

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

**ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ
по одноименному курсу
для студентов специальности 1-51 02 02
«Разработка нефтяных и газовых месторождений»
дневной формы обучения**

Электронный аналог печатного издания

Гомель 2012

УДК 622.276(075.8)
ББК 33.36я73
К59

*Рекомендовано к изданию научно-методическим советом
машиностроительного факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 10 от 27.06.2011 г.)*

Рецензент: зав. отд. моделирования резервуаров и разработки месторождений нефти и газа
БелНИПИнефть *А. В. Халецкий*

Козырева, С. В.
К59 Разработка нефтяных и газовых месторождений : лаборатор. практикум по одному курсу для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка нефтяных и газовых месторождений» днев. формы обучения / С. В. Козырева. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2012. – 42 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.
ISBN 978-985-535-056-0.

Определены основные показатели разработки нефтяной и газовой залежи (добыча жидкости, воды, газа и нефти, накопленная добыча жидкости, нефти, воды, температура газа); коэффициент нефтеизвлечения.

Для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка нефтяных и газовых месторождений» дневной формы обучения.

**УДК 622.276(075.8)
ББК 33.36я73**

ISBN 978-985-535-056-0

© Козырева С. В., 2012
© Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», 2012

Предисловие

Цель лабораторного практикума – дать расширенные теоретические знания студентам.

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

Лабораторный практикум поможет студентам закреплять теоретический материал, изучаемый на лекциях.

Студент на лабораторных занятиях работает по следующей схеме:

1. Изучаются 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.

Лабораторная работа 1

Оценка добычи нефти экспресс-методом

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

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:

$$q_{н(t)} = a(t^{-b}); \quad (1.1)$$

$$q_{н(t)} = a(e^{-ct}), \quad (1.2)$$

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

Формула (1.2) лежит в основе экспресс-метода оценки добычи нефти, предложенного учеными-нефтяниками Мухарским и Лысенко (институт ТатНИПИнефть):

$$q_{(t)} = q_0 \cdot e^{-\frac{q_0}{Q_0} t}, \quad (1.3)$$

где q_0 – начальный дебит скважины в момент пуска ее в работу; e – основание натурального логарифма ($e = 2,71828\dots$); Q_0 – начальные извлекаемые запасы нефти в залежи, приходящиеся на одну скважину; t – время с начала эксплуатации скважины.

Практическая часть

Рассчитать:

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

$$q_{\text{тек}}^n = q_0 \cdot e^{-Bn}, \text{ т/сут}, \quad (1.4)$$

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) (табл. 1.3); e – основание натурального логарифма; B – заданный показатель степени, равный по величине отношению q_0/Q_0 (табл. 1.1); n – текущий год эксплуатации скважины (табл. 1.2).

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

$$q_{\text{ср}}^n = \frac{(q_{n-1} + q_n)}{2}, \text{ т/сут}. \quad (1.5)$$

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 с начала ее эксплуатации:

$$q_{\text{вод}}^n = q_{\text{жид}}^n - q_{\text{ср}}^n, \text{ т/сут}. \quad (1.6)$$

4. Среднегодовую обводненность продукции скважины %Воды:

$$\% \text{Воды}^n = \frac{q_{\text{вод}}^n}{q_{\text{жид}}^n} 100. \quad (1.7)$$

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 $K_{\text{экс}}^n$:

$$t_n = 365 \cdot K_{\text{экс}}^n, \text{ сут}; \quad (1.8)$$

$$Q_{\text{н.скв}}^n = q_{\text{ср}}^n \cdot t_n, \text{ т}. \quad (1.9)$$

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

$$\Sigma Q_{\text{неф}}^n = \Sigma Q_{\text{неф}}^{n-1} + Q_{\text{н.скв}}^n; \quad (1.10)$$

$$\Sigma Q_{\text{неф}}^0 = 0.$$

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

Таблица 1.1

Показатель степени B

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

Таблица 1.2

Коэффициент эксплуатации скважин по годам разработки

Год эксплуатации скважины n	Коэффициент эксплуатации скважины $K_{\text{экс}}$
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

Таблица 1.3

Исходные данные

Вариант	Начальный дебит жидкости q_0 , т/сут
1	140
2	150
3	160
4	110
5	120
6	130

Вариант	Начальный дебит жидкости q_0 , т/сут
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 работы: определение физических свойств нефти в процессе ее однократного разгазирования.

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 $P = p_0 + p_v$, где p_v – показания вакуумметра, измеряющего разрежение.

Температура – характеризует тепловое состояние вещества, т. е. 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 $T = T_0 = 273,15 \text{ К} = 0 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

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

Нефть – сложное 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 $t = 20 \text{ }^{\circ}\text{C}$) 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 термоди-

намических условиях, которое также зависит от способа разгазирования: одно – или многократного.

Обычно при экспериментальном исследовании пластовых нефтей давление насыщения определяется при $T_{пл}$, а разгазироваие осуществляют при $t = 20$ °С.

Практическая часть

Определить основные физические свойства нефти в процессе ее однократного разгазирования при давлении $P = 5,5$ МПа и температуре $T = 300,5$ °К. Исходные данные представлены в табл. 2.1.

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

$$P_{настT} = P_{нас} - \frac{T_{пл} - T}{9,157 + \frac{701,8}{\Gamma(y_{c1} - 0,8y_a)}}, \text{ МПа}, \quad (2.1)$$

где $p_{нас}$ – давление насыщения пластовой нефти газом при пластовой температуре, МПа; $T_{пл}$ – пластовая температура, °К; Γ – газонасыщенность (газосодержание) пластовой нефти, т. е. отношение объема газа, растворенного в нефти, к массе сепарированной нефти, м³/т (объем газа приведен к нормальным условиям); y_{c1} – молярная доля метана в попутном газе однократного разгазирования нефти до 0,1 МПа при $T_{ст} = 293$ °К; y_a – молярная доля азота в попутном газе однократного разгазирования нефти до 0,1 МПа при $T_{ст} = 293$ °К.

2. Находим приведенный к нормальным условиям удельный объем выделившегося газа:

$$V_{г.в(p,T)} = \Gamma R_p m_T [D_T (1 + R_p) - 1], \text{ м}^3/\text{т}, \quad (2.2)$$

где R_p , m_T , D_T – вспомогательные коэффициенты;

$$m_T = 1 + 0,029(T - 293) (\rho_{н.д} \cdot \rho_{г.о} \cdot 10^{-3} - 0,7966), \quad (2.3)$$

где $\rho_{н.д}$ – плотность дегазированной нефти ($P_o = 0,1$ МПа; $T_{ст} = 293$ °К), кг/м³; $\rho_{г.о}$ – относительная по воздуху плотность газа;

$$D_T = 10^{-3} \cdot \rho_{н.д} \cdot \rho_{г.о} (4,5 - 0,00305(T - 293)) - 4,785; \quad (2.4)$$

$$R_p = \frac{1 + \lg p}{1 + \lg p_{настT}} - 1. \quad (2.5)$$

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

$$V_{г.р(p, T)} = \Gamma \cdot m_T - V_{г.в(p, T)}, \text{ М}^3/\text{Т}. \quad (2.6)$$

4. Определяем относительную плотность выделившегося газа

$$\check{\rho}_{г.в(p, T)} = a \left[\rho_{г.о} - 0,0036 (1 + R_p) (105,7 + u R_p) \right], \quad (2.7)$$

где $a = 1 + 0,0054(T - 293)$; $u = 10^{-3} \cdot \rho_{н.д} \cdot \Gamma - 186$ – вспомогательные коэффициенты.

