

Документ подписан простой электронной подписью  
Информация о владельце:  
ФИО: Клочков Юрий Сергеевич  
Должность: и.о. ректора  
Дата подписания: 08.04.2024 09:59:19  
Уникальный идентификатор документа:  
4e7c4ea90328ec8e65c5d8058549a2538d7400d1

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования

**«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт геологии и нефтегазодобычи**

Кафедра «Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газовых месторождений»

**РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ  
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Методические указания по дисциплине «Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газовых месторождений» для практических занятий и само-  
стоятельных работ аспирантов научной специальности 2.8.4. Разработка и  
эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Составители:

**Ж.М. Колев**

**кандидат технических наук**

**С.К. Грачева,**

**кандидат технических наук**

Тюмень  
ТИУ  
2022

Методические указания по дисциплине «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» для практических занятий и самостоятельных работ аспирантов научной специальности 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений /сост. Колев Ж.М., Грачева С.К.; Тюменский индустриальный университет.- Тюмень: Издательский центр БИК ТИУ, 2022.- 24 с.

Методические указания рассмотрены и рекомендованы к изданию заседанием кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 202\_\_ г., протокол № \_\_\_\_\_

### **Аннотация**

Методические указания содержат научно-методические и практические рекомендации составления и программную реализацию расчета дебита скважин и характеристик вытеснения.

С применением аналитических расчетов, численного или геолого-гидродинамического моделирования принимаются решения о размещении по площади и разрезу продуктивного пласта траекторий стволов для рациональной выработки запасов. На основе результатов исследований, выполненных в период разведки залежей углеводородного сырья и при освоении нефтегазовых месторождений производится определение величины потенциального дебита добывающих скважин.

Для оценки эффективности методов увеличения нефтеотдачи предлагается использовать характеристики вытеснения - эмпирическая зависимость типа «накопленная добыча нефти - накопленный отбор жидкости». Характеристика вытеснения отражает реальный процесс выработки запасов нефти и связанную с ним динамику обводнения продукции при разработке неоднородных пластов на режиме вытеснения нефти водой. Они позволяют судить об эффективности выработки запасов нефти при заводнении объектов разработки. Сопоставлением характеристик вытеснения различных объектов разработки в безразмерном виде выявляют причины и факторы, влияющие на характер выработки запасов нефти.

## СОДЕРЖАНИЕ

1	Численно-аналитическая модель притока к стволу нефтяной скважины на стационарном режиме.....	4
2	Определение эффективности гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи по характеристикам вытеснения.....	13
	Список литературы.....	23

# 1 ЧИСЛЕННО-АНАЛИТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПРИТОКА К СТВОЛУ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ НА СТАЦИОНАРНОМ РЕЖИМЕ

С применением аналитических расчетов, численного или геолого-гидродинамического моделирования принимаются решения о размещении по площади и разрезу продуктивного пласта траекторий стволов для рациональной выработки запасов [1, 2]. На основе результатов исследований, выполненных в период разведки залежей углеводородного сырья и при освоении нефтегазовых месторождений производится определение величины потенциального дебита добывающих скважин.

Известны аналитические решения нефтегазопромысловых задач разработки месторождений горизонтальными и наклонно-направленными скважинами [3-8]. Аналогичный подход можно применить и к моделированию работы перфорированной нефтяной скважины, представив каждое перфорационное отверстие точечным стоком, а величину давления в пласте определять как суперпозицию давлений, созданных работой всех каналов [9].

Рассмотрим однородно-анизотропный пласт толщиной  $h$  с горизонтальной  $k_h$  и вертикальной проницаемостью  $k_v$ , непроницаемыми кровлей и подошвой, который вскрывает обсаженная и перфорированная скважина. Ось  $z$  направлена перпендикулярно плоскости  $OXY$  положительными значениями вертикально (рис.1).

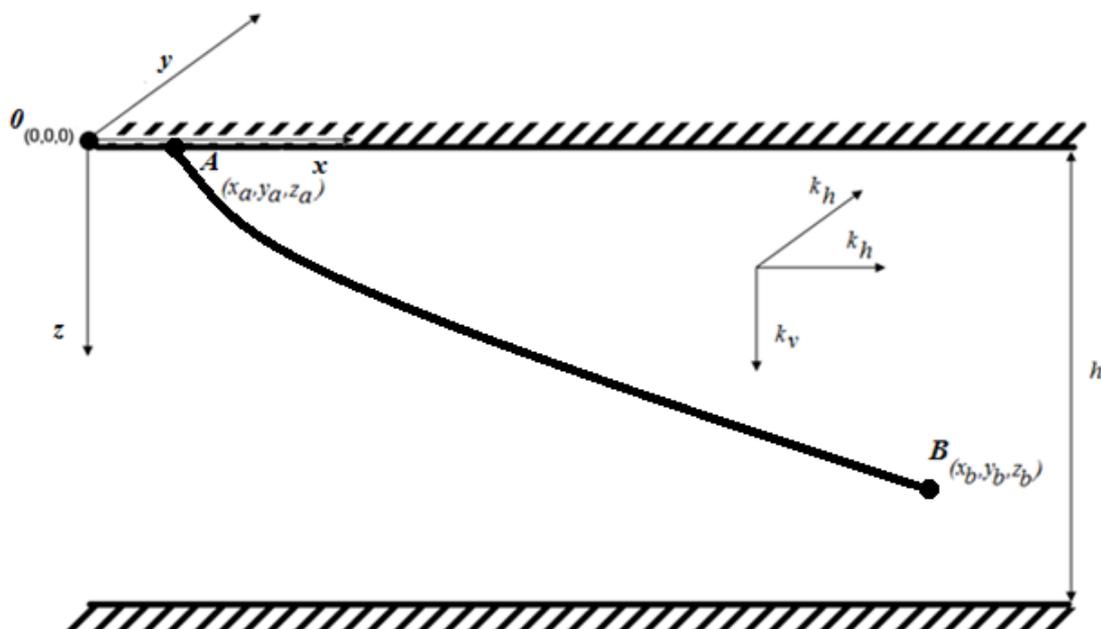


Рис. 1 – Схема расположения скважины в пласте

Скважина работает на стационарном режиме

$$\nabla^2 p = 0; \quad (1)$$

$$\nabla^2 v = 0, \quad (2)$$

где  $v$  – скорость течения жидкости,  $m/c$ ;  $p$  – давление, Па.

Для расчета профиля притока к стволу скважины, работающей на стационарном режиме необходимо решать уравнение Лапласа для потенциала точечного стока

$$\frac{\partial^2 \Phi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial z^2} = 0. \quad (3)$$

Граничными условиями примем постоянство потенциала на контуре питания бесконечного пласта

$$\Phi = \Phi_{\kappa}, \text{ при } R_{\kappa} \rightarrow \infty, \quad (4)$$

где  $\Phi = \frac{k}{\mu} p$  — потенциал точечного стока,  $m^2/c$ ;  $k$  — проницаемость пласта,  $m^2$ ;  $p$  — давление, Па;  $\mu$  — вязкость флюида, Па·с;  $\Phi_{\kappa}$  — потенциал на контуре питания,  $m^2/c$ ;  $R_{\kappa}$  — радиус контура питания, м,

а также непроницаемость кровли и подошвы пласта

$$\left. \frac{\partial p}{\partial z} \right|_{z=0; z=h} = 0. \quad (5)$$

Решение уравнения Пуассона для потенциала точечного стока в пространстве, имеет вид

$$\Phi = -\frac{Q}{4\pi r} + C, \quad (6)$$

где  $Q$  — дебит стока,  $m^3/c$ ;  $r$  — расстояние от точечного стока по радиальной координате, на котором определяется потенциал, м;  $C$  — константа.

