

Министерство образования Республики Беларусь

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

Институт повышения квалификации
и переподготовки кадров

Кафедра «Профессиональная переподготовка»

С. В. Козырева

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ
по одноименному курсу
для слушателей специальности 1-51 02 71
«Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»
заочной формы обучения**

Гомель 2013

УДК 622.276(075.8)
ББК 33.361я73
К59

*Рекомендовано кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений
и транспорт нефти» ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 4 от 23.11.2012 г.)*

Рецензент: зав. отд. исследования нефти и нефтепродуктов БелНИПИнефть
канд. техн. наук *А. Г. Ракутько*

Козырева, С. В.

К59 Разработка нефтяных и газовых месторождений : лаборатор. практикум по одноим. курсу для слушателей специальности 1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» заоч. формы обучения ИПК и ПК / С. В. Козырева. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2013. – 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://library.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

Содержит краткие теоретические сведения и методику решения задач.

Для слушателей специальности 1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» заочной формы обучения ИПК и ПК.

УДК 622.276(075.8)
ББК 33.361я73

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2013

Предисловие

Цель методических указаний к лабораторным занятиям по курсу – дать расширенные теоретические знания слушателям.

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

Методические указания по лабораторным занятиям поможет слушателям закреплять теоретический материал, изучаемый на лекциях.

Слушатель на лабораторных 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 слушателя в учебном журнале.

Лабораторная работа 1

«Оценка добычи нефти экспресс-методом»

Цель работы: ознакомление с применяемыми методами расчетов практике нефтедобычи и приобретение навыков практических расчетов показателей нефтедобычи

1. Теоретическая часть

Для оперативной оценки прогнозной добычи нефти по скважине или по залежи наряду с другими применяются приближенные статистические методы, основанные на математической обработке фактических данных по эксплуатации скважин или разработке всей залежи в целом.

В частности, используется **метод кривых падения добычи**, когда к фактическим данным падения добычи подбирается аналитическая кривая которая описывается математическим уравнением определенного вида и наиболее точно отражает фактический темп падения добычи:

$$q_{н(t)} = a \cdot (t^{-b}) \quad (1)$$

$$q_{н(t)} = a \cdot (e^{-c \cdot t}) \quad (2)$$

где: a , b , c – коэффициенты определяемые при обработке фактических данных работы скважины.

Формула (2) лежит в основе экспресс-метода оценки добычи нефти, предложенного учеными-нефтяниками Мухарским и Лысенко (институт ТатНИПИнефть):

$$q_{(t)} = q_0 \cdot e^{-\frac{q_0}{Q_0} \cdot t} \quad (3)$$

где: t – время с начала эксплуатации скважины;

q_0 – начальный дебит скважины в момент пуска ее в работу;

Q_0 – начальные извлекаемые запасы нефти в залежи, приходящиеся на одну скважину;

e - основание натурального логарифма ($e=2,71828\dots$)

2. Расчетная часть

Рассчитать:

1. Текущий дебит скважины по нефти $q_{тек}$ на конец каждого года эксплуатации n , используя формулу экспресс-метода, приведенную к виду

$$q_{\text{тек}}^n = q_0 \cdot e^{-B \cdot n} \quad (\text{т/сут}) \quad (1)$$

где: $q_{\text{тек}}^n$ – текущий дебит скважины на конец текущего года эксплуатации n ;

q_0 - начальный дебит скважины в момент ввода ее в работу (на начало первого года эксплуатации);

B – заданный показатель степени, равный по величине отношению q_0 / Q_0 ;

n - текущий год эксплуатации скважины;

e – основание натурального логарифма

2. Среднегодовой дебит по нефти $q_{\text{ср}}^n$ как среднее арифметическое между дебитами на начало и конец текущего года:

$$q_{\text{ср}}^n = \frac{(q_{n-1} + q_n)}{2} \quad (\text{т/сут}) \quad (2)$$

3. Среднегодовой дебит по воде $q_{\text{вод}}^n$, принимая условие, что режим работы скважины будет характеризоваться постоянным отбором жидкости ($q_{\text{жид}}^1 = q_{\text{жид}}^2 = \dots = q_{\text{жид}}^n = q_0 = \text{const}$) при обводнении скважины сначала ее эксплуатации:

$$q_{\text{вод}}^n = q_{\text{жид}}^n - q_{\text{ср}}^n \quad (\text{т/сут}) \quad (3)$$

4. Среднегодовую обводненность продукции скважины %Воды:

$$\% \text{Воды}^n = \frac{q_{\text{вод}}^n}{q_{\text{жид}}^n} \cdot 100 \quad (4)$$

5. Годовую добычу нефти $Q_{\text{н скв}}^n$ по скважине, предварительно рассчитав дни работы скважины в году t_n , используя заданные годовые коэффициенты эксплуатации скважины $K_{\text{экс}}^n$:

$$t_n = 365 \cdot K_{\text{экс}}^n \quad (\text{сут}) \quad (5)$$

$$Q_{\text{н скв}}^n = q_{\text{ср}}^n \cdot t_n \quad (\text{тонны}) \quad (6)$$

6. Накопленную добычу нефти $\Sigma Q_{\text{неф}}^n$ по скважине с начала ее эксплуатации на конец каждого текущего года:

$$\Sigma Q_{\text{неф}}^n = \Sigma Q_{\text{неф}}^{n-1} + Q_{\text{н.скв}}^n \quad (7)$$

$$\Sigma Q_{\text{неф}}^0 = 0$$

7. Построить графики изменения по годам эксплуатации дебитов скважины и обводненности добываемой продукции.

Таблица 1 Показатель степени B

Показатель степени B		
Варианты	гр.НР-31	гр.НР-32
1-2-3	0,09	0,15
4-5-6	0,1	0,16
7-8-9	0,11	0,17
10-11-12	0,12	0,18
13-14-15	0,13	0,19
16-17-18	0,14	0,20
19-20-21	0,18	0,22
22-23-24	0,21	0,23

Таблица 2 Коэффициент эксплуатации скважин по годам разработки

Год эксплуатации скважины (n)	Коэффициент эксплуатации скважины ($K_{экс}$)
1	0,98
2	0,95
3	0,92
4	0,94
5	0,96
6	0,98
7	0,95
8	0,92
9	0,94
10	0,96

Исходные данные

Вариант	Нач. дебит жидкости, q_0 , т/сут
1	140
2	150
3	160
4	110
5	120
6	130
7	140
8	150
9	160
10	110

11	120
12	130
13	140
14	150
15	160
16	110
17	120
18	130
19	140
20	150
21	160
22	110
23	120
24	130
25	180
26	175
27	125
28	140
29	190
30	200

Лабораторная работа 2

«Определение физических свойств нефти в процессе ее однократного разгазирования»

Цель: определение физических свойств нефти в процессе ее однократного разгазирования.

1. Теоретическая часть

Физическое состояние вещества определяется тремя параметрами; давлением, температурой и удельным объемом.

Давление – сила, действующая по нормали на единицу поверхности.

Абсолютное давление P – давление, отсчитываемое от абсолютного нуля. Если оно больше барометрического p_0 , то

$$P = p_0 + p_u$$

Если $P < p_0$, то $P = p_0 + p_v$

p_v - показания вакуумметра, измеряющего разрежение.

Температура – характеризует тепловое состояние вещества, то есть энергию, с которой движутся его молекулы.