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

$$\check{\rho}_{г.р(p, T)} = \frac{\Gamma(a \cdot m_T \cdot \rho_{г.о}) - \left(\frac{\check{\rho}_{г.в(p, T)} \cdot V_{г.в(p, T)}}{\Gamma} \right)}{V_{г.р(p, T)}}. \quad (2.8)$$

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:

$$b_{н(p, T)} = 1 + \frac{1,0733 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{н.д} \cdot V_{г.р(p, T)} \cdot \lambda_T}{m_T} + \alpha_n (T - 293) - 6,5 \cdot 10^{-4} \cdot p, \quad (2.9)$$

где λ_T – единичное изменение газонасыщенности нефти; α_n – температурный коэффициент объемного расширения дегазированной нефти;

$$\lambda_T = 10^{-3} \left(4,3 - 3,54 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{н.д} + \frac{1,0337 \rho_{г.р(p, T)}}{a} + 5,581 \cdot 10^{-6} \cdot \rho_{н.д} (1 - 1,61 \cdot 10^{-6} \cdot \rho_{н.д} \cdot V_{г.р(p, T)}) V_{г.р(p, T)} \right); \quad (2.10)$$

$$\alpha_n = 10^{-3} (3,083 - 2,638 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{н.д}),$$

если $780 \leq \rho_{н.д} \leq 860$, 1°C ;

$$\alpha_n = 10^{-3} (2,513 - 1,975 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{н.д}),$$

если $860 \leq \rho_{н.д} \leq 960$, 1°C .

7. Определяем плотность газонасыщенности нефти:

$$\rho_{н(p,T)} = \frac{\rho_{н.д} \left(\frac{1 + 1,293 \cdot 10^{-3} \cdot \check{\rho}_{г.р(p,T)} \cdot V_{г.р(p,T)}}{a m_{(T)}} \right)}{b_{н(p,T)}}. \quad (2.11)$$

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

$$\mu_{н.д} = \left[\frac{0,456 \rho_{н.д}^2}{833 \cdot 10^{-3} - \rho_{н.д}^2} \right]^2 \quad \text{при } 780 < \rho_{н.д} \leq 845, \text{ мПа} \cdot \text{с};$$

$$\mu_{н.д} = \left[\frac{0,658 \rho_{н.д}^2}{886 \cdot 10^{-3} - \rho_{н.д}^2} \right]^2 \quad \text{при } 845 < \rho_{н.д} < 924, \text{ мПа} \cdot \text{с}. \quad (2.12)$$

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

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

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

$$\mu_{н.д(T)} = \mu_{н.д} (T - 293)^{a_1} \cdot e^{b(293-T)}, \text{ мПа} \cdot \text{с}. \quad (2.13)$$

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

$$\mu_{н.г(p,T)} = A \cdot \mu_{н.д}^B, \text{ мПа} \cdot \text{с}, \quad (2.14)$$

где A, B – графические функции газосодержания нефти:

$$A = 1 + 0,0129 V_{г.р(p,T)}^* - 0,0364 V_{г.р}^{*0,85},$$

$$B = 1 + 0,0017 V_{г.р(p,T)}^* - 0,0228 V_{г.р}^{*0,067},$$

где $V_{г.р(p, T)}^*$ – удельный объем растворенного в нефти газа, приведенный к $p_0 = 0,1$ МПа и $T_{ст} = 288,6$ К, $м^3/м^3$:

$$V_{г.р(p, T)}^* = 1,055 \cdot 10^{-3} (1 + 5 \cdot \alpha_n) V_{г.р(p, T)} \cdot \rho_{н.д}, \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

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.

$$\sigma_{н.г} = \frac{1}{10^{1,58 + 0,05p}} - 72 \cdot 10^{-6} (T - 305), \text{ Н/м.} \quad (2.15)$$

Таблица 2.1

Исходные данные

Номер варианта	$P_{пл},$ МПа	$T_{пл},$ К	$\rho_{н.д},$ кг/м ³	$\Gamma, \text{ м}^3/\text{т}$	$P_{нас},$ МПа	$\rho_{г.о}$	u_a	u_{c1}
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

Номер варианта	$P_{пл}$, МПа	$T_{пл}$, К	$\rho_{пл}$, кг/м ³	Γ , м ³ /т	$P_{нас}$, МПа	$\rho_{г.о}$	u_a	$u_{с1}$
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: ознакомиться 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 средне-взвешенного по площади давления в залежи до давления насыщения.

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.

Можно определить коэффициент объемной упругости:

$$\beta_c = m \beta_n, \quad (3.1)$$

где β_c – коэффициент объемной упругости пласта; m – пористость; β_n – коэффициент сжимаемости пористой среды.

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

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

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

$$\Delta Q = \beta^* \cdot V \cdot \Delta p, \text{ м}^3, \quad (3.2)$$

где ΔQ – объем жидкости, который можно извлечь из пласта, м³; β^* – коэффициент упругоёмкости, м²/н; V – объем породы пласта без учета пористости, м³; Δp – заданное падение пластового давления, н/м².

Коэффициент упругоёмкости определяется

$$\beta^* = m \beta_{ж} + \beta_c, \text{ 1/ат,} \quad (3.3)$$

где $\beta_{ж}$ – 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:

$$V = V_H + V_B, \text{ м}^3. \quad (3.4)$$

Тогда получим:

$$\Delta Q = \Delta Q_H + \Delta Q_B, \text{ м}^3. \quad (3.5)$$

В этом случае подставляются соответственно

$$\beta_H^* = m \beta_H + \beta_c, \text{ 1/ат};$$

$$\beta_B^* = m \beta_B + \beta_c, \text{ 1/ат}.$$

Тогда

$$\Delta Q = (\beta_H^* \cdot V_H + \beta_B^* \cdot V_B) \Delta p, \text{ м}^3. \quad (3.6)$$

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.

Практическая 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. Исходные данные представлены в табл. 3.1.

Залежь, ограниченная контуром нефтеносности, имеет площадь $F = 12 \text{ км}^2$.

1. Определяем коэффициент сжимаемости нефти.

В зависимости от давлений находим объемный коэффициент по рис. 3.1.

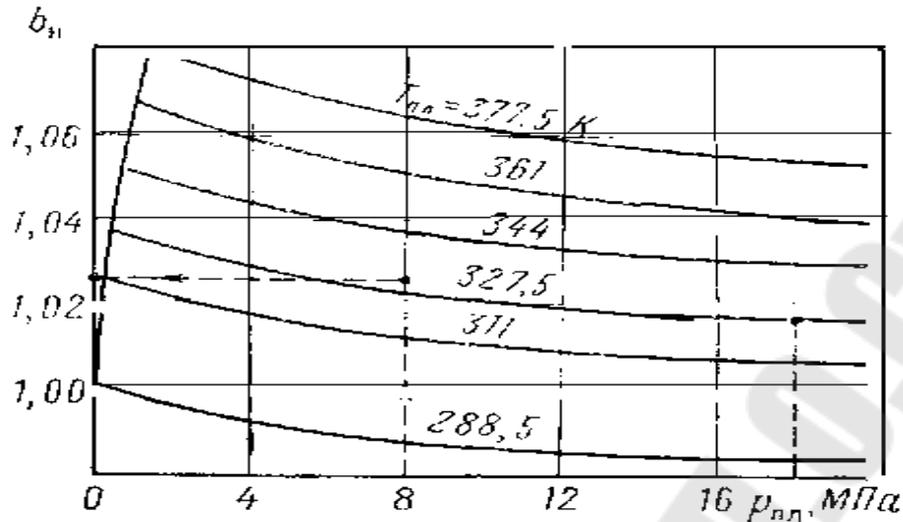


Рис. 3.1. График зависимости объемного коэффициента нефти от давления и температуры

$$\beta_n = \frac{b_{n1} - b_n}{b_n \cdot \Delta p}, \text{ 1/МПа}, \quad (3.7)$$

где b_{n1} , b_n – объемные коэффициенты нефти при пластовой температуре $T_{пл}$ и давлениях p_n и $p_{пл}$; Δp – падение пластового давления до давления насыщения.

