

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования  
«Гомельский государственный технический  
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных  
месторождений и транспорт нефти»

**С. В. Козырева**

# **РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТРАНСПОРТ НЕФТИ**

**ПРАКТИКУМ**

**по одноименному курсу для студентов специальности  
1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»**

**Гомель 2010**

УДК 622.276(075.8)  
ББК 33.36я73  
К59

*Рекомендовано научно-методическим советом  
машиностроительного факультета ГГТУ им. П. О. Сухого  
(протокол № 1 от 29.09.2008 г.)*

Рецензент: канд. техн. наук, доц. каф. «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений и транспорт нефти» ГГТУ им. П. О. Сухого *А. В. Захаров*

**Козырева, С. В.**

К59

Разработка нефтяных и газовых месторождений и транспорт нефти: практикум по одноим. курсу для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» / С. В. Козырева. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2010. – 37 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://lib.gstu.local>. – Загл. с титул. экрана.

Изложены основные сведения о параметрах газовых и нефтяных пластов; приведена методика расчета режимов работы газовых пластов, а именно температур, давлений, дебитов.

Для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

УДК 622.276(075.8)  
ББК 33.36я73

© Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», 2010

## Предисловие

Цель методических указаний к практическим занятиям по курсу – дать расширенные теоретические знания студентам.

В методических указаниях включены задачи по основным изучаемым темам курса. В начале каждого практического занятия приводятся краткие теоретические аспекты изучаемой темы, далее – расчет задачи и исходные данные для индивидуального решения. Основная цель задач для индивидуального решения – самостоятельный поиск студентами оптимальных решений.

Методические указания по практическим занятиям поможет студентам закреплять теоретический материал, изучаемый на лекциях.

Студент на практических занятиях работает по следующей схеме:

1. изучает теоретические аспекты рассматриваемой темы
2. изучаются условия и исходные данные индивидуального задания
3. расчеты проводятся в тетради, должны быть аккуратно оформлены, написаны четким почерком, без помарок
4. решенное индивидуальное задание представляется к защите.

Индивидуальное задание выбирается по номеру группы и номеру студента в учебном журнале.

# Практическое занятие 1

## «Определение температуры газа в пласте и температурного градиента»

Цель занятия: изучение температурного режима газового пласта его влияние на эксплуатацию скважин.

### 1. Теоретическая часть

Температурный режим газового пласта, скважин, промысловых и магистральных газопроводов является одной из важнейших характеристик, существенно влияющих на эксплуатацию этих объектов.

Особое значение температурного режима скважин возникло в связи с открытием и дальнейшей разработкой крупных залежей природного газа и газоконденсата.

Низкие температуры и высокие давления в условиях насыщения газа влагой приводят к образованию газовых кристаллогидратов и льда в скважинах и наземных сооружениях. Эти образования закупоривают проходное сечение и нарушают эксплуатацию объектов вплоть до прекращения подачи газа.

Высокие температуры, характерные для ряда районов, также осложняют эксплуатацию подземного и наземного газового оборудования. Так с повышением температуры происходит удлинение обсадных труб с образованием горф (складок), что приводит к их разрыву. Может произойти разрыв промысловых газопроводов в тех случаях, когда после компрессорных станций газ не охлаждается.

На температуру газа в скважине и газопроводе влияют:

- температура пласта и вышележащих пород;
- условия эксплуатации скважины и газопроводов (диаметр и конструкция скважины, дебит газа, депрессия на пласт);
- температура окружающего воздуха.

### Температура горных пород

На температуру поверхностных слоев земли влияет температура окружающего воздуха ( $T_{возд}$ ).

Это влияние распространяется до определенной глубины ( $L_c$ ), на которой отмечается постоянная суточная температура. Обычно этот слой залегает на глубине не более 1-2 метров.

Ниже залегает слой ( $L_n$ ) с постоянной годовой температурой, называемый нейтральным слоем или поясом постоянных температур.

Глубину нейтрального слоя ( $L_n$ ), точнее глубину подошвы слоя, можно приближенно определить по глубине слоя постоянных суточных температур ( $L_c$ ).

Глубина нейтрального слоя определяется

$$L_n = 19,1 \times L_c, \text{ м} \quad (1)$$

Температура на глубине нейтрального слоя ( $T_n$ ) соответствует среднегодовой температуре земной поверхности ( $T_{зем}$ ) в данной районе, которая выше среднегодовой температуры воздуха на  $1^\circ\text{C}$ :

$$T_n = T_{зем} = (T_{возд} + 1), ^\circ\text{C} \quad (2)$$

Температура горных пород ( $T_{пор}$ ) ниже нейтрального слоя увеличивается с глубиной согласно геотермическому градиенту  $\omega$ , показывающему направление и степень (интенсивность) изменения температуры.

Величина геотермического градиента изменяется с глубиной и зависит от характеристики горных пород, слагающих разрез; для различных месторождений он изменяется в пределах от  $0,015 - 0,09$  град/м.

Средний геотермический градиент  $\omega$  для месторождения можно определить (если замерена пластовая температура в одной из скважин) по формуле:

$$\omega = \frac{T_L - T_n}{L - L_n}, \text{ град/м, } ^\circ\text{C/м} \quad (3)$$

где:  $T_L$  – замеренная температура пород на глубине  $L$ ;

$T_n$  – температура на глубине нейтрального слоя  $L_n$ .

Температура газа в пласте (пластовая температура) близка к температуре пород, слагающих продуктивный горизонт. Поэтому ее обычно определяют исходя из величины среднего геотермического градиента:

$$T_{пл} = T_n + \omega \times (L_{скв} - L_n), ^\circ\text{C} \quad (4)$$

где:  $L_{скв}$  – глубина скважины на середину интервала перфорации, м.

## 2. Расчетная часть

Задание:

Определить температурный градиент и температуру газа в пласте в зоне работы газовой скважины, применяя формулы (3), (4), по известным значениям:

- среднегодовой температуре окружающего воздуха  $T_{возд}$ ;
- глубины слоя с постоянной суточной температурой  $L_c$ ;

- глубине замера температуры в стволе скважины  $L$ ;
- температуре на глубине замера  $T_L$ ;
- глубине скважины  $L_{скв}$ .

Исходные данные

№ вар.	$L_{скв}$ , м	$L_c$ , м	$T_{возд}$ , °С	$L$ , м	$T_L$ , °С
1	1250	0,75	5	150	11
2	1500	1,0	7	165	12
3	1750	1,25	9	180	16
4	2000	1,75	11	195	17
5	2250	2,0	13	210	18
6	1270	0,75	6	200	13
7	1600	1,0	8	175	15
8	1700	1,25	10	170	15
9	1800	1,75	12	155	18
10	1900	2,0	14	185	20
11	2100	0,75	16	190	22
12	2200	1,0	15	205	21
13	1300	1,25	5	150	11
14	1400	1,75	7	165	12
15	1350	2,0	9	180	16
16	1450	0,75	11	195	17
17	1550	1,0	13	210	18
18	1650	1,25	6	200	13
19	1750	1,75	8	175	15
20	1850	2,0	10	170	15
21	1950	0,75	12	155	18
22	2050	1,0	14	185	20
23	2150	1,25	16	190	22
24	2250	1,75	15	205	21
25	2280	2,0	12	165	18
26	1690	0,75	8	185	14
27	1670	1,0	6	195	13
28	1480	1,25	7	200	14
29	1530	1,75	5	210	12
30	1920	2,0	9	180	15

## Практическое занятие 2 «Определение дебита газовой скважины»

Цель занятия: изучение основных параметров при исследованиях газовых скважин и их применение в расчетах добычи природного газа

### 1. Теоретическая часть

Существенное отличие физических свойств газа от физических свойств нефти, выражается, главным образом, в его незначительной плотности, высокой упругости, значительно меньшей вязкости, определяет специфику разработки газовых и газоконденсатных месторождений, заключающуюся в том, что газ добывают, в основном, фонтанным способом. При этом сложная и протяженная система газоснабжения от залежи до потребления полностью герметична и представляет собой единое целое.

