

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

НОЯБРЬСКИЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

(ФИЛИАЛ) ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ

ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

(Филиал ТИУ в г.Ноябрьске)

**ПОДЗЕМНАЯ ГИДРОМЕХАНИКА
НЕФТЯНОГО И ГАЗОВОГО ПЛАСТА**

Методические указания по выполнению практических работ

Ноябрьск, 2019г.

Подземная гидромеханика нефтяного и газового пласта: методические указания по выполнению практических работ /сост. Т.Е. Шевнина; филиал ТИУ в г. Ноябрьске. – Тюмень: Издательский центр БИК ТИУ, 2019. - 26 с.

Аннотация

Методические указания по выполнению практических работ по дисциплине Подземная гидромеханика нефтяного и газового пласта.

Методические рекомендации содержат необходимые сведения для выполнения и оформления практических работ, примеры подробного решения задач, практические работы.

СТРУКТУРА

	Стр
Задача №1	
Исследование скважин методом установившихся отборов	4
Задача №2	
Неустановившееся движение жидкости при работе скважин с переменным дебитом	7
Задача №3	
Расчет продолжительности разработки нефтяной залежи.	11
Подсчет запасов нефтяной залежи	
Задача №4	
Определение нефтеотдачи пластов при различных режимах эксплуатации залежи	20

Задача №1

Исследование скважин методом установившихся отборов

Построить индикаторную диаграмму и определить коэффициенты продуктивности и проницаемости пласта по данным исследования скважины при установившихся режимах. Исходные данные: пластовое давление, радиус контура питания, радиус скважины, толщина пласта, динамическая вязкость нефти.

№ вар.	Рк, МПа	Гк, м	Гс, см	h, м	μ, мПа·с	1 режим		2 режим		3 режим	
						Q, м³/сут	Рс, МПа	Q, м³/сут	Рс, МПа	Q, м³/сут	Рс, МПа
1	15	200	10	10	5,1	4,5	13,2	6,8	12,3	8,8	11,5
2	18	250	10	12	3,2	9	16,2	13,5	15,3	17,5	14,5
3	20	272	10	18	8,2	13,5	18,2	20,3	17,3	26,3	16,5
4	25	300	10	20	15	18	23,2	27	22,3	35	21,5
5	21	330	10	16	19,3	22,5	19,2	33,8	18,3	43,8	17,5
6	29	350	10	17	25,5	27	27,2	40,5	26,3	52,5	25,5
7	17	380	10	14	10	31,5	15,2	47,3	14,3	61,3	13,5
8	16	400	10	12	9,4	36	14,2	54	13,3	70	12,5
9	22	450	10	9	6,5	40,5	20,2	60,8	19,3	78,8	18,5
10	23	500	10	31	2,2	45	21,2	67,5	20,3	87,5	19,5
11	25	200	10	10	1,5	49	18	63	16	84	13
12	24	210	10	11	1,6	56	17	72	15	96	12
13	23	220	10	12	1,7	63	16	81	14	108	11
14	22	230	10	13	1,8	70	15	90	13	120	10
15	21	240	10	14	1,9	77	14	99	12	132	9
16	20	250	10	15	2	84	13	108	11	144	8
17	19	260	10	16	2,1	91	12	117	10	156	7
18	18	270	10	17	2,2	98	11	126	9	168	6
19	17	280	10	18	2,3	90	11	120	9	165	6
20	16	290	10	19	2,4	96	10	128	8	176	5
21	15	300	10	20	2,5	102	9	136	7	187	4
22	17	310	10	21	2,6	108	11	144	9	198	6
23	19	320	10	22	2,7	114	13	152	11	209	8
24	21	330	10	23	2,8	120	15	160	13	220	10
25	23	340	10	24	2,9	126	17	168	15	231	12
26	25	350	10	25	3	132	19	176	17	242	14
27	27	360	10	23	3,1	138	21	184	19	253	16
28	29	370	10	21	3,2	144	23	192	21	264	18
29	31	380	10	19	3,3	125	26	175	24	250	21
30	33	390	10	17	3,4	130	28	182	26	260	23

Пример оформления задачи

Дано:

Р _к , Па	r _к , м	r _с , м	h, м	μ, Па·с	1 режим		2 режим		3 режим	
					Q, м ³ /с	Р _с , Па	Q, м ³ /с	Р _с , Па	Q, м ³ /с	Р _с , Па

Найти:

- 1) построить индикаторную диаграмму;
- 2) определить коэффициент продуктивности;
- 3) определить коэффициент проницаемости пласта.
- 4) определить гидропроводность пласта.

Решение:

1. Построить индикаторную диаграмму в координатах (Р_к - Р_с) от Q.

Индикаторная диаграмма должна иметь вид прямой линии, выходящей из начала координат.

2. Вычислить коэффициент продуктивности

$$K_{\text{прод}} = \frac{Q}{\Delta P} = \dots \text{ м}^3/(\text{с} \cdot \text{Па})$$

3. Вычислить коэффициент проницаемости пласта

$$k = \frac{K_{\text{прод}} \cdot \mu \cdot \ln r_k / r_c}{2\pi h} = \dots \text{ м}^2$$

4. Определить гидропроводность пласта ε

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu} = \dots \frac{\text{м}^2 \cdot \text{м}}{\text{Па} \cdot \text{с}}$$

Ответ: 1) $K_{\text{прод}} = \dots \text{ м}^3 / \text{с} \cdot \text{Па}$;

2) $k = \dots \text{ м}^2$;

3) $\varepsilon = \dots \frac{\text{м}^2 \cdot \text{м}}{\text{Па} \cdot \text{с}}$

Пример решения задачи

Построить индикаторную диаграмму и определить коэффициенты продуктивности и проницаемости пласта по данным исследования скважины при установившихся режимах.

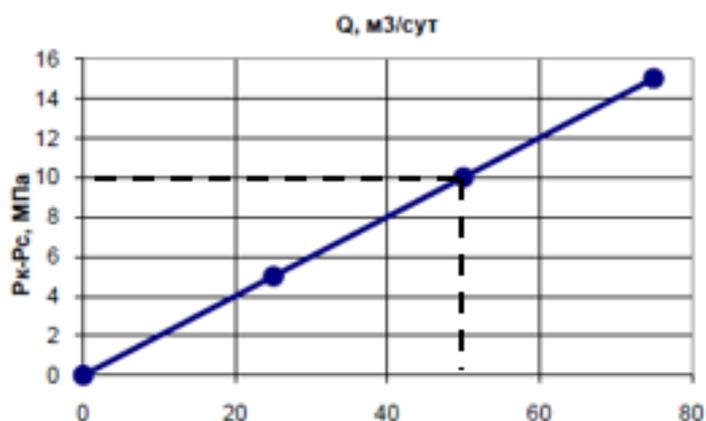
Исходные данные:

Радиус контура питания 700 м, радиус скважины 10 см, эффективная нефтенасыщенная толщина пласта 15 м, динамическая вязкость нефти 5 мПа·с.