2. Коэффициент упругости залежи

$$\beta^* = m \beta_n + \beta_n, \text{ 1/МПа}, \quad (3.8)$$

где β_n – коэффициент сжимаемости пор породы, равный $2 \cdot 10^{-4}$, 1/МПа.

3. Искомый запас нефти, определяемый действием упругих сил,

$$\Delta V_n = \beta^* \cdot V \cdot \Delta p, \text{ м}^3, \quad (3.9)$$

где V – объем залежи;

$$V = F h, \text{ м}^3. \quad (3.10)$$

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

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

где h – средняя мощность залежи, м; m – пористость; S – начальный коэффициент водонасыщенности в долях единицы.

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

$$K_{от} = \frac{\Delta V_n \cdot 100}{V_n}, \% \quad (3.11)$$

6. Количество нефти в результате внедрения воды из законтурной области

$$\Delta V_n^1 = Q_n - \Delta V_n, \text{ м}^3, \quad (3.12)$$

где Q_n – 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 $F_l = 120 \cdot 10^6 \text{ м}^2$, занятую напорной водой, где коэффициент сжимаемости воды примем равным $\beta_v = 4,2 \cdot 10^{-4} \text{ 1/МПа}$.

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

$$\beta_v^* = m \beta_v + \beta_n, \text{ 1/МПа}. \quad (3.13)$$

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 , т. е. $\Delta p_1 = 5 \text{ МПа}$.

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

$$\Delta V_v = \beta_v^* \cdot V_1 \cdot \Delta p_1, \text{ м}^3, \quad (3.14)$$

где V_1 – объем залежи;

$$V_1 = F_l h, \text{ м}^3. \quad (3.15)$$

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

$$V_{\text{ж}} = \Delta V_{\text{н}}^1 - \Delta V_{\text{в}}, \text{ м}^3. \quad (3.16)$$

Остальная часть (до значения $Q_{\text{н}}$) 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.

Таблица 3.1

Исходные данные

Номер варианта	$h, \text{ м}$	$S, \%$	$T_{\text{пл}}, \text{ К}$	m	$P_{\text{пл}}, \text{ МПа}$	$P_{\text{н}}, \text{ МПа}$	$Q_{\text{н}} \cdot 10^6, \text{ м}^3$
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

Номер варианта	h , м	S , %	$T_{пл}$, К	m	$P_{пл}$, МПа	$P_{н}$, МПа	$Q_n \cdot 10^6$, м ³
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 скорости продвижения ВНК, ГВК и нефтеотдачи при водонапорном режиме

Цель работы: ознакомление с основными определениями и расчетами основных показателей водонапорного режима и рассчитать скорости продвижения ВНК, ГВК.

Теоретическая часть

При водонапорном режиме нефть движется в пласте к скважинам под действием наступающей краевой воды. В идеальном случае при этом режиме залежь постоянно пополняется водой из поверхностных источников. Следовательно, условием существования водонапорного режима является связь продуктивного пласта с поверхностью земли или же с трещинами в ее поверхностном слое, по которым может поступать в пласт вода.

Напор вод может создаваться также искусственно путем нагнетания воды в специальные нагнетательные скважины, располагаемые за контуром нефтеносности в водяной зоне пласта.

При чисто водонапорном режиме поступающая в пласт вода полностью замещает отбираемые нефть и газ.

При эксплуатации месторождений с водонапорным режимом сначала наблюдается некоторый спад пластового давления и устанавливается градиент давления, вызывающий поступление воды в продуктивную зону. Со временем пластовое давление при постоянном отборе жидкости из пласта стабилизируется, что является доказательством установления водонапорного режима с полным замещением извлекаемой из пласта нефти водой.

Вследствие медленного падения пластового давления в залежах с водонапорным режимом дебит скважин длительное время остается примерно постоянным. Газовый фактор тоже постоянный.

В залежи с водонапорным режимом водонефтяной контакт до его разработки занимает горизонтальное положение, а в процессе разработки движется к центру залежи.

Та часть залежи, которая находится над водонефтяным контактом, называется *водоплавающей*.

По мере отбора нефти из залежи водонефтяной контакт постепенно поднимается, контуры нефтеносности стягиваются к центру залежи. Сначала обводняются скважины, близко расположенные к контуру нефтеносности, а в дальнейшем и скважины, находящиеся в центре залежи.

Эксплуатация залежи прекращается, когда наступающая контурная вода достигает забоев скважин, находящихся в наиболее повышенных частях залежи, и вместо нефти из всех скважин будет извлекаться только вода.

В зависимости от особенностей водонапорного режима нефтяных залежей благоприятными условиями для его осуществления являются: 1) хорошая сообщаемость между нефтяной и водяной частями залежи; 2) хорошая проницаемость и однородность строения залежи; 3) небольшая вязкость нефти; 4) соответствие темпов отбора нефти, воды и газа из залежи интенсивности поступления в нее воды.

При этих условиях возможно достигнуть наиболее равномерного продвижения водонефтяного контакта во всех направлениях, причем эффект вытеснения нефти водой будет максимальным.

Нефтеотдача при вытеснении нефти водой достигает больше 0,5.

Практическая часть

Задача 1. Контрольная скважина, работающая при водонапорном режиме, фонтанирует нефть при отсутствии свободного газа в подъемных трубах. Исходные данные представлены в табл. 4.1.

Требуется определить скорость продвижения водонефтяного контакта в вертикальном C_v и горизонтальном C_r направлениях и по восстанию пласта C_n , если через $n = n_1$ месяцев давление на буфере закрытой скважины понизилось до P_2 .

Скорость продвижения определяется

$$C_v = \frac{10(P_1 - P_2)}{n(1 - \gamma_H)}, \text{ м/мес,} \quad (4.1)$$

где P_1, P_2 – давления скважины, атм; n – месяцы; γ_n – удельный вес пластовой нефти, т/м³.

$$C_r = \frac{10(P_1 - P_2) \operatorname{ctg} \alpha}{n(1 - \gamma_n)}, \text{ м/мес,} \quad (4.2)$$

где α – угол падения пласта.

$$C_n = \frac{10(P_1 - P_2)}{n(1 - \gamma_n) \sin \alpha}, \text{ м/мес.} \quad (4.3)$$

Задача 2. Исследованием кернов и геофизическими методами определены параметры залежи с водонапорным режимом: среднее количество связанной воды и нефтенасыщенность в начальный период эксплуатации соответственно равны S и S_n ; через 5 лет после начала эксплуатации средняя водонасыщенность S_B^1 , через 8 лет средняя водонасыщенность S_B^{11} .

Требуется определить среднюю нефтеотдачу для указанных 2-х моментов времени. Исходные данные представлены в табл. 4.2.

1. Коэффициент нефтеотдачи для текущего момента в зависимости от средней водонасыщенности породы S на данный момент находим по формуле

$$K_{от} = \frac{S_B - S}{100 - S}, \text{ \%}, \quad (4.4)$$

где числитель – количество воды, поступившей в залежь взамен такого же количества добытой нефти; знаменатель $(100 - S)$ – начальный запас нефти.

Величина S_B и S выражены в процентах.