Газовые месторождения разделяют на чисто газовые месторождения и газоконденсатные. На газовых месторождениях из скважин поступает чистый газ (природный газ) вместе с небольшим количеством влаги и твердыми частицами механических примесей. Природный газ состоит в основном из легкого углеводорода — метана (94 ÷ 98 %), не конденсирующегося при изменении пластового давления. Чисто газовые месторождения встречаются редко. Примеры газовых месторождений: Заполярное, Уренгойское, Медвежье (в сеноманских отложениях).

Эксплуатация газовых скважин связана с необходимостью обеспечения заданного дебита газа и газового конденсата. Это зависит во многом от состояния призабойной зоны скважины, степени ее обводненности, наличия в составе газа и конденсата агрессивных компонентов (сероводорода, углекислого газа) и других факторов, среди которых важное значение имеет число одновременно эксплуатируемых продуктивных пластов в одной скважине.

Газовые и газоконденсатные месторождения залегают в земной коре на различных глубинах: от 250 до 10 000 м и более. Для извлечения углеводородных компонентов пластового флюида на поверхность земли бурятся газовые и газоконденсатные скважины. Газовые скважины используются для: 1) движения газа из пласта в поверхностные установки промысла; 2) защиты вскрытых горных пород разреза от обвалов; 3) разобщения газоносных, нефтеносных и водоносных пластов друг от друга; 4) предотвращения подземных потерь газа.

Газовые скважины эксплуатируются в течение длительного времени в сложных, резко изменяющихся условиях. Действительно, давление газа в скважинах доходит от 100 МПа, температура газа достигает 523 °К, горное давление за колоннами на глубине 10 000 м превышает 250 МПа. В процессе освоения, исследований, капитального ремонта и во время эксплуатации скважин резко изменяются давление, температура, состав газа, движущегося в скважине.

При исследовании газовых скважин с последующей обработкой полученных данных по эмпирической степенной формуле измеряют при закрытой скважине, а также на каждом режиме ее работы давление газа на устье и в кольцевом пространстве и дебит газа в м<sup>3</sup>/сут.

Уравнение притока газа к скважине описывается двучленной формулой

$$P_{nl}^2 - P_{заб}^2 = a \times q_0 + b \times q_0^2 \quad (1)$$

где:  $a$  и  $b$  – численные коэффициенты;

$q_0$  – дебит газа, приведенный к нормальным условиям, м<sup>3</sup>/сут.

Давление на забое скважины определяется по формуле:

$$P_{заб} = P_y \times e^{1,293 \times 10^{-4} \times L \times \rho_z \times \frac{T}{T+t}}, \text{ МПа} \quad (2)$$

где:  $P_y$  – давление на устье скважины, МПа;

$L$  – глубина скважины, м;

$\rho_z$  – относительная плотность газа в скважине;

$t$  – средняя температура в скважине, °С.

Если  $b=0$ , то (1) представляет собой формулу Дюпюи.

Следовательно:

$$a = \frac{1}{K_0} \quad (3)$$

где:  $K_0$  – коэффициент продуктивности скважины при пластовом давлении.

Коэффициент  $b$ , учитывающий влияние инерционных сил, определяют по формуле:

$$b = \frac{u}{\pi^2 \times h^2 \times k_0 \times \rho_0 \times r_{np}} \quad (4)$$

где:  $u$  – параметр формы каналов, величина которого зависит от характера и извилистости каналов движения газа,

$\rho_0$  – плотность газа при пластовом давлении;



$h$  – мощность пласта;

$r_{np}$  – приведенный радиус скважины.

Обработку данных измерений дебитов и соответствующих забойных давлений по формуле (1) проводят графическим способом и методом наименьших квадратов. Исходное уравнение первого способа имеет вид:

$$\frac{\Delta P}{q_0} = a + b \times q_0 \quad (5)$$

Если  $q_0 = x, \Delta P/q_0 = y$ , то уравнение (5) в координатах  $x, y$  представляет собой прямую линию, отсекающую на оси ординат величину  $a$ . Тангенс угла наклона прямой к оси абсцисс дает величину  $b$  (рис.2.1).

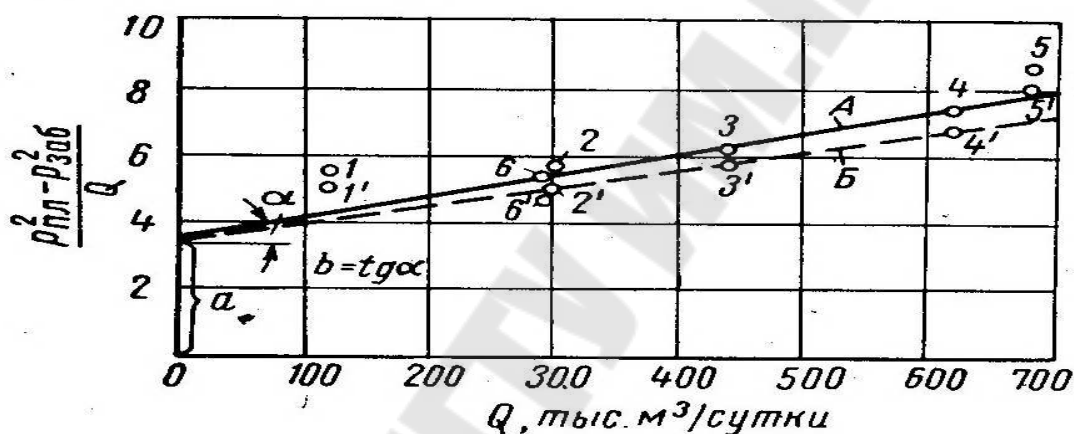


Рис. 2.1. Зависимость депрессии от дебита

Более точные результаты дает метод наименьших квадратов. Расчетные формулы имеют вид:

$$b = \frac{\sum_{i=1}^m \Delta P_i \times q_i \times \sum_{i=1}^m q_i^2 - \sum_{i=1}^m \Delta P_i \times q_i \times \sum_{i=1}^m q_i^3}{\sum_{i=1}^m q_i^2 \times \sum_{i=1}^m q_i^4 - \left( \sum_{i=1}^m q_i^3 \right)^2} \quad (6)$$

$$a = \frac{\sum_{i=1}^m \Delta P_i q_i - b \times \sum_{i=1}^m q_i^3}{\sum_{i=1}^m q_i^2} \quad (7)$$

## 2. Расчетная часть

Задание.

Рассчитать дебит газовой скважины для следующих условий: расчет дебита провести для забойного давления  $P_{зоб} = 0,9 \times P_{пл}$ .