Переходя от сферической системы координат к прямоугольной, получаем

$$\Phi = -\frac{Q}{4\pi} \left( \frac{1}{\sqrt{x^2 + y^2 + z^2}} \right) + C, \quad (7)$$

где  $x, y, z$  — расстояние по декартовым координатам, на котором определяется потенциал,  $m$ .

Тогда разность потенциалов в точке  $M(x, y, z)$  определится в виде

$$\Delta\Phi = -\frac{Q}{4\pi} \left( \frac{1}{\sqrt{x^2 + y^2 + z^2}} - \frac{1}{R_k} \right), \quad (8)$$

где  $\Delta\Phi = \Phi_k - \Phi$  — разность потенциалов,  $m^2/c$ ;  $\Phi$  — потенциал в точке  $M(x, y, z)$ ,  $m^2/c$ .

Для бесконечного пласта  $R_k \rightarrow \infty$  выражение для разности потенциалов примет вид:

$$\Delta\Phi = -\frac{Q}{4\pi} \left( \frac{1}{\sqrt{x^2 + y^2 + z^2}} \right). \quad (9)$$

Условие непроницаемости на кровле и подошве пласта задается с использованием метода отображения источников-стоков. Бесконечно отображая точечный сток, расположенный в точке  $M_0(x_0, y_0, z_0)$  относительно кровли и подошвы получим выражение для потенциала

$$\Phi_0 = -\frac{Q_0}{4\pi} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \left( \frac{1}{\sqrt{(x-x_0)^2 + (y-y_0)^2 + (z-z_0+2nh)^2}} + \frac{1}{\sqrt{(x-x_0)^2 + (y-y_0)^2 + (z+z_0+2nh)^2}} \right) + C. \quad (10)$$

Потенциал стока с координатами  $M_i(x_i, y_i, z_i)$  созданный им в точке  $M_j(x_j, y_j, z_j)$  определяется формулой

$$\Phi_j = -\frac{Q_i}{4\pi} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \left( \frac{1}{\sqrt{(x_j-x_i)^2 + (y_j-y_i)^2 + (z_j-z_i+2nh)^2}} + \frac{1}{\sqrt{(x_j-x_i)^2 + (y_j-y_i)^2 + (z_j+z_i+2nh)^2}} \right) + C. \quad (11)$$

Перфорационный канал представим в виде стока с дебитом  $Q_i$ . В случае, если имеется  $N$  стоков (перфорационных отверстий) с дебитами  $Q_i$  и координатами  $M_i(x_i, y_i, z_i)$ ,

$i = I \div N$ , то потенциал, созданный ими в точке  $M_j(x_j, y_j, z_j)$ , будет определяться по зависимости

$$\Phi_j = -\frac{1}{4\pi} \sum_{i=1}^N Q_i \sum_{n=-\infty}^{\infty} \left( \frac{1}{\sqrt{(x_j - x_i)^2 + (y_j - y_i)^2 + (z_j - z_i + 2nh)^2}} + \frac{1}{\sqrt{(x_j - x_i)^2 + (y_j - y_i)^2 + (z_j + z_i + 2nh)^2}} \right) + C. \quad (12)$$

Соответственно, разность потенциалов определится формулой

$$\Delta\Phi_j = \frac{1}{4\pi} \sum_{i=1}^N Q_i \sum_{n=-\infty}^{\infty} \left( \frac{1}{\sqrt{(x_j - x_i)^2 + (y_j - y_i)^2 + (z_j - z_i + 2nh)^2}} + \frac{1}{\sqrt{(x_j - x_i)^2 + (y_j - y_i)^2 + (z_j + z_i + 2nh)^2}} \right). \quad (13)$$

Переходя к давлению, получаем

$$\Delta p_j = \frac{\mu}{4\pi k} \sum_{i=1}^N Q_i \sum_{n=-\infty}^{\infty} \left( \frac{1}{\sqrt{(x_j - x_i)^2 + (y_j - y_i)^2 + (z_j - z_i + 2nh)^2}} + \frac{1}{\sqrt{(x_j - x_i)^2 + (y_j - y_i)^2 + (z_j + z_i + 2nh)^2}} \right). \quad (14)$$

В случае однородно-анизотропного пласта, формула запишется в виде

$$\Delta p_j = \frac{\mu}{4\pi k_{eq}} \sum_{i=1}^N Q_i \sum_{n=-\infty}^{\infty} \left( \frac{1}{\sqrt{\chi_h(x_j - x_i)^2 + \chi_h(y_j - y_i)^2 + \chi_v(z_j - z_i + 2nh)^2}} + \frac{1}{\sqrt{\chi_h(x_j - x_i)^2 + \chi_h(y_j - y_i)^2 + \chi_v(z_j + z_i + 2nh)^2}} \right). \quad (15)$$

Скважина в бесконечном пласте не может работать бесконечное время с постоянными дебитом и депрессией. Поэтому расположим на расстоянии  $R_k$  от добывающей скважины контур питания, взяв дебиты перфорационных отверстий с обратным знаком. Тогда выражение для падения депрессии в пласте (15) примет следующий вид

$$\Delta p_j = \sum_{i=1}^N Q_i S_{ij}. \quad (16)$$

Здесь

$$S_{ij} = \frac{\mu}{4\pi k_{eq}} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \left[ \left( \sqrt{\chi_h (x_j - x_i)^2 + \chi_h (y_j - y_i)^2 + \chi_v (z_j - z_i + 2nh)^2} \right)^{-1} + \right. \\ \left. + \left( \sqrt{\chi_h (x_j - x_i)^2 + \chi_h (y_j - y_i)^2 + \chi_v (z_j + z_i + 2nh)^2} \right)^{-1} - \right. \\ \left. \left( \sqrt{\chi_h R_k + \chi_v (z_j - z_i + 2nh)^2} \right)^{-1} - \left( \sqrt{\chi_h R_k + \chi_v (z_j + z_i + 2nh)^2} \right)^{-1} \right].$$

Каждый перфорационный канал представим точечным стоком с координатами  $x_i, y_i, z_i$  и дебитом  $Q_i$ , где  $i$  – порядковый номер отверстия, от начала ствола. Пусть  $Q_i$  – дебит каждого отверстия. Если представить перфорационное отверстие в виде точечного стока, то давление,  $p_j$ , создаваемое в точке  $M_j(x_j, y_j, z_j)$  при работе ствола, будет определяться по формуле ((16).

Забойное давление на уровне  $j$ -го перфорационного отверстия определяется разницей пластового давления ( $P_{пл}$ ) и изменения давления, вызванное работой  $N$  точечных стоков.

$$p_{зj} = p_{пл} - \Delta p_j = p_{пл} - \sum_{i=1}^n Q_i S_{i,j}, \quad (17)$$

Изменением забойного давления вдоль интервала перфорации можно пренебречь.

$$p_{зj} = p_з, j \in 1..N. \quad (18)$$

Записав уравнение (17) для каждого из  $N$  перфорационных отверстий, получим систему уравнений, описывающую приток к интервалу вскрытия продуктивного пласта, решая которую относительно  $Q$  находим дебит каждого отверстия



Далее задаем траекторию скважины по пласту (координаты перфорационных отверстий) и значение забойного давления на уровне каждого отверстия.