Если T – температура, измеряемая по шкале Кельвина (К) или абсолютная температура, t – температура, измеряемая в градусах Цельсия ($^{\circ}\text{C}$), $T_0 = 273,15 \text{ К}$ – нулевая точка по шкале Цельсия (точка затвердевания воды), то

$$T = t + T_0 = t + 273,15$$

Удельный объем – объем единицы массы вещества

$$v = \frac{V}{m}$$

В нефтегазодобывающей практике различают нормальный объем – объем при нормальных условиях: давлении $P = p_0 = 0,101325 \text{ МПа}$ и температуре $T = T_0 = 273,15 \text{ К} = 0^{\circ}\text{C}$

Стандартный объем – объем при стандартных условиях: давлении $P = p_{cm} = 0,101325 \text{ МПа}$ и температуре $T = T_{cm} = 293,15 \text{ К} = 20^{\circ}\text{C}$

Нефть – сложная как по составу, так и по физическим свойствам вещество. При решении технологических задач, связанных с разработкой месторождений, эксплуатацией скважин, необходимо знание таких основных физических характеристик нефти как давление насыщения, растворимость газов нефти, плотность, вязкость, объемный коэффициент, поверхностное натяжение на границах с различными средами. Физические свойства нефти в пластовых условиях значительно отличаются от свойств дегазированных нефтей (нефть, остающаяся после сепарации пластовой нефти в процессе ее однократного разгазирования до давления $0,1 \text{ МПа}$ при $t = 20^{\circ}\text{C}$) в силу влияния давления, температуры и растворимого газа.

В целом нефть можно рассматривать как смесь жидких углеводородных и неуглеводородных составляющих, физические свойства которой можно определить на основе расчета фазовых равновесий с использованием констант фазового равновесия.

В процессах, связанных с добычей нефти, важное значение имеет определение количества газа и жидкости при различных термодинамических условиях, зависит от способа разгазирования: одно – или многократного.

Обычно при экспериментальном исследовании пластовых нефтей давление насыщения определяется при $T_{пл}$, а разгазирование осуществляют при $t = 20^0\text{C}$.

2. Расчетная часть

Определить основные физические свойства нефти в процессе ее однократного разгазирования при давлении $P = 5,5$ МПа и температуре $T = 300,5$ °К.

1. Рассчитываем текущее равновесное давление насыщения при $T \leq T_{пл}$

$$P_{насT} = P_{нас} - \frac{T_{пл} - T}{9,157 + \frac{701,8}{G \cdot (y_{c1} - 0,8 \times y_a)}} \quad (\text{МПа}) \quad (1)$$

где: y_a - молярные доля азота в попутном газе однократного разгазирования нефти до 0,1 МПа при $T_{ст} = 293^0\text{K}$;

y_{c1} - молярные доля метана в попутном газе однократного разгазирования нефти до 0,1 МПа при $T_{ст} = 293^0\text{K}$;

G - газонасыщенность (газосодержание) пластовой нефти, т.е. отношение объема газа, растворенного в нефти, к массе сепарированной нефти, $\text{м}^3/\text{т}$ (объем газа приведен к нормальным условиям);

$P_{нас}$ - давление насыщения пластовой нефти газом при пластовой температуре, МПа;

$P_{пл}$ - пластовое давление, МПа;

$T_{пл}$ - пластовая температура, °К.

2. Находим приведенный к нормальным условиям удельный объем выделившегося газа

$$V_{гв(p,T)} = G \cdot R_{(p)} \cdot m_{(T)} \cdot [D_{(T)} \cdot (1 + R_{(p)}) - 1] \quad (\text{м}^3/\text{т}) \quad (2)$$

где: $R_{(p)}$, $m_{(T)}$, $D_{(T)}$ - вспомогательные коэффициенты

$$m_{(T)} = 1 + 0,029 \cdot (T - 293) \cdot (\rho_{нд} \cdot \rho_{го} \cdot 10^{-3} - 0,7966) \quad (3)$$

где: $\rho_{нд}$ - плотность дегазированной нефти ($P_0 = 0,1$ МПа, $T_{ст} = 293^0\text{K}$), $\text{кг}/\text{м}^3$;

$\rho_{го}$ - относительная по воздуху плотность газа

$$D_{(T)} = 10^{-3} \cdot \rho_{нд} \cdot \rho_{го} \cdot (4,5 - 0,00305 \times (T - 293)) - 4,785 \quad (4)$$

$$R_{(p)} = \frac{1 + \lg p}{1 + \lg p_{\text{нас}T}} - 1 \quad (5)$$

3. Рассчитываем остаточную газонасыщенность нефти (удельный объем растворенного газа) в процессе ее разгазирования

$$V_{\text{гр}(p,T)} = \Gamma \times m_{(T)} - V_{\text{гв}(p,T)} \quad (\text{М}^3/\text{T}) \quad (6)$$

4. Определяем относительную плотность выделившегося газа

$$\check{\rho}_{\text{гв}(p,T)} = a \cdot [\rho_{\text{го}} - 0,0036 \cdot (1 + R_{(p)}) \cdot (105,7 + u \cdot R_{(p)})] \quad (7)$$

где: $a = 1 + 0,0054 \cdot (T - 293)$

$u = 10^{-3} \cdot \rho_{\text{нд}} \cdot \Gamma - 186$ - вспомогательные коэффициенты

5. Находим относительную плотность растворенного газа, остающегося в нефти при данных условиях ее разгазирования

$$\check{\rho}_{\text{гр}(p,T)} = \frac{\Gamma \times ((a \cdot m_{(T)} \cdot \rho_{\text{го}}) - (\frac{\check{\rho}_{\text{гв}(p,T)} \cdot V_{\text{гв}(p,T)}}{\Gamma}))}{V_{\text{гр}(p,T)}} \quad (8)$$

6. Рассчитываем объемный коэффициент, предварительно определив удельное приращение объема нефти за счет единичного изменения ее газонасыщенности и температурный коэффициент объемного расширения дегазированной нефти при стандартном давлении:

$$b_{\text{н}(p,T)} = 1 + \frac{1,0733 \times 10^{-3} \cdot \rho_{\text{нд}} \cdot V_{\text{гр}(p,T)} \cdot \lambda_{(T)}}{m_{(T)}} + \alpha_{\text{н}} \cdot (T - 293) - 6,5 \times 10^{-4} \times p \quad (9)$$

где: $\lambda_{(T)}$ - единичное изменение газонасыщенности нефти

$\alpha_{\text{н}}$ - температурный коэффициент объемного расширения дегазированной нефти

$$\lambda_{(T)} = 10^{-3} (4,3 - 3,54 \times 10^{-3} \cdot \rho_{\text{нд}} + \frac{1,0337 \cdot \rho_{\text{гр}(p,T)}}{a} + 5,581 \times 10^{-6} \cdot \rho_{\text{нд}} (1 - 1,61 \times 10^{-6} \cdot \rho_{\text{нд}} \cdot V_{\text{гр}(p,T)}) \cdot V_{\text{гр}(p,T)}) \quad (10)$$

$$\alpha_H = 10^{-3} \cdot (3,083 - 2,638 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{нд}, \text{если } 780 \leq \rho_{нд} \leq 860 \text{ (1/}^\circ\text{C)})$$

$$\alpha_H = 10^{-3} \cdot (2,513 - 1,975 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{нд}, \text{если } 860 \leq \rho_{нд} \leq 960 \text{ (1/}^\circ\text{C)})$$

7. Определяем плотность газонасыщенности нефти

$$\rho_{н(p,T)} = \frac{\rho_{нд} \cdot \left(\frac{1 + 1,293 \cdot 10^{-3} \cdot \check{\rho}_{гр(p,T)} \cdot V_{гр(p,T)}}{a \cdot m(T)} \right)}{b_{н(p,T)}} \quad (11)$$

