



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ  
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«САМАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

---

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

# ИССЛЕДОВАНИЕ НЕСТАЦИОНАРНОГО ТЕЧЕНИЯ УПРУГОЙ ЖИДКОСТИ

Методические указания к лабораторной работе

Самара  
Самарский государственный технический университет  
2014

## Оглавление

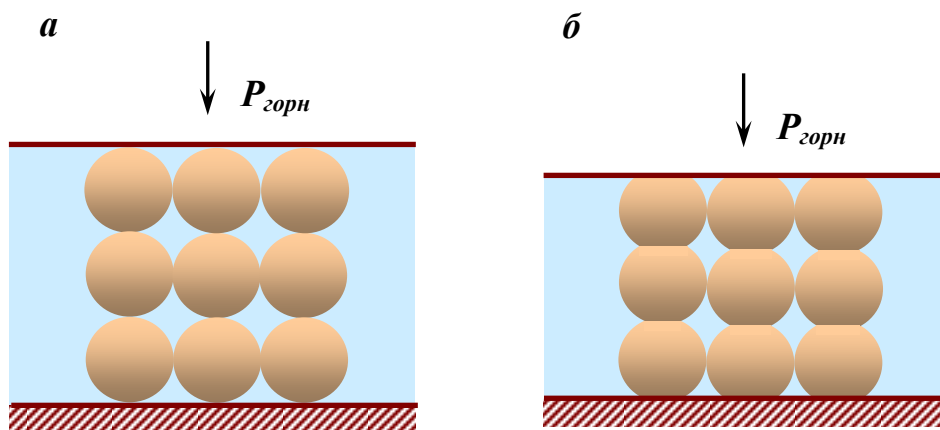
<i>1. ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ .....</i>	<i>3</i>
<i>1.1 Нестационарная фильтрация и её особенности.....</i>	<i>3</i>
<i>1.2 Прямолинейно-параллельный нестационарный фильтрационный поток упругой жидкости .....</i>	<i>5</i>
<i>1.3 Плоскорадиальный нестационарный фильтрационный .....</i>	<i>9</i>
<i>поток упругой жидкости .....</i>	<i>9</i>
<i>1.4 Математическое описание нестационарной радиальной фильтрации упругой жидкости с помощью безразмерных параметров.....</i>	<i>11</i>
<i>2. ПРАКТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ .....</i>	<i>13</i>
<i>2.1 Изучение неустановившегося однофазного плоскорадиального потока жидкости в бесконечном пласте .....</i>	<i>13</i>
<i>2.2 Постановка работы.....</i>	<i>14</i>
<i>2.3 Последовательность выполнения работы и содержание отчета .....</i>	<i>20</i>
<i>БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....</i>	<i>27</i>
<i>ПРИЛОЖЕНИЕ.....</i>	<i>28</i>

# 1. ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

## 1.1 Нестационарная фильтрация и её особенности

При пуске скважин в эксплуатацию, при их остановке, при изменении темпа добычи жидкости из скважин в пласте возникают неустановившиеся процессы, которые проявляются в длительном (нестационарном) перераспределении пластового давления в зоне фильтрации, в изменении со временем дебитов, скоростей фильтрации и т.д. Неустановившимся поток будет считаться до тех пор, пока происходит процесс перераспределения пластового давления, т.е. пока значение пластового давления в любой точке пласта не станет постоянным.

Особенности нестационарных процессов зависят от упругих свойств пласта и насыщающих жидкостей. Основной формой пластовой энергии является энергия упругой деформации жидкостей (нефти и воды) и материала пласта. При снижении внутрипластового давления объём порового пространства сокращается за счёт расширения и деформации материала пласта (см. рис.1), а объём сжатой жидкости увеличивается. Именно это способствует вытеснению жидкости из пласта в направлении добывающей галереи или скважины. Упругий запас пластовой системы изменяется, а поток является однофазным, если давление в любой точке области фильтрации превышает давления насыщения нефти газом.



Р и с. 1. Упрощенная схема деформации зерен породы:

$a$  – до деформации;  $b$  – после деформации

Основная формула теории упруго режима основана на решении дифференциального уравнения пьезопроводности, являющегося комбинацией уравнения неразрывности потока, уравнения состояния и закона Дарси. В радиальных координатах оно имеет вид:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{dp}{dr} = \frac{\mu \cdot \beta^*}{k} \frac{dp}{dt}$$

или

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{dp}{dr} = \frac{1}{\chi} \cdot \frac{dp}{dt},$$
(1)

где  $p$  – пластовое давление, Па;  $r$  – расстояние от центра скважины, м;  $\mu$  – вязкость флюида, Па·с;  $\beta^*$  – коэффициент упругоёмкости пласта, Па<sup>-1</sup>;  $k$  – проницаемость породы м<sup>2</sup>;  $t$  – время, с;  $\chi$  – коэффициент пьезопроводности, пласта м<sup>2</sup>/с.

Коэффициент пьезопроводности  $\chi$  характеризует скорость перераспределения давления в пласте. Его можно выразить как:

$$\chi = \frac{k}{\mu \cdot \beta^*},$$
(2)

Коэффициент упругоёмкости пласта  $\beta^*$  показывает, какую долю от выделенного элемента объёма пласта составляет объём жидкости, высвободившийся из элемента пласта при снижении пластового давления на единицу, и находится как:

$$\beta^* = m \cdot \beta_{жс} + \beta_c,$$
(3)

где  $m$  – пористость, д.ед.;  $\beta_{жс}$  – коэффициент упругой сжимаемости пластовой жидкости, Па<sup>-1</sup>;  $\beta_c$  – коэффициент упругой сжимаемости породы, слагающей пласт, Па<sup>-1</sup>.

Ниже приведены зависимости, которые используется при математическом описании нестационарного течения упругой жидкости в пористой среде.

[Оглавление](#)

## 1.2 Прямолинейно-параллельный нестационарный фильтрационный поток упругой жидкости

### СЛУЧАЙ I.

На добывающей галерее поддерживается постоянное давление  $P_2$ .

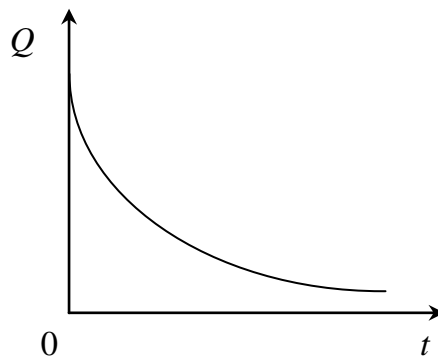
**Закон распределения давления** в нестационарном прямолинейно-параллельном фильтрационном потоке упругой жидкости имеет вид:

$$P = P_2 + (P_k - P_2) \operatorname{erf} \left( \frac{x}{2\sqrt{\chi t}} \right), \quad (4)$$

где  $\operatorname{erf} \left( \frac{x}{2\sqrt{\chi t}} \right)$  - интеграл вероятности, являющийся табулированной функцией, изменяется в пределах от 0 до 1.

**Дебит галереи** (рис. 2) в любой момент времени составляет:

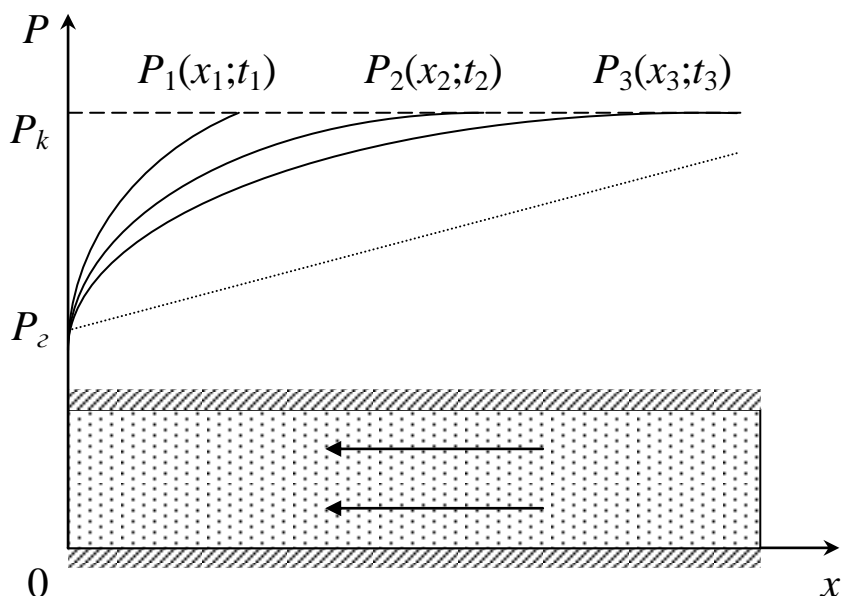
$$Q(t) = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{P_k - P_2}{\sqrt{\pi \cdot \chi \cdot t}} \cdot B \cdot h. \quad (5)$$



Р и с. 2. Зависимость дебита от времени.

Из формулы (5) следует, что дебит галереи убывает с течением времени как  $1/\sqrt{t}$  и при  $t \rightarrow \infty$  стремится к нулю.

Кривые распределения давления в различные моменты времени имеют вид (рис.3):



Р и с. 3. Кривые распределения давления в различные моменты времени.

С помощью приближённого метода последовательной смены стационарных состояний (ПССС) получены и используются на практике несколько иные зависимости.

