



Министерство образования Республики Беларусь

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

Кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных
месторождений и транспорт нефти»

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
к контрольным работам по одноименному курсу
для студентов специальности 1-51 02 02
«Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»
заочной формы обучения**

Электронный аналог печатного издания

Гомель 2007

УДК 622.276(075.8)
ББК 33.361я73
Р17

*Рекомендовано к изданию научно-методическим советом
заочного факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 4 от 24.02.2006 г.)*

Авторы-составители: *Л. М. Писарик, С. В. Лапицкая*

Рецензент: канд. экон. наук, ведущий инженер ОНИР БелНИПИнефти *М. Е. Лебешков*

Разработка нефтяных и газовых месторождений : метод. указания к контрол. работам по одноим. курсу для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» заоч. формы обучения / авт.-сост.: Л. М. Писарик, С. В. Лапицкая. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2007. – 20 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://gstu.local/lib>. – Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-985-420-550-2.

Включены основные технические показатели разработки нефтяных месторождений, приведены примеры задач по основным направлениям разработки месторождений.

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

УДК 622.276(075.8)
ББК 33.361я73

ISBN 978-985-420-550-2

© Писарик Л. М., Лапицкая С. В., составление, 2007

© Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», 2007

Введение

Определение основных технико-экономических показателей является главной задачей проектирования или анализа разработки нефтяного и газового месторождения.

Количественная оценка различных вариантов разработки месторождения позволяет выбрать наиболее эффективный вариант, обеспечивающий максимально возможное извлечение углеводородов из недр при заданном уровне отбора.

Как известно, объем технологических, гидродинамических и экономических расчетов по оценке основных показателей разработки месторождения исключительно велик, а аналитический расчет весьма трудоемок. Поэтому в настоящее время наиболее сложная часть технико-экономических расчетов выполняется на ЭВМ.

Вместе с тем аналитический расчет как обязательный элемент методики обучения является эффективным средством изучения любой дисциплины. Он позволяет студенту глубже усвоить теоретический курс, осмысленно подойти к количественной оценке показателей разработки, понять последовательность технико-экономических расчетов, без чего трудно дать объективную оценку результатам машинного расчета, поскольку в основе любой программы заложены те же самые аналитические формулы и зависимости.

В рассматриваемом ниже издании требуется определить ряд основных показателей, характеризующих процесс разработки нефтяной залежи.

Задача 1

Определение запасов нефти и газа и оценка эффективности использования пластовой энергии

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 dw .

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.

Методика расчета

1. Отношение объема газовой шапки к объему нефтяной залежи:

$$a = \frac{V^*}{100 - V^*},$$

где V^* – объем газовой шапки, %.

2. Начальный объемный коэффициент газа:

$$B_0 = z_0 \cdot \frac{T_{пл}}{273} \cdot \frac{1}{P_{пл}},$$

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

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

3. Объемный коэффициент газа к концу второго года:

$$B_t = z_t \cdot \frac{T_{пл}}{273} \cdot \frac{1}{P_t},$$

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:

$$U_t = b_t + (r_0 - r_t) \cdot B_t,$$

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:

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

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

ρ_n – плотность нефти;

– газа:

$$V = V_1 + V_2, \text{ м}^3,$$

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

5. Средний газовый фактор:

$$G_0 = \frac{V}{Q}, \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

В течение второго года эксплуатации общий перепад давления оставался постоянным:

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - P_t, \text{ атм.}$$

6. Среднесуточная добыча нефти за второй год:

$$q = \frac{Q_2}{dt}, \text{ м}^3,$$

где dt – число дней работы в году принять равным 360.

Средний газовый фактор за второй год:

$$G_t = \frac{V_2}{Q_2}, \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Среднесуточная добыча воды за второй год:

$$q_w = \frac{dw}{dt}, \text{ м}^3.$$

7. Количество контурной воды, внедрившейся в нефтяную залежь:

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

где коэффициент пропорциональности

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

Так как работа в течение первого года эксплуатации велась с переменным перепадом от 0 до 20 атм (средний перепад $\Delta P_{\text{ср}}^1 = 10$ атм), а в течение второго года перепад оставался постоянным ($\Delta P_{\text{ср}}^{11} = 20$ атм), то искомый интеграл возьмем за каждый год t отдельно, поставив пределы времени в месяцах:

$$\int_0^t (P_{\text{пл}} - P_t) \cdot dt = \Delta P_{\text{ср}}^1 \cdot t_1 - \Delta P_{\text{ср}}^1 \cdot t_2 + \Delta P_{\text{ср}}^{11} \cdot t_3 - \Delta P_{\text{ср}}^{11} \cdot t_4,$$

где $t_1 = 12, t_2 = 0, t_3 = 24, t_4 = 12$.