Результаты исследований на трех режимах:

1 режим		2 режим		3 режим	
Q, м ³ /сут	ΔP, МПа	Q, м ³ /сут	ΔP, МПа	Q, м ³ /сут	ΔP, МПа
25	5	50	10	75	15

Индикаторная диаграмма



Индикаторная диаграмма имеет вид прямой линии, выходящей из начала координат, следовательно фильтрация происходит по линейному закону.

Коэффициент продуктивности:

$$K_{\text{прод}} = \frac{Q}{\Delta P} = \frac{50}{10} = 5 \frac{\text{м}^3}{\text{сут} \cdot \text{МПа}} = 5,58 \cdot 10^{-11} \frac{\text{м}^3}{\text{с} \cdot \text{Па}}$$

Коэффициент проницаемости

$$k = \frac{K_{\text{прод}} \cdot \mu \cdot \ln r_k / r_c}{2\pi h} = \frac{5,58 \cdot 10^{-11} \cdot 5 \cdot 10^{-3} \cdot \ln 700 / 0,1}{2 \cdot 3,14 \cdot 15} = 2,72 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2 = 0,0272 \text{ мкм}^2$$

4. Определить гидропроводность пласта ε

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu} = \frac{2,72 \cdot 10^{-14} \cdot 15}{5 \cdot 10^{-3}} = 8,16 \cdot 10^{-11} \frac{\text{м}^2 \cdot \text{м}}{\text{Па} \cdot \text{с}}$$

Задача №2

Неустановившееся движение жидкости при работе скважин с переменным дебитом

Определить величину пластового давления в точке А (с известными координатами), расположенной в бесконечном изотропном пласте, в котором работают две скважины (добывающая и нагнетательная). Скважины работают с переменным дебитом. Даны толщина пласта, его проницаемость и пористость, коэффициенты объемного сжатия жидкости и горной породы, начальное пластовое давление. Вязкость жидкости принять равной 1 мПа·с.

№ вар.	q ¹ , м ³ /сут			интервалы времени, сут			q ² , м ³ /сут		интервалы времени, сут	
	q ₁ ¹	q ₂ ¹	q ₃ ¹	t ₁ ¹	t ₂ ¹	t ₃ ¹	q ₁ ²	q ₂ ²	t ₁ ²	t ₂ ²
1	200	300	0	200	200	200	300	500	400	200
2	300	400	200	200	100	200	100	200	100	400
3	200	0	200	300	200	300	400	300	650	150
4	100	200	0	200	300	200	400	2000	350	350
5	500	100	300	300	200	300	400	500	250	550
6	400	800	200	200	100	200	100	200	50	450
7	800	400	0	200	300	200	300	600	300	400
8	800	0	100	300	200	300	500	1000	200	600
9	100	400	800	300	200	300	400	800	250	550
10	200	600	100	300	400	300	100	600	450	550
11	100	50	110	100	200	300	80	25	400	200
12	110	80	180	50	150	100	120	150	150	150
13	120	70	200	70	130	200	200	100	270	130
14	130	80	50	50	50	50	10	50	70	80
15	140	90	10	40	60	200	100	50	150	150
16	150	100	200	200	200	200	80	120	400	200
17	160	110	210	200	100	200	10	50	100	400
18	170	120	220	300	200	300	100	200	650	150
19	180	130	230	200	300	200	200	100	350	350
20	190	140	240	300	200	300	300	100	250	550
21	200	150	250	200	100	200	100	300	50	450
22	210	130	260	200	300	200	80	150	300	400
23	220	140	270	300	200	300	40	200	200	600
24	230	150	280	300	200	300	100	140	250	550
25	240	160	290	300	400	300	40	90	450	550
26	250	170	300	100	200	300	100	150	400	200
27	260	180	310	50	150	100	50	200	150	150
28	270	190	320	70	130	200	60	5	270	130
29	280	200	330	50	50	50	700	150	70	80
30	290	0	340	40	60	200	70	100	120	180

№ вар.	Координаты скважин, м					
	x_0	y_0	x_1	y_1	x_2	y_2
1	0	0	1000	500	500	1000
2	0	0	500	800	800	500
3	0	0	600	1000	800	600
4	0	0	500	800	800	1000
5	0	0	200	800	600	1000
6	100	50	0	0	500	1000
7	500	800	800	100	0	0
8	600	800	800	1200	0	0
9	600	800	0	0	800	400
10	200	400	0	0	500	1000
11	100	200	300	300	50	500
12	1000	0	100	500	300	700
13	400	100	0	100	800	800
14	100	50	0	0	500	1000
15	500	800	800	100	0	0
16	600	800	800	1200	0	0
17	600	800	0	0	800	400
18	200	400	0	0	500	1000
19	100	200	300	300	50	500
20	1000	0	100	500	300	700
21	400	100	0	100	800	800
22	300	100	100	900	800	700
23	100	50	0	0	500	1000
24	500	800	800	100	0	0
25	600	800	800	1200	0	0
26	600	800	0	0	800	400
27	200	400	0	0	500	1000
28	100	200	300	300	50	500
29	1000	0	100	500	300	700
30	400	100	0	100	800	800

Пример решения задачи №2

Дано:

$h = 10\text{м}$; $k = 10^{-12} \text{ м}^2$; $P_0 = 20 \cdot 10^6 \text{ Па}$; $m = 0,2$; $\mu = \dots \text{ Па}\cdot\text{с}$; $\beta_{\text{ж}} = 10 \cdot 10^{-10} \text{ 1/Па}$; $\beta_{\text{п}} = 1 \cdot 10^{-10} \text{ 1/Па}$;
 Координаты точки А (500,500)м.

Координаты добывающей скважины (100,200) м, нагнетательной (700,700) м.