Данные испытания скважины приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1

Режим замера ( $N$ )	1	2	3	4	5
Давление на устье, $P_y$ , МПа	32	32,8	33,5	34,1	34,6
Установившийся дебит газа при норм. усл. ( $V_z$ ), м <sup>3</sup> /сут	$1 \cdot 10^6$	$0,8 \cdot 10^6$	$0,6 \cdot 10^6$	$0,37 \cdot 10^6$	0

1. Рассчитываем забойные давления, соответствующие режимам замеров (четыре режима)

$$P_{заб\ N} = P_{y\ N} \times e^{1,293 \times 10^{-4} \times L \cdot \frac{\rho_z}{1,293} \times \frac{T}{T+t}}, \text{ МПа} \quad (1)$$

где:  $P_y$  – давление на устье скважины, МПа;

$L$  – глубина скважины, м;

$\rho_z$  – относительная плотность газа в скважине;

$t$  – средняя температура в скважине, К.

2. Определяем пластовое давление в скважине на пятом режиме

$$P_{пл} = P_y \times e^{1,293 \times 10^{-4} \times L \cdot \frac{\rho_z}{1,293} \times \frac{T}{T+t}}, \text{ МПа} \quad (2)$$

3. Определяем депрессию пласта для четырех режимов

$$\Delta p_N^2 = P_{пл}^2 - P_{заб\ N}^2, \text{ МПа} \quad (3)$$

4. Вычисляем коэффициенты  $a$  и  $b$  по методу наименьших квадратов. В нашем случае:

$$a = \frac{\sum \left( \frac{\Delta p^2}{V_z^2} \right) \times \sum V_z^2 - \sum V_z \times \sum \Delta p^2}{N \times \sum V_z^2 - (\sum V_z)^2}, \quad (4)$$

$$b = \frac{N \times \sum \Delta p^2 - \sum V_z \times \sum \left( \frac{\Delta p^2}{V_z} \right)}{N \times \sum V_z^2 - (\sum V_z)^2}, \quad (5)$$

5. Рассчитываем забойное давление для заданного условия

$$P_{заб} = 0,9 \times P_{пл}, \text{ МПа} \quad (6)$$

6. Пересчитываем депрессию

$$\Delta p^2 = P_{пл}^2 - P_{заб}^2, \text{ МПа} \quad (7)$$

7. Рассчитываем дебит газовой скважины для заданного условия

$$V_z = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4 \times b \times (P_{пл}^2 - P_{заб}^2)}}{2 \times b}, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (8)$$

## Исходные данные

№ вар.	$L$ , м	$\rho_z$	$t$ , °C
1	2500	1,06	47
2	3000	1,01	40
3	2000	1,08	41
4	2100	1,09	42
5	2200	1,02	43
6	2300	1,03	44
7	2400	1,04	45
8	2500	1,05	46
9	2600	1,07	47
10	2700	1,06	48
11	2800	1,01	49
12	2900	1,08	50
13	2050	1,09	47
14	2150	1,02	40
15	2250	1,03	41
16	2350	1,04	42
17	2450	1,05	43
18	2550	1,07	44
19	2650	1,06	45
20	2750	1,01	46
21	2850	1,08	47
22	2950	1,09	48
23	2170	1,02	49
24	2360	1,03	50
25	2480	1,04	48
26	2590	1,05	46
27	2610	1,07	47
28	2740	1,06	49
29	2870	1,08	50
30	2925	1,05	45

### Практическое занятие 3

#### «Определение коэффициента продуктивности нефтяной скважины и установка характера притока нефти к забою скважины»

Цель занятия: изучение основ гидродинамических методов исследования скважин и определение основных параметров фильтрации жидкости.

#### 1. Теоретическая часть

Исследования предполагают достижение стационарности фильтрационного поля пласта, когда дебит и забойное давление остаются неизменными сколь угодно длительное время. О достижении такого состояния при одновременной работе многих скважин можно говорить с большой степенью условности. Продолжительность выхода скважины на квазиустановившийся режим зависит от свойств пласта и амплитуды изменения дебита.

Понятие коэффициента продуктивности исходит из формулы стационарного притока однородной жидкости к единичной скважине конечного радиуса  $r_c$ , расположенной в центре кругового пласта радиусом  $R_k$ . Решение соответствующей задачи сводится к интегрированию дифференциального уравнения Лапласа для плоскорадиального потока при условии выполнения линейного закона фильтрации Дарси. Впервые эту задачу решил Дюпюи. Формулу притока можно записать в виде:

$$q_0 = \frac{2\pi \div \varepsilon}{b} \times \frac{P_k - P_c}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \quad (1)$$

где:  $q_0$  – установившийся дебит жидкости,  
 $b$  – объемный коэффициент пластовой жидкости,  
 $P_k$  и  $P_c$  – давление соответственно на внешней и внутренней границах, определяемых радиусом  $R_k$  и  $r_c$ .

Тогда

$$Q = K \times (P_k - P_c), \quad (2)$$

где:  $Q$  – дебит скважины при стандартных условиях, т/сут;  
 $K$  – коэффициент продуктивности, т/(сут·Па).

Формула (2) получила название формулы притока. Из нее видно, что приток линейно зависит от депрессии или при постоянном давлении на контуре от давления на забое скважины. Из (2) следует

$$K = \frac{Q}{(P_{\kappa} - P_c)}, \quad (3)$$

т. е. коэффициент продуктивности есть суточный дебит скважины, приходящийся на единицу депрессии. Можем записать

$$K = \frac{2 \times \pi \times k \times h \times 86400 \times \rho_n}{b \times \mu \times \ln \frac{R_{\kappa}}{r_c}}, \quad (4)$$

Графическое изображение зависимости  $Q = f(P_{\kappa} - P_c)$  или  $Q = f(P_c)$  называется индикаторной линией. Из (2) видно, что индикаторная линия должна быть наклонной прямой с угловым коэффициентом  $K$ . Чтобы построить индикаторную линию, необходимо иметь несколько фактических значений дебитов и соответствующие этим дебитам забойные давления  $P_c$ .

Если известно пластовое давление в скважине, то индикаторную линию можно строить в функции депрессии  $\Delta p = (P_{\kappa} - P_c)$ , т. е.  $[Q(\Delta p)]$ . Если пластовое давление неизвестно, то индикаторную линию строят в функции забойного давления  $P_c$ , т. е.  $[Q(P_c)]$ . Экстраполируя индикаторную линию до пересечения с осью ординат, можно определить пластовое давление как ординату  $P$ , соответствующую нулевому значению дебита (рис. 3.1). Экстраполяция индикаторной линии до пересечения с осью дебитов дает величину так называемого потенциального дебита  $Q_{nom}$ , т. е. дебита при нулевом давлении на забое скважины. Эксплуатировать скважины при  $Q_{nom}$  по геологическим и техническим причинам практически нельзя, за исключением скважин с обнаженным забоем, работающих в условиях гравитационного режима. Фактические точки  $Q(p)$ , получаемые при исследовании скважины на нескольких установившихся режимах, обычно не ложатся точно на прямую, как на рис. 1, а дают разброс, иногда значительный. Кроме того, индикаторные линии не всегда получаются прямыми, как это следует из формулы притока (2). Искривление индикаторной линии в сторону оси давления означает увеличение фильтрационного сопротивления по сравнению со случаем фильтрации, описываемым линейным законом Дарен. Это объясняется тремя причинами.