8. Начальный запас нефти в пласте:

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

9. Начальный запас свободного газа, приведенный к нормальным условиям:

$$V_0 = \frac{a \cdot N \cdot b_0}{B_0}, \text{ м}^3.$$

10. Количество растворенного газа, приведенное к нормальным условиям:

$$r_0 \cdot N = \quad , \text{ м}^3.$$

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

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

12. Определим относительную эффективность отдельных видов энергии:

– доля участия воды в вытеснении нефти:

$$J_{\text{в}} = \frac{W - dw}{Q \cdot (U_t + B_t \cdot (G_t - r_0))};$$

– доля участия газовой шапки в вытеснении нефти:

$$J_{\text{гш}} = \frac{N \cdot a \cdot b_0 \left(\frac{B_t}{B_0} - 1\right)}{Q \cdot (U_t + B_t \cdot (G_t - r_0))};$$

– доля участия растворенного газа в вытеснении нефти:

$$J_{\text{рг}} = \frac{N \cdot (U_t - b_0)}{Q \cdot (U_t + B_t \cdot (G_t - r_0))}.$$

13. Общий вероятный коэффициент нефтеотдачи:

$$K_{\text{от}} = J_{\text{в}} \cdot K_{\text{в}} + J_{\text{гш}} \cdot K_{\text{гш}} + J_{\text{рг}} \cdot K_{\text{рг}},$$

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

14. Возможная суммарная добыча нефти из залежи:

$$Q_{\text{об}} = N \cdot K_{\text{от}} \cdot \rho, \text{ м}^3.$$

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

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

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

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

Таблица 1

Исходные данные к задаче 1

№	V^* , %	$P_{пл}$, атм	$T_{пл}$, К	r_0 , м ³ /м ³	b_0	z_0	ρ_H	P , атм	$Q_1 \cdot 10^5$, 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

№	$V_1 \cdot 10^6,$ M^3	$Q_2 \cdot 10^5,$ т	$V_2 \cdot 10^6,$ M^3	$dw,$ M^3	b_t	z_1	r_t
1	100	4	75	$5 \cdot 10^4$	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	$5 \cdot 10^4$	1,42	0,8	125
24	95	4,0	70		1,42	0,83	125
25	100	3,5	75		1,405	0,86	120
26	90	4,0	65		1,415	0,85	140
27	90	4,5	65		1,415	0,86	145
28	100	5,0	75		1,405	0,83	150
29	100	5,5	75		1,405	0,83	115
30	100	3,0	75		1,405	0,83	120

Задача 2

Определение физических свойств нефти в процессе ее однократного разгазирования

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

$$P_{насT} = P_{нас} - \frac{T_{пл} - T}{9,157 + \frac{701,8}{\Gamma \cdot (y_{cl} - 0,8 \cdot y_a)}}, \text{ Мпа.}$$

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

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

где $R(p)$, $m(T)$, $D(T)$ – вспомогательные коэффициенты;

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

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

$$R_{(p)} = \frac{1 + \lg p}{1 + \lg p_{насT}} - 1.$$

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

$$V_{гр(p,T)} = \Gamma \cdot m_{(T)} - V_{гв(p,T)}, \text{ М}^3/\text{т}.$$

4. Определяем относительную плотность выделившегося газа

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

где $a = 1 + 0,0054(T - 293)$;

$$u = 10^{-3} \cdot \rho_{нд} \cdot \Gamma - 186.$$

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

$$\check{\rho}_{гр(p,T)} = \frac{\Gamma \cdot ((a \cdot m_{(T)} \cdot \check{\rho}_{го}) - (\frac{\check{\rho}_{гв(p,T)} \cdot V_{гв(p,T)}}{\Gamma}))}{V_{гр(p,T)}}.$$

6. Рассчитываем объемный коэффициент, предварительно определив удельное приращение объема нефти за счет единичного из-

