

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ  
ФЕДЕРАЦИИ

Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования

**НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ**

**С.Ф. Санду, А.Т. Росляк, В.М. Галкин**

**ПРАКТИКУМ ПО ДИСЦИПЛИНЕ  
«РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ»**

*Рекомендовано в качестве учебного пособия  
Редакционно-издательским советом  
Томского политехнического университета*

Издательство  
Томского политехнического университета  
2011

УДК 622.276.031:550.83

ВВК 26.343.1:26.2

Б 58

**Санду С.Ф.**

Б 58

Практикум по дисциплине «Разработка нефтяных и газовых месторождений»: учебное пособие / С.Ф. Санду, А.Т. Росляк, В.М. Галкин; Национальный исследовательский Томский Политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 92 с.

Практикум предназначен для студентов, изучающих дисциплину «Разработка нефтяных и газовых месторождений». В нем изложены задания, посвященные моделированию и расчету основных показателей разработки месторождений, как при естественных природных режимах работы залежей, так и с применением воздействия на пласт.

Содержащиеся в практикуме задания могут выполняться студентами как самостоятельно, так и под руководством преподавателя.

**УДК 622.276.031:550.83**

**ВВК 26.343.1:26.2**

*Рецензенты*

Доктор физико-математических наук,  
профессор кафедры математической физики  
Томского государственного университета  
*А.Ю. Крайнов*

Кандидат физико-математических наук, заведующий  
лабораторией проектирования и разработки нефтяных  
месторождений ОАО «ТомскНИПИНЕФТЬ»  
*В.Н. Панков*

© ГОУ ВПО НИ ТПУ, 2011

© Санду С.Ф., Росляк А.Т., Галкин В.М.

© Оформление. Издательство Томского  
политехнического университета, 2011

## СОДЕРЖАНИЕ

	с.
ВВЕДЕНИЕ.....	5
<b>1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ ПРИ УПРУГОМ РЕЖИМЕ.....</b>	<b>6</b>
1.1. Определение нефтеотдачи в зависимости от упругих свойств жидкости и породы.....	6
1.2. Прогнозирование изменения давления на контуре нефтяного месторождения при упругом режиме в законтурной области пласта.....	8
1.3. Определение изменения давления в пласте при упругом режиме.....	13
<b>2. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПЛАСТОВОЙ ЭНЕРГИИ.....</b>	<b>16</b>
<b>3. РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ВОДОЙ.....</b>	<b>20</b>
3.1. Расчет распределения давления в прямоугольном участке залежи, работающей в условиях естественного водонапорного режима.....	20
3.2. Определение дебитов скважин в прямоугольном участке залежи, работающей в условия естественного водонапорного режима.....	22
3.3. Расчет распределения давления в круговой залежи при естественном водонапорном режиме.....	24
3.4. Расчет распределения давления в прямоугольном участке залежи при однорядной схеме внутриконтурного заводнения.....	27
3.5. Расчет распределения давления в прямоугольном участке залежи при однорядной схеме внутриконтурного заводнения с применением вертикальных и горизонтальных скважин.....	32
3.6. Определение давлений на забоях скважин в элементе семиточечной схемы расположения скважин при внутриконтурном площадном заводнении.....	35
3.7. Сравнение геометрических параметров элементов семиточечной и пятиточечной схем при одинаковой приемистости нагнетательных скважин.....	38
3.8. Расчет технологических показателей разработки месторождения на основе моделей слоисто-	

неоднородного пласта и поршневого вытеснения нефти водой.....	42
3.9. Определение технологических показателей разработки круговой нефтяной залежи при законтурном и внутриконтурном сводовом кольцевом заводнении.....	46
3.10. Определение количества воды, необходимой для поддержания пластового давления и приемистости нагнетательных скважин.....	51
<b>4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ     МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИ ГАЗОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ.....</b>	<b>53</b>
<b>5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ,     РАБОТАЮЩЕЙ ПРИ РЕЖИМЕ РАСТВОРЕННОГО ГАЗА....</b>	<b>58</b>
5.1. Определение показателя разработки залежи нефти при изменении давления на контуре питания скважины от давления насыщения до забойного давления.....	58
5.2. Определение объема законтурной воды, поступившей в нефтяную залежь.....	64
<b>6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ     НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЕЗ     ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ.....</b>	<b>67</b>
<b>7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ДЕБИТОВ СКВАЖИН ПРИ     РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ.....</b>	<b>72</b>
7.1. Определение условного предельного безгазового дебита нефти скважины.....	72
7.2. Определение начального предельного безгазово- безводного дебита нефти скважины	74
7.3. Определение интервала перфорации в скважине при заданном начальном предельном безгазово-безводном дебите нефти.....	76
<b>8. РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ     ТЕПЛОВЫМИ МЕТОДАМИ.....</b>	<b>79</b>
8.1. Расчет основных показателей разработки нефтяной залежи методом создания внутрипластового движущегося очага горения.....	79
8.2. Расчет промышленного процесса тепловой обработки пласта.....	82
8.3. Расчет тепловой обработки истощенного нефтяного пласта комбинированным методом.....	85
<b>9. РАСЧЕТ ФОНТАННОГО ПОДЪЕМНИКА ИЗ УСЛОВИЙ В     НАЧАЛЕ И КОНЦЕ ФОНТАНИРОВАНИЯ СКВАЖИНЫ.....</b>	<b>88</b>
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....</b>	<b>91</b>

## ВВЕДЕНИЕ

Студент, изучающий курс “Разработка нефтяных и газовых месторождений”, помимо усвоения теоретических основ должен овладеть методиками и практическими навыками расчетов процессов извлечения нефти и газа из недр.

Известно, что теоретические знания, полученные студентами, быстрее становятся руководством к действию, если на их основе решаются задачи, даже не очень сложные. В данном практикуме, с учетом представлений о сущности процессов разработки нефтяных и газовых месторождений, приводятся методики решения задач, основанные на полученной в вузе математической подготовке.

Современное проектирование разработки нефтяных и газовых месторождений требует сложных расчетов с использованием лицензионных программных продуктов и мощных вычислительных средств. Однако, простейшие модели, лежащие в основе задач, рассмотренных в данном учебнике, позволяют быстро получить качественные результаты без использования длительных расчетов на основе более сложных моделей. Поэтому, прежде чем использовать гидродинамические симуляторы для построения геолого-технологических моделей месторождений, можно сделать оценку на основе простейших балансовых соотношений и упрощенных моделей, часть из которых рассмотрена в данном практикуме.

Практикум является учебным пособием по расчетной части курса “Разработка нефтяных и газовых месторождений”. За основу были взяты хорошо известные издания [1-5]. В практикуме представлены как переработанные известные типовые, так и новые практические задания. Рассмотрены задачи по проектированию систем разработки нефтяных и газовых месторождений, построению моделей нефтяных пластов, разработке месторождений как на естественных природных режимах, так и с применением различных методов воздействия на пласт.

# 1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ ПРИ УПРУГОМ РЕЖИМЕ

## 1.1. Определение нефтеотдачи в зависимости от упругих свойств жидкости и породы

Однородная по проницаемости и толщине пласта нефтяная залежь, ограниченная контуром нефтеносности и площадью  $F$ , окружена кольцевой законтурной водонапорной областью с площадью  $F_1$ . В процессе разработки средневзвешенное давление внутри нефтеносной части залежи изменилось от начального пластового давления до давления насыщения. За тот же промежуток времени средневзвешенное давление в законтурной водонапорной части пласта уменьшилось на величину  $\Delta p_1$ .

Определить нефтеотдачу, которую можно получить из залежи за счет упругих свойств среды внутри контура нефтеносности и в законтурной части пласта. Исходные данные приведены в табл. 1.1.

Таблица 1.1

*Таблица исходных данных*

<i>Наименование исходных параметров</i>	<i>Обозначение, размерность</i>	<i>Значение</i>	
		<i>1</i>	<i>2</i>
Площадь залежи в пределах контура нефтеносности	$F, \text{ км}^2$	12	11
Площадь кольцевой законтурной водонапорной области	$F_1, \text{ км}^2$	120	130
Толщина пласта внутри контура нефтеносности и в законтурной части	$h, \text{ м}$	12	11
Проницаемость пород пласта в нефтеносной части и за контуром нефтеносности	$k, \text{ м}^2$	$0.5 \cdot 10^{-10}$	$0.5 \cdot 10^{-10}$
Вязкость нефти в пластовых условиях	$\mu_n, \text{ мПа} \cdot \text{ с}$	1.63	1.63
Вязкость воды	$\mu_v, \text{ мПа} \cdot \text{ с}$	1	1
Пористость породы	$m$	0.22	0.22
Начальный коэффициент водонасыщенности нефтеносной части пласта	$S$	0.2	0.2

Коэффициент сжимаемости пор в породе пласта	$\beta_{пл}, 1/\text{МПа}$	$2 \cdot 10^{-4}$	$2 \cdot 10^{-4}$
Коэффициент сжимаемости воды	$\beta, 1/\text{МПа}$	$4.2 \cdot 10^{-4}$	$4.2 \cdot 10^{-4}$
<b>В процессе разработки средневзвешенное давление внутри нефтеносной части залежи изменилось:</b>			
от начального пластового давления	$p_{пл}, \text{МПа}$	18	20
до давления насыщения	$p_{нас}, \text{МПа}$	8	8
За тот же промежуток времени средневзвешенное давление в законтурной водонапорной части пласта уменьшилось на величину	$\Delta p_1, \text{МПа}$	5	6
Объемный коэффициент нефти при начальном пластовом давлении $p_{пл}$	$b_{но}$	1.02	1.019
Объемный коэффициент нефти при давлении насыщения $p_{нас}$	$b_{н1}$	1.026	1.027

### РЕШЕНИЕ

1. Коэффициент сжимаемости нефти определяется через начальный объем нефти в залежи  $V_{но}$  и объем нефти при давлении насыщения  $V_{н1}$  (в итоге используем определение объемного коэффициента  $b$ ):

$$\beta_n = \frac{\Delta V_H}{V_{H0} \cdot \Delta p} = \frac{V_{H1} - V_{H0}}{V_{H0} \cdot (p_{пл} - p_{нас})} = \frac{b_{H1} - b_{H0}}{b_{H0} \cdot (p_{пл} - p_{нас})} = 5.88 \cdot 10^{-4} \text{ 1/МПа.} \quad (1.1)$$

2. Коэффициент упругости пласта (или сжимаемости пористой среды внутри контура нефтеносности) учитывает суммарную сжимаемость насыщающих ее жидкостей – нефти с насыщенностью  $(1-S)$  и воды с насыщенностью  $S$ , а также сжимаемость породы [1]:

$$\beta^* = m \cdot [\beta_H (1-S) + \beta_B S] + \beta_{пл} = 4.22 \cdot 10^{-4} \text{ 1/МПа.} \quad (1.2)$$

3. Используя коэффициент  $\beta^*$  и объем залежи  $V_{зал}$ , вычислим объем нефти, извлекаемый под действием упругих сил внутри контура нефтеносности  $F$ :

$$\Delta V_H = \beta^* V_{зал} \cdot \Delta p = \beta^* (F \cdot h) \cdot (p_{пл} - p_{нас}) = 5.92 \cdot 10^5 \text{ м}^3. \quad (1.3)$$

4. Подсчитаем начальные запасы нефти в залежи:

$$V_{H0} = F \cdot h \cdot m \cdot (1 - S) / b_{H0} = 2.48 \cdot 10^7 \text{ м}^3. \quad (1.4)$$

5. Вычислим нефтеотдачу, обусловленную действием только упругих сил внутри контура нефтеносности  $F$ :

$$\eta = \frac{\Delta V_H}{V_{H0}} = 2.38 \cdot 10^{-2}. \quad (1.5)$$

6. Падение давления в пределах контура нефтеносности  $F$  нарушит равновесие в пласте, поэтому часть воды под действием упругой энергии законтурной части пласта  $F_1$  поступит в нефтеносную область. Коэффициент упругоёмкости (сжимаемости) пористой среды в законтурной обводненной части пласта  $F_1$  учитывает суммарную сжимаемость породы и насыщающей ее воды:

$$\beta_1^* = m \cdot \beta_B + \beta_{II} = 4.22 \cdot 10^{-4} \text{ 1/МПа}. \quad (1.6)$$

7. Используя коэффициент  $\beta_1^*$ , найдем количество воды  $\Delta V_B$ , которое поступит в нефтеносный контур  $F$  и вытеснит равную по объему нефть под действием упругих сил при изменении давления  $\Delta p_1$  в законтурной части пласта  $F_1$ :

$$\Delta V_B = \beta_1^* V_1 \cdot \Delta p_1 = \beta_1^* (F_1 \cdot h) \cdot \Delta p_1 = 2.11 \cdot 10^6. \quad (1.7)$$

8. Вычисляется нефтеотдача, обусловленная суммарным действием упругих сил [2]:

$$\eta_{\Sigma} = \frac{\Delta V_H + \Delta V_B}{V_{H0}} = 1.09 \cdot 10^{-1}. \quad (1.8)$$

## **1.2. Прогнозирование изменения давления на контуре нефтяного месторождения при упругом режиме в законтурной области пласта**

При разработке месторождения важно знать изменение давления во времени на условном контуре нефтеносности месторождения  $p_{кон} = p_{кон}(t)$ . Оно позволяет прогнозировать перевод отдельных скважин с фонтанного на механизированные способы эксплуатации, а также определять время, когда пластовое давление снизится до давления насыщения, начнется разгазирование нефти в пласте и возникнет режим растворенного газа, а затем – газонапорный. Таким образом, важно знать, в течение какого периода времени допустимо разрабатывать нефтяное месторождение без воздействия на пласт при

упругом режиме, не доводя до возникновения режимов растворенного газа и газонапорного [1].

Глубокозалегающее небольшое по размерам нефтяное месторождение, контур нефтеносности которого имеет форму, близкую к форме круга, окружено обширной водоносной областью, во много раз превосходящей по размеру месторождение. При разработке месторождения нефть будет вытесняться водой, поступающей из законтурной области, где реализуется упругий режим. Считается, что в пределах нефтяной залежи режим жестко водонапорный [2]. Исходные данные приведены в табл.1.2.

Количество воды  $q_{3B}$ , поступающей из законтурной части месторождения в его нефтенасыщенную часть, определяется по закону, изображенному на (рис. 1.1).

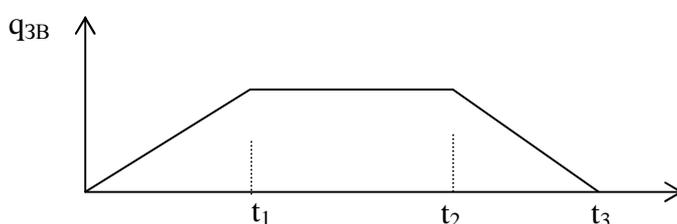


Рис. 1.1. Количество поступившей в залежь законтурной воды

- 1) В период  $0 \leq t \leq t_1$  - разбуривания месторождения  $q_{3B} = \alpha t$ .
- 2) В период  $t_1 < t \leq t_2$  - стабилизации отбора жидкости  $q_{3B} = q = const$ .
- 3) В период  $t_2 < t \leq t_3$  - падения отбора жидкости  $q_{3B} = q - \alpha t$ .

**Определить** изменение контурного давления в течение первых 5.5 лет разработки месторождения, построить график  $P_{кон} [МПа]=f(t[годы])$ .

Таблица 1.2

Таблица исходных параметров

Наименование исходных параметров	Обозначение, размерность	Значение	
		1	2
Радиус контура нефтеносности	$R$ , м	3000	3200
Начальное пластовое давление в нефтяной залежи и на контуре нефтеносности	$p_{\infty}$ , МПа	20	22
Проницаемость пласта в законтурной водоносной области	$k$ , м <sup>2</sup>	$0.1 \cdot 10^{-12}$	$0.1 \cdot 10^{-12}$
Вязкость воды	$\mu$ , Па·с	$1 \cdot 10^{-3}$	$1 \cdot 10^{-3}$
Коэффициент упругоёмкости водоносной области	$\beta$ , 1/Па	$1 \cdot 10^{-10}$	$1 \cdot 10^{-10}$
Толщина водоносного пласта	$h$ , м	10	11
Продолжительность периода разбуривания месторождения	$t_1$ , годы	2	2.5
Время окончания стабилизации расхода поступающей из законтурной области воды	$t_2$ , годы	4	4.5
Время истощения энергии упругости законтурной водоносной области	$t_3$ , годы	7	7.5
Темп нарастания расхода воды	$\alpha$ [м <sup>3</sup> /с <sup>2</sup> ]	$6.7 \cdot 10^{-10}$	$6.7 \cdot 10^{-10}$

## РЕШЕНИЕ

Изменение давления для упругого режима в неограниченной законтурной области  $R \leq r \leq \infty$  при радиальной фильтрации воды описывается дифференциальным уравнением в частных производных:

$$\chi \left( \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\partial p}{\partial t} \quad (1.9)$$

где:  $\chi = \frac{k}{\mu\beta}$  – пьезопроводность пласта.

Известно частное решение уравнения (2.1), описывающее изменение давления в зависимости от мгновенного изменения объема жидкости в пласте:

$$p(r, t) = C - \frac{A}{t} \exp\left(-\frac{r^2}{4\chi t}\right) \quad (1.10)$$

где:  $C$  и  $A$  – константы интегрирования.

С помощью интеграла Дюамеля можно показать, что при переменном во времени отборе воды  $q_{зв} = \alpha t$  для  $0 \leq t \leq t_1$  решение имеет вид:

$$P(r, t) = P_{\infty} - \frac{\alpha \mu}{4\pi h k} \int_0^t \exp\left(-\frac{r^2}{4\chi(t-\tau)}\right) \frac{d\tau}{t-\tau}. \quad (1.11)$$

Для каждого следующего периода  $t_1 < t \leq t_2$  и  $t_2 < t \leq t_3$  в (1.13) будут появляться соответствующие интегралы, и окончательное решение примет вид [2]:

$$P_{кон}(\tau) = \begin{cases} P_{\infty} - \frac{\alpha \mu}{4\pi k h} J(\tau), & 0 < t \leq t_1, \\ P_{\infty} - \frac{\alpha \mu}{4\pi k h} [J(\tau) - J(\tau - \tau_1)], & t_1 < t \leq t_2, \\ P_{\infty} - \frac{\alpha \mu}{4\pi k h} [J(\tau) - J(\tau - \tau_1) - J(\tau - \tau_2)], & t_2 < t \leq t_3. \end{cases} \quad (1.12)$$

Здесь

$\tau = \frac{\chi t}{R^2}$  – текущее безразмерное время;

$\tau_1 = \frac{\chi t_1}{R^2}$  – безразмерное время окончания периода разбухания месторождения;

$\tau_2 = \frac{\chi t_2}{R^2}$  – безразмерное время окончания периода стабилизации отбора жидкости;

$J(\tau)$ ,  $J(\tau - \tau_1)$ ,  $J(\tau - \tau_2)$  – значения интеграла Дюамеля для времен  $\tau$ ,  $\tau - \tau_1$ ,  $\tau - \tau_2$  соответственно.

Для произвольного  $\tau_i$  интеграл Дюамеля приближенно вычисляется по формуле:

$$J(\tau_i) \approx \tau_i - 0.356 \left[ 1 - \frac{1}{(1 + \tau_i)^{2.81}} \right] + 0.974 [(1 + \tau_i) \ln(1 + \tau_i) - \tau_i]. \quad (1.13)$$

Пример расчета представлен в таблице 1.3.

Таблица 1.3

Образец таблицы для проведения расчетов

$t$ [год]	$t$ [с]	$\tau$	$J(\tau)$	$\tau - \tau_1$	$J(\tau - \tau_1)$	$\tau - \tau_2$	$J(\tau - \tau_2)$	$\tau - \tau_2$	$J(\tau - \tau_3)$	$p_{\text{кон}}$ [Па]
0.00	0.00E+00	0.0000	0.0000	0	0.0000	0	0	0	0.0000	2.000E+07
0.50	1.58E+07	1.7520	1.2119	0	0.0000	0	0	0	0.0000	1.884E+07
1.00	3.15E+07	3.5040	3.1712	0	0.0000	0	0	0	0.0000	1.696E+07
1.50	4.73E+07	5.2560	5.4776	0	0.0000	0	0	0	0.0000	1.474E+07
2.00	6.31E+07	7.0080	8.0271	0	0.0000	0	0	0	0.0000	1.229E+07
2.50	7.88E+07	8.7600	10.7652	1.752	1.2119	0	0	0	0.0000	1.083E+07
3.00	9.46E+07	10.5120	13.6573	3.504	3.1712	0	0	0	0.0000	9.931E+06
3.50	1.10E+08	12.2640	16.6799	5.256	5.4776	0	0	0	0.0000	9.244E+06
4.00	1.26E+08	14.0160	19.8155	7.008	8.0271	0	0	0	0.0000	8.681E+06
4.50	1.42E+08	15.7680	23.0509	8.760	10.7652	1.7520	1.2119	0	0.0000	8.979E+06
5.00	1.58E+08	17.5200	26.3756	10.512	13.6573	3.5040	3.1712	0	0.0000	9.818E+06
5.50	1.73E+08	19.2720	29.7812	12.264	16.6799	5.2560	5.4776	0	0.0000	1.093E+07
6.00	1.89E+08	21.0240	33.2606	14.016	19.8155	7.0080	8.0271	0	0.0000	1.223E+07
6.50	2.05E+08	22.7760	36.8079	15.768	23.0509	8.7600	10.7652	0	0.0000	1.368E+07
7.00	2.21E+08	24.5280	40.4182	17.520	26.3756	10.5120	13.6573	0	0.0000	1.526E+07
7.50	2.37E+08	26.2800	44.0871	19.272	29.7812	12.2640	16.6799	1.7520	1.2119	1.617E+07
8.00	2.52E+08	28.0320	47.8108	21.024	33.2606	14.0160	19.8155	3.5040	3.1712	1.668E+07
8.50	2.68E+08	29.7840	51.5861	22.776	36.8079	15.7680	23.0509	5.2560	5.4776	1.706E+07
9.00	2.84E+08	31.5360	55.4099	24.528	40.4182	17.5200	26.3756	7.0080	8.0271	1.735E+07

### 1.3. Определение изменения давления в пласте при упругом режиме

В неограниченном продуктивном пласте, насыщенном за контуром нефтеносности водой, обладающей вязкостью примерно равной вязкости нефти пущены в эксплуатацию в различное время 4 добывающие скважины (рис.1.2).

#### ЗАДАНИЕ 1

Определить как изменится давление в точке А (находящейся на линии расположения скважин 1, 2 на одинаковом расстоянии от них) по сравнению с начальным пластовым давлением спустя время  $t_1$  после пуска первой скважины. Исходные данные для расчета приведены в табл.1.4.

