,183	2,595
49	12,363	2,629	4750	16,205	1,508	5100	15,356	4,513	160	14,006	2,849	5436	16,201	2,624
50	12,38	2,633	5115	16,236	1,589				172	14,009	2,94	5854	16,219	2,653
57	12,492	2,638	5480	16,256	1,631				184	14,012	3,013	6272	16,235	2,677
67	12,598	2,641	5850	16,27	1,663				200	14,018	3,07	6700	16,25	2,702
89	12,728	2,647	6215	16,279	1,684				212	14,024	3,114	7118	16,264	2,744
107	12,753	2,653	6565	16,285	1,692				224	14,031	3,151	7536	16,277	2,777
112	12,756	2,657	6930	16,292	1,692				236	14,041	3,178	7954	16,29	2,828
137	12,763	2,662	7295	16,301	1,692				250	14,039	3,199	8400	16,302	2,864
177	12,768	2,663										8818	16,314	2,886
417	12,77	2,665										9236	16,324	2,909
												9654	16,335	2,923
												10072	16,345	2,938
												10500	16,354	2,955

Продолжение таблицы 10

Вариант №11			Вариант №12			Вариант №13			Вариант №14			Вариант №15		
t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа
0	11,14	2,716	0	14,372	2,368	0	12,272	0,279	0	12,94	2,227	0	14,46	2,027
150	14,601	2,723	100	14,9	2,379	350	12,785	0,331	630	13,549	2,23	80	14,652	2,066
350	15,353	2,753	331	16,42	2,4	700	13,429	0,411	1300	14,012	2,235	161	14,855	2,102
500	15,849	2,811	550	17,047	2,439	1050	13,901	0,589	1800	14,425	2,24	240	15,101	2,162
850	16,785	2,859	781	17,072	2,47	1400	14,312	0,753	2425	14,852	2,247	321	15,296	2,206
1100	17,596	2,901	1012	17,095	2,499	1750	14,704	0,878	3100	15,159	2,254	402	15,38	2,254
1465	17,685	2,938	1243	17,117	2,543	2100	14,754	0,949	3725	15,195	2,258	483	15,415	2,29
1830	17,755	2,97	1474	17,137	2,569	2450	14,797	1,066	4350	15,225	2,261	555	15,434	2,32
2195	17,812	3,023	1705	17,157	2,593	2800	14,834	1,13	4975	15,251	2,263	636	15,444	2,344
2560	17,86	3,066	1936	17,174	2,609	3150	14,867	1,151	5600	15,274	2,265	717	15,453	2,368
2925	17,902	3,099	2167	17,19	2,63	3500	14,896	1,15	6225	15,295	2,266	798	15,46	2,392
3290	17,938	3,123	2398	17,205	2,641	3850	14,923	1,16	6850	15,313	2,267	879	15,467	2,413
3655	17,971	3,142	2629	17,218	2,65	4200	14,947	1,167	7475	15,33	2,267	960	15,473	2,43
4020	18,001	3,157	2860	17,23	2,654	4550	14,969	1,172	8100	15,346	2,268	1050	15,48	2,445
4385	18,028	3,168	3091	17,24	2,667	4900	14,989	1,177	8725	15,361	2,268	1120	15,484	2,457
4750	18,053	3,178	3322	17,249	2,674	5250	15,009	1,182	9350	15,374	2,269	1201	15,489	2,467
5115	18,076	3,187	3553	17,256	2,675	5600	15,027	1,197	9975	15,387	2,269	1282	15,494	2,474
5480	18,098	3,195	3784	17,262	2,685	5950	15,043	1,203	10600	15,399	2,27	1360	15,498	2,486
5845	18,118	3,202	4015	17,266	2,709	6300	15,059	1,207	11225	15,41	2,27	1441	15,502	2,493
6210	18,137	3,214	4246	17,269	2,729	6650	15,074	1,208	11900	15,421	2,271	1480	15,504	2,5
6575	18,155	3,222	4480	17,271	2,736	7000	15,088	1,215	13000	15,438	2,272	1500	15,505	2,504
6940	18,172	3,229												
7305	18,188	3,242												
7670	18,203	3,253												
8035	18,217	3,275												
8400	18,231	3,294												

Продолжение таблицы 10

Вариант №16			Вариант №17			Вариант №18			Вариант №19			Вариант №20		
t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа
0	10,09	2,513	0	10,09	5,231	0	12,88	3,708	0	16,71	0,167	0	14,65	0,94
15	10,38	2,517	660	11,76	5,242	170	13,12	3,718	220	17,54	0,53	12	14,85	0,97
30	10,64	2,526	1310	13,045	5,254	340	14,35	3,747	443	18,36	0,559	25	15,051	0,559
50	10,86	2,531	1967	14,36	5,268	510	15,19	3,777	670	18,95	0,579	37	15,223	0,667
60	11,14	2,539	2630	15,282	5,28	680	15,879	3,806	893	19,295	0,589	50	15,395	0,677
75	11,42	2,545	3287	15,688	5,292	850	16,038	3,836	1116	19,672	0,785	62	15,542	0,697
195	13	2,55	3944	15,83	5,304	1020	16,171	3,865	1340	19,733	0,932	74	15,675	0,716
555	14,91	2,559	4601	15,91	5,315	1190	16,282	3,895	1563	19,754	1,177	86	15,796	0,736
1385	15,6	2,568	5300	15,97	5,325	1360	16,371	3,944	1786	19,761	1,472	98	15,906	0,755
2805	15,85	2,573	5900	16,024	5,335	1530	16,441	4,169	2009	19,767	1,756	110	15,932	0,785
5710	16	2,576	6557	16,055	5,344	1700	16,48	4,944	2232	19,772	2,04	130	15,97	0,814
7200	16,07	2,577	7214	16,084	5,354	1870	16,534	5,602	2455	19,777	2,335	142	15,991	0,844
8715	16,14	2,574	7871	16,11	5,364				2700	19,782	2,747	154	16,009	0,883
10020	16,165	2,575	8528	16,134	5,372				2923	19,786	2,766	166	16,026	0,912
11545	16,18	2,576	9185	16,156	5,39				3146	19,79	2,776	178	16,042	0,991
13200	16,22	2,575	9842	16,177	5,404				3369	19,793	2,776	190	16,057	1,05
			10499	16,196	5,42				3592	19,796	2,825	205	16,075	1,099
			11156	16,214	5,433				3815	19,8	2,992	217	16,088	1,158
			11813	16,231	5,445				4040	19,802	3,031	229	16,1	1,216
			12470	16,248	5,455				4263	19,805	3,012	241	16,112	1,334
			13400	16,269	5,465				5000	19,813	3,08	260	16,129	1,462