**Закон распределения давления** в нестационарном прямолинейно-параллельном фильтрационном потоке упругой жидкости:

$$\begin{cases} P(x,t) = P_k - (P_k - P_2) \cdot \left(1 - \frac{x}{2 \cdot \sqrt{\chi \cdot t}}\right) & \text{при } 0 \leq x \leq 2 \cdot \sqrt{\chi \cdot t}; \\ P(x,t) = P_k & \text{при } x > 2 \cdot \sqrt{\chi \cdot t} \end{cases} \quad (6)$$

**Дебит галереи** в любой момент времени:

$$Q(t) = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{P_k - P_2}{2 \cdot \sqrt{\chi \cdot t}} \cdot B \cdot h \quad (7)$$

В этих формулах  $l(t) = 2 \cdot \sqrt{\chi \cdot t}$  - закон движения границы возмущённой области.

Согласно приближённому методу А.М. Пирвердяна, **закон распределения давления** в нестационарном прямолинейно-параллельном фильтрационном потоке упругой жидкости можно представить в виде

$$\begin{cases} P(x,t) = P_k - (P_k - P_z) \cdot \left(1 - \frac{x}{\sqrt{12 \cdot \chi \cdot t}}\right) & \text{при } 0 \leq x \leq \sqrt{12 \cdot \chi \cdot t}; \\ P(x,t) = P_k & \text{при } x > \sqrt{12 \cdot \chi \cdot t}. \end{cases} \quad (8)$$

**Дебит галереи** в любой момент времени:

$$Q(t) = \frac{2 \cdot k}{\mu} \cdot \frac{P_k - P_z}{\sqrt{12 \cdot \chi \cdot t}} \cdot B \cdot h \quad (9)$$

Здесь  $l(t) = \sqrt{12 \cdot \chi \cdot t}$  - закон движения границы возмущённой области.

## СЛУЧАЙ II.

Добывающая галерея пущена в эксплуатацию с постоянным дебитом  $Q$ .

**Давление в любой точке пласта** определяется по формуле:

$$P(x,t) = P_z(t) + \frac{\mu \cdot v_1}{k} \left[ x \cdot \left(1 - \operatorname{erf}\left(\frac{x}{2\sqrt{\chi \cdot t}}\right)\right) + \frac{2\sqrt{\chi \cdot t}}{\sqrt{\pi}} \left(1 - e^{-\frac{x^2}{4\chi \cdot t}}\right) \right], \quad (10)$$

где  $v_1 = v(0;t)$  - скорость фильтрации на галерее в момент времени  $t$ .

**Закон изменения давления на галерее**  $P_z(t)$  принимает следующий вид:

$$P_z(t) = P_k - \frac{Q \cdot \mu}{B \cdot h} \cdot \frac{2\sqrt{\chi \cdot t}}{k \cdot \sqrt{\pi}}. \quad (11)$$

С помощью приближённого метода последовательной смены стационарных состояний (ПССС) получены и используются на практике несколько иные зависимости.

**Давление в любой точке пласта** определяется по формуле

$$\begin{cases} P(x,t) = P_{\kappa} - \frac{Q \cdot \mu}{k \cdot B \cdot h} \left[ \sqrt{2 \cdot \chi \cdot t} - x \right] & \text{при } 0 \leq x \leq \sqrt{2 \cdot \chi \cdot t} \\ P(x,t) = P_{\kappa} & \text{при } x > \sqrt{2 \cdot \chi \cdot t} \end{cases} \quad (12)$$

**Закон изменения давления на галерее**  $P_2(t)$  принимает следующий вид:

$$P_2(t) = P_{\kappa} - \frac{Q \cdot \mu \cdot \sqrt{2 \cdot \chi \cdot t}}{k \cdot B \cdot h} . \quad (13)$$

Здесь  $l(t) = \sqrt{2 \cdot \chi \cdot t}$  - закон движения границы возмущённой области.

Согласно приближённому методу А.М. Пирвердяна, **закон распределения давления** в нестационарном прямолинейно-параллельном фильтрационном потоке упругой жидкости можно представить в виде

$$\begin{cases} P(x,t) = P_{\kappa} - \frac{Q \cdot \mu}{2 \cdot k \cdot B \cdot h} \sqrt{6 \cdot \chi \cdot t} \cdot \left( 1 - \frac{x}{\sqrt{6 \cdot \chi \cdot t}} \right)^2 & \text{при } 0 \leq x \leq \sqrt{6 \cdot \chi \cdot t} ; \\ P(x,t) = P_{\kappa} & \text{при } x > \sqrt{6 \cdot \chi \cdot t} . \end{cases} \quad (14)$$

**Закон изменения давления на галерее**  $P_2(t)$  принимает следующий вид:

$$P_2(t) = P_{\kappa} - \frac{Q \cdot \mu \cdot \sqrt{6 \cdot \chi \cdot t}}{2 \cdot k \cdot B \cdot h} \quad (15)$$

В этих формулах  $l(t) = \sqrt{6 \cdot \chi \cdot t}$  - закон движения границы возмущённой области.

[Оглавление](#)



### 1.3 Плоскорадиальный нестационарный фильтрационный поток упругой жидкости

Для случая, когда скважина работает с постоянным дебитом  $Q$ , отечественные исследователи, решая дифференциальное уравнение пьезопроводности (1), получили зависимость, которая через коэффициент пьезопроводности характеризует изменение пластового давления в любой точке бесконечного пласта с учётом времени работы скважины:

$$p_0 - p = \frac{Q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \left[ -E_i \left( -\frac{r^2}{4 \cdot \chi \cdot t} \right) \right], \quad (16)$$

где  $p_0$  – начальное пластовое давление в точке  $r$ , Па;  $p$  – текущее пластовое давление в точке  $r$ , Па;  $Q$  – постоянный дебит скважины, м<sup>3</sup>/с;  $h$  – толщина пласта, м;  $E_i$  – интегральная показательная функция, которая в зависимости от аргумента  $\left( -\frac{r^2}{4 \cdot \chi \cdot t} \right)$  определяется по таблице;  $t$  – время работы скважины с постоянным дебитом, с.

Уравнение (16) – это основная формула теории упругого режима фильтрации.

При малых значениях аргумента  $\left( \frac{r^2}{4 \cdot \chi \cdot t} \right) \ll 1$  функцию  $-E_i \left( -\frac{r^2}{4 \cdot \chi \cdot t} \right)$  можно приближённо заменить формулой:

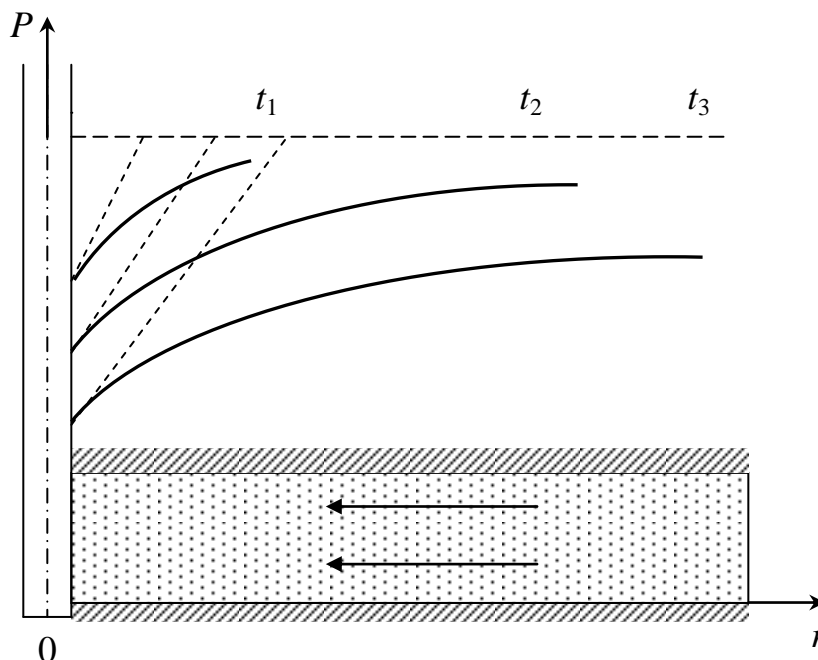
$$-E_i \left( -\frac{r^2}{4 \cdot \chi \cdot t} \right) \approx \ln \frac{4 \cdot \chi \cdot t}{r^2} - 0,5772 ,$$

тогда

$$P_k - P(r, t) \approx \frac{Q \cdot \mu}{4\pi \cdot k \cdot h} \left( \ln \frac{4 \cdot \chi \cdot t}{r^2} - 0,5772 \right). \quad (17)$$

Пьезометрические кривые для бесконечного пласта, эксплуатируемого скважиной с постоянным дебитом  $Q$ , имеют вид

логарифмических линий. При этом углы касательных на забое скважины одинаковы для всех кривых (рис 4).



Р и с. 3. Пьезометрические кривые для бесконечного пласта.