2. Через 5 лет:

$$K_{от}^1 = \frac{S_B^1 - S}{100 - S}, \text{ \%}.$$

3. Через 8 лет:

$$K_{от}^{11} = \frac{S_B^{11} - S}{100 - S}, \text{ \%}.$$

Задача 3. Требуется определить положение газо-водяного контакта и время полного извлечения газа из полосообразной залежи, разрабатываемой в условиях водонапорного режима. Исходные данные представлены в табл. 4.3.

1. Начальный объем газа в залежи:

$$\Omega_{\text{H}} = (L - x_0)B \cdot h \cdot m, \text{ м}^3, \quad (4.5)$$

где L – расстояние от линии нагнетания до ближайшей эксплуатационной скважины, м; x_0 – расстояние от линии нагнетания до начального газоводяного контура, м; B – длина залежи, м; h – мощность залежи, м; m – пористость.

2. Время полного извлечения газов из залежи

$$t = \frac{\Omega_{\text{H}} \cdot P_{\text{H}}}{Q_{\text{Г}} \cdot P_{\text{a}}}, \text{ сут}, \quad (4.6)$$

где $Q_{\text{Г}}$ – суммарный дебит газа, м³/сут; P_{a} – атмосферное давление, равное 0,1 МПа; P_{H} – первоначальное пластовое давление, МПа;

3. Положение текущего газоводяного контура в различные моменты определяется

$$x_{\text{в}} = \sqrt{x_0^2 + \frac{1,0 \cdot P_{\text{a}} \cdot Q_{\text{Г}}}{m \cdot \mu_{\text{в}} \cdot \Omega_{\text{H}}} t_1^2}, \text{ м}, \quad (4.7)$$

где $\mu_{\text{в}}$ – вязкость воды, мПа · с; t_1 – время, определяющее положение газоводяного контура в залежи, сут.

Задаваясь разными значениями t_1 , определим расстояние $x_{\text{в}}$ от контура питания до текущего ГВК.

Таблица 4.1

Исходные данные к задаче 1

Номер варианта	$\gamma_{\text{H}}, \text{ т/м}^3$	$P_1, \text{ ат}$	$P_2, \text{ ат}$	α°	n_1
1	0,85	20	17	20	50
2	0,84	19	16	18	49
3	0,83	18	15	19	40
4	0,8	17	14	20	65
5	0,81	21	18	17	55
6	0,82	22	19	16	61
7	0,79	23	20	15	57
8	0,86	16	13	20	63
9	0,87	17	14	21	48
10	0,812	20	17	22	47
11	0,835	22	19	25	44
12	0,855	19	16	17	46

Окончание табл. 4.1

Номер варианта	$\gamma_n, \text{т/м}^3$	$P_1, \text{ат}$	$P_2, \text{ат}$	α°	n_1
13	0,867	18	15	19	51
14	0,89	22	19	23	52
15	0,843	23	20	18	53
16	0,837	20	17	24	54
17	0,815	17	14	17	55
18	0,865	19	16	20	56
19	0,842	18	15	19	59
20	0,875	21	18	22	64
21	0,841	22	19	25	62
22	0,856	20	17	21	61
23	0,89	18	19	20	63
24	0,865	22	14	25	52
25	0,798	22	19	19	59
26	0,795	23	20	18	64
27	0,85	16	13	17	62
28	0,843	17	14	20	61
29	0,36	20	17	21	63
30	0,82	22	19	22	60

Таблица 4.2

Исходные данные к задаче 2

Номер варианта	$S, \%$	$S_n, \%$	$S_B^{11}, \%$	$S_B^1, \%$
1	10	90	55	72
2	12	91	50	77
3	13	90	54	80
4	14	89	53	71
5	15	80	52	70
6	9	88	51	78
7	10	85	56	73
8	16	95	57	75
9	17	87	60	76
10	18	86	58	81
11	19	93	59	82
12	13	94	53	79
13	12	91	51	77
14	11	97	54	76

Окончание табл. 4.2

Номер варианта	$S, \%$	$S_{II}, \%$	$S_{B}^{11}, \%$	$S_{B}^1, \%$
15	14	90	52	74
16	15	95	50	73
17	16	94	55	72
18	11	96	56	71
19	10	92	58	70
20	15	90	59	75
21	14	91	60	77
22	18	89	50	80
23	13	90	58	72
24	17	93	55	76
25	19	92	55	72
26	13	90	50	77
27	12	91	54	80
28	11	89	53	71
29	14	90	52	70
30	15	93	51	78

Таблица 4.3

Исходные данные к задаче 3

Номер варианта	$x_0, \text{км}$	$L, \text{км}$	$B, \text{км}$	$h, \text{м}$	m	$Q_r, \text{м}^3/\text{сут}$	$P_{II}, \text{МПа}$	$t_1, \text{сут}$	$t_2, \text{сут}$	$t_3, \text{сут}$
1	1	2	2	8	0,25	10^6	15	180	365	t
2	1	2,1	2,5	9	0,24	$0,5 \cdot 10^6$	16	180	365	t
3	1	2,5	1,7	10	0,2	10^6	14	180	365	t
4	1	2,7	2,1	11	0,21	$2 \cdot 10^6$	13	180	365	t
5	1,5	1,7	2,3	12	0,18	$2,5 \cdot 10^6$	12	180	365	t
6	1,5	1,8	2,4	13	0,17	$0,7 \cdot 10^6$	17	180	365	t
7	1,5	1,9	2,6	14	0,16	$0,8 \cdot 10^6$	16,5	180	365	t
8	1,2	1,6	1,8	9,5	0,23	$1,5 \cdot 10^6$	14,5	200	450	t
9	1,4	1,4	1,9	7	0,22	$1,2 \cdot 10^6$	15,5	200	450	t
10	1,3	2,4	1,7	8,5	0,25	$1,1 \cdot 10^6$	18	200	450	t
11	1,6	2,3	1,6	10,5	0,19	$1,3 \cdot 10^6$	19	200	450	t
12	1,8	2,2	2,4	11,5	0,18	$1,4 \cdot 10^6$	13	200	450	t
13	1,8	2,6	2,3	14,5	0,14	$1,6 \cdot 10^6$	12	200	450	t
14	1,9	2,7	2,2	16	0,15	$1,7 \cdot 10^6$	11	200	450	t
15	2,0	2,8	2,1	15,5	0,24	$1,8 \cdot 10^6$	10	150	400	t
16	1,4	2,9	2,0	17	0,23	$2,1 \cdot 10^6$	15	150	400	t

Номер варианта	x_0 , км	L , км	B , км	h , м	m	Q_r , м ³ /сут	$P_{нв}$, МПа	t_1 , сут	t_2 , сут	t_3 , сут
17	1,3	3,0	1,8	9,5	0,21	$2,2 \cdot 10^6$	13	150	400	t
18	1,2	1,4	1,9	10,5	0,17	$1,9 \cdot 10^6$	16	150	400	t
19	1,1	1,3	1,7	11,5	0,18	$2,3 \cdot 10^6$	17	150	400	t
20	1,7	1,1	2,0	12,5	0,19	$2,4 \cdot 10^6$	17,5	150	400	t
21	1,6	2,4	2,2	13,5	0,2	$0,9 \cdot 10^6$	15,5	150	400	t
22	1,5	2,5	2,5	8	0,24	$2,4 \cdot 10^6$	16,5	190	470	t
23	1,1	1,8	2,4	1,8	2,4	10^6	15	190	470	t
24	1,4	1,9	2,6	1,9	2,6	$0,5 \cdot 10^6$	16	190	470	t
25	1,8	1,6	1,8	1,6	1,8	10^6	14	190	470	t
26	1,7	1,4	1,9	1,4	1,9	$2 \cdot 10^6$	13	190	470	t
27	1,6	2,4	1,7	2,4	1,7	$2,5 \cdot 10^6$	12	190	470	t
28	1,5	2,3	1,6	2,3	1,6	$0,7 \cdot 10^6$	17	190	470	t
29	1,1	2,2	2,4	2,2	2,4	$0,8 \cdot 10^6$	16,5	190	470	t
30	1,3	2,6	2,3	2,6	2,3	$0,9 \cdot 10^6$	14	190	470	t

Лабораторная работа 5

Определение продолжительности разработки, дебита эксплуатационных скважин нефтяной залежи

Цель работы: Ознакомление с основными понятиями и определениями в разработке; расчет продолжительности разработки, дебита эксплуатационных скважин нефтяной залежи.

