

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования «Югорский государственный университет» (ЮГУ)
СУРГУТСКИЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИКУМ
(филиал) федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения
высшего образования «Югорский государственный университет»
(СНТ (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ»)

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

по выполнению практических работ

по ПМ04 Выполнение работ по одной или нескольким профессиям рабочих, должностям
служащих

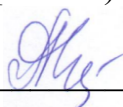
ПМ.04 МДК 04.01 Оператор по исследованию скважин

Тема: Оператор по исследованию скважин

для студентов 3 курса очной формы обучения
специальности среднего профессионального образования
21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Сургут
2019

УТВЕРЖДЕНО
Заседанием Методического совета
Протокол №1 от 06.09.2019
Председатель Методического совета
СНТ (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ»


_____ А.В. Кузнецова

Рассмотрено и одобрено на заседании ПЦК нефтяных дисциплин
Протокол №10 от 10.06.2019

Разработчик:
Преподаватель высшей категории
СНТ (филиала) ФГБОУ ВО «ЮГУ»

Т.Ф. Евпак

Председатель ПЦК нефтяных дисциплин:
Преподаватель высшей категории
СНТ (филиала) ФГБОУ ВО «ЮГУ»

С.А.Богатова

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	
1. Расчет нефтеотдачи.....	
2. Подсчет запасов нефтяной залежи.....	
3. Расчет продолжительности разработки нефтяной залежи.....	
4. Обработка результатов исследования при установившемся режиме.....	
5. Обработка результатов исследования при неустановившихся режимах.....	
6. Определение количества воды для заводнения, давления нагнетания, числа нагнетательных скважин.....	
7. Расчет нормы отбора жидкости из скважины. Критерии ограничения отбора.....	
8. Литература.....	

Введение

Методические указания для выполнения практических работ являются частью программы подготовки специалистов среднего звена (далее - ППССЗ) по специальности **21.02.01 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»** в соответствии с требованиями ФГОС СПО третьего поколения.

Методические указания по выполнению практических работ адресованы студентам очной формы обучения.

Методические указания включают в себя учебную цель, перечень образовательных результатов, заявленных во ФГОС СПО третьего поколения, краткие теоретические и учебно-методические материалы по теме, вопросы для закрепления теоретического материала, задания для практической работы студентов и инструкцию по ее выполнению.

1. РАСЧЕТ НЕФТЕОТДАЧИ

Определить среднюю нефтеотдачу при водонапорном режиме для указанных (ниже) двух периодов времени.

Исходные данные для расчета следующие:

Таблица 1.

Параметры	Варианты														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Среднее количество связанной (погребенной воды), S, %	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Нефтенасыщенность в начальный период эксплуатации, S _n , %	90	89	88	87	86	85	84	83	82	81	80	79	78	77	76
Средняя водонасыщенность через 5 лет после начала эксплуатации, S' _в , %	40	30	32	34	36	38	42	44	46	31	33	35	41	43	45
Средняя водонасыщенность через 10 лет, S'' _в , %	60	50	52	54	56	58	60	62	64	65	66	67	68	69	70

Методические указания к решению задачи 1.

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

$$K_{om} = \frac{S_v - S}{100 - S}$$

Где числитель - количество воды, поступившей в залежь взамен такого же количества добытой нефти, знаменатель - (100-S) - начальный запас нефти величины S_v и S выражены в процентах.

Таким образом, через 5 лет

$$K'_{om} = \frac{S'_e - S}{100 - S}$$

через 8 лет

$$K''_{om} = \frac{S''_B - S}{100 - S}$$

2. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ

Запасы нефти подразделяются на балансовые (геологические) и извлекаемые (промышленные).

Наиболее распространенный способ подсчета запасов при любых режимах дренирования залежи – объемный метод.

Расчет балансовых запасов ведется по следующей формуле (при пластовых условиях):

$$Q_{нб} = Fhms_n \rho_{nn} 10^{-3},$$

где $Q_{нб}$ – балансовые запасы нефти, т; F – площадь нефтеносности залежи, м²; h – средняя нефтенасыщенная толщина пласта, м; m – средний коэффициент открытой пористости нефтенасыщенных пород; s_n – средняя нефтенасыщенность пласта; ρ_{nn} – плотность нефти в пластовых условиях, кг/м³.

Балансовые запасы нефти, приведенные к стандартным условиям, рассчитывают по формуле

$$Q'_{нб} = Fhms_n \rho_{нд} 10^{-3} / b_n,$$

где, $Q'_{нб}$ – балансовые запасы при стандартных условиях, т; $\rho_{нд}$ – плотность дегазированной нефти, кг/м³; b_n – объемный коэффициент нефти при пластовых условиях.

Извлекаемые запасы нефти зависят от достижимого коэффициента нефтеотдачи η и рассчитываются так:

$$Q_{ни} = Q_{нб} \eta,$$

$$Q'_{ни} = Q'_{нб} \eta,$$

где, $Q_{ни}$, $Q'_{ни}$ – соответственно извлекаемые запасы при пластовых и стандартных условиях, т.

Задача. Вычислить балансовые запасы нефтяной залежи круговой формы при следующих исходных данных:

радиус залежи $R_3 = 4,75$ км; средняя нефтенасыщенная толщина пласта 7 м; средний коэффициент открытой пористости 0,27; средняя нефтенасыщенность пласта 0,7; плотность дегазированной нефти 808 кг/м³; газонасыщенность пластовой нефти $\Gamma_0 = 149$ м³/м³; плотность газа при стандартных условиях 1,165 кг/м³; пластовая температура 72 °С; пластовое давление 23,3 МПа.