Добывающая скважина						Нагнетательная скважина			
$q^1, \text{ м}^3/\text{сут}$			интервалы времени, сут			$q^2, \text{ м}^3/\text{сут}$		интервалы времени, сут	
q_1^1	q_2^1	q_3^1	t_1^1	t_2^1	t_3^1	q_1^2	q_2^2	t_1^2	t_2^2
200	300	100	200	100	200	50	200	300	200

Найти:

Определить величину пластового давления P_A в точке А

Решение:

1. Определить пьезопроводность пласта

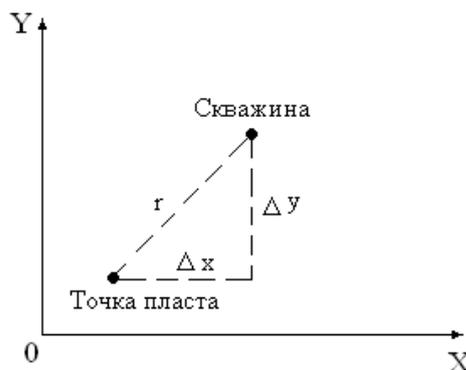
$$\chi = \frac{k}{\mu \cdot (m\beta_{ж} + \beta_{п})} = \frac{1 \cdot 10^{-12}}{10^{-3} \cdot (0,2 \cdot 10 + 1) \cdot 10^{-10}} = 3,33 \text{ м}^2/\text{с}$$

2. Определить расстояние от скважин до точки А в соответствии с теоремой Пифагора:

$$r = \sqrt{(\Delta x)^2 + (\Delta y)^2}, \text{ =...м}$$

где Δx - разность координат по оси ОХ, Δy - разница координат по оси ОУ.

Для заданных условий расстояние между добывающей скважиной и точкой А:



$$r_{\text{доб}} = \sqrt{(\Delta x)^2 + (\Delta y)^2} = \sqrt{(500 - 100)^2 + (500 - 200)^2} = 500 \text{ м}$$

Между нагнетательной скважиной и точкой А

$$r_{\text{нагн}} = \sqrt{(\Delta x)^2 + (\Delta y)^2} = \sqrt{(700 - 500)^2 + (700 - 500)^2} = 283 \text{ м}$$

Каждая скважина заменяется группой фиктивных взаимодействующих скважин, работающих с постоянными дебитами.

В этом случае такая скважина заменяется на группу взаимодействующих фиктивных скважин, работающих с постоянными дебитами и расположенных в одной точке пласта, совпадающей с местоположением реальной скважины. Дебиты фиктивных скважин определяются как разница между последующим и предыдущим дебитами реальной скважины, а продолжительность работы таких скважин определяется с момента изменения дебита реальной скважины до окончания ее работы.

Добывающая скважина заменяется на три фиктивные скважины:

№ фиктивной скважины	Дебит фиктивной скважины, м ³ /сут	Продолжительность работы фиктивной скважины, сут
1	200	500
2	100	300
3	-200	200

Нагнетательная скважина заменяется на две фиктивные скважины:

№ фиктивной скважины	Приемистость фиктивной скважины, м ³ /сут	Продолжительность работы фиктивной скважины, сут
1	50	500
2	150	200

Определяется изменение давления в точке А, вызванное работой каждой скважины.

Добывающая скважина:

$$\Delta P_{1\phi} = \frac{q_{1\phi} \cdot \mu}{4\pi k h} \cdot \ln \frac{2,246 \cdot \chi \cdot t_{1\phi}}{r_{\text{доб}}^2} = \frac{200 \cdot 10^{-3}}{86400 \cdot 4 \cdot 3,14 \cdot 1 \cdot 10^{-12} \cdot 10} \cdot \ln \frac{2,246 \cdot 3,33 \cdot 500 \cdot 86400}{500^2} = 0,13 \text{ МПа}$$

$$\Delta P_{2\phi} = 0,06 \text{ МПа}$$

$$\Delta P_{2\phi} = -0,11 \text{ МПа}$$

$$\Delta P_{\text{доб}} = 0,13 + 0,06 - 0,11 = 0,08 \text{ МПа}$$

Нагнетательная скважина:

$$\Delta P_{1\phi} = 0,04 \text{ МПа}$$

$$\Delta P_{2\phi} = 0,10 \text{ МПа}$$

$$\Delta P_{\text{нагн}} = 0,04 + 0,10 = 0,14 \text{ МПа}$$

Давление в точке А:

$$P_A = P_0 - \Delta P_{\text{доб}} + \Delta P_{\text{нагн}} = 20 - 0,08 + 0,14 = 20,06 \text{ МПа}$$

Ответ: $P_A = \dots \text{Па}$

Задача №3

Расчет продолжительности разработки нефтяной залежи. подсчет запасов нефтяной залежи

Задание 1

Определить продолжительность разработки круговой залежи.

Исходные данные приведены в таблице

№ варианта	Радиус начального контура нефтеносности R_0 , м	Радиус первого ряда R_1 , м	Радиус второго ряда R_2 , м	Радиус третьего ряда R_3 , м	Расстояние между скважинами S , м	Мощность пласта h , м	Средний коэффициент пористости m , %	Предельно допустимый дебит каждой скважины q , м ³ /сут
1	3100	2800	2250	1980	500	14	15	80
2	2700	2350	2000	1650	600	13	20	90
3	2400	1900	1620	1380	400	8	18	60
4	2000	1600	1200	800	300	10	13	40
5	2500	2100	1800	1500	400	12	14	50
6	3000	2400	2000	1600	300	10	12	50
7	2942	2092	1720	1529	500	2,5	19	85
8	3054	2540	2031	1590	300	8,3	13	72
9	3838	3043	2637	2140	400	6,4	15	83
10	4020	3222	2940	2000	500	13,5	18	94

Продолжение таблицы 6

11	2433	1726	1217	800	400	7,8	22	105
12	3045	2419	1953	1294	350	5,5	14	63
13	2633	2153	1716	1357	450	6,9	19	75
14	2804	2395	1835	1448	550	12,4	23	82
15	2108	2342	1887	1552	600	11,5	24	92
16	2830	2416	2000	1603	380	9,4	16	69
17	29920	2448	1995	1680	480	8,7	20	77
18	2980	2407	1823	1596	580	6,8	22	86
19	3037	2344	1817	1420	600	11	25	98
20	2606	2319	1412	1263	455	8,8	21	73
21	3200	2700	2280	1930	600	12	18	75
22	2700	2350	2000	1650	600	13	20	90
23	2400	1900	1620	1380	400	8	18	60
24	2000	1600	1200	800	300	10	13	40
25	2500	2100	1800	1500	400	12	14	50
26	3200	2700	2280	1930	600	12	18	75
27	2700	2350	2000	1650	600	13	20	90
28	2400	1900	1620	1380	400	8	18	60
29	2000	1600	1200	800	300	10	13	40
30	2500	2100	1800	1500	400	12	14	50

Решение:

Продолжительность разработки месторождения определяется поэтапно. Каждый этап разработки соответствует продолжительности перемещения расчетного контура нефтеносности от его начального положения до линии первого ряда скважин R_1 , от линии первого ряда до линии второго ряда R_2 и так далее (см.рис.2).