менения ее газонасыщенности $\lambda(T)$ и температурный коэффициент объемного расширения дегазированной нефти a_H при стандартном давлении:

$$b_{H(p,T)} = 1 + \frac{1,0733 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{нд} \cdot V_{гр(p,T)} \cdot \lambda(T)}{m(T)} + a_H \cdot (T - 293) - 6,5 \cdot 10^{-4} \cdot p,$$

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

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

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

7. Определяем плотность газонасыщенности нефти:

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

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

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

$$\mu_{нд} = \left[\frac{0,658 \cdot \rho_{нд}^2}{886 \cdot 10^{-3} - \rho_{нд}^2} \right]^2 \text{ при } 845 < \rho_{нд} < 924, \text{ мПа};$$

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

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

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

$$\mu_{нд(T)} = \mu_{нд} \cdot (T - 293)^{a_1} \cdot e^{b \cdot (293 - T)}, \text{ мПа}.$$

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 п. 2.9 и количеством газа $V_{гр(p,T)}$ по п. 2.3 растворенного в ней при текущем равновесном давлении насыщения $P_{нас,T}$ по п. 2.1.

$$\mu_{нг(p,T)} = A \cdot \mu_{нд}^B, \text{ мПа},$$

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 в нефти газа, приведенный к $p_0 = 0,1$ МПа и $T_{ст} = 288,6$ К, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

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

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.

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

Таблица 2

Исходные данные к задаче 2

№ вар.	$P_{пл}$, МПа	$T_{пл}$, К	$\rho_{нд}$, кг/м ³	Γ , м ³ /т	$P_{нас}$, МПа	$\tilde{\rho}_{го}$	u_a	u_{cl}	T , К	p , МПа
1	17,5	313	868	55,6	9,2	1,119	0,069	0,355	300,5	5,5
2	17,0	313	867	55,4	9,0	1,11	0,065	0,354	300,5	5,5
3	17,2	300	868	54,9	9,3	1,110	0,068	0,353	300,5	5,5
4	17,4	320	865	55,0	8,5	1,113	0,064	0,351	300,5	5,5
5	17,3	316	869	55,7	8,6	1,114	0,066	0,354	300,5	5,5
6	16,5	318	864	54,8	9,1	1,119	0,069	0,355	300,5	5,5
7	16,9	319	863	54,6	9,5	1,12	0,061	0,35	300,5	5,5
8	17,0	314	868	55,1	8,7	1,118	0,067	0,353	300,5	5,5
9	16,8	310	866	55,5	9,0	1,117	0,069	0,355	300,5	5,5
10	17,5	313	865	54,7	8,8	1,112	0,065	0,35	300,5	5,5

№ вар.	$P_{пл}$, МПа	$T_{пл}$, К	$\rho_{пл}$, кг/м ³	Γ , м ³ /т	$P_{нас}$, МПа	$\bar{\rho}_{гo}$	y_a	$y_{ст}$	T , К	p , МПа
11	18,0	317	867	55,0	9,3	1,116	0,067	0,351	300,5	5,5
12	18,5	316	864	55,6	8,7	1,117	0,069	0,355	300,5	5,5
13	17,9	315	868	55,9	8,9	1,113	0,064	0,351	300,5	5,5
14	17,4	317	869	55,75	9,4	1,115	0,068	0,352	300,5	5,5
15	17,6	319	870	55,3	9,1	1,118	0,069	0,354	300,5	5,5
16	17,3	315	863	55,6	8,8	1,119	0,068	0,355	300,5	5,5
17	17,7	313	865	55,4	9,3	1,117	0,065	0,355	300,5	5,5
18	17,8	300	867	55,25	9,5	1,114	0,067	0,353	300,5	5,5
19	17,5	305	868	54,95	9,1	1,115	0,069	0,355	300,5	5,5
20	17,0	310	868	54,8	9,6	1,119	0,069	0,356	300,5	5,5
21	17,4	312	866	55,7	9,1	1,117	0,069	0,355	300,5	5,5
22	17,9	313	867	55,3	9,0	1,113	0,067	0,355	300,5	5,5
23	18,5	316	865	54,7	8,5	1,114	0,068	0,355	300,5	5,5
24	17,8	300	867	54,9	9,2	1,116	0,065	0,356	300,5	5,5
25	17,0	300	865	55,6	9,0	1,12	0,069	0,355	300,5	5,5
26	17,9	320	868	55,1	9,1	1,119	0,068	0,355	300,5	5,5
27	18,0	313	867	55,3	9,6	1,114	0,067	0,356	300,5	5,5
28	17,4	317	863	55,4	8,5	1,113	0,065	0,356	300,5	5,5
29	16,5	319	864	55,25	9,3	1,115	0,069	0,351	300,5	5,5
30	16,8	315	870	55,6	9,1	8,114	0,067	0,356	300,5	5,5

Задача 3

Определение геологических и извлекаемых запасов нефти в залежи

Методика расчета

1. Подсчитать начальные балансовые запасы нефти залежи, параметры которой по вариантам представлены в таблице.