X координата отверстий      Z координата отверстий      Депрессия на уровне отверстий, Па  
 Правая часть СЛАУ

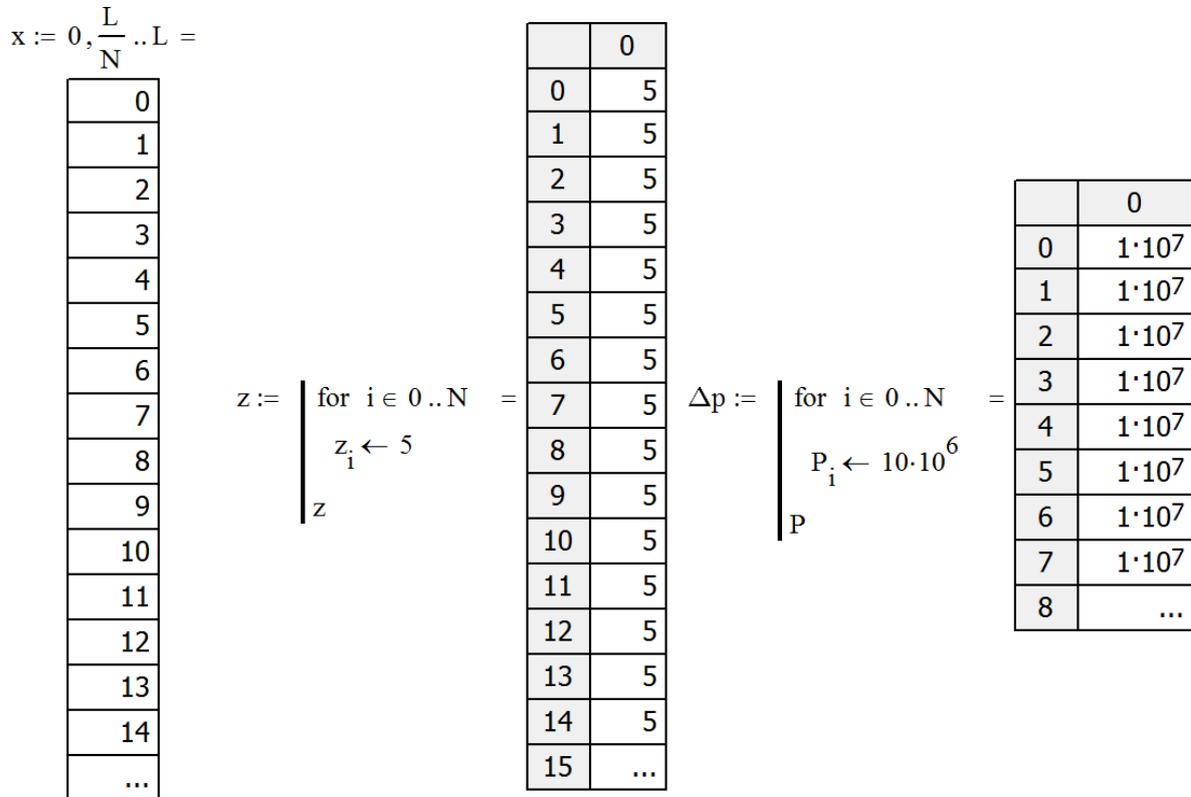


Рис. 3 – Ввод координат перфорационных отверстий и депрессии

Рассчитываем элементы матрицы S коэффициентов при неизвестных в СЛАУ.

Коэффициенты при неизвестных в СЛАУ

$$S := \begin{cases} \text{for } j \in 1..N \\ \text{for } i \in 1..N \\ S_{i,j} \leftarrow \frac{\mu}{4 \cdot \pi \cdot k_{eq}} \cdot \sum_{n=-100}^{100} \left[ \begin{aligned} & \left[ \sqrt{\chi_h \cdot [(x_j) - (x_i)]^2 + \chi_h \cdot r_0^2 + \chi_v \cdot (z_j - z_i + 2 \cdot n \cdot h)^2} \right]^{-1} \dots \\ & + \left[ \sqrt{\chi_h \cdot [(x_j) - (x_i)]^2 + \chi_h \cdot r_0^2 + \chi_v \cdot (z_j + z_i + 2 \cdot n \cdot h)^2} \right]^{-1} \dots \\ & + \left[ \sqrt{\chi_h \cdot R_K^2 + \chi_v \cdot (z_j - z_i + 2 \cdot n \cdot h)^2} \right]^{-1} \dots \\ & + \left[ \sqrt{\chi_h \cdot R_K^2 + \chi_v \cdot (z_j + z_i + 2 \cdot n \cdot h)^2} \right]^{-1} \dots \end{aligned} \right] \end{cases}$$

Рис. 4 – Расчет матрицы коэффициентов при неизвестных S

Решаем систему линейных алгебраических уравнений методом Гаусса.

Метод Гаусса для решения СЛАУ

$Rm := \text{augment}(S, \Delta p)$

$Sf := \text{rref}(Rm)$

$Q := \text{submatrix}(Sf, 1, N, N + 1, N + 1) =$

	0
0	$2.3597967386 \cdot 10^{-6}$
1	$2.2866837596 \cdot 10^{-6}$
2	$2.2506323307 \cdot 10^{-6}$
3	$2.22609851 \cdot 10^{-6}$
4	$2.2071299751 \cdot 10^{-6}$
5	$2.1914288246 \cdot 10^{-6}$
6	$2.1778734185 \cdot 10^{-6}$
7	$2.1658344874 \cdot 10^{-6}$
8	$2.154924599 \cdot 10^{-6}$
9	...

Рис. 5 – Решение системы линейных уравнений методом Гаусса

Выводим результаты расчета – дебиты отверстий и дебит скважины в численном и графическом виде.

Профиль притока, дебиты отверстий,  $x$  - координата отверстия от начала ГС,  $y$  - дебит отверстия, куб.м / сек