С помощью приближённых методов получены и используются на практике следующие зависимости для определения пластового давления:

**а) метод интегральных соотношений**

$$P(r,t) = P_{\kappa} + \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot k \cdot h} \cdot \left[ \ln \frac{r}{R(t)} + 1 - \frac{r}{R(t)} \right], \quad (18)$$

где

$$R(t) = \sqrt{R_c^2 + 12 \cdot \chi \cdot t};$$

**б) метод усреднения Ю.Д Соколова-Г.П.Гусейнова**

$$P = P_{\kappa} + \frac{Q \cdot \mu}{2\pi \cdot k \cdot h} \cdot \ln \frac{r}{R(t)} + \frac{Q \cdot \mu}{4\pi \cdot k \cdot h} \cdot \left( 1 - \frac{r^2}{R^2(t)} \right), \quad (19)$$

где

$$R(t) = \sqrt{R_c^2 + 8 \cdot \chi \cdot t}.$$

Для случая, когда скважина работает с постоянным забойным давлением  $P_c$ , рекомендуется **формула Э.Б.Чекалюка**, позволяющая рассчитывать дебит скважины по формуле Дюпюи, в которую входит радиус возмущенной области  $R(t)$ :

$$Q(t) = \frac{2\pi \cdot k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_k - P_c}{\ln \frac{R(t)}{R_c}}, \quad (20)$$

где

$$R(t) = R_c + \sqrt{\pi \cdot \chi \cdot t}.$$

## Оглавление

### 1.4 Математическое описание нестационарной радиальной фильтрации упругой жидкости с помощью безразмерных параметров

Подход, основанный на использовании безразмерных величин, базируется на решении дифференциального уравнения фильтрации флюида в пористой среде, являющегося комбинацией закона сохранения массы, уравнения состояния и закона Дарси, которое в радиальных координатах записывается как:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{dp}{dr} = \frac{m \cdot \mu \cdot c_t}{k} \frac{dp}{dt}, \quad (21)$$

где  $p$  – пластовое давление, Па;  $r$  – расстояние от центра скважины, м;  $m$  – пористость, д.ед. (в иностранной литературе пористость иногда обозначают как  $\phi$ );  $\mu$  – вязкость флюида, Па·с;  $c_t$  – коэффициент сжимаемости пласта, Па<sup>-1</sup>;  $k$  – проницаемость породы м<sup>2</sup>;  $t$  – время, с.

Коэффициент сжимаемости пласта (эффективной сжимаемости) – это коэффициент, учитывающий расширение нефти и воды, а также уменьшение порового объёма в процессе добычи, он выражается как:

$$c_t = (c_f + c_o S_o + c_w S_w) / S_{oi}, \quad (22)$$

где  $c_o$ ,  $c_w$ ,  $c_f$  – коэффициенты сжимаемости соответственно нефти, воды, породы, Па<sup>-1</sup>;  $S_w$  – водонасыщенность, д.ед.;  $S_{oi}$  – нефтенасыщенность в начальный момент разработки, д.ед.

Негативным следствием использования обобщённых безразмерных решений является недостаточная наглядность безразмерных параметров, не дающих в отличие от обычных размерных величин ясного физического представления о процессе. Однако их легко перевести в размерные, поскольку они прямо пропорциональны стандартным физическим величинам.

Так для случая *установившейся* плоскорадиальной фильтрации упругой жидкости безразмерное давление  $p_D$  будет постоянным и запишется как:

$$p_D = \ln \frac{R_\kappa}{r_c}, \quad (23)$$

где  $R_\kappa$  – радиус контура питания, м;  $r_c$  – радиус скважины, м.

Таким образом, уравнение установившейся плоскорадиальной фильтрации относительно перепада давлений  $\Delta p$  примет вид:

$$\Delta p = \frac{Q \cdot B \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot p_D, \quad (24)$$

где слагаемое  $\frac{Q \cdot B \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}$  при постоянном дебите  $Q$  будет являться коэффициентом пропорциональности между перепадом давлений  $\Delta p$  и безразмерным давлением  $p_D$ .

Для случая *неустановившейся* плоскорадиальной фильтрации безразмерное давление  $p_D$  перестает быть постоянным и является функцией от безразмерного времени  $t_D$ , которое рассчитывается как:

$$t_D = \frac{k \cdot t}{m \cdot \mu \cdot c_t \cdot r_c^2}, \quad (25)$$

Безразмерное давление  $p_D$  различно в различных точках пласта. Следовательно, оно будет зависеть и от удаленности точки, в которой необходимо определить пластовое давление. Эта зависимость определяется через безразмерное расстояние от стенки скважины:

$$r_D = r / r_c. \quad (26)$$

Таким образом, зная безразмерные время  $t_D$  и расстояние  $r_D$ , можно найти безразмерное давление как:

$$p_D = -\frac{1}{2} \cdot Ei \left( -\frac{r_D^2}{4 \cdot t_D} \right), \quad (27)$$

где  $Ei$  – интегральная показательная функция от аргумента  $\left( -\frac{r_D^2}{4 \cdot t_D} \right)$  (определяется по таблице).

Решая дифференциальное уравнение фильтрации флюида в пористой среде (21), зарубежные ученые получили зависимость, которая через безразмерное давление характеризует изменение пластового давления в любой точке бесконечного пласта от работы скважины с постоянным дебитом с учётом времени её работы:

$$p_0 - p = \frac{Q \cdot B \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot [p_D + s], \quad (28)$$

где  $B$  – объёмный коэффициент нефти;  $s$  – скин-фактор, характеризующий состояние призабойной зоны (учитывается только если  $r = r_c$ ).

## [Оглавление](#)

## **2. ПРАКТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

### **2.1 Изучение неустановившегося однофазного плоскорадиального потока жидкости в бесконечном пласте**

Целью данной работы является изучение процесса неустановившейся плоскорадиальной однофазной фильтрации упругой жидкости в бесконечном пласте посредством сравнения теории упругого режима (отечественный подход) и решения

основного уравнения фильтрации в безразмерном виде (зарубежный подход).

## 2.2 Постановка работы

В пласте с нефтенасыщенной толщиной  $h$  м планируется пустить в эксплуатацию скважину радиусом  $r_c$  м с постоянным дебитом  $Q$  м<sup>3</sup>/сут. Начальное пластовое давление составляет  $p_0$  бар, проницаемость пласта  $k$  составляет мДа, пористость –  $m$  д.ед. Коэффициент сжимаемости пласта (эффективной сжимаемости)  $c_f$  бар<sup>-1</sup>. Скважина будет добывать нефть с постоянной динамической вязкостью  $\mu$  сПз и объемным коэффициентом  $B$ .

Необходимо определить время перехода характера потока к установившейся фильтрации  $t_{пер}$ , используя как теорию упругого режима, так и безразмерные величины на расстоянии 0,5 и 10 м от скважины (временные отрезки взять равными 2, 10, 20 и 50 часов). Выполнить построение эпюры распределения пластового давления на расстоянии 0,5, 10, 15 и 20 м от стенки скважины через 10 и 20 часов после пуска скважины в работу. Сравнить полученные результаты по двум подходам. Пласт считать однородным и бесконечным. Коэффициент упругоёмкости пласта  $\beta^*$  считать численно равным коэффициенту сжимаемости пласта  $c_f$ . Скважину считать незагрязненной и принять скин-фактор  $s$  равным 0. Учсть, что 1 бар = 10<sup>5</sup> Па. Все расчеты ведутся в системе СИ. Каждый студент выполняет свой вариант лабораторной работы. **Интегральная показательная функция дана в приложении 1, заменять ее на логарифм запрещено!**

**НОМЕР ВАРИАНТА СООТВЕТСТВУЕТ ДВУМ ПОСЛЕДНИМ ЦИФРАМ ЗАЧЕТКИ**

**ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ**

ПАРАМЕТР/ВАРИАНТ	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Начальное пластовое давление $p_0$ , Бар	90	100	110	120	130	140	150	160	170	180
Проницаемость $k$ , мДа	70	80	90	100	70	80	90	100	70	80
Вязкость нефти $\mu$ , сПз	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Объемный коэффициент нефти $B$	1,02	1,05	1,07	1,02	1,05	1,7	1,02	1,05	1,07	1,02
Толщина пласта $h$ , м	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Пористость $m$	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19	0,2	0,15	0,16	0,17	0,18
Коэффициент сжимаемости пласта $c_s$ , бар <sup>-1</sup>	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029
Радиус скважины $r_c$ , м	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152
Площадь дренирования $F$ , м <sup>2</sup>	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000
Скин фактор $S$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Дебит скважины $Q$ , м <sup>3</sup> /сут	17	22	25	28	17	22	25	28	17	22
ПАРАМЕТР/ВАРИАНТ	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Начальное пластовое давление $p_0$ , Бар	190	200	210	220	230	240	250	260	270	280
Проницаемость $k$ , мДа	90	100	70	80	90	100	70	80	90	100
Вязкость нефти $\mu$ , сПз	15	16	17	5	6	7	8	9	10	11
Объемный коэффициент нефти $B$	1,05	1,07	1,02	1,05	1,07	1,02	1,05	1,07	1,02	1,05
Толщина пласта $h$ , м	19	20	9	10	11	12	13	14	15	16
Пористость $m$	0,19	0,2	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19	0,2	0,15	0,16
Коэффициент сжимаемости пласта $c_s$ , бар <sup>-1</sup>	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029
Радиус скважины $r_c$ , м	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152
Площадь дренирования $F$ , м <sup>2</sup>	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000
Скин фактор $S$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Дебит скважины $Q$ , м <sup>3</sup> /сут	25	28	17	22	25	28	17	22	25	28