1 Рассчитываем запасы нефти извлекаемые на каждом этапе разработки.

$$V_1 = \pi(R_n^2 - R_1^2) \cdot h \cdot m, \text{ м}^3$$

$$V_2 = \pi(R_1^2 - R_2^2) \cdot h \cdot m, \text{ м}^3$$

$$V_3 = \pi(R_2^2 - R_3^2) \cdot h \cdot m, \text{ м}^3$$

$$V_4 = \pi(R_3^2 - r_c^2) \cdot h \cdot m, \text{ м}^3$$

где R_n – радиус начального контура нефтеносности;

R_1, R_2 и R_3 – радиусы 1, 2 и 3 эксплуатационного ряда;

h – мощность пластов;

m – коэффициент пористости

r_c – радиус центральной скважины, $r_c = 0,01$ м.

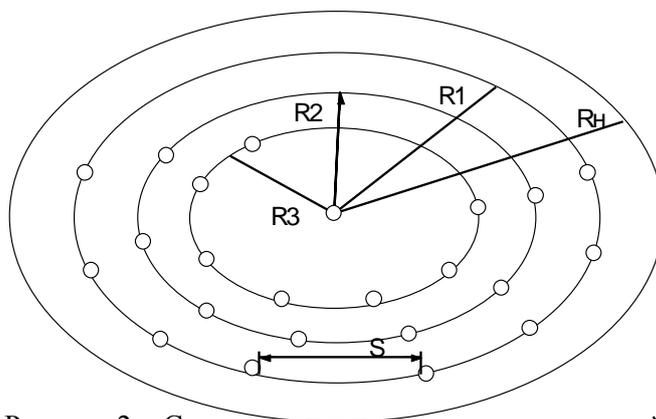


Рисунок 2 - Схема расположения скважин круговой залежи

2 Определяем общие запасы нефти.

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

3 Определяем число скважины в каждом ряду.

$$n_1 = \frac{2 \cdot \pi \cdot R_1}{S}$$

$$n_2 = \frac{2 \cdot \pi \cdot R_2}{S}$$

$$n_3 = \frac{2 \cdot \pi \cdot R_3}{S}$$

где S – расстояние между скважинами, м.

4 Определяем суммарный дебит для каждого ряда.

$$Q_1 = q \cdot n_1$$

$$Q_2 = q \cdot n_2$$

$$Q_3 = q \cdot n_3$$

где q – предельно допустимый дебит каждой скважины, м³/сут.

5 Определяем суммарный дебит всех скважин по этапам разработки.

$$\text{Первый этап } Q_{p1} = q \cdot (n_1 + n_2 + n_3 + 1), \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$\text{Второй этап } Q_{p2} = q \cdot (n_2 + n_3 + 1), \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$\text{Третий этап } Q_{p3} = q \cdot (n_3 + 1), \text{ м}^3/\text{сут}.$$

6 Определяем продолжительность этапов разработки.

$$t_1 = \frac{V_1}{Q_{p1}}, \text{ сут};$$

$$t_2 = \frac{V_2}{Q_{p2}}, \text{ сут};$$

$$t_3 = \frac{V_3}{Q_{p3}}, \text{ сут}.$$

7 Определяем общую продолжительность разработки залежи нефти.

$$t = \frac{t_1 + t_2 + t_3}{365}, \text{ годы}.$$

Задание 2

Вычислить балансовые запасы нефтяной залежи круговой формы.
Исходные данные приведены в таблице 7.

Таблица 7

№ вар.	$P_{пл}$ МПа Пластовое давление	$T_{пл}$ К пластовая температура	ρ_n кг/м ³ плотность нефти	ρ_r кг/м ³ плотность газа	G_0 м ³ /м ³ газовый фактор	S_n нефтенасыщенность	h м мощность пласта	m % пористость	R_3 км Радиус третьего эксплуатационного ряда
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	23,3	338	808	1,165	150	0,7	10	20	4,75
2	23,0		810				8	22	4,76
3	23,6		812				7	21	4,77
4	23,9		814				9	19	4,78
5	24,0		816				11	18	4,79
6	24,2		818				12	22	4,80
7	24,4		820				13	23	4,82
8	24,6		822				14	24	4,84
9	24,8		824				15	25	4,85
10	20,1		826				16	20	4,86
11	20,3		827				17	21	4,87
12	20,6		828				18	22	4,88
13	20,9		829				19	23	4,89

14	21,0		830				20	24	5,0
15	22,0		832				21	25	5,1
16	23,0		834				22	20	5,2
17	24,0		836				23	21	5,3
18	25,0		838				24	22	5,4
19	19,0		840				25	23	5,5
20	26,0		842				15	24	5,6
21	21,0		844				16	25	5,7
22	20,0		846				17	19	5,8
23	23,3	338	808	1,165	150	0,7	10	20	4,75
24	23,0		810				8	22	4,76
25	23,6		812				7	21	4,77
26	23,9		814				9	19	4,78
27	24,0		816				11	18	4,79
28	24,2		818				12	22	4,80
29	24,4		820				13	23	4,82
29	24,6		822				14	24	4,84
30	24,8		824				15	25	4,85

Решение:

1 Рассчитываем площадь нефтеносности круговой залежи

$$F = \pi \cdot R_3^2, \text{ м}^2$$

2 Рассчитываем относительную плотность дегазированной нефти

$$\rho_{\text{н.д.}} = \rho_{\text{н}} / \rho_{\text{в}}$$

где $\rho_{\text{в}} = 1000 \text{ кг/м}^3$

3 Находим значение эмпирического коэффициента λ_0

$$\lambda_0 = 10^{-3} [4,3 + 0,858 \rho_{\text{г}} + 5,2 (1 - 1,5 \cdot 10^{-3} \cdot G_0) \cdot 10^{-3} G_0 - 3,54 \cdot \rho_{\text{н.д.}}]$$

4 Рассчитываем коэффициенты термического расширения дегазированной нефти

$$\alpha_{\text{н}} = 10^{-3}$$

$$2,638 (1,169 - \rho_{\text{н.д.}}) \text{ при } 0,78 \leq \rho_{\text{н.д.}} \leq 0,86$$

$$1,975 (1,272 - \rho_{\text{н.д.}}) \text{ при } 0,86 \leq \rho_{\text{н.д.}} \leq 0,96$$