Продолжение таблицы 10

Вариант №21			Вариант №22			Вариант №23			Вариант №24			Вариант №25		
t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа
0	12,753	1,099	0	13,822	0,53	0	10,322	1,422	0	8,76	1,152	0	10,173	3,561
10	13,39	1,364	10	13,943	0,628	175	11,212	1,57	250	10,712	1,296	15	10,442	3,567
17	14,21	1,638	20	14,063	0,736	370	11,958	1,707	480	11,439	1,478	30	10,526	3,572
26	14,709	1,893	30	14,227	0,804	565	12,415	1,844	710	12,053	1,647	45	10,565	3,576
34	15,107	2,139	40	14,386	0,893	750	12,814	2,227	940	12,553	2,181	60	10,619	3,581
43	15,378	2,394	50	14,54	0,991	945	12,999	2,58	1170	12,938	2,645	90	10,703	3,586
52	15,452	2,649	65	15,089	1,079	1200	13,084	2,894	1400	13,21	2,957	120	10,792	3,588
60	15,512	2,904	80	15,504	1,265	1395	13,104	3,178	1630	13,304	3,234	150	10,89	3,593
69	15,574	3,159	95	15,765	1,422	1590	13,121	3,404	1860	13,38	3,321	165	10,963	3,596
78	15,629	3,296	110	16,095	1,57	1785	13,136	3,718	2090	13,447	3,356	1230	12,665	3,598
87	15,678	3,61	470	16,464	1,707	2000	13,15	3,924	2320	13,507	3,382	2880	14,078	3,6
96	15,721	3,767	1110	16,58	1,844	2195	13,162	4,071	2600	13,572	3,401	4490	14,55	3,604
110	15,779	3,846	2555	16,683	2,227	2400	13,173	4,199	2830	13,621	3,419	6000	14,67	3,608
119	15,81	3,865	3905	16,712	2,58	2595	13,183	4,297	3060	13,666	3,434	6940	14,685	3,612
128	15,818	3,875				2790	13,183	4,444	3290	13,708	3,446	8640	14,75	3,615
140	15,825	3,875				2985	13,183	4,483	3520	13,747	3,457	10174	14,767	3,618
						3180	13,183	4,522	3750	13,783	3,466			
						3375	13,184	4,591	3980	13,817	3,483			
						3570	13,184	4,64	4210	13,849	3,496			
						3765	13,184	4,689	4440	13,88	3,508			
						4000	13,184	4,719	4700	13,913	3,519			

Продолжение таблицы 10

Вариант №26			Вариант №27			Вариант №28			Вариант №29			Вариант №30		
t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа
0	14,94	3,626	0	15,197	1,71	0	10,477	2,498	0	10,791	2,125	0	14,754	3,416
338	15,012	3,627	100	15,36	1,727	850	10,578	2,512	159	11,905	2,146	70	14,98	3,422
676	15,639	3,628	250	15,74	1,743	1590	11,124	2,526	318	12,854	2,18	146	15,124	3,429
1014	15,991	3,629	663	16,134	1,777	2330	11,789	2,538	480	13,423	2,211	222	15,206	3,434
1352	16,085	3,632	1076	16,178	1,808	3070	12,726	2,552	639	13,984	2,241	298	15,264	3,439
1675	16,162	3,634	1489	16,208	1,85	3810	12,95	2,561	798	14,397	2,272	374	15,308	3,445
2013	16,207	3,636	1902	16,23	1,888	4550	13,148	2,572	957	14,801	2,346	450	15,344	3,448
2351	16,236	3,638	2315	16,248	1,952	5290	13,323	2,579	1110	14,953	2,415	526	15,375	3,452
2700	16,26	3,64	2728	16,263	2,005	6030	13,475	2,588	1269	14,977	2,547	602	15,401	3,452
3038	16,295	3,641	3141	16,276	2,051	6770	13,606	2,597	1428	14,995	2,664	678	15,424	3,458
3376	16,304	3,642	3554	16,288	2,092	7510	13,718	2,605	1587	15,01	2,768	754	15,445	3,46
3714	16,315	3,643	3967	16,298	2,126	8250	13,812	2,613	1746	15,024	2,864	830	15,464	3,463
4052	16,328	3,644	4380	16,307	2,156	8990	13,89	2,619	1905	15,037	3,005	906	15,486	3,469
4400	16,351	3,646	4793	16,315	2,204	9730	13,953	2,623	2064	15,049	3,106	982	15,491	3,477
4738	16,371	3,648	5206	16,323	2,24	10470	14,004	2,629	2223	15,06	3,174	1058	15,495	3,485
5076	16,377	3,649	5619	16,33	2,273	11210	14,043	2,633	2382	15,07	3,22	1120	15,498	3,493
5414	16,382	3,649	6032	16,336	2,303				2541	15,08	3,252	1196	15,502	3,502
5800	16,386	3,651	6445	16,342	2,33				2700	15,089	3,276	1272	15,505	3,511
			6858	16,348	2,355				2859	15,097	3,273	1348	15,509	3,516
			7271	16,353	2,38				3020	15,105	3,317	1431	15,512	3,525
			7684	16,358	2,404				3179	15,113	3,33	1500	15,515	3,529
									3338	15,12	3,341			
									3497	15,127	3,351			
									3656	15,134	3,359			
									4000	15,147	3,367			



Продолжение таблицы 10

Вариант №31			Вариант №32			Вариант №33			Вариант №34			Вариант №35		
t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа
0	8,71	0,098	0	16,834	1,57	0	8,8	3,375	0	8,8	1,892	0	12,67	1,089
630	9,25	0,128	20	17,387	1,678	90	8,901	3,414	750	9,744	2,054	30	12,71	1,118
1290	10,27	0,147	30	17,509	1,864	175	9,011	3,434	1550	10,509	2,181	60	12,74	1,148
1947	11,27	0,167	40	17,622	2,011	215	9,074	3,463	2350	11,224	2,279	80	12,75	1,197
2600	12,682	0,186	60	17,724	2,276	240	9,106	3,473	3160	11,895	2,354	110	12,79	1,256
3257	12,955	0,196	90	17,936	2,433	1235	10,395	3,483	3961	12,508	2,411	170	12,84	1,315
3910	13,2	0,216	105	18,028	2,649	1925	10,965	3,492	4750	13,063	2,451	895	13,61	1,403
4567	13,422	0,226	120	18,247	2,737	3250	12,023	3,492	5551	13,575	2,498	1705	14,08	1,53
5224	13,62	0,235	540	18,374	2,825	4740	13,075	3,492	6352	14,036	2,524	2420	14,44	1,678
5881	13,795	0,245	990	18,441	2,904	5850	13,751	3,492	7153	14,447	2,554	3745	14,94	1,766
6538	13,948	0,255	1410	18,469	2,982	7610	14,558	3,492	7954	14,806	2,559	5085	15,42	1,854
7195	14,079	0,265	2820	18,507	3,051	8880	15,081	3,492	8750	15,113	2,559	7965	15,97	1,874
7852	14,191	0,284	4370	18,543	3,129	9960	15,472	3,502	9551	15,371	2,558	9475	16,25	1,884
8509	14,284	0,314	5715	18,561	3,208	11584	15,821	3,473	10352	15,579	2,549	12225	16,6	1,893
9166	14,359	0,334	8415	18,598	3,247	15809	15,948	3,463	11153	15,735	2,539	18745	16,65	1,884
9823	14,417	0,343				25284	15,986	3,443	15015	15,898	2,538	25205	16,69	1,864
10480	14,459	0,363				36024	16,006	3,434	18816	15,982	2,538	36705	16,71	1,884
11500	14,495	0,373							25617	16,05	2,546	47985	16,715	1,884
									34180	16,138	2,55			
									48741	16,2	2,551			
									55400	16,222	2,55			