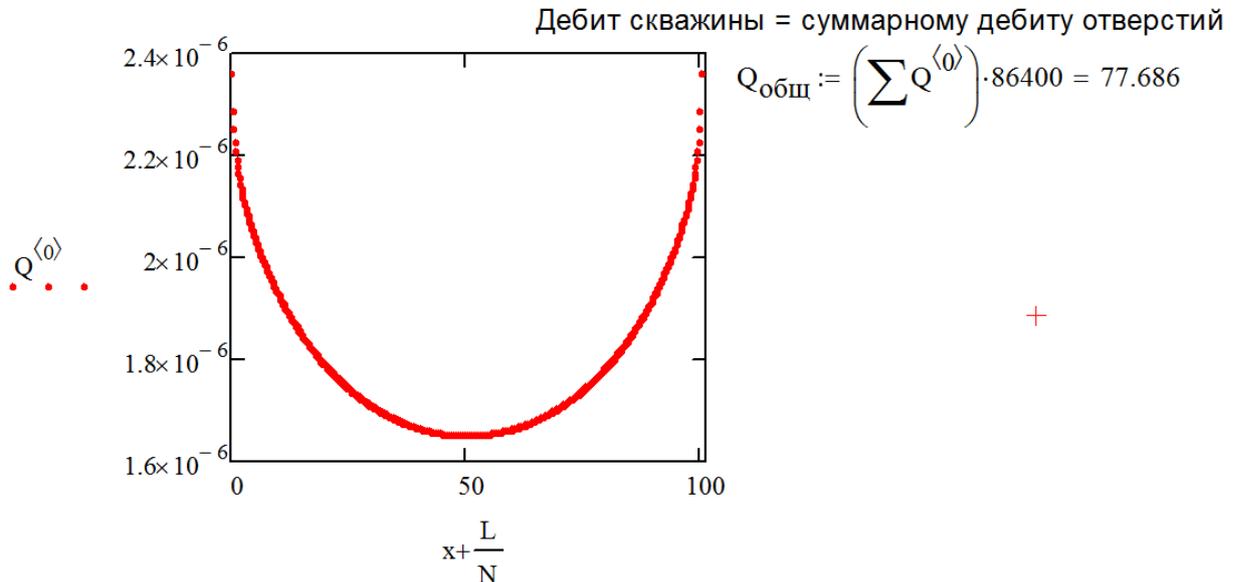


Рис. 6 – Вывод результатов расчета

### Варианты индивидуальных заданий

1. Рассчитать дебит перфорированной горизонтальной скважины с длиной горизонтального участка  $150$  м, плотностью перфорации  $5$  отв./м ( $m^{-1}$ ), проходящей посередине нефтяного пласта, мощностью  $10$  м,

горизонтальной проницаемостью  $50 \text{ мД}$ , вертикальной проницаемостью  $50 \text{ мД}$ , пластовым давлением  $20 \text{ МПа}$ . Вязкость нефти  $5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , радиус контура питания  $R_k=1000 \text{ м}$ , забойное давление  $p_3=150 \text{ атм}$ .

2. Рассчитать дебит перфорированной горизонтальной скважины с длиной горизонтального участка  $120 \text{ м}$ , плотностью перфорации  $7 \text{ отв./м}$  ( $\text{м}^{-1}$ ), проходящей посередине нефтяного пласта, мощностью  $8 \text{ м}$ , горизонтальной проницаемостью  $100 \text{ мД}$ , вертикальной проницаемостью  $10 \text{ мД}$ , пластовым давлением  $150 \text{ атм}$ . Вязкость нефти  $4 \text{ сП}$ , радиус контура питания  $R_k=700 \text{ м}$ , забойное давление  $p_3=100 \text{ атм}$ .

3. Рассчитать дебит перфорированной горизонтальной скважины с длиной горизонтального участка  $170 \text{ м}$ , плотностью перфорации  $3 \text{ отв./м}$  ( $\text{м}^{-1}$ ), проходящей посередине нефтяного пласта, мощностью  $5 \text{ м}$ , горизонтальной проницаемостью  $50 \text{ мД}$ , вертикальной проницаемостью  $5 \text{ мД}$ , пластовым давлением  $16 \text{ МПа}$ . Вязкость нефти  $3,5 \text{ сП}$ , радиус контура питания  $R_k=900 \text{ м}$ , забойное давление  $p_3=105 \text{ атм}$ .

4. Рассчитать дебит перфорированной горизонтальной скважины с длиной горизонтального участка  $140 \text{ м}$ , плотностью перфорации  $6 \text{ отв./м}$  ( $\text{м}^{-1}$ ), расстояние ГС от кровли пласта  $3 \text{ м}$ , мощность пласта  $5 \text{ м}$ . Горизонтальная проницаемость  $60 \text{ мД}$ , вертикальной проницаемостью  $10 \text{ мД}$ , пластовое давление  $13 \text{ МПа}$ . Вязкость нефти  $4 \text{ сП}$ , радиус контура питания  $R_k=1100 \text{ м}$ , забойное давление  $p_3=90 \text{ атм}$ .

5. Рассчитать дебит перфорированной горизонтальной скважины с длиной горизонтального участка  $100 \text{ м}$ , плотностью перфорации  $5 \text{ отв./м}$  ( $\text{м}^{-1}$ ), расстояние ГС от кровли пласта  $6 \text{ м}$ , мощность пласта  $10 \text{ м}$ . Горизонтальная проницаемость  $70 \text{ мД}$ , вертикальной проницаемостью  $8 \text{ мД}$ , пластовое давление  $120 \text{ атм}$ . Вязкость нефти  $4 \text{ сП}$ , радиус контура питания  $R_k=1000 \text{ м}$ , забойное давление  $p_3=80 \text{ атм}$ .

6. Рассчитать дебит перфорированной пологой скважины с зенитным углом  $\alpha = 60^\circ$ . Мощность пласта  $12 \text{ м}$ , пластовое давление  $15,5 \text{ МПа}$ , забойное давление  $p_3=83 \text{ атм}$ ., плотность перфорации  $8 \text{ отв./м}$ , вязкость нефти  $0,005 \text{ Па}\cdot\text{с}$ , радиус контура питания  $R_k = 1100 \text{ м}$ .

7. Рассчитать дебит перфорированной пологой скважины с зенитным углом  $\alpha = 40^\circ$ . Мощность пласта  $10 \text{ м}$ , пластовое давление  $16,5 \text{ МПа}$ , забойное давление  $p_3=94 \text{ атм}$ ., плотность перфорации  $6 \text{ отв./м}$ , вязкость нефти  $0,0035 \text{ Па}\cdot\text{с}$ , радиус контура питания  $R_k = 900 \text{ м}$ .

8. Рассчитать дебит перфорированной пологой скважины с зенитным углом  $\alpha = 45^\circ$ . Мощность пласта  $8 \text{ м}$ , пластовое давление  $14,5 \text{ атм}$ ., забойное давление  $p_3=100 \text{ атм}$ ., плотность перфорации  $5 \text{ отв./м}$ , вязкость нефти  $0,0055 \text{ Па}\cdot\text{с}$ , радиус контура питания  $R_k = 800 \text{ м}$ .

9. Рассчитать дебит перфорированной пологой скважины с зенитным углом  $\alpha = 55^\circ$ . Мощность пласта  $7 \text{ м}$ , пластовое давление  $12,8 \text{ атм}$ ., забойное давление  $p_3=90 \text{ атм}$ ., плотность перфорации  $4 \text{ отв./м}$ , вязкость нефти  $3,5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , радиус контура питания  $R_k = 900 \text{ м}$ .

10. Рассчитать дебит перфорированной пологой скважины с зенитным углом  $\alpha = 25^\circ$ . Мощность пласта 16 м, пластовое давление 13,8 атм., забойное давление  $p_3=100$  атм., плотность перфорации 9 отв./м, вязкость нефти 5 мПа·с, радиус контура питания  $R_k=950$  м.

## 2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПО ХАРАКТЕРИСТИКАМ ВЫТЕСНЕНИЯ

Для оценки эффективности методов увеличения нефтеотдачи например, горизонтальных скважин, предлагается использовать характеристики вытеснения – эмпирическая зависимость типа «накопленная добыча нефти - накопленный отбор жидкости». Характеристика вытеснения отражает реальный процесс выработки запасов нефти и связанную с ним динамику обводнения продукции при разработке неоднородных пластов на режиме вытеснения нефти водой [10-11].

Для определения количественного показателя эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи используются характеристики вытеснения различного вида. Основные из них приведены в табл. 1.