5 Рассчитываем объемный коэффициент

$$b_{\text{н}} = 1 + \lambda_0 G_0 + \alpha_{\text{н}} (t^{\circ}\text{C} - 20) - \beta_{\text{н}} P_{\text{пл}}$$

где $\beta_{\text{н}} = 5,6 \cdot 10^{-4}$, 1/МПа – коэффициент сжимаемости нефти

6 Определяем плотность нефти в пластовых условиях

$$\rho_{\text{н.п.}} (\rho_{\text{н}} + \rho_{\text{г}} G_0) / b_{\text{н}}, \text{ кг/м}^3$$

7 Балансовые запасы при пластовых условиях

$$Q_{\text{н.б.}} = F \cdot h \cdot m \cdot S_{\text{н}} \cdot \rho_{\text{н.п.}} \cdot 10^{-3}, \text{ т}$$

8 Балансовые запасы нефти, приведенные к стандартным условиям

$$Q'_{н.б.} = F \cdot h \cdot m \cdot S_n \cdot \rho_{н.д.} \cdot 10^{-3} / b_n, \text{ Т}$$

9 Определяем массу растворенного газа в нефти

$$Q_r = Q_{н.б.} - Q'_{н.б.}, \text{ Т}$$

ПРИМЕР РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ №3

Задание 1

Определить продолжительность разработки круговой залежи.

Исходные данные приведены в таблице:

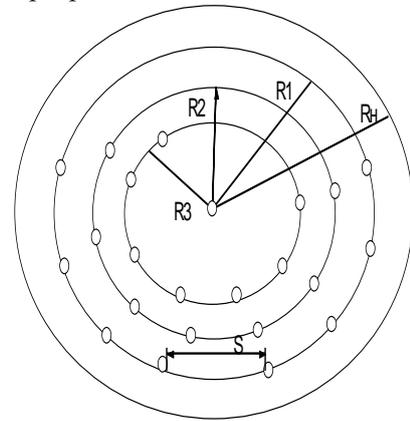
№ варианта	Радиус начального контура нефтеносности R_n , м	Радиус первого ряда R_1 , м	Радиус второго ряда R_2 , м	Радиус третьего ряда R_3 , м	Расстояние между скважинами S , м	Мощность пласта h , м	Средний коэффициент пористости m , %	Предельно допустимый дебит каждой скважины q , м ³ /сут
1	3200	2700	2280	1930	600	12	18	75

Решение:

Продолжительность разработки месторождения определяется поэтапно. Каждый этап разработки соответствует продолжительности перемещения расчетного контура нефтеносности от его начального положения до линии первого ряда скважин R_1 , от линии первого ряда до линии второго ряда R_2 и так далее (см.рис.2).

1 Рассчитываем запасы нефти извлекаемые на каждом этапе разработки.

$$\begin{aligned}
 V_1 &= \pi(R_n^2 - R_1^2) \cdot h \cdot m = \\
 &3,14(3200^2 - 2700^2) \cdot 12 \cdot 0,18 = 20008080, \text{ м}^3 \\
 V_2 &= \pi(R_1^2 - R_2^2) \cdot h \cdot m = \\
 &3,14(2700^2 - 2280^2) \cdot 12 \cdot 0,18 = 14186068, \text{ м}^3 \\
 V_3 &= \pi(R_2^2 - R_3^2) \cdot h \cdot m = \\
 &3,14(2280^2 - 1930^2) \cdot 12 \cdot 0,18 = 9993866, \text{ м}^3 \\
 V_4 &= \pi(R_3^2 - r_c^2) \cdot h \cdot m = \\
 &3,14(1930^2 - 0,01^2) \cdot 12 \cdot 0,18 = 25263762, \text{ м}^3
 \end{aligned}$$



где R_n – радиус начального контура нефтеносности;
 R_1 , R_2 и R_3 – радиусы 1, 2 и 3 эксплуатационного ряда;

h – мощность пластов;

m – коэффициент пористости

r_c – радиус центральной скважины, $r_c = 0,01$ м.

2 Определяем общие запасы нефти.

$$V_{\text{общ}} = V_1 + V_2 + V_3 + V_4 = 20008080 + 14186068 + 9993866 + 25263762 = 69451776, \text{ м}^3.$$

3 Определяем число скважин в каждом ряду.

$$n_1 = \frac{2 \cdot \pi \cdot R_1}{S} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 2700}{600} = 28,26$$

$$n_2 = \frac{2 \cdot \pi \cdot R_2}{S} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 2280}{600} = 23,86$$

$$n_3 = \frac{2 \cdot \pi \cdot R_3}{S} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 1930}{600} = 20,2$$

где S – расстояние между скважинами, м.

4 Определяем суммарный дебит для каждого ряда.

$$Q_1 = q \cdot n_1 = 75 \cdot 28 = 2100 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q_2 = q \cdot n_2 = 75 \cdot 23 = 1725 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q_3 = q \cdot n_3 = 75 \cdot 20 = 1500 \text{ м}^3/\text{сут}$$

где q – предельно допустимый дебит каждой скважины, м³/сут.

5 Определяем суммарный дебит всех скважин по этапам разработки.

$$\text{Первый этап } Q_{p1} = q \cdot (n_1 + n_2 + n_3 + 1) = 75 \cdot (28 + 23 + 20 + 1) = 5400, \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$\text{Второй этап } Q_{p2} = q \cdot (n_2 + n_3 + 1) = 75 \cdot (23 + 20 + 1) = 3300, \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$\text{Третий этап } Q_{p3} = q \cdot (n_3 + 1) = 75 \cdot (20 + 1) = 1575, \text{ м}^3/\text{сут}.$$

6 Определяем продолжительность этапов разработки.

$$t_1 = \frac{V_1}{Q_{p1}} = \frac{20008080}{5400} = 3705, \text{ сут};$$

$$t_2 = \frac{V_2}{Q_{p2}} = \frac{14186068}{3300} = 4299, \text{ сут};$$

$$t_3 = \frac{V_3}{Q_{p3}} = \frac{9993866}{1575} = 6345, \text{ сут}.$$

7 Определяем общую продолжительность разработки залежи нефти.

$$t = \frac{t_1 + t_2 + t_3}{365} = \frac{3705 + 4299 + 6345}{365} = 39,3, \text{ года}.$$

Задание 2

Вычислить балансовые запасы нефтяной залежи круговой формы.