8. Оцениваем вязкость дегазированной нефти при $p = 0,1$ МПа и $T_{cm} = 293$ К

$$\mu_{нд} = \left[\frac{0,456 \cdot \rho_{нд}^2}{833 \cdot 10^{-3} - \rho_{нд}^2} \right]^2 \text{ при } 780 < \rho_{нд} \leq 845 \quad (\text{МПа} \cdot \text{с})$$

$$\mu_{нд} = \left[\frac{0,658 \cdot \rho_{нд}^2}{886 \cdot 10^{-3} - \rho_{нд}^2} \right]^2 \text{ при } 845 < \rho_{нд} < 924 \quad (\text{МПа} \cdot \text{с}) \quad (12)$$

9. Находим вязкость дегазированной нефти при $p_0 = 0,1$ МПа и заданной температуре T (К) предварительно определив коэффициенты a_1 и b

$$a_1 = 10^{-0,0175 \cdot (293 - T) - 2,58}$$

$$b = (8,0 \times 10^{-5} \cdot \rho_{нд} - 0,047) \cdot \mu_{нд}^{0,13 + 0,002 \cdot (T - 293)}$$

$$\mu_{нд(T)} = \mu_{нд} \cdot (T - 293)^{a_1} \cdot e^{b \cdot (293 - T)} \quad (\text{МПа} \cdot \text{с}) \quad (13)$$

10. Определяем вязкость газонасыщенной нефти $\mu_{нг(p,T)}$ на основании эмпирической корреляции указанной вязкости с вязкостью дегазированной нефти при $p_0 = 0,1$ МПа и заданной температуре $\mu_{нд(T)}$ по пункту 9 и количеством газа $V_{гр(p,T)}$ по пункту 3 растворенного в ней при текущем равновесном давлении насыщения $P_{нас.T}$ по пункту 1.

$$\mu_{нг(p,T)} = A \cdot \mu_{нд}^B \quad (\text{МПа} \cdot \text{с}) \quad (14)$$

где: A, B – графические функции газосодержания нефти

$$A = 1 + 0,0129 \cdot V_{гр(p,T)}^* - 0,0364 \cdot V_{гр}^{*0,85}$$

$$B = 1 + 0,0017 \cdot V_{гр(p,T)}^* - 0,0228 \cdot V_{гр}^{*0,067}$$

где: $V_{гр(p,T)}^*$ - удельный объем растворенного газа, приведенный к $p_0 = 0,1$ МПа и $T_{cm} = 288,6$ К, $м^3/м^3$

$$V_{гр(p,T)}^* = 1,055 \cdot 10^{-3} \cdot (1 + 5 \cdot \alpha_n) \cdot V_{гр(p,T)} \cdot \rho_{нд} \quad (м^3/м^3)$$

11. Рассчитываем поверхностное натяжение газонасыщенной нефти на границе с выделившимся газом. Зависимость поверхностного натяжения нефти от термодинамических условий (p, T) , количества растворенного газа, состава нефти, природы и количества полярных компонентов очень сложная.

$$\sigma_{нг} = \frac{1}{10^{1,58+0,05 \cdot p}} - 72 \cdot 10^{-6} \cdot (T - 305) \quad (Н/м) \quad (15)$$

Исходные данные

№ вар.	$P_{пл}$, МПа	$T_{пл}$, К	$\rho_{нд}$, кг/м ³	Γ , м ³ /т	$P_{нас}$, МПа	$\rho_{го}$	Y_a	Y_{cl}
1	17,5	313	868	55,6	9,2	1,119	0,069	0,355
2	17,0	313	867	55,4	9,0	1,11	0,065	0,354
3	17,2	300	868	54,9	9,3	1,110	0,068	0,353
4	17,4	320	865	55,0	8,5	1,113	0,064	0,351
5	17,3	316	869	55,7	8,6	1,114	0,066	0,354
6	16,5	318	864	54,8	9,1	1,119	0,069	0,355
7	16,9	319	863	54,6	9,5	1,12	0,061	0,35
8	17,0	314	868	55,1	8,7	1,118	0,067	0,353
9	16,8	310	866	55,5	9,0	1,117	0,069	0,355
10	17,5	313	865	54,7	8,8	1,112	0,065	0,35
11	18,0	317	867	55,0	9,3	1,116	0,067	0,351
12	18,5	316	864	55,6	8,7	1,117	0,069	0,355
13	17,9	315	868	55,9	8,9	1,113	0,064	0,351
14	17,4	317	869	55,75	9,4	1,115	0,068	0,352
15	17,6	319	870	55,3	9,1	1,118	0,069	0,354
16	17,3	315	863	55,6	8,8	1,119	0,068	0,355
17	17,7	313	865	55,4	9,3	1,117	0,065	0,355
18	17,8	300	867	55,25	9,5	1,114	0,067	0,353
19	17,5	305	868	54,95	9,1	1,115	0,069	0,355
20	17,0	310	868	54,8	9,6	1,119	0,069	0,356
21	17,4	312	866	55,7	9,1	1,117	0,069	0,355
22	17,9	313	867	55,3	9,0	1,113	0,067	0,355
23	18,5	316	865	54,7	8,5	1,114	0,068	0,355

24	17,8	300	867	54,9	9,2	1,116	0,065	0,356
25	15,6	310	863	55,4	9,5	1,112	0,065	0,35
26	15,9	313	868	55,25	8,7	1,116	0,067	0,351
27	17,4	317	866	54,95	9,0	1,117	0,069	0,355
28	18,6	316	865	54,8	8,8	1,113	0,064	0,351
29	17,3	315	867	55,7	9,3	1,115	0,068	0,352
30	16,8	300	700	55,3	8,7	1,117	0,065	0,355

Лабораторная работа 3 «Определение нефтеотдачи в зависимости от упругих свойств жидкости и породы»

Цель работы: ознакомление с основными определениями и расчетами основных показателей упругого режима и рассчитать количество нефти, которое можно получить из залежи за счет упругих свойств среды внутри контура нефтеносности при падении средневзвешенного по площади давления в залежи до давления насыщения.

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/м².

Коэффициент объемной упругости можно определить:

$$\beta_c = m \cdot \beta_n \quad (1)$$

где: β_n - коэффициент сжимаемости пористой среды

β_c – коэффициент объемной упругости пласта

m – пористость

Это означает, что объем порового пространства при снижении пластового давления на 10^5 н/м² может сократиться примерно на 0,001%

Коэффициенты сжимаемости различных нефтей колеблются в весьма широких пределах:

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

Коэффициенты сжимаемости воды значительно меньше и колеблются в пределах:

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

Коэффициенты сжимаемости породы значительно меньше и колеблются в пределах:

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

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:

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

где: ΔQ – объем жидкости, который можно извлечь из пласта, м³

β^* - коэффициент упругоэластичности, м²/н

V – объем породы пласта без учета пористости, м³

Δp – заданное падение пластового давления, н/м²

Коэффициент упругоэластичности определяется:

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

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

β_c – коэффициент сжимаемости породы

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

$$V = V_{\text{н}} + V_{\text{в}} \text{ (м}^3\text{)} \quad (4)$$

Тогда получим

$$\Delta Q = \Delta Q_H + \Delta Q_B \quad (\text{м}^3) \quad (5)$$

В этом случае подставляются соответственно

$$\beta_H^* = m \cdot \beta_H + \beta_c \quad (1/\text{ат})$$

$$\beta_B^* = m \cdot \beta_B + \beta_c \quad (1/\text{ат})$$

Тогда

$$\Delta Q = (\beta_H^* \cdot V_H + \beta_B^* \cdot V_B) \cdot \Delta p \quad (\text{м}^3) \quad (6)$$

Коэффициенты β_H^* и β_B^* предложено называть соответственно коэффициентом упругой нефтеемкости пласта и коэффициентом водоемкости пласта.