Решение: Рассчитываем площадь нефтеносности круговой залежи

$$F = \pi R_3^2 = 3,14159 (4,75 \cdot 10^3)^2 \approx 70,882 \cdot 10^6 \text{ м}^2.$$

Чтобы воспользоваться формулой (2.80), необходимо предварительно определить $\rho_{нн}$. Плотность пластовой нефти рассчитывают по (1.45), для чего необходимо сначала вычислить объемный коэффициент нефти b_H .

$$\rho_{нн} = \frac{1}{b_H} (\rho_{н0} + \rho_z \cdot \Gamma_0)$$

Рассчитываем относительную плотность дегазированной нефти:

$$\bar{\rho}_{н0} = \rho_{н0} / \rho_в = 808 / 1000 = 0,808.$$

Находим значение коэффициентов λ_0 :

$$\lambda_0 = 10^{-3} [4,3 + 0,858\rho_z + 5,2(1 - 1,5 \cdot 10^{-3} \Gamma_0) \cdot 10^{-3} \Gamma_0 - 3,54 \cdot \bar{\rho}_{н0}]$$

$$\lambda_0 = 10^{-3} [4,3 + 0,858 \cdot 1,165 + 5,2(1 - 1,5 \cdot 10^{-3} \cdot 149) \cdot 10^{-3} \cdot 149 - 3,54 \cdot 0,808] = 0,00304$$

Рассчитываем по α_H :

$$\alpha_H = 10^{-3} \begin{cases} 2,638(1,169 - \bar{\rho}_{н0}) & \text{при } 0,78 \leq \bar{\rho}_{н0} \leq 0,86 \\ 1,975(1,272 - \bar{\rho}_{н0}) & \text{при } 0,86 \leq \bar{\rho}_{н0} \leq 0,96 \end{cases}$$

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

Принимая $\beta_H = 5,6 \cdot 10^{-4}$ 1/ МПа, вычисляем объемный коэффициент нефти:

$$b_H = 1 + \lambda_0 \Gamma_0 + \alpha_H (t - 20) - \beta_H \cdot \rho_{нл}$$

$$b_H = 1 + 0,00304 \cdot 149 + 0,952 \cdot 10^{-3} (72 - 20) - 6,5 \cdot 10^{-4} \cdot 23,3 = 1,487$$

Таким образом, объемный коэффициент нефти $b_H = 1,487$.

Определяем плотность нефти в пластовых условиях:

$$\rho_{нн} = \frac{1}{1,487} (808 + 1,165 \cdot 149) = 660 \text{ кг / м}^3$$

Балансовые запасы:

$$Q_{н0} = 70,882 \cdot 10^6 \cdot 7 \cdot 0,27 \cdot 0,7 \cdot 660 \cdot 10^{-3} = 61892744 \text{ т.}$$

Балансовые запасы:

$$Q'_{н0} = 70,882 \cdot 10^6 \cdot 7 \cdot 0,27 \cdot 0,7 \cdot 808 \cdot 10^{-3} \frac{1}{1,487} = 50956101 \text{ т.}$$

Очевидно, что разница $Q_{нб} - Q'_{нб}$ составляет массу растворенного в нефти при пластовых условиях газа Q_r которая в нашем случае равна 10936643 т.

Исходные данные для подсчета запасов нефтяной залежи

Таблица 2.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
R_з, км	5,21	5,1	4,32	4,5	4,75	5,15	5,2	4,80	4,90	4,8	4,25	3,25	6,0	5,2	5,05
h, м	7	7	7	7	7	7	7	8	8	8	8	8	8	8	8
m	011	012	013	014	015	016	017	018	019	020	021	022	023	024	025
S_н	0,6	0,7	0,8	0,6	0,7	0,8	0,6	0,7	0,8	0,6	0,7	0,8	0,6	0,7	0,8
ρ_{плд}, кг/м³	808	810	800	801	806	805	780	790	800	810	805	808	810	818	802
Γ_{ор}, м³/м³	110	100	120	98	130	150	127	115	130	114	122	150	170	100	109
ρ_г, кг/м³	1,165														
t, °C	80	75	60	65	70	75	80	85	70	75	65	60	70	75	80
P_{плд}, МПа	17,7	21,1	18,3	16,8	19,3	24,8	17,9	22,8	23,9	17,7	18,9	24,1	21,1	19,2	18,8

3. РАСЧЕТ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ

Исходные данные для расчета продолжительности разработки нефтяной залежи

Таблица 3.