Исходные данные:

№ вар.	Р _{пл} МПа Пластовое давление	Т _{пл} К пластовая температура	ρ _н кг/м ³ плотность нефти	ρ _г кг/м ³ плотность газа	G ₀ м ³ /м ³ газовый фактор	S _н нефтенасыщенность	h м мощность пласта	m % пористость	R ₃ км Радиус третьего эксплуатационного ряда
1	23,3	338	808	1,165	150	0,7	10	20	4,75

Решение:

1 Рассчитываем площадь нефтеносности круговой залежи

$$F = \pi \cdot R_3^2 = 3,14 \cdot 4750^2 = 70846250, \text{ м}^2$$

2 Рассчитываем относительную плотность дегазированной нефти

$$\rho_{н.д.} = \rho_n / \rho_v = 808 / 1000 = 0,808$$

где $\rho_v = 1000 \text{ кг/м}^3$

3 Находим значение эмпирического коэффициента λ_0

$$\lambda_0 = 10^{-3} [4,3 + 0,858 \rho_g + 5,2 (1 - 1,5 \cdot 10^{-3} \cdot G_0) \cdot 10^{-3} G_0 - 3,54 \cdot \rho_{н.д.}] = \\ = 10^{-3} [4,3 + 0,858 \cdot 1,165 + 5,2 (1 - 1,5 \cdot 10^{-3} \cdot 150) \cdot 10^{-3} \cdot 150 - 3,54 \cdot 0,808] = 0,003$$

4 Рассчитываем коэффициенты термического расширения дегазированной нефти

$$\alpha_n = 10^{-3} \cdot 2,638 (1,169 - \rho_{н.д.}) \quad \text{при } 0,78 \leq \rho_{н.д.} \leq 0,86 \\ \alpha_n = 10^{-3} \cdot 1,975 (1,272 - \rho_{н.д.}) \quad \text{при } 0,86 \leq \rho_{н.д.} \leq 0,96$$

$$\alpha_n = 2,638 (1,169 - 0,808) = 0,952 \cdot 10^{-3}$$

5 Рассчитываем объемный коэффициент

$$b_n = 1 + \lambda_0 G_0 + \alpha_n (t - 20) - \beta_n P_{пл} = 1 + 0,003 \cdot 150 + 0,952 \cdot 10^{-3} (65^\circ\text{C} - 20) - 5,6 \cdot 10^{-4} \cdot 23,2 = 1,475$$

где $\beta_n = 5,6 \cdot 10^{-4}$, 1/МПа – коэффициент сжимаемости нефти

6 Определяем плотность нефти в пластовых условиях

$$\rho_{н.п.} = (\rho_n + \rho_g G_0) / b_n = (808 + 1,165 \cdot 150) / 1,475 = 666,27 \text{ кг/м}^3$$

7 Балансовые запасы при пластовых условиях

$$Q_{н.б.} = F \cdot h \cdot m \cdot S_n \cdot \rho_{н.п.} \cdot 10^{-3} = 70846250 \cdot 10 \cdot 0,2 \cdot 0,7 \cdot 666,27 \cdot 10^{-3} = 66083823 \text{ т}$$

8 Балансовые запасы нефти, приведенные к стандартным условиям

$$Q'_{н.б.} = F \cdot h \cdot m \cdot S_n \cdot \rho_{н.д.} \cdot 10^{-3} / b_n = 66083823 / 1,475 = 44802592 \text{ т}$$

9 Определяем массу растворенного газа в нефти

$$Q_{г.} = Q_{н.б.} - Q'_{н.б.} = 66083823 - 44802592 = 21281231 \text{ т}$$

Задача №4

Определение нефтеотдачи пластов при различных режимах эксплуатации залежи

Задание 1

Параметры нефтяной залежи с водонапорным режимом определены в результате исследования образцов кернов и геофизическими методами. При этом установлено, что среднее количество связанной (нагнетенной) воды и нефтенасыщенность в начальный период эксплуатации соответственно равны $S_v = S_n$. В ходе эксплуатации залежи средняя водонасыщенность стала увеличиваться. Через 6 лет она была равна $S_{в1}$; а через 9 лет - $S_{в2}$. Требуется определить средний процент нефтеотдачи для указанных периодов времени. Исходные данные приведены в таблице .

№ варианта	$S_{вн}, \%$	$S_n, \%$	$S_{в1}, \%$	$S_{в2}, \%$
1	15	85	55	72
2	13	87	51	68
3	14	86	50	67
4	15	85	49	65
5	16	84	48	64
6	17	83	47	63
7	18	82	46	62
8	19	81	45	61
9	20	80	44	60
10	10	90	53	66
11	11	89	54	67
12	9	91	55	68
13	8	92	56	69
14	7	93	57	70
15	21	79	58	71
16	18	82	46	62
17	19	81	45	61
18	7	93	57	70
19	13	87	51	68
20	14	86	50	67
21	15	85	49	65
22	16	84	48	64
23	17	83	47	63
24	18	82	46	62
25	19	81	45	61
26	20	80	44	60
27	10	90	53	66
28	11	89	54	67
29	9	91	55	68
30	8	92	56	69

Решение:

Коэффициент нефтеотдачи в зависимости от средней водонасыщенности породы S на данный момент определяется по формуле:

$$K_{от} = (S_v - S_{вн}) / (100 - S_{вн}),$$

где $(S_v - S_{вн})$ – количество воды, поступившей в залежь вместо такого же количества добытой нефти;

$(100 - S_{вн})$ – начальный запас нефти.

Следовательно, нефтеотдача составит:

через 6 лет

$$K_{от1} = (S_{в1} - S_{вн}) / (100 - S_{вн})$$

через 9 лет

$$K_{от2} = (S_{в2} - S_{вн}) / (100 - S_{вн})$$

Задание 2

Нефтяная залежь, эксплуатируемая при водонапорном режиме, имеет сравнительно однородный состав пород. Требуется приближенно оценить нефтеотдачу этой залежи для двух периодов времени. К концу первого периода добывали $Q_{н1}$ и $Q_{в2}$. К концу второго периода добыча составила $Q_{н2}$ и $Q_{в2}$. Кроме этого, вязкость нефти и воды в пластовых условиях: μ_n и μ_v ; объемные коэффициенты нефти и воды: B_n и B_v .

Исходные данные приведены в таблице 4.