Таблица 1.4

Таблица расчетных данных

<i>Наименование исходных параметров</i>		<i>Значение</i>	
		<i>1</i>	<i>2</i>
Дебиты добывающих скважин:	$q_1, \text{м}^3/\text{с}$	$1.3 \cdot 10^{-2}$	$1.4 \cdot 10^{-2}$
	$q_2, \text{м}^3/\text{с}$	$1.0 \cdot 10^{-2}$	$1.2 \cdot 10^{-2}$
	$q_3, \text{м}^3/\text{с}$	$1.2 \cdot 10^{-2}$	$1.1 \cdot 10^{-2}$
	$q_4, \text{м}^3/\text{с}$	$1.1 \cdot 10^{-2}$	$1.3 \cdot 10^{-2}$
Толщина пласта	$h, \text{м}$	9	10
Проницаемость пород пласта в нефтеносной части и за контуром нефтеносности	$k, \text{м}^2$	$0.5 \cdot 10^{-12}$	$0.55 \cdot 10^{-12}$
Пьезопроводность породы пласта	$\chi \text{м}^2/\text{с}$	1.2	1
Вязкость нефти в пластовых условиях	$\mu \text{мПа}\cdot\text{с}$	1.3	1
Расстояние между скважинами	$2\sigma, \text{м}$	300	350
Время с начала пуска первой скважины	$t_1, \text{сут}$	40	47
Время с начала пуска второй скважины	$t_2, \text{сут}$	35	37
Время с начала пуска третьей скважины	$t_3, \text{сут}$	29	30
Время с начала пуска четвертой скважины	$t_4, \text{сут}$	15	16

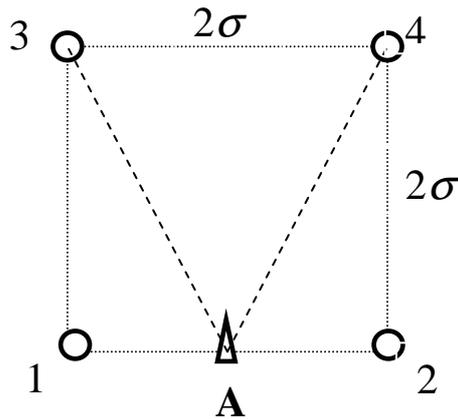


Рис. 1.2. Схема участка пласта

### РЕШЕНИЕ

Используется известное решение задачи о притоке жидкости из неограниченного пласта к точечному стоку. Будем использовать формулу упругого режима для точечного стока, пущенного в работу с постоянным дебитом однородной сжимаемой жидкости в однородном бесконечном пласте (приближенное аналитическое решение уравнения пьезопроводности). Применительно к 4 точечным стокам, пущенным в работу в различное время, используется принцип суперпозиции [2]:

$$\Delta p(t) = \frac{\mu_n}{4\pi kh} \sum_{j=1}^n q_j \ln \frac{2.25\chi \cdot t_j}{r_j^2} = 2.98 \cdot 10^6 \text{ Па.} \quad (1.14)$$

где:

$t_j$  – время с начала пуска скважины номер  $j$ ,

$r_j$  – расстояние от рассматриваемой точки  $A$  (в которой определяется изменение давления  $\Delta p$ ) до скважины номер  $j$ .

Рекомендуется использовать размерности физических величин в единой международной системе единиц СИ.

### ЗАДАНИЕ 2

Для условий предыдущей задачи определить как изменится давление в точке  $B$  (рис.1.3) по сравнению с начальным пластовым давлением спустя время  $t_1$  после пуска первой скважины при следующих исходных данных:

$$b=(2\sigma)/4,$$

$$d=(2\sigma)/3.$$

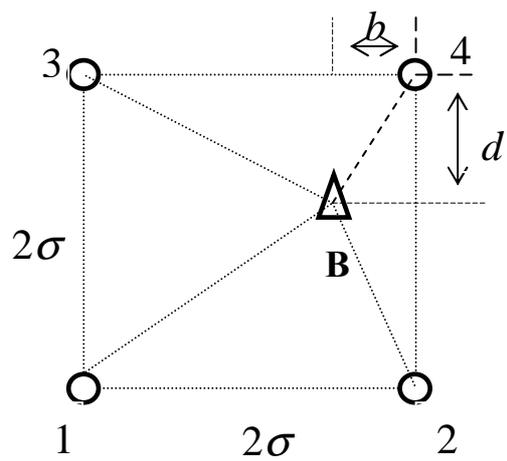


Рис. 1.3. Схема участка пласта

## 2. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПЛАСТОВОЙ ЭНЕРГИИ

Нефтяная залежь имеет газовую шапку, окружена активной пластовой водой и характеризуется сложным проявлением различных режимов работы продуктивного пласта. Исходные параметры приведены в табл.2.1.

Таблица 2.1

*Таблица исходных параметров*

<i>Наименование исходных параметров</i>	<i>Значение</i>	
	<i>1</i>	<i>2</i>
Начальное пластовое давление равно давлению насыщения $p_0$ , МПа	$p_0=p_H$	$p_0=p_H$
Нач. доля объема газовой шапки по отношению ко всему объему залежи в пределах контура нефтегазоносности $\alpha_0$	0.25	0.2
<b>По данным лабораторных исследований установлено:</b>		
Нач. газосодержание нефти $\Gamma_0$ , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	150	150
Нач. объемный коэффициент газа $b_{Г0}$	0.006	0.006
Нач. объемный коэффициент нефти $b_{Н0}$	1.475	1.475
Насыщенность порового объема связанной водой $S_{СВ}$	0.12	0.12
<b>Среднее пластовое давление за определенный период эксплуатации снизилось до <math>p_{пл}</math>, при котором:</b>		
Газосодержание нефти $\Gamma$ , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	125	125
Объемный коэффициент газа $b_{Г}$	0.0063	0.0063
Объемный коэффициент нефти $b_{Н}$	1.415	1.415
Объемный коэффициент воды $b_{В}$	1.028	1.028
<b>За этот период было добыто:</b>		
Безводной нефти $Q_{Н}$ , м <sup>3</sup>	$1.06 \cdot 10^6$	$1.06 \cdot 10^6$
Газа $V_{Г}$ , м <sup>3</sup>	$175 \cdot 10^6$	$185 \cdot 10^6$
Воды $V_{В}$ , м <sup>3</sup>	$5 \cdot 10^4$	$6 \cdot 10^4$
Причем количество законтурной воды, внедрившейся в залежь, составило $W$ , м <sup>3</sup>	$1.2 \cdot 10^6$	$1.1 \cdot 10^6$

**Определить** на основе метода материального баланса [1,3]: начальные геологические запасы нефти  $G_H$ ; текущую нефтеотдачу  $\eta$  и текущую нефтенасыщенность нефтяной залежи  $S_H$  на момент времени, когда пластовое давление в процессе разработки изменилось от давления насыщения  $p_H$  до текущего давления  $p_{пл}$ ; относительную эффективность отдельных видов энергии (газовой шапки, растворенного газа, активной пластовой воды) в вытеснении нефти –  $J_{гш}, J_{рг}, J_B$ .

### РЕШЕНИЕ

- 1) Определяем долю объема газовой шапки от объема начальных геологических запасов нефти в залежи:

$$\alpha = \alpha_0 / (1 - \alpha_0) = 0.33. \quad (2.1)$$

- 2) Определяем значение среднего за рассматриваемый период газового фактора:

$$\Gamma^* = V_\Gamma / Q_H = 165 \text{ м}^3 / \text{м}^3. \quad (2.2)$$

- 3) Составляем материальный баланс газа в залежи на момент времени, когда пластовое давление снизилось до величины  $p_{пл}$  и добыто количество газа  $V_\Gamma$ :

$$\Delta V_\Gamma = G_{ГC} + G_{ГP} = (\alpha G_H b_{H0} / b_{Г0} + G_H \Gamma_0 - V_\Gamma) b_\Gamma, \quad (2.3)$$

где:  $\Delta V_\Gamma$  – оставшийся в залежи, приведенный к текущему пластовому давлению объем газа.

Оставшийся в залежи объем состоит из растворенного в нефти газа  $G_{ГP}$ :

$$G_{ГP} = (G_H - Q_H) \Gamma b_\Gamma,$$

и свободного газа (газовой шапкой)  $G_{ГC}$ :

$$G_{ГC} = (\alpha G_H b_{H0} + G_H b_{H0}) - (G_H - Q_H) b_H - (W - b_B V_B).$$

- 4) Решаем уравнение материального баланса (2.3) относительно  $G_H$ :

$$G_H = \frac{Q_H [b_H + b_\Gamma (\Gamma^* - \Gamma)] - (W - b_B V_B)}{\alpha b_{H0} (b_\Gamma / b_{Г0} - 1) + b_H - b_{H0} + b_\Gamma (\Gamma_0 - \Gamma)}. \quad (2.4)$$

Введем обозначение:

$$B = b_H + (\Gamma_0 - \Gamma) b_\Gamma.$$

Этот коэффициент можно условно назвать двухфазным объемным коэффициентом. Он характеризует изменение единицы объема нефти с растворенным в ней газом при снижении давления от текущего пластового до атмосферного. Получим расчетную формулу для определения начальных геологических запасов нефти  $G_H$ :

$$G_H = \frac{Q_H [B + (\Gamma^* - \Gamma_0) b_\Gamma] - (W - V_B b_B)}{B - b_{H0} + \alpha b_{H0} (b_\Gamma / b_{\Gamma_0} - 1)} = 4.87 \cdot 10^6 \text{ м}^3. \quad (2.5)$$

5) За рассматриваемый период коэффициент нефтеотдачи при снижении пластового давления от  $p_H$  до  $p_{пл}$  (при этом было добыто нефти  $Q_H$ ) составил:

$$\eta = \frac{Q_H}{G_H} = 0.22. \quad (2.6)$$

Определим значение текущей нефтенасыщенности на конец указанного периода:

$$S_H = \frac{(G_H - Q_H) b_H}{G_H b_{H0}} (1 - S_{CB}) = (1 - \eta) \frac{b_H}{b_{H0}} (1 - S_{CB}) = 0.782. \quad (2.7)$$

6) Обратим внимание на то, что в выражении для начальных геологических запасов нефти первое слагаемое в числителе выражает общее количество добытых нефти и газа, приведенное к пластовым условиям при текущем пластовом давлении:

$$Q_{HG} = Q_H [B + (\Gamma^* - \Gamma_0) b_\Gamma]. \quad (2.8)$$

Преобразуем выражение (2.5):

$$G_H [B - b_{H0} + \alpha b (b_\Gamma / b_{\Gamma_0} - 1)] = Q_H [B + (\Gamma^* - \Gamma_0) b_\Gamma] - (W - V_B b_B).$$

Разделим левую и правую часть этого уравнения на (2.8):

$$G_H \frac{B - b_{H0}}{Q_H [B + (\Gamma^* - \Gamma_0) b_\Gamma]} + G_H \frac{\alpha b_{H0} (b_\Gamma / b_{\Gamma_0} - 1)}{Q_H [B + (\Gamma^* - \Gamma_0) b_\Gamma]} = 1 - \frac{(W - V_B b_B)}{Q_H [B + (\Gamma^* - \Gamma_0) b_\Gamma]}.$$

Или

$$J_{P\Gamma} + J_{\Gamma Ш} + J_B = 1. \quad (2.9)$$

Следовательно, можно определить долю участия отдельных видов пластовой энергии в общей добыче из залежи.

Доля участия газовой шапки в вытеснении нефти:

$$J_{\text{ГШ}} = G_{\text{H}} \frac{\alpha b_{\text{H}0} (b_{\Gamma} / b_{\Gamma 0} - 1)}{Q_{\text{H}} [B + (\Gamma^* - \Gamma_0) b_{\Gamma}]} = 6.77 \cdot 10^{-2}.$$

Доля участия активной пластовой воды в вытеснении нефти:

$$J_{\text{В}} = \frac{(W - V_{\text{В}} b_{\text{В}})}{Q_{\text{H}} [B + (\Gamma^* - \Gamma_0) b_{\Gamma}]} = 6.64 \cdot 10^{-1}.$$

Доля участия растворенного газа в вытеснении нефти:

$$J_{\text{РГ}} = G_{\text{H}} \frac{B - b_{\text{H}0}}{Q_{\text{H}} [B + (\Gamma^* - \Gamma_0) b_{\Gamma}]} = 2.68 \cdot 10^{-1}.$$

### 3. РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ВОДОЙ

#### 3.1. Расчет распределения давления в прямоугольном участке залежи, работающей в условиях естественного водонапорного режима

**Определить** забойные давления  $p_1, p_2, p_3$  в скважинах эксплуатационных рядов однородной по проницаемости и толщине пласта нефтяной залежи с прямолинейными рядами, работающей в условиях водонапорного режима. Схема участка залежи представлена на рис.3.1.

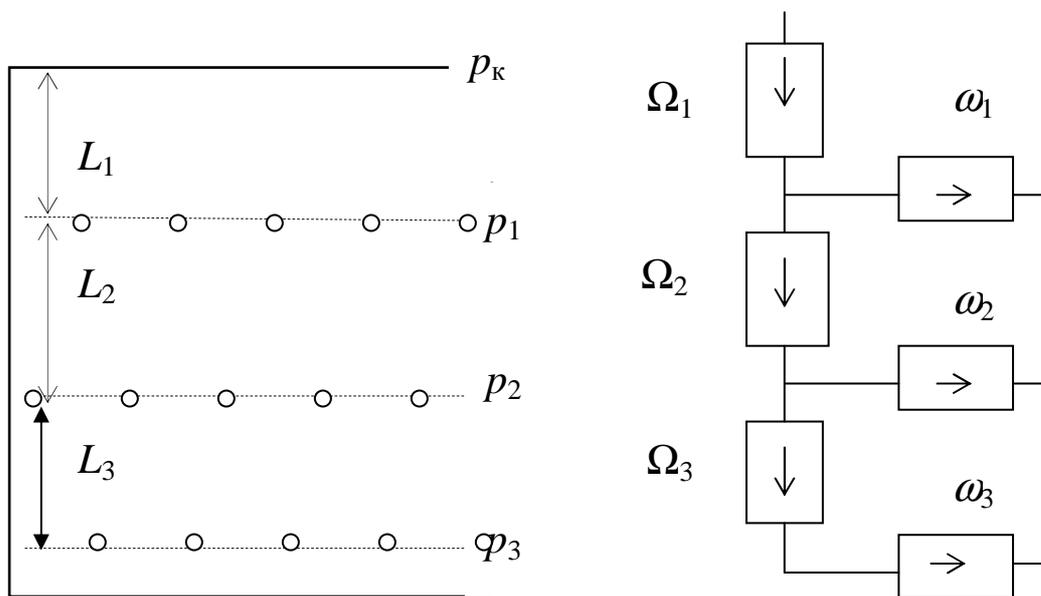


Рис. 3.1. Схема прямоугольного участка залежи, работающей в условиях естественного водонапорного режима

Исходные данные для расчета приведены в табл.3.1.

Таблица 3.1

Таблица исходных данных для расчета забойных давлений

<i>Наименование исходных параметров</i>	<i>Значение</i>	
	<i>1</i>	<i>2</i>
Расстояние от контура питания пласта до первого эксплуатационного ряда $L_1, \text{ м}$	300	310
Расстояние между рядами 1–2 $L_2, \text{ м}$	320	350
Расстояние между рядами 2–3 $L_3, \text{ м}$	330	340
Расстояние между скважинами в ряду: $2\sigma_1, \text{ м}$	300	300
$2\sigma_2, \text{ м}$	310	305

	$2\sigma_3, \text{ м}$	305	310
Число скважин в ряду:	$n_1$	10	11
	$n_2$	10	11
	$n_3$	10	11
Радиус скважины	$r_c, \text{ м}$	0.1	0.1
Толщина пласта	$h, \text{ м}$	9	10
Проницаемость пласта	$k, \text{ м}^2$	$9.0 \cdot 10^{-13}$	$9.0 \cdot 10^{-13}$
Вязкость нефти	$\mu \text{ мПа}\cdot\text{с}$	4.5	4.5
Давление на контуре питания пласта	$p_k, \text{ МПа}$	15	16
Дебиты эксплуатационных скважин в рядах:	$q_1, \text{ м}^3/\text{сут}$	350	340
	$q_2, \text{ м}^3/\text{сут}$	150	145
	$q_3, \text{ м}^3/\text{сут}$	75	80

## РЕШЕНИЕ

При решении задачи рекомендуется использовать метод эквивалентных фильтрационных сопротивлений, основанный на принципе электрогидродинамической аналогии и законе фильтрации Дарси однородной несжимаемой жидкости в пористой среде. Этот метод устанавливает количественную связь между дебитами скважин, давлениями на их забоях и на контуре питания пласта. Согласно принципу электрогидродинамической аналогии фильтрационная схема пласта заменяется эквивалентной ей электрической схемой. Тогда полное фильтрационное сопротивление реального потока жидкости заменяется несколькими эквивалентными (последовательными или параллельными) фильтрационными сопротивлениями простейших потоков [1]. Для этого рассчитываются  $\Omega_i$  – внешнее эквивалентное фильтрационное сопротивление  $i$ -го ряда и  $\omega_i$  – внутреннее эквивалентное фильтрационное сопротивление  $i$ -го ряда:

$$\Omega_i = \frac{\mu}{kh(2\sigma_i n_i)} L_i = 6.011 \cdot 10^7 \text{ Па}\cdot\text{с}/\text{м}^3,$$

$$\omega_i = \frac{1}{n_i} \frac{\mu}{2\pi kh} \ln\left(\frac{\sigma_i}{\pi r_c}\right) = 5.48 \cdot 10^7 \text{ Па}\cdot\text{с}/\text{м}^3. \quad (3.1)$$

Для расчета давлений на забоях скважин в эксплуатационных рядах, с учетом баланса притока и отбора жидкости, составляется система уравнений интерференции рядов скважин путем обхода схемы сопротивлений от  $p_k$  до  $p_3$ :

$$\begin{cases} p_k - p_1 = (n_1 q_1 + n_2 q_2 + n_3 q_3) \Omega_1 + n_1 q_1 \omega_1, \\ p_1 - p_2 = (n_2 q_2 + n_3 q_3) \Omega_2 + n_2 q_2 \omega_2 - n_1 q_1 \omega_1, \\ p_2 - p_3 = n_3 q_3 \Omega_3 + n_3 q_3 \omega_3 - n_2 q_2 \omega_2. \end{cases} \quad (3.2)$$

Система разрешается относительно неизвестных  $p_1, p_2, p_3$ .

### 3.2. Определение дебитов скважин в прямоугольном участке залежи, работающей в условиях естественного водонапорного режима

Определить дебиты эксплуатационных скважин в рядах однородной по проницаемости и толщине пласта нефтяной залежи с прямолинейными рядами (рис.3.2), работающей в условиях водонапорного режима. Исходные данные для расчета приведены в табл. 3.2.

Таблица 3.2

Таблица исходных данных для расчета дебитов скважин

Наименование исходных параметров		Значение	
		1	2
Расстояние от контура питания пласта до первого эксплуатационного ряда	$L_1, \text{ м}$	300	310
Расстояние между рядами 1–2	$L_2, \text{ м}$	320	350
Расстояние между рядами 2–3	$L_3, \text{ м}$	330	340
Расстояние между скважинами в ряду:	$2\sigma_1, \text{ м}$	300	300
	$2\sigma_2, \text{ м}$	310	305
	$2\sigma_3, \text{ м}$	305	310
Число скважин в ряду:	$n_1$	10	11
	$n_2$	10	11
	$n_3$	10	11
Радиус скважины	$r_c, \text{ м}$	0.1	0.1
Толщина пласта	$h, \text{ м}$	9	10
Проницаемость пласта	$k, \text{ м}^2$	$9.0 \cdot 10^{-13}$	$9.0 \cdot 10^{-13}$
Вязкость нефти	$\mu, \text{ мПа} \cdot \text{ с}$	4.5	4.5
Давление на контуре питания пласта	$p_k, \text{ МПа}$	15	16
Давления на забоях эксплуатационных скважин в рядах:	$p_1, \text{ МПа}$	350	340
	$p_2, \text{ МПа}$	150	145
	$p_3, \text{ МПа}$	75	80

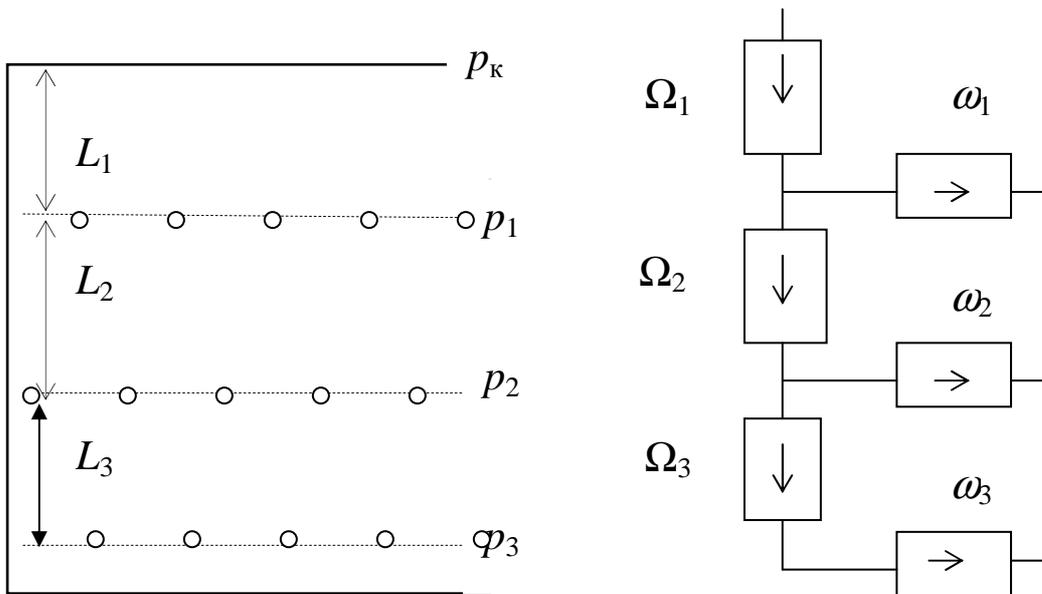


Рис. 3.2. Схема прямоугольного участка залежи, работающей в условиях естественного водонапорного режима

### РЕШЕНИЕ

При решении задачи рекомендуется использовать метод эквивалентных фильтрационных сопротивлений, основанный на принципе электрогидродинамической аналогии и законе фильтрации Дарси однородной несжимаемой жидкости в пористой среде. Этот метод устанавливает количественную связь между дебитами скважин, давлениями на их забоях и на контуре питания пласта. Согласно принципу электрогидродинамической аналогии фильтрационная схема пласта заменяется эквивалентной ей электрической схемой. Тогда полное фильтрационное сопротивление реального потока жидкости заменяется несколькими эквивалентными (последовательными или параллельными) фильтрационными сопротивлениями простейших потоков [1,2]. Для этого рассчитываются  $\Omega_i$  – внешнее эквивалентное фильтрационное сопротивление  $i$ -го ряда и  $\omega_i$  – внутреннее эквивалентное фильтрационное сопротивление  $i$ -го ряда:

$$\Omega_i = \frac{\mu}{kh(2\sigma_i n_i)} L_i = 6.01 \cdot 10^7 \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3,$$

$$\omega_i = \frac{1}{n_i} \frac{\mu}{2\pi kh} \ln\left(\frac{\sigma_i}{\pi r_c}\right) = 5.48 \cdot 10^7 \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3. \quad (3.3)$$

Для расчета давлений на забоях скважин в эксплуатационных рядах, с учетом баланса притока и отбора жидкости, составляется система уравнений интерференции рядов скважин путем обхода схемы сопротивлений от  $P_k$  до  $P_3$ :

$$\begin{cases} p_k - p_1 = (n_1 q_1 + n_2 q_2 + n_3 q_3) \Omega_1 + n_1 q_1 \omega_1, \\ p_1 - p_2 = (n_2 q_2 + n_3 q_3) \Omega_2 + n_2 q_2 \omega_2 - n_1 q_1 \omega_1, \\ p_2 - p_3 = n_3 q_3 \Omega_3 + n_3 q_3 \omega_3 - n_2 q_2 \omega_2. \end{cases} \quad (3.4)$$

Полученная система уравнений устанавливает количественную связь между дебитами скважин и давлением на их забоях и на контуре питания пласта. Система разрешается относительно неизвестных  $q_1$ ,  $q_2$ ,  $q_3$ .

Рекомендуется использовать размерности физических величин в единой международной системе единиц [СИ].

### 3.3. Расчет распределения давления в круговой залежи при естественном водонапорном режиме

Однородная по проницаемости и толщине пласта нефтяная залежь, имеющая в плане форму близкую к форме круга (рис. 3.3), окружена бесконечно простирающейся водоносной областью и разрабатывается при водонапорном режиме. Исходные данные для расчета приведены в табл.3.3.