Параметры	Варианты							
	1	2	3	4	5	6	7	8
$P_{дин}$ - коэффициент динамической полезной емкости коллектора	0,11	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,17	0,11
L_n -расстояние от ряда скважин до контура нефтеносности, м	200	200	200	250	250	250	300	300
μ_n - вязкость нефти, спз	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3
k -проницаемость коллектора, дарси	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,25
K_v - фазовая проницаемость для воды, дарси	0,13	0,14	0,14	0,145	0,15	0,155	0,16	0,115
P_k - давление на контуре области питания, кг/см ²	200	210	220	230	240	250	260	270
P - среднее давление на линии ряда скважин во время работы,	40	45	50	65	70	75	80	85
L_k - расстояние от ряда скважины до контура питания, м	4000	5000	6000	7000	8000	9000	10000	4500
μ_v - вязкость воды, спз	1	1	1	1	1	1	1	1

Продолжение Таблицы 3

Параметры	Варианты							
	9	10	11	12	13	14	15	
$P_{дин}$ - коэффициент динамической полезной	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,17	0,18	
L_n -расстояние от ряда скважин до контура нефтеносности, м	300	350	350	350	400	400	400	
μ_n - вязкость нефти, спз	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	
k -проницаемость коллектора, дарси	0,35	0,45	0,55	0,65	0,75	0,21	0,43	
K_v - фазовая проницаемость для воды, дарси	0,12	0,125	0,18	0,165	0,19	0,195	0,2	
P_k - давление на контуре области питания, кг/см ²	280	290	200	210	220	230	240	
P - среднее давление на линии ряда скважин во время работы,	95	100	60	50	55	65	70	
L_k - расстояние от ряда скважины до контура питания, м	5500	6500	7500	8500	9500	1050	1100	
μ_v - вязкость воды, спз	1	1	1	1	1	1	1	

Методические указания к решению задачи 3

Время разработки месторождения можно определить, как суммарное время прохождения контура нефтеносности от начального положения до первого ряда скважин t , от первого ряда до второго ряда, от второго до третьего ряда и т.д. Это время определяется формулой:

$$t = \frac{\Pi_{дин} \cdot L_n \cdot \mu_n}{k(P_k - P)} \cdot \left[\frac{\mu_w}{\mu_n} \cdot (L_k - L_n) + \left(1 + \frac{\mu_w}{\mu_n} \cdot \frac{k}{k_w}\right) \right] \cdot \frac{L_n}{2}, сек$$

Где: $\Pi_{дин}$ - коэффициент динамической полезной емкости коллектора.

L_n - расстояние от ряда скважин до контура нефтеносности в начальном положении, м.

L_k - расстояние от ряда скважин до контура питания, м

μ_n - вязкость нефти, Н · сек/м².

k - проницаемость коллектора, м².

k_w - фазовая проницаемость для воды, м².

P_k - давление на контуре области питания, Н/м²

P - среднее давление на линии ряда скважин во время работы, Н/м²

μ_w - вязкость воды, Н сек/м².

При проведении расчетов следует особое внимание уделить размерности подставляемых в формулу величин. Величины, данные в технической размерности необходимо перевести в размерность системы СИ.

Переводные коэффициенты величин, входящих в расчетную формулу, следующие.

Динамическая вязкость 1 спз=10⁻³ Н сек/м²;

Проницаемость 1 дарси=10⁻¹² м²;

Давление 1 кг с/см²=98066,5 Н/м²

4. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИ УСТАНОВИВШЕМСЯ РЕЖИМЕ

Нефтяная скважина исследована на приток при четырех установившихся режимах ее работы. Для каждого режима замерены дебит и забойное давление (или динамический уровень).

Определите коэффициенты продуктивности, гидропродуктивность, коэффициент проницаемости призабойной зоны пласта.

Данные исследования скважины даны в таблицах 4 и 5.

Данные исследования скважин

Номера вариантов 1-4

Таблица 4

Режимы работы	Статический уровень, $h_{ст}$, м	Динамический уровень, $h_{д}$, м	Депрессия $\Delta h = h_{д} - h_{ст}$, м	Дебит жидкости Q, т/сут
1	580	670		4,5
2	580	750		6,3
3	580	830		8,4
4	580	920		11,8

Номера вариантов 5-8

Режимы работы скважин	Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	Забойное давление	Депрессия $\Delta P = P_{пл} - P_z$	Дебит жидкости Q, т/сут
1	28	23,1		65,4
2	28	23,95		55,0
3	28	25,7		32,0
4	28	27,0		12,5

Номера вариантов 9-12

Режимы работы скважин	Статический уровень, $h_{ст}$, м	Динамический уровень, $h_{д}$, м	Депрессия $\Delta h = h_{д} - h_{ст}$, м	Дебит жидкости Q, т/сут
1	500	640		3,5
2	500	730		5,6
3	500	890		8,8
4	500	990		11,2

Номера вариантов 13-15

Режимы работы скважин	Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	Забойное давление	Депрессия $\Delta P = P_{пл} - P_z$	Дебит жидкости Q, т/сут
1	18	15,6		56
2	18	13,8		110
3	18	11,6		180
4	18	8,9		270

Таблица 5. Характеристика скважины

Параметры	Варианты							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Эффективная мощность пласта,	10	11	12	13	14	15	10	11
Условный радиус контура питания R_k , м	300	350	400	450	500	300	350	400
Диаметр скважины по долоту D_0 , мм	300	300	300	300	300	300	300	300
Плотность жидкости $\rho_{жс}$, кг/м ³	880	870	860	850	840	830	820	810
Динамическая вязкость нефти μ , мПа с	1,4	1,3	1,2	1,1	1,2	1,3	1,2	1,5
Объемный коэффициент нефти, b	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Коэффициент гидродинамического несовершенства скважины, φ_c	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8

Продолжение Таблицы 5

Параметры	Варианты							
	9	10	11	12	13	14	15	
Эффективная мощность пласта,	12	13	14	15	10	11	12	
Условный радиус контура питания R_k , м	450	500	300	350	400	450	500	
Диаметр скважины по долоту	300	300	300	300	300	300	300	
Плотность жидкости $\rho_{жс}$, кг/м ³	800	810	820	830	840	850	860	
Динамическая вязкость нефти μ , мПа с	1,1	1,1	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	
Объемный коэффициент нефти, b	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	
Коэффициент гидродинамического несовершенства скважины, φ_c	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	

Методические указания к решению задачи 4

1. По данным таблицы 4 на бумаге размером не менее полной страницы тетрадного листа строят в масштабе индикаторную диаграмму в координатах Δh - Q или ΔP - Q , в зависимости от исходных данных. Для этого определяют депрессии давлений ΔP или изменение уровней Δh для каждого режима - заполняют таблицу 4.