Таблица 1

Характеристики вытеснения

Авторы	Зависимость	Ось абсцисс	Ось ординат
Сазонов	$V_H = a \cdot \ln(V_{Ж}) + b$	$\ln(V_{Ж})$	$V_H$
Максимов	$V_H = a \cdot \ln(V_В) + b$	$\ln(V_В)$	$V_H$
Камбаров	$V_H = a \cdot V_{Ж}^{-1} + b$	$V_{Ж}^{-1}$	$V_H$
Гайсин-Тимашов	$\frac{V_В}{V_H} = a \cdot V_{Ж} + b$	$V_{Ж}$	$\frac{V_В}{V_H}$
Назаров-Сипачев	$\frac{V_{Ж}}{V_H} = a \cdot V_В + b$	$V_В = V_{Ж} - V_H$	$\frac{V_{Ж}}{V_H}$
Пирвердян	$V_H = a \cdot V_{Ж}^{-0,5} + b$	$V_{Ж}^{-0,5}$	$V_H$
Сипачев-Посевич	$\frac{V_{Ж}}{V_H} = a \cdot V_{Ж} + b$	$V_{Ж}$	$\frac{V_{Ж}}{V_H}$

где  $V_H = \sum_{i=1}^n q_{H_i}$ ,  $V_В = \sum_{i=1}^n q_{В_i}$ ,  $V_{Ж} = \sum_{i=1}^n (q_{H_i} + q_{В_i})$ ,  $n$  – количество замеров,  $q_{H_i}$ ,  $q_{Ж_i}$ ,  $q_{В_i}$  – дебит нефти, жидкости и воды соответственно за  $i$ -й период,  $V_H$  - накопленная добыча нефти,  $V_{Ж}$  - накопленная добыча жидкости,  $V_В$  - накопленная добыча воды,  $a$  и  $b$  – коэффициенты, определяемые по методу наименьших квадратов.

На первом этапе строятся зависимости вида  $f(V_n) = f(V_{ж})$ , либо  $f(V_n) = f(V_{в})$ . На оси ординат откладываются значения накопленной добычи нефти, или параметра напрямую связанного с ней. Для построенной зависимости определяется прямолинейный участок, который будет обрабатываться методами математической статистики.

Для прямолинейного участка методом наименьших квадратов находится функция, имеющая наименьшее отклонение от фактических данных. Как правило, строится уравнение прямой вида  $y = ax + b$ . По полученному уравнению прямой производится экстраполяция на период после проведения методов увеличения нефтеотдачи (рис. 7). Эффект от гидродинамического воздействия за данный интервал времени определяется как разность между фактической добычей нефти и добычей нефти по базовому варианту (варианту разработки, который был бы реализован на данном объекте гидродинамического воздействия).

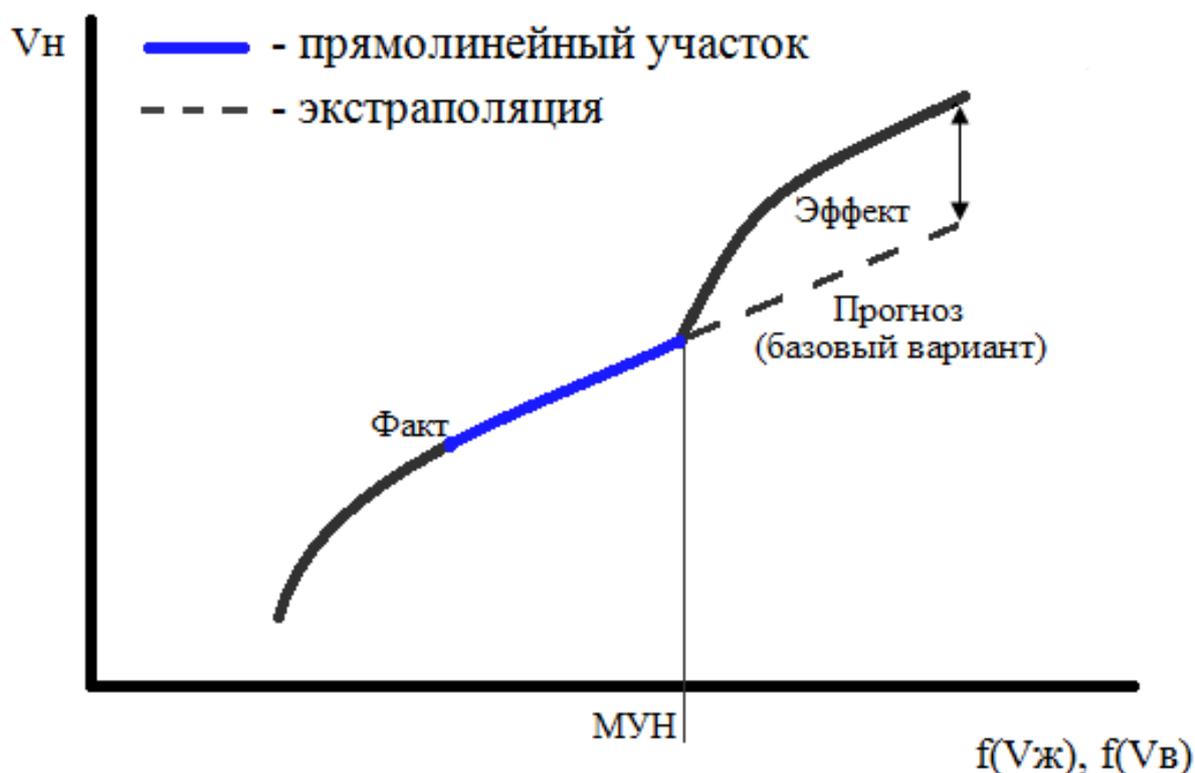


Рис. 7 – Определение эффекта от ГТМ с помощью характеристик вытеснения

Формулы расчета прогнозной добычи для каждой из характеристик вытеснения представлены в табл. 2. Выражая из нее  $V_n$  получим прогнозную формулу для определения накопленной добычи нефти на заданный период времени.

Таблица 2

## Характеристики вытеснения

Авторы	Зависимость	Прогнозная формула
Сазонов	$V_H = a \cdot \ln(V_{жк}) + b$	$V_H = a \cdot \ln(V_{жк}) + b$
Максимов	$V_H = a \cdot \ln(V_в) + b$	$V_H = a \cdot \ln(V_в) + b$
Камбаров	$V_H = a \cdot V_{жк}^{-1} + b$	$V_H = a \cdot V_{жк}^{-1} + b$
Гайсин-Тимашов	$\frac{V_в}{V_H} = a \cdot V_{жк} + b$	$V_H = \frac{V_{жк}}{a \cdot V_{жк} + b + 1}$
Назаров-Сипачев	$\frac{V_{жк}}{V_H} = a \cdot V_в + b$	$V_H = \frac{V_в}{a \cdot V_в + b - 1}$
Пирвердян	$V_H = a \cdot V_{жк}^{-0,5} + b$	$V_H = a \cdot V_{жк}^{-0,5} + b$
Сипачев-Посевич	$\frac{V_{жк}}{V_H} = a \cdot V_{жк} + b$	$V_H = \frac{V_{жк}}{a \cdot V_{жк} + b}$

### 2.1 Пример расчета эффективности методов увеличения нефтеотдачи по характеристике вытеснения Сазонова

Пусть даны показатели добычи нефти и воды за каждый временной период (табл. 3). 01.04.2011 были проведены мероприятия по увеличению нефтеотдачи, в результате чего добыча нефти увеличилась. Требуется определить эффект от МУН на 01.09.2011.