#### Определить:

1. Забойные давления в скважинах эксплуатационных рядов с батарейным расположением скважин  $p_1$ ,  $p_2$ ,  $p_3$ ;
2. Общие начальные геологические запасы нефти в залежи  $G_H$ ,
3. Текущую нефтеотдачу к моменту времени  $t_2$  с начала разработки, когда произойдет обводнение 2-го эксплуатационного ряда скважин  $n_2$  (предполагается модель поршневого вытеснения нефти водой).

Таблица 3.3

Таблица исходных параметров

Наименование исходных параметров		Значение		
		1	2	3
Радиус контура питания $R_k$ , м		4490	4690	4890
Радиусы эксплуатационных рядов скважин:		2260	2420	2650
	$R_{1,м}$			
	$R_{2,м}$	1870	1950	2050
	$R_{3,м}$	1500	1550	1600
Количество скважин в рядах:		33	35	40
	$n_1$			
	$n_2$	22	25	28
	$n_3$	9	10	11
Радиус скважины	$r_c$ , м	0.1	0.1	0.1
Мощность пласта $h$ , м		8	9	10
Проницаемость пласта	$k$ , м <sup>2</sup>	$0.9 \cdot 10^{-12}$	$0.9 \cdot 10^{-12}$	$0.9 \cdot 10^{-12}$
Вязкость нефти	$\mu$ , мПа·с	4.5	4.5	4.5
Давление на контуре питания пласта	$p_k$ , Мпа	15	16	17
Дебиты скважин в рядах: $q_1$ , м <sup>3</sup> /сут		75	80	75
	$q_2$ , м <sup>3</sup> /сут	160	170	180
	$q_3$ , м <sup>3</sup> /сут	120	130	135

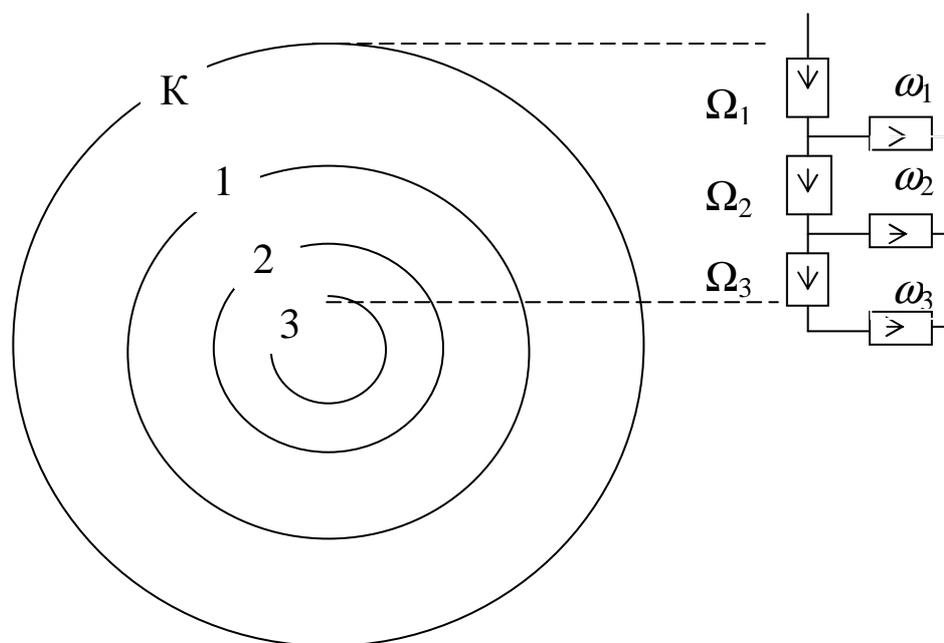


Рис. 3.3. Схема круговой залежи, работающей в условиях естественного водонапорного режима

## РЕШЕНИЕ

При решении задачи рекомендуется использовать метод эквивалентных фильтрационных сопротивлений, основанный на принципе электро-гидродинамической аналогии и законе фильтрации Дарси однородной несжимаемой жидкости в пористой среде. Этот метод устанавливает количественную связь между дебитами скважин и давлениями на их забоях и на контуре залежи. Его сущность заключается в замене полного фильтрационного сопротивления реального потока жидкости несколькими эквивалентными (последовательными или параллельными) фильтрационными сопротивлениями простейших потоков [2].

Согласно принципу электрогидродинамической аналогии представим фильтрационную схему пласта эквивалентной ей электрической схемой. Для расчета давлений на забоях скважин в эксплуатационных рядах составляем систему уравнений интерференции рядов скважин путем обхода схемы сопротивлений от  $p_k$  до  $p_3$ . При этом учитываем баланс притока и отбора жидкости:

$$\begin{cases} p_k - p_1 = (n_1 q_1 + n_2 q_2 + n_3 q_3) \Omega_1 + n_1 q_1 \omega_1, \\ p_1 - p_2 = (n_2 q_2 + n_3 q_3) \Omega_2 + n_2 q_2 \omega_2 - n_1 q_1 \omega_1, \\ p_2 - p_3 = n_3 q_3 \Omega_3 + n_3 q_3 \omega_3 - n_2 q_2 \omega_2. \end{cases} \quad (3.5)$$

где

$$\begin{aligned} \Omega_i &= \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{R_{i-1}}{R_i} = 6.83 \cdot 10^7 \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3, \\ \omega_i &= \frac{1}{n_i} \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \left( \frac{\sigma_i}{\pi r_c} \right) = 2.87 \cdot 10^7 \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3. \end{aligned} \quad (3.6)$$

внешние и внутренние эквивалентные фильтрационные сопротивления  $i$ -го ряда.

Полученная система уравнений устанавливает количественную связь между дебитами скважин и давлением на их забоях и на контуре питания пласта. Система разрешается относительно неизвестных  $p_1$ ,  $p_2$ ,  $p_3$ .

Начальные геологические запасы нефти в залежи определяются как объем нефти, находящийся в пределах контура нефтеносности и занимающий часть открытого порового пространства:

$$G_H = \pi R_k^2 \cdot h \cdot m \cdot (1 - S_{cv}) = 5.47 \cdot 10^7 \text{ м}^3, \quad (3.7)$$

Накопленная добыча к моменту времени с начала разработки  $t_2$ , когда произойдет обводнение 2-го эксплуатационного ряда добывающих скважин определяется как количество нефти, вытесненное из области залежи между контуром нефтеносности и 1-м рядом:

$$V_2 = \pi(R_k^2 - R_2^2) \cdot h \cdot m \cdot (1 - S_{cv}) = 4.52 \cdot 10^7 \text{ м}^3. \quad (3.8)$$

Текущая нефтеотдача на указанный момент времени рассчитывается по определению. Рекомендуется использовать размерности физических величин в единой международной системе единиц [СИ].

### 3.4. Расчет распределения давления в прямоугольном участке залежи при однорядной схеме внутриконтурного заводнения

Нефтяное месторождение разрабатывается с применением внутриконтурного заводнения при однорядной схеме расположения скважин. При заводнении пласта происходит поршневое вытеснение нефти водой.

Схема участка месторождения длиной  $L$ , состоящего из двух рядов нагнетательных (1 и 1') и одного ряда добывающих (2) скважин, показана на рисунке 3.4 [2].

#### Определить:

- а) Давление на фронте вытеснения нефти водой  $p_v$ ;
- б) Давление на забое добывающих скважин  $p_c$ ;
- г) Текущую нефтеотдачу на момент времени  $t$  с начала разработки, когда фронт закачиваемой в пласт воды продвинулся на расстояние  $x_v$  от ряда нагнетательных скважин по направлению к добывающим скважинам (считать, что заводнение осуществляется закачкой воды только в ряды нагнетательных скважин 1 и 1').

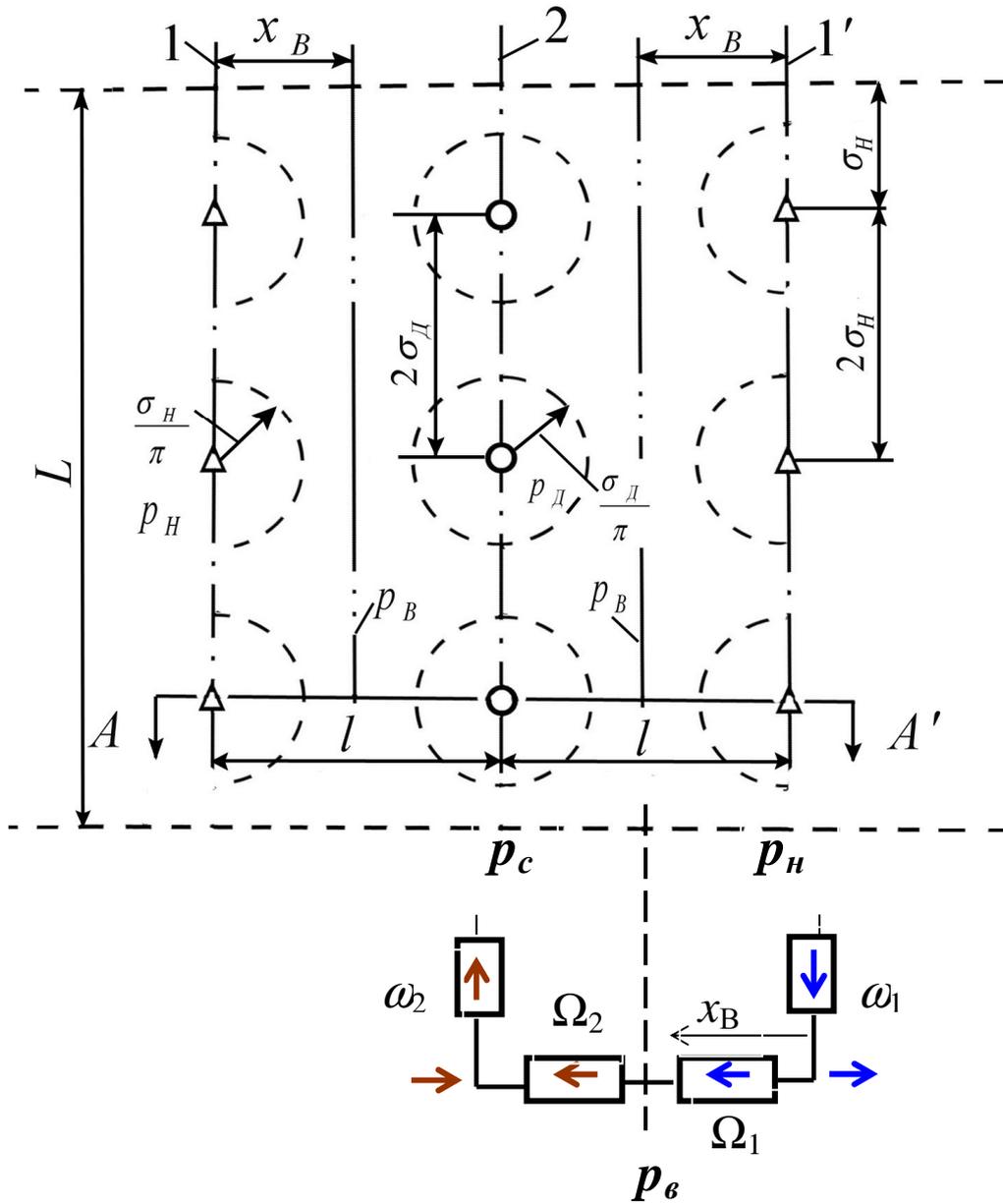


Рис. 3.4. Схема расположения скважин на участке месторождения при однорядном заводнении

Исходные данные для расчета приведены в табл. 3.4.

Таблица 3.4

Таблица исходных параметров

Наименование исходных параметров	Значение	
	1	2
Длина рассматриваемого участка месторождения $L$ , м	1800	1700
Расстояние между рядами скважин $l$ , м	700	650
Расстояния между скважинами в рядах: $2\sigma_D = 2\sigma_H = 2\sigma$ , м	600	570
Число нагнетательных скважин в ряду равно числу добывающих скважин по направлению к которым происходит вытеснение нефти водой $n_D = n_H$	3	3
Радиус нагнетательной скважины: $r_{нс}$ , м	0.1	0.1
Приведенный радиус добывающей скважины: $r_c$ , м	0.01	0.01
Проницаемость пород пласта для нефти $k_H$ , м <sup>2</sup>	$0.25 \cdot 10^{-12}$	$0.25 \cdot 10^{-12}$
Проницаемость пород пласта для воды $k_B$ , м <sup>2</sup>	$0.2 \cdot 10^{-12}$	$0.2 \cdot 10^{-12}$
Коэффициент открытой пористости пород пласта $m$	0.22	0.23
Насыщенность пород пласта св. водой $S_{св}$	0.07	0.06
Толщина пласта $h$ , м	10	11
Начальные геологические запасы нефти месторождения $G_H$ , м <sup>3</sup>	$3.2 \cdot 10^6$	$3 \cdot 10^6$
Вязкость нефти $\mu_H$ , мПа·с	5	4.5
Объемный коэффициент нефти $b_H$	1.415	1.415
Вязкость воды $\mu_B$ , мПа·с	1	1
В пласт, через каждый из рядов нагнетательных скважин закачивается вода с расходом $q$ , м <sup>3</sup> /сут	1000	1200
При давлении на забое нагнетательных скважин $p_H$ , МПа	25	23
При этом в некоторый момент времени фронт закачиваемой в пласт воды продвинулся от ряда нагнетательной скважин по направлению к добывающим скважинам на расстояние $x_B$ , м	100	110

## РЕШЕНИЕ

Для решения данной задачи рекомендуется использовать метод эквивалентных фильтрационных сопротивлений, основанный на принципе электрогидродинамической аналогии (ЭГДА). Согласно этому принципу, линейный закон фильтрации жидкости в пористой среде (Дарси) рассматривается с точки зрения аналогии с законом движения электрического тока в проводнике (закон Ома). При этом, движущей силой (перепаду давления), вызывающей движение жидкости в нефтяном пласте, ставится в соответствие движущая сила, вызывающая движение электрического тока в проводнике (разность напряжений). Соответственно, расходу или дебиту жидкости (массовой скорости фильтрации) ставится в соответствие скорость движения электрического тока (сила тока). В результате, по аналогии с электрическим сопротивлением вводится понятие фильтрационного сопротивления [1].

Этот принцип позволяет провести гидродинамическое моделирование фильтрации жидкости в пористой среде путем разбиения сложного фильтрационного потока на простые элементы, учитывающие внутренние фильтрационные сопротивления, возникающие при плоскорадиальной фильтрации жидкости в прискважинной зоне, и внешние, возникающие при движении нефти и воды между контурами (плоскопараллельная фильтрация), на которых расположены нагнетательные и добывающие скважины. С помощью ЭГДА можно представить фильтрационную схему рассматриваемого участка месторождения для фильтрации воды и нефти эквивалентной ей электрической схемой.

При составлении схемы приведенных выше исходных данных, надо иметь в виду, что общий расход воды, закачиваемой в ряд 1' нагнетательных скважин равен  $q$ . Однако влево от этого ряда, в сторону ряда добывающих скважин 2 поступает расход  $q/2$ . Вторая половина расхода воды уходит вправо. С другой стороны, дебит нефти добывающих скважин ряда 2 будет обеспечен притоком со стороны ряда нагнетательных скважин 1' (справа) на  $1/2$ , вторая половина дебита будет обеспечена притоком слева. При этом необходимо учитывать баланс притока и отбора жидкости.

По аналогии с движением электрического тока, для расчета давлений составляется система уравнений интерференции фильтрационных сопротивлений (последовательно или параллельно) путем обхода схемы от  $p_n$  (давление на забое нагнетательных скважин) до  $p_c$  (давление на забое добывающих скважин). Детально

рассматривается фильтрация воды на участке элемента пласта от нагнетательной скважины до фронта вытеснения нефти водой и фильтрация нефти на участке элемента пласта от фронта вытеснения нефти водой до забоев скважин добывающего ряда.

Внутреннее и внешнее фильтрационные сопротивления при фильтрации воды на участке элемента пласта от скважин нагнетательного ряда до фронта вытеснения нефти водой, соответственно:

$$\begin{aligned}\omega_1 &= \frac{\mu_{\text{в}}}{n_{\text{н}} 2\pi k_{\text{г}} h} \ln \frac{\sigma}{\pi r_{\text{нс}}} = 1.82 \cdot 10^8 \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3, \\ \Omega_1 &= \frac{\mu_{\text{г}} x_{\text{г}}}{k_{\text{г}} L h} = 2.78 \cdot 10^7 \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3.\end{aligned}\tag{3.9}$$

Внешнее и внутреннее фильтрационные сопротивления при фильтрации нефти на участке элемента пласта от фронта вытеснения нефти водой до забоев скважин добывающего ряда, соответственно:

$$\begin{aligned}\omega_2 &= \frac{\mu_{\text{н}}}{n_{\text{д}} 2\pi k_{\text{н}} h} \ln \frac{\sigma}{\pi r_{\text{с}}} = 9.73 \cdot 10^8 \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3, \\ \Omega_2 &= \frac{\mu_{\text{н}} (l - x_{\text{г}})}{k_{\text{н}} L h} = 6.67 \cdot 10^8 \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3.\end{aligned}\tag{3.10}$$

Границей, разделяющей области фильтрации нефти и воды, является фронт вытеснения нефти водой с соответствующим давлением  $p_{\text{в}}$  (в предположении модели поршневого вытеснения нефти водой):

$$\begin{cases} p_{\text{н}} - p_{\text{г}} = q\omega_1 + \frac{q}{2}\Omega_1, \\ p_{\text{в}} - p_{\text{с}} = \frac{q}{2}\Omega_2 + q\omega_2.\end{cases}\tag{3.11}$$

Полученная система уравнений разрешается относительно неизвестных давлений на фронте вытеснения нефти водой  $p_{\text{г}}$  и на забое добывающих скважин  $p_{\text{с}}$ .

Накопленная добыча нефти на момент времени  $t$  с начала разработки, когда фронт закачиваемой в пласт воды продвинулся на расстояние  $x_{\text{г}}$  от ряда нагнетательных скважин по направлению к добывающим скважинам, определяется как объем вытесненной нефти (с учетом пористости, насыщенности пород пласта связанной водой и объемного коэффициента).

Текущая нефтеотдача на момент времени  $t$  для рассматриваемого участка месторождения рассчитывается по определению.

Рекомендуется использовать размерности физических величин в единой международной системе единиц [СИ].

### 3.5. Расчет распределения давления в прямоугольном участке залежи при однорядной схеме внутриконтурного заводнения с применением вертикальных и горизонтальных скважин

Нефтяное месторождение разрабатывается с применением внутриконтурного заводнения при однорядной схеме расположения вертикальных скважин. При заводнении пласта происходит поршневое вытеснение нефти водой. Схема участка месторождения длиной  $L$ , состоящего из двух рядов нагнетательных (1 и 1') и одного ряда добывающих (2) скважин, показана на рисунке 3.5.

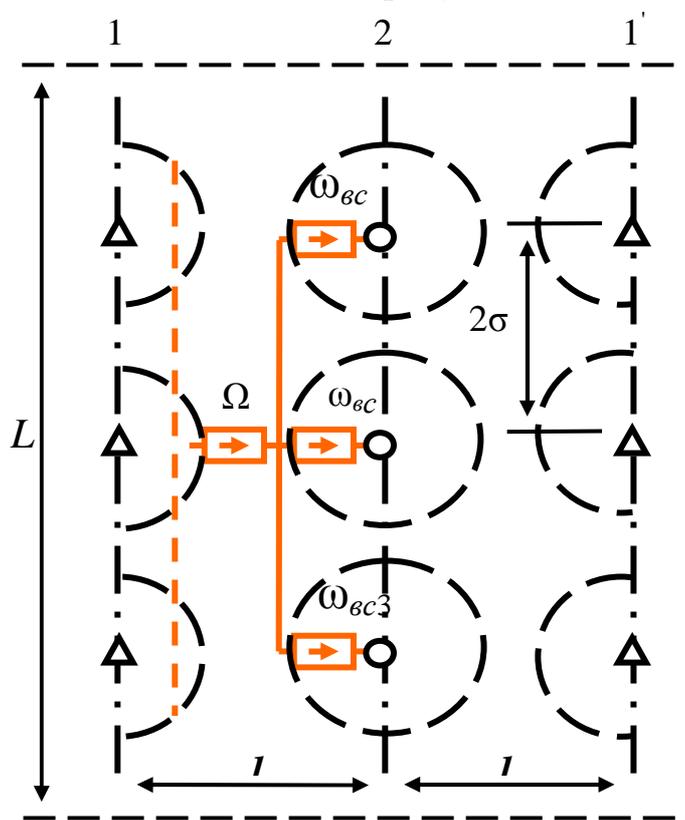


Рис. 3.5. Схема участка месторождения при однорядном заводнении

#### Определить:

Как изменится суммарный дебит ряда добывающих скважин, если применить другую систему разработки, при которой добывающий ряд будет состоять из двух вертикальных скважин и одной горизонтальной с

длиной горизонтального ствола  $l_{гс}$ ? Исходные данные для расчета приведены в табл. 3.5.

Таблица 3.5

Таблица исходных данных

<b>Наименование исходных параметров</b>	<b>Размерность</b>	<b>Значение</b>
Длина рассматриваемого участка месторождения $L$	м	1700
Расстояние между рядами скважин $l$	м	650
Расстояния между скважинами в рядах: $2\sigma_{д} = 2\sigma_{н} = 2\sigma$	м	570
Число нагнетательных скважин в ряду равно числу добывающих скважин, по направлению к которым происходит вытеснение нефти водой $n_{д}=n_{н}=n$		3
Радиус добывающей скважины $r_{с}$	м	0.1
Длина горизонтального ствола скважины $l_{гс}$	м	200
Проницаемость пород пласта для нефти $k_{н}$	м <sup>2</sup>	$0.25 \cdot 10^{-12}$
Коэффициент открытой пористости пород пласта $m$		0.23
Толщина пласта $h$	м	11
Вязкость нефти $\mu_{н}$	мПа·с	4.5
Пластовое давление $p_{пл}$	МПа	23
Забойное давление добывающей скважины $p_{з}$	МПа	10

### РЕШЕНИЕ

При решении данной задачи рекомендуется использовать метод эквивалентных фильтрационных сопротивлений (метод Борисова), основанный на принципе электрогидродинамической аналогии (ЭГДА).

Согласно этому принципу, линейный закон фильтрации жидкости в пористой среде (закон Дарси) рассматривается с точки зрения аналогии с законом движения электрического тока в проводнике (закон Ома). При этом, движущей силой (перепаду давления), вызывающей движение жидкости в нефтяном пласте, ставится в соответствие движущая сила, вызывающая движение электрического тока в проводнике (разность напряжений). Соответственно, расходу или дебиту жидкости (объемной

скорости фильтрации) ставится в соответствие скорость движения электрического тока (сила тока). В результате по аналогии с электрическим сопротивлением вводится понятие фильтрационного сопротивления [1].

Этот принцип позволяет представить общее фильтрационное сопротивление реального течения жидкости в пористой среде в виде суммы внешнего фильтрационного сопротивления возникающего при движении нефти между контурами (плоскопараллельная или плоскорадиальная фильтрация), на которых расположены нагнетательные и добывающие скважины и внутреннего фильтрационного сопротивления, возникающего при плоскорадиальной фильтрации жидкости в прискважинной зоне. С помощью ЭГДА можно представить фильтрационную схему рассматриваемого участка месторождения для фильтрации нефти эквивалентной ей электрической схемой. По аналогии с движением электрического тока, для расчета дебита составляется система уравнений интерференции фильтрационных сопротивлений (последовательно или параллельно) путем обхода схемы от линии пластового давления до забоя каждой добывающей скважины.