Форма индикаторной диаграммы в координатах Δh - Q или ΔP - Q

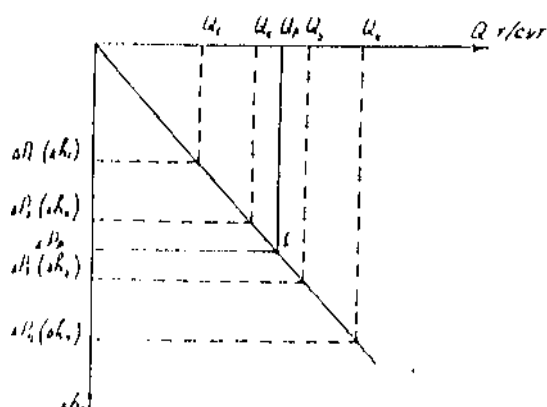


Рисунок 1.

2. Находят коэффициент продуктивности скважины. Для этого берут произвольно одну точку на индикаторной линии, например точка 1 (см .рисунок 1) и определяют соответствующие им значения ΔP_p (Δh_p) и Q_p .

По уравнению притока определяют коэффициент продуктивности:

$$K = \frac{Q_p}{\Delta P_p}$$

или

$$K = \frac{Q_p}{\Delta h_p \cdot p_{жс} \cdot q \cdot 10^{-6}}$$

где K - коэффициент продуктивности, Т/сут МПа;

Q_p , ΔP_p и Δh_p - соответственно дебит, депрессии давлений и уровней, определенные по индикаторной диаграмме.

3. Зная коэффициенты продуктивности, можно определить гидропроводность и коэффициент проницаемости призабойной зоны пласта из соотношения:

$$K = \frac{0,236 \cdot kh p_n \varphi_c}{b \mu \cdot l q \cdot \frac{R_k}{r_c}}$$

$$\text{гидропроводность: } \frac{kh}{\mu} = \frac{K \cdot b \cdot l q R_k / r_c}{0,236 \cdot p_{жс} \cdot \varphi_c}; \frac{\text{мкм}^2 \cdot \text{м}}{\text{мПа} \cdot \text{с}}$$

$$\text{проницаемость: } k = \frac{K \cdot b \cdot \mu \cdot l q R_k / r_c}{0,236 \cdot p_{жс} \cdot \varphi_c \cdot h}; \text{мкм}^2$$

5. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИ НЕУСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМАХ

Нефтяная скважина после остановки исследована на приток путем снятия кривой восстановления давления (КВД). Забойное давление больше давления насыщения. Данные исследования скважины даны в таблицах 6 и 7.

Следует определить проницаемость пород, гидропроводность, пьезопроводность, приведенный радиус скважины, коэффициент продуктивности.

Таблица 6

Номер точки	Время t, с	Варианты			
		1 – 4	5 – 8	9 – 12	13 – 15
1	60	9,91	9,91	9,91	9,91
2	120	10,15	10,15	10,15	10,15
3	180	10,37	10,37	10,37	10,37
4	300	10,8	10,8	10,8	10,8
5	600	11,5	11,5	11,5	11,5
6	1200	12,05	12,05	12,05	12,05
7	1800	12,25	12,25	12,25	12,25
8	2700	12,45	12,45	12,45	12,45
9	3600	12,55	12,55	12,55	12,55
10	5400	12,66	12,66	12,66	12,66
11	7200	12,69	12,7	12,71	12,72
12	10800	12,72	12,74	12,76	12,78
13	14400	12,75	12,78	12,81	12,82
14	18000	12,77	12,815	12,84	12,88
15	25200	12,8	12,84	12,91	12,93
16	36000	12,85	12,9	12,95	13,01

Характеристика скважины

Таблица 7.

Параметры	Варианты							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Дебит скважины до остановки Q, т/сут	75	78	82	85	89	95	100	60
Забойное давление до остановки	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
Мощность пласта h, м	10	18	16	14	12	10	20	18
Объемный коэффициент b	1,15	1,2	1,15	1,2	1,15	1,2	1,15	1,2
Плотность жидкости $\rho_{ж}$, кг/м ³	800	810	820	830	840	850	860	870