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

Определить количество нефти, которое можно получить из залежи за счет упругих свойств среды внутри контура нефтеносности при падении средневзвешенного по площади давления в залежи до давления насыщения. Залежь, ограниченная контуром нефтеносности, имеет площадь $F = 12 \text{ км}^2$.

1. Определяем коэффициент сжимаемости нефти

В зависимости от давлений находит объемный коэффициент по рис.1.

$$\beta_H = \frac{b_{H1} - b_H}{b_H \cdot \Delta p} \quad (1/\text{МПа}) \quad (1)$$

где: Δp – падение пластового давления до давления насыщения

b_{H1}, b_H - объемные коэффициенты нефти при пластовой температуре $T_{пл}$ и давлениях p_H и $p_{пл}$

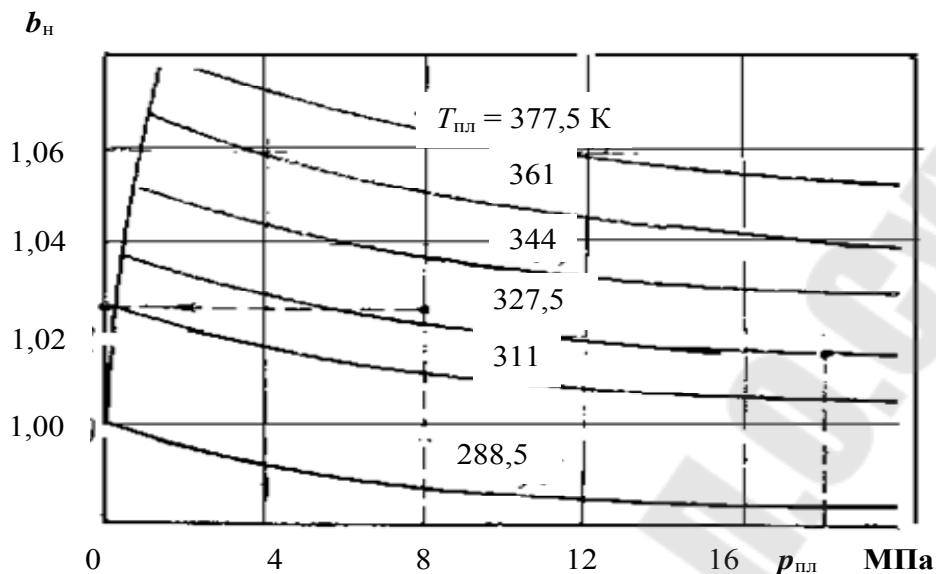


Рис.1 График зависимости объемного коэффициента нефти от давления и температуры

2. Коэффициент упругости залежи:

$$\beta^* = m \cdot \beta_n + \beta_{\text{пл}} \quad (1/\text{МПа}) \quad (2)$$

где: $\beta_{\text{пл}}$ – коэффициент сжимаемости пор породы, равный 2×10^{-4} , 1/МПа

3. Искомый запас нефти, определяемый действием упругих сил

$$\Delta V_n = \beta^* \cdot V \cdot \Delta p \quad (\text{м}^3) \quad (3)$$

где: V – объем залежи

$$V = F \times h \quad (\text{м}^3) \quad (4)$$

4. Общий начальный объем нефти в залежи (в пластовых условиях) по формуле:

$$V_n = \frac{F \cdot h \cdot m \cdot (1 - S)}{b_n} \quad (\text{м}^3)$$

где: S – начальный коэффициент водонасыщенности в долях единицы;

h – средняя мощность залежи, м;

m – пористость.

5. Процент нефтеотдачи из общего запаса нефти в залежи вследствие упругих свойств среды

$$K_{от} = \frac{\Delta V_H \cdot 100}{V_H}, \% \quad (5)$$

6. Количество нефти в результате внедрения воды из законтурной области

$$\Delta V_H^1 = Q_H - \Delta V_H \quad (\text{м}^3) \quad (6)$$

где: Q_H - добыча нефти за период падения давления в пласте до уровня насыщения, м^3 .

7. Падение давления в пределах контура нефтеносности неизбежно нарушит равновесие за контуром, где давление будет уменьшаться, и часть воды под действием упругой энергии поступит в нефтяную зону пласта.

Рассмотрим законтурную кольцевую площадь $F_1 = 120 \cdot 10^6 \text{ м}^2$, занятую напорной водой, где коэффициент сжимаемости воды примем равным $\beta_B = 4,2 \cdot 10^{-4} \text{ 1/МПа}$.

Тогда коэффициент упругоёмкости β_B^* для указанной законтурной обводненной части пласта найдем по формуле:

$$\beta_B^* = m \cdot \beta_B + \beta_{\Pi} \quad (\text{1/МПа}) \quad (7)$$

Как видно из сравнения коэффициентов упругоёмкости для нефтяной и обводненной частей пласта, падение давления за контуром менее интенсивное, чем внутри пласта.

Предположим, что средневзвешенное давление внутри рассматриваемой кольцевой площади уменьшится за тот же промежуток времени на 50% от Δp , то есть $\Delta p_1 = 5 \text{ МПа}$.

В этом случае количество воды, которое поступит в поры пласта под действием упругой энергии в пределах контура нефтеносности, будет

$$\Delta V_B = \beta_B^* \cdot V_1 \cdot \Delta p_1 \quad (\text{м}^3) \quad (8)$$

где: V_1 – объем залежи

$$V_1 = F_1 \cdot h \quad (\text{м}^3) \quad (9)$$

8. Таким образом, через начальный контур нефтеносности в результате гидродинамического (неупругого) перемещения воды в пласт поступит следующий объем жидкости

$$V_{ж} = \Delta V_H^1 - \Delta V_B \quad (\text{м}^3) \quad (10)$$

Остальная часть (до значения Q_H) представляет суммарный запас, определяемый действием упругих сил. Иначе говоря, больше

половины добычи нефти будет обеспечено за счет упругой энергии нефти, породы и воды, расположенных в пределах начального контура нефтеносности и его непосредственном окружении.

Исходные данные

№ вар.	h , м	S , %	$T_{пл}$, К	m	$p_{пл}$, МПа	p_H , МПа	$Q_H \times 10^6$, м ³
1	12	20	331	0,22	18	8	5
2	10	19	344	0,18	16	6	4
3	9	20	288,5	0,2	17	7	6
4	11	18	311	0,19	12	2	5
5	13	21	361	0,21	14	4	6
6	14	19	344	0,18	15	5	4,5
7	12	22	327,5	0,22	17	7	5
8	10	25	311	0,17	16	6	5,5
9	9	17	344	0,19	14	4	4
10	8	20	361	0,2	18	8	5
11	11	15	331	0,21	16	6	6
12	13	23	227,5	0,22	14	4	4
13	12	22	344	0,2	15	5	5
14	10	20	331	0,21	18	8	5
15	9	17	331	0,19	19	9	5
16	8	16	311	0,16	17	7	6
17	15	24	311	0,17	16	6	5,5
18	13	23	344	0,2	14	4	4,5
19	14	21	344	0,17	15	5	5
20	12	18	361	0,23	16	6	6
21	11	15	361	0,22	18	8	4,5
22	10	20	331	0,21	19	9	4
23	9	20	344	0,2	17	7	5
24	13	17	331	0,23	19	9	5,5
25	19	22	327,5	0,15	15	5	5
26	18,5	18	311	0,19	18	8	5,5
27	17	15	344	0,22	19	9	4
28	30	12	361	0,25	17	7	5
29	8	23	331	0,17	16	6	6
30	16	20	344	0,14	14	4	4

Лабораторная работа 4
«Определение запасов нефти и газа, и оценка эффективности
использования пластовой энергии»

Цель работы: ознакомление с основными определениями и расчетами основных параметров подсчета запасов нефти и природного газа по методу материального баланса

1. Теоретическая часть

Метод материального баланса применяют для определения начальных запасов углеводородов в пласте и установления объема вторгшейся в продуктивный пласт воды и водоносного бассейна.