1. Внешнее фильтрационное сопротивление при плоскопараллельной фильтрации нефти в прямоугольной области элемента пласта от линии пластового давления до линии расположения ряда добывающих скважин (считается, что контуры пластового давления расположены с двух сторон относительно добывающего ряда):

$$\Omega = \frac{\mu_n l}{k_n \cdot h \cdot L}, \quad (3.12)$$

2. Внутреннее фильтрационное сопротивление при плоскорадиальной фильтрации нефти в цилиндрической области в пределах контура питания одной ( $i$ -й) вертикальной добывающей скважины:

$$\varpi_{вс_i} = \frac{\mu_n}{k_n \cdot h} \cdot \frac{1}{2\pi} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}, \quad i = 1, \dots, n. \quad (3.13)$$

3. Суммарное внутреннее фильтрационное сопротивление ряда вертикальных добывающих скважин согласно представленной эквивалентной электрической схеме (параллельное соединение) определяется из соотношений:

$$\frac{1}{\bar{\omega}} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{\omega_{\text{вс}i}} \Rightarrow \omega = \frac{1}{n} \omega_{\text{вс}i} . \quad (3.14)$$

4. Суммарный дебит ряда, состоящего из  $n$  добывающих вертикальных скважин:

$$q = \frac{(p_{nl} - p_3)}{\Omega + \bar{\omega}} \cdot 86400 = 1240 \text{ м}^3/\text{сут} . \quad (3.15)$$

5. Внутреннее фильтрационное сопротивление при плоскорадиальной фильтрации нефти в цилиндрической области в пределах контура питания одной добывающей горизонтальной скважины с длиной ствола  $l_{zc}$ :

$$\bar{\omega}_{zc} = \frac{\mu_n}{k_n \cdot l_{zc}} \cdot \frac{1}{2\pi} \cdot \ln \frac{h}{2\pi \cdot r_c} = 4.1 \cdot 10^7 \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3 . \quad (3.16)$$

Рекомендуется использовать размерности физических величин в единой международной системе единиц [СИ].

### 3.6. Определение давлений на забоях скважин в элементе семиточечной схемы расположения скважин при внутриконтурном площадном заводнении

Нефтяное месторождение разрабатывается с применением площадного внутриконтурного заводнения при семиточечной схеме расположения скважин, при этом объем воды, которая закачивается в пласт, равен объему добытой нефти. Схема элемента месторождения, состоящего из одной нагнетательной скважины и шести добывающих, показана на рисунке рис. 3.6 [2].

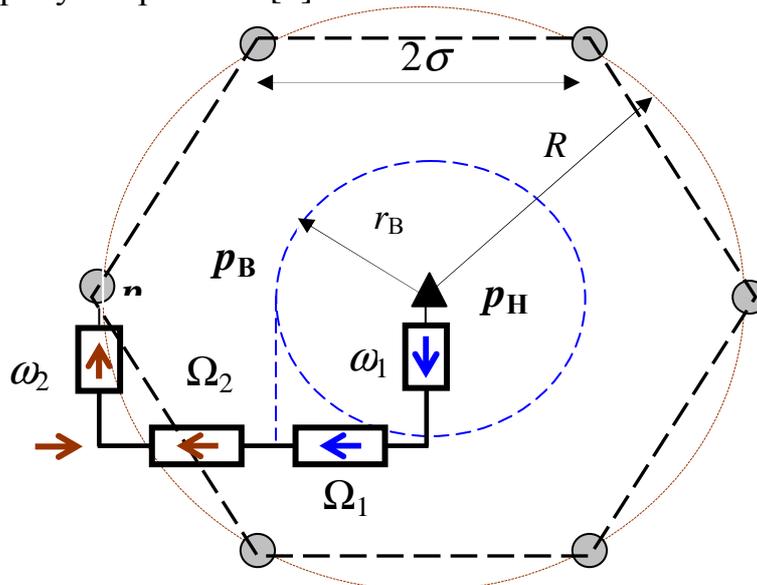


Рис. 3.6. Схема семиточечного элемента системы разработки

**Определить:**

- а) Давление на фронте вытеснения  $p_B$  в момент времени  $t^*$ .  
б) Давление на забое добывающих скважин  $p_c$  в момент времени  $t^*$ .  
в) Время (в годах) безводной добычи нефти из рассматриваемого элемента месторождения.

Исходные данные для расчета приведены в табл. 3.6.

Таблица 3.6

Наименование исходных параметров	Значение	
	1	2
Радиус ряда добывающих скважин $R$ , м	400	500
Радиус скважины $r_c$ , м	0.1	0.1
Проницаемость пород пласта для нефти $k_n$ , м <sup>2</sup>	$0.2 \cdot 10^{-12}$	$0.2 \cdot 10^{-12}$
Проницаемость пород пласта для воды $k_B$ , м <sup>2</sup>	$0.15 \cdot 10^{-12}$	$0.15 \cdot 10^{-12}$
Толщина пласта $h$ , м	12	10
Вязкость нефти $\mu_n$ , мПа·с	1.5	1.5
Вязкость воды $\mu_B$ , мПа·с	1	1
Пористость пород пласта $m$	0.22	0.22
Насыщенность пород пласта связанной водой $S_{CB}$	0.07	0.07
В нагнетательную скважину закачивается вода с расходом $q$ , м <sup>3</sup> /сут	400	370
При давлении на забое нагнетательных скважин $p_n$ , Мпа	15	15
При этом в некоторый момент времени фронт закачиваемой в пласт воды распространился от центра нагнетательной скважины на расстояние $r_B$ , м	100	150

Таблица исходных данных для расчета требуемых параметров

**РЕШЕНИЕ**

Для расчета давления на забое добывающих скважин представляем фильтрационную схему рассматриваемого участка пласта эквивалентной ей электрической схемой, как показано на рисунке, и составляем систему уравнений интерференции фильтрационных

сопротивлений путем обхода схемы от  $p_H$  до  $p_C$  отдельно для нефти и отдельно для воды.

Фильтрация воды на участке элемента пласта от нагнетательной скважины до фронта вытеснения нефти водой согласно закону Дарси описывается выражением:

$$p_H - p_B = q(\omega_1 + \Omega_1), \quad (3.17)$$

где:

$$\omega_1 = \frac{\mu_B}{2\pi k_B h} \ln \frac{\sigma}{\pi r_C} = 5.75 \cdot 10^8 \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3, \quad (3.18)$$

$$\Omega_1 = \frac{\mu_B}{2\pi k_B h} \ln \left( \frac{\pi r_B}{\sigma} \right) = 3.59 \cdot 10^7 \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3,$$

$\omega_1$  – внутреннее и  $\Omega_1$  – внешнее фильтрационное сопротивление при фильтрации воды на указанном участке.

Отсюда находится давление на фронте вытеснения  $p_B$ .

Легко проверить, что формула, аналогичная предыдущей, для нахождения давления на фронте вытеснения  $p_B$  получается из формулы Дюпюи:

$$q = \frac{2\pi k_B h (p_B - p_H)}{\mu_B \ln \left( \frac{r_B}{r_C} \right)}. \quad (3.19)$$

При расчете фильтрации нефти будем иметь в виду, что при площадном заводнении с использованием семиточечной схемы для одного элемента системы разработки, общий дебит ряда добывающих скважин обеспечен притоком нефти от нагнетательной скважины данного элемента только на 1/3 (каждая добывающая скважина принадлежит одновременно трем элементам). Остальная часть дебита обеспечена притоком нефти от соседних элементов. Отсюда можно получить количество добывающих скважин в элементе разработки, суммарный дебит которых равен притоку из данного элемента системы разработки:

$$n = 6 \cdot \left( \frac{1}{3} \right) = 2.$$

Фильтрация нефти на участке элемента пласта от фронта вытеснения нефти водой до забоев скважин добывающего ряда описывается выражением:

$$p_B - p_C = q(\Omega_2 + \omega_2), \quad (3.20)$$

где:

$$\omega_2 = \frac{\mu_H}{n2\pi k_H h} \ln \frac{\sigma}{\pi r_C} = 1.079 \cdot 10^8 \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3,$$

$$\Omega_2 = \frac{\mu_H}{2\pi k_H h} \ln \left( \frac{R}{r_B} \right) = 1.38 \cdot 10^8 \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3, \quad (3.21)$$

$\omega_2$  – внутреннее и  $\Omega_2$  – внешнее фильтрационное сопротивление при фильтрации нефти на указанном участке.

Время обводнения (время безводной добычи нефти) рассматриваемого элемента месторождения при постоянном расходе закачиваемой в пласт воды определяется по формуле:

$$t_{БЭ} = \frac{V_3}{q \cdot 86400 \cdot 365} = \text{ГОДЫ}, \quad (3.22)$$

где:

$$V_3 = R^2 \cdot \left( \frac{3 \cdot \sqrt{3}}{2} \right) \cdot h \cdot m \cdot (1 - S_{cv}) = 1.02 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

начальные запасы нефти в рассматриваемом элементе системы разработки месторождения.

### **3.7. Сравнение геометрических параметров элементов семиточечной и пятиточечной схем при одинаковой приемистости нагнетательных скважин**

Нефтяное месторождение разрабатывается с применением площадного внутриконтурного заводнения при использовании семиточечной и пятиточечной систем расположения скважин (рис.3.7., 3.8). Схемы рассматриваемых элементов систем разработки представлены на рисунках [2].

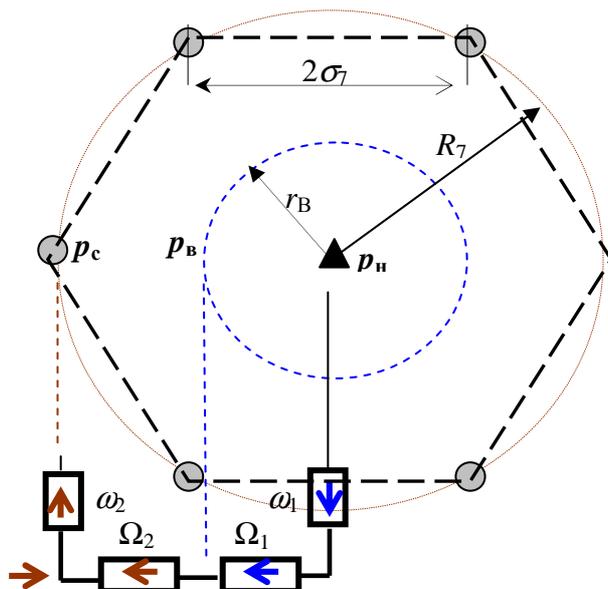


Рис.3.7. Схема элемента семиточечной системы внутриконтурного заводнения с площадным расположением скважин

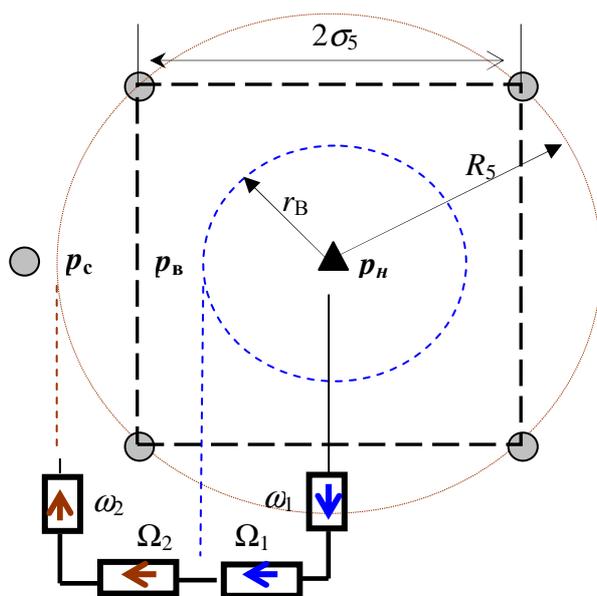


Рис.3.8. Схема элемента пятиточечной системы внутриконтурного заводнения с площадным расположением скважин

**Определить:** радиус ряда добывающих скважин элемента пятиточечной системы разработки  $R_5$  [м] при одинаковом расходе закачиваемой воды  $q$  и одинаковом перепаде давления между нагнетательной и добывающими скважинами ( $P_n - P_c$ ).

Исходные данные для расчета приведены в табл. 3.7.

Таблица 3.7

Таблица исходных данных для сравнительных расчетов

Наименование исходных параметров	Значение	
	1	2
Радиус ряда добывающих скважин $R_7$ , м	450	510
Радиус скважины $r_c$ , м	0.1	0.1
Проницаемость пород пласта для нефти $k_n$ , м <sup>2</sup>	$0.2 \cdot 10^{-12}$	$0.2 \cdot 10^{-12}$
Проницаемость пород пласта для воды $k_b$ , м <sup>2</sup>	$0.15 \cdot 10^{-12}$	$0.15 \cdot 10^{-12}$
Толщина пласта $h$ , м	12	10
Вязкость нефти $\mu_n$ , мПа·с	1.5	1.5
Вязкость воды $\mu_b$ , мПа·с	1	1
Пористость пород пласта $m$	0.22	0.22
Насыщенность пород пласта связанной водой $S_{св}$	0.07	0.07
В нагнетательную скважину закачивается вода с расходом $q$ , м <sup>3</sup> /сут	400	370
При давлении на забое нагнетательных скважин $p_n$ , Мпа	17	16
При этом в некоторый момент времени фронт закачиваемой в пласт воды распространился от центра нагнетательной скважины в обоих элементах на расстояние $r_b$ , м	110	140

## РЕШЕНИЕ

На каждую добывающую скважину в элементе приходится приток  $(1/6)q$ , но каждая скважина принадлежит одновременно 3 элементам. Поэтому суммарный дебит 1 добывающей скважины будет равен:

$$3 \cdot (1/6)q = (1/2)q.$$

Количество добывающих скважин в элементе разработки, суммарный дебит которых равен притоку из данного элемента разработки будет:  $n_7 = 1q / (1/2)q = 2$ . Суммарный дебит всех 6 добывающих скважин элемента разработки будет равен:

$$q_c = 6 \cdot (1/2)q = 3q.$$

На каждую добывающую скважину в элементе приходится  $(1/4)q$ , но каждая скважина принадлежит одновременно 4 элементам. Поэтому суммарный дебит 1 добывающей скважины будет равен:

$$4 \cdot (1/4)q = q.$$

Количество добывающих скважин в элементе разработки, суммарный дебит которых равен притоку из данного элемента разработки будет:  $n_5 = q/q = 1$ . Суммарный дебит всех 4 добывающих скважин элемента разработки будет равен:

$$q_c = 4q$$

Фильтрация воды на участке элемента пласта от нагнетательной скважины до фронта вытеснения нефти водой согласно закону Дарси описывается выражением:

$$P_H - P_B = q(\omega_1 + \Omega_1), \quad (3.23)$$

где:

$$\omega_1 = \frac{\mu_B}{2\pi k_B h} \ln \frac{\sigma}{\pi r_C}, \quad \Omega_1 = \frac{\mu_B}{2\pi k_B h} \ln \left( \frac{\pi r_B}{\sigma} \right). \quad (3.24)$$

*внутреннее и внешнее фильтрационное сопротивление при фильтрации воды.*

Для обоих элементов эти соотношения совпадают. **Почему?**

Для семиточечного элемента фильтрация нефти на участке элемента пласта от фронта вытеснения нефти водой до забоев скважин добывающего ряда описывается выражениями:

$$p_B - p_C = q(\Omega_{27} + \omega_{27}), \quad (3.25)$$

где:

$$\Omega_{27} = \frac{\mu_H}{2\pi k_H h} \ln \left( \frac{R_7}{r_B} \right) = 1.4 \cdot 10^8 \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3, \quad (3.26)$$

$$\omega_{27} = \frac{\mu_H}{n_7 2\pi k_H h} \ln \frac{\sigma_7}{\pi r_C} = 1.09 \cdot 10^8 \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3.$$

*внешнее и внутреннее фильтрационное сопротивление при фильтрации нефти.*

Аналогичные соотношения для пятиточечного элемента имеют вид:

$$p_B - p_C = q(\Omega_{25} + \omega_{25}), \quad (3.27)$$

где:

$$\Omega_{25} = \frac{\mu_H}{2\pi k_H h} \ln \left( \frac{R_5}{r_B} \right), \quad \omega_{25} = \frac{\mu_H}{n_5 2\pi k_H h} \ln \frac{\sigma_5}{\pi r_C}. \quad (3.28)$$

Складывая (3.23), (3.25) и (3.23), (3.27) получим:

$$\begin{cases} p_H - p_C = q(\omega_1 + \Omega_1 + \Omega_{27} + \omega_{27}) \\ p_H - p_C = q(\omega_1 + \Omega_1 + \Omega_{25} + \omega_{25}) \end{cases} \quad (3.29)$$

Исходя из условия равенства расхода воды  $q$  и депрессий ( $p_H - p_C$ ) для рассматриваемых элементов системы разработки и принимая во внимание соотношения (3.29) можно составить уравнение:

$$\Omega_{27} + \omega_{27} = \Omega_{25} + \omega_{25}.$$

Используя известные исходные данные для элемента семиточечной схемы (левая часть), можно разрешить это уравнение относительно неизвестного радиуса ряда расположения добывающих скважин  $R_5$  элемента пятиточечной схемы (правая часть).

### 3.8. Расчет технологических показателей разработки месторождения на основе моделей слоисто-неоднородного пласта и поршневого вытеснения нефти водой

Нефтяное месторождение разрабатывается с применением заводнения по однорядной схеме расположения скважин. Элемент однорядной системы разработки показан на рисунке 3.9.

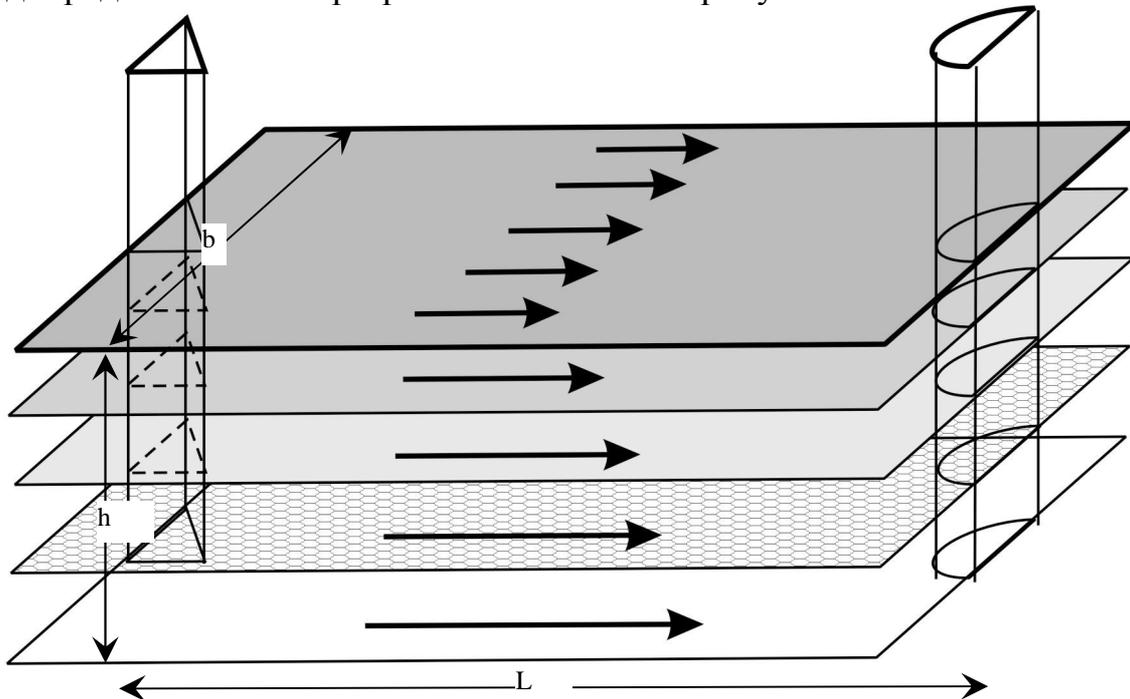


Рис.3.9. Схема однорядного элемента системы разработки

Исходные данные для расчета приведены в табл. 3.8.

Таблица 3.8

Таблица исходных параметров

<i>Наименование исходных параметров</i>	<i>Значения</i>	
	<i>1</i>	<i>2</i>
Средняя абсолютная проницаемость породы-коллектора $k_m, \text{м}^2$	$0.4 \cdot 10^{-12}$	$0.4 \cdot 10^{-12}$
Расстояние между линиями нагнетания и отбора $L, \text{м}$	500	600
Расстояние между скважинами (ширина элемента) $b, \text{м}$	400	450
Толщина пласта $h, \text{м}$	10	10
Пористость всех пропластков слоистого пласта $m$	0.2	0.2
Начальная насыщенность пласта связанной водой $S_{\text{св}}$	0.1	0.1
Вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_n, \text{мПа}\cdot\text{с}$	2	2
Вязкость воды в пластовых условиях $\mu_v, \text{мПа}\cdot\text{с}$	1	1
Вытеснение нефти водой из отдельных пропластков происходит по модели поршневого вытеснения, причем во всех пропластках остаточная нефтенасыщенность постоянная $S_{\text{ност}}$	0.45	0.45
Относительная проницаемость для нефти впереди фронта вытеснения (постоянна и одинакова для всех пропластков) $k_n$	1	1
Относительная проницаемость для воды позади фронта вытеснения (постоянна и одинакова для всех пропластков) $k_v$	0.5	0.5
Разработка осуществляется при постоянном перепаде давления между линиями нагнетания и отбора (перепад давления в элементе) $\Delta p, \text{МПа}$	0.375	0.375

Продуктивный пласт неоднородный. Его можно представить моделью слоистого пласта, состоящего из тонких гидродинамически изолированных пропластков, абсолютная проницаемость которых меняется в соответствии с законом гамма распределения при значении  $\alpha=2$ . Плотность гамма распределения при  $\alpha=2$  имеет вид [1,2]:

$$f(k, k_m) = \frac{k \exp(-k/k_m)}{k_m^2}, \quad 0 \leq k \leq \infty. \quad (3.30)$$

Для нахождения гамма распределения потребуется интеграл:

$$\int k \cdot f(k, k_m) dk = - \left( 2k_m + \frac{k^2}{k_m} + 2k \right) \exp(-k/k_m) + \text{const} . \quad (3.31)$$

Вытеснение нефти водой из отдельных пропластков происходит по модели поршневого вытеснения, причем во всех пропластках:

- остаточная нефтенасыщенность  $S_{\text{ност}}$  постоянна;
- относительная проницаемость  $k_H$  для нефти впереди фронта вытеснения постоянна и одинакова для всех пропластков;
- относительная проницаемость  $k_B$  для воды позади фронта вытеснения постоянна и одинакова для всех пропластков.

Разработка осуществляется при постоянном перепаде давления  $\Delta p$  между линиями нагнетания и отбора.

**Определить** для рассматриваемого элемента однорядной системы разработки изменение во времени следующих параметров:

$q_H(t)$  – дебита нефти,

$q_B(t)$  – дебита воды,

$B(t)$  – обводненности продукции скважин.

#### РЕШЕНИЕ

Особенность решения данной задачи заключается в том, что в качестве независимого аргумента задается не время, а абсолютная проницаемость полностью обводнившегося пропластка  $k_*$ . По значению  $k_*$  находится время обводнения пропластка  $t^*$  и далее остальные параметры.