Динамическая вязкость нефти, μ , мПа·с	2,5	3	2	2,5	3	2	2,5	3
Коэффициент пористости m , доли единиц	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Коэффициент сжимаемости нефти β_n , 1/МПа	$9,2 \times 10^{-4}$	$9,2 \times 10^{-4}$	$9,2 \times 10^{-4}$	$9,2 \times 10^{-4}$	$9,2 \times 10^{-4}$	$9,2 \times 10^{-4}$	$9,2 \times 10^{-4}$	$9,2 \times 10^{-4}$
Коэффициент сжимаемости породы β_p 1/МПа	$3,2 \times 10^{-4}$	$3,2 \times 10^{-4}$	$3,2 \times 10^{-4}$	$3,2 \times 10^{-4}$	$3,2 \times 10^{-4}$	$3,2 \times 10^{-4}$	$3,2 \times 10^{-4}$	$3,2 \times 10^{-4}$
Условный радиус контура питания	300	400	500	300	400	500	300	400
Диаметр скважины по долоту D_d , мм	300	300	300	300	300	300	300	300

Продолжение Таблицы 7

Параметры	Варианты							
	9	10	11	12	13	14	15	
Дебит скважины до остановки Q ,	65	70	73	87	90	105	110	
Забойное давление до остановки	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	
Мощность пласта h , м	16	14	12	10	20	18	16	
Объемный коэффициент b	1,15	1,2	1,15	1,2	1,15	1,2	1,15	
Плотность жидкости ρ_j , кг/м ³	880	890	900	850	840	830	820	
Динамическая вязкость нефти, μ ,	2	2,5	3	2	2,5	3	2	
Коэффициент пористости m , доли единиц	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
Коэффициент сжимаемости нефти β_n , 1/МПа	$9,2 \times 10^{-4}$	$9,2 \times 10^{-4}$	$9,2 \times 10^{-4}$	$9,2 \times 10^{-4}$	$9,2 \times 10^{-4}$	$9,2 \times 10^{-4}$	$9,2 \times 10^{-4}$	
Коэффициент сжимаемости породы β_p 1/МПа	$3,2 \times 10^{-4}$	$3,2 \times 10^{-4}$	$3,2 \times 10^{-4}$	$3,2 \times 10^{-4}$	$3,2 \times 10^{-4}$	$3,2 \times 10^{-4}$	$3,2 \times 10^{-4}$	
Условный радиус контура питания	500	300	400	500	300	400	500	
Диаметр скважины по долоту D_d , мм	300	300	300	300	300	300	300	

Методические указания к решению задачи 5

1. По данным исследования (см.таблицы 6, 7) для данного варианта составляют таблицу для построения КВД.

Номер точек	Время t , с	Изменения забойного давления $P_{зab}$, МПа	Логарифм времени

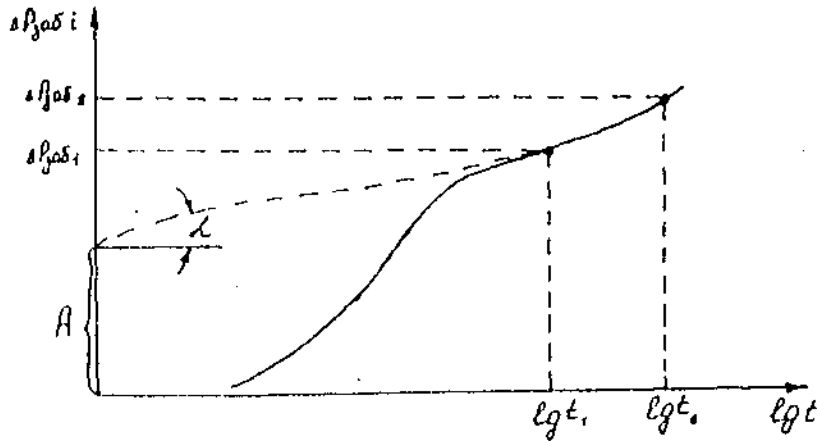
Где $\Delta P_{зab} i$ - определяют для каждой точки по формуле:

$$\Delta P_{зab} i = P_{зab} i - P_{зab} 0$$

Где $P_{зab}$ - забойное давление до остановки скважины, см.таблицу 6.

2. На бумаге размером не менее полной страницы тетрадного листа в масштабе строят КВД, форма которой показана на рисунке 2.

Рисунок 2.



3. Продолжают прямолинейный участок кривой до пересечения с осью ординат и получают численное значение отрезка А, записывают его значение.

4. Находят уклон прямолинейного участка кривой по произвольно выбранным точкам 1 и 2.

$$\operatorname{tg} \alpha = i = \frac{\Delta P_{\text{заб}2} - \Delta P_{\text{заб}1}}{Iqt_2 - Iqt_1}$$

5. Определяют коэффициент проницаемости пласта в радиусе контура питания по формуле:

$$k = \frac{0,183 \cdot Q \cdot \mu \cdot b}{h \cdot i}$$

6. По известным значениям k, h и μ определяют гидропроводность пласта

$$\frac{k \cdot h}{\mu}$$

7. Коэффициент пьезопроводности: $x = \frac{k \cdot 10^{-8}}{\mu_n (m\beta_n + \beta_{II})}$, $\text{м}^2 / \text{с}$

8. Определяют приведенный радиус скважины:

$$r_{\text{пр}} = \sqrt{\frac{2,25X}{10^{A/i}}}$$

9. Коэффициент продуктивности определяют по формуле $k = \frac{0,236 \cdot kh p_n \varphi_c}{b \mu \cdot lq \cdot \frac{R_k}{r_c}}$

с учетом гидродинамического несовершенства скважины:

$$k = \frac{0,236 \cdot khp_{эс}}{b\mu \cdot lq \cdot \frac{R_k}{r_{np}}}, \text{ т/сут} \cdot \text{МПа}$$

6.ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА ВОДЫ ДЛЯ ЗАВОДНЕНИЯ, ДАВЛЕНИЯ НАГНЕТАНИЯ, ЧИСЛА НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

Определить количество рабочего агента при проведении процесса поддержания пластового давления, приемистость скважин, количество нагнетательных скважин и давление нагнетания. Данные для расчета представлены в таблице 8.