Таблица 4

№ вар.	$Q_{н1}$, $м^3/сут$	$Q_{н2}$, $м^3/сут$	$Q_{в1}$, $м^3/сут$	$Q_{в2}$, $м^3/сут$	μ_n , $мПа·с$	μ_v , $мПа·с$	B_n	B_v
1	4100	1100	1200	4100	7,1	1	1,12	1,1
2	4050	1050	1050	4050	7,3	1	1,13	1,1
3	4100	1110	1110	4100	7,3	1	1,13	1,1
4	4150	1150	1150	4150	7,3	1	1,13	1,1
5	4200	1175	1175	4200	7	1	1,14	1,1
6	4250	1200	1200	4250	7	1	1,14	1,1
7	4300	1225	1225	4300	7	1	1,14	1,1
8	4350	1250	1250	4350	7	1	1,14	1,1
9	4400	1275	1275	4400	7	1	1,14	1,1
10	4450	1300	1300	4450	7	1	1,14	1,1
11	4500	1325	1325	4500	6,4	1	1,16	1,1
12	4550	1350	1350	4550	6,4	1	1,16	1,1
13	4600	1375	1375	4600	6,4	1	1,16	1,1
14	4650	1400	1400	4650	6,4	1	1,16	1,1
15	4700	1425	1425	4700	6,4	1	1,16	1,1
16	4750	1450	1450	4750	6,4	1	1,16	1,1
17	4800	1475	1475	4800	6,4	1	1,16	1,1
18	4850	1500	1500	4850	6	1	1,2	1,1
19	4900	1525	1525	4900	6	1	1,2	1,1
20	4950	1550	1550	4950	6	1	1,2	1,1
21	5000	1575	1575	5000	6	1	1,2	1,1
22	5050	1600	1600	5050	6	1	1,2	1,1
23	5100	1625	1625	5100	6	1	1,2	1,1
24	5150	1650	1650	5150	6	1	1,2	1,1
25	5200	1675	1675	5200	6	1	1,2	1,1
26	4100	1110	1110	4100	7,3	1	1,13	1,1
27	4150	1150	1150	4150	7,3	1	1,13	1,1
28	4200	1175	1175	4200	7	1	1,14	1,1
29	4250	1200	1200	4250	7	1	1,14	1,1
30	4300	1225	1225	4300	7	1	1,14	1,1

Решение:

1 Определяем значение C – процентное содержание воды в добываемой жидкости:

для первого периода:

$$C_1 = 100 (Q_{в1} / Q_{н1} + Q_{в1})$$

для второго периода:

$$C_2 = 100 (Q_{B1} / Q_{H2} + Q_{B2})$$

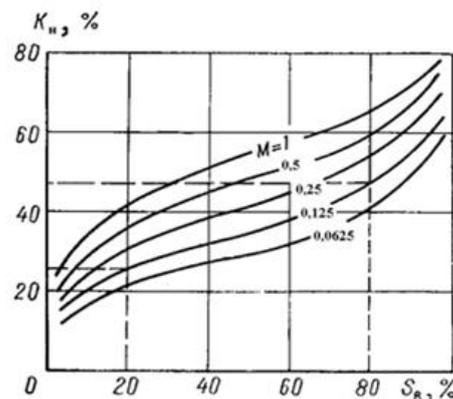
2 Определяем коэффициент М – коэффициент, зависящий от физических свойств пластовой жидкости:

$$M = \mu_v \cdot V_B / \mu_H \cdot V_H$$

3 Нефтеотдача зависит от содержания воды в добываемой жидкости и коэффициента М. Имея эти данные для сравнительно однородного коллектора, можно определить нефтеотдачу K_1 и K_2 (в %) по графику для первого и второго периода.

$K_{от1} = \dots\%$

$K_{от2} = \dots\%$



Задание 3

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 , средняя ее мощность h , пористость породы m , количество связанной воды S , пластовая температура $T_{пл}$, начальное пластовое давление $P_{пл}$, давление насыщения $P_{нас}$. Исходные данные приведены в таблице

№ вар	$F, км^2$	$h, м$	m	$T_{пл}, К$	$S, \%$	$P_{нас}, МПа$	$P_{пл}, МПа$
1	12,2	13	0,25	335	20	8,2	123
2	12,5	11	0,23	332	20	8,5	19
3	13	10	0,22	333	20	9	20
4	13,5	13	0,23	334	20	9,5	21
5	14	14	0,22	335	20	10	22
6	14,5	15	0,23	336	20	10,5	23
7	15	16	0,22	337	20	8	18
8	15,5	17	0,23	338	20	8,5	19
9	16	18	0,22	339	20	9	20
10	16,5	19	0,23	340	20	9,5	21
11	17	20	0,22	341	20	10	22
12	17,5	21	0,23	342	20	10,5	23
13	18	22	0,22	343	20	8	18
14	18,5	23	0,23	344	20	8,5	19
15	19	24	0,22	345	20	9	20
16	19,5	25	0,23	346	20	9,5	21
17	20	26	0,22	347	20	10	22
18	20,5	27	0,23	348	20	10,5	23
19	21	28	0,22	349	20	8	18
20	21,5	29	0,23	350	20	8,5	19
21	22	30	0,22	351	20	9	20
22	22,5	9	0,23	352	20	9,5	21
23	23	10	0,22	353	20	10	22
24	12	12	0,22	331	20	8	18

25	12,5	11	0,23	332	20	8,5	19
26	13	10	0,22	333	20	9	20
27	13,5	13	0,23	334	20	9,5	21
28	14	14	0,22	335	20	10	22
29	14,5	15	0,23	336	20	10,5	23
30	15	16	0,22	337	20	8	18

Решение:

1 Коэффициент упругости залежи определяется по формуле:

$$\beta^* = m \beta_n + \beta_{п} = \dots \text{ 1/Па}$$

где $\beta_n = 2 \cdot 10^{-4} \text{ 1/МПа}$ - коэффициент сжимаемости пор породы;
где $\beta_{п} = 5,6 \cdot 10^{-4} \text{ 1/МПа}$ – коэффициент сжимаемости нефти.

2 Определяем объем залежи:

$$V = F \cdot h$$

3 Определяем искомый запас нефти, определяемый действием упругих сил:

$$\Delta V_n = \beta^* \cdot V \cdot \Delta P$$

4 Для определения процента нефтеотдачи в зависимости от упругих свойств среды подсчитываем общий начальный объем нефти в залежи:

$$V_{нач} = F \cdot h \cdot m (1 - S) / b_n$$

где S – количество связанной воды;
 $b_n = 1,02$ - объемный коэффициент нефти при пластовом давлении $P_{пл}$

5 Определяем процент нефтеотдачи (коэффициент нефтеотдачи) из общего запаса нефти в залежи вследствие упругих свойств среды:

$$K_{от} = \Delta V_n \cdot 100 / V_{нач}$$

ПРИМЕР РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ №4

Задание 1

Параметры нефтяной залежи с водонапорным режимом определены в результате исследования образцов кернов и геофизическими методами. При этом установлено, что среднее количество связанной (нагнетённой) воды и нефтенасыщенность в начальный период эксплуатации соответственно равны $S_{вн}$ и S_n . В ходе эксплуатации залежи средняя водонасыщенность стала увеличиваться. Через 6 лет она была равна $S_{в1}$; а через 9 лет - $S_{в2}$. Требуется определить средний процент нефтеотдачи для указанных периодов времени. Исходные данные приведены в таблице 3.