Таблица 3

## Исходные данные для расчета эффективности МУН

Дата	$Q_n$ , тыс. т.	$Q_в$ , тыс. т.
1	2	3
01.10.2008	504,25	242,89
01.11.2008	993,52	462,2
01.12.2008	1497,13	702,47
01.01.2009	1921,627	840,45
01.02.2009	2448,82	988,41
01.03.2009	3054,89	1147,65
01.04.2009	3480,14	1202,78
01.05.2009	3959,43	1280,01
01.06.2009	4387,92	1325,14
01.07.2009	4789,94	1396,58
01.08.2009	5301,78	1484,42
01.09.2009	7787,45	1621,62
01.10.2009	8201,75	1750,78
01.11.2009	8920,47	1814,14
01.12.2009	9503,61	1989,78
01.01.2010	10712,78	2103,21
01.02.2010	11325,11	2158,31
01.03.2010	11786,82	2222,7

Продолжение табл. 3

1	2	3
01.04.2010	12470,55	2305,47
01.05.2010	15802,07	2412,58
01.06.2010	18658,81	2451,21
01.07.2010	22020,85	2504,66
01.08.2010	25561,32	2698,58
01.09.2010	26345,15	2833,86
01.10.2010	27314,12	2955,29
01.11.2010	28354,78	3084,16
01.12.2010	29404,58	3148,65
01.01.2011	30214,18	3208,44
01.02.2011	30302,7	3277,04
01.03.2011	30910,01	3341,87
*01.04.2011	33478,42	4598,57
01.05.2011	34584,49	4658,09
01.06.2011	35896,36	4690,34
01.07.2011	36584,17	4754,78
01.08.2011	37369,42	4811,95
01.09.2011	38124,77	4925,35

Загрузим показатели добычи нефти и воды за временной период, равный 1 месяцу, из табл. 3), предварительно записав их в текстовый файл (рис.8).

Data :=



## Data.txt

Data =

	0	1	2
0	"01.10.2008"	504.25	242.89
1	"01.11.2008"	993.52	462.2
2	"01.12.2008"	$1.497 \cdot 10^3$	702.47
3	"01.01.2009"	$1.922 \cdot 10^3$	840.45
4	"01.02.2009"	$2.449 \cdot 10^3$	988.41
5	"01.03.2009"	$3.055 \cdot 10^3$	$1.148 \cdot 10^3$
6	"01.04.2009"	$3.48 \cdot 10^3$	$1.203 \cdot 10^3$
7	"01.05.2009"	$3.959 \cdot 10^3$	$1.28 \cdot 10^3$
8	"01.06.2009"	$4.388 \cdot 10^3$	$1.325 \cdot 10^3$
9	"01.07.2009"	$4.79 \cdot 10^3$	$1.397 \cdot 10^3$
10	"01.08.2009"	$5.302 \cdot 10^3$	$1.484 \cdot 10^3$
11	"01.09.2009"	$7.787 \cdot 10^3$	$1.622 \cdot 10^3$
12	"01.10.2009"	$8.202 \cdot 10^3$	$1.751 \cdot 10^3$
13	"01.11.2009"	$8.92 \cdot 10^3$	$1.814 \cdot 10^3$
14	"01.12.2009"	$9.504 \cdot 10^3$	$1.99 \cdot 10^3$
15	"01.01.2010"	$1.071 \cdot 10^4$	...

Рис. 8 – Показатели добычи нефти и воды за временный период в табличном виде

Построим график накопленной добычи нефти от добычи жидкости.

$Q_H := \text{Data}^{(1)}$        $Q_B := \text{Data}^{(2)}$        $\text{Year} := \text{Data}^{(0)}$

$V_H := \begin{cases} V_{H_0} \leftarrow Q_{H_0} \\ \text{for } i \in 1 \dots \text{last}(Q_H) \\ V_{H_i} \leftarrow V_{H_{i-1}} + Q_{H_i} \\ V_H \end{cases}$        $V_B := \begin{cases} V_{B_0} \leftarrow Q_{B_0} \\ \text{for } i \in 1 \dots \text{last}(Q_H) \\ V_{B_i} \leftarrow V_{B_{i-1}} + Q_{B_i} \\ V_B \end{cases}$

Порядковый номер замера соответствующий проведению МУН  
 $n := 30 = 30$

$V_J := V_H + V_B$

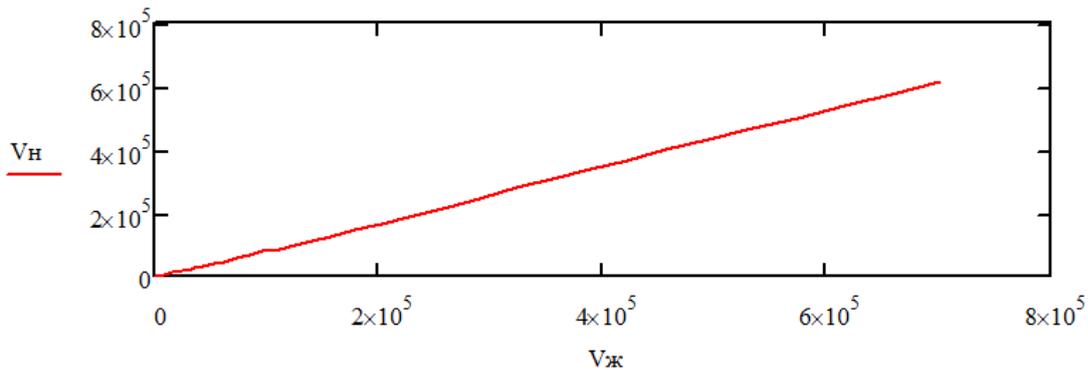


Рис. 9 – График накопленная добыча нефти – накопленная добыча жидкости

Построим график в координатах характеристики вытеснения Сазонова  $V_H = a \cdot \ln(V_J) + b$ .

Построение графика в характеристике вытеснения Сазонова

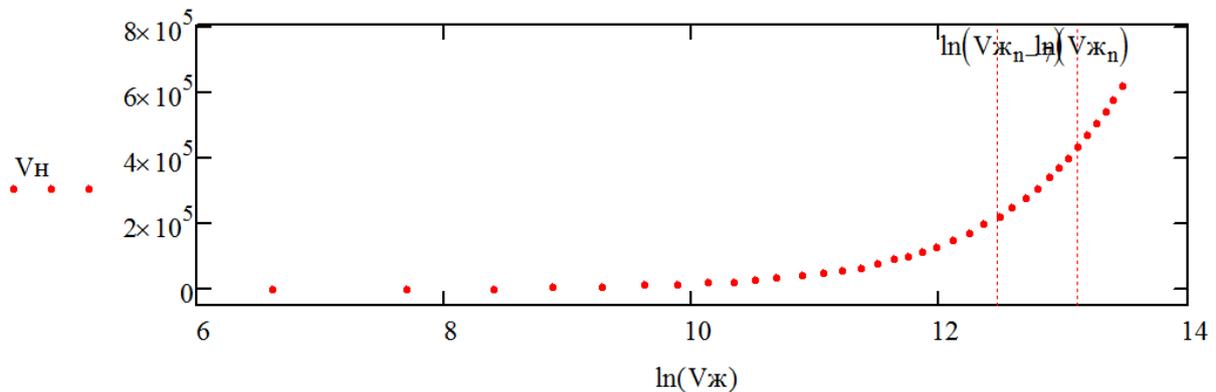


Рис. 10 – График в координатах характеристики вытеснения Сазонова  $V_H = a \cdot \ln(V_J) + b$

Определим, что прямолинейный участок перед проведением МУН равен 7. Сформируем матрицы точек замеров, лежащих на прямолинейном участке. Воспользуемся для этого функцией *submatrix* (Рис. 10).