Таблица 8.

Параметры	Варианты							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Добыча из пласта нефти, Q_n , тыс.т/сут	5	7	8	10	12	15	17	20
Добыча из пласта воды, Q_v , тыс.м ³ /сут	2	3	5	7	8	10	12	14
Добыча из пласта газа, V_g , тыс. м ³ /сут	90	100	200	300	400	500	600	700
Объемный коэффициент нефти, v_n	1,11	1,12	1,15	1,2	1,17	1,25	1,16	1,13
Коэффициент растворимости газа в нефти, м ³ /м ³ ·МПа	7,8	7,9	8	8,1	8,2	8,3	8,4	8,5
Плотность нефти, ρ , кг/ м ³	861	862	863	864	865	866	867	868
Коэффициент сжимаемости газа, Z	0,81	0,82	0,83	0,84	0,85	0,86	0,87	0,88
Пластовое давление, $P_{пл}$, МПа	7,5	8,5	9,5	10	11,5	12	12,5	13
Пластовая температура, T^0 К	316	318	320	322	324	326	328	330
Проницаемость пласта для воды, k , м ²	0,4x 10 ⁻¹²	0,5x 10 ⁻¹²	0,41x 10 ⁻¹²	0,42x 10 ⁻¹²	0,43x 10 ⁻¹²	0,44x 10 ⁻¹²	0,45x 10 ⁻¹²	0,46x 10 ⁻¹²
Эффективная мощность пласта, h , м	4	5	6	7	8	9	10	3,1
Перепад давления на забое, $\Delta P=(P_{заб}-P_{пл})$, МПа	4	4,1	4,2	4,3	4,4	4,5	4,6	4,7
Коэффициент гидродинамического	0,7	0,71	0,72	0,73	0,74	0,75	0,76	0,77
Вязкость воды, μ , мПа с	1	1	1	1	1	1	1	1
Половина расстояния между нагнетательными скважинами, R ,	400	300	350	250	200	150	400	300
Радиус забоя скважин, r_c , м	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075
Стоимость нагнетательной скважины, $C_{скв}$, руб.	8·10 ⁶	8·10 ⁶	8·10 ⁶	8·10 ⁶	8·10 ⁶	8·10 ⁶	8·10 ⁶	8·10 ⁶
Коэффициент приемистости скважин, k_n , м ³ /сут·МПа	200	210	220	230	240	250	260	270
КПД насосных установок, η	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Продолжительность работы нагнетательных скважин, t ,	10	10	10	10	10	10	10	10
Стоимость 1кВт ч электроэнергии, $C_{э}$, руб	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Количество энергии, затрачиваемой на нагнетание 1м ³ воды при повышении давления на 0,1 МПа W	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027
Гидростатическое давление столба воды в скважине, $P_{ст}$, МПа	14	14,5	14,3	15	15,5	16	16,3	16,5

Потери давления на трение при движении воды от насоса до забоя, $P_{тр}$, МПа	2,3	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3
--	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	---

Продолжение Таблицы 8

Параметры	Варианты							
	9	10	11	12	13	14	15	
Добыча из пласта нефти, Q_n , тыс.т/сут	22	25	21	23	24	26	27	
Добыча из пласта воды, Q_v , тыс.м ³ /сут	15	16	13	17	18	19	20	
Добыча из пласта газа, V_g , тыс. м ³ /сут	800	900	1000	1100	1200	1300	1400	
Объемный коэффициент нефти, v_n	1,14	1,15	1,3	1,16	1,17	1,18	1,19	
Коэффициент растворимости газа в нефти, $m^3/m^3 \cdot MPa$	8,6	8,7	8,05	8,15	7,95	8,25	8,55	
Плотность нефти, ρ , кг/м ³	869	870	871	872	873	874	875	
Коэффициент сжимаемости газа, Z	0,7	0,71	0,72	0,73	0,74	0,75	0,76	
Пластовое давление, $P_{пл}$, МПа	13,5	14	14,5	15	15,5	16	16,5	
Пластовая температура, T^0 К	332	334	336	338	340	342	344	
Проницаемость пласта для воды, k , м ²	0,47x 10 ⁻¹²	0,48x 10 ⁻¹²	0,5x 10 ⁻¹²	0,51x 10 ⁻¹²	0,52x 10 ⁻¹²	0,53x 10 ⁻¹²	0,54x 10 ⁻¹²	
Эффективная мощность пласта, h , м	3,2	3,3	3,4	3,5	5,5	6,5	7,5	
Перепад давления на забое, $\Delta P=(P_{заб}-P_{пл})$, МПа	4,8	4,9'	5	5,1	5,2	5,3	5,4	
Коэффициент гидродинамического совершенства забоя скважин, ϕ	0,78	0,79	0,8	0,81	0,82	0,83	0,84	
Вязкость воды, μ , мПа с	1	1	1	1	1	1	1	
Половина расстояния между нагнетательными скважинами, R , м	350	250	300	200	225	325	175	
Радиус забоя скважин, r_c , м	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	
Стоимость нагнетательной скважины, $C_{скв}$, руб.	8·10 ⁶	8·10 ⁶	8·10 ⁶	8·10 ⁶	8·10 ⁶	8·10 ⁶	8·10 ⁶	
Коэффициент приемистости скважин, $k_{п}$, м ³ /сут·МПа	280	290	300	310	320	330	340	
КПД насосных установок, η	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
Продолжительность работы нагнетательных скважин, t , лет	10	10	10	10	10	10	10	
Стоимость 1кВт ч электроэнергии, C_v , руб	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
Количество энергии, затрачиваемой на нагнетание 1м ³ воды при повышении давления на 0,1 Мпа W кВт ч	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	
Гидростатическое давление столба воды в скважине, $P_{ст}$, МПа	17	17,5	15,2	15,3	15,4	15,8	15,9	
Потери давления на трение при движении воды от насоса до забоя, $P_{тр}$, МПа	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	