Продолжение таблицы 10

Вариант №36			Вариант №37			Вариант №38			Вариант №39			Вариант №40		
t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа
0	12,67	1,167	0	15,451	4,321	0	5,24	4,511	0	12,949	0,864	0	13,342	0,892
730	13,563	1,236	100	17,975	4,348	1010	6,01	4,531	10	13,244	0,867	15	13,643	0,901
1629	13,86	1,324	205	18,084	4,372	2050	6,782	4,548	25	13,734	0,87	30	13,789	0,911
2500	14,115	1,393	307	18,145	4,401	3085	7,516	4,552	50	14,225	0,873	52	14,019	0,92
3399	14,417	1,462	409	18,196	4,463	4120	8,216	4,568	90	14,715	0,875	80	14,213	0,954
4287	14,876	1,54	511	18,241	4,497	5155	8,881	4,593	360	14,993	0,879	580	15,182	1,009
5227	15,247	1,619	613	18,277	4,524	6190	9,513	4,615	965	15,107	0,882	2740	15,273	1,066
6130	15,652	1,678	715	18,308	4,7	7225	10,11	4,634	2300	15,208	0,892	4625	15,335	1,194
7029	15,874	1,746	820	18,335	4,723	8300	10,694	4,64	2795	15,227	0,901	6080	15,357	1,243
7928	16,041	1,815	922	18,359	4,761	9335	11,222	4,645	4080	15,246	0,911	7440	15,387	1,355
8827	16,157	1,884	1024	18,38	4,788	10370	11,715	4,649						
9800	16,281	1,952	1126	18,399	4,798	11405	12,174	4,652						
10548	16,345	2,021	1230	18,416	4,805	12440	12,599	4,653						
11447	16,387	2,09	1332	18,432	4,804	13475	12,99	4,654						
12350	16,462	2,158	1430	18,446	4,805	14500	13,343	4,654						
13249	16,507	2,227	1532	18,453	4,807	15535	13,666	4,655						
14148	16,573	2,296	1634	18,455	4,805	16570	13,955	4,655						
15050	16,584	2,364	1736	18,456	4,806	17605	14,209	4,655						
			1838	18,458	4,805	18500	14,402	4,657						
			1940	18,459	4,803	19535	14,592	4,658						
			2042	18,461	4,802	20570	14,683	4,659						
			2144	18,462	4,8	21605	14,735	4,66						
			2246	18,463	4,798	22640	14,785	4,66						
			2348	18,464	4,799	23675	14,832	4,661						
			2450	18,465	4,797	24710	14,878	4,661						
			2600	18,467	4,794	25800	14,924	4,661						

Продолжение таблицы 10

Вариант №41			Вариант №42			Вариант №43			Вариант №44			Вариант №45		
t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа
0	13,342	0,432	0	12,498	1,383	0	12,498	2,276	0	15,696	0,52	0	15,696	1,57
400	13,875	0,441	15	12,748	1,413	215	13,057	2,551	15	17,168	0,569	147	16,42	1,57
789	14,54	0,461	30	12,966	1,628	430	13,374	2,786	30	17,187	0,657	269	16,785	1,579
1155	14,888	0,471	45	13,11	1,678	650	13,564	2,982	45	17,236	0,657	417	17,035	1,599
1527	15,199	0,481	60	13,254	1,658	700	13,658	3,149	60	17,266	0,657	566	17,299	1,638
1899	15,219	0,5	80	13,385	1,638	914	13,679	3,277	90	17,344	0,657	725	17,631	1,658
2271	15,239	0,51	100	13,462	1,874	1300	13,702	3,375	120	17,383	0,657	874	17,899	1,697
2574	15,254	0,51	120	13,489	1,923	1514	13,706	3,473	150	17,415	0,647	1010	18	1,707
3025	15,276	0,628	480	13,629	1,942	1730	13,711	3,561	180	17,442	0,647	1159	18,054	1,756
3097	15,279	0,755	1205	13,7	2,207	1879	13,714	3,62	390	17,609	0,638	1313	18,101	1,795
3469	15,295	0,795	2670	13,728	2,256	2093	13,718	3,649	630	17,756	0,628	1462	18,129	1,825
3841	15,311	0,932	4285	13,752	2,433	2400	13,723	3,669	1110	18,05	0,628	1618	18,174	1,854
4213	15,325	1,059				2615	13,727	3,689	1327	18,186	0,618	1767	18,21	1,884
4585	15,338	1,167				2897	13,732	3,718	1514	18,278	0,608	1916	18,246	1,952
4957	15,351	1,491				3245	13,737	3,747	1830	18,349	0,598	2080	18,27	2,011
5329	15,362	1,913				3500	13,741	3,787	3010	18,418	0,726	2229	18,281	2,05
5701	15,372	2,266				3763	13,745	3,816	5080	18,428	0,804	2400	18,292	2,06
6073	15,381	2,492				4000	13,748	3,836				2549	18,302	2,08
6554	15,392	2,639				4500	13,755	3,865				2698	18,317	2,099
6926	15,399	2,639												
7298	15,405	2,668												