Обобщенные уравнения материального баланса.

Если в пласте имеется газовая шапка, то нефть первоначально была насыщена газом, в залежи отсутствует упругое расширение. Энергия, заключенная в растворенном газе, пополняется за счет энергии газа в шапке.

Но по методу материального баланса влияние газовой шапки учитывается ее относительным объемом

$$\Gamma = \frac{V_{\text{св.г.}}}{V_{\text{нач.неф}}}, \quad (1)$$

где: $V_{\text{нач.г.}}$ – начальный пластовый объем свободного газа;
 $V_{\text{нач.неф.}}$ – начальный пластовый объем нефти

Обобщенное уравнение материального баланса – уравнение объемного баланса, утверждающее, что алгебраическая сумма объемных изменений нефти, свободного газа и воды в пласте должна равняться нулю в процессе дренирования продуктивного пласта.

Для расчетов необходимо следующие данные:

1. Начальное пластовое давление и среднее пластовое давление.
2. Добыча товарной нефти, общая добыча газа с вычетом его объема, закачанного обратно в пласт.
3. Относительный объем газовой шапки, коэффициенты пластового объема нефти и газа, а также коэффициент растворимости газа в нефти.
4. Отобранное количество воды из пласта и количество воды, вторгшейся в продуктивный пласт из бассейна питания.

Изменение объема нефти. Если начальный объем нефти в пласте равен $Q_3 \cdot b_{но}$, то к моменту времени t , когда среднее давление в пласте составит P , объем оставшейся в пласте нефти будет:

$$(Q_3 - Q_{из}) \cdot b_n, \quad (2)$$

где: $Q_{из}$ – накопленный к моменту времени объем отобранной из пласта нефти,

b_n – объемный коэффициент нефти

Уменьшение объема нефти в пласте к моменту времени t определится как разность между начальным и остаточным объемами

$$\Delta = Q_3 \cdot b_{но} - (Q_3 - Q_{из}) \cdot b_n, \quad (3)$$

Изменение объема свободного газа. Отношение начального объема свободного газа в пласте к начальному объему нефти можно определить так:

$$\Gamma = \frac{G_c \cdot B_{го}}{Q_3 \cdot b_{но}}, \quad (4)$$

где: $b_{но}$ – объемный коэффициент нефти при начальном пластовом давлении;

G_c – объем свободного газа в пласте

$B_{го}$ – объемный коэффициент газа при начальном пластовом давлении

Тогда начальный объем свободного газа

$$G_c \cdot B_{го} = \Gamma \cdot Q_3 \cdot b_{но}, \quad (5)$$

Объем оставшегося в пласте газа определится как разность между начальным объемом газа, свободного и растворенного в нефти, и объемом газа, добытого из пласта, и оставшегося в нем в растворенном виде, то есть

$$G_c = \left[\frac{Q_3 \cdot \Gamma \cdot b_{но}}{B_{го}} + Q_3 \cdot R_{го} \right] - Q_{из} \cdot R_p - (Q_3 - Q_{из}) \cdot R_\Gamma, \quad (6)$$

где: $R_{го}$, R_Γ – объем растворенного газа в единице объема нефти соответственно при начальном и текущем пластовых давлениях.

Изменение объема воды. Очевидно, что уменьшение объема нефти и свободного газа в пласте должны компенсироваться увеличением объема воды.

Если не наблюдается вторжение воды в пласт ($W_p = 0$) то начальный объем нефти равен

$$Q_3 = \frac{Q_{из} \cdot [B_0 + (R_p - R_{го}) \cdot B_r] + b_v \cdot W_{из}}{B_0 - B_{00} + \frac{\Gamma \cdot B_{00}}{B_{го}} \cdot (B_r - B_{го})}, \quad (7)$$

где: B_0 – двухфазный коэффициент пластового объема нефти при давлении P

B_{00} – то же, при начальном пластовом давлении

Если отсутствует в залежи свободный газ ($\Gamma=0$), то уравнение примет вид

$$Q_3 = \frac{Q_{из} \cdot [B_0 + (R_p - R_{го}) \cdot B_r] - (W_p - b_v \cdot W_{из})}{B_0 - B_{00}}, \quad (8)$$

И если в залежи отсутствует начальная газовая шапка и недостаточен напор воды, уравнение баланса сводится к виду

$$Q_3 = \frac{Q_{из} \cdot [B_0 + (R_p - R_{го}) \cdot B_r]}{B_0 - B_{00}}, \quad (9)$$

Определение объема вторжения воды в продуктивный пласт.

Расход вторгающейся в пласт воды $\left(\frac{dW_p}{dt}\right)$ можно считать пропорционально снижению пластового давления относительно первоначально значения, то есть

$$\left(\frac{dW_p}{dt}\right) = K \cdot (P_0 - P), \quad (10)$$

или в интегральной форме

$$W_p = K \cdot \int_0^t (P_0 - P) dt, \quad (11)$$

где: K – константа вторжения вод

Если пластовое давление постоянное в течение некоторого периода разработки, а расход при отборе пластовой жидкости переменный, можно определить объем вторжения воды из суммы добычи нефти, газа и воды за рассматриваемый период стабилизированного давления

$$\Delta W_p = B_0 \cdot Q_{из} + (\Delta G_p - R_{го} \cdot \Delta Q_{из}) \cdot B_r + b_v \cdot \Delta W_{из}, \quad (12)$$

где: ΔG_p , $\Delta Q_{из}$, $\Delta W_{из}$ – добыча газа, нефти и воды соответственно в стандартных условиях.

Константу заводнения находят из соотношения

$$K = \frac{\Delta W_p}{\Delta t \cdot (P_0 - P_{ст})}, \quad (13)$$

где: $P_{ст}$ – стабилизированное среднее давление.

2. Расчетная часть

Нефтяная залежь имеет газовую шапку, составляющая V_* всего объема залежи в пределах контура нефтеносности. Дано начальное пластовое давление $P_{пл}$, пластовая температура $T_{пл}$.

По данным лабораторных исследований установлено:

Начальное количество газа r_0

Начальный объемный коэффициент b_0

Начальный коэффициент сжимаемости газа z_0

Плотность нефти ρ_n

За первый год эксплуатации среднее пластовое давление упало до P_1 . За это время было добыто безводной нефти Q_1 , газа V_1 .

В течение второго года эксплуатации пластовое давление было почти постоянным P_t . Добыча за этот год составила нефти Q_2 , газа V_2 и воды d_w .

Объемный коэффициент к концу второго года был b_t , содержание растворенного газа r_t , коэффициент сжимаемости газа z_t .

Определить количество запасов нефти, газа и оценить эффективность использования пластовой энергии.

1. Отношение объема газовой шапки к объему нефтяной залежи

$$\alpha = \frac{V_*}{100 - V_*}, \quad (1)$$

где: V_* - объем газовой шапки, %

2. Начальный объемный коэффициент газа

$$B_0 = z_0 \times \frac{T_{пл}}{273} \times \frac{1}{P_{пл}}, \quad (2)$$

где: $T_{пл}$ – пластовая температура, К;

$P_{пл}$ – начальное пластовое давление, атм.