ПАРАМЕТР/ВАРИАНТ	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Начальное пластовое давление $p_0$ , Бар	290	300	310	320	330	90	100	110	120	130
Проницаемость $k$ , мДа	70	80	90	100	70	80	90	100	70	80
Вязкость нефти $\mu$ , сПз	12	13	14	15	16	5	6	7	8	9
Объемный коэффициент нефти $B$	1,07	1,02	1,05	1,07	1,02	1,02	1,05	1,07	1,02	1,05
Толщина пласта $h$ , м	17	18	19	20	12	9	10	11	12	13
Пористость $m$	0,17	0,18	0,19	0,2	0,16	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19
Коэффициент сжимаемости пласта $c_t$ , бар <sup>-1</sup>	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029
Радиус скважины $r_c$ , м	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152
Площадь дренирования $F$ , м <sup>2</sup>	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000
Скин фактор $S$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Дебит скважины $Q$ , м <sup>3</sup> /сут	17	22	25	28	17	22	25	28	17	22
ПАРАМЕТР/ВАРИАНТ	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
Начальное пластовое давление $p_0$ , Бар	140	150	160	170	180	190	200	210	220	230
Проницаемость $k$ , мДа	90	100	70	80	90	100	70	80	90	100
Вязкость нефти $\mu$ , сПз	10	11	12	13	14	15	16	17	5	6
Объемный коэффициент нефти $B$	1,7	1,02	1,05	1,07	1,02	1,05	1,07	1,02	1,05	1,07
Толщина пласта $h$ , м	14	15	16	17	18	19	20	9	10	11
Пористость $m$	0,2	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19	0,2	0,15	0,16	0,17
Коэффициент сжимаемости пласта $c_t$ , бар <sup>-1</sup>	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029
Радиус скважины $r_c$ , м	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152
Площадь дренирования $F$ , м <sup>2</sup>	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000
Скин фактор $S$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Дебит скважины $Q$ , м <sup>3</sup> /сут	25	28	17	22	25	28	17	22	25	28



ПАРАМЕТР/ВАРИАНТ	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
Начальное пластовое давление $p_0$ , Бар	240	250	260	270	280	290	300	310	320	330
Проницаемость $k$ , мДа	70	80	90	100	70	80	90	100	70	80
Вязкость нефти $\mu$ , сПз	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Объемный коэффициент нефти $B$	1,02	1,05	1,07	1,02	1,05	1,07	1,02	1,05	1,07	1,02
Толщина пласта $h$ , м	12	13	14	15	16	17	18	19	20	9
Пористость $m$	0,18	0,19	0,2	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19	0,2	0,15
Коэффициент сжимаемости пласта $c_t$ , бар <sup>-1</sup>	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029
Радиус скважины $r_c$ , м	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152
Площадь дренирования $F$ , м <sup>2</sup>	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000
Скин фактор $S$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Дебит скважины $Q$ , м <sup>3</sup> /сут	17	22	25	28	17	22	25	28	17	22
ПАРАМЕТР/ВАРИАНТ	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
Начальное пластовое давление $p_0$ , Бар	90	100	110	120	130	140	150	160	170	180
Проницаемость $k$ , мДа	90	100	70	80	90	100	70	80	90	100
Вязкость нефти $\mu$ , сПз	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Объемный коэффициент нефти $B$	1,02	1,05	1,07	1,02	1,05	1,7	1,02	1,05	1,07	1,02
Толщина пласта $h$ , м	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Пористость $m$	0,16	0,17	0,18	0,19	0,2	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19
Коэффициент сжимаемости пласта $c_t$ , бар <sup>-1</sup>	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029
Радиус скважины $r_c$ , м	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152
Площадь дренирования $F$ , м <sup>2</sup>	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000
Скин фактор $S$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Дебит скважины $Q$ , м <sup>3</sup> /сут	25	28	17	22	25	28	17	22	25	28

ПАРАМЕТР/ВАРИАНТ	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70
Начальное пластовое давление $p_0$ , Бар	190	200	210	220	230	240	250	260	270	280
Проницаемость $k$ , мДа	70	80	90	100	70	80	90	100	70	80
Вязкость нефти $\mu$ , сПз	15	16	17	5	6	7	8	9	10	11
Объемный коэффициент нефти $B$	1,05	1,07	1,02	1,05	1,07	1,02	1,05	1,07	1,02	1,05
Толщина пласта $h$ , м	20	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Пористость $m$	0,2	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19	0,2	0,15	0,16	0,17
Коэффициент сжимаемости пласта $c_t$ , бар <sup>-1</sup>	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029
Радиус скважины $r_c$ , м	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152
Площадь дренирования $F$ , м <sup>2</sup>	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000
Скин фактор $S$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Дебит скважины $Q$ , м <sup>3</sup> /сут	17	22	25	28	17	22	25	28	17	22
ПАРАМЕТР/ВАРИАНТ	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80
Начальное пластовое давление $p_0$ , Бар	290	300	310	320	330	90	100	110	120	130
Проницаемость $k$ , мДа	90	100	70	80	90	100	70	80	90	100
Вязкость нефти $\mu$ , сПз	12	13	14	15	16	5	6	7	8	9
Объемный коэффициент нефти $B$	1,07	1,02	1,05	1,07	1,02	1,02	1,05	1,07	1,02	1,05
Толщина пласта $h$ , м	18	19	20	9	10	11	12	13	14	15
Пористость $m$	0,18	0,19	0,2	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19	0,2	0,15
Коэффициент сжимаемости пласта $c_t$ , бар <sup>-1</sup>	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029
Радиус скважины $r_c$ , м	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152
Площадь дренирования $F$ , м <sup>2</sup>	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000
Скин фактор $S$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Дебит скважины $Q$ , м <sup>3</sup> /сут	25	28	17	22	25	28	17	22	25	28

ПАРАМЕТР/ВАРИАНТ	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90
Начальное пластовое давление $p_0$ , Бар	140	150	160	170	180	190	200	210	220	230
Проницаемость $k$ , мДа	70	80	90	100	70	80	90	100	70	80
Вязкость нефти $\mu$ , сПз	10	11	12	13	14	15	16	17	5	6
Объемный коэффициент нефти $B$	1,7	1,02	1,05	1,07	1,02	1,05	1,07	1,02	1,05	1,07
Толщина пласта $h$ , м	16	17	18	19	20	9	10	11	12	13
Пористость $m$	0,16	0,17	0,18	0,19	0,2	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19
Коэффициент сжимаемости пласта $c_t$ , бар <sup>-1</sup>	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029
Радиус скважины $r_c$ , м	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152
Площадь дренирования $F$ , м <sup>2</sup>	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000
Скин фактор $S$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Дебит скважины $Q$ , м <sup>3</sup> /сут	17	22	25	28	17	22	25	28	17	22
ПАРАМЕТР/ВАРИАНТ	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
Начальное пластовое давление $p_0$ , Бар	240	250	260	270	280	290	300	310	320	330
Проницаемость $k$ , мДа	90	100	70	80	90	100	70	80	90	100
Вязкость нефти $\mu$ , сПз	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Объемный коэффициент нефти $B$	1,02	1,05	1,07	1,02	1,05	1,07	1,02	1,05	1,07	1,02
Толщина пласта $h$ , м	14	15	16	17	18	19	20	9	10	11
Пористость $m$	0,2	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19	0,2	0,15	0,16	0,17
Коэффициент сжимаемости пласта $c_t$ , бар <sup>-1</sup>	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029	0,00029
Радиус скважины $r_c$ , м	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152
Площадь дренирования $F$ , м <sup>2</sup>	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000	162000
Скин фактор $S$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Дебит скважины $Q$ , м <sup>3</sup> /сут	25	28	17	22	25	28	17	22	25	28

[Оглавление](#)

## 2.3 Последовательность выполнения работы и содержание отчета

1. Письменно ответить на контрольные вопросы.

2. Для условий реального пласта, приняв его за бесконечный, определить динамику изменения пластового давления по двум методикам:

а) построить эпюры распределения давления на расстоянии 0,5, 10, 15 и 20 м от стенки скважины через 10 и 20 часов после пуска скважины в работу;

б) построить эпюры распределения пластового давления через 2, 10, 20 и 50 часов после пуска скважины в работу на расстоянии 0,5 и 10 м от стенки скважины. Определить время перехода к установившемуся характеру потока.

3. Выполнить сравнение полученных результатов по двум методикам.

4. Сделать вывод.

### **I. Пример расчёта изменения пластового давления согласно теории упругого режима.**

Расчёт осуществляется с использованием системы СИ.

1. Определяется пьезопроводность по формуле (2):

$$\chi = \frac{k}{\mu \cdot \beta^*} = \frac{0,090 \cdot 10^{-12}}{13,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,9 \cdot 10^{-4} \cdot 10^{-5}} = 0,00235 \text{ м}^2/\text{с},$$

Здесь  $0,090 \cdot 10^{-12}$  = перевод проницаемости из мДа в м<sup>2</sup>;  $13,2 \cdot 10^{-3}$  = перевод вязкости из сПз в Па·с;  $2,9 \cdot 10^{-4} \cdot 10^{-5}$  = перевод упругоёмкости (сжимаемости) из бар<sup>-1</sup> в Па<sup>-1</sup>.

2. Определяется аргумент интегрально-показательной функции для расстояния от стенки скважины  $r = 0,152$  м через 100 часов:

$$\left( -\frac{r^2}{4 \cdot \chi \cdot t} \right) = -\frac{0,152^2}{4 \cdot 0,00235 \cdot 100 \cdot 60 \cdot 60} = -0,0000068 = -6,8 \cdot 10^{-6}$$

Здесь  $100 \cdot 60 \cdot 60$  = перевод времени из часов в секунды.

3. Определяется по таблице интегрально-показательная функция и умножается на -1:

$$Ei(-6,8 \cdot 10^{-6}) = -11,3214,$$

следовательно,  $-Ei(-6,8 \cdot 10^{-6}) = 11,3214$ .

4. Путём преобразования основной формулы теории упругого режима к виду:

$$p = p_0 - \frac{Q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \left[ -Ei \left( -\frac{r^2}{4 \cdot \chi \cdot t} \right) \right]$$

находится значение пластового давления в точке пласта  $r = 0,152$  м через 100 ч:

$$\begin{aligned} p &= 225,1 \cdot 10^5 - \frac{21,5 / 86400 \cdot 13,2 \cdot 10^{-3}}{4 \cdot 3,14 \cdot 0,090 \cdot 10^{-12} \cdot 14,3} \cdot [11,3214] = \\ &= 20,21 \cdot 10^6 \text{ Па} = 20,21 \text{ МПа} \end{aligned}$$

Здесь  $225,1 \cdot 10^5 =$  перевод давления из бар в Па.