По условию задачи:

$$\mu_H / k_H = \mu_B / k_B ,$$

поэтому, упрощенные выражения для дебита нефти и дебита воды для элемента системы разработки будут иметь вид:

$$\begin{aligned} q_H &= \frac{k_H b h \Delta p}{\mu_H L} \int_0^{k_*} k \cdot f(k, k_m) dk = \\ &= \frac{k_H b h \Delta p}{\mu_H L} \left[ 2k_m \left( 1 - e^{-\frac{k_*}{k_m}} \right) - \frac{k_*^2}{k_m} e^{-\frac{k_*}{k_m}} - 2k_* e^{-\frac{k_*}{k_m}} \right] = \frac{k_H b h \Delta p}{\mu_H L} \cdot (2k_m - J), \end{aligned} \quad (3.32)$$

или

$$q_H = \frac{k_H b h \Delta p}{\mu_H L} \cdot (2k_m - J), \quad (3.33)$$

где

$$J = \left( 2k_m + \frac{k_*^2}{k_m} + 2k_* \right) \exp(-k_*/k_m). \quad (3.34)$$

Соответственно для воды:

$$\begin{aligned} q_B &= \frac{k_B b h \Delta P}{\mu_B L} \int_{k_*}^{\infty} k \cdot f(k, k_m) dk = \\ &= \frac{b k_B h \Delta P}{\mu_B L} e^{-\frac{k_*}{k_m}} \left( 2k_m + \frac{k_*^2}{k_m} + 2k_* \right) = \frac{b k_B h \Delta P}{\mu_B L} \cdot J, \end{aligned} \quad (3.35)$$

или

$$q_B = \frac{b k_B h \Delta P}{\mu_B L} \cdot J. \quad (3.36)$$

Порядок расчета следующий:

- 1) Задаемся проницаемостью обводнившегося пропластка (например, в диапазоне от  $k^*=50k_m$  до  $k^*=k_m/2$ ) и определяем время его обводнения  $t^*$  по формуле:

$$t_* = \frac{m(1 - S_{НОСТ} - S_{СВ}) \left( \frac{\mu_H}{k_H} + \frac{\mu_B}{k_B} \right) L^2}{2\Delta P k_*} \text{ [с]}. \quad (3.37)$$

- 2) По формулам (3.33) и (3.36) вычисляется дебит нефти  $q_H(t^*)$  и дебит воды  $q_B(t^*)$  в момент времени  $t^*$ . Расчеты повторяем аналогичным образом для других значений  $k^*$  (в пределах указанного диапазона). Из (3.36) следует, что чем больше проницаемость обводнившегося пропластка, тем меньше время его обводнения. Поэтому удобнее задавать  $k^*$  в порядке убывания, тогда время будет возрастать. Расчеты удобно проводить в таблице 3.9:

Таблица 3.9

Таблица для проведения расчетов

$k^*/k_m$	$k^*$	t,сек	t,годы	J	$q_H$	$q(\text{м}^3/\text{сут})$	$q_B$	$q_B(\text{м}^3/\text{сут})$	B
50									
40									
30									
20									
10									
5									
2									
1									
0.5									

4) Строим зависимости следующего вида (рис. 3.10, рис. 3.11):

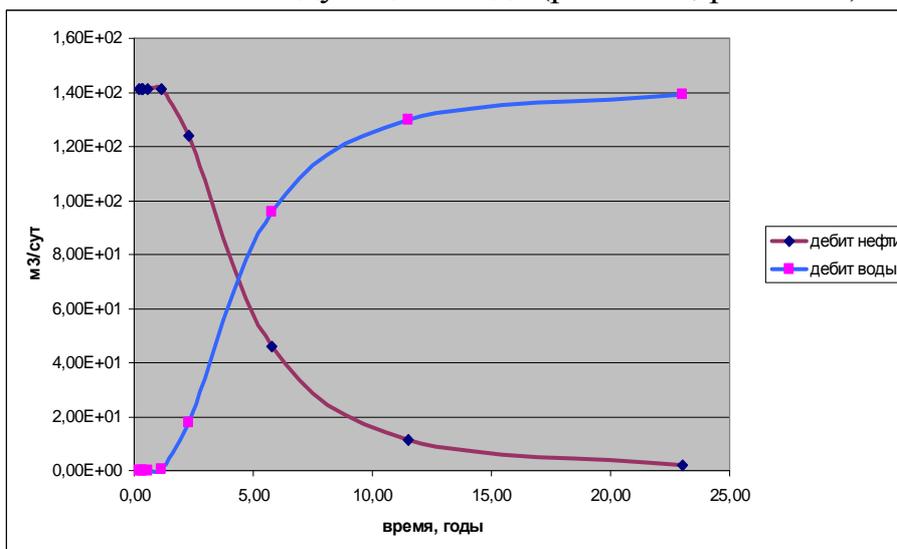


Рис.3.10. Изменение во времени дебита нефти и дебита воды

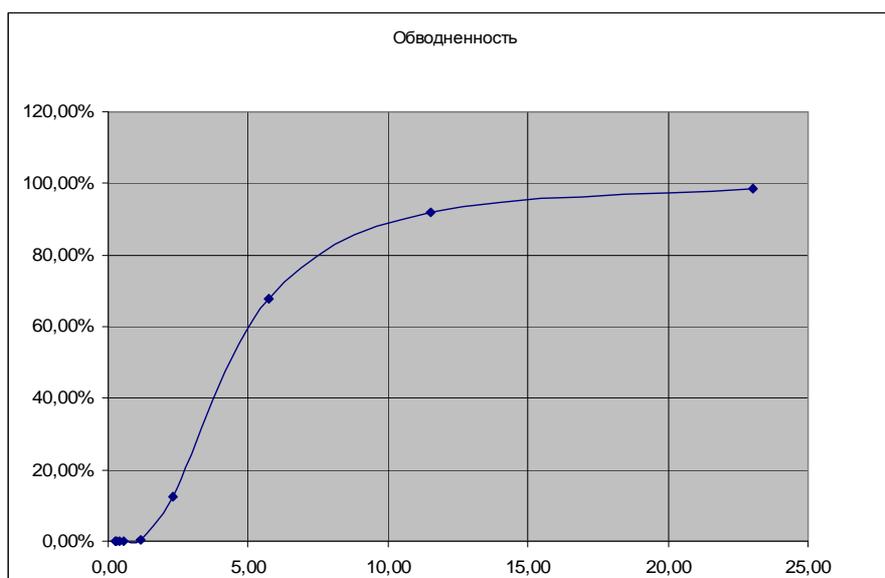
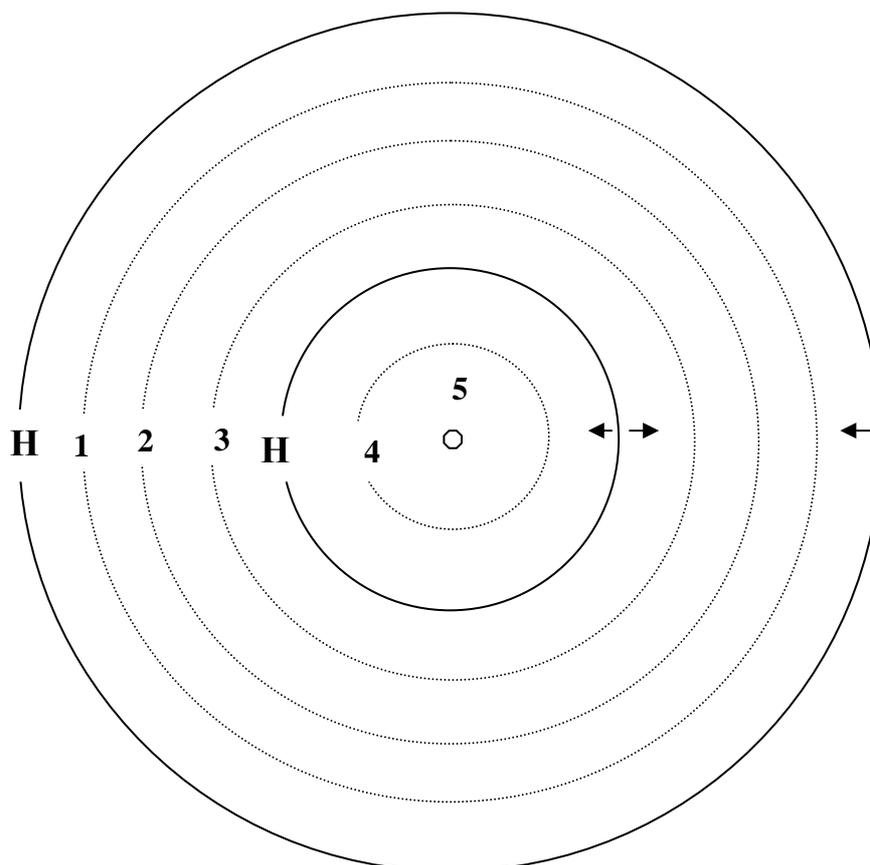


Рис.3.11. Изменение во времени обводненности продукции скважин

### 3.9. Определение технологических показателей разработки круговой нефтяной залежи при законтурном и внутриконтурном сводовом кольцевом заводнении

Нефтяное месторождение характеризуется однородностью по проницаемости и толщине пласта, круговой формой и хорошей гидродинамической связью между законтурной и нефтяной частью. Продуктивный пласт выклинивается непосредственно за контуром

месторождения. При его разработке применяется сводовое кольцевое заводнение в комплексе с законтурным [3]. Схема месторождения, состоящего из одного законтурного ряда и одного кольцевого ряда нагнетательных скважин, и нескольких рядов добывающих скважин (расположенных параллельно кольцевому ряду и внешнему контуру нефтеносности) показана на рисунке 3.12.



*Рис.3.12. Схема месторождения*

Известно также, что в рассматриваемый момент времени закачиваемая вода проникла на расстояние от нагнетательных скважин  $r_{\text{в}} = \sigma/\pi$ .

**Определить** расходы воды, закачиваемой в каждую из нагнетательных скважин законтурного и внутриконтурного ряда, дебиты скважин каждого добывающего ряда.

Исходные данные приведены в таблице 3.10.

Таблица 3.10

Таблица исходных данных для расчета расхода воды и дебитов скважин

Наименование исходных параметров		значение
Радиус внешнего ряда нагнетательных скважин $R_{НЗ}$ , м		3200
Радиус первого эксплуатационного ряда $R_1$ , м		2800
Радиус второго эксплуатационного ряда $R_2$ , м		2300
Радиус третьего эксплуатационного ряда $R_3$ , м		1800
Радиус кольцевого нагнетательного ряда $R_{НК}$ , м		1250
Радиус четвертого эксплуатационного ряда $R_4$ , м		700
Расстояние между скважинами в рядах $2\sigma$ , м		420
Радиус скважины $r_c$ , м		0.1
Толщина пласта $h$ , м		15
Проницаемость пор пласта для нефти $k_n$ , м <sup>2</sup>		$0.5 \cdot 10^{-12}$
Проницаемость пор пласта для воды $k_b$ , м <sup>2</sup>		$0.3 \cdot 10^{-12}$
Вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_n$ , мПа·с		2
Вязкость воды в пластовых условиях $\mu_b$ , мПа·с		1
Давление на забоях нагнетательных скважин законтурного ряда $p_{НЗ}$ , МПа		19
Давление на забоях нагнетательных скважин кольцевого ряда нагнетательных скважин $p_{НК}$ , МПа		18
Давление на забоях добывающих скважин $p_{ЗАБ}$ , МПа		15

## РЕШЕНИЕ

Представляем фильтрационную схему пласта для фильтрации воды и нефти эквивалентной ей электрической схемой (рис 3.13):

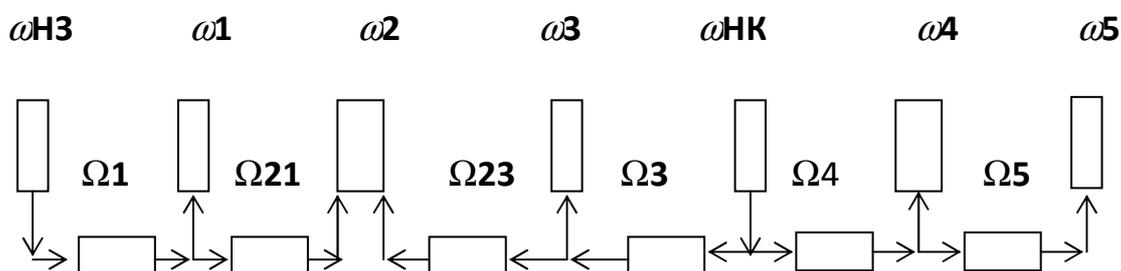


Рис.3.13. Схема месторождения.  $\Omega_i$  и  $\omega_i$  – внешние и внутренние фильтрационные сопротивления

Для расчета расходов воды и дебитов нефти составляем систему уравнений интерференции фильтрационных сопротивлений

(используем закон фильтрации Дарси однородной несжимаемой жидкости в пористой среде) путем обхода схемы от  $p_{H3}$  до  $p_2$ , от  $p_{HK}$  до  $p_2$ , от  $p_{HK}$  до  $p_5$ .

Будем иметь в виду, что общий расход воды, закачиваемый в кольцевой ряд нагнетательных скважин (НК) равен  $q_{HK}$ . Однако, будем считать, что влево от этого ряда, в сторону ряда добывающих скважин 3 поступает часть расхода  $\delta_3 \cdot q_{HK}$ , а другая часть  $\delta_4 \cdot q_{HK}$  – уходит вправо.

Также будем иметь в виду, что часть  $\delta_{21} \cdot q_2$  общего дебита нефти стягивающего ряда 2 обеспечена притоком нефти слева, а другая его часть  $\delta_{23} \cdot q_2$  – притоком справа. Полная система уравнений состоит из трех независимых подсистем и включает в себя следующие уравнения.

1. Уравнения, описывающие фильтрацию воды и нефти на участке пласта от забоев нагнетательных скважин законтурного ряда до забоев добывающих скважин стягивающего ряда:

$$\begin{cases} p_{H3} - p_1 = q_{H3} \omega_{H3} + q_{H3} \Omega_1 + q_1 \omega_1, \\ p_1 - p_2 = \delta_{21} q_2 (\Omega_{21} + \omega_2) - q_1 \omega_1, \end{cases} \quad (3.38)$$

где

$$\begin{aligned} \omega_{H3} &= \frac{\mu_B}{n_{H3} 2\pi k_B h} \ln \left( \frac{\sigma_{H3}}{\pi r_C} \right) = 4.81 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3, \\ \Omega_1 &= \frac{\mu_H}{2\pi k_H h} \ln \left( \frac{R_{H3}}{R_1} \right) = 5.67 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3, \\ \Omega_{21} &= \frac{\mu_H}{2\pi k_H h} \ln \left( \frac{R_1}{R_2} \right) = 8.35 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3, \end{aligned} \quad (3.39)$$

*внутреннее и внешнее фильтрационные сопротивления при фильтрации воды и нефти,*

$$\delta_{21} = 1 / \left( 1 + \frac{\Omega_{21}}{\Omega_{23}} \right), \quad (3.40)$$

*доля дебита 2-го (стягивающего) ряда добывающих скважин, обеспеченная притоком нефти со стороны 1-го ряда (слева).*

2. Уравнения, описывающие фильтрацию воды и нефти на участке пласта от забоев нагнетательных скважин кольцевого ряда до забоев добывающих скважин стягивающего ряда:

$$\begin{cases} p_{HK} - p_3 = \delta_3 q_{HK} (\omega_{HK} + \Omega_3) + q_3 \omega_3, \\ p_3 - p_2 = \delta_{23} q_2 (\Omega_{23} + \omega_2) - q_3 \omega_3, \end{cases} \quad (3.41)$$

где:

$$\delta_3 = 1 / \left( 1 + \frac{\Omega_3}{\Omega_4} \right),$$

доля расхода воды нагнетательного кольцевого ряда, поступающая сторону 3-го ряда добывающих скважин (влево);

$$\begin{aligned} \omega_{HK} &= \frac{\mu_B}{n_{HK} 2\pi k_B h} \ln \left( \frac{\sigma_{HK}}{\pi r_C} \right) = 2.46 \cdot 10^7 \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3, \\ \Omega_3 &= \frac{\mu_H}{2\pi k_H h} \ln \left( \frac{R_3}{R_{HK}} \right) = 1.55 \cdot 10^7 \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3, \\ \Omega_{23} &= \frac{\mu_H}{2\pi k_H h} \ln \left( \frac{R_2}{R_3} \right) = 1.04 \cdot 10^7 \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3, \end{aligned} \quad (3.42)$$

внутренние и внешние фильтрационные сопротивления при фильтрации воды и нефти.

$$\delta_{23} = 1 / \left( 1 + \frac{\Omega_{23}}{\Omega_{21}} \right),$$

доля дебита 2-го (стягивающего) ряда добывающих скважин, обеспеченная притоком нефти со стороны 3-го ряда (справа).

3. Уравнения, описывающие фильтрацию воды и нефти на участке пласта от забоев нагнетательных скважин кольцевого ряда до забоя центральной скважины:

$$\begin{cases} p_{HK} - p_4 = \delta_4 q_{HK} (\omega_{HK} + \Omega_4) + q_4 \omega_4, \\ p_4 - p_5 = q_5 \Omega_5 + q_5 \omega_5 - q_4 \omega_4, \\ \delta_4 q_{HK} = q_4 + q_5, \end{cases} \quad (3.43)$$

где:

$$\delta_4 = 1 / \left( 1 + \frac{\Omega_4}{\Omega_3} \right),$$

доля расхода воды нагнетательного кольцевого ряда, поступающего в сторону 4-го ряда добывающих скважин (вправо);

$$\Omega_4 = \frac{\mu_H}{2\pi k_H h} \ln\left(\frac{R_{HK}}{R_4}\right) = 2.46 \cdot 10^7 \text{ Па} \cdot \text{с/м}^3,$$

$$\Omega_5 = \frac{\mu_H}{2\pi k_H h} \ln\left(\frac{R_4 \pi}{\sigma}\right) = 9.97 \cdot 10^7 \text{ Па} \cdot \text{с/м}^3, \quad (3.44)$$

внутренние и внешние фильтрационные сопротивления при фильтрации воды и нефти.

Кроме того, внутренние эквивалентные фильтрационные сопротивления при плоскорадиальной фильтрации нефти к добывающим скважинам  $i$  – го ряда определяются выражением:

$$\omega_i = \frac{\mu_H}{n_i 2\pi k_H h} \ln\left(\frac{\sigma_i}{\pi r_C}\right), \quad i = 1, \dots, 5. \quad (3.45)$$

Системы уравнений (3.37, 3.40, 3.42) разрешается относительно неизвестных  $q_5, q_4, q_{HK}, q_4, q_3, q_2, q_1, q_{H3}$ .

### 3.10. Определение количества воды, необходимой для поддержания пластового давления и приемистости нагнетательных скважин

Исходные данные приведены в таблице 3.11.

Таблица 3.11

Таблица исходных данных для расчета процесса заводнения

Наименование исходных параметров	Значение	
Суточная добыча нефти	$Q_H$ , т/сут	311.4
Суточная добыча воды	$Q_H$ , т/сут	104.2
Суточная добыча газа	$V_G$ , м <sup>3</sup> /сут	$91.9 \cdot 10^3$
Объемный коэффициент нефти	$b_H$	1.182
Коэффициент растворимости газа в нефти	$\alpha, \frac{1}{(\text{кгс}/\text{см}^2)}$	0.77
Плотность нефти	$\rho_H$ , т/м <sup>3</sup>	0.863
Коэффициент сжимаемости газа	$Z$	0.88
Пластовое давление	$p_{пл}$ , кгс/см <sup>2</sup>	74.5
Пластовая температура	$T_{пл}$ , °С	43.3
Атмосферное давление	$p_0$ , кгс/см <sup>2</sup>	1
Проницаемость пласта для воды	$k$ , Д	0.5
Эффективная толщина пласта	$h$ , м	10

Депрессия	$\Delta p$ , кгс/см <sup>2</sup>	50
Коэффициент гидродинамического совершенства забоя скважины	$\Phi$	0.8
Коэффициент избытка	$K$	1.2
Половина расстояния между нагнетательными скважинами	$R$ , м	400
Радиус скважины	$r$ , м	0.1
Вязкость воды	$\mu$ , спз	1

### РЕШЕНИЕ

Добытая нефть в пластовых условиях занимает объем:

$$Q'_H = \frac{Q_H b_H}{\rho_H} = 426.5 \text{ м}^3. \quad (3.46)$$

Объем свободного газа в залежи, приведенный к атмосферным условиям составит:

$$V_{CB} = V_G - \frac{\alpha p_{пл} Q'_H}{\rho_H} = 71270 \text{ м}^3. \quad (3.47)$$

Объем свободного газа в пластовых условиях:

$$V_{пл} = \frac{z V_{CB} p_0 T_{пл}}{p_{пл} T_0} = 975.4 \text{ м}^3. \quad (3.48)$$

Общая суточная добыча в пластовых условиях:

$$V = Q'_H + V_{пл} + Q_B = 1506 \text{ м}^3. \quad (3.49)$$

Для поддержания давления требуется ежедневно закачивать в залежь не менее указанного количества воды. Принимая в расчет коэффициент избытка (без учета поступающего в залежь объема контурной воды) потребуется следующее количество воды [4]:

$$Q'_B = VK = 1810 \text{ м}^3 / \text{сут}, \quad (3.50)$$

При этом приемистость нагнетательных скважин составит:

$$q = \frac{2\pi kh \Delta p \Phi}{\mu \ln \frac{R}{r_c}} = 1270 \text{ м}^3 / \text{сут}. \quad (3.51)$$

#### 4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИ ГАЗОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

Нефтяное месторождение имеет в плане форму близкую к круговой. Продуктивный пласт выклинивается непосредственно за этим контуром, так что из законтурной области в нефтенасыщенную часть пласта вода практически не поступает. Месторождение начали разрабатывать при среднепластовом давлении равном давлению насыщения:  $p_{cp}=p_{нас}$ . Отбор газа (текущая объемная добыча газа, замеренная при атмосферных условиях) из месторождения изменяется в течение 10 лет по следующему закону (рис. 4.1) [1]:

$$q_r [\text{м}^3/\text{ГОД}] = \begin{cases} q_0 & \text{при } 0 \leq t \leq 2 \\ q_0 + \beta\sqrt{t-2}, & \text{при } 2 \leq t \leq 10 \end{cases}$$

где:  $q_0=1.20 \cdot 10^8$ ,  $\beta=42 \cdot 10^6$ .



Рис.4.1. Изменение во времени объемной добычи газа

**Определить,** как изменяются в течение 10 лет после начала разработки:

- 1) Значение среднего пластового давления.
- 2) Объем газовой шапки и ее доля от порового объема пласта, охваченного разработкой.
- 3) Нефтеотдача месторождения.

Построить графики изменения этих параметров от времени. Исходные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1

Таблица исходных данных для расчета требуемых параметров

Наименование исходных параметров	Значение	
	1	2
Радиус контура нефтеносности $R$ , м	3000	2500
Давление насыщения $p_{НАС}$ , МПа	8.0	8.5
Пористость пород пласта $m$	0.25	0.25
Толщина пласта $h$ , м	25	22
Насыщенность пласта связанной водой $S_{СВ}$	0.05	0.05
Коэффициент охвата пласта разработкой $\eta_2$	0.80	0.85
Плотность нефти $\rho_2$ , т/м <sup>3</sup>	0.850	0.850
Плотность газа в атмосферных условиях $\rho_{1АТ}$ , т/м <sup>3</sup>	$8.50 \cdot 10^{-4}$	$8.50 \cdot 10^{-4}$
Кажущаяся плотность растворенного в нефти газа $\rho_{1К}$ , т/м <sup>3</sup>	0.3	0.3
Коэффициент растворимости газа в нефти $\alpha$ , т/(т·Па)	$8.5 \cdot 10^{-9}$	$8.5 \cdot 10^{-9}$
Среднее отношение коэффициентов сверхсжимаемости газа при пластовом и атмосферном давлении $\varphi_{ср}$	$9.0 \cdot 10^{-1}$	$9.0 \cdot 10^{-1}$
В течение 10 лет отбор нефти (текущая добыча дегазированной нефти) из месторождения составляет $q_H$ , м <sup>3</sup> /ГОД	$1.5 \cdot 10^6$	$1.410^6$

## РЕШЕНИЕ

Определим объем пласта, охваченный разработкой:

$$V_{оп} = m(1 - S_{СВ})\eta_2\pi R^2 h. \quad (4.1)$$

В начальном состоянии в пласте, кроме связанной воды, содержались только нефть и растворенный в ней газ. Поэтому в начале разработки соотношение материального баланса для суммы объемов компонентов в пласте имеет вид:

$$\frac{N_{02}}{\rho_2} + \frac{N_{01}}{\rho_{1К}} = V_{оп}, \quad (4.2)$$

где:  $N_{01}, N_{02}$  – начальные массы газа и нефти в пласте.