Определим прямолинейный участок на ХВ

Примем для прогноза последние 7 точек

$$V_{н1} := \text{submatrix}(V_{н,n-7,n-1,0,0}) = \begin{pmatrix} 2.214 \times 10^5 \\ 2.488 \times 10^5 \\ 2.771 \times 10^5 \\ 3.065 \times 10^5 \\ 3.367 \times 10^5 \\ 3.67 \times 10^5 \\ 3.979 \times 10^5 \end{pmatrix} \quad V_{ж1} := \ln(\text{submatrix}(V_{ж,n-7,n-1,0,0})) = \begin{pmatrix} 12.474 \\ 12.583 \\ 12.686 \\ 12.782 \\ 12.871 \\ 12.954 \\ 13.032 \end{pmatrix}$$

Рис. 11 – Определение прямолинейного участка на характеристике вытеснения

Выведем на график прямолинейный участок, по которому будет строиться аппроксимационный полином.

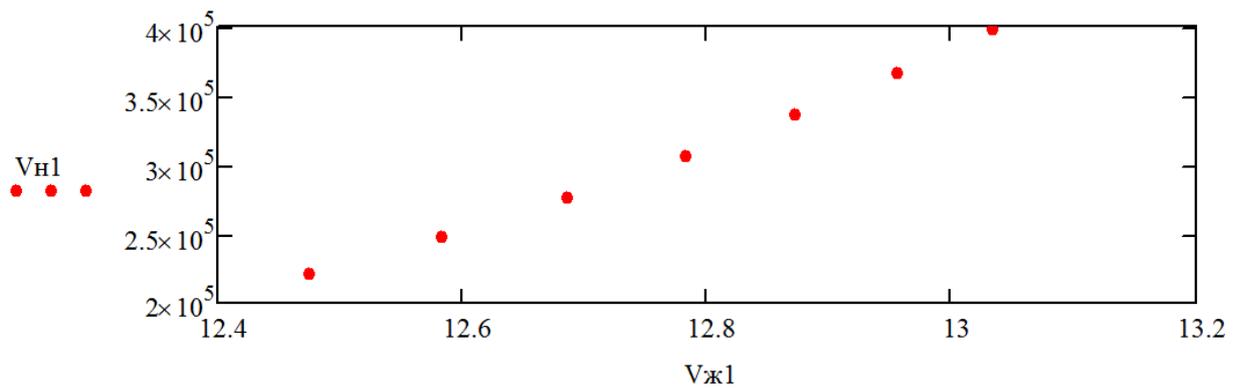


Рис. 12 – Опытные точки, лежащие на прямолинейном участке характеристики вытеснения

При помощи встроенных функций *slope* и *intercept* найдем коэффициенты уравнения прямой, имеющей наименьшее среднее квадратическое отклонение от 7 точек прямолинейного участка.

Определим коэффициенты уравнения прямой A и B

$$A := \text{slope}(V_{ж1}, V_{н1}) = 3.157 \times 10^5 \quad B := \text{intercept}(V_{ж1}, V_{н1}) = -3.723 \times 10^6$$

Составим аппроксимирующее уравнение прямой

$$f(x) := A \cdot x + B$$

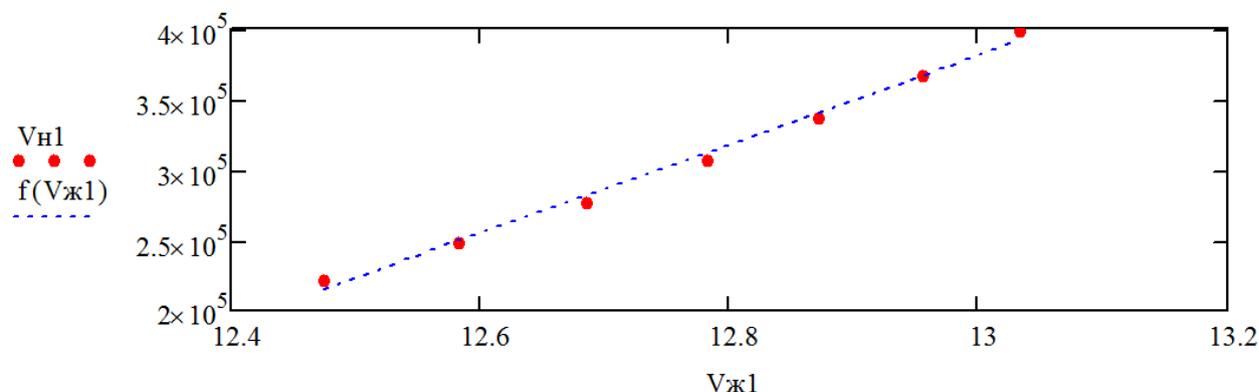


Рис. 13 – Построение аппроксимационного полинома для прямолинейного участка характеристики вытеснения

Произведем прогноз, подставив в полученное уравнение прямой накопленную добычу жидкости, соответствующую 01.09.2011 (в данном случае последнее значение массива  $V_{ж}$ ). Далее рассчитаем разность между фактической накопленной добычей и добычей по базовому варианту (прогнозной).

Произведем прогноз на 01.09.2011

Определим добычу жидкости на 01.09.2011

$$f(\ln(V_{ж_{last}(V_{ж})})) = 5.263 \times 10^5$$

Эффект от МУН равен фактическая накопленная добыча нефти минус прогнозная

$$V_{н_{last}(V_{ж})} - f(\ln(V_{ж_{last}(V_{ж})})) = 8.765 \times 10^4$$

Рис. 14 – Прогноз с помощью построенного аппроксимационного полинома

Представим результаты расчета в графическом виде (рис. 15).