Для удобства дальнейших расчётов можно вычислить один раз слагаемое  $\frac{Q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h}$ , т.к. согласно исходным данным в него входят только постоянные величины.

Далее выполняется расчёт для заданных временных отрезков и расстояний от стенки скважины, и строятся таблицы 4 и 5.

Таблица 4

**Расчётные данные для построения эпюр распределения давления на расстоянии  $r$  от стенки скважины через 10 и 20 часов**

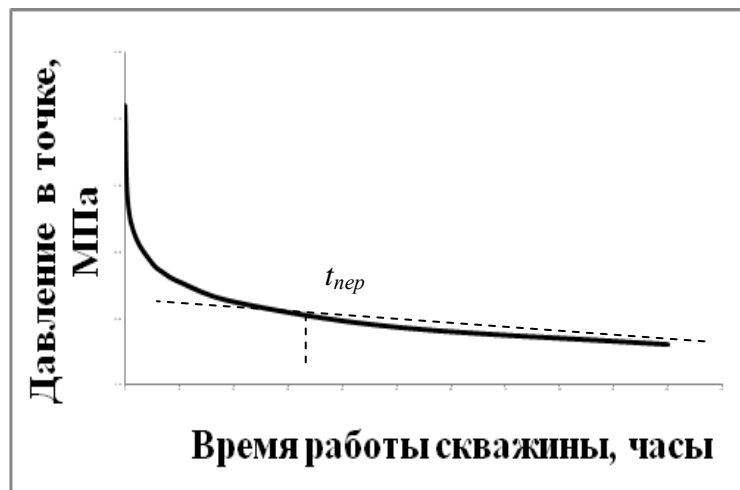
Расстояние от скважины, $r$ м	Через 10 часов			Через 20 часов		
	Аргумент функции $Ei$	Значение $- Ei$	Значение $p$ , Па	Аргумент функции $Ei$	Значение $- Ei$	Значение $p$ , Па
0,5						
10						
15						
20						

Как выглядит в общем случае эпюра распределения давления на удалении от стенки скважины через  $N$  часов, показано на рис.8.

Как выглядит в общем случае динамика пластового давления на заданном расстоянии от скважины через  $N$  часов после пуска её в работу, показано на рис.9.



Р и с. 8. Эпюра распределения давления в окрестности скважины (общий вид)



Р и с. 9. Динамика пластового давления (общий вид)

Таблица 5

**Расчётные данные для построения эпюр распределения пластового давления через 2, 10, 20 и 50 часов после пуска скважины в работу на расстоянии 0,5 и 10 м**

Время работы скважины,	$r = 0,5$ м			$r = 10$ м		
	Аргумент функции $Ei$	Значение $- Ei$	Значение $p$ , Па	Аргумент функции $Ei$	Значение $- Ei$	Значение $p$ , Па

t ч						
2						
10						
20						
50						
Время перехода к установившемуся потоку						
$t_{пер}, ч$						

**! ПО НАЧАЛУ ПРЯМОЛИНЕЙНОГО УЧАСТКА МОЖНО СУДИТЬ О ВРЕМЕНИ ПЕРЕХОДА ОТ НЕУСТАНОВИВШЕГОСЯ ПОТОКА К УСТАНОВИВШЕМУСЯ ( $t_{пер}$ ).**

## II. Пример расчёта изменения пластового давления согласно подходу, основанному на использовании безразмерных величин

Расчёт осуществляется с использованием системы СИ.

В примере рассчитано давление в точке  $r = 0,152$  м через 100 часов (скин-фактор  $s$  равен 0).

1. Рассчитывается безразмерное время по формуле (9):

$$t_D = \frac{k}{m \cdot \mu \cdot c_t \cdot r_c^2} \cdot t = \frac{0,090 \cdot 10^{-12}}{0,17 \cdot 13,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,9 \cdot 10^{-4} \cdot 10^{-5} \cdot 0,152^2} \cdot 100 \cdot 60 \cdot 60 = 215494,89$$

Для удобства дальнейших расчетов можно вычислить один раз слагаемое  $\frac{k}{m \cdot \mu \cdot c_t \cdot r_c^2}$ , т.к. согласно исходным данным в него входят только постоянные величины.

2. Определяется безразмерное расстояние от скважины по формуле (26):

$$r_D = r / r_c = 0,152 / 0,152 = 1$$

3. Определяется аргумент для интегральной показательной функции  $Ei$ :

$$\left( -\frac{r_D^2}{4 \cdot t_D} \right) = \left( -\frac{1^2}{4 \cdot 215494,89} \right) = -0,0000012 = -1,2 \cdot 10^{-6}$$

4. По таблице определяется интегральная показательная функция:

$$Ei(-1,2 \cdot 10^{-6}) = -13,0560$$

5. Рассчитывается безразмерное давление в точке  $r = 0,152$  м через 100 часов по формуле (27):

$$p_D = -\frac{1}{2} \cdot Ei\left(-\frac{r_D^2}{4 \cdot t_D}\right) = -\frac{1}{2} \cdot (-13,0560) = 6,528$$

6. Из соотношения (28) выражается значение давления в точке  $r$  м через  $N$  часов (скин-фактор  $s$  равен 0). В точке  $r = 0,152$  м через 100 часов пластовое давление будет равно:

$$\begin{aligned} p &= p_0 - \frac{Q \cdot B \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot [p_D + s] = \\ &= 225,1 \cdot 10^5 - \frac{21,5 / 86400 \cdot 1,02 \cdot 13,2 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,090 \cdot 10^{-12} \cdot 14,3} \cdot [6,528 + 0] = \\ &= 19810000 \text{ Па} = 19,81 \text{ МПа} \end{aligned}$$

Далее выполняется расчёт для заданных временных отрезков и расстояний от стенки скважины, и заполняются таблицы 6 и 7.

Как выглядит в общем случае эпюра распределения давления на удалении от стенки скважины через  $N$  часов, показано на рис.10.

Как выглядит в общем случае динамика пластового давления на заданном расстоянии от скважины через  $N$  часов после пуска её в работу, показано на рис.11.

Таблица 6

Расчётные данные для построения эпюр распределения давления на расстоянии  $r$  от стенки скважины через 10 и 20 часов

Расстояние от скважины, $r$ м	Через 10 часов			Через 20 часов		
	Аргумент функции $Ei$	Значение $- Ei$	Значение $p$ , Па	Аргумент функции $Ei$	Значение $- Ei$	Значение $p$ , Па
0,5						
10						
15						
20						



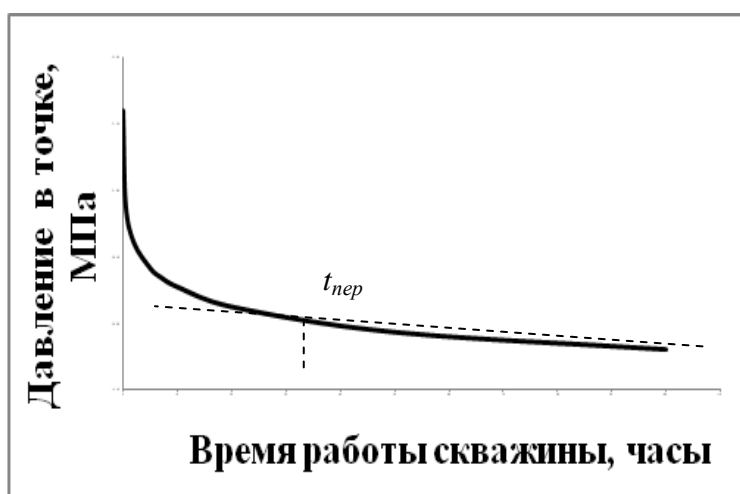


Р и с.10. Эпюра распределения давления в окрестности скважины (общий вид)

Таблица 7

Расчётные данные для построения эпюр распределения пластового давления через 2, 10, 20 и 50 часов после пуска скважины в работу на расстоянии 0,5 и 10 м

Время работы скважины, $t$ ч	$r = 0,5$ м			$r = 10$ м		
	Аргумент функции $Ei$	Значение $- Ei$	Значение $p$ , Па	Аргумент функции $Ei$	Значение $- Ei$	Значение $p$ , Па
2						
10						
20						
50						
Время перехода к установившемуся потоку						
$t_{пер}$ , ч						



Р и с. 11. Динамика пластового давления (общий вид)

**! ПО НАЧАЛУ ПРЯМОЛИНЕЙНОГО УЧАСТКА МОЖНО СУДИТЬ О ВРЕМЕНИ ПЕРЕХОДА ОТ НЕУСТАНОВИВШЕГОСЯ ПОТОКА К УСТАНОВИВШЕМУСЯ ( $t_{пер}$ ).**

### **Контрольные вопросы**

1. Когда поток можно считать однофазным?
2. Что такое неустановившийся поток?
3. Что понимают под упругим режимом разработки пласта?
4. Запишите дифференциальное уравнение пьезопроводности и дифференциальное уравнение фильтрации флюида в пористой среде. В чём их физический смысл? Чем они похожи и чем отличаются?
5. Дайте определение и запишите формулы для нахождения коэффициента упругоёмкости пласта и сжимаемости пласта (эффективной сжимаемости). В чём их физический смысл? Чем они похожи и чем отличаются?
6. Дайте определение, охарактеризуйте физический смысл и запишите формулу для нахождения коэффициента пьезопроводности.
7. Перечислите и охарактеризуйте безразмерные величины для нахождения изменения давления. В чём их недостаток? Как они связаны с размерными физическими величинами? Приведите пример.
8. Запишите решение дифференциального уравнения пьезопроводности и охарактеризуйте все величины, входящие в него. Как с его помощью можно определить давление в любой точке пласта?
9. Запишите решение дифференциального уравнения фильтрации флюида в пористой среде и охарактеризуйте все величины, входящие в него. Как с его помощью можно определить давление в любой точке пласта?
10. Опишите ход выполнения работы.
11. Запишите все встречающиеся в лабораторной работе (часть 2) переводы единиц измерения в систему СИ.