Используем формулу объемного метода подсчета запасов:

$$Q_{\text{бал}} = F \cdot h \cdot m \cdot K_{\text{неф}} \cdot K_{\text{пересч}}, T,$$

где F – площадь залежи, км · км;

h – толщина нефтенасыщенного пласта, м;

m – пористость;

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

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

где $S_{\text{связ.вод}}$ – связанная или начальная водонасыщенность, показывающая, какую долю порового объема нефтенасыщенного пласта занимает вода, оставшаяся в порах в процессе формирования нефтяной залежи; определяется по лабораторному изучению керна и геологическими исследованиями скважины.

$K_{\text{пересч}}$ – коэффициент для пересчета величины балансовых запасов нефти из пластовых в поверхностные условия, а также для перевода величины балансовых запасов из объемных в весовые единицы:

$$K_{\text{пересч}} = \frac{\rho_{\text{неф.пов}}}{B_{\text{неф}}},$$

где $B_{\text{неф}}$ – объемный коэффициент нефти;

$\rho_{\text{неф.пов}}$ – плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м³.

2. Подсчитать начальные извлекаемые запасы нефти из залежи:

$$Q_{\text{изв}} = Q_{\text{бал}} \cdot \eta, \text{ Т,}$$

где η – коэффициент нефтеизвлечения.

Результаты расчетов представить в тыс. тонн.

Таблица 3

Исходные данные к задаче 3

№ вар.	F , км · км	h , м	m	$S_{\text{связ.вод}}$	$B_{\text{неф}}$	$\rho_{\text{неф.пов}}$, кг/м ³	η
1	5 · 3	5	0,12	0,25	1,25	850	0,35
2	5 · 4	8	0,11	0,23	1,22	845	0,38
3	5 · 5	10	0,1	0,2	1,28	840	0,4
4	5 · 6	12	0,09	0,18	1,3	835	0,42
5	5 · 7	15	0,08	0,15	1,34	830	0,45
6	5 · 8	18	0,07	0,12	1,38	825	0,48
7	5 · 9	21	0,06	0,08	1,42	820	0,5
8	5 · 10	25	0,05	0,05	1,51	815	0,52
9	5 · 3	25	0,12	0,25	1,51	850	0,35
10	5 · 4	21	0,11	0,23	1,42	845	0,38
11	5 · 5	18	0,1	0,2	1,38	840	0,4
12	5 · 6	15	0,09	0,18	1,34	835	0,42
13	5 · 7	12	0,08	0,15	1,3	830	0,45
14	5 · 8	10	0,07	0,12	1,28	825	0,48
15	5 · 9	8	0,06	0,08	1,22	820	0,5

№ вар.	F , км · км	h , м	m	$S_{\text{связ.вод}}$	$B_{\text{неф}}$	$\rho_{\text{неф.пов}}$, кг/м ³	η
16	5 · 10	5	0,05	0,05	1,25	815	0,52
17	5 · 3	5	0,05	0,05	1,51	850	0,35
18	5 · 4	8	0,06	0,08	1,42	845	0,38
19	5 · 5	10	0,07	0,12	1,38	840	0,4
20	5 · 6	12	0,08	0,15	1,34	835	0,42
21	5 · 7	15	0,09	0,018	1,3	830	0,45
22	5 · 8	18	0,1	0,2	1,28	825	0,48
23	5 · 9	21	0,11	0,23	1,22	820	0,5
24	5 · 10	25	0,12	0,25	1,25	815	0,52
25	5 · 3	8	0,07	0,18	1,25	840	0,48
26	5 · 4	9	0,09	0,16	1,22	815	0,52
27	5 · 5	13	0,1	0,2	1,42	825	0,5
28	5 · 6	15	0,13	0,13	1,37	820	0,58
29	5 · 7	16	0,08	0,14	1,36	825	0,35
30	5 · 8	18	0,1	0,17	1,3	830	0,4

Задача 4

Определение коэффициента нефтеизвлечения за счет упругих свойств среды внутри контура нефтеносности

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

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

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

Требуется определить количество нефти, полученное из залежи за счет упругих свойств среды при снижении средневзвешенного по

площади давления от начального пластового до давления насыщения и коэффициент нефтеизвлечения за счет упругих свойств среды внутри контура нефтеносности.