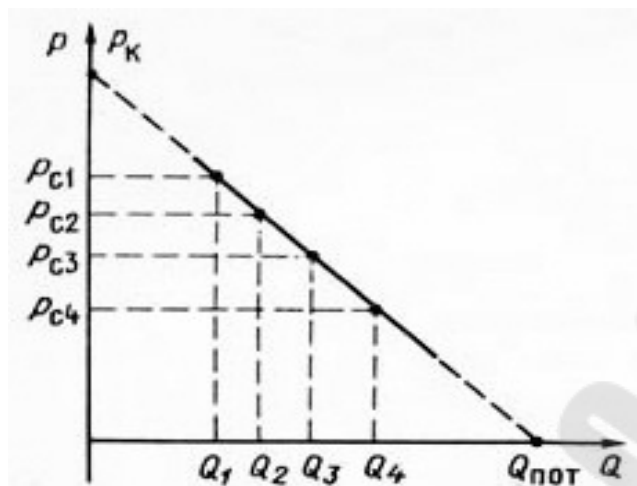


Рис. 3.1. Построение зависимости  $Q(P_c)$  по четырем фактическим точкам

1. Образованием вокруг скважины области с двухфазной фильтрацией при забойном давлении ниже давления насыщения. Чем больше эта разница, тем больше радиус области двухфазной (нефть+газ) фильтрации и, следовательно, больше фильтрационное сопротивление.

2. Изменением проницаемости и раскрытости микротрещин в породе при изменении внутрислоевого давления.

3. Превышением скоростей движения жидкости в призабойной зоне критических значений, при которых линейный закон Дарси нарушается.

Искривление в сторону оси дебитов объясняется неодновременным вступлением в работу отдельных прослоев или пропластков и разными значениями в них пластовых давлений.

## 2. Расчетная часть

### Задание

По результатам исследования нефтяной скважины методом установившихся отборов (то есть при стационарном режиме исследования) определить коэффициент продуктивности.

1. Строим индикаторную диаграмму в зависимости  $Q = f(\Delta P^n)$ , для этого рассчитываем депрессию на пласт для каждого режима

$$\Delta p = (P_{пл} - P_{зоб}), \text{ атм} \quad (1)$$

2. Устанавливаем характер притока нефти к забою скважины относительно выполнения основного закона фильтрации и, следовательно определяем значение показателя степени  $n$

$$n = \frac{\ln \frac{Q_1}{Q_2}}{\ln \left( \frac{P_{пл} - P_{заб\ 1}}{P_{пл} - P_{заб\ 2}} \right)}, \quad (2)$$

3. Рассчитываем коэффициент продуктивности скважины для каждого режима отбора нефти из скважины при ее исследовании

$$K_n = \left( \frac{Q_n}{P_{пл} - P_{заб\ n}} \right), \text{ т/сут} \cdot \text{атм} \quad (3)$$

4. Переводим значения дебитов скважины по нефти из весовых в объемные единицы измерения, используя значение плотности нефти в поверхностных условиях

$$Q_n = \frac{Q_n \times 1000}{\rho_{неф.пов}}, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (4)$$

где:  $\rho_{неф.пов}$  – плотность нефти в поверхностных условиях, равная  $800 \text{ кг/м}^3$ .

5. Пересчитываем коэффициент продуктивности для новых единиц измерения дебитов

$$K_n = \left( \frac{Q_n}{P_{пл} - P_{заб\ n}} \right), \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{атм} \quad (5)$$

6. Переводим значения величин давлений из атмосфер в МПа и пересчитываем коэффициент продуктивности, соблюдая новую размерность входящих величин

$$1 \text{ атм} = 0,980665 \times 10^5 \text{ Па}$$

$$\Delta p_n = (P_{пл} - P_{заб\ n}), \text{ МПа}$$

$$K_n = \left( \frac{Q_n}{P_{пл} - P_{заб\ n}} \right), \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа} \quad (6)$$

Исходные данные

№ вар.	$P_{пл}$ , атм	$P_{заб}$ , атм	$Q$ , т/сут
1	250	248	3
		245	7,5
		240	15
		235	22,5
		230	30
2	250	248	4,6
		245	11,5
		240	23
		235	34,5
		230	46
3	250	248	9,6
		245	24
		240	48
		235	72
		230	96
4	250	248	7
		245	17,5
		240	35
		235	52,5
		230	70
5	250	248	10,8
		245	27
		240	54
		235	81
		230	108
6	265	262	4,5
		259	9
		254	16,5
		249	24
		244	31,5
7	265	262	6,9
		259	13,8
		254	25,3
		249	36,8
		244	48,3



8	265	262	14,4
		259	28,8
		254	52,8
		249	76,8
		244	100,8
9	265	262	10,5
		259	21
		254	38,5
		249	56
		244	73,5
10	265	262	16,2
		259	32,4
		254	59,4
		249	86,4
		244	113,4
11	325	320	7,5
		315	15
		310	22,5
		305	30
		300	37,5
12	325	320	11,5
		315	23
		310	34,5
		305	46
		300	57,5
13	325	320	24
		315	48
		310	72
		305	96
		300	120
14	325	320	17,5
		315	35
		310	52,5
		305	70
		300	87,5
15	325	320	27
		315	54
		310	81
		305	108
		300	135

16	340	336	6
		331	13,5
		326	21
		321	28,5
		316	36
17	340	336	9,2
		331	20,7
		326	32,2
		321	43,7
		316	55,2
18	340	336	19,2
		331	43,2
		326	67,2
		321	91,2
		316	115,2
19	340	336	14
		331	31,5
		326	49
		321	66,5
		316	84
20	340	336	21,6
		331	48,6
		326	75,6
		321	102,6
		316	129,6
21	310	304	9
		299	16,5
		294	24
		289	31,5
		284	39
22	310	304	13,8
		299	25,3
		294	36,8
		289	48,3
		284	59,8
23	310	304	28,8
		299	52,8
		294	76,8
		289	100,8
		284	124,8

24	310	304	21
		299	38,5
		294	56
		289	73,5
		284	91
25	310	304	32,4
		299	59,4
		294	86,4
		289	113,4
		284	140,4
26	250	248	4,6
		245	11,5
		240	23
		235	34,5
		230	46
27	325	320	24
		315	48
		310	72
		305	96
		300	120
28	340	336	14
		331	31,5
		326	49
		321	66,5
		316	84
29	265	262	10,5
		259	21
		254	38,5
		249	56
		244	73,5
30	250	248	10,8
		245	27
		240	54
		235	81
		230	108

## Практическое занятие 4

### «Определение коэффициента нефтеизвлечения за счет упругих свойств среды внутри контура нефтеносности»

Цель занятия: ознакомление с основными определениями и расчетами основных показателей разработки залежи при упругом режиме.

#### 1. Теоретическая часть

Нефтяной пласт – это упругая, деформируемая пористая среда, насыщенная упругими жидкостями (нефтью и водой). При вскрытии пласта начинают проявляться его упругие свойства, находящиеся в равновесии.

В результате снижения пластового давления по мере извлечения жидкости и газа, насыщающих поровое пространство, а также деформации твердого скелета пласта в основном вследствие изменения взаимного расположения зерен под давлением вышележащих пород объем жидкости расширяется, а объем порового пространства сокращается.

Объемные изменения определяются коэффициентами сжимаемости, величина которого зависит не только от давления, но и от температуры. При этом чем больше нефть насыщена газом, тем больше коэффициент сжимаемости.

Коэффициент сжимаемости показывает, на какую величину изменяется объем жидкости, газа или породы при изменении давления на  $10^5$  н/м<sup>2</sup>.