Таблица 3

№ варианта	$S_{вн}, \%$	$S_n, \%$	$S_{в1}, \%$	$S_{в2}, \%$
	12	88	52	69

Решение:

Коэффициент нефтеотдачи в зависимости от средней водонасыщенности породы S на данный момент определяется по формуле:

$$K_{от} = (S_v - S_{вн}) / (100 - S_{вн}),$$

где $(S_v - S_{вн})$ – количество воды, поступившей в залежь вместо такого же количества добытой нефти;

$(100 - S_{вн})$ – начальный запас нефти.

Следовательно, нефтеотдача составит:

через 6 лет

$$K_{от1} = (S_{в1} - S_{вн}) / (100 - S_{вн}) = (52 - 12) / (100 - 12) = 0,45$$

через 9 лет

$$K_{от2} = (S_{в2} - S_{вн}) / (100 - S_{вн}) = (69 - 12) / (100 - 12) = 0,65$$

Задание 2

Нефтяная залежь, эксплуатируемая при водонапорном режиме, имеет сравнительно однородный состав пород. Требуется приблизительно оценить нефтеотдачу этой залежи для двух периодов времени. К концу первого периода добывали $Q_{н1}$ нефти и $Q_{в2}$ воды. К концу второго периода добыча составила $Q_{н2}$ и $Q_{в2}$. Кроме этого, вязкость нефти и воды в пластовых условиях: μ_n и μ_v ; объемные коэффициенты нефти и воды: b_n и b_v .

Исходные данные приведены в таблице 4.

Таблица 4

№ вар.	$Q_{н1},$ $м^3/сут$	$Q_{н2},$ $м^3/сут$	$Q_{в1},$ $м^3/сут$	$Q_{в2},$ $м^3/сут$	$\mu_n,$ $мПа·с$	$\mu_v,$ $мПа·с$	b_n	b_v
	4000	1000	1000	4000	7,3	1	1,13	1,1

Решение:

1 Определяем процентное содержание воды в добываемой жидкости при одновременном притоке в скважину нефти и воды для первого и второго периодов для первого периода:

$$C_1 = 100 \cdot Q_{в1} / (Q_{н1} + Q_{в1}) = 100 \cdot 1000 / (4000 + 1000) = 20\%$$

для второго периода:

$$C_2 = 100 \cdot Q_{в2} / (Q_{н2} + Q_{в2}) = 100 \cdot 4000 / (1000 + 4000) = 80\%$$

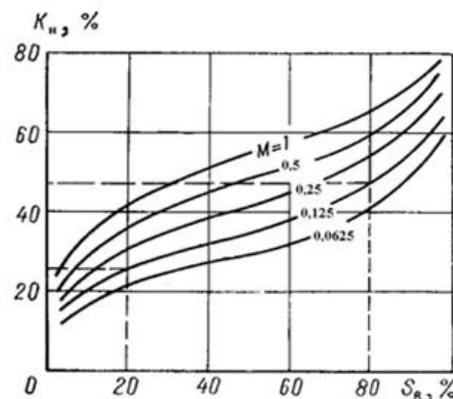
2 Определяем коэффициент М – коэффициент, зависящий от физических свойств пластовой жидкости:

$$M = \mu_v \cdot b_v / (\mu_n \cdot b_n) = 1 \cdot 1,1 / (7,3 \cdot 1,13) = 0,133$$

3 Нефтеотдача зависит от содержания воды в добываемой жидкости и коэффициента М. Имея эти данные для сравнительно однородного коллектора, можно определить нефтеотдачу K_1 и K_2 (в %) по графику для первого и второго периода.

$$K_{от1} = 35\%$$

$$K_{от2} = 40\%$$



Задание 3

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 , средняя ее мощность h , пористость породы m , количество связанной воды S , пластовая температура $T_{пл}$, начальное пластовое давление $P_{пл}$, давление насыщения $P_{нас}$.

Исходные данные:

№ вар	F , км ²	h , м	m	$T_{пл}$, К	S , %	$P_{нас}$, МПа	$P_{пл}$, МПа
	12	12	0,22	331	20	8	18

Решение:

1 Коэффициент упругости залежи определяется по формуле:

$$\beta^* = m \beta_n + \beta_{пн} = 0,22 \cdot 5,6 \cdot 10^{-4} + 2 \cdot 10^{-4} = 3,232 \cdot 10^{-4} \text{ 1/МПа} = 3,232 \cdot 10^{-10} \text{ 1/Па}$$

где $\beta_{пн} = 2 \cdot 10^{-4} \text{ 1/МПа}$ - коэффициент сжимаемости пор породы;
где $\beta_n = 5,6 \cdot 10^{-4} \text{ 1/МПа}$ – коэффициент сжимаемости нефти.

2 Определяем объем залежи:

$$V = F \cdot h = 12 \cdot 10^6 \cdot 12 = 144 \cdot 10^6 \text{ м}^3$$

3 Определяем искомый запас нефти, определяемый действием упругих сил:

$$\Delta P = P_{пл} - P_{нас} = 18 - 8 = 10 \text{ МПа}$$

$$\Delta V_n = \beta^* \cdot V \cdot \Delta P = 3,232 \cdot 10^{-4} \cdot 144 \cdot 10^6 \cdot 10 = 465,4 \cdot 10^3 \text{ м}^3$$

4 Для определения процента нефтеотдачи в зависимости от упругих свойств среды подсчитываем общий начальный объем нефти в залежи:

$$V_{нач} = F \cdot h \cdot m (1 - S) / b_n = 12 \cdot 10^6 \cdot 12 \cdot (1 - 0,2) / 1,02 = 112,9 \cdot 10^6 \text{ м}^3$$

где S – количество связанной воды;

$b_n = 1,02$ - объемный коэффициент нефти при пластовом давлении $P_{пл}$.

5 Определяем процент нефтеотдачи (коэффициент нефтеотдачи) из общего запаса нефти в залежи вследствие упругих свойств среды:

$$K_{от} = \Delta V_n \cdot 100 / V_{нач} = 465,4 \cdot 10^3 \cdot 100 / 112,9 \cdot 10^6 = 0,41\%$$