Считаем, что газ растворяется в нефти по закону Генри:

$$N_{01} = \alpha N_{02} p_{\text{Нас}}. \quad (4.3)$$

Тогда величина начальной массы нефти в пласте будет:

$$N_{02} = V_{\text{ОП}} \left( \frac{1}{\rho_2} + \frac{\alpha p_{\text{Нас}}}{\rho_{1К}} \right). \quad (4.4)$$

Полная масса дегазированной нефти, оставшейся в пласте к моменту времени  $t$ , при известном значении начальной массы нефти определяется с учетом накопленной добычи:

$$N_2 = N_{02} - \int_0^t \rho_2 q_H dt = N_{02} - \rho_2 q_H t. \quad (4.5)$$

При известном значении начальной массы газа и текущей объемной добыче газа, полная масса газа в пласте (включая свободный газ и газ, растворенный в нефти) определяется, как разность между начальной массой и накопленной добычей к моменту времени  $t$ :

$$N_1 = N_{01} - \int_0^t \rho_{1AT} q_G dt = \begin{cases} N_{01} - \rho_{1AT} q_0 t, & 0 \leq t \leq 2 \\ N_{01} - \rho_{1AT} [q_0 t + 1.5 \beta (t-2)^{3/2}], & 2 \leq t \leq 10. \end{cases} \quad (4.6)$$

Изменение во времени среднего пластового давления находится из материального баланса компонент в пласте в каждый момент времени:

$$N_1 = G_1 + L_1, \quad (4.7)$$

$$\frac{G_1}{\rho_1} + \frac{L_1}{\rho_{1К}} + \frac{N_2}{\rho_2} = V_{\text{ОП}}, \quad (4.8)$$

где:

$G_1$  – полная масса свободного газа;

$L_1$  – полная масса газа, растворенного в нефти;

$\rho_1$  – плотность свободного газа в пласте;

$N_1$  – полная масса газа в пласте, включая свободный газ и газ, растворенный в нефти;

$N_2$  – масса дегазированной нефти в пласте.

Кроме этого, используется закон Генри и уравнение состояния реального газа:

$$\frac{p_{CP}}{\rho_1} = \frac{p_{AT} \varphi_{CP}}{\rho_{1AT}}. \quad (4.9)$$

После подстановки в (4.8) получается квадратное уравнение относительно среднего пластового давления:

$$a \cdot p_{CP}^2 - b \cdot p_{CP} + c = 0, \quad (4.10)$$

где:

$$a = \frac{N_2 \alpha}{\rho_{1K}},$$

$$b = V_{ОП} + \frac{N_2 \alpha p_{AT} \Phi_{CP}}{\rho_{1AT}} - \frac{N_2}{\rho_2},$$

$$c = \frac{N_1 p_{AT} \Phi_{CP}}{\rho_{1AT}}.$$

Решение этого уравнения имеет два корня:

$$p_{CP} = \frac{b \pm \sqrt{b^2 - 4 \cdot a \cdot c}}{2 \cdot a}. \quad (4.11)$$

Если  $2 \cdot a \cdot P_{НАС} - b < 0$ , то используется меньший корень.

Если  $2 \cdot a \cdot P_{НАС} - b > 0$ , то используется больший корень.

Объем образующейся в процессе разработки залежи вторичной газовой шапки в каждый момент времени можно определить, учитывая закон Генри и уравнение состояния реального газа из следующего соотношения:

$$V_1 = \frac{N_1 - N_2 \alpha p_{CP}}{\rho_1} = \frac{p_{AT} \Phi_{CP}}{\rho_{1AT}} \left( \frac{N_1}{p_{CP}} - N_2 \alpha \right). \quad (4.12)$$

Отсюда доля объема газовой шапки от порового объема пласта, охваченного разработкой, будет определяться как отношение:

$$\lambda = \frac{V_1}{V_{ОП}}. \quad (4.13)$$

Нефтеотдача на каждый момент времени разработки пласта составит:

$$\eta = \left( \int_0^t \rho_2 q_H dt \right) / N_{02} = \rho_2 q_H t / N_{02}, \quad (4.14)$$

где:  $\rho_2 q_H t$  – накопленная добыча нефти.

**Рекомендация.** Для удобства расчеты желательно свести в таблицу 4.2.

Таблица 4.2

Таблица для проведения расчетов

Расчет показателей разработки										
Время, годы	Масса дегазированной нефти в пласте $N_2$ [т]	Полная масса газа $N_1$ [т] (свободного и раств.)	a	b	c	Ср. пластовое давление $P_{ср}$ [Па]	Накопленная добыча [т]	Нефтеотдача $\eta$	Объем газ. шапки $V_1$ [м <sup>3</sup> ]	Доля газ. шапки
0	$9.57 \cdot 10^7$	$6.51 \cdot 10^6$				$8.0 \cdot 10^6$	0	0	0	0
1										
2										
3										
4										
5										
6										
7										
8										
9										
10	$8.29 \cdot 10^7$	$4.68 \cdot 10^6$				$4.97 \cdot 10^6$	$1.28 \cdot 10^7$	0.133	$2.5 \cdot 10^7$	0.186

## 5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ, РАБОТАЮЩЕЙ ПРИ РЕЖИМЕ РАСТВОРЕННОГО ГАЗА

### 5.1. Определение показатели разработки залежи нефти при изменении давления на контуре питания скважины от давления насыщения до забойного давления

Режим растворенного газа (РРГ) начинается в пласте, когда текущее пластовое давление равно давлению насыщения. Показатели РРГ часто становятся базовыми при сравнении эффективности различных методов воздействия на пласт.

Пластовая энергия определяется количеством газа, растворенного в единице объема нефти, и равномерно распределена по залежи. Поэтому добывающие скважины целесообразно размещать по равномерной (квадратной или треугольной) сетке. В этом случае пласт делится на области одинаковой формы вокруг каждой скважины. Границы областей при одновременном вводе скважин в эксплуатацию и одинаковых давлениях – это границы раздела течений, в расчетном отношении эквивалентные непроницаемым границам. В расчетах за область влияния каждой скважины можно принять однородный по свойствам круглый цилиндр радиусом  $R_k$  с концентричной скважиной в центре. Для этого эквивалентного цилиндра радиус дренирования (радиус расчетного элемента или контур питания)  $R_k$  находится из условия равенства площади цилиндра и дренируемой площади, которая приходится на скважину в равномерной сетке. Для треугольной сетки скважин, которая рассматривается в данной задаче, на один треугольник площадью  $\frac{(2\sigma)^2\sqrt{3}}{4}$  приходится 3 скважины. Следовательно, в треугольнике на одну скважину приходится дренируемая площадь равная  $\frac{1}{3} \frac{(2\sigma)^2\sqrt{3}}{4}$ . Всего с каждой скважиной соприкасается 6 треугольников, поэтому общая дренируемая площадь одной скважины будет  $6 \cdot \left( \frac{1}{3} \frac{(2\sigma)^2\sqrt{3}}{4} \right) = \frac{(2\sigma)^2\sqrt{3}}{2}$ . Приравнивая площадь основания эквивалентного цилиндра  $\pi R_H^2$  и дренируемую площадь одной скважины, получим:  $R_k = \frac{2\sigma \cdot \sqrt[4]{3}}{\sqrt{2\pi}}$  [1].

Расчет проводится по методу последовательной смены стационарных состояний от давления насыщения до забойного давления на контуре питания одной скважины. Так как равномерная сетка делит

всю нефтяную площадь на ряд одинаковых областей, то полученные результаты распространяют на всю площадь.

Для расчета показателей разработки залежи необходимо определить зависимость между нефтенасыщенностью  $S$  и давлением  $P$  на непроницаемом контуре расчетной модели. Для небольших интервалов снижения давления на контуре расчетного элемента такая зависимость получена из дифференциального уравнения материального баланса для нефти и газа и выражается приближенной формулой:

$$S^{i+1} = \frac{\frac{\Gamma_{cp}^i - \Gamma(P^i)}{b_H(P^i)} \cdot S^i - (1 - S^i) \cdot \frac{P^i}{10^5} + \frac{P^{i+1}}{10^5}}{\frac{\Gamma_{cp}^i - \Gamma(P^{i+1})}{b_H(P^{i+1})} + \frac{P^{i+1}}{10^5}}, \quad (5.1)$$

где:

$b_H$  – объемный коэффициент (определяется из аппроксимации);

$\Gamma_{cp}^i$  – среднее значение газового фактора при изменении давления от  $P^i$  до  $P^{i+1}$ ;

$\Gamma$  – газосодержание нефти (определяется из аппроксимации);

$S^i$ ,  $S^{i+1}$  – нефтенасыщенность на шагах  $i$  и  $i+1$ .

При расчетах задают ряд последовательных значений  $p^i$  и вычисляют соответствующие им значения  $S^i$ . В начальный момент  $S=1$ .

Средний газовый фактор вычисляется по формуле:

$$\Gamma_{cp}^i = \Psi(S^i) \frac{\mu_H(p_{1/2,i})}{\mu_G} \cdot b_H(P_{1/2,i}) \cdot \frac{P_{1/2,i}}{10^5} + \Gamma(p_{1/2,i}), \quad (5.2)$$

где:

$\Psi$  – отношение фазовых проницаемостей газа и нефти при соответствующей нефтенасыщенности (определяется из зависимостей К.А.Царевича [3]);

$p_{1/2,i} = (p^i + p^{i+1})/2$  – среднее давление на контуре расчетного элемента за рассматриваемый интервал;

$\mu_H$  – вязкость нефти (определяется из аппроксимации);

$\mu_G$  – вязкость газа, которая слабо зависит от давления, поэтому считается постоянной.

Дебит нефти для каждого шага  $i$  определяется по следующей зависимости:

$$q_H^i = \frac{2\pi kh \cdot (p^i - p_C) \cdot \varphi_i}{\ln \frac{R_K}{r_C} - 0.5}, \quad (5.3)$$

$$\varphi_i = \frac{k_H(S^i)}{b_H(p_{CP}^i) \cdot \mu_H(p_{CP}^i)},$$

где:

$P_{CP}^i = (P^i + P_C)/2$  – среднее давление на участке между контуром питания и скважиной;

$k$  – абсолютная проницаемость пласта;

$k_n$  – относительная проницаемость для нефти, (определяется из зависимостей К.А.Царевича).

Полагается, что  $k_n$  зависит только от насыщенности пор нефтью.

Время, за которое нефтенасыщенность снижается от  $S^i$  до  $S^{i+1}$ , находится из выражения:

$$\Delta t_i = 0.5\pi R_K^2 hm \cdot \left( \frac{1}{q_H^i} + \frac{1}{q_H^{i+1}} \right) \cdot \left[ \frac{S^i}{b_H(p^i)} - \frac{S^{i+1}}{b_H(p^{i+1})} \right]. \quad (5.4)$$

Тогда время эксплуатации одной скважины будет:

$$t_i = 0 + \Delta t_1 + \dots + \Delta t_i.$$

Текущая нефтеотдача для каждого этапа рассчитывается по формуле:

$$\eta_i = 1 - \frac{S^i b_H(P_H)}{b_H(P^i)}. \quad (5.5)$$

Накопленная добыча на каждом шаге:

$$Q_H^i = G_H \eta_i, \quad (5.6)$$

$$G_H = \frac{S_z \cdot h \cdot m \cdot S_{n0} \cdot \rho_n}{b_H(P_C)},$$

где:  $G_H$  – запасы нефти в залежи.

Исходные данные для расчета методом последовательной смены стационарных состояний приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1

Таблица исходных данных для расчета требуемых параметров

Параметры залежи		Значение		
		1	2	3
Площадь залежи	$S, \text{ км}^2$	25.1	20.1	25.1
Расстояние между скважинами	$2\sigma, \text{ м}$	380	350	370
Приведенный радиус скважины	$r_c, \text{ м}$	0.1	0.1	0.1
Забойное давление	$p_c, \text{ МПа}$	1	1	1
Начальное пластовое давление	$p_0, \text{ МПа}$	7	7	7
Давление насыщения нефти газом	$p_n, \text{ МПа}$	6	6	6
Пористость пласта	$m$	0.2	0.2	0.2
Средняя толщина пласта	$h, \text{ м}$	7	7	10
Абс. проницаемость пласта	$k, \text{ м}^2$	$8 \cdot 10^{-13}$	$8 \cdot 10^{-13}$	$8 \cdot 10^{-13}$
Начальная нефтенасыщенность пласта	$S_{но}$	1	1	1
Вязкость газа	$\mu_g, \text{ МПа} \cdot \text{с}$	0.015	0.015	0.015
Плотность дегазированной нефти	$\rho_n, \text{ кг/м}^3$	885	885	885

Зависимости  $\mu_n(P)$ ,  $b_H(P)$  и  $\Gamma(P)$  определены экспериментально, а зависимости  $\Psi(S)$  и  $k_H(S)$  найдены К.А.Царевичем. Эти зависимости аппроксимированы следующими соотношениями:

$$\mu_H(P) = \frac{5.6679 - 0.6611 \cdot (P/10^6) + 0.0504 \cdot (P/10^6)^2}{1000},$$

$$\Gamma(P) = 12.028 + 24.86 \cdot (P/10^6) - 1.382 \cdot (P/10^6)^2,$$

$$b_H(P) = 1.0665 + 0.065 \cdot \ln(P/10^6),$$

$$\Psi(S) = 2.288 \cdot (1 - S)^2 - 9.4239 \cdot (1 - S)^3 + 48.7778 \cdot (1 - S)^4,$$

$$k_H(S) = 1 - 3.1278 \cdot (1 - S) + 2.6839 \cdot (1 - S)^2.$$

**Определить** основные показатели разработки залежи нефти в режиме растворенного газа при изменении давления на контуре питания скважины от давления насыщения  $p_n$  до забойного давления  $p_c$ . Для каждого интервала снижения давления на контуре от  $P^i$  до  $P^{i+1}$  рассчитать значения газового фактора  $\Gamma_{cp}^i$ ; нефтенасыщенность на контуре питания  $S^i$ ; дебит нефти  $q_n$ ; время  $\Delta t_i$ , за которое нефтенасыщенность снижается от  $S^i$  до  $S^{i+1}$ ; текущую нефтеотдачу  $\eta_i$ . Определить время эксплуатации (время истощения пластовой энергии в

пределах области дренирования) одной скважины. Построить график накопленной добычи нефти  $Q_H^i = f(t_i[\text{годы}])$  для одной скважины.

**Рекомендации:** для каждого шага  $i$  в строки таблицы внести значения давления на контуре питания скважины, начиная от давления насыщения до давления на забое, с шагом 0.2 МПа. Пример таблицы приведен на следующей странице (табл. 5.2).

Не путать давление на контуре питания  $p^i$ , среднее давление на контуре расчетного элемента  $p_{1/2,i}$  и среднее давление на участке между контуром питания и скважиной  $p_{cp}^i$ . Также не путать газосодержание  $G$  и среднее значение газового фактора  $G_{cp}^i$ .

Таблица 5.2

Таблица для проведения расчетов

Давление на контуре на шаге $i$ $P^i$ [ Мпа]	Давление на контуре на шаге $i$ $P^i$ [ Па]	$P_{\frac{1}{2},i} = \frac{P^i + P^{i+1}}{2}$	$\Psi(S^i)$	$\mu_H(P_{\frac{1}{2},i})$	$b_H(P_{\frac{1}{2},i})$	$\Gamma(P_{\frac{1}{2},i})$	$\Gamma_{sp}^i$	$\Gamma(P^i)$	$b_H(P^i)$	Насыщ. $S^i$	$k_m(S^i)$	$P_{CP}^i = \frac{P^i + P_c}{2}$	$b_H(P_{CP}^i)$	$\mu_H(P_{CP}^i)$	$\Phi_i$	Дебит нефти $q_u$	$\Delta t$ , сек.	$\Delta t$ , сутки	$t$ , годы	Текущая нефтеотдача $\eta$	Накоплен лобыха, $Q_H^i$
6										1									0		
5.8																					
5.6																					
...																					
...																					
1.6																					
1.4																					
1.2																					
1.001																					
1																					

Дополнительное значение

Заданные начальные значения

Данные для графика

## 5.2. Определение объема законтурной воды, поступившей в нефтяную залежь

Определить объем законтурной воды, поступившей в нефтяную залежь, разрабатываемую в режиме растворенного газа при наличии активной водонапорной области. Исходные данные для расчетов приведены в таблице 5.3. Характер падения давления во времени показан на рисунке 5.1.

Таблица 5.3

Таблица исходных параметров

Наименование исходных параметров		Значение	
		1	2
Время разработки нефтяной залежи	$t_p$ , мес	40	42
Известно, что через	$t_4$ , мес	36	36
пластовое давление снизилось от начального пластового давления	$p_0$ , МПа	15.5	16.5
до давления ( $p_{СТ}$ , Мпа) и стабилизировалось на этом уровне		13	13.5
Нач. газосодержание нефти	$\Gamma_0$ , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	106.9	106.9
К моменту стабилизации давления добыча нефти из залежи также установилась на уровне	$q_H$ , м <sup>3</sup> /сут	7000	6800
при текущем газовом факторе	$\Gamma_T$ , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	152	152
Двухфазный объемный коэффициент при стабилизированном давлении	$B$ , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	1.34	1.34
Объемный коэффициент газа	$b_T$ , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	0.00693	0.00693
Дебит воды при стабилизированном давлении	$q_B$ , м <sup>3</sup> /сут	518	518
Объемный коэффициент воды	$b_B$	1.028	1.028
Изменение давления во времени			
Время, мес.	$t_1=13$	$t_2=22$	$t_3=30$
Давление, МПа	$p(t_1)=14.9$	$p(t_2)=14.1$	$p(t_3)=13.7$

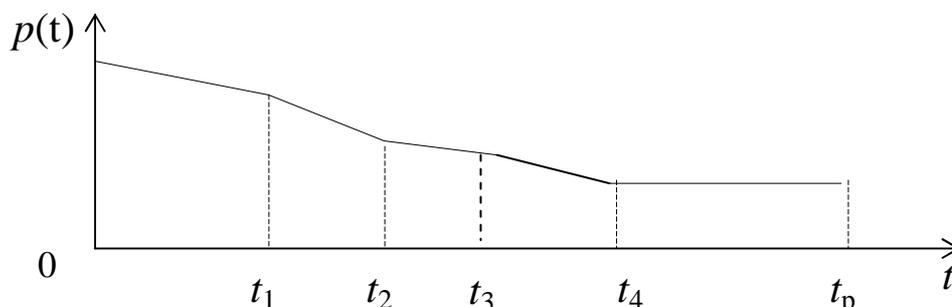


Рис.5.1. Изменение давления во времени

## РЕШЕНИЕ

Очевидно, что при стабилизации пластового давления, суммарный дебит нефти с растворенным в ней газом, свободного газа и воды:

$$q_{\Sigma} = Bq_H + (\Gamma_T - \Gamma_0)b_{\Gamma}q_H + q_B b_B = 12100 \text{ м}^3/\text{сут}, \quad (5.7)$$

компенсируется расходом воды из законтурной области пласта  $\Omega_B$ , что можно представить в виде баланса:

$$q_{\Sigma} = \Omega_B; \quad (5.8)$$

С другой стороны, расход вторгающейся в залежь из активной водоносной области воды, можно считать пропорциональным снижению пластового давления относительно первоначального значения т.е:

$$\omega_B = \frac{dW_B}{dt} = K(p_0 - p_{CT}), \quad (5.9)$$

где:  $K$  – константа, характеризующая вторжение законтурных вод или удельный расход воды за единицу падения давления.

Будем считать, что эта константа не изменяется в процессе разработки. Определим ее, учитывая баланс (5.8) и решая совместно уравнения (5.7), (5.8) и (5.93):

$$K = \frac{q_{\Sigma}}{(p_0 - p_{CT})}, \quad (5.10)$$

где:  $p_{CT}$  – стабилизированное среднее пластовое давление.

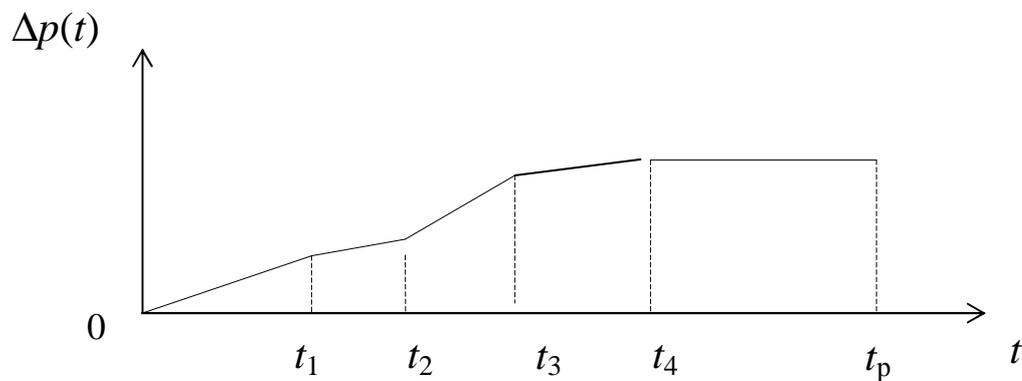
После определения константы  $K$  можно подсчитать объем вторгшейся в залежь воды к любому моменту времени с начала разработки проинтегрировав расход воды по времени. Учитывая выражение (5.9), получим [3]:

$$W_B = \int_0^{t_p} \omega_B(t) dt = K \int_0^{t_p} [p_0 - p(t)] dt = K \int_0^{t_p} \Delta p(t) dt. \quad (5.11)$$

Для определения объема вторгшейся в залежь воды необходимо вычислить интеграл в выражении (5.11). Указанный интеграл можно вычислить приближенно по формуле трапеции (5.12). Для этого необходимо аппроксимировать зависимость  $\Delta p(t)$  (рис.5.2) набором трапеций.

$$W_B = K \cdot \sum_i [(\Delta p_i + \Delta p_{i-1}) / 2] \cdot (t_i - t_{i-1}) = 7.06 \cdot 10^6 \text{ м}^3, \quad i = 1, \dots, 5 \quad (5.12)$$

Суммарная площадь, ограниченная ломаной, описывающей подынтегральную функцию  $\Delta p(t)$  и будет численным выражением интеграла.



*Рис.5.2. Изменение во времени пластового давления*

## 6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЕЗ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

Разрабатывается нефтегазоконденсатное однопластовое месторождение, имеющее в условиях природного залегания первичную газовую шапку, в газе которой содержится большое количество конденсата. Кроме того, значительное количество углеводородов  $C_3 - C_8$  т.е. по сути дела конденсата, имеется в нефти в растворенном состоянии. Продуктивный нефтегазоносный пласт представляет собой замкнутый резервуар. Разрез месторождения представлен на рисунке 6.1.