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* $q_{н.с.}$, приходящаяся на одну скважину.

Добыча жидкости $q_{ж}$ – 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.

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

$$B = \frac{q_{\text{в}}}{q_{\text{в}} + q_{\text{н}}} = \frac{q_{\text{н}}}{q_{\text{ж}}}.$$

Характер изменения показателя B зависит от ряда факторов. Один из основных – отношение вязкости нефти к вязкости воды в пластовых условиях μ_0 :

$$\mu_0 = \frac{\mu_{\text{н}}}{\mu_{\text{в}}},$$

где $\mu_{\text{н}}$ и $\mu_{\text{в}}$ – динамическая вязкость соответственно нефти и воды.

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

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 за-

лежам 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 м³/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.

Пластовая температура. В процессе разработки этот параметр изменяется в результате дроссельных эффектов в призабойных зонах пласта, закачки в пласт теплоносителей, создания в нем движущегося фронта горения.

Практическая часть

Задача 1. Определить продолжительность разработки круговой залежи по исходным данным.

1. Запасы нефти, извлекаемые на каждом этапе разработки залежи, м³:

$$V_1 = \pi(R_n^2 - R_1^2)h \cdot m;$$

$$V_2 = \pi(R_1^2 - R_2^2)h \cdot m;$$

$$V_3 = \pi(R_2^2 - R_3^2)h \cdot m;$$

$$V_4 = \pi(R_3^2 - r_c^2)h \cdot m, \quad (5.1)$$

где R_n – радиус начального контура нефтеносности, м; R_1, R_2, R_3 – радиусы эксплуатационных рядов, м; h – мощность пласта, м; m – пористость пласта.

2. Число скважин в каждом ряду, шт.:

$$\begin{aligned}n_1 &= \frac{2\pi \cdot R_1}{2\sigma}; \\n_2 &= \frac{2\pi \cdot R_2}{2\sigma}; \\n_3 &= \frac{2\pi \cdot R_3}{2\sigma},\end{aligned}\tag{5.2}$$

где σ – расстояние между скважинами, м.

3. Суммарный дебит ряда, м³/сут:

$$\begin{aligned}Q_1 &= qn_1; \\Q_2 &= qn_2; \\Q_3 &= qn_3,\end{aligned}\tag{5.3}$$

где q – предельно допустимый дебит, м³/сут.

4. Суммарный дебит всех скважин по этапам разработки:
Первый этап:

$$Q_{p1} = q(n_1 + n_2 + n_3 + 1).$$

Второй этап:

$$Q_{p2} = q(n_2 + n_3 + 1).\tag{5.4}$$

Третий этап:

$$Q_{p3} = q(n_3 + 1).$$

5. Общие запасы нефти:

$$V_{\text{общ}} = V_1 + V_2 + V_3 + V_4, \text{ м}^3.\tag{5.5}$$

6. Продолжительность этапов разработки:
– первого:

$$t_1 = \frac{V_1}{Q_{p1}}.$$

– второго:

$$t_2 = \frac{V_2}{Q_{p2}}, \text{ сут}; \quad (5.6)$$

– третьего:

$$t_3 = \frac{V_3}{Q_{p3}}.$$

7. Общая продолжительность разработки:

$$t = t_1 + t_2 + t_3.$$

Задача 2. Определить дебит эксплуатационных скважин нефтяной залежи, форма которой схематизируется кольцом по данным задачи 1. Радиус приведенного контура питания $R_0 = 4490$ м, проницаемость $k = 0,9 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, вязкость нефти $\mu_n = 4,56 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, радиус скважины $r_c = 0,1$ м, давление на контуре области питания $P_k = 14 \text{ МПа}$, забойное давление в скважинах $P_{заб} = 7 \text{ МПа}$. Исходные данные представлены в табл. 5.1.

Дебиты эксплуатационных скважин q_i найдем, пользуясь следующей системой уравнений, составленной для трех рядов скважин:

$$q_3 \cdot \ln \frac{R_3}{n_3 \cdot r_c} + n_3 \cdot q_3 \cdot \ln \frac{R_2}{R_3} - q_2 \cdot \ln \frac{R_2}{n_2 \cdot r_c} = 0; \quad (5.7)$$

$$q_2 \cdot \ln \frac{R_2}{n_2 \cdot r_c} - (n_2 \cdot q_2 + n_3 \cdot q_3) \ln \frac{R_1}{R_2} - q_1 \cdot \ln \frac{R_1}{n_1 \cdot r_c} = 0; \quad (5.8)$$

$$q_1 \cdot \ln \frac{R_1}{n_1 \cdot r_c} + (n_2 \cdot q_2 + n_3 \cdot q_3 + n_1 \cdot q_1) \ln \frac{R_0}{R_1} = \frac{2 \pi \cdot k \cdot h (P_k - P_{заб})}{\mu_n}. \quad (5.9)$$

1. Находим q_2 из уравнения (5.7):

$$q_2 = \frac{\ln \frac{R_3}{n_3 \cdot r_c} + n_3 \cdot \ln \frac{R_2}{R_3}}{\ln \frac{R_2}{n_2 \cdot r_c}} q_3.$$

2. Находим q_1 из уравнения (5.8):

$$q_1 = \frac{q_2 \cdot \ln \frac{R_2}{n_2 \cdot r_c} + (n_2 \cdot q_2 + n_3 \cdot q_3) \ln \frac{R_1}{R_2}}{\ln \frac{R_1}{n_1 \cdot r_c}}.$$

3. Находим q_3 из уравнения (5.9):

$$q_1 \cdot \ln \frac{R_1}{n_1 \cdot r_c} + (n_2 \cdot q_2 + n_3 \cdot q_3 + n_1 \cdot q_1) \ln \frac{R_0}{R_1} =$$

$$= \frac{2 \pi \cdot k \cdot h (P_k - P_{\text{заб}}) 86400}{\mu_H}, \text{ м}^3/\text{с}.$$

Таблица 5.1

Исходные данные

Номер варианта	R_H , м	R_1 , м	R_2 , м	R_3 , м	2σ , м	h , м	m	q , м/сут
1	3000	2400	2000	1600	300	10	12	50
2	3100	2500	2100	1700	350	11	10	51
3	3200	2600	2200	1800	300	12	9	45
4	3300	2700	2300	1900	350	13	13	40
5	2700	2100	1700	1300	350	14	14	43
6	2800	2200	1800	1400	400	15	15	44
7	2900	2300	1900	1500	400	16	11	52
8	3400	2800	2400	2000	300	17	16	47
9	3500	2900	2500	2100	300	18	17	49
10	3600	3000	2600	2200	300	19	18	42
11	3750	3350	2950	2550	400	20	19	41
12	3650	3250	2850	2450	500	21	20	48
13	3150	2750	2350	1950	500	9	9	53
14	3250	2850	2450	2050	500	8	10	54
15	3300	2900	2500	2100	500	7	8	55
16	3450	3050	2650	2250	370	23	11	51
17	3550	3150	2750	2350	370	24	13	50
18	3650	3250	2850	2450	380	25	14	52
19	2950	2550	2150	1750	380	15	17	48
20	2850	2450	2050	1650	360	17	18	45
21	3850	3450	3050	2650	360	16	16	46
22	4000	3600	3200	2800	360	14	15	47
23	3450	3050	2650	2250	370	23	11	51
24	3850	3450	3050	2650	360	14	15	47
25	3200	2600	2200	1800	400	12	22	51
26	3300	2700	2300	1900	300	11	26	49
27	3150	2750	2350	1950	300	15	11	25
28	3250	2850	2450	2050	300	18	9	46
29	2850	2450	2050	1650	400	20	13	48
30	3850	3450	3050	2650	500	21	17	44

Лабораторная работа 6

Подсчет запасов нефти и газа и определение числа скважин

Цель работы: изучение теоретических аспектов методов подсчета запасов.