12\*. Дайте определения и запишите математическое выражение законов сохранения массы, неразрывности потока, уравнения состояния, используемых для вывода дифференциального уравнения пьезопроводности и дифференциального уравнения фильтрации флюида в пористой среде.

[Оглавление](#)

## **БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК**

1. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Каневская Р.Д., Максимов В.М. Подземная гидромеханика: Учебник для вузов. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. – 496 с.

2. Дэйк Л.П. Практический инжиниринг резервуаров. - М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008. – 668 с.

3. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. – Изд-е 2-е, испр. - М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2010. – 780 с.

4. Эрлагер Р. Гидродинамические методы исследования скважин. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. - 512 с.

5. Пьезометрия окрестности скважин. Теоретические основы / Ю.М. Молокович, А.И. Марков, А.А. Давлетшин, Г.Г. Куштанова – Казань: Изд. «ДАС», 2000. – 203 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ

### Интегральная показательная функция

$x$	$Ei(-x)$	$x$	$Ei(-x)$	$x$	$Ei(-x)$
$1,0 \cdot 10^{-6}$	-13,2383	$4,0 \cdot 10^{-6}$	-11,8521	$7,0 \cdot 10^{-6}$	-11,2924
$1,1 \cdot 10^{-6}$	-13,1430	$4,1 \cdot 10^{-6}$	-11,8273	$7,1 \cdot 10^{-6}$	-11,2782
$1,2 \cdot 10^{-6}$	-13,0560	$4,2 \cdot 10^{-6}$	-11,8032	$7,2 \cdot 10^{-6}$	-11,2642
$1,3 \cdot 10^{-6}$	-12,9759	$4,3 \cdot 10^{-6}$	-11,7797	$7,3 \cdot 10^{-6}$	-11,2504
$1,4 \cdot 10^{-6}$	-12,9018	$4,4 \cdot 10^{-6}$	-11,7567	$7,4 \cdot 10^{-6}$	-11,2368
$1,5 \cdot 10^{-6}$	-12,8328	$4,5 \cdot 10^{-6}$	-11,7342	$7,5 \cdot 10^{-6}$	-11,2234
$1,6 \cdot 10^{-6}$	-12,7683	$4,6 \cdot 10^{-6}$	-11,7123	$7,6 \cdot 10^{-6}$	-11,2102
$1,7 \cdot 10^{-6}$	-12,7077	$4,7 \cdot 10^{-6}$	-11,6907	$7,7 \cdot 10^{-6}$	-11,1971
$1,8 \cdot 10^{-6}$	-12,6505	$4,8 \cdot 10^{-6}$	-11,6697	$7,8 \cdot 10^{-6}$	-11,1842
$1,9 \cdot 10^{-6}$	-12,5965	$4,9 \cdot 10^{-6}$	-11,6491	$7,9 \cdot 10^{-6}$	-11,1714
$2,0 \cdot 10^{-6}$	-12,5452	$5,0 \cdot 10^{-6}$	-11,6289	$8,0 \cdot 10^{-6}$	-11,1589
$2,1 \cdot 10^{-6}$	-12,4964	$5,1 \cdot 10^{-6}$	-11,6091	$8,1 \cdot 10^{-6}$	-11,1464
$2,2 \cdot 10^{-6}$	-12,4499	$5,2 \cdot 10^{-6}$	-11,5897	$8,2 \cdot 10^{-6}$	-11,1342
$2,3 \cdot 10^{-6}$	-12,4054	$5,3 \cdot 10^{-6}$	-11,5706	$8,3 \cdot 10^{-6}$	-11,1221
$2,4 \cdot 10^{-6}$	-12,3628	$5,4 \cdot 10^{-6}$	-11,5519	$8,4 \cdot 10^{-6}$	-11,1101
$2,5 \cdot 10^{-6}$	-12,3220	$5,5 \cdot 10^{-6}$	-11,5336	$8,5 \cdot 10^{-6}$	-11,0982
$2,6 \cdot 10^{-6}$	-12,2822	$5,6 \cdot 10^{-6}$	-11,5155	$8,6 \cdot 10^{-6}$	-11,0865
$2,7 \cdot 10^{-6}$	-12,2451	$5,7 \cdot 10^{-6}$	-11,4978	$8,7 \cdot 10^{-6}$	-11,0750
$2,8 \cdot 10^{-6}$	-12,2087	$5,8 \cdot 10^{-6}$	-11,4805	$8,8 \cdot 10^{-6}$	-11,0636
$2,9 \cdot 10^{-6}$	-12,1736	$5,9 \cdot 10^{-6}$	-11,4634	$8,9 \cdot 10^{-6}$	-11,0523
$3,0 \cdot 10^{-6}$	-12,1397	$6,0 \cdot 10^{-6}$	-11,4466	$9,0 \cdot 10^{-6}$	-11,0411
$3,1 \cdot 10^{-6}$	-12,1069	$6,1 \cdot 10^{-6}$	-11,4300	$9,1 \cdot 10^{-6}$	-11,0300
$3,2 \cdot 10^{-6}$	-12,0752	$6,2 \cdot 10^{-6}$	-11,4138	$9,2 \cdot 10^{-6}$	-11,0191
$3,3 \cdot 10^{-6}$	-12,0444	$6,3 \cdot 10^{-6}$	-11,3978	$9,3 \cdot 10^{-6}$	-11,0083
$3,4 \cdot 10^{-6}$	-12,0145	$6,4 \cdot 10^{-6}$	-11,3820	$9,4 \cdot 10^{-6}$	-10,9976
$3,5 \cdot 10^{-6}$	-11,9855	$6,5 \cdot 10^{-6}$	-11,3665	$9,5 \cdot 10^{-6}$	-10,9870
$3,6 \cdot 10^{-6}$	-11,9574	$6,6 \cdot 10^{-6}$	-11,3512	$9,6 \cdot 10^{-6}$	-10,9765
$3,7 \cdot 10^{-6}$	-11,9299	$6,7 \cdot 10^{-6}$	-11,3362	$9,7 \cdot 10^{-6}$	-10,9662
$3,8 \cdot 10^{-6}$	-11,9033	$6,8 \cdot 10^{-6}$	-11,3214	$9,8 \cdot 10^{-6}$	-10,9559
$3,9 \cdot 10^{-6}$	-11,8773	$6,9 \cdot 10^{-6}$	-11,3068	$9,9 \cdot 10^{-6}$	-10,9458