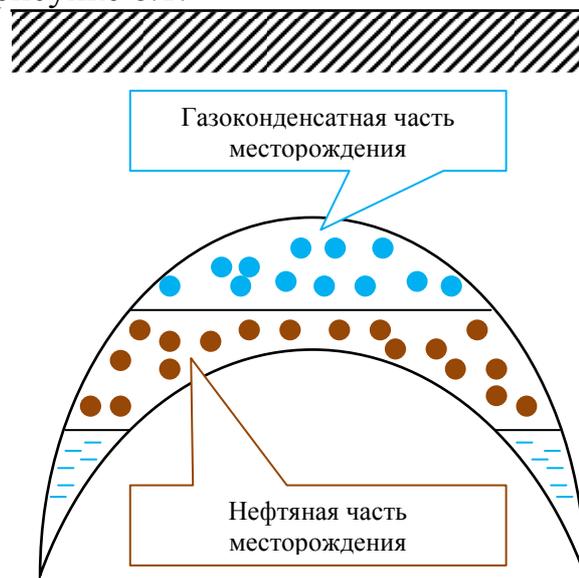


Рис.6.1. Разрез нефтегазоконденсатной залежи

По изотерме конденсации для данного месторождения построена функция содержания конденсата в газе (отношение масс компонентов в газовой фазе) [1]:

$$G_2 / G_1 = f(p_0 - p) = 0.6588 \cdot [\exp\{-0.3911 \cdot (p_0 - p)\} + 0.0105(p_0 - p)],$$

где:  $G_1$ ,  $G_2$  – массы компонентов в газовой фазе. Текущая годовая добыча жидкой фазы (нефти и конденсата) изменяется со временем  $t$  по линейному закону:

$$q_n(t) = 0.3089 \cdot 10^6 t \text{ [Т/год]},$$

в том числе конденсата и нефти:

$$q_2(t) = 0.2089 \cdot 10^6 t \text{ [Т/год]},$$

$$q_3(t) = 0.1 \cdot 10^6 t \text{ [Т/год]}.$$

Текущая годовая добыча газа также линейно нарастает со временем. Закон изменения во времени средневзвешенного пластового давления считается заданным в виде:

$$p = p_0 - 1.5 \cdot t,$$

где:  $t$  - годы,  $p$  – МПа.

**Определить:**

- 1) Общую массу нефти  $N_n$ , которая находилась в пласте в начальных условиях.
- 2) Значения коэффициентов компонентоотдачи  $\eta_1, \eta_3$  за 10 лет разработки месторождения на естественном режиме.
- 3) Среднюю насыщенность пласта жидкой углеводородной фазой  $S_{ж}$  через 10 лет.

Исходные данные для расчетов приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1

Таблица исходных данных для расчета показателей разработки нефтегазоконденсатной залежи

<i>Наименование исходных параметров</i>	<i>Значение</i>	
Объем пласта, охваченный разработкой	$V_{оп}, м^3$	$600 \cdot 10^6$
Начальное среднее пластовое давление	$\bar{p}_0, МПа$	30
Плотность газа в стандартных условиях	$\rho_{ГАТ}, т/м^3$	$0.85 \cdot 10^{-3}$
Кажущаяся плотность конденсата, растворенного в нефти	$\rho_{2к}, т/м^3$	0.7
Плотность нефти	$\rho_3, т/м^3$	0.85
Кажущаяся плотность газа, растворенного в нефти	$\rho_{1к}, т/м^3$	0.3
Коэффициент растворимости газа	$\alpha, т/(т \cdot МПа)$	$10^{-2}$
Среднее отношение коэффициентов сверхсжимаемости газа при пластовом и атмосферном давлении	$\varphi_{ср}$	0.9
При начальном средневзвешенном пластовом давлении $\bar{p}_0$ в пласте содержалось:		

Начальная масса компонента 1 (газ)	$N_{01}, \text{ т}$	$85 \cdot 10^6$
Начальная масса компонента 2 (конденсат)	$N_{02}, \text{ т}$	$112.73 \cdot 10^6$
в том числе в газовой шапке	$G_{02}, \text{ т}$	$50.07 \cdot 10^6$
Начальная масса компонента 3 (нефть)	$N_{03}, \text{ т}$	$30 \cdot 10^6$

### РЕШЕНИЕ

Прежде всего, разобьем углеводородный состав месторождения на три группы: газ (компонент 1), в который входит в основном метан; конденсат (компонент 2), состоящий главным образом из углеводородов  $C_3-C_9$ ; и нефть (компонент 3), содержащую углеводороды  $C_{10}$  и выше. Первый и второй компоненты находятся как в газовой фазе, так и в жидкой. Содержанием нефти в газе будем пренебрегать. Отсюда имеем следующие соотношения для общих масс компонентов в месторождении в целом:

$$\begin{aligned} N_1 &= G_1 + L_1, \\ N_2 &= G_2 + L_2, \\ N_3 &= L_3, \end{aligned} \quad (6.1)$$

где:

$N_1, N_2, N_3$  – общие массы компонентов в месторождении целом;

$G_1, G_2$  – массы компонентов в газовой фазе;

$L_1, L_2, L_3$  – массы компонентов в жидкой фазе.

Будем считать, что второй компонент (конденсат) неограниченно растворяется в третьем (в нефти), первый же компонент (газ) растворяется в нефти по закону Генри:

$$L_1 / L_3 = \alpha \cdot P.$$

Как и для нефтегазовых месторождений, можем записать соотношение для суммы объемов компонентов в жидкой фазе:

$$\frac{L_1}{\rho_{1К}} + \frac{L_2}{\rho_{2К}} + \frac{L_3}{\rho_3} = S_{ж} V_{ОП}, \quad (6.2)$$

где:

$S_{ж}$  – средняя насыщенность пласта жидкими углеводородами;

$\rho_{1К}, \rho_{2К}$  – кажущиеся плотности первого и второго компонентов, растворенных в третьем (в нефти);

$\rho_3$  – плотность третьего компонента;

$V_{ОП}$  – объем пласта, охваченный процессом разработки.

Процесс разработки месторождения будем считать изотермическим. Уравнение состояния реального газа:

$$\frac{p}{\rho_1} = \frac{p_{AT} \varphi_{CP}}{\rho_{1AT}},$$

где:  $p_{ат}=0.1$  Мпа – атмосферное давление.

Это уравнение применительно к рассматриваемому месторождению имеет вид:

$$(1 - S_{жс}) \cdot V_{ОП} = \frac{(G_1 + G_2) \cdot p_{AT} \varphi_{CP}}{\rho_{ГAT} \cdot p}. \quad (6.3)$$

Вычислим согласно соотношениям (6.1) общую массу нефти, которая находилась в пласте в начальных условиях:

$$N_H = L_{02} + L_{03} = (N_{02} - G_{02}) + L_{03} = N_{02} - G_{02} + N_{03}. \quad (6.4)$$

Вычислим накопленную добычу компонента 3 (нефти) за  $t=10$  лет разработки месторождения:

$$Q_3 = \int_0^t q_3(t) dt \quad [T]. \quad (6.5)$$

Определим значение коэффициента текущей нефтеотдачи

$$\eta_{3ком} = \frac{Q_3}{N_{03}}. \quad (6.6)$$

и текущую массу компонента 3 (нефти) после 10 лет разработки:

$$L_3 = N_{03} - Q_3. \quad (6.7)$$

Определим накопленную добычу жидкой фазы (нефти и конденсата) за  $t=10$  лет:

$$Q_2 = \int_0^t q_2(t) dt, \quad [T] \quad (6.8)$$

и соответственно – текущую массу компонента 2 (конденсата) в жидкой фазе после 10 лет разработки:

$$L_2 = L_{02} - Q_2. \quad [T] \quad (6.9)$$

Зная закон изменения во времени  $t$  средневзвешенного пластового давления, представленный в исходных данных, определим средневзвешенное пластовое давление  $p$  через 10 лет и, используя закон Генри (2), определим текущую массу жидкой фазы компонента 1 (массу газа, растворенного в нефти):

$$L_1 = L_3 \alpha p. \quad [T] \quad (6.10)$$

Из соотношения для суммы объемов компонентов в жидкой фазе (3) выразим и получим текущее значение средней насыщенности пласта жидкой углеводородной фазой:

$$S_{ж} = \frac{1}{V_{ОП}} \cdot \left( \frac{L_1}{\rho_{1К}} + \frac{L_2}{\rho_{2К}} + \frac{L_3}{\rho_3} \right). \quad (6.11)$$

Из уравнения состояния реального газа (6.4) применительно к рассматриваемому месторождению выразим и получим текущее значение для суммы масс компонентов 1 и 2, находящихся в газовой фазе:

$$G_1 + G_2 = \frac{(1 - S_{ж}) \cdot V_{ОП} \cdot \rho_{ГАТ} \cdot P}{P_{АТ} \varphi_{СР}} \cdot [T] \quad (6.12)$$

В то же время на основе приведенной в условии задачи функции содержания конденсата в газе определим текущее значение отношения масс компонентов в газовой фазе:

$$G_2 / G_1 = 0.6588 [\exp\{-0.3911(p_0 - p)\} + 0.0105(p_0 - p)], \quad (6.13)$$

и определим, решив совместно (6.12), (6.13), значения масс компонентов  $G_1$  и  $G_2$  в газовой фазе.

Общая масса компонента 1 (газа) в месторождении через 10 лет разработки составит согласно (6.1):

$$N_1 = L_1 + G_1 \cdot [T] \quad (6.14)$$

Следовательно, можем определить количество добытого газа (компонента 1):

$$Q_{Г} = N_{01} - N_1 [T] \quad (6.15)$$

и значение коэффициента текущей компонентоотдачи для газа:

$$\eta_{1ком} = \frac{Q_{Г}}{N_{01}}. \quad (6.16)$$

## 7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ДЕБИТОВ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

### 1.1. Определение условного предельного безгазового дебита нефти скважины

Скважина, эксплуатирующая нефтяную оторочку нефтегазовой залежи, вскрывает пласт таким образом, что верхние перфорационные отверстия находятся по вертикали на расстоянии  $h_0$  от первоначального газонефтяного контакта, а вся вскрытая скважиной толщина, отсчитываемая от подошвы пласта, составляет  $h_c$ . Схема притока нефти к скважине нефтегазового месторождения с образованием газового конуса представлена на рисунке 7.1.

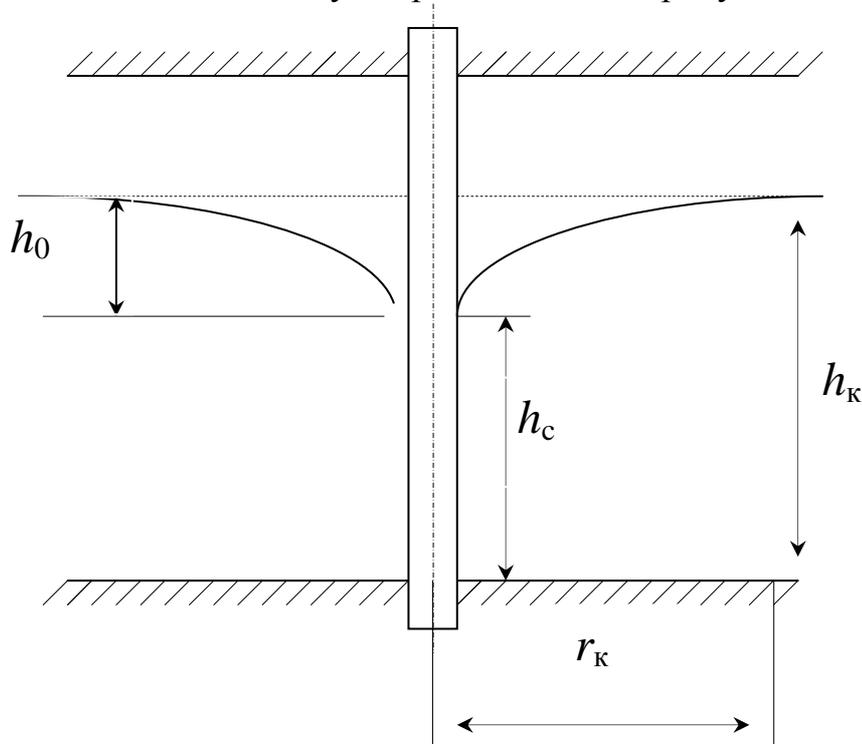


Рис.7.1. Схема образования газового конуса

Определить условный предельный безгазовый дебит скважины. Исходные данные для расчета приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1

Таблица исходных данных для расчета дебита скважины

Наименование исходных параметров	Значение		
	обозначение	1	2
Расстояние верхних перфорационных отверстий от первоначального газонефтяного контакта	$h_0$ , м	5	7
Вскрытая скважиной толщина пласта, отсчитываемая от подошвы	$h_c$ , м	10	12
Проницаемость пласта	$k$ , м <sup>2</sup>	$0.5 \cdot 10^{-12}$	$0.4 \cdot 10^{-12}$
Вязкость нефти	$\mu_n$ , мПа·с	1.4	1.4
Удельный вес нефти	$\gamma_n$ , Н/м <sup>3</sup>	$8.9 \cdot 10^3$	$9 \cdot 10^3$
Плотность газа в пластовых условиях	$\rho_r$ , кг/м <sup>3</sup>	$0.08 \cdot 10^3$	$0.07 \cdot 10^3$
Месторождение разрабатывается с использованием семиточечной схемы расположения скважин при расстояниях между ними	$2\sigma$ , м	500	500
Радиус скважины	$r_c$ , м	0.1	0.1

## РЕШЕНИЕ

При разработке нефтегазовых месторождений на естественных режимах количество отбираемого газа из газовой шапки нефтегазового месторождения ограничивают путем значительного уменьшения дебитов нефтяных скважин и особенно, находящихся вблизи газонефтяного контакта. Следовательно, дебит нефтяных скважин должен быть малым по причине недопущения подтягивания газовых конусов. Согласно приближенной методики расчета конусообразования, основанной на упрощенной теории фильтрации жидкости со свободной поверхностью, приближенно считается, что давление в каждом цилиндрическом сечении пласта определяется высотой столба нефти в данном сечении. Окончательная формула для предельного безгазового дебита нефти (такого дебита, при котором в скважину притекает только нефть) имеет вид [1,3]:

$$q_H = \frac{\pi k \Delta \gamma (h_K^2 - h_C^2)}{\mu_H \ln \frac{r_K}{r_C}} \cdot 86400 = 17.6 \text{ м}^3 / \text{сут.} \quad (7.1)$$

где:

$h_K$  – высота столба нефти на условном контуре питания с радиусом;

$r_K = \sigma$ , отсчитываемая от подошвы пласта;

$h_C$  – высота вскрытия нефтяной части месторождения (высота столба нефти, отсчитываемая от подошвы пласта при  $r=r_C$ );

$\Delta \gamma = (\gamma_H - \gamma_G)$  – разность удельных весов нефти.

## 7.2. Определение начального предельного безгазово-безводного дебита нефти скважины

Скважина, предназначенная для разработки нефтяной оторочки нефтегазовой залежи, подстилаемой водой, перфорируется только в интервале, расположенном в середине нефтенасыщенной толщи. При этом, расстояние от верхних перфорационных отверстий до первоначального положения газонефтяного контакта составляет  $h_0$ . На таком же расстоянии отстоят нижние перфорационные отверстия от первоначального положения водонефтяного контакта. Схема притока нефти к скважине нефтегазового месторождения с образованием газового и водяного конусов представлена на рис. 7.2.

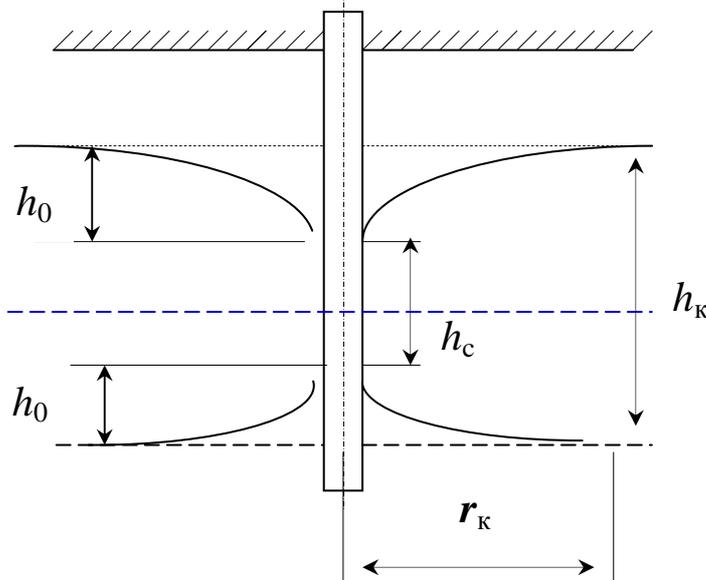


Рис.7.2. Схема образования газового и водяного конусов

Требуется определить полный предельный безгазово-безводный дебит нефти.

Исходные данные для расчета приведены в таблице 7.2.

Таблица 7.2

Таблица исходных данных для расчета дебита скважины

Наименование исходных параметров	Значение		
		1	2
Радиус условного контура питания	$r_k$ , м	500	480
Высота столба нефти на условном контуре питания с радиусом $r_k$	$h_k$ , м	20	22
Интервал перфорации в скважине	$h_c$ , м	10	11
Проницаемость пласта	$k$ , м <sup>2</sup>	$0.8 \cdot 10^{-12}$	$0.7 \cdot 10^{-12}$
Вязкость нефти	$\mu_n$ , мПа·с	1.5	1.3
Удельный вес нефти	$\gamma_n$ , Н/м <sup>3</sup>	$8.9 \cdot 10^3$	$9.2 \cdot 10^3$
Удельный вес газа в пластовых условиях	$\gamma_g$ , Н/м <sup>3</sup>	$0.8 \cdot 10^3$	$0.7 \cdot 10^3$
Удельный вес воды	$\gamma_w$ , Н/м <sup>3</sup>	$9.81 \cdot 10^3$	$9.81 \cdot 10^3$
Радиус скважины	$r_c$ , м	0.1	0.1

#### РЕШЕНИЕ

Выделим условно две зоны в области фильтрации нефти вблизи скважины: верхнюю и нижнюю, разделенные горизонтальной плоскостью, проходящей через середину интервала перфорации. Для первой зоны будем находить, соответственно, начальный безгазовый дебит, а для второй – начальный безводный дебит [1,3]. Исходя из приближенной теории конусообразования, для предельного безгазового дебита будет справедливо выражение:

$$q_{H1} = \frac{\pi k \Delta \gamma_1 \left[ \left( \frac{h_k}{2} \right)^2 - \left( \frac{h_c}{2} \right)^2 \right]}{\mu_n \ln \frac{r_k}{r_c}} \cdot 86400 = 10.3 \text{ м}^3 / \text{сут}, \quad (7.2)$$

где:  $\Delta \gamma_1 = (\gamma_n - \gamma_g)$  – разность удельных весов нефти и газа.

Соответственно, формула для предельного безводного дебита имеет вид:

$$q_{H2} = \frac{\pi k \Delta \gamma_2 \left[ \left( \frac{h_K}{2} \right)^2 - \left( \frac{h_C}{2} \right)^2 \right]}{\mu_H \ln \frac{r_K}{r_C}} \cdot 86400 = 1.16 \text{ м}^3 / \text{сут}, \quad (7.3)$$

где:  $\Delta \gamma_2 = (\gamma_B - \gamma_H)$  – разность удельных весов воды и нефти.

Полный предельный безгазово-безводный дебит нефти определяется суммой указанных дебитов:

$$q_H = q_{H1} + q_{H2} = 11.46 \text{ м}^3 / \text{сут}.$$

### 7.3. Определение интервала перфорации в скважине при заданном начальном предельном безгазово-безводном дебите нефти

Скважина, предназначенная для разработки нефтяной оторочки нефтегазовой залежи, подстилаемой водой, перфорируется только в интервале, расположенном в середине нефтенасыщенной толщи. При этом расстояние от верхних перфорационных отверстий до первоначального положения газонефтяного контакта составляет  $h_0$ . На таком же расстоянии отстоят нижние перфорационные отверстия от первоначального положения водонефтяного контакта. Схема притока нефти к скважине нефтегазового месторождения с образованием газового и водяного конусов представлена на рисунке 7.3.

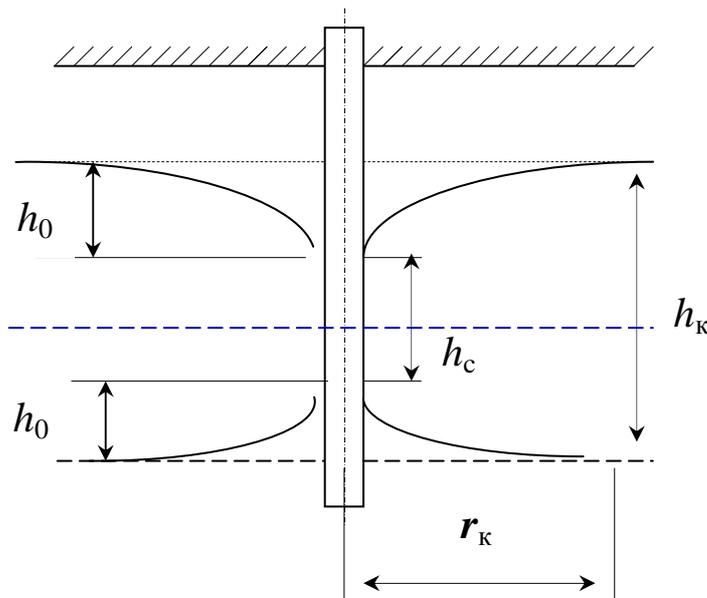


Рис.7.3. Схема образования газового и водяного конусов

Требуется определить интервал перфорации в скважине  $h_c$ . Исходные данные для расчета приведены в таблице 7.3.

Таблица 7.3

Таблица исходных данных для определения интервала перфорации в скважине

Наименование исходных параметров	Значение		
		1	2
Радиус условного контура питания	$r_k$ , м	500	480
Высота столба нефти на условном контуре питания с радиусом $r_k$	$h_k$ , м	20	22
Проницаемость пласта	$k$ , м <sup>2</sup>	$0.8 \cdot 10^{-12}$	$0.8 \cdot 10^{-12}$
Вязкость нефти	$\mu_n$ , мПа·с	1.5	1.3
Удельный вес нефти	$\gamma_n$ , Н/м <sup>3</sup>	$8.9 \cdot 10^3$	$9.2 \cdot 10^3$
Удельный вес газа в пластовых условиях	$\gamma_r$ , Н/м <sup>3</sup>	$0.8 \cdot 10^3$	$0.7 \cdot 10^3$
Удельный вес воды	$\gamma_b$ , Н/м <sup>3</sup>	$9.81 \cdot 10^3$	$9.81 \cdot 10^3$
Радиус скважины	$r_c$ , м	0.1	0.1
Задан предельный начальный безгазово-безводный дебит скважины	$q_n$ , м <sup>3</sup> /сут	12.6	10

### РЕШЕНИЕ

Выделим условно две зоны в области фильтрации нефти вблизи скважины: верхнюю и нижнюю, разделенные горизонтальной плоскостью, проходящей через середину интервала перфорации. Для первой зоны будем находить, соответственно, начальный безгазовый дебит, а для второй – начальный безводный дебит. Исходя из приближенной теории конусообразования, для предельного безгазового дебита будет справедливо выражение [1,3]:

$$q_{H1} = \frac{\pi k \Delta \gamma_1 \left[ \left( \frac{h_K}{2} \right)^2 - \left( \frac{h_C}{2} \right)^2 \right]}{\mu_H \ln \frac{r_K}{r_C}}, \quad (7.4)$$

где:  $\Delta \gamma_1 = (\gamma_n - \gamma_r)$  – разность удельных весов нефти и газа.

Соответственно, формула для предельного безводного дебита имеет вид:

$$q_{H2} = \frac{\pi k \Delta \gamma_2 \left[ \left( \frac{h_K}{2} \right)^2 - \left( \frac{h_C}{2} \right)^2 \right]}{\mu_H \ln \frac{r_K}{r_C}}, \quad (7.5)$$

где:  $\Delta \gamma_2 = (\gamma_B - \gamma_H)$  – разность удельных весов воды и нефти.

Полный предельный безгазово-безводный дебит нефти определяется суммой указанных дебитов:

$$q_H = q_{H1} + q_{H2}.$$

По известному (из условия задачи) значению предельного безгазово-безводного дебита нефти  $q_H$  выразим и определим интервал перфорации в скважине  $h_c$ .