Теоретическая часть

При пробной эксплуатации разведочных скважин определяют пластовое давление и производительность скважин, изучают режим пласта, а при разведочном бурении – размеры и конфигурацию залежи нефти и контура нефтеносности, положение водонефтяных и газонефтяных контактов, мощность пласта в различных его зонах. По полученным данным подсчитывают запасы нефти и газа в залежи.

Объемный метод основан на том, что нефть залегает в порах пласта, объем которых можно определить, зная геометрические размеры нефтеносного пласта и пористость слагающих его пород.

Для подсчета запасов нефти применяется следующая формула:

$$Q = F \cdot h \cdot \varphi \cdot \mu \cdot k \cdot \gamma, \quad (6.1)$$

где Q – промышленный запас нефти, т; F – площадь нефтеносности, м²; h – эффективная мощность пласта, м; φ – коэффициент эффективной пористости нефтесодержащих пород; k – коэффициент отдачи; γ – удельный вес нефти.

Для определения объема пласта ($F \cdot h$) в пределах установленных границ нефтеносности планиметром определяют площадь, а по пробуренным скважинам – среднюю эффективную мощность. Вычисление средней мощности пласта проводят по формуле

$$h = \frac{h_1 \cdot f_1 + h_2 \cdot f_2 + \dots + h_n \cdot f_n}{f_1 + f_2 + \dots + f_n}, \quad (6.2)$$

где f_1, f_2, f_n – площади отдельных участков пласта, ограниченными соседними изопакитами, га; h_1, h_2, h_n – средние изопакиты, соответствующие указанным участкам и определяемые как средние цифры между двумя соседними изопакитами, м.

Под коэффициентом эффективной пористости (φ) понимают отношение объема свободных связанных между собой пор ко всему объему исследуемого образца породы.

Коэффициентом насыщения породы нефтью μ называют отношение объема нефти, содержащейся в порах ко всему объему эффективных пор данного образца.

Содержание поровой воды определяют

$$S = \sqrt{\frac{R_0}{R}}; \quad (6.3)$$

$$\mu = 1 - S. \quad (6.4)$$

Коэффициент отдачи (k) называют отношением объема нефти, который может быть извлечен на поверхность при данном способе разработки (эксплуатации) к тому объему нефти (приведенному также к поверхностным условиям), который первоначально содержался в недрах или отношение промышленного запаса к первоначальному запасу.

Максимальный коэффициент отдачи при водонапорном режиме при полном обводнении пласта и для пласта с газовым режимом при проектировании закачки газа определяется

$$k_{\max}^1 = 80 - \frac{b \cdot \mu_{\text{н}}}{\mu_{\text{в}}}; \quad (6.5)$$

$$k_{\max}^{11} = 60 - 0,237 \frac{b \cdot \mu_{\text{н}} \cdot p}{\mu_{\text{г}} \cdot T \cdot Z}, \quad (6.6)$$

где b – объемный коэффициент расширения пластовой нефти; p – пластовое давление при осуществлении закачки газа, ат; T – пластовая температура, °С; Z – коэффициент сжимаемости газа;

Формула (6.5) – для образцов породы с колебаниями абсолютной проницаемости в пределах 100–7000 мД.

Формула (6.6) – для пластов с максимально допустимым газовым фактором или количеством закачиваемого газа в размере 3600 м³ на 1 м³ нефти.

Практическая часть

Требуется подсчитать промышленные запасы нефти при условии применения в последней стадии разработки закачки газа при пластовом давлении 100 ат. Исходные данные приведены в табл. 6.1.

1. Находим по рис. 6.1 количество газа, растворенного в 1 м³ нефти ($Q_{\text{г}}$).

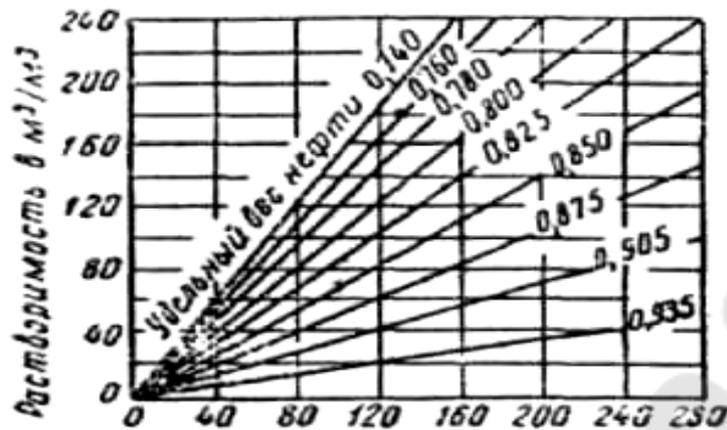


Рис. 6.1. Определение растворимости газа в нефти

Находим кажущийся удельный вес газа ($\gamma_{г.к}$) в жидкой фазе по рис. 6.2.

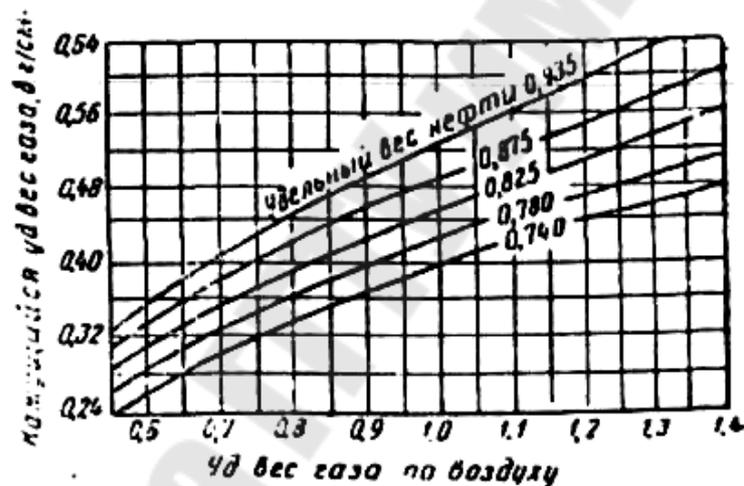


Рис. 6.2. Нахождение кажущегося удельного веса в жидкой фазе по данным об удельных весах нефти и газа

3. Вес газа составит

$$P_{г} = \Gamma \cdot 1,293 \cdot \gamma_{г.возд}, \text{ кг}, \quad (6.7)$$

где Γ – газовый фактор, $\text{м}^3/\text{м}^3$; $\gamma_{г.возд}$ – удельный вес газа по воздуху.