Коэффициент объемной упругости можно определить:

$$\beta_c = m \times \beta_n, \quad (1)$$

где:  $\beta_n$  - коэффициент сжимаемости пористой среды

$\beta_c$  – коэффициент объемной упругости пласта

$m$  – пористость

Это означает, что объем порового пространства при снижении пластового давления на  $10^5$  н/м<sup>2</sup> может сократиться примерно на 0,001%

Коэффициенты сжимаемости различных нефтей колеблются в весьма широких пределах:

$$\beta_n = (7 - 30) \times 10^{-5}, \quad 1/\text{ат}$$

Коэффициенты сжимаемости воды значительно меньше и колеблются в пределах:

$$\beta_g = (2,7 - 5) \times 10^{-5}, (1/\text{ат})$$

Коэффициенты сжимаемости породы значительно меньше и колеблются в пределах:

$$\beta_c = (0,3 - 2) \times 10^{-5}, (1/\text{ат})$$

Если при падении пластового давления упругий запас энергии в залежи расходуется на дополнительное движение нефти к забоям скважин, то при поддержании пластового давления или при его подъеме запасы упругой энергии сохраняются.

Часть нефти, добытой из любой залежи, в известной мере извлечена под действием упругих сил. Объем жидкости, который можно добыть из пласта только за счет упругой энергии пласта и насыщающей его жидкости, можно найти по формуле:

$$\Delta Q = \beta^* \times V \times \Delta p, \text{ м}^3 \quad (2)$$

где:  $\Delta Q$  – объем жидкости, который можно извлечь из пласта,  $\text{м}^3$   
 $\beta^*$  – коэффициент упругоэластичности,  $\text{м}^2/\text{н}$ ;  
 $V$  – объем породы пласта без учета пористости,  $\text{м}^3$ ;  
 $\Delta p$  – заданное падение пластового давления,  $\text{н}/\text{м}^2$ .

Коэффициент упругоэластичности определяется:

$$\beta^* = m \times \beta_{ж} + \beta_c, 1/\text{ат} \quad (3)$$

где:  $\beta_{ж}$  – коэффициент сжимаемости жидкости  
 $\beta_c$  – коэффициент сжимаемости породы

Расчет лучше вести отдельно для нефти и для воды, имея соотношение объемов пласта, занятых водой и нефтью:

$$V = V_n + V_g, \text{ м}^3 \quad (4)$$

Тогда получим

$$\Delta Q = \Delta Q_n + \Delta Q_g, \text{ м}^3 \quad (5)$$

В этом случае подставляются соответственно

$$\beta_n^* = m \times \beta_n + \beta_c, 1/\text{ат}$$

$$\beta_g^* = m \times \beta_g + \beta_c, 1/\text{ат}$$

Тогда

$$\Delta Q = (\beta_n^* \times V_n + \beta_g^* \times V_g) \times \Delta p, \text{ м}^3 \quad (6)$$

Коэффициенты  $\beta_n^*$  и  $\beta_g^*$  предложено называть соответственно коэффициентом упругой нефтеемкости пласта и коэффициентом водоемкости пласта.

Нефтеотдача при упруговодонапорном режиме ниже, чем при водонапорном. В первой стадии эксплуатации при упруговодонапор-

ном режиме пластовое давление резко падает, а затем его падение замедляется, следуя общему закону упругого режима. Такой характер изменения пластового давления проявляется всякий раз, как только более или менее резко меняется темп отбора жидкости из скважины. Газовый фактор не меняется.

## 2. Расчетная часть

Нефтяная залежь, ограниченная круговым контуром нефтеносности, имеет площадь нефтяной зоны  $F_n$  и площадь окружающей водоносной зоны  $F_v$ , среднюю толщину пласта  $h$ , пористость породы-коллектора  $m$ , количество связанной воды  $S_{связ.вод}$ . Начальное пластовое давление  $P_{пл}$ .

Даны характеристики нефти и пластовой воды: давление насыщения нефти газа  $P_{нас}$ , объемные коэффициенты нефти при пластовом давлении  $B_{н.пл}$  и при давлении насыщения  $B_{н.нас}$ , коэффициент сжимаемости пластовой воды  $\beta_v$ . Коэффициент сжимаемости пор породы-коллектора  $\beta_{пор}$ .

Все с начала разработки из залежи было отобрано  $\Sigma Q_n = 5 \cdot 10^6$  м<sup>3</sup> нефти в пластовых условиях и давление в залежи снизилось до давления насыщения.

Требуется определить количество нефти, полученное из залежи за счет упругих свойств среды при снижении средневзвешенного по площади давления от начального пластового до давления насыщения и коэффициент нефтеизвлечения за счет упругих свойств среды внутри контура нефтеносности.

1. Находим упругий запас нефтяной части залежи:

$$\Delta V_n = \beta_{неф}^{эж} \times V_{зал} \times \Delta P, \text{ м}^3 \quad (1)$$

где:  $V_{зал} = F_n \times h$  - объем залежи, м<sup>3</sup>

$$\Delta P = P_{пл} - P_{нас} - \text{снижение давление в залежи, атм}$$

коэффициент упругоёмкости нефтяной залежи

$$\beta_{неф}^{эж} = m \times \beta_n + \beta_{пор} \quad (1/\text{атм})$$

Коэффициент сжимаемости нефти  $\beta_n$  можно определить

$$\beta_n = \frac{B_{н.нас} - B_{н.пл}}{B_{н.пл} \times \Delta P}, 1/\text{атм} \quad (2)$$

2. Определим количество накопленной нефти, добытой за счет вытеснения нефти законтурной водой  $V_{внедр.вод}$ , внедрившейся

в нефтяную зону из законтурной водоносной области, исходя из предположения, что:

$$\Sigma Q_H = \Delta V_H + V_{\text{внедр.вод}} , \text{ м}^3 \quad (3)$$

3. Падение давления в пределах контура нефтеносности неизбежно нарушит динамическое равновесие за контуром, в водоносной зоне, где также будет происходить падение давления, проявляться упругие силы, за счет действия которых выделится и затем внедрится в нефтяную зону отбора объем воды  $\Delta V_v$ . Определим количество законтурной воды  $\Delta V_v$ , внедрившейся в нефтяную зону за счет проявления упругих сил в законтурной области:

$$\Delta V_v = \beta_{\text{вод}}^{\text{жс}} \times V_{\text{вод}} \times \Delta P , \text{ м}^3 \quad (4)$$

где:  $V_{\text{вод}} = Fv \times h$  - объем законтурной водоносной области,  $\text{м}^3$ ;

$\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{нас}}$  - снижение давление в залежи, атм;

коэффициент упругоёмкости водоносной зоны залежи

$$\beta_{\text{вод}}^{\text{жс}} = m \times \beta_v + \beta_{\text{пор}} , 1/\text{атм}$$

где: сжимаемость пластовой воды  $\beta_v = 4,2 \cdot 10^{-5}$  1/атм

сжимаемость пластовой воды  $\beta_{\text{пор}} = 2,0 \cdot 10^{-5}$  1/атм

4. Определим количество накопленной нефти, добытой за счет вытеснения нефти законтурной водой  $V_{\text{гидрод.вод}}$ , внедрившейся в нефтяную зону из законтурной водоносной области за счет гидродинамического перемещения, исходя из предположения, что:

$$V_{\text{внедр.вод}} = \Delta V_v + V_{\text{гидрод.вод}} , \text{ м}^3 \quad (5)$$