3. Объемный коэффициент газа к концу второго года

$$B_t = z_t \times \frac{T_{пл}}{273} \times \frac{1}{P_t}, \quad (3)$$

где: z_t - коэффициент сжимаемости газа на конец второго года;

P_t – пластовое давление на конец второго года

4. Двухфазный объемный коэффициент (нефти и газа) к концу второго года

$$U_t = b_t + (r_0 - r_t) \times B_t, \quad (4)$$

где: b_t – конечный объемный коэффициент нефти;

r_0 – начальное количество газа, растворенного в нефти, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

r_t – конечное количество газа, растворенного в нефти, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Всего добыто за время $t=2$ года нефти

$$Q = \frac{Q_1 + Q_2}{\rho_n}, \quad \text{м}^3 \quad (5)$$

где: Q_1, Q_2 – добыча нефти за первый и второй года, т;

ρ_n – плотность нефти.

Газа

$$V = V_1 + V_2, \quad \text{м}^3 \quad (6)$$

где: V_1, V_2 – объем газа за первый и второй года, м^3 .

5. Средний газовый фактор

$$G_0 = \frac{V}{Q}, \quad \text{м}^3/\text{м}^3 \quad (7)$$

В течение второго года эксплуатации общий перепад давления оставался постоянным:

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - P_t, \quad \text{атм} \quad (8)$$

6. Среднесуточная добыча нефти за второй год

$$q = \frac{Q_2}{dt}, \quad \text{м}^3 \quad (9)$$

где: dt - число дней работы в году, принять равным 360

Средний газовый фактор за второй год

$$G_t = \frac{V_2}{Q_2}, \quad \text{м}^3/\text{м}^3 \quad (10)$$

Среднесуточная добыча воды за второй год

$$q_w = \frac{dw}{dt}, \quad \text{м}^3 \quad (11)$$

7. Количество контурной воды, внедрившейся в нефтяную залежь

$$W = K_{\text{пр}} \times \int_0^t (P_{\text{пл}} - P_t) dt \times 30, \quad \text{м}^3 \quad (12)$$

где: коэффициент пропорциональности

$$K_{\text{пр}} = \frac{(U_t + B_t \times (G_t - r_0)) \times q + \frac{dw}{dt}}{P_{\text{пл}} - P_t}, \text{ м}^3/\text{сутки на 1 атм} \quad (13)$$

Так как работа в течение первого года эксплуатации велась с переменным перепадом от 0 до 20 атм (средний перепад $\Delta P_{\text{ср}}^I=10$ атм), а в течение второго года перепад оставался постоянным ($\Delta P_{\text{ср}}^{II}=20$ атм), то искомым интеграл возьмем за каждый год t отдельно, поставив пределы времени в месяцах:

$$\int_0^t (P_{\text{пл}} - P_t) dt = \Delta P_{\text{ср}}^I \times t_1 - \Delta P_{\text{ср}}^I \times t_2 + \Delta P_{\text{ср}}^{II} \times t_3 - \Delta P_{\text{ср}}^{II} \times t_4, \quad (14)$$

где: $t_1=12, t_2=0, t_3=24, t_4=12$

8. Начальный запас нефти в пласте

$$N = \frac{Q \times (U_t + B_t \times (G_0 - r_0)) - W + dw}{\alpha \times b_0 \times \left(\frac{B_t}{B_0} - 1\right) + (U_t - b_0)}, \text{ м}^3 \quad (15)$$

9. Начальный запас свободного газа, приведенный к нормальным условиям

$$V_0 = \frac{\alpha \times N \times b_0}{B_0}, \text{ м}^3 \quad (16)$$

10. Количество растворенного газа, приведенное к нормальным условиям

$$r_0 \times N = \text{, м}^3 \quad (17)$$

11. Общее количество добытых нефти и газа, приведенное к пластовым условиям

$$Q \times (U_t + B_t \times (G_t - r_0)) = \text{, м}^3 \quad (18)$$

12. Определим относительную эффективность отдельных видов энергии

Доля участия воды в вытеснении нефти

$$J_{\text{в}} = \frac{W - dw}{Q \times (U_t + B_t \times (G_t - r_0))}, \quad (19)$$

Доля участия газовой шапки в вытеснении нефти

$$J_{\text{гш}} = \frac{N \times \alpha \times b_0 \left(\frac{B_t}{B_0} - 1\right)}{Q \times (U_t + B_t \times (G_t - r_0))}, \quad (20)$$

Доля участия растворенного газа в вытеснении нефти

$$J_{\text{пр}} = \frac{N \times (U_t - b_0)}{Q \times (U_t + B_t \times (G_t - r_0))}, \quad (21)$$

13. Общий вероятный коэффициент нефтеотдачи

$$K_{\text{от}} = J_{\text{в}} \times K_{\text{в}} + J_{\text{гш}} \times K_{\text{гш}} + J_{\text{пр}} \times K_{\text{пр}}, \quad (22)$$

где: $K_{\text{в}} = 0,7$, $K_{\text{гш}} = 0,5$, $K_{\text{пр}} = 0,35$ – коэффициенты нефтеотдачи при водонапорном, газонапорном режимах и режиме растворенного газа.

14. Возможная суммарная добыча нефти из залежи

$$Q_{\text{об}} = N \times K_{\text{от}} \times \rho, \quad \text{м}^3 \quad (23)$$

15. При отсутствии в залежи газовой шапки ($\alpha=0$) начальный запас нефти

$$N = \frac{Q \times (U_t + B_t \times (G_0 - r_0)) - (W - dw)}{U_t - b_0}, \quad \text{м}^3 \quad (24)$$

16. При отсутствии в залежи газовой шапки и активной пластовой воды, то есть при разработке залежи за счет энергии растворенного газа, начальный запас нефти определяется

$$N = \frac{Q \times (U_t + B_t \times (G_0 - r_0))}{U_t - b_0}, \quad \text{м}^3 \quad (25)$$

Исходные данные

№ вар	V^* %	$P_{\text{пл}}$ атм	$T_{\text{пл}}$ К	r_0 $\text{м}^3/\text{м}^3$	b_0	z_0	$\rho_{\text{н}}$	P_t атм	$Q_t \cdot 10^5$ т
1	15	200	363	150	1,475	0,9	0,85	180	5
2	20	240	370	160	1,475	0,91	0,84	220	5,5
3	10	205	365	170	1,475	0,89	0,83	185	5
4	12	210	350	140	1,475	0,86	0,85	190	4,5
5	13	215	363	145	1,465	0,85	0,86	195	5
6	14	210	371	155	1,465	0,88	0,81	190	5,5
7	11	200	368	165	1,465	0,9	0,8	180	4,5
8	16	190	370	135	1,48	0,87	0,82	170	6
9	17	220	358	175	1,48	0,85	0,85	200	6,5
10	18	200	359	145	1,48	0,91	0,86	180	5
11	13,5	210	364	165	1,475	0,9	0,84	190	5
12	9	200	368	150	1,465	0,9	0,83	180	5,5
13	19	235	363	145	1,465	0,9	0,82	215	4
14	17	240	370	145	1,475	0,9	0,85	220	5
15	18	195	375	150	1,475	0,91	0,84	175	5,5

16	16,5	210	350	155	1,475	0,89	0,83	190	4,5
17	12,5	215	363	160	1,475	0,9	0,82	195	4,0
18	13	220	358	165	1,465	0,85	0,81	200	6,0
19	20	225	375	170	1,465	0,88	0,8	205	6,5
20	14	230	363	175	1,465	0,9	0,8	210	6,0
21	12,5	235	371	140	1,48	0,85	0,81	215	5,5
22	11,5	240	359	145	1,48	0,87	0,82	220	5,0
23	9,5	190	358	150	1,48	0,85	0,83	170	4,5
24	10,5	195	357	155	1,48	0,85	0,84	175	4,0
25	17,5	200	350	160	1,475	0,9	0,85	180	4,5
26	14,5	205	361	165	1,475	0,9	0,86	185	5,0
27	15,5	210	362	170	1,475	0,91	0,85	190	5,5
28	10	215	363	175	1,465	0,88	0,84	195	6,0
29	16	220	370	140	1,465	0,88	0,83	200	6,5
30	18	225	358	145	1,465	0,88	0,82	205	4,0