4. Объем газа в жидкой фазе при кажущемся удельном весе $\gamma_{г.к}$

$$V_{г.ж.ф} = \frac{P_{г}}{\gamma_{г.к}}, \text{ л}, \quad (6.8)$$

где $\gamma_{г.к}$ – удельный вес газа в жидкой фазе.

5. Удельный вес пластовой нефти

$$\gamma_{\text{н}} = \frac{\gamma \cdot 1000 + P_{\text{г}}}{1000 + V_{\text{г.ж.ф}}}, \text{ кг/л}, \quad (6.9)$$

где γ – удельный вес нефти.

Введем поправки на давление и температуру.

6. Объемный коэффициент расширения

$$b = \frac{P_{\text{н}}}{\gamma_{\text{н}}}, \quad (6.10)$$

где $P_{\text{н}}$ – вес нефти, который равен

$$P_{\text{н}} = \gamma \cdot 1000 + P_{\text{г}}.$$

7. Пересчетный коэффициент

$$\eta = \frac{1}{b}. \quad (6.11)$$

8. Коэффициент усадки нефти

$$\xi = \frac{V_{\text{пл}} - V_{\text{пов}}}{V_{\text{пл}}}, \quad (6.12)$$

где $V_{\text{пл}}$ – объем нефти в пластовых условиях, равный b ; $V_{\text{пов}} = 1,0$ – объем нефти в поверхностных условиях.

9. Коэффициент отдачи

$$k = 60 - 0,237 \frac{b \cdot P \cdot \mu_{\text{н}}}{T \cdot Z \cdot \mu_{\text{г}}}, \quad \%, \quad (6.13)$$

где P – пластовое давление, равное 100 атм; $\mu_{\text{н}}$ – вязкость нефти, равная 3 сПз; T – пластовая температура °С; Z – коэффициента сжимаемости газа, равный 1; $\mu_{\text{г}}$ – вязкость газа, равная 0,01сПз.

10. Определим промышленные запасы:

$$Q = F \cdot h \cdot \phi \cdot k \cdot \mu_{\text{н}} \cdot \eta, \text{ т}, \quad (6.14)$$

где F – продуктивная площадь пласта, м; h – эффективная мощность пласта, м; ϕ – средний коэффициент эффективной пористости.

Таблица 6.1

Исходные данные

Номер варианта	F , га	h , м	φ	k , мД	$\gamma_{г.возд}$	Γ , м ³ /м ³	$T_{пл}$, °С	γ
1	500	10	0,25	1000	0,9	75	70	0,85
2	510	11	0,25	1000	0,9	75	70	0,85
3	520	12	0,25	1000	0,7	70	70	0,85
4	540	13	0,25	1000	0,75	70	60	0,82
5	570	14	0,25	1000	0,8	65	60	0,82
6	530	15	0,25	1000	0,85	65	60	0,82
7	560	16	0,25	1000	0,95	65	82	0,75
8	580	17	0,25	800	1,05	80	82	0,75
9	505	18	0,25	800	1,1	80	82	0,75
10	590	19	0,25	800	1,2	80	93	0,87
11	600	20	0,25	900	1,3	90	93	0,87
12	650	21	0,25	900	1,25	90	93	0,87
13	700	22	0,25	900	1,15	90	104	0,78
14	640	23	0,25	900	1,35	75	104	0,78
15	630	24	0,25	900	0,7	75	104	0,78
16	680	25	0,25	900	0,75	75	49	0,9
17	690	26	0,25	900	0,8	70	49	0,9
18	670	27	0,25	800	0,85	70	49	0,9
19	660	28	0,25	800	0,9	60	60	0,82
20	610	29	0,25	800	0,95	65	60	0,82
21	620	30	0,25	800	1,0	80	70	0,87
22	710	31	0,25	1000	1,1	80	82	0,85
23	700	21	0,25	900	1,3	80	70	0,82
24	690	26	0,25	800	1,25	90	82	0,85
25	560	16	0,25	1000	0,95	75	70	0,85
26	580	17	0,25	800	1,05	75	70	0,85
27	505	18	0,25	800	1,1	70	70	0,85
28	590	19	0,25	800	1,2	70	60	0,82
29	600	20	0,25	900	1,3	65	60	0,82
30	650	21	0,25	900	1,25	65	60	0,82

Примечание. Для всех студентов – песок мелкозернистый.

Лабораторная работа 7

Определение параметров залежи объемно-статистическим методом подсчета запасов

Цель работы: изучение теоретических аспектов методов подсчета запасов.

Теоретическая часть

При отсутствии соответствующих данных о коэффициентах насыщения и отдачи иногда пользуются методом определения их по разработанному горизонту, когда все остальные показатели известны.

В этом случае

$$\chi = \frac{Q}{F \cdot h \cdot \phi \cdot \gamma \cdot \eta}, \quad (7.1)$$

где χ – коэффициент использования объема пор – определяется по истощенному горизонту.

Таким образом, для определения возможной величины коэффициента использования необходимо иметь фактические данные о количестве добытой нефти из горизонта, а также данные о размерах истощенной площади и пористости нефтесодержащих пород.

Что касается геологических природных факторов, то можно сказать, что наибольший коэффициент использования отмечается в пластах с большим газовым давлением или в пластах с большим давлением краевой воды и высокой проницаемостью. Меньшей отдачей обладают пласты с небольшим количеством растворенного в нефти газа. Пласты, обладающие небольшим давлением краевой воды и, главное, давлением, не восстанавливаемым или очень медленно восстанавливаемым, обычно не имеют большого коэффициента использования даже при наличии большого газового давления в начальный период разработки.

Расчет запасов нефти по объемной формуле с предварительным определением по истощенным пластам коэффициента использования объема пор получил название *объемно-статистического метода*.

Основным недостатком объемного метода является трудность точного определения входящих в формулу средних величин, т. к. для их вычисления часто недостает фактических данных.

Другим недостатком объемного метода является статичность полученной цифры запаса и отсутствие данных о возможном отборе нефти во времени.

Цифры запасов, подсчитанные объемным методом, следует дополнять данными о дебитах скважин и соображениями о возможной динамике изменения этих дебитов в процессе эксплуатации.

Следует указать еще на один метод, который, по существу, является разновидностью объемного метода. Это – метод расчета запаса нефти на 1 га площади и на 1 м мощности, который можно кратко называть «гектарным методом».

Сущность метода заключается в следующем: по разбуренной и истощенной площади подсчитывается суммарная добыча со всех пластов за все время эксплуатации. Затем определяется суммарная средняя продуктивная площадь всех продуктивных горизонтов и средняя продуктивная площадь, вычисленная как среднее арифметическое значение из размеров продуктивных площадей всех промышленно-нефтеносных горизонтов. Тогда можно определить промышленный запас на 1 га и 1 м мощности для этой истощенной площади:

$$\frac{Q}{FH} = q.$$

Полученная цифра запаса (q) может быть по аналогии экстраполирована на соседние площади, геологически сходные с данной.

Совершенно ясно, что оценка запасов какой-либо новой площади на основе распространения на эту площадь по аналогии той добычи, которая была получена с разработанной нефтеносной площади, может быть правильной только в том случае, когда между ними проведена глубокая геологическая аналогия, позволяющая считать обе площади геологически сходными.

Гектарный метод подсчета запасов обычно применяется для низких категорий.