## Интегральная показательная функция

$x$	$Ei(-x)$	$x$	$Ei(-x)$	$x$	$Ei(-x)$
$1,0 \cdot 10^{-5}$	-10,9358	$4,0 \cdot 10^{-5}$	-9,5495	$7,0 \cdot 10^{-5}$	-8,9899
$1,1 \cdot 10^{-5}$	-10,8405	$4,1 \cdot 10^{-5}$	-9,5248	$7,1 \cdot 10^{-5}$	-8,9757
$1,2 \cdot 10^{-5}$	-10,7535	$4,2 \cdot 10^{-5}$	-9,5007	$7,2 \cdot 10^{-5}$	-8,9617
$1,3 \cdot 10^{-5}$	-10,6733	$4,3 \cdot 10^{-5}$	-9,4772	$7,3 \cdot 10^{-5}$	-8,9479
$1,4 \cdot 10^{-5}$	-10,5993	$4,4 \cdot 10^{-5}$	-9,4542	$7,4 \cdot 10^{-5}$	-8,9343
$1,5 \cdot 10^{-5}$	-10,5903	$4,5 \cdot 10^{-5}$	-9,4317	$7,5 \cdot 10^{-5}$	-8,9209
$1,6 \cdot 10^{-5}$	-10,4658	$4,6 \cdot 10^{-5}$	-9,4098	$7,6 \cdot 10^{-5}$	-8,9077
$1,7 \cdot 10^{-5}$	-10,4052	$4,7 \cdot 10^{-5}$	-9,3882	$7,7 \cdot 10^{-5}$	-8,8946
$1,8 \cdot 10^{-5}$	-10,3480	$4,8 \cdot 10^{-5}$	-9,3672	$7,8 \cdot 10^{-5}$	-8,8817
$1,9 \cdot 10^{-5}$	-10,2940	$4,9 \cdot 10^{-5}$	-9,3466	$7,9 \cdot 10^{-5}$	-8,8689
$2,0 \cdot 10^{-5}$	-10,2427	$5,0 \cdot 10^{-5}$	-9,3264	$8,0 \cdot 10^{-5}$	-8,8564
$2,1 \cdot 10^{-5}$	-10,1939	$5,1 \cdot 10^{-5}$	-9,3066	$8,1 \cdot 10^{-5}$	-8,8439
$2,2 \cdot 10^{-5}$	-10,1474	$5,2 \cdot 10^{-5}$	-9,2872	$8,2 \cdot 10^{-5}$	-8,8317
$2,3 \cdot 10^{-5}$	-10,1029	$5,3 \cdot 10^{-5}$	-9,2681	$8,3 \cdot 10^{-5}$	-8,8196
$2,4 \cdot 10^{-5}$	-10,0606	$5,4 \cdot 10^{-5}$	-9,2494	$8,4 \cdot 10^{-5}$	-8,8076
$2,5 \cdot 10^{-5}$	-10,0195	$5,5 \cdot 10^{-5}$	-9,2311	$8,5 \cdot 10^{-5}$	-8,7957
$2,6 \cdot 10^{-5}$	-9,9806	$5,6 \cdot 10^{-5}$	-9,2130	$8,6 \cdot 10^{-5}$	-8,7840
$2,7 \cdot 10^{-5}$	-9,9426	$5,7 \cdot 10^{-5}$	-9,1953	$8,7 \cdot 10^{-5}$	-8,7725
$2,8 \cdot 10^{-5}$	-9,9062	$5,8 \cdot 10^{-5}$	-9,1780	$8,8 \cdot 10^{-5}$	-8,7611
$2,9 \cdot 10^{-5}$	-9,8711	$5,9 \cdot 10^{-5}$	-9,1609	$8,9 \cdot 10^{-5}$	-8,7498
$3,0 \cdot 10^{-5}$	-9,8372	$6,0 \cdot 10^{-5}$	-9,1441	$9,0 \cdot 10^{-5}$	-8,7386
$3,1 \cdot 10^{-5}$	-9,8044	$6,1 \cdot 10^{-5}$	-9,1275	$9,1 \cdot 10^{-5}$	-8,7275
$3,2 \cdot 10^{-5}$	-9,7727	$6,2 \cdot 10^{-5}$	-9,1113	$9,2 \cdot 10^{-5}$	-8,7166
$3,3 \cdot 10^{-5}$	-9,7419	$6,3 \cdot 10^{-5}$	-9,0953	$9,3 \cdot 10^{-5}$	-8,7058
$3,4 \cdot 10^{-5}$	-9,7120	$6,4 \cdot 10^{-5}$	-9,0795	$9,4 \cdot 10^{-5}$	-8,6951
$3,5 \cdot 10^{-5}$	-9,6831	$6,5 \cdot 10^{-5}$	-9,0641	$9,5 \cdot 10^{-5}$	-8,6845
$3,6 \cdot 10^{-5}$	-9,6549	$6,6 \cdot 10^{-5}$	-9,0487	$9,6 \cdot 10^{-5}$	-8,6740
$3,7 \cdot 10^{-5}$	-9,6275	$6,7 \cdot 10^{-5}$	-9,0337	$9,7 \cdot 10^{-5}$	-8,6637
$3,8 \cdot 10^{-5}$	-9,6008	$6,8 \cdot 10^{-5}$	-9,0189	$9,8 \cdot 10^{-5}$	-8,6534
$3,9 \cdot 10^{-5}$	-9,5748	$6,9 \cdot 10^{-5}$	-9,0043	$9,9 \cdot 10^{-5}$	-8,6433

## Интегральная показательная функция

$x$	$Ei(-x)$	$x$	$Ei(-x)$	$x$	$Ei(-x)$
$1,0 \cdot 10^{-4}$	-8,6332	$4,0 \cdot 10^{-4}$	-7,2499	$7,0 \cdot 10^{-4}$	-6,6933
$1,1 \cdot 10^{-4}$	-8,5379	$4,1 \cdot 10^{-4}$	-7,2253	$7,1 \cdot 10^{-4}$	-6,6792
$1,2 \cdot 10^{-4}$	-8,4511	$4,2 \cdot 10^{-4}$	-7,2013	$7,2 \cdot 10^{-4}$	-6,6653
$1,3 \cdot 10^{-4}$	-8,3711	$4,3 \cdot 10^{-4}$	-7,1779	$7,3 \cdot 10^{-4}$	-6,6517
$1,4 \cdot 10^{-4}$	-8,2971	$4,4 \cdot 10^{-4}$	-7,1550	$7,4 \cdot 10^{-4}$	-6,6381
$1,5 \cdot 10^{-4}$	-8,2282	$4,5 \cdot 10^{-4}$	-7,1326	$7,5 \cdot 10^{-4}$	-6,6248
$1,6 \cdot 10^{-4}$	-8,1638	$4,6 \cdot 10^{-4}$	-7,1108	$7,6 \cdot 10^{-4}$	-6,6117
$1,7 \cdot 10^{-4}$	-8,1033	$4,7 \cdot 10^{-4}$	-7,0893	$7,7 \cdot 10^{-4}$	-6,5987
$1,8 \cdot 10^{-4}$	-8,0462	$4,8 \cdot 10^{-4}$	-7,0684	$7,8 \cdot 10^{-4}$	-6,5859
$1,9 \cdot 10^{-4}$	-7,9914	$4,9 \cdot 10^{-4}$	-7,0479	$7,9 \cdot 10^{-4}$	-6,5732
$2,0 \cdot 10^{-4}$	-7,9401	$5,0 \cdot 10^{-4}$	-7,0278	$8,0 \cdot 10^{-4}$	-6,5608
$2,1 \cdot 10^{-4}$	-7,8913	$5,1 \cdot 10^{-4}$	-7,0081	$8,1 \cdot 10^{-4}$	-6,5484
$2,2 \cdot 10^{-4}$	-7,8448	$5,2 \cdot 10^{-4}$	-6,9888	$8,2 \cdot 10^{-4}$	-6,5363
$2,3 \cdot 10^{-4}$	-7,8003	$5,3 \cdot 10^{-4}$	-6,9698	$8,3 \cdot 10^{-4}$	-6,5243
$2,4 \cdot 10^{-4}$	-7,7591	$5,4 \cdot 10^{-4}$	-6,9511	$8,4 \cdot 10^{-4}$	-6,5124
$2,5 \cdot 10^{-4}$	-7,7184	$5,5 \cdot 10^{-4}$	-6,9330	$8,5 \cdot 10^{-4}$	-6,5006
$2,6 \cdot 10^{-4}$	-7,6793	$5,6 \cdot 10^{-4}$	-6,9150	$8,6 \cdot 10^{-4}$	-6,4890
$2,7 \cdot 10^{-4}$	-7,6421	$5,7 \cdot 10^{-4}$	-6,8974	$8,7 \cdot 10^{-4}$	-6,4776
$2,8 \cdot 10^{-4}$	-7,6054	$5,8 \cdot 10^{-4}$	-6,8802	$8,8 \cdot 10^{-4}$	-6,4663
$2,9 \cdot 10^{-4}$	-7,5704	$5,9 \cdot 10^{-4}$	-6,8632	$8,9 \cdot 10^{-4}$	-6,4551
$3,0 \cdot 10^{-4}$	-7,5366	$6,0 \cdot 10^{-4}$	-6,8465	$9,0 \cdot 10^{-4}$	-6,4440
$3,1 \cdot 10^{-4}$	-7,5039	$6,1 \cdot 10^{-4}$	-6,8300	$9,1 \cdot 10^{-4}$	-6,4330
$3,2 \cdot 10^{-4}$	-7,4723	$6,2 \cdot 10^{-4}$	-6,8139	$9,2 \cdot 10^{-4}$	-6,4222
$3,3 \cdot 10^{-4}$	-7,4416	$6,3 \cdot 10^{-4}$	-6,7980	$9,3 \cdot 10^{-4}$	-6,4115
$3,4 \cdot 10^{-4}$	-7,4118	$6,4 \cdot 10^{-4}$	-6,7823	$9,4 \cdot 10^{-4}$	-6,4009
$3,5 \cdot 10^{-4}$	-7,3829	$6,5 \cdot 10^{-4}$	-6,7669	$9,5 \cdot 10^{-4}$	-6,3904
$3,6 \cdot 10^{-4}$	-7,3549	$6,6 \cdot 10^{-4}$	-6,7517	$9,6 \cdot 10^{-4}$	-6,3800
$3,7 \cdot 10^{-4}$	-7,3276	$6,7 \cdot 10^{-4}$	-6,7368	$9,7 \cdot 10^{-4}$	-6,3698
$3,8 \cdot 10^{-4}$	-7,3010	$6,8 \cdot 10^{-4}$	-6,7221	$9,8 \cdot 10^{-4}$	-6,3596
$3,9 \cdot 10^{-4}$	-7,2751	$6,9 \cdot 10^{-4}$	-6,7076	$9,9 \cdot 10^{-4}$	-6,3496