Продолжение исходных данных

№ вар	$V_1 \cdot 10^6$ м ³	$Q_2 \cdot 10^5$ т	$V_2 \cdot 10^6$ м ³	dw м ³	b_t	z_t	r_t
1	100	4	75	5·10 ⁴	1,415	0,85	125
2	100	4,5	75		1,415	0,86	135
3	105	4	80		1,415	0,84	145
4	110	3,5	85		1,415	0,81	115
5	100	4	75		1,405	0,8	120
6	95	4,5	70		1,405	0,83	130
7	90	3,5	65		1,405	0,85	140
8	100	5	75		1,42	0,82	110
9	110	5,5	85		1,42	0,8	150
10	105	4	80		1,42	0,86	120
11	100	4	75		1,415	0,85	140
12	100	4,5	75		1,405	0,85	125
13	105	3	80		1,405	0,85	120
14	105	4	80		1,415	0,85	120
15	105	4,5	80		1,415	0,86	125
16	110	3,5	85		1,415	0,84	130
17	110	3,0	85		1,415	0,85	135
18	110	5,0	85		1,405	0,8	140
19	100	5,5	75		1,405	0,83	145

20	100	5,0	75		1,405	0,85	155
21	100	4,5	75		1,42	0,8	115
22	95	4,0	70		1,42	0,82	120
23	95	3,5	70		1,42	0,8	125
24	90	4,0	65		1,415	0,85	140
25	90	4,5	65		1,415	0,86	145
26	100	5,0	75		1,405	0,83	150
27	100	5,5	75		1,405	0,83	115
28	100	3,0	75		1,405	0,83	120
29	100	5,5	75		1,42	0,8	115
30	110	3,0	85		1,415	0,85	120

Лабораторная работа 5 «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 замеряют при закрытой скважине, а также на каждом режиме ее работы давление газа на устье и в кольцевом пространстве и дебит газа в м³/сут.

Уравнение притока газа к скважине описывается двучленной формулой

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

где: a и b – численные коэффициенты;

q_0 – дебит газа, приведенный к нормальным условиям, м³/сут.

Давление на забое скважины определяется по формуле:

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

где: P_y – давление на устье скважины, МПа;

L – глубина скважины, м;

ρ_g – 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:

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

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

ρ_0 - плотность газа при пластовом давлении;

h - мощность пласта;

$r_{пр}$ - 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).

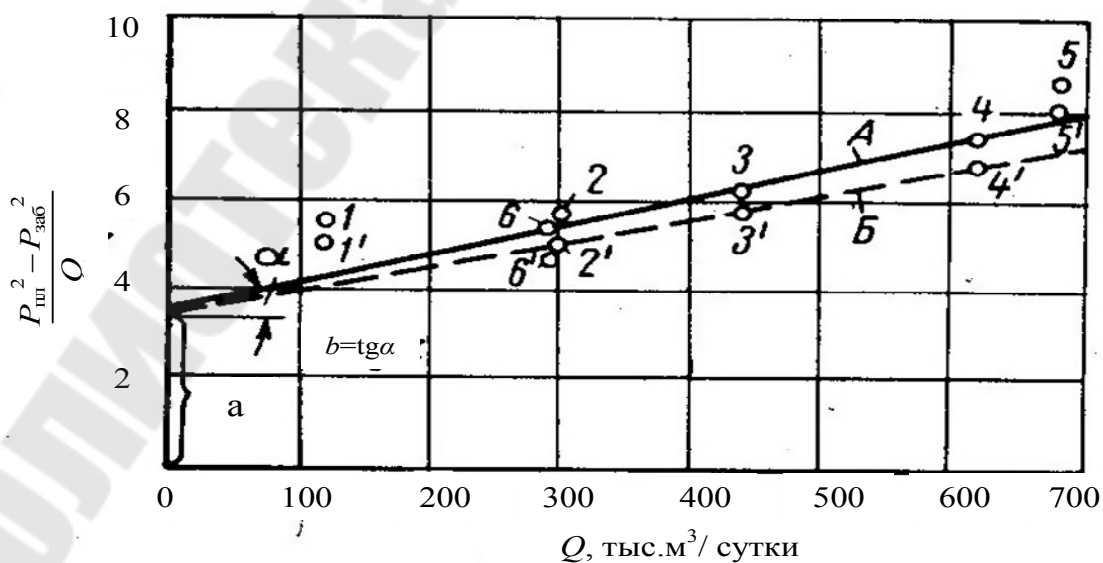


Рис.1. Зависимость депрессии от дебита

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 $P_{заб} = 0,9 \times P_{пл}$.

Данные испытания скважины приведены в таблице 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_r), м ³ /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)

$$P_{заб_N} = P_{y_N} \cdot e^{1,293 \cdot 10^{-4} \cdot L \cdot \frac{\rho_r \cdot T}{1,293 \cdot T + t}}, \text{ МПа} \quad (1)$$

где: P_y – давление на устье скважины, МПа;

L – глубина скважины, м;

ρ_r – относительная плотность газа в скважине;

t – средняя температура в скважине, К.

2. Определяем пластовое давление в скважине на пятом режиме

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

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:

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

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

5. Рассчитываем забойное давление для заданного условия

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

6. Пересчитываем депрессию

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

7. Рассчитываем дебит газовой скважины для заданного условия

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

Исходные данные

№ вар.	$L, \text{ м}$	$\rho_z,$	$t, \text{ }^\circ\text{C}$
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

Лабораторная работа 6
«Исследование скважин методом неустановившихся режимов работы»

Цель работы: применение основ исследования скважин методом неустановившихся режимов работы, изучение основных параметров при исследованиях газовых скважин и их применение в расчетах добычи газа.

1. Теоретическая часть

При разведке новых, особенно сверхглубоких, месторождений встречаются случаи, когда в течение некоторого времени трудно однозначно решить вопрос о том, чем представлены добываемые на поверхность жидкость и газа в условиях пласта: жидкой фазой или газообразной; такие случаи встречаются при открытии месторождений типа газоконденсатных.

Чтобы не ошибиться, можно рассчитать параметры по одному из известных методов в предположении, что в пластовых условиях существует только газовая фаза, а затем только жидкая фаза, и результаты сравнить (при правильных расчетах результаты приближенно совпадут).

При использовании формул для газа следует дебит жидкости заменить фиктивным дебитом газа в атмосферных условиях $Q_{гф}$ по соотношению

$$Q_{\text{гф}} = \frac{Q_{\text{ж}} \times P_{\text{пл}} \times z \times T}{z_{\text{пл}} \times P \times T_{\text{пл}}}, \quad (1)$$

где: $Q_{\text{ж}}$ – дебит жидкости на поверхности;

z и T – поправочный коэффициент и температура в атмосферных условиях;

$z_{\text{пл}}$ и $T_{\text{пл}}$ – то же, в пластовых условиях.

Если принять метод обработки для бесконечного пласта, а кривую восстановления построить в координатах $P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2$ и lgt , то получим уравнение

$$P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2 = A + i \cdot lgt, \quad (2)$$

где: i – угол наклона кривой определяется

$$i = 0,366 \cdot \frac{Q_{\text{го}} \cdot \mu}{k \cdot h}, \quad (3)$$

где: $Q_{\text{го}}$ – фиктивный дебит газа;

μ – вязкость газа;

k – проницаемость пласта;

h – толщина пласта.