Продолжение таблицы 10

Вариант №46			Вариант №47			Вариант №48			Вариант №49			Вариант №50		
t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа	t, мин	P <sub>с</sub> , МПа	P <sub>з</sub> , МПа
0	15,137	0,049	0	15,137	1,354	0	14,205	2,609	0	12,86	2,109	0	14,764	1,118
6	15,252	0,383	6	15,252	1,668	15	14,715	2,639	30	13,57	2,119	10	14,784	1,128
11	15,348	0,491	11	15,348	1,982	45	15,206	2,668	50	13,98	2,119	23	14,813	1,148
17	15,457	0,726	17	15,457	2,423	90	15,696	2,806	70	14,39	2,129	33	14,833	1,158
24	15,575	0,981	24	15,575	2,609	135	16,129	2,766	90	14,66	2,148	48	14,852	1,207
30	15,667	1,216	30	15,667	2,57	180	16,231	2,835	130	14,98	2,168	62	14,872	1,236
34	15,725	1,324	34	15,725	3,041	315	16,438	2,786	190	15,28	2,197	100	14,892	1,256
40	15,804	1,452	40	15,804	3,218	1135	16,608	2,894	260	15,37	2,217	125	14,921	1,285
46	15,876	1,54	46	15,876	3,218	1780	16,635	3,836	2825	15,56	2,227	150	14,952	1,305
51	15,93	1,678	51	15,93	4,856	2675	16,661	3,953	4630	15,59	2,276	300	15,147	1,354
58	15,997	1,687	58	15,997	4,866							1310	15,178	1,383
64	16,033	1,864	64	16,033	4,866							2950	15,201	1,403
70	16,068	1,903	70	16,068	4,905							4300	15,211	1,422
76	16,098	1,991	76	16,098	4,944							5670	15,222	1,432
85	16,134	2,06	85	16,134	4,974									
91	16,154	2,168	91	16,154	5,023									
97	16,17	2,148	97	16,17	5,071									
104	16,186	2,237	104	16,186	5,14									
110	16,197	2,276	110	16,197	5,258									
116	16,207	2,403	116	16,207	6,141									
122	16,216	2,413	122	16,216	6,151									
130	16,229	2,335	130	16,229	6,184									
136	16,238	2,806	136	16,238	6,203									
142	16,24	2,832	142	16,24	6,284									

Таблица 11

## Исходные данные для лабораторной работы №6

№ вар	h, м	$\mu_{\text{н}}$ , МПа·с	$R_{\text{к}}/r_{\text{с}}$	$P_{\text{к}}$ , МПа	$\sigma$	$E$ , Н/м <sup>2</sup>	l, м	$\delta_0$ , мкм	P, МПа	$k_{\text{т}}(P)$ , мкм <sup>2</sup>
1	10	1,5	$1,0 \cdot 10^5$	20	0,25	$1,0 \cdot 10^{10}$	0,05	80	13,8	0,025
2	11	1,8	$0,8 \cdot 10^5$	20,5	0,25	$1,1 \cdot 10^{10}$	0,06	85	14,4	0,05
3	12	2,1	$0,6 \cdot 10^5$	21	0,25	$1,2 \cdot 10^{10}$	0,07	90	15	0,075
4	13	2,4	$0,4 \cdot 10^5$	21,5	0,25	$0,9 \cdot 10^{10}$	0,08	95	14,8	0,1
5	14	2,7	$0,2 \cdot 10^5$	22	0,25	$0,8 \cdot 10^{10}$	0,09	100	15,6	0,125
6	15	3	$1,2 \cdot 10^5$	22,5	0,25	$1,0 \cdot 10^{10}$	0,1	105	16,1	0,15
7	16	3,3	$1,4 \cdot 10^5$	23	0,25	$1,1 \cdot 10^{10}$	0,11	110	15,5	0,175
8	17	3,6	$1,6 \cdot 10^5$	23,5	0,25	$1,2 \cdot 10^{10}$	0,12	115	16,7	0,2
9	18	3,9	$1,8 \cdot 10^5$	24	0,25	$0,9 \cdot 10^{10}$	0,13	120	17,3	0,225
10	19	4,2	$2,0 \cdot 10^5$	24,5	0,25	$0,8 \cdot 10^{10}$	0,14	125	17,9	0,25
11	20	4,5	$1,0 \cdot 10^5$	25	0,25	$1,0 \cdot 10^{10}$	0,05	80	18,2	0,275
12	21	4,8	$0,8 \cdot 10^5$	25,5	0,25	$1,1 \cdot 10^{10}$	0,06	85	18,6	0,3
13	22	5,1	$0,6 \cdot 10^5$	26	0,25	$1,2 \cdot 10^{10}$	0,07	90	18,9	0,325
14	23	5,4	$0,4 \cdot 10^5$	26,5	0,25	$0,9 \cdot 10^{10}$	0,08	95	19,1	0,35
15	24	5,7	$0,2 \cdot 10^5$	27	0,25	$0,8 \cdot 10^{10}$	0,09	100	19,2	0,375
16	25	6	$1,2 \cdot 10^5$	27,5	0,25	$1,0 \cdot 10^{10}$	0,1	105	19,5	0,4
17	26	6,3	$1,4 \cdot 10^5$	28	0,25	$1,1 \cdot 10^{10}$	0,11	110	21,7	0,425
18	27	6,6	$1,6 \cdot 10^5$	28,5	0,25	$1,2 \cdot 10^{10}$	0,12	115	22,4	0,45
19	28	6,9	$1,8 \cdot 10^5$	29	0,25	$0,9 \cdot 10^{10}$	0,13	120	27,4	0,475
20	29	7,2	$2,0 \cdot 10^5$	29,5	0,25	$0,8 \cdot 10^{10}$	0,14	125	25,3	0,5
21	10	7,5	$1,0 \cdot 10^5$	30	0,25	$1,0 \cdot 10^{10}$	0,05	80	22,8	0,525
22	11	7,8	$0,8 \cdot 10^5$	30,5	0,25	$1,1 \cdot 10^{10}$	0,06	85	21,2	0,55
23	12	8,1	$0,6 \cdot 10^5$	31	0,25	$1,2 \cdot 10^{10}$	0,07	90	24,5	0,575
24	13	8,4	$0,4 \cdot 10^5$	31,5	0,25	$0,9 \cdot 10^{10}$	0,08	95	23,8	0,6
25	14	8,7	$0,2 \cdot 10^5$	32	0,25	$0,8 \cdot 10^{10}$	0,09	100	24,9	0,625
26	15	9	$1,2 \cdot 10^5$	32,5	0,25	$1,0 \cdot 10^{10}$	0,1	105	25,6	0,65
27	16	9,3	$1,4 \cdot 10^5$	33	0,25	$1,1 \cdot 10^{10}$	0,11	110	27,8	0,675
28	17	9,6	$1,6 \cdot 10^5$	33,5	0,25	$1,2 \cdot 10^{10}$	0,12	115	26,4	0,7
29	18	9,9	$1,8 \cdot 10^5$	34	0,25	$0,9 \cdot 10^{10}$	0,13	120	27,3	0,725
30	19	10,2	$2,0 \cdot 10^5$	34,5	0,25	$0,8 \cdot 10^{10}$	0,14	125	28,2	0,75
31	20	10,5	$1,0 \cdot 10^5$	20	0,25	$1,0 \cdot 10^{10}$	0,05	80	13,8	0,775
32	21	10,8	$0,8 \cdot 10^5$	20,5	0,25	$1,1 \cdot 10^{10}$	0,06	85	14,4	0,8
33	22	11,1	$0,6 \cdot 10^5$	21	0,25	$1,2 \cdot 10^{10}$	0,07	90	15	0,825
34	23	11,4	$0,4 \cdot 10^5$	21,5	0,25	$0,9 \cdot 10^{10}$	0,08	95	14,8	0,85
35	24	11,7	$0,2 \cdot 10^5$	22	0,25	$0,8 \cdot 10^{10}$	0,09	100	15,6	0,875
36	25	12	$1,2 \cdot 10^5$	22,5	0,25	$1,0 \cdot 10^{10}$	0,1	105	16,1	0,9
37	26	12,3	$1,4 \cdot 10^5$	23	0,25	$1,1 \cdot 10^{10}$	0,11	110	15,5	0,925
38	27	12,6	$1,6 \cdot 10^5$	23,5	0,25	$1,2 \cdot 10^{10}$	0,12	115	16,7	0,95
39	28	12,9	$1,8 \cdot 10^5$	24	0,25	$0,9 \cdot 10^{10}$	0,13	120	17,3	0,975
40	29	13,2	$2,0 \cdot 10^5$	24,5	0,25	$0,8 \cdot 10^{10}$	0,14	125	17,9	1
41	10	13,5	$1,0 \cdot 10^5$	25	0,25	$1,0 \cdot 10^{10}$	0,05	80	18,2	1,025
42	11	13,8	$0,8 \cdot 10^5$	25,5	0,25	$1,1 \cdot 10^{10}$	0,06	85	18,6	1,05
43	12	14,1	$0,6 \cdot 10^5$	26	0,25	$1,2 \cdot 10^{10}$	0,07	90	18,9	1,075
44	13	14,4	$0,4 \cdot 10^5$	26,5	0,25	$0,9 \cdot 10^{10}$	0,08	95	19,1	1,1
45	14	14,7	$0,2 \cdot 10^5$	27	0,25	$0,8 \cdot 10^{10}$	0,09	100	19,2	1,125
46	15	15	$1,2 \cdot 10^5$	27,5	0,25	$1,0 \cdot 10^{10}$	0,1	105	19,5	1,15
47	16	1,5	$1,4 \cdot 10^5$	28	0,25	$1,1 \cdot 10^{10}$	0,11	110	21,7	1,175
48	17	1,8	$1,6 \cdot 10^5$	28,5	0,25	$1,2 \cdot 10^{10}$	0,12	115	22,4	1,2
49	18	2,1	$1,8 \cdot 10^5$	29	0,25	$0,9 \cdot 10^{10}$	0,13	120	27,4	1,225
50	19	2,4	$2,0 \cdot 10^5$	29,5	0,25	$0,8 \cdot 10^{10}$	0,14	125	25,3	1,25