## Интегральная показательная функция

$x$	$Ei(-x)$	$x$	$Ei(-x)$	$x$	$Ei(-x)$
0,0010	-6,3316	0,0040	-4,9483	0,0070	-4,3913
0,0011	-6,2359	0,0041	-4,9237	0,0071	-4,3772
0,0012	-6,1495	0,0042	-4,8997	0,0072	-4,3633
0,0013	-6,0695	0,0043	-4,8763	0,0073	-4,3496
0,0014	-5,9955	0,0044	-4,8534	0,0074	-4,3361
0,0015	-5,9266	0,0045	-4,8310	0,0075	-4,3228
0,0016	-5,8619	0,0046	-4,8092	0,0076	-4,3097
0,0017	-5,8013	0,0047	-4,7877	0,0077	-4,2967
0,0018	-5,7443	0,0048	-4,7668	0,0078	-4,2839
0,0019	-5,6903	0,0049	-4,7463	0,0079	-4,2713
0,0020	-5,6391	0,0050	-4,7262	0,0080	-4,2588
0,0021	-5,5904	0,0051	-4,7061	0,0081	-4,2465
0,0022	-5,5440	0,0052	-4,6868	0,0082	-4,2343
0,0023	-5,4997	0,0053	-4,6678	0,0083	-4,2223
0,0024	-5,4572	0,0054	-4,6492	0,0084	-4,2104
0,0025	-5,4165	0,0055	-4,6310	0,0085	-4,1987
0,0026	-5,3779	0,0056	-4,6130	0,0086	-4,1871
0,0027	-5,3401	0,0057	-4,5954	0,0087	-4,1756
0,0028	-5,3034	0,0058	-4,5782	0,0088	-4,1643
0,0029	-5,2684	0,0059	-4,5612	0,0089	-4,1531
0,0030	-5,2346	0,0060	-4,5445	0,0090	-4,1420
0,0031	-5,2020	0,0061	-4,5280	0,0091	-4,1311
0,0032	-5,1703	0,0062	-4,5118	0,0092	-4,1203
0,0033	-5,1400	0,0063	-4,4959	0,0093	-4,1095
0,0034	-5,1102	0,0064	-4,4802	0,0094	-4,0990
0,0035	-5,0813	0,0065	-4,4649	0,0095	-4,0885
0,0036	-5,0533	0,0066	-4,4497	0,0096	-4,0781
0,0037	-5,0260	0,0067	-4,4348	0,0097	-4,0678
0,0038	-4,9994	0,0068	-4,4201	0,0098	-4,0577
0,0039	-4,9732	0,0069	-4,4056	0,0099	-4,0476

## Интегральная показательная функция

$x$	$Ei(-x)$	$x$	$Ei(-x)$	$x$	$Ei(-x)$
0,010	-4,0379	0,040	-2,6813	0,070	-2,1508
0,011	-3,9696	0,041	-2,6600	0,071	-2,1384
0,012	-3,9013	0,042	-2,6387	0,072	-2,1260
0,013	-3,8330	0,043	-2,6174	0,073	-2,1136
0,014	-3,7647	0,044	-2,5961	0,074	-2,1012
0,015	-3,6964	0,045	-2,5748	0,075	-2,0888
0,016	-3,6281	0,046	-2,5535	0,076	-2,0764
0,017	-3,5598	0,047	-2,5322	0,077	-2,0640
0,018	-3,4915	0,048	-2,5109	0,078	-2,0516
0,019	-3,4232	0,049	-2,4896	0,079	-2,0392
0,020	-3,3547	0,050	-2,4679	0,080	-2,0269
0,021	-3,3151	0,051	-2,4506	0,081	-2,0161
0,022	-3,2755	0,052	-2,4333	0,082	-2,0053
0,023	-3,2359	0,053	-2,4160	0,083	-1,9945
0,024	-3,1963	0,054	-2,3987	0,084	-1,9837
0,025	-3,1567	0,055	-2,3814	0,085	-1,9729
0,026	-3,1171	0,056	-2,3641	0,086	-1,9621
0,027	-3,0775	0,057	-2,3468	0,087	-1,9513
0,028	-3,0379	0,058	-2,3295	0,088	-1,9405
0,029	-2,9983	0,059	-2,3122	0,089	-1,9397
0,030	-2,9591	0,060	-2,2953	0,090	-1,9187
0,031	-2,9313	0,061	-2,2808	0,091	-1,9091
0,032	-2,9035	0,062	-2,2663	0,092	-1,8995
0,033	-2,8757	0,063	-2,2518	0,093	-1,8993
0,034	-2,8479	0,064	-2,2373	0,094	-1,8899
0,035	-2,8201	0,065	-2,2228	0,095	-1,8707
0,036	-2,7923	0,066	-2,2083	0,096	-1,8611
0,037	-2,7645	0,067	-2,1938	0,097	-1,8515
0,038	-2,7367	0,068	-2,1793	0,098	-1,8419
0,039	-2,7089	0,069	-2,1648	0,099	-1,8323



## Интегральная показательная функция

$x$	$Ei(-x)$	$x$	$Ei(-x)$	$x$	$Ei(-x)$
0,10	-1,8229	0,40	-0,7024	0,70	-0,3738
0,11	-1,7512	0,41	-0,6870	0,71	-0,3671
0,12	-1,6795	0,42	-0,6716	0,72	-0,3604
0,13	-1,6088	0,43	-0,6562	0,73	-0,3537
0,14	-1,5362	0,44	-0,6408	0,74	-0,3470
0,15	-1,4645	0,45	-0,6253	0,75	-0,3403
0,16	-1,4161	0,46	-0,6122	0,76	-0,3344
0,17	-1,3677	0,47	-0,5991	0,77	-0,3285
0,18	-1,3193	0,48	-0,5860	0,78	-0,3225
0,19	-1,2709	0,49	-0,5729	0,79	-0,3167
0,20	-1,2227	0,50	-0,5598	0,80	-0,3106
0,21	-1,1868	0,51	-0,5485	0,81	-0,3053
0,22	-1,1511	0,52	-0,5372	0,82	-0,3000
0,23	-1,1154	0,53	-0,5259	0,83	-0,2947
0,24	-1,0797	0,54	-0,5146	0,84	-0,2894
0,25	-1,0443	0,55	-0,5034	0,85	-0,2840
0,26	-1,0166	0,56	-0,4936	0,86	-0,2792
0,27	-0,9889	0,57	-0,4838	0,87	-0,2744
0,28	-0,9612	0,58	-0,4740	0,88	-0,2696
0,29	-0,9335	0,59	-0,4642	0,89	-0,2648
0,30	-0,9057	0,60	-0,4544	0,90	-0,2601
0,31	-0,8834	0,61	-0,4458	0,91	-0,2558
0,32	-0,8611	0,62	-0,4372	0,92	-0,2515
0,33	-0,8388	0,63	-0,4286	0,93	-0,2472
0,34	-0,8165	0,64	-0,4200	0,94	-0,2429
0,35	-0,7942	0,65	-0,4115	0,95	-0,2387
0,36	-0,7758	0,66	-0,4040	0,96	-0,2348
0,37	-0,7574	0,67	-0,3965	0,97	-0,2309
0,38	-0,7390	0,68	-0,3890	0,98	-0,2270
0,39	-0,7206	0,69	-0,3815	0,99	-0,2231

## Интегральная показательная функция

$x$	$Ei(-x)$	$x$	$Ei(-x)$	$x$	$Ei(-x)$
1,00	-0,2194	1,30	-0,1355	1,60	-0,0863
1,01	-0,2161	1,31	-0,1336	1,61	-0,0851
1,02	-0,2128	1,32	-0,1317	1,62	-0,0840
1,03	-0,2095	1,33	-0,1298	1,63	-0,0828
1,04	-0,2062	1,34	-0,1279	1,64	-0,0816
1,05	-0,2029	1,35	-0,1260	1,65	-0,0805
1,06	-0,1996	1,36	-0,1241	1,66	-0,0793
1,07	-0,1963	1,37	-0,1222	1,67	-0,0781
1,08	-0,1930	1,38	-0,1203	1,68	-0,0770
1,09	-0,1897	1,39	-0,1186	1,69	-0,0758
1,10	-0,1860	1,40	-0,1162	1,70	-0,0746
1,11	-0,1832	1,41	-0,1146	1,71	-0,0737
1,12	-0,1804	1,42	-0,1130	1,72	-0,0727
1,13	-0,1776	1,43	-0,1124	1,73	-0,0717
1,14	-0,1748	1,44	-0,1108	1,74	-0,0707
1,15	-0,1720	1,45	-0,1092	1,75	-0,0697
1,16	-0,1692	1,46	-0,1076	1,76	-0,0687
1,17	-0,1664	1,47	-0,1060	1,77	-0,0677
1,18	-0,1636	1,48	-0,1028	1,78	-0,0667
1,19	-0,1608	1,49	-0,1012	1,79	-0,0657
1,20	-0,1584	1,50	-0,1000	1,80	-0,0647
1,21	-0,1561	1,51	-0,0986	1,81	-0,0639
1,22	-0,1538	1,52	-0,0973	1,82	-0,0630
1,23	-0,1515	1,53	-0,0959	1,83	-0,0622
1,24	-0,1492	1,54	-0,0945	1,84	-0,0613
1,25	-0,1469	1,55	-0,0932	1,85	-0,0605
1,26	-0,1446	1,56	-0,0918	1,86	-0,0596
1,27	-0,1423	1,57	-0,0904	1,87	-0,0588
1,28	-0,1400	1,58	-0,0891	1,88	-0,0579
1,29	-0,1377	1,59	-0,0877	1,89	-0,0571

## Интегральная показательная функция

$x$	$Ei(-x)$	$x$	$Ei(-x)$	$x$	$Ei(-x)$
1,90	-0,0562	1,94	-0,0533	1,98	-0,0504
1,91	-0,0555	1,95	-0,0526	1,99	-0,0496
1,92	-0,0547	1,96	-0,0518	2,00	-0,0489
1,93	-0,0540	1,97	-0,0511	-	-

[Оглавление](#)

*Методические указания*

*ОЛЬХОВСКАЯ Валерия Александровна  
ЗИНОВЬЕВ Алексей Михайлович*

**Исследование нестационарного течения упругой жидкости  
на насыпной модели пласта**

В авторской редакции

Подписано в печать 15.10.14  
Формат 60×84 1/16. Бумага офсетная  
Усл. п. л. 2,34 Тираж 60 экз.

---

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«Самарский государственный технический университет»  
443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244. Главный корпус

Отпечатано в типографии  
Самарского государственного технического университета  
443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244. Корпус № 8