Практическая часть

1. Запасы нефти в пластовых условиях

$$Q_{н.пл} = S_n(1 - S_b), \text{ м}^3.$$

2. Запасы нефти в стандартных условиях

$$G_n = Q_{н.пл} \left(\frac{\rho_n}{b_n} \right), \text{ т.}$$

3. Запасы нефтяного газа, растворенного в нефти,

$$G_{\Gamma} = G_{\text{H}} \cdot \Gamma_0, \text{ м}^3.$$

4. Запасы газа в газовой шапке в пластовых условиях

$$G_{\Gamma.\text{ш}} = S_{\Gamma} \cdot h \cdot m (1 - S_{\text{B}}), \text{ м}^3.$$

5. Запасы газа в газовой шапке в стандартных условиях

$$G_{\Gamma.\text{ш}} = G_{\Gamma.\text{ш.пл}} \cdot b_{\Gamma}^1, \text{ м}^3.$$

6. Извлекаемые запасы газа в стандартных условиях определим с учетом заданной газоотдачи:

$$N_{\Gamma.\text{ш}} = G_{\Gamma.\text{ш}} \cdot \eta_{\Gamma}, \text{ м}^3.$$

7. Дебит газа из газовой шапки равен

$$q_{\Gamma.\text{ш}} = N_{\Gamma.\text{ш}} \cdot z_{\Gamma}, \text{ м}^3/\Gamma.$$

8. Дебит газа, приведенный к начальному пластовому давлению,

$$\bar{q}_{\Gamma.\text{ш}} = \frac{q_{\Gamma.\text{ш}}}{b_{\Gamma}}, \text{ м}^3/\Gamma.$$

9. Для компенсации отбора газа из газовой шапки необходимо закачивать в скважины воду с таким же темпом.

10. С учетом объемного коэффициента расход воды составит

$$q_{\text{H.В}} = \frac{\bar{q}_{\Gamma.\text{ш}}}{b_{\text{B}}}, \text{ м}^3/\Gamma.$$

11. Число нагнетательных скважин в барьерном ряду определим по заданной средней приемистости и суммарному расходу:

$$n_{\text{б}} = \frac{q_{\text{H.В}}}{q_{\text{H1}} \cdot 365}, \text{ скв.}$$

12. Определим общее число скважин, необходимое для разработки нефтеносной части залежи. Для этого используем заданный параметр плотности сетки скважин:

$$n_0 = \frac{S_{\text{H}}}{S_{\text{с}}}, \text{ скв.}$$

13. Для подсчета извлекаемых запасов нефти определим коэффициент сетки скважины:

$$\eta_2 = e^{-\alpha S}.$$

14. Извлекаемые запасы нефти составят

$$N = G_H \cdot \eta_1 \cdot \eta_2, \text{ т.}$$

15. Максимальный дебит жидкости

$$q_{\text{макс.ж}} = G_H \cdot \eta_2 \cdot 0,0837, \text{ м}^3/\text{Г.}$$

Исходные данные представлены в табл. 7.1 и 7.2.

Таблица 7.1

Исходные данные

Номер варианта	b_r	$\Gamma_0, \text{ м}^3/\text{Г}$	$b_r^1, \text{ м}^3/\text{м}^3$	$\rho_H, \text{ т}/\text{м}^3$	b_H	$h, \text{ м}$	m
1	1,028	150	170	0,85	1,5	10	0,2
2	1,02	14	171	0,8	1,5	11	0,2
3	1,021	130	172	0,9	1,52	12	0,2
4	1,022	135	173	0,84	1,53	8,5	0,2
5	1,023	145	174	0,95	1,54	9,5	0,25
6	1,024	155	175	0,96	1,55	11,5	0,25
7	1,025	160	169	0,97	1,56	12,5	0,25
8	1,026	157	168	0,98	1,57	13	0,3
9	1,027	165	167	0,81	1,58	14	0,3
10	1,028	161	166	0,82	1,59	15	0,3
11	1,029	147	165	0,83	1,49	15,6	0,35
12	1,03	137	164	0,84	1,48	16,7	0,35
13	1,031	151	163	0,86	1,47	16	0,35
14	1,032	164	160	0,87	1,46	17	0,21
15	1,034	158	176	0,88	1,45	18	0,22
16	1,035	135	178	0,89	1,51	19	0,18
17	1,033	142	179	0,91	1,52	17,5	0,17
18	1,029	137	180	0,92	1,53	16,5	0,23
19	1,028	159	160	0,93	1,54	18,5	0,24
20	1,025	167	165	0,94	1,5	19,5	0,24
21	1,026	144	175	0,95	1,55	14,5	0,22
22	1,027	161	170	0,81	1,56	15,5	0,19
23	1,034	162	175	0,85	1,54	18,5	0,15
24	1,033	160	180	0,82	1,56	19,0	0,35

Исходные данные

Номер варианта	$S_{н}, 10^5, м^2$	$S_{г}, 10^5, м^2$	$S_{с}, 10^4, м^2/скв$	$S_{св}$	$q_{н1}, м^3/сут$
1	136	58	18	0,12	390
2	130	50	20	0,10	395
3	135	55	17	0,11	400
4	140	60	16	0,13	405
5	145	65	15	0,14	410
6	150	51	19	0,15	420
7	155	52	21	0,16	415
8	160	53	22	0,17	425
9	133	54	23	0,18	420
10	144	56	24	0,2	430
11	151	57	10	0,4	445
12	161	58	11	0,5	450
13	165	59	12	0,6	446
14	137	60	13	0,7	428
15	147	61	14	0,8	431
16	157	62	15	0,9	416
17	163	63	16	0,10	398
18	138	64	17	0,11	402
19	134	65	18	0,12	413
20	144	59	19	0,13	423
21	154	50	10	0,14	443
22	158	55	20	0,15	417
23	165	63	10	0,8	416
24	144	58	15	0,13	420

Коэффициент вытеснения нефти $\eta_1 = 0,85$, газоотдача при вытеснении газа водой $\eta_r = 0,85$, заданный темп отбора газа от извлекаемых запасов $z_r = 20 \%$.

Литература

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

Содержание

Предисловие.....	3
<i>Лабораторная работа 1. Оценка добычи нефти экспресс-методом</i>	<i>4</i>
<i>Лабораторная работа 2. Определение физических свойств нефти в процессе ее однократного разгазирования.....</i>	<i>7</i>
<i>Лабораторная работа 3. Определение нефтеотдачи в зависимости от упругих свойств жидкости и породы.....</i>	<i>13</i>
<i>Лабораторная работа 4. Определение скорости продвижения ВНК, ГВК и нефтеотдачи при водонапорном режиме</i>	<i>19</i>
<i>Лабораторная работа 5. Определение продолжительности разработки, дебита эксплуатационных скважин нефтяной залежи</i>	<i>25</i>
<i>Лабораторная работа 6. Подсчет запасов нефти и газа и определение числа скважин</i>	<i>31</i>
<i>Лабораторная работа 7. Определение параметров залежи объемно-статистическим методом подсчета запасов</i>	<i>36</i>
Литература	41

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

Козырева Светлана Владимировна

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**Лабораторный практикум
по одноименному курсу
для студентов специальности 1-51 02 02
«Разработка нефтяных и газовых месторождений»
дневной формы обучения**

Электронный аналог печатного издания

Редактор
Компьютерная верстка

*А. Д. Федорова
Н. Б. Козловская*

Подписано в печать 30.03.12.

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

Ризография. Усл. печ. л. 2,56. Уч.-изд. л. 2,53.

Изд. № 76.

E-mail: ic@gstu.by

<http://www.gstu.by>

Издатель и полиграфическое исполнение:
Издательский центр Учреждения образования
«Гомельский государственный технический университет
имени П. О. Сухого».

ЛИ № 02330/0549424 от 08.04.2009 г.

246746, г. Гомель, пр. Октября, 48