Методика расчета

1. Находим упругий запас нефтяной части залежи:

$$\Delta V_{\text{н}} = \beta_{\text{неф}}^{\text{ж}} \cdot V_{\text{зал}} \cdot \Delta P, \text{ м}^3,$$

где $V_{\text{зал}} = F_{\text{н}} \cdot h$ – объем залежи, м^3 ;

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

$\beta_{\text{неф}}^{\text{ж}} = m \cdot \beta_{\text{н}} + \beta_{\text{пор}}$ – коэффициент упругости нефтяной залежи, 1/атм.

Коэффициент сжимаемости нефти $\beta_{\text{н}}$ можно определить:

$$\beta_{\text{н}} = \frac{B_{\text{н.нас}} - B_{\text{н.пл}}}{B_{\text{н.пл}} \cdot \Delta P}, \text{ 1/атм.}$$

2. Определить количество накопленной нефти, добытой за счет вытеснения нефти законтурной водой $V_{\text{внедр.вод}}$, внедрившейся в нефтяную зону из законтурной водоносной области, исходя из предположения, что

$$\Sigma Q_{\text{н}} = \Delta V_{\text{н}} + V_{\text{внедр.вод}}, \text{ м}^3.$$

3. Падение давления в пределах контура нефтеносности неизбежно нарушит динамическое равновесие за контуром, в водоносной зоне, где также будет происходить падение давления, проявляться упругие силы, за счет действия которых выделится и затем внедрится в нефтяную зону отбора объем воды $\Delta V_{\text{в}}$.

Определить количество законтурной воды $\Delta V_{\text{в}}$, внедрившейся в нефтяную зону за счет проявления упругих сил в законтурной области:

$$\Delta V_{\text{в}} = \beta_{\text{вод}}^{\text{ж}} \cdot V_{\text{вод}} \cdot \Delta P, \text{ м}^3,$$

где $V_{\text{вод}} = F_{\text{в}} \cdot h$ – объем законтурной водоносной области, м^3 ;

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

$\beta_{\text{вод}}^{\text{ж}} = m \cdot \beta_{\text{в}} + \beta_{\text{пор}}$ – коэффициент упругости водоносной зоны залежи, 1/атм,

где сжимаемость пластовой воды $\beta_{\text{в}} = 4,2 \cdot 10^{-5}$ 1/атм;

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

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

$$V_{\text{внедр.вод}} = \Delta V_{\text{вод}} + V_{\text{гидрод.вод}}, \text{ м}^3.$$

5. Определить, какая доля $\sum Q_{\text{н}}$ была отобрана за счет проявления упругих сил:

$$\sum Q_{\text{н}} = \Delta V_{\text{н}} + V_{\text{гидрод.вод}} + V_{\text{вод}}.$$

6. Подсчитать начальные геологические запасы нефти в залежи в пластовых условиях $Q_{\text{бал}}$ по формуле объемного метода:

$$Q_{\text{бал}} = F_{\text{н}} \cdot h \cdot m \cdot K_{\text{неф}}, \text{ м}^3,$$

где h – толщина нефтенасыщенного пласта, м;

m – пористость;

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

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

7. Определить коэффициент нефтеизвлечения $\text{КНИ}_{\text{упр}}$ за счет упругих свойств среды внутри контура нефтеносности:

$$\text{КНИ}_{\text{упр}} = \frac{\Delta V_{\text{н}}}{Q_{\text{бал}}}.$$

Таблица 4

Исходные данные к задаче 4

№вар.	$F_{\text{н}}$, га	h , м	m	$S_{\text{связ.вод}}$, %	$P_{\text{пл}}$, атм	$P_{\text{нас}}$, атм	$B_{\text{н.пл}}$	$B_{\text{н.нас}}$	$F_{\text{в}}$, га
1	1215	12	0,12	15	340	240	1,25	1,256	12150
2	1220	12	0,11	16	320	219	1,248	1,254	12200
3	1225	12	0,1	17	300	198	1,258	1,252	12250
4	1230	12	0,09	18	280	177	1,244	1,25	12300
5	1235	12	0,12	19	260	156	1,34	1,333	12350
6	1240	12	0,11	20	240	135	1,338	1,331	12400
7	1245	12	0,1	21	220	114	1,336	1,329	12450
8	1250	12	0,09	22	200	93	1,334	1,327	12500
9	1255	12	0,12	22	340	240	1,34	1,33	12550
10	1260	12	0,11	21	320	219	1,338	1,331	12600

№вар.	F_n , га	h , м	m	$S_{\text{связ.вод}}$, %	$P_{\text{пл}}$, атм	$P_{\text{нас}}$, атм	$B_{\text{н.пл}}$	$B_{\text{н.нас}}$	$F_{\text{в}}$, га
11	1265	12	0,1	20	300	198	1,336	1,329	12650
12	1270	12	0,09	19	280	177	1,334	1,327	12700
13	1275	12	0,12	18	260	156	1,25	1,256	12750
14	1280	12	0,11	17	240	135	1,248	1,254	12800
15	1285	12	0,1	16	220	114	1,258	1,252	12850
16	1290	12	0,09	15	200	93	1,244	1,25	12900
17	1295	11	0,12	15	340	240	1,25	1,256	12950
18	1300	11	0,11	16	320	219	1,248	1,254	13000
19	1305	11	0,1	17	300	198	1,258	1,252	13050
20	1310	11	0,09	18	280	177	1,244	1,25	13100
21	1315	11	0,12	19	260	156	1,34	1,333	13150
22	1320	11	0,11	20	240	135	1,338	1,331	13200
23	1325	11	0,1	21	220	114	1,336	1,329	13250
24	1330	11	0,09	22	200	93	1,334	1,327	13300
25	1335	11	0,12	22	340	240	1,34	1,333	13350
26	1340	11	0,11	21	320	219	1,338	1,331	13400
27	1345	11	0,1	20	300	198	1,336	1,329	13450
28	1350	11	0,09	19	280	177	1,334	1,327	13500
29	1355	11	0,12	18	260	156	1,25	1,256	13550
30	1360	11	0,11	17	240	135	1,248	1,254	13600

Теоретическая часть

Ответить письменно на любой из нижеперечисленных вопросов:

1. Водонапорный режим пласта: основной источник пластовой энергии, основные признаки водонапорного режима.

2. Упруго-водонапорный режим пласта: основной источник пластовой энергии, основные признаки упруго-водонапорного режима.

3. Объекты разработки: а) выбор объектов по разрезу месторождения; б) выбор объекта по площади залежи. Самостоятельные и возвратные объекты разработки.

4. Системы разработки нефтяного месторождения в целом и по порядку разбуривания объектов.

5. Стадии разработки нефтяных залежей и месторождений. Основной период разработки, его общая характеристика.

6. Анализ разработки нефтяных залежей и месторождений. Контроль и регулирование разработки нефтяных месторождений.

Литература

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

Содержание

Введение.....	3
Задача 1. Определение запасов нефти и газа и оценка эффективности использования пластовой энергии	4
Задача 2. Определение физических свойств нефти в процессе ее однократного разгазирования.....	10
Задача 3. Определение геологических и извлекаемых запасов нефти в залежи.....	13
Задача 4. Определение коэффициента нефтеизвлечения за счет упругих свойств среды внутри контура нефтеносности	15
Теоретическая часть.....	18
Литература	19

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Методические указания
к контрольным работам по одноименному курсу
для студентов специальности 1-51 02 02
«Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»
заочной формы обучения

Электронный аналог печатного издания

Авторы-составители: **Писарик** Людмила Михайловна
Лапицкая Светлана Владимировна

Редактор *Н. В. Гладкова*
Компьютерная верстка *Н. Б. Козловская*

Подписано в печать 14.04.07.

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

Цифровая печать. Усл. печ. л. 1,39. Уч.-изд. л. 1,24.

Изд. № 52.

E-mail: ic@gstu.gomel.by

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

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

ЛИ № 02330/0131916 от 30.04.2004 г.

246746, г. Гомель, пр. Октября, 48.