## 8. РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТЕПЛОВЫМИ МЕТОДАМИ

### 8.1. Расчет основных показателей разработки нефтяной залежи методом создания внутрипластового движущегося очага горения

Рассчитать основные показатели разработки пятиточечного элемента участка пласта методом создания внутрипластового движущегося очага горения (ВДОГ) [4,5].

Исходные данные для расчета показателей разработки залежи приведены в таблице 8.1.

Таблица 8.1

*Таблица исходных данных для расчета показателей разработки нефтяной залежи методом ВДОГ*

<i>Наименование исходных параметров</i>	<i>Значение</i>	
Толщина пласта	$h$ , м	6
Коэффициент открытой пористости породы пласта	$m$	0.28
Пластовая температура	$t$ , °C	21
Плотность нефти в пластовых условиях	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	945
Плотность воды	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	1000
Нефтенасыщенность пород пласта	$S_H$	0.72
Водонасыщенность	$S_B$	0.23
Расстояние между нагнетательной и эксплуатационной скважинами	$l$ , м	150
Абсолютное давление на забое эксплуатационных скважин	$p_3$ , МПа	8
Радиусы нагнетательных и эксплуатационных скважин	$r_C$ , м	0.084
Эффективная проницаемость породы для окислителя (воздух)	$k$ , мД	176
Объемный коэффициент охвата пласта очагом горения	$A_V$	0.575
Безразмерный параметр формы фронта горения	$i_d$	6.06
Коэффициент нефтеотдачи из участков, не охваченных фронтом горения	$\eta'_H$	0.4
<b><i>Лабораторными экспериментами на модели пласта установлено:</i></b>		
Пористость	$m'$	0.4
Расход топлива (удельное количество коксового остатка)	$g'_{ко}$ , кг/м <sup>3</sup>	21

Удельный расход окислителя	$V_{ocm}, \text{ м}^3/\text{кг}$	12
Количество образующейся реакционной воды	$g'_{в}, \text{ кг}/\text{м}^3$	25
Теплота сгорания нефти	$Q_{н}, \text{ ккал}/\text{кг}$	10000
Теплота сгорания газообразных продуктов	$Q_{г}, \text{ ккал}/\text{м}^3$	300
Вязкость окислителя при пластовой температуре	$\mu, \text{ мПа}\cdot\text{с}$	0.018
Минимальная скорость перемещения фронта горения	$w_{ф}, \text{ м}/\text{сут}$	0.0375
Максимальная скорость перемещения фронта горения	$w'_{ф}, \text{ м}/\text{сут}$	0.15

### РЕШЕНИЕ

Определяем удельное количество коксового остатка в породе пятиточечного элемента участка пласта:

$$g_{k0} = g_{ко} \cdot \frac{1-m}{1-m} = 25.2 \text{ кг}/\text{м}^3. \quad (8.1)$$

Объем окислителя (воздуха), требующегося для выработки (выжигания) единицы объема пласта, составит:

$$V_{ок} = g_{k0} V_{ocm} = 302 \text{ м}^3 / \text{м}^3. \quad (8.2)$$

Применяя минимальную скорость перемещения фронта горения определим минимальную плотность потока окислителя:

$$v_f = V_{ок} w_{ф} = 11.3 \text{ м}^3 / \text{сут} \cdot \text{м}^2. \quad (8.3)$$

Используя объемный коэффициент охвата пласта очагом горения определим суммарный объем требующегося окислителя для выработки одного пятиточечного элемента системы разработки пласта:

$$u = 4l^2 h V_{ок} A_V = 51 \cdot 10^6 \text{ м}^3. \quad (8.4)$$

Определяем предельный максимальный расход окислителя:

$$V_T^{np} = l h v_f i_d = 61,6 \cdot 10^3 \text{ м}^3 / \text{сут}. \quad (8.5)$$

Для сокращения срока разработки пятиточечного элемента участка пласта принимаем максимальную скорость перемещения фронта горения и определяем продолжительность первого периода разработки, при котором расход окислителя достигнет значения  $V_T^{np}$ :

$$t_1 = \frac{V_T^{np}}{2\pi h V_{ок} w_{\phi}^2} = 240 \text{ сут.} \quad (8.6)$$

Количество израсходованного за этот период окислителя составит:

$$u_1 = \frac{1}{2_{ок}} V_T^{np} t_1 = 7.4 \cdot 10^6 \text{ м}^3. \quad (8.7)$$

Количество окислителя, израсходованного в основной период разработки, при этом составит:

$$u_2 = u - 2u_1 = 36.2 \cdot 10^6 \text{ м}^3. \quad (8.8)$$

Продолжительность основного периода:

$$t_2 = \frac{u_2}{V_T^{np}} = 588 \text{ сут.} \quad (8.9)$$

Общая продолжительность разработки всего пятиточечного элемента участка пласта методом ВДОГ составит:

$$t = 2t_1 + t_2 = 1068 \text{ сут.} \quad (8.10)$$

Абсолютное давление на устье нагнетательной скважины [кгс/см<sup>2</sup>] определяется по формуле:

$$p_n = \left[ p_3^2 + \frac{V_T^{np} \mu_{ок} (t + 273)}{7.4 k_3 h} \left( \ln \frac{l^2}{r_c w_{\phi} t_1} - 1.238 \right) \right]^{0.5} \cdot 10^5 = \quad (8.11)$$

$$= 2 \text{ МПа}$$

Для вычисления коэффициента нефтеотдачи необходимо знать количество коксового остатка  $S_o$  и углеводородного газа  $S_{TX}$ , выраженное в долях от порового объема:

$$S_o = \frac{g_{ко}}{\rho_n m} = 0.095, \quad S_{TX} = S_o \frac{V_{ост} Q_{\Gamma}}{Q_H} = 0.034. \quad (8.12)$$

Используя известный объемный коэффициент охвата пласта очагом горения и коэффициент нефтеотдачи из участков, не охваченных фронтом горения, определим общий коэффициент нефтеотдачи:

$$\eta_n = A_v \left( 1 - \frac{S_o + S_{TX}}{S_H} \right) + \eta'_n (1 - A_v) = 0.642. \quad (8.13)$$

Зная общий коэффициент нефтеотдачи, определим количество извлекаемой нефти на площади пятиточечного участка пласта ( $S=4l^2$ ) при его разработке методом ВДОГ:

$$V_H = ShmS_H\eta_n = 34.9 \cdot 10^3 \text{ м}^3. \quad (8.14)$$

Определяем удельное количество образующейся реакционной воды:

$$g_B = g_B \frac{1-m}{1-m} = 30 \text{ кг/м}^3. \quad (8.15)$$

Суммарное количество получаемой воды [ $\text{м}^3$ ] вычисляем по формуле:

$$V_B = A_V Sh \left( S_B m + \frac{g_B}{\rho_B} \right) = 14.6 \cdot 10^3 \text{ м}^3. \quad (8.16)$$

Принимаем допущение о том, что дебит нефти одного пятиточечного элемента пласта прямо пропорционален расходу окислителя для выработки этого элемента. Исходя из этого допущения, определим дебит нефти элемента в основной период разработки [ $\text{м}^3/\text{сут}$ ]:

$$q_{2H} = \frac{V_H}{u} V_T^{np} = 42.2 \text{ м}^3 / \text{сут}. \quad (8.17)$$

Дебит нефти в первый период разработки  $q_{1H}$  будет линейно возрастать от 0 до  $q_{2H}$ , а в третий период будет убывать от  $q_{2H}$  до 0.

## 8.2. Расчет промышленного процесса тепловой обработки пласта

Тепловая обработка пласта ведется комбинированным методом и состоит из двух этапов. На первом этапе призабойная зона нагнетательной скважины подогревается газо-воздушной смесью (предварительный нагрев пласта). На втором этапе нагнетается холодная вода для получения пара и вытеснения им нефти. Скважины расположены по семиточечной схеме [5].

Исходные данные для расчета показателей процесса тепловой обработки пласта приведены в таблице 8.2.

Таблица 8.2

Таблица исходных данных для расчета показателей промышленного процесса тепловой обработки пласта

<i>Наименование исходных параметров</i>	<i>Значение</i>	
Расстояние между эксплуатационными и нагнетательными скважинами	$R, \text{ м}$	100
Средняя толщина пласта	$h, \text{ м}$	20
Коэффициент открытой пористости породы пласта	$m$	0.2
Нефтенасыщенность породы пласта	$S_H$	0.5
Коэффициент вытеснения нефти паром	$\eta_1$	0.8
Прирост температуры перегретого пара относительно начальной температуры	$\Delta T_{\text{П}}, \text{ }^\circ\text{C}$	700
Прирост температуры холодной воды до точки кипения	$\Delta T_{\text{В}}, \text{ }^\circ\text{C}$	150
Теплоемкость воды	$C_{\text{В}}, \text{ ккал/кг }^\circ\text{C}$	1
Теплота испарения воды	$i, \text{ ккал/кг}$	500
Теплота сгорания природного газа	$Q, \text{ ккал/кг}$	8000
Приемистость нагнетательной скважины для газозадушной смеси при предварительном нагреве пласта	$K, \text{ м}^3/\text{сут}$	$1 \cdot 10^5$
Теплоемкость перегретого пара	$C_{\text{П}}, \text{ ккал/м}^3 \text{ }^\circ\text{C}$	500
Производительность нагнетательной установки для воды	$q_{\text{НВ}}, \text{ м}^3/\text{сут}$	500
Плотность воды	$\rho, \text{ кг/м}^3$	1000

### РЕШЕНИЕ

Объем пласта, подвергнутого тепловой обработке (объем семиточечного элемента системы разработки):

$$V_{\text{П}} = \pi R^2 h = 628000 \text{ м}^3. \quad (8.18)$$

Абсолютные запасы нефти в элементе на начало тепловой обработки:

$$V = V_{\text{П}} m S_H = 62800 \text{ м}^3. \quad (8.19)$$

Из этих запасов можно вытеснить паром следующий объем нефти:

$$V_H = V \eta_1 = 50000 \text{ м}^3. \quad (8.20)$$

Определяем объем призабойной зоны нагнетательной скважины в элементе, охваченный предварительным нагревом:

$$V_0 = \frac{V_{II}}{1 + \frac{\Delta T_{II}}{\Delta T_B} \left( 1 + \frac{C_B \Delta T_B}{i} \right)} = 89000 \text{ м}^3. \quad (8.21)$$

Для нагрева такого объема пласта следующее количество тепловой энергии:

$$Q_1 = (\Delta T_{II} - \Delta T_B) i V_0 = 24.475 \cdot 10^9 \text{ ккал}. \quad (8.22)$$

Общее количество газа, необходимое для получения такого количества тепловой энергии с учетом тепловых потерь (25%) составит:

$$V_G = \frac{1.25 Q_1}{Q} = 3.824 \cdot 10^6 \text{ м}^3. \quad (8.23)$$

Лабораторными исследованиями установлено, что на сгорание  $1 \text{ м}^3$  газа требуется  $9.5 \text{ м}^3$  воздуха. Следовательно, расход воздуха составит:

$$V_B = 9.5 \cdot V_G = 3.633 \cdot 10^7 \text{ м}^3. \quad (8.24)$$

Объем всей газозадушной смеси, необходимой для предварительного нагрева пласта составит:

$$V_{CM} = V_G + V_B = 40.154 \cdot 10^6 \text{ м}^3. \quad (8.25)$$

При этом предварительный обогрев охватит площадь семиточечного элемента участка пласта с радиусом равным:

$$R_0 = \sqrt{\frac{V_0}{\pi h}} = 37.6 \text{ м}. \quad (8.26)$$

С учетом приемистости нагнетательной скважины для газозадушной смеси можно рассчитать продолжительность периода предварительного нагрева пласта:

$$t_{нагр} = \frac{V_{CM}}{K} = 401 \text{ сут}. \quad (8.27)$$

После прогрева призабойной зоны нагнетательной скважины необходимо максимально быстро провести нагнетание воды для уменьшения тепловых потерь и своевременного получения пара для обработки всего пласта.

Общий объем воды, необходимый для нагнетания и образования пара можно определить по формуле объемной скорости конвективного переноса тепла в пористой среде пласта:

$$Q_B = \frac{C_{II}}{\rho_B C_B} V_{II} = 3.14 \cdot 10^5 \text{ м}^3. \quad (8.28)$$

При производительности нагнетательной установки  $q_{НВ}$  продолжительность второго этапа тепловой обработки (период вытеснения нефти паром) составит:

$$t_{\text{выт}} = \frac{Q_B}{q_{НВ}} = 628 \text{ сут.} \quad (8.29)$$

Таким образом, общая продолжительность тепловой обработки семиточечного элемента участка пласта будет равна [сут]:

$$t_{\text{обр}} = t_{\text{наг}} + t_{\text{выт}} = 1029 \text{ сут.} \quad (8.30)$$

### 8.3. Расчет тепловой обработки истощенного нефтяного пласта комбинированным методом

Тепловая обработка пласта ведется методом теплового импульса путем предварительного обогрева призабойной зоны горячей водой или насыщенным водяным паром и последующего переноса созданной горячей зоны нагнетанием холодной воды, которая в пластовых условиях превращается в пар [5].

Рассчитать основные показатели тепловой обработки пласта. Исходные данные для расчета показателей тепловой обработки истощенного нефтяного пласта приведены в таблице 8.3.

Таблица 8.3

*Таблица исходных данных для расчета показателей тепловой обработки пласта комбинированным методом*

<i>Наименование исходных параметров</i>	<i>Значение</i>	
Коэффициент теплопроводности нефтесодержащих пород	$\lambda$ , ккал/(м·°С·ч)	1
Удельная теплоемкость нефтесодержащих пород	$C$ , ккал/(м <sup>3</sup> ·°С)	550
Удельная теплоемкость насыщенных жидкостью пород	$C_{п}$ , ккал/(м <sup>3</sup> ·°С)	675
Удельная теплоемкость нагнетаемого рабочего агента	$C_i$ , ккал/(м <sup>3</sup> ·°С)	875
Среднее увеличение температуры пласта по сравнению с его нормальной температурой	$\Delta T$ , °С	175
Радиус фронта температурной волны	$r_{\phi}$ , м	100
Радиус местоположения температурного импульса	$r$ , м	50
Средняя толщина пласта	$h$ , м	20

Коэффициент открытой пористости породы пласта	$m$	0.2
Расход нагнетаемого агента	$V_i, \text{ м}^3/\text{ч}$	17.5
Коэффициент приемистости нагнетательной скважины	$K, \text{ м}^3/(\text{кгс}/\text{см}^2)$	24
Объем пласта, подвергаемого обработке	$V_{\text{п}}, \text{ м}^3$	$628 \cdot 10^3$
Прирост тепловой энергии в $1 \text{ м}^3$ рабочего агента при $\Delta T = 175 \text{ }^\circ\text{C}$	$\Delta Q_i, \text{ ккал}/\text{м}^3$	$154 \cdot 10^3$
Прирост тепловой энергии в $1 \text{ м}^3$ пласта при $\Delta T = 175 \text{ }^\circ\text{C}$	$\Delta Q_{\text{п}}, \text{ ккал}/\text{м}^3$	$118.5 \cdot 10^3$

### РЕШЕНИЕ

Удельные потери тепловой энергии на  $1 \text{ м}^3$  обработанной части пласта:

$$Q_{\text{уд}} = \frac{4}{3} \sqrt{\lambda C} \sqrt{\frac{C_{\text{п}}}{C_i}} \Delta T \frac{r_{\phi}}{\sqrt{h V_i}} = 2.558 \cdot 10^4 \text{ ккал}/\text{м}^3. \quad (8.31)$$

Коэффициент полезного действия теплоинжекционного процесса:

$$\eta = 1 - \frac{4}{3} \sqrt{\lambda C} \frac{\Delta T}{\sqrt{\Delta Q_i \Delta Q_{\text{п}}}} \frac{r_{\phi}}{\sqrt{h V_i}} = 0.98. \quad (8.32)$$

Среднее увеличение температуры пласта на расстоянии  $r$  от оси скважины:

$$\Delta T_r = \Delta T \left\{ 1 - \frac{4}{\sqrt{h V_i}} \sqrt{\frac{\lambda C}{C_i C_{\text{п}}}} r_{\phi} \left[ 1 - \sqrt{1 - \left( \frac{r}{r_{\phi}} \right)^2} \right] \right\} = 158 \text{ }^\circ\text{C}. \quad (8.33)$$

Максимальная продолжительность теплоинжекционного процесса в часах:

$$t_{\text{макс}} = \left( 1 - \frac{\Delta T_r}{\Delta T} \right) \frac{\pi C_{\text{п}}^2 h^2}{16(\lambda C)} = 6503 \text{ ч}. \quad (8.34)$$

Следовательно, темп закачки горячей воды должен быть равным:

$$q = \frac{V_{\text{п}} m}{t_{\text{макс}}} \cdot 24 = 463 \text{ м}^3 / \text{сут}. \quad (8.35)$$

Для успешного проведения теплоинжекционного процесса необходимо учитывать коэффициент приемистости нагнетательной

скважины. В результате на забое скважины должна поддерживаться репрессия:

$$\Delta p = \frac{q}{K} = 19.3 \text{ кгс/см}^2. \quad (8.36)$$

В некоторых случаях это давление может быть создано весом самого столба воды в скважине.

## 9. РАСЧЕТ ФОНТАННОГО ПОДЪЕМНИКА ИЗ УСЛОВИЙ В НАЧАЛЕ И КОНЦЕ ФОНТАНИРОВАНИЯ СКВАЖИНЫ

Рассчитать диаметр колонны НКТ из условий в конце фонтанирования скважины и проверить его на максимальную производительность в условиях начала фонтанирования.

Исходные данные для расчета приведены в таблице 9.1

Таблица 9.1

Таблица исходных данных для расчета фонтанного подъемника

<i>Наименование исходных параметров</i>	<i>Значение</i>	
	<i>1</i>	<i>2</i>
Плотность нефти $\rho_1$ кг/м <sup>3</sup>	890	890
Плотность воды $\rho_в$ кг/м <sup>3</sup>	1000	1000
Обводненность продукции скважины в начале фонтанирования $B_{нач}$ %	10	10
Обводненность продукции скважины в конце фонтанирования $B_к$ %	60	50
Глубина скважины до подошвы пласта $H$ м	1700	1700
Толщина пласта $h$ м	11	11
Давление насыщения $p_{нас}$ Па	$11 \cdot 10^6$	$11 \cdot 10^6$
Давление на устье скважины $p_y$ Па	$3 \cdot 10^6$	$3 \cdot 10^6$
Забойное давление в начале фонтанирования $p_{заб}$ Па	$14 \cdot 10^6$	$14 \cdot 10^6$
Дебит скв. в начале фонтанирования $q_{нач}$ м <sup>3</sup> /сут	40	50
Дебит скв. в конце фонтанирования $q_к$ м <sup>3</sup> /сут	10	10

### РЕШЕНИЕ

Для отбора заданного дебита при известном газовом факторе и  $p_{заб} \geq p_{нас}$  можно подобрать такой диаметр колонны труб, при котором расход энергии на подъем жидкости будет минимальным. По мере разработки залежи количество пластовой энергии, поступающей на забой скважины уменьшается вследствие обводнения продукции или падения пластового давления. Особенно острая необходимость в рациональном использовании пластовой энергии возникает в конце периода фонтанирования [3,4]. Из условий в конце фонтанирования и выбирается диаметр колонны

НКТ для подъема газожидкостного потока с тем, чтобы скважина работала на оптимальном режиме:

$$d_{\kappa} = 400 \cdot \sqrt{\frac{\rho_{\kappa} L_{\kappa}}{p_1 - p_y}} \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{\kappa} L_{\kappa}}{\rho_{\kappa} g L_{\kappa} - p_1 + p_y}} = 23.2 \text{ мм.} \quad (9.1)$$

Для условий в конце фонтанирования давление у башмака НКТ  $p_1$  берется равным давлению насыщения  $p_{\text{нас}}$ .

Плотность жидкости  $\rho_{\kappa}$  определяется по прогнозу обводнения скважин:

$$\rho_{\kappa} = \rho_1 \left(1 - \frac{B_{\kappa}}{100}\right) + \rho_{\text{в}} \frac{B_{\kappa}}{100} = 956 \text{ кг/м}^3. \quad (9.2)$$

Трубы считаются спущенными до верхних отверстий фильтра, а длина колонны НКТ (длина подъемника для условий в конце фонтанирования, т.е. расстояние  $L_{\kappa}$  от устья скважины до сечения, где давление равно давлению насыщения) определяется:

$$L_{\kappa} = H - h = 1689 \text{ м.} \quad (9.3)$$

Выбранный диаметр труб должен обеспечить запланированные отборы жидкости в начальный период фонтанирования скважины  $q_{\text{нач}}$ . Поэтому подъемник проверяют на максимальную производительность в условиях начала фонтанирования:

$$q_{\text{max}} = \frac{1,5 \cdot 10^{-7} d_{\kappa}^3}{\rho_{\text{нач}}^{0,5}} \cdot \left(\frac{p_1 - p_y}{L_{\text{нач}}}\right)^{1,5} = 46.2 \text{ м}^3 / \text{сут.} \quad (9.4)$$

Для условий в начале фонтанирования давление у башмака НКТ  $p_1$  берется равным начальному забойному давлению  $p_{\text{заб}}$ .

Если  $q_{\text{max}} \geq q_{\text{нач}}$ , то спускают колонну диаметром  $d_{\kappa}$ , что удовлетворяет условиям в конце и начале фонтанирования.

При  $q_{\text{max}} < q_{\text{нач}}$  диаметр труб определяют из условий работы колонны на максимальном режиме:

$$d_{нач} = 186 \sqrt{\frac{L_{нач}}{p_1 - p_y}} \cdot \sqrt[3]{q_{нач} \rho_{нач}^{0,5}} = 21.9 \text{ мм.} \quad (9.5)$$

Плотность жидкости  $\rho_{нач}$  определяется по прогнозу обводнения скважин:

$$\rho_{нач} = \rho_1 \left(1 - \frac{B_{нач}}{100}\right) + \rho_в \frac{B_{нач}}{100} = 901 \text{ кг/м}^3. \quad (9.6)$$

Длина подъемника для условий в начале фонтанирования, т.е. расстояние  $L_k$  от устья скважины до сечения, где давление равно давлению насыщения определяется:

$$L_{нач} = H - h - \frac{P_{заб} - P_{нас}}{\rho_{нач} g} = 1350 \text{ м.} \quad (9.7)$$

Колонна НКТ диаметром  $d_{нач}$  не будет работать на оптимальном режиме в условиях конца фонтанирования. Поэтому продолжительность фонтанирования уменьшится.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Желтов Ю.П. – Разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1986. – 332 с.
2. Желтов Ю.П., Стрижов И.Н., Золотухин А.Б., Зайцев В.М. – Сборник задач по разработке нефтяных месторождений: Учебное пособие для вузов. – М.: Недра, 1985. – 296 с.
3. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки / под ред. Ш.К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1983. – 463 с.
4. Мищенко И.Т. – Расчеты при добыче нефти и газа.– М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. – 296 с.
5. Юрчук А.М. – Расчеты в добыче нефти и газа. – М.: Недра, 1986. – 320 с.

Учебное издание

САНДУ Сергей Федорович  
РОСЛЯК Александр Тихонович  
ГАЛКИН Владислав Михайлович

**ПРАКТИКУМ ПО ДИСЦИПЛИНЕ  
«РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ»**

Учебное пособие

**Издано в авторской редакции**

Компьютерная верстка С.Ф. Санду, А.Т. Росляк, В.М. Галкин

Подписано к печати **XXX**. Формат 60x84/8. Бумага «**XXX**».  
Печать RISO. Усл.печ.л. **XXX**. Уч.-изд.л. **XXX**  
Заказ **XXX**. Тираж 100 экз.



Томский политехнический университет  
Система менеджмента качества  
Томского политехнического университета  
сертифицирована  
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту ISO  
9001:2000



ИЗДАТЕЛЬСТВО  ТПУ. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.