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Образец титульного листа контрольной работы

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
профессионального образования  
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

### ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №1 **«НАЗВАНИЕ РАБОТЫ»**

по дисциплине «Гидродинамика пластовых систем»  
Вариант 1

Выполнил: студент гр. РНГМ-08-1  
Петров С.И.

Проверил: Иванов Д.П.

Пермь, 2011

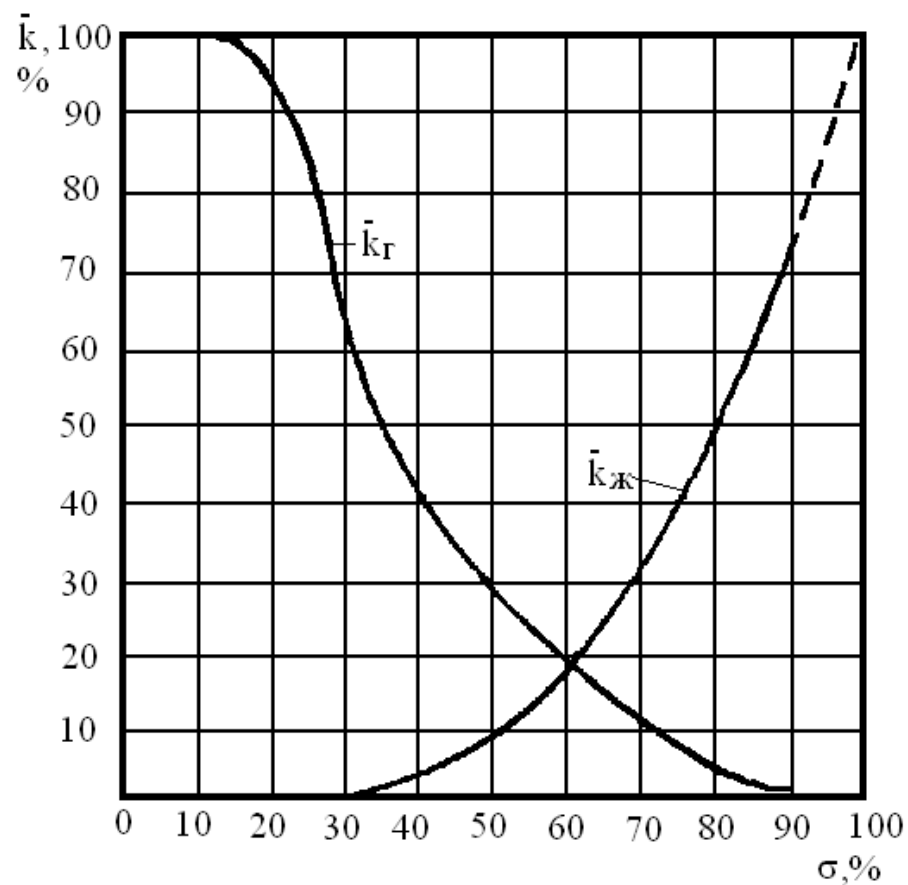


Рис. 13. График зависимости относительной проницаемости от фазовой насыщенности

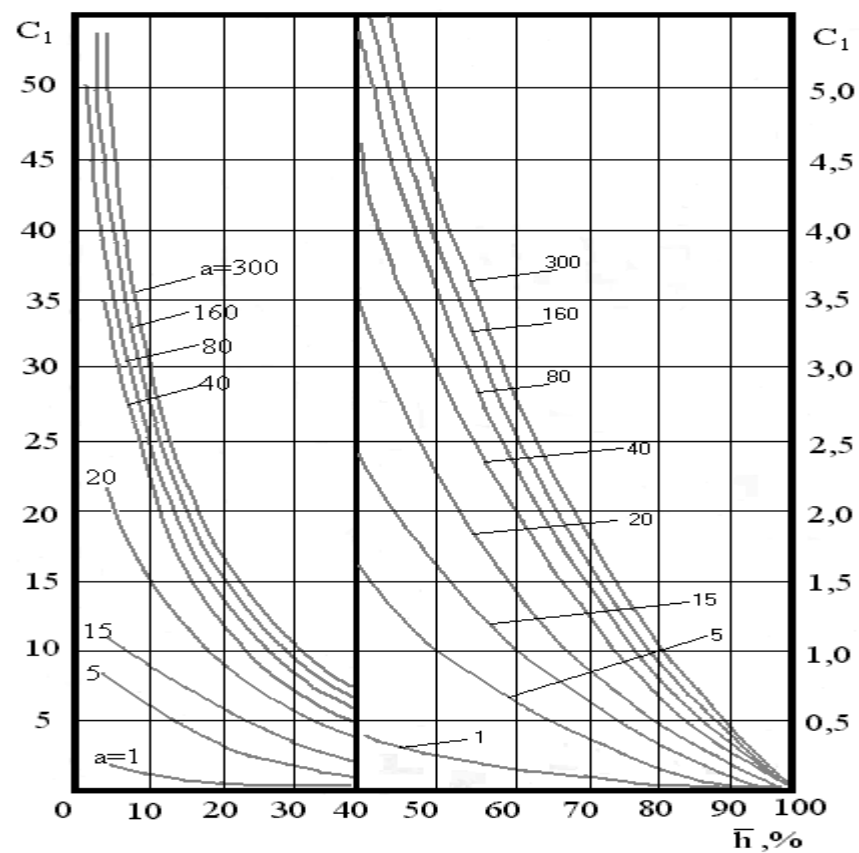


Рис. 14. График для определения коэффициента  $C_1$

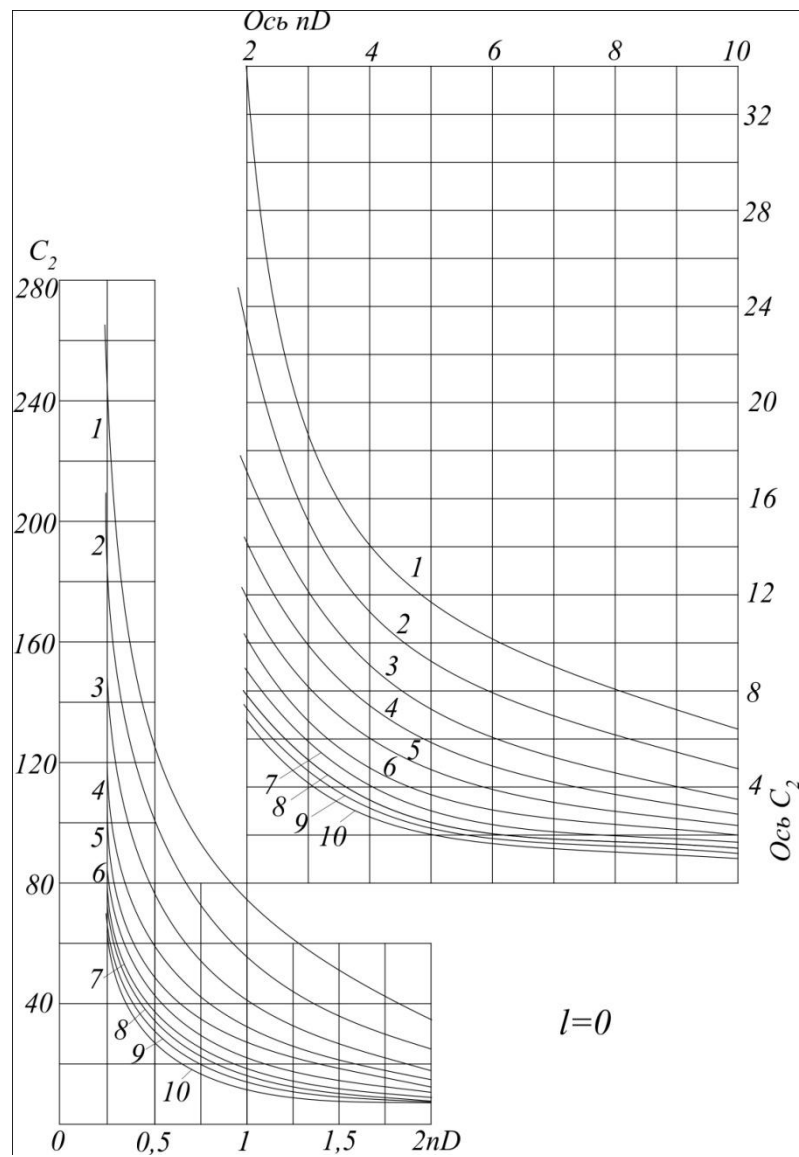


Рис. 15. График для определения коэффициента  $C_2$  ( $l=0$ )

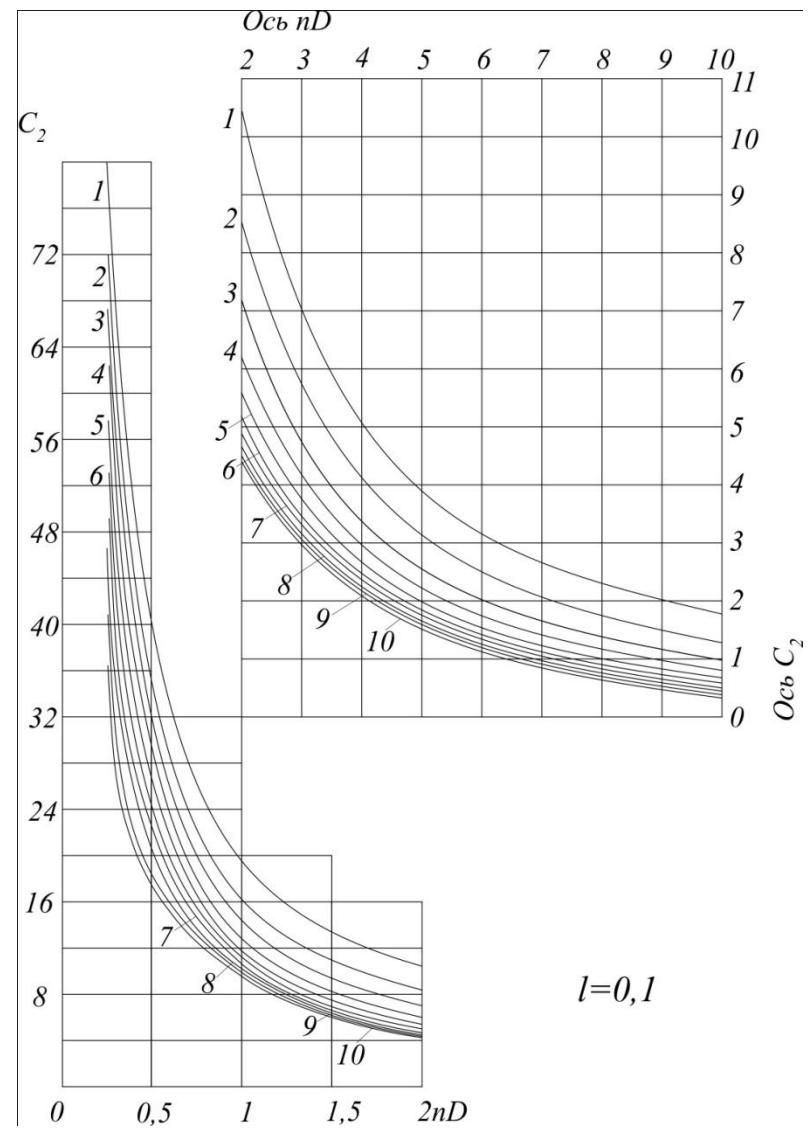


Рис. 16. График для определения коэффициента  $C_2$  ( $l=0,1$ )