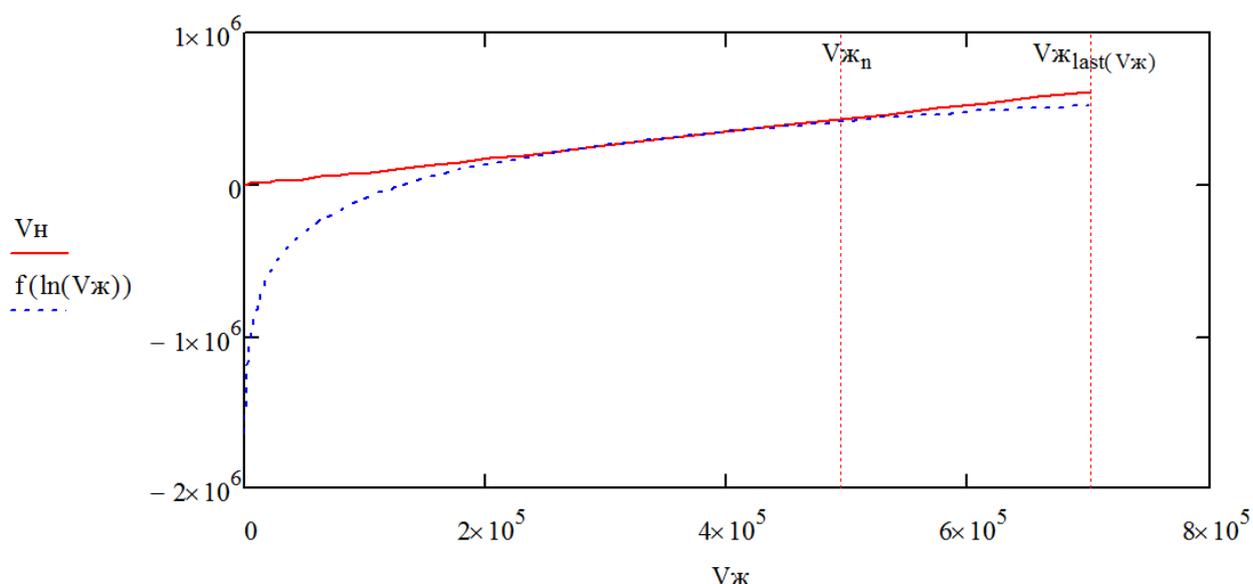


Рис. 15 – Базовый и прогнозный вариант по ХВ Сазонова в координатах накопленная добыча нефти – накопленная добыча жидкости

### Задания для индивидуального выполнения

1. Рассчитать эффективность МУН по характеристике вытеснения Сазонова на 01.06.2011.
2. Рассчитать эффективность МУН по характеристике вытеснения Камбарова на 01.07.2011.
3. Рассчитать эффективность МУН по характеристике вытеснения Гайсина-Тимашова на 01.08.2011.
4. Рассчитать эффективность МУН по характеристике вытеснения Назарова-Сипачева на 01.09.2011.
5. Рассчитать эффективность МУН по характеристике вытеснения Пирвердяна на 01.06.2011.
6. Рассчитать эффективность МУН по характеристике вытеснения Сипачева-Посевича на 01.07.2011.
7. Рассчитать эффективность МУН по характеристике вытеснения Сазонова на 01.07.2011.
8. Рассчитать эффективность МУН по характеристике вытеснения Камбарова на 01.08.2011.
9. Рассчитать эффективность МУН по характеристике вытеснения Гайсина-Тимашова на 01.09.2011.
10. Рассчитать эффективность МУН по характеристике вытеснения Назарова-Сипачева на 01.05.2011.
11. Рассчитать эффективность МУН по характеристике вытеснения Пирвердяна на 01.07.2011.
12. Рассчитать эффективность МУН по характеристике вытеснения Сипачева-Посевича на 01.06.2011.

13. Рассчитать эффективность МУН по характеристике вытеснения Сазонова на 01.08.2011.
14. Рассчитать эффективность МУН по характеристике вытеснения Камбарова на 01.09.2011.
15. Рассчитать эффективность МУН по характеристике вытеснения Гайсина-Тимашова на 01.07.2011.
16. Рассчитать эффективность МУН по характеристике вытеснения Назарова-Сипачева на 01.08.2011.
17. Рассчитать эффективность МУН по характеристике вытеснения Пирвердяна на 01.09.2011.
18. Рассчитать эффективность МУН по характеристике вытеснения Сипачева-Посевича на 01.06.2011.
19. Рассчитать эффективность МУН по характеристике вытеснения Назарова-Сипачева на 01.07.2011.
20. Рассчитать эффективность МУН по характеристике вытеснения Пирвердяна на 01.08.2011.

## Список литературы

1. Мулявин, С. Ф. Проектирование разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие /С. Ф. Мулявин. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. - 204 с. - ISBN 978-5-9961-0534-2. – Текст: непосредственный.
2. Мулявин, С. Ф. Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири: монография /С. Ф. Мулявин, В. Н. Маслов. - Часть 1.- Тюмень: ТИУ, 2016. – 264 с. – ISBN 978-5-9961-1540-2. – Текст: непосредственный.
3. Телков, А. П. Гидромеханика пласта применительно к прикладным задачам разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие /А. П. Телков, С. И. Грачев. - В 2 ч. Ч.1. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2009. – 240 с. - ISBN 978-5-9961-0056-9, ISBN 978-5-9961-0055-2. – Текст: непосредственный.
4. Телков, А. П. Гидромеханика пласта применительно к нефтегазопромысловым задачам разработки месторождений наклонно направленными и горизонтальными стволами /А. П. Телков, С. И. Грачев. – Санкт-Петербург, 2012. – 160 с. - ISBN 978-5-02-025506-7. – Текст: непосредственный.
5. Черных, В. А. Научные основы моделирования горизонтальной газовой скважины= New Conception Modelling of Horizontal Gas Wells: учебное пособие /В. А. Черных, В. В. Черных. - Москва: РУДН, 2014. – 123 с. - ISBN 978-5-209-05358-3. – Текст: непосредственный.
6. Сохошко, С. К. Моделирование пологих и горизонтальных нефтяных и газовых скважин: учебное пособие /С. К. Сохошко.- Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 137 с. – ISBN 978-5-9961-1137-4. - Текст: непосредственный.
7. Грачев, С. И. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами: монография /С. И. Грачев, А. В. Стрекалов, А. С. Самойлов. - Тюмень: ТИУ, 2016. – 204 с. – ISBN 978-5-9961-1516-7. – Текст: непосредственный.
8. Грачев, С. И. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными скважинами: учебное пособие / С. И. Грачев, А. С. Самойлов. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 144 с. - ISBN 978-5-9961-1067-4. – Текст: непосредственный.
9. Колев, Ж. М. Математическое моделирование в задачах нефтегазовой отрасли на базе Mathcad 15: учебное пособие /Ж. М. Колев [и др.]. - – Текст: непосредственный. - Тюмень: ТИУ, 2017.- С. 96-10. - ISBN 978-5-9961-1593-8.
10. Колев, Ж. М. Математическое моделирование в задачах нефтегазовой отрасли на базе Mathcad 15: учебное пособие /Ж. М. Колев [и др.]. - Текст: непосредственный. - Тюмень: ТИУ, 2017.- С. 140-147. - ISBN 978-5-9961-1593-8.

11. Шумко, В. С. Оценка извлекаемых запасов нефти и эффективности проведенных геолого-технических мероприятий с применением характеристик вытеснения нефти водой: учебное пособие /В. С. Шумко [и др.]. - Тюмень: ТИУ, 2021.- 198 с. - ISBN 978-5-9961-1095-7. – Текст: непосредственный.

Учебное издание

**РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ  
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Методические указания для практических занятий  
и самостоятельных работ аспирантов

Составители:

**КОЛЕВ Жеко Митков**  
**ГРАЧЕВА Светлана Камиловна**

Редактор

*В авторской редакции*

Подписано в печать . Формат Печ.  
Тираж экз. Заказ №

Библиотечно-издательский комплекс  
Федерального государственного бюджетного образовательного  
учреждения высшего образования  
«Тюменский индустриальный университет».  
625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38

Типография библиотечно-издательского комплекса.  
625039, г. Тюмень, ул. Киевская, 52