Находим проводимость пласта

$$\frac{\kappa \times h}{\mu} = 0,366 \frac{Q_{\text{го}}}{i}, \quad (4)$$

Если же принято предложение, что в пласте существует только жидкая фаза, то объемный действительный дебит газа на поверхности следует заменить фиктивным дебитом жидкости $Q_{\text{жф}}$

$$Q_{\text{жф}} = \frac{Q_{\text{г}} \times P \times z_{\text{пл}} \times T_{\text{пл}}}{z \times P_{\text{пл}} \times T}, \quad (5)$$

Если по аналогии кривая восстановления давления построена в координатах Δp и lgt , то проводимость находим из соотношения

$$\frac{\kappa \times h}{\mu} = 0,183 \frac{Q_{\text{жф}}}{i}, \quad (6)$$

Если результаты по формулам 6 и 5 совпадут, можно сделать вывод о том, что в пласте фильтруется однофазная среда.

Гидродинамические исследования скважин помогают выявлять эффективность мер, принимаемых на промыслах для повышения интенсификации добычи нефти и газа.

2. Расчетная часть

Газовая скважина продолжительное время эксплуатировалась по фонтанным трубам на установившемся режиме с дебитом Q . Затем скважину закрыли и сняли кривую восстановления забойного давления во времени.

Требуется определить параметры пласта, не зависящие от состояния призабойной зоны скважины: гидропроводность, проницаемость, объем дренирования.

1. На основе данных таблицы 1 строим кривые восстановления давления в координатах $p_3^2 - lgt$ и $lg\Delta p^2 - t$

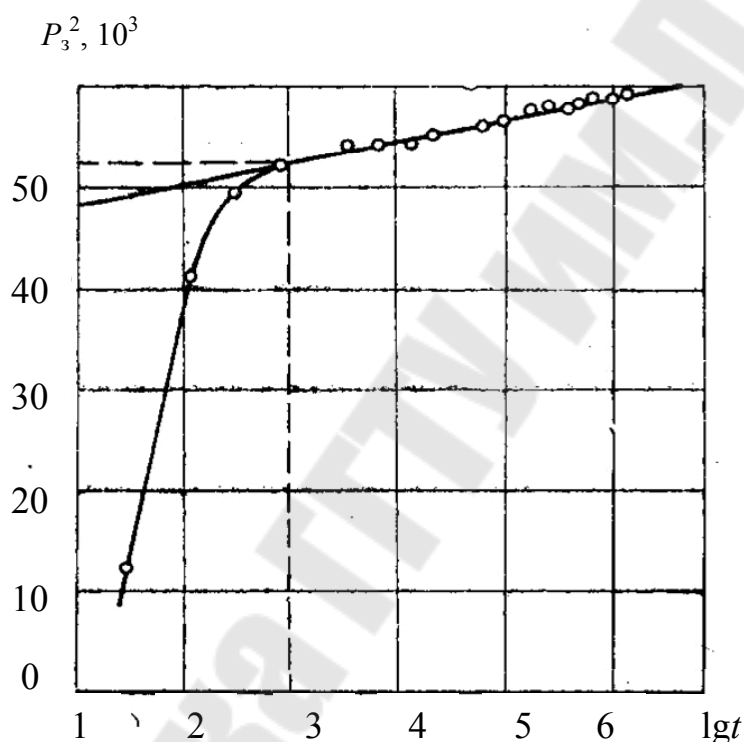


Рис.1 Кривая восстановления давления в газовой скважине p_3^2 от lgt

2. Находим угловые коэффициенты β и β_l , которые определяют наклон прямолинейных участков кривых к оси абсцисс.
3. Проницаемость пласта

$$k = 0,366 \times \frac{\mu \times Q \times T_{пл}}{p_0 \times h \times \beta \times T_{ср} \times 86400}, \text{ м}^2 \quad (1)$$

где: p_0 – атмосферное давление, $= 10^5$ Па;
 μ – вязкость нефти, мПа·с;

h – эффективная мощность пласта, м;
 $T_{пл}$ – пластовая температура, К;
 $T_{ср}$ – средняя температура в скважине, К.

4. Гидропроводность пласта

$$\frac{\kappa \times h}{\mu} = \quad , \quad \text{м}^3/\text{Па}\cdot\text{с} \quad (2)$$

5. Объем дренирования скважины

$$V = \frac{2.09 \times Q \times P_{пл} \times T_{пл}}{\beta \times \beta_1 \times p_0 \times T_{ср}} \text{, м}^3 \quad (3)$$

Исходные данные

№вар.	$Q \cdot 10^6$, м ³ /сут	$P_{пл}$, МПа	h , м	$T_{пл}$, К	$T_{ср}$, К	μ , мПа·с
1	1,3	24,3	20	350	323	2,5
2	1,47	24,1	21	351	324	1,5
3	1,4	24,2	19	350	323	1,4
4	1,56	24,5	18	347	320	2,2
5	1,5	22	17	348	321	2,3
6	1,62	21	22	357	330	2,6
7	1,1	22,7	20	356	329	2,8
8	1,15	23,5	16	345	318	2,9
9	1,37	22,2	15	346	319	2,2
10	1,2	22,6	18	352	325	2,1
11	1,48	21,7	17	353	326	1,6
12	1,25	21,5	19	354	327	1,7
13	1,57	23,9	23	355	328	1,8
14	1,35	24,0	24	350	323	1,9
15	1,62	23,3	21	352	325	1,4
16	1,45	22,8	22	351	324	1,5
17	1,53	22,7	25	350	323	2,4
18	1,43	21,4	20	349	322	2,3
19	1,33	21,9	24	348	321	2,2
20	1,44	22,3	18	347	320	2,1
21	1,47	23,7	17	357	330	2,0
22	1,49	23,2	19	356	329	1,9
23	1,5	21,8	21	355	328	1,8
24	1,54	24,3	20	351	324	1,7

25	1,7	25,3	18	350	323	2,4
26	1,3	24,2	25	348	321	1,6
27	1,4	21,8	21	357	330	1,8
28	1,59	22,6	16	355	328	1,5
29	1,65	23,8	20	350	323	2,3
30	1,42	24,7	18	346	319	2,4

Список литературы

1. Методы подсчета подземных запасов нефти и газа: Учебник для вузов / М.А. Жданов - М.Недра, 1952. – 235с
2. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов./ Ю.П. Желтов – М.: Недра, 1986 – 328с
3. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: Учебник для вузов./ В.С. Бойко – М.: Недра, 1990 – 424с
4. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин : Учебник для вузов / В.М. Муравьев – М.: Недра, 1985- 520 с
5. Технология и техника добычи нефти: Учебник для вузов / И.М. Муравьев, М.М. Базлов – М.: Недра, 1971 – 456 с
6. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов / К.М. Донцов – М.Недра, 1977 – 315 с
7. Физика нефтяного и газового пласта: Учебник для вузов / Ш.К. Гиматудинов – М.: Недра, 1982 – 285 с
8. Динамика добычи нефти из залежей : Учебник для вузов / М.М. Иванова – М.: Недра, 1976 – 305 с
9. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки / Ш.К. Гиматудинова – М.: Недра, 1983 – 454 с
10. Технология и техника добычи нефти : Учебник для вузов / В.И. Щуров – М.: Недра, 1983 – 465 с.

Козырева Светлана Владимировна

**РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**Лабораторный практикум
по одноименному курсу
для слушателей специальности 1-51 02 71
«Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»
заочной формы обучения**

Подписано в печать 19.09.13.

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

Ризография. Усл. печ. л. 2,32. Уч.-изд. л. 2,1.

Изд. № 14.

<http://www.gstu.by>

Отпечатано на цифровом дуплекаторе с макета оригинала авторского.

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

246746, г. Гомель, пр. Октября, 48