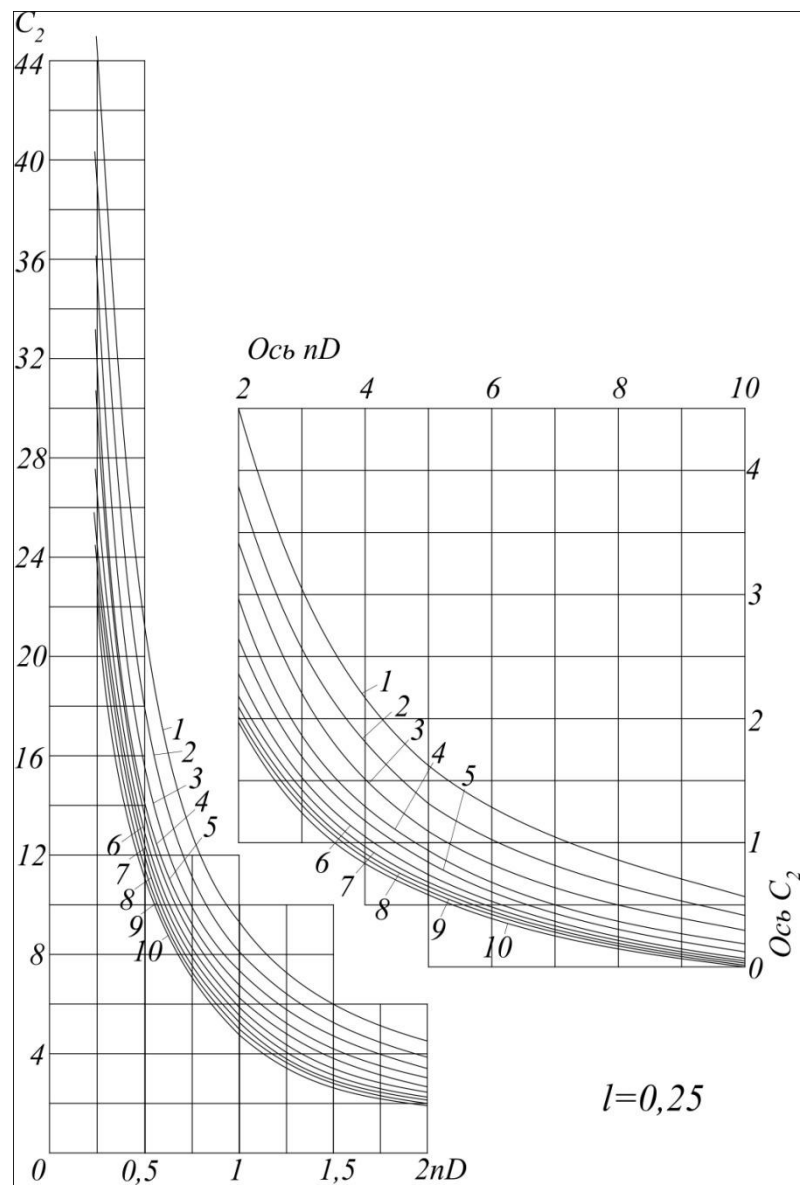


Рис. 17. График для определения коэффициента  $C_2$  ( $l=0,25$ )

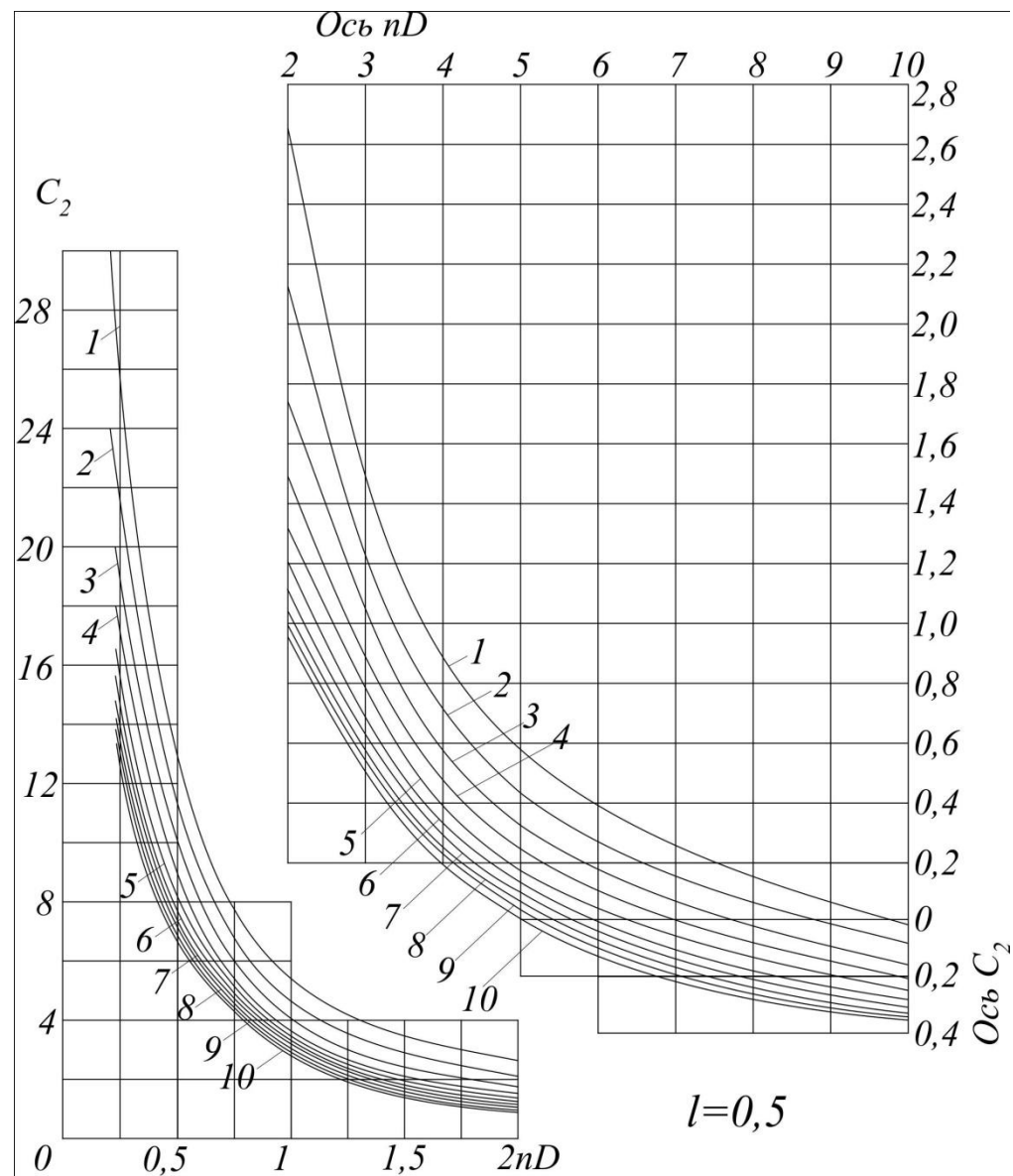


Рис. 18. График для определения коэффициента  $C_2$  ( $l=0,5$ )