5. Определим, какая доля  $\Sigma Q_H$  была отобрана за счет проявления упругих сил

$$\Sigma Q_H = \Delta V_H + V_{\text{гидрод.вод}} + V_v , \text{ м}^3 \quad (6)$$

6. Подсчитать начальные геологические запасы нефти в залежи в пластовых условиях Q бал по формуле объемного метода:

$$G_{\text{бал}} = Fh \times h \times m \times K_{\text{неф}} , \text{ м}^3 \quad (7)$$

где:  $h$  – толщина нефтенасыщенного пласта, м;

$m$  – пористость

$K_{\text{неф}}$  – коэффициент нефтенасыщенности, указывает какую долю порового объема пласта занимает нефть

$$K_{\text{неф}} = 1 - S_{\text{связ.вод}}$$

7. Определим коэффициент нефтеизвлечения КНИ<sub>упр</sub> за счет упругих свойств среды внутри контура нефтеносности

$$КНИ_{упр} = \frac{\Delta V_H}{Q_{бал}}, \quad (8)$$

Исходные данные

№вар.	$F_H$ , га	$h$ , м	$m$	$S_{связ.вод}$ , %	$P_{пл}$ , атм	$P_{нас}$ , атм	$B_{н.пл}$	$B_{н.нас}$	$Fв$ , га
1	1215	12	0,12	15	340	240	1,25	1,256	12150
2	1220	12	0,11	16	320	219	1,248	1,254	12200
3	1225	12	0,1	17	300	198	1,258	1,252	12250
4	1230	12	0,09	18	280	177	1,244	1,25	12300
5	1235	12	0,12	19	260	156	1,34	1,333	12350
6	1240	12	0,11	20	240	135	1,338	1,331	12400
7	1245	12	0,1	21	220	114	1,336	1,329	12450
8	1250	12	0,09	22	200	93	1,334	1,327	12500
9	1255	12	0,12	22	340	240	1,34	1,33	12550
10	1260	12	0,11	21	320	219	1,338	1,331	12600
11	1265	12	0,1	20	300	198	1,336	1,329	12650
12	1270	12	0,09	19	280	177	1,334	1,327	12700
13	1275	12	0,12	18	260	156	1,25	1,256	12750
14	1280	12	0,11	17	240	135	1,248	1,254	12800
15	1285	12	0,1	16	220	114	1,258	1,252	12850
16	1290	12	0,09	15	200	93	1,244	1,25	12900
17	1295	11	0,12	15	340	240	1,25	1,256	12950
18	1300	11	0,11	16	320	219	1,248	1,254	13000
19	1305	11	0,1	17	300	198	1,258	1,252	13050
20	1310	11	0,09	18	280	177	1,244	1,25	13100
21	1315	11	0,12	19	260	156	1,34	1,333	13150
22	1320	11	0,11	20	240	135	1,338	1,331	13200
23	1325	11	0,1	21	220	114	1,336	1,329	13250
24	1330	11	0,09	22	200	93	1,334	1,327	13300
25	1335	11	0,12	22	340	240	1,34	1,333	13350
26	1340	11	0,11	21	320	219	1,338	1,331	13400
27	1345	11	0,1	20	300	198	1,336	1,329	13450
28	1350	11	0,09	19	280	177	1,334	1,327	13500
29	1355	11	0,12	18	260	156	1,25	1,256	13550
30	1360	11	0,11	17	240	135	1,248	1,254	13600



## Практическое занятие 5

### «Расчет основных показателей разработки нефтяной залежи»

Цель занятия: ознакомление с основными понятиями и определениями в разработке и расчет основных показателей разработки.

#### 1. Теоретическая часть

Для характеристики процесса извлечения нефти из недр применяют показатели, определяющие по времени как интенсивность, так и степень извлечения нефти, воды и газа.

Добыча нефти  $q_n$  - основной показатель, суммарный по всем добывающим скважинам, пробуренным на объект в единицу времени, и среднесуточная добыча  $q_{нс}$ , приходящаяся на одну скважину.

Добыча жидкости  $q_{жс}$  - суммарная добыча нефти и воды в единицу времени. Из скважин в чисто нефтеносной части залежи в течение какого-то времени безводного периода эксплуатации скважин добывают чистую нефть. По большинству месторождений рано или поздно продукция их начинает обводняться. С этого момента времени добыча жидкости превышает добычу нефти.

Рассмотренные показатели отражают динамическую характеристику процесса извлечения нефти, воды и газа. Для характеристики процесса разработки за весь прошедший период времени используют интегральный показатель - *накопленную добычу*. Накопленная добыча нефти отражает количество нефти, добытое по объекту за определенный период времени с начала разработки, т. е. с момента пуска первой добывающей скважины.

Помимо рассмотренных абсолютных показателей, выражающих количественно добычу нефти, воды и газа, используют и относительные, характеризующие процесс извлечения продуктов пласта в долях от запасов нефти.

Темп разработки  $z$  - отношение годовой добычи нефти к извлекаемым запасам, выражается в процентах. Этот показатель изменяется во времени, отражая влияние на процесс разработки всех технологических операций, осуществляемых на месторождении, как в период его освоения, так и в процессе регулирования.

В практике анализа и проектирования разработки нефтяных месторождений используют также показатели, характеризующие темпы отбора запасов нефти во времени: темп отбора балансовых запасов  $\bar{z}$  и темп отбора остаточных извлекаемых запасов  $\gamma$ . По определению

$$\bar{z} = \frac{q_n(t)}{G}, \quad (1)$$

где:  $q_n(t)$  - годовая добыча нефти по месторождению в зависимости от времени разработки;

$G$  – балансовые запасы нефти.

Если  $z = \frac{q_n}{N}$  - темп разработки, то связь между  $\bar{z}$  и  $z$  выражается равенством

$$\bar{z} = z(t) \times \eta_k, \quad (2)$$

где:  $N$  - извлекаемые запасы нефти;

$\eta_k$  - нефтеотдача к концу срока разработки месторождения.

Темп отбора остаточных извлекаемых запасов нефти

$$\varphi(t) = \frac{q_n(t)}{N - Q_n(t)} = \frac{q_n(t)}{N_{ост}(t)}, \quad (3)$$

где:  $Q_n(t)$  - накопленная добыча нефти по месторождению в зависимости от времени разработки.

Накопленная добыча нефти

$$Q_n = \int_0^t q_n(\tau) d\tau, \quad (4)$$

где:  $t$  - время разработки месторождения;

$\tau$  - текущее время.

Интегральный показатель процесса добычи нефти:

$$\xi(t) = \int_0^t z(\tau) d\tau = \frac{1}{N} \int_0^t q_n(\tau) d\tau = \frac{Q_n(t)}{N}, \quad (5)$$

где:  $\xi(t)$  - коэффициент использования извлекаемых запасов. Его значение непрерывно возрастает, стремясь к единице, так как добыча нефти к концу разработки становится равной извлекаемым запасам.

По аналогии текущую нефтеотдачу или коэффициент отбора балансовых запасов определяют из выражения

$$\eta(t) = \int_0^t \bar{z}(\tau) d\tau = \frac{\int_0^t q_n(\tau) d\tau}{G} = \frac{Q_n(t)}{G}, \quad (6)$$

К концу разработки месторождения, т. е. при  $t=t_k$ , нефтеотдача:

$$\eta_k(t) = \int_0^{t_k} \bar{z}(\tau) d\tau = \frac{Q_n(t_k)}{G} = \frac{N}{G}, \quad (7)$$

Обводненность продукции  $B$  – отношение дебита воды к суммарному дебиту нефти и воды. Этот показатель изменяется во времени от нуля до единицы:

$$B = \frac{q_v}{q_v + q_n} = \frac{q_n}{q_{ж}}$$

Характер изменения показателя  $B$  зависит от ряда факторов. Один из основных - отношение вязкости нефти к вязкости воды в пластовых условиях  $\mu_0$ :

Темп отбора жидкости - отношение годовой добычи жидкости в пластовых условиях к извлекаемым запасам нефти, выражается в %/год.