Методические указания к решению задачи 6

Для проведения процесса поддержания пластового давления необходимо, чтобы количество закачиваемого в пласт рабочего агента было не менее извлекаемого объема.

Часто стремятся закачать несколько больше извлекаемого объема. Если принять коэффициент избытка $K=1,2$, то

$$V_{\text{зак}}=1,2V, \text{ м}^3$$

$V_{\text{зак}}$ - количество закачиваемого рабочего агента, $\text{м}^3/\text{сут}$

V - объем, извлекаемый из пласта, который представляет собой сумму объемов, извлекаемых из пласта нефти, газа и воды. Эти объемы должны быть приведены к пластовым условиям, м^3 .

$$V = Q'_n + V_{\text{пл}} + Q_{\text{в}}, \text{ м}^3$$

Q'_n - объем извлекаемый из пласта нефти, приведенный к условиям пласта, м^3

$V_{\text{пл}}$ - объем свободного газа в пластовых условиях, м^3

$Q_{\text{в}}$, - объем воды, м^3

Объем нефти приводится к условиям пласта по формуле:

$$Q'_n = \frac{Q_n \cdot b_n}{\rho}, \text{ м}^3$$

где Q_n - количество нефти, $\text{кг}/\text{сут}$, замеренное на поверхности;

b_n - объемный коэффициент нефти;

ρ - плотность нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$;

Объем, занимаемый свободным газом в пластовых условиях, определяется формулой

$$V_{\text{пл}} = \frac{Z \cdot V_{\text{св}} \cdot P_0 \cdot T_{\text{пл}}}{P_{\text{пл}} \cdot T_0}, \text{ м}^3$$

Где Z - коэффициент сжимаемости;

$V_{\text{св}}$ - объем свободного газа в пласте приведенный к атмосферным условиям, м^3 ;

P_0 - атмосферное давление, $= 0,1 \cdot 10^6$ Па;

$P_{\text{пл}}$ - пластовое давление, Па;

$T_{\text{пл}}$ - абсолютная температура пласта, $^{\circ}\text{К}$;

T_0 - абсолютная температура на поверхности 273 $^{\circ}\text{К}$;

Объем свободного газа в пласте, приведенный к атмосферным условиям, определяется формулой:

$$V_{\text{св}} = V_2 - \frac{\alpha \cdot P_{\text{пл}} \cdot Q_n}{\rho}, \text{ м}^3$$

где V_2 - дебит газа, замеренной на поверхности, м^3 ;

α - коэффициент растворимости газа в нефти, м³/м³·Па;

Q_n - количество нефти замеренное на поверхности, кг/ м³ ;

Для определения приемистости нагнетательных скважин составит:

$$q = \frac{2\pi k h \Delta P \varphi}{\mu \cdot 2,31g \cdot \frac{R_k}{r_c}} \quad (\text{перевести м}^3/\text{сут})$$

Где $\pi = 3,14$

k - проницаемость пласта, м ,

h - мощность пласта, м;

ΔP - депрессия, Па;

φ - коэффициент совершенства скважины;

μ - вязкость воды, Па с;

R_k - половина расстояния между нагнетательными скважинами, м;

r_c - радиус скважины, м

Определение количества нагнетательных скважин получается как частное от деления общего количества нагнетаемого рабочего агента на приемистость отдельной скважины

$$n = \frac{V_{зак}}{q}$$

Наивыгоднейшее давление нагнетания при законтурном заводнении может быть определено по формуле проф.Крылова А.П.

$$P_{наг} = \sqrt{\frac{C_{скв} \cdot \eta}{k_n \cdot t \cdot W \cdot C_{\epsilon}}} - (P_{ст} - P_{пл} - P_{пр}), Па$$

Где $C_{скв}$ - стоимость нагнетания скважин, руб.

η - КПД насосных установок;

k_n - коэффициент приемистости, м³/сут Па

t - продолжительность работы нагнетания скважин, сут

W - количество электроэнергии для закачивания 1 м³ воды при повышении давления на 0,1 МПа, кВт ч;

C_{ϵ} - стоимость 1 кВт ч электроэнергии, руб.

7. РАСЧЕТ НОРМЫ ОТБОРА ЖИДКОСТИ ИЗ СКВАЖИН.

КРИТЕРИИ ОГРАНИЧЕНИЯ ОТБОРА

Под нормой отбора жидкости из скважины понимают такой дебит, который обеспечивается продуктивной характеристикой пласта при рациональном использовании пластовой энергии в течение длительной безаварийной работы скважины. С позиций нормы отбора жидкости скважины делятся на две группы: с ограниченным отбором и с неограниченным отбором.