На рис.13 – 18:  $\bar{k}$  – относительная проницаемость ( $\bar{k}_{жс}$  – относительная проницаемость по жидкости,  $\bar{k}_g$  – относительная проницаемость по газу);  $\sigma$  – фазовая насыщенность,  $C_1$  – коэффициент, учитывающий гидродинамическое несовершенство скважины по степени вскрытия пласта;  $C_2$  – коэффициент, учитывающий гидродинамическое несовершенство скважины по характеру вскрытия пласта;  $n$  – плотность перфорации,  $D$  – диаметр скважины.

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

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

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

$$l = \frac{l'}{D},$$

где  $l'$  – глубина перфорационного канала.

Кривая на рис.15 - 18 для определения коэффициента  $C_2$  выбирается в соответствии с параметром  $\alpha$  по табл. 12.

$$\alpha = \frac{d_0}{D},$$

где  $d$  – диаметр перфорационных отверстий.

Таблица 12

Номер кривой	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\alpha$	0,02	0,04	0,06	0,08	0,10	0,12	0,14	0,16	0,18	0,20

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Таблица 13

Интеграл вероятности erf(x)

x	erf(x)	x	erf(x)	x	erf(x)	x	erf(x)
0,000	0,0000	0,400	0,4283	1,250	0,9229	2,250	0,9985
0,020	0,0225	0,420	0,4474	1,300	0,9340	2,300	0,9988
0,040	0,0451	0,440	0,4662	1,350	0,9437	2,350	0,9991
0,060	0,0676	0,460	0,4846	1,400	0,9522	2,400	0,9993
0,080	0,0900	0,480	0,5027	1,450	0,9597	2,450	0,9994
0,100	0,1124	0,500	0,5205	1,500	0,9661	2,500	0,9995
0,120	0,1347	0,550	0,5633	1,550	0,9716	2,550	0,9996
0,140	0,1569	0,600	0,6038	1,600	0,9763	2,600	0,9997
0,160	0,1790	0,650	0,6420	1,650	0,9803	2,650	0,9998
0,180	0,2009	0,700	0,6778	1,700	0,9837	2,700	0,9998
0,200	0,2227	0,750	0,7111	1,750	0,9866	2,750	0,9999
0,220	0,2443	0,800	0,7421	1,800	0,9890	2,800	0,9999
0,240	0,2657	0,850	0,7706	1,850	0,9911	2,850	0,9999
0,260	0,2869	0,900	0,7969	1,900	0,9927	2,900	0,9999
0,280	0,3078	0,950	0,8208	1,950	0,9941	2,950	0,9999
0,300	0,3286	1,000	0,8427	2,000	0,9953	3,000	0,9999
0,320	0,3491	1,050	0,8624	2,050	0,9962	∞	1,0000
0,340	0,3693	1,100	0,8802	2,100	0,9970		
0,360	0,3893	1,150	0,8961	2,150	0,9976		
0,380	0,4090	1,200	0,9103	2,200	0,9981		

Таблица 14

Интегральная экспоненциальная функция  $E_i(x) = -E_i(-x)$ 

x	$E_i(x)$	x	$E_i(x)$	x	$E_i(x)$	x	$E_i(x)$
0,010	4,037	0,078	2,050	0,560	0,493	3,40	0,00789
0,012	3,857	0,080	2,026	0,580	0,473	3,60	0,00616
0,014	3,705	0,082	2,034	0,600	0,454	3,80	0,00482
0,016	3,573	0,084	1,982	0,620	0,436	4,00	0,00377
0,018	3,458	0,086	1,960	0,640	0,419	4,20	0,00296
0,020	3,354	0,088	1,939	0,660	0,403	4,40	0,00233
0,022	3,261	0,090	1,918	0,680	0,388	4,60	0,00184
0,024	3,176	0,092	1,898	0,700	0,373	4,80	0,00145
0,026	3,098	0,094	1,879	0,720	0,359	5,00	0,00114
0,028	3,026	0,096	1,859	0,740	0,346	5,20	0,00090
0,030	2,959	0,098	1,841	0,760	0,334	5,40	0,00071
0,032	2,896	0,100	1,822	0,780	0,322	5,60	0,00057
0,034	2,837	0,120	1,659	0,80	0,310	5,80	0,00045
0,036	2,782	0,140	1,524	0,82	0,299	6,00	0,00036
0,038	2,730	0,160	1,409	0,84	0,289	6,20	0,00028
0,040	2,681	0,180	1,309	0,86	0,279	6,40	0,00022
0,042	2,634	0,200	1,222	0,88	0,269	6,60	0,00018
0,044	2,589	0,220	1,145	0,90	0,260	6,80	0,00014
0,046	2,547	0,240	1,076	0,92	0,251	7,0	1,15 E-4
0,048	2,506	0,260	1,013	0,94	0,242	7,2	9,21 E-5
0,050	2,467	0,280	0,957	0,96	0,234	7,4	7,36 E-5
0,052	2,430	0,300	0,905	0,98	0,226	7,6	5,88 E-5
0,054	2,394	0,320	0,858	1,00	0,219	7,8	4,70 E-5
0,056	2,360	0,340	0,814	1,20	0,158	8,0	3,76 E-5
0,058	2,327	0,360	0,774	1,40	0,116	8,2	3,01 E-5
0,060	2,295	0,380	0,737	1,60	0,0863	8,4	2,41 E-5
0,062	2,264	0,400	0,702	1,80	0,0647	8,6	1,93 E-5
0,064	2,234	0,420	0,669	2,00	0,0489	8,8	1,55 E-5
0,066	2,205	0,440	0,639	2,20	0,0371	9,0	1,24 E-5
0,068	2,177	0,460	0,611	2,40	0,0284	9,2	9,99 E-6
0,070	2,150	0,480	0,584	2,60	0,0218	9,4	8,02 E-6
0,072	2,124	0,500	0,559	2,80	0,0168	9,6	6,44 E-6
0,074	2,099	0,520	0,536	3,00	0,0130	9,8	5,17 E-6
0,076	2,074	0,540	0,514	3,20	0,0101		