Если динамика темпа разработки характеризуется стадиями, то изменение темпа отбора жидкости во времени происходит следующим образом. На протяжении первой стадии отбор жидкости по большинству месторождений практически повторяет динамику темпа их разработки. Во второй стадии темп отбора жидкости по одним залежам остается постоянным на уровне максимального, по другим — уменьшается, а по третьим — возрастает. Такие же тенденции в еще большей степени выражены в третьей и четвертой стадиях. Изменение темпа отбора жидкости зависит от водонефтяного фактора, расхода нагнетаемой в пласт воды, пластового давления и пластовой температуры.

Водонефтяной фактор - отношение текущих значений добычи воды к нефти на данный момент разработки месторождения, измеряется в м<sup>3</sup>/т. Этот параметр, показывающий, сколько объемов воды добыто на 1 т полученной нефти, является косвенным показателем эффективности разработки и с третьей стадии разработки начинает быстро нарастать. Темп его увеличения зависит от темпа отбора жидкости.

Пластовое давление. В процессе разработки давление в пластах, входящих в объект разработки, изменяется по сравнению с первоначальным. Причем на различных участках площади оно будет неодинаковым: вблизи нагнетательных скважин максимальным, а вблизи добывающих - минимальным. Для контроля за изменением пластового давления используют средневзвешенную по площади или объему

пласта величину. Для определения средневзвешенных их значений используют карты изобар, построенные на различные моменты времени.

## 2. Расчетная часть

Задание:

Дано три гипотетические нефтяные залежи с разным геологическим строением, но равными по величине начальными извлекаемыми запасами  $Q_{изв}$ . Конечный коэффициент извлечения нефти при проектировании принят равным 0,45 при условии поддержания пластового давления. Начальные пластовые давления  $P_{пл.нач} = 35,0$  МПа. Давление насыщения  $P_{нас} = 16,0$  МПа. Давления фонтанирования  $P_{фонт} = 5,0$  МПа.

Годовые темпы отбора от начальных извлекаемых запасов по жидкости (нефть + вода)  $z_{жс}$  и  $z_n$  также в процессе разработки были одинаковы для всех трех залежей (табл.1).

Определить основные показатели разработки.

1. Рассчитываем годовую добычу жидкости по заданным годовым темпам отбора жидкости от начальных извлекаемых запасов для всех трех залежей:

Годовая добыча жидкости:

$$Q_{жид\ n} = \frac{Q_{изв}}{100} \times z_{жс\ n}, \text{ тыс.т} \quad (1)$$

где:  $n$  – год разработки

2. Рассчитываем накопленную (суммарную добычу жидкости) на конец каждого года разработки для всех трех залежей:

$$\begin{aligned} \sum Q_{жид\ 1} &= Q_{жид\ 1} \\ \sum Q_{жид\ n} &= \sum Q_{жид\ n-1} + Q_{жид\ n}, \text{ тыс.т} \end{aligned} \quad (2)$$

где:  $n$  – год разработки

3. Строим график динамики пластового давления в зависимости от накопленного отбора жидкости  $P_{пл} = f(\sum Q_{жид})$  для всех трех залежей и анализируя полученные графические зависимости, определяем режим работы каждой залежи (табл.2).
4. Рассчитываем годовую добычу нефти по заданным годовым темпам отбора нефти от начальных извлекаемых запасов

$$Q_{неф\ n} = \frac{Q_{изв}}{100} \times z_{н\ n}, \text{ тыс.т} \quad (3)$$

где:  $n$  – год разработки

5. Рассчитываем накопленную (суммарную) добычу нефти на конец каждого года разработки.

$$\begin{aligned} \Sigma Q_{неф\ 1} &= Q_{неф\ 1}, \text{ ТЫС.Т} \\ \Sigma Q_{неф\ n} &= \Sigma Q_{неф\ n-1} + Q_{неф\ n}, \text{ ТЫС.Т.} \end{aligned} \quad (4)$$

где:  $n$  – год разработки

6. Рассчитываем годовую добычу воды по рассчитанным годовым отборам жидкости и нефти

$$Q_{вод\ n} = Q_{жид\ n} - Q_{неф\ n}, \text{ ТЫС.Т} \quad (5)$$

7. Рассчитываем накопленную (суммарную) добычу воды на конец каждого года разработки

$$\begin{aligned} \Sigma Q_{вод\ 1} &= Q_{вод\ 1}, \text{ ТЫС.Т} \\ \Sigma Q_{вод\ n} &= \Sigma Q_{вод\ n-1} + Q_{вод\ n}, \text{ ТЫС.Т.} \end{aligned} \quad (6)$$

8. Рассчитываем среднегодовую обводненность добываемой продукции

$$\% \text{ Воды } n = \frac{Q_{вод\ n}}{Q_{жид\ n}} \times 100, \quad (7)$$

9. Рассчитываем по годам среднегодовые дебиты по жидкости и по нефти

$$q_{жид\ n} = \frac{\left( \frac{Q_{жид\ n}}{365 \times K_{экс}} \right)}{N_{доб\ n}}, \text{ Т/ГОД} \quad (8)$$

$$q_{неф\ n} = \frac{\left( \frac{Q_{неф\ n}}{365 \times K_{экс}} \right)}{N_{доб\ n}}, \text{ Т/ГОД} \quad (9)$$

где:  $K_{экс}$  – коэффициент эксплуатации скважин, определяющий количество дней работы скважин в году, принимаем равным 0,95;

$N_{доб\ n}$  – количество добывающих скважин на конец каждого года разработки, определяем по табл. 5.3.

10. Определяем фактические доли отобранных начальных извлекаемых запасов %НИЗ на конец каждого года разработки

$$\% \text{ НИЗ } n = \frac{\Sigma Q_{неф\ n}}{Q_{изв}} \times 100 \quad (\%) \quad (10)$$

где:  $n$  – год разработки

11. Определение фактических годовых темпов отбора нефти от начальных извлекаемых запасов ( $Z_n\%НИЗ$ ) на конец каждого года разработки

$$Z_n\%НИЗ = \frac{Q_{неф_n}}{Q_{изв}} \times 100 \quad (\%) \quad (11)$$

где:  $n$  – год разработки

Таблица 5.1

Фактические показатели разработки залежи

Годы разработки	Годовые темпы отбора жидкости от начальных извлекаемых запасов	Годовые темпы отбора нефти от начальных извлекаемых запасов
	$Z_{ж}$	$Z_n$
	в %	в %
для всех вариантов		
1	0,5	0,5
2	1,8	1,8
3	3,2	3,2
4	4,2	4,2
5	5,5	5,5
6	6,7	6,7
7	7,3	7,3
8	7,3	7,3
9	7,3	7,3
10	7,3	7,3
11	7,3	7,2
12	7,3	6,3
13	7,3	5,5
14	7,3	4,5
15	7,3	3,5
16	7,3	2,7
17	7,3	2,0
18	7,3	1,8
19	7,3	1,7
20	7,3	1,6

Таблица 5.2

Динамика пластового давления ( $P_{пл}$ ) (на конец года)  
по трем залежам

Годы разработки	Залежь 1	Залежь 2	Залежь 3
	$P_{пл1}$ , МПа	$P_{пл2}$ , МПа	$P_{пл3}$ , МПа
1	34,8	33,5	34,0
2	34,7	32,5	32,2
3	34,6	31,5	29,5
4	34,55	30,8	26,0
5	34,5	30,8	21,3
6	34,5	29,2	16,0
7	34,5	28,5	10,3
8	34,5	28,0	5,0
9	34,5	27,5	далее работа скважин фонтанным способом прекращается
10	34,5	27,0	
11	34,5	26,6	
12	34,5	26,2	
13	34,5	25,9	
14	34,5	25,6	
15	34,5	25,4	
16	34,5	25,2	
17	34,5	25,0	
18	34,5	24,8	
19	34,5	24,6	
20	34,5	24,4	

Таблица 5.3

Темп ввода скважин из бурения

Год разработки n	1	2	3	4	5
Количество скважин, вводимых в n-том году	3	3	4	5	5

Исходные данные

№ вар.	$Q_{изв}$ , тыс.т
1	2000
2	2400
3	2800
4	3200

5	3600
6	4000
7	4400
8	4800
9	5200
10	1700
11	2100
12	2500
13	2900
14	3300
15	3700
16	4100
17	4500
18	4900
19	5300
20	1800
21	2200
22	2600
23	3000
24	3400
25	3800
26	4200
27	4600
28	5000
29	5400
30	1900

**Практическое занятие 6**  
**«Формы ведения учета добычи по скважинам на нефтегазодобывающих предприятиях (НГДУ)»**

Цель занятия: научиться заполнять эксплуатационную карточку и работать с данными из ежемесячного эксплуатационного отчета по скважинам.

1. Теоретическая часть

Принятие решений по выбору метода регулирования и установлению эффективности процесса разработки основывается на данных контроля и анализа.



Под контролем процесса разработки понимают сбор, обработку и обобщение первичной информации о нефтяной залежи с целью получения сведений о текущем состоянии и динамике показателей разработки. Процесс разработки контролируется систематически. По мере накопления данных периодически, а также перед составлением каждого проектного документа выполняют анализ процесса разработки, включающий комплекс исследований, расчетов и логических выводов.

Задача контроля – обеспечение высокого качества первичной информации. Оно определяется перечнем, объемом, точностью измерения и методов обработки. Информация должна включать весь перечень необходимых для анализа сведений. Объем информации по месторождению определяется объемом информации по каждой скважине, который зависит от выбора периодичности замера показателей, а представительность – от выбора момента времени и продолжительности проведения измерений в скважине.

Задачи контроля в начальный период эксплуатации сводятся к подготовке исходных данных для составления проекта разработки. В последующий период основными задачами являются исследование характеристик процессов выработки запасов нефти; определения показателей эффективности систем разработки и методов регулирования.

По применяемым четырем видам контроля процесса разработки можно назвать следующие частные задачи, решаемые НГДУ:

1. Контроль выработки запасов: учет количества продукции и объема закачки воды (газа); изучение перемещения ВНК и ГНК; изучение полноты выработки продуктивных пластов.
2. Контроль эксплуатационных характеристик пластов и энергетического состояния залежи: исследование профиля притока и приемистости; определение пластового, забойного, устьевого и затрубного давлений; изучение изменений пластовой температуры; исследование пластов и скважин гидродинамическими и промыслово-геофизическими методами.
3. Контроль технического состояния скважин и работы технологического оборудования, выявление негерметичности, смятия обсадных колонн, износа оборудования, эффективности использования оборудования и др.
4. Контроль осложняющих условий добычи нефти: изучение условий выпадения парафина и солей в пласте, призабойной

зоне и скважине; определение условий разрушения пласта и образования песчаных пробок.

Основные способы получения информации при контроле – измерение продукции скважин на поверхности.

Все полученные данные по месторождению (по залежам) берутся по скважинам на данном месторождении и заносятся в ежемесячный эксплуатационный отчет. В данном отчете указывается номер скважины, способ эксплуатации данной скважины и ее производительность, а именно какой дебит нефти, воды, жидкости и газа, обводненность продукции, рабочее давление скважины, каким способом эксплуатации эксплуатируется данная скважина и сколько дней в месяце отработала скважина. В этом отчете указываются все скважины на месторождении. И по данным этого отчета отделы добычи нефти и разработки принимают решения о дальнейшей работе месторождения. Отделы сопоставляют фактические показатели разработки и добычи с данными отчета, предыдущего анализа, выясняют причины изменения каждого показателя.

Заключительной составной частью анализа следует рассматривать прогноз процесса разработки, связанный с предсказанием течения технологических процессов в будущем, как при неизменных условиях, так и при проведении работ по регулированию. Цель его состоит в исследовании тенденций протекания процессов разработки в прежних и новых условиях.

## 2. Практическая часть

Для выполнения практического занятия преподаватель на уроке индивидуально дает каждому студенту ежемесячный эксплуатационный отчет по скважинам определенного месторождения. Раздают копию эксплуатационной карточки и объясняет ее заполнение студентам. В ходе занятия студенты прогнозируют работы скважин на данном месторождении и строят график эксплуатации скважины.



## Список литературы

1. Жданов М.А. Методы подсчета подземных запасов нефти и газа / М.А. Жданов. - М.: Госгеолиздат., 1952 – 254с.
2. Гиматудинов Ш.К. Справочное руководство по проектированию и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Ш.К. Гиматудинов. — М.: Недра, 1983. — 562 с.
3. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений / В.С. Бойко. - М.: Недра, 1990 – 484 с.
4. Базлов М.Н. Технология и техника добычи нефти и газа / М.Н. Базлов. – М.: Недра, 1971 – 504 с.
5. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений / Ю.П. Желтов. – М.: Недра, 1986 – 315 с.

## Содержание

Предисловие.....	3
Практическое занятие 1. «Определение температуры газа в пласте и температурного градиента» .....	4
Практическое занятие 2. «Определение дебита газовой скважины».....	7
Практическое занятие 3. «Определение коэффициента продуктивности нефтяной скважины и установка характера притока нефти к забою скважины».....	12
Практическое занятие 4. «Определение коэффициента нефтеизвлечения за счет упругих свойств среды внутри контура нефтеносности» .....	20
Практическое занятие 5. «Расчет основных показателей разработки нефтяной залежи».....	25
Практическое занятие 6. «Формы ведения учета добычи по скважинам на нефтегазодобывающих предприятиях (НГДУ)».....	32
Список литературы .....	36

**Козырева Светлана Владимировна**

**РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ТРАНСПОРТ НЕФТИ**

**Практикум  
по одноименному курсу для студентов специальности  
1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»**

Подписано в печать 23.01.10.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».

Ризография. Усл. печ. л. 2,32. Уч.-изд. л. 2,09.

Изд. № 144.

E-mail: [ic@gstu.gomel.by](mailto:ic@gstu.gomel.by)

<http://www.gstu.gomel.by>

Отпечатано на цифровом дуплекаторе  
с макета оригинала авторского для внутреннего использования.

Учреждение образования «Гомельский государственный  
технический университет имени П. О. Сухого».

246746, г. Гомель, пр. Октября, 48.