Для скважин с неограниченным отбором норма отбора лимитируется потенциальным дебитом или техническими возможностями добывающего оборудования.

К основным критериям ограничения отбора относятся:

- предотвращение выделения свободного газа в значительной части дренируемого скважинной объема пласта,
 $p_{\text{заб}} \geq 0,75 p_{\text{нас}}$;
- предотвращение формирования в залежи конусов воды и газа;
- механическая прочность коллектора, ограничивающая градиенты давления;
- исключение условий смятия обсадной колонны;
- невозможность спуска скважинного оборудования на необходимую глубину вследствие больших углов кривизны наклонно-направленных скважин;
- отсутствие или ограниченные пределы возможного применения добывающего оборудования;
- предельные характеристики энергетического оборудования, используемого для подъема продукции скважин (предельные значения давления компрессора и его подачи при компрессорной эксплуатации);
- ограниченные ресурсы рабочего агента (например, газа при компрессорной эксплуатации) и другие.

Задача. Рассчитать норму отбора нефти из скважины, эксплуатируемой компрессорным способом для следующих условий: пластовое давление $p_{\text{пл}} = 16$ МПа, давление насыщения $p_{\text{нас}} = 8$ МПа, коэффициент продуктивности $K_{\text{пр}} = 40$ т/(сут · МПа).

Механическая прочность коллектора допускает работу скважины с потенциальным дебитом. Максимально возможный расход рабочего агента (газа) составляет $V_r' = 60000 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Глубина скважины $L_c = 2200$ м; плотность пластовой нефти $\rho_{\text{НП}} = 850$ кг/м³; плотность дегазированной нефти $\rho_{\text{НД}} = 902$ кг/м³; газовый фактор $G_0 = 40$ м³/т; средний коэффициент растворимости нефтяного газа $\alpha = 51/\text{МПа}$; располагаемое рабочее давление газа $p_p = 5$ МПа; давление на устье скважины $p_y = 0,8$ МПа.

Решение. Вычисляем забойное давление :

$p_{\text{заб}} = 0,75 \cdot 8 = 6$ МПа. Норма отбора $Q = 40(16-6) = 400$ т/сут.

Так как $p_{\text{заб}} > p_p$, то длину подъемника H рассчитываем по следующей формуле:

$$H = L_c - (P_{\text{заб}} - P_{\text{б}}) / (\rho_{\text{см}} g),$$

где $p_{\text{б}}$ = давление у башмака, Па; $\rho_{\text{см}}$ – плотность газонефтяной смеси в интервале "забой – башмак лифта", кг/м³.

Величину $\rho_{см}$ принимаем равной 800 кг/м^3 . Принимая потери давления при закачке газа равными $0,5 \text{ МПа}$, давление у башмачка $p_6 = (p_p - 0,5) = 5 - 0,5 = 4,5 \text{ МПа}$.

Рассчитываем длину подъемника:

$$H = 2200 - \frac{(6 - 45) \cdot 10^6}{800 \cdot 9,81} = 2009 \text{ м.}$$

Предполагая работу подъемника на оптимальном режиме, диаметр его (в мм) рассчитываем по формуле

$$d = 400 \sqrt{\frac{\rho_n H}{P_6 - P_y}} \cdot \sqrt[3]{\frac{QH}{\rho_n gH - P_6 + P_y}},$$

Где средняя плотность нефти в подъемнике $\bar{\rho}_n = (\rho_{nm} + \rho_{no})/2 = (850 + 902)/2 = 876 \text{ кг/м}^3$.

Диаметр подъемника:

$$d = 400 \sqrt{\frac{876 \cdot 2009}{10^6(4,5 - 0,8)}} \cdot \sqrt[3]{\frac{400 \cdot 2009}{876 \cdot 9,81 \cdot 2009 - (4,5 - 0,8)10^6}} = 99,23 \text{ мм.}$$

Принимаем ближайший стандартный диаметр НКТ с условным диаметром 114 мм , внутренний диаметр $100,3 \text{ мм}$. (см. Табл.10)

Удельный расход газа на оптимальном режиме

$$R_{0opt} = \frac{0,388(\bar{\rho}_n gH + P_y - P_6)}{d^{0,5}(P_6 - P_y) \ln \frac{P_6}{P_y}}.$$

В нашем случае

$$R_{0opt} = \frac{0,388(876 \cdot 9,81 \cdot 2009 + 0,8 \cdot 10^6 - 4,5 \cdot 10^6)}{(100,3)^{0,5}(4,5 - 0,8)10^6 \lg \frac{4,5}{0,8}} = 380,4 \text{ м}^3/\text{т}$$

Удельный расход нагнетательного газа

$$R_{0газ} = R_{0opt} - \left[G_0 - \alpha \frac{(P_6 + P_y)}{2} \right].$$

В нашем случае

$$R_{0газ} = 380,4 - \left[40 - 5 \frac{(4,5 + 0,8)}{2} \right] = 353,65 \text{ м}^3 / \text{т.}$$

Общий расход газа

$$V_g = QR_{0газ} = 400 \cdot 353,65 = 141460 \text{ м}^3$$

Так как располагаемый объем газа составляет $V_r' = 60000 \text{ м}^3$, то обеспечить дебит скважины 400 т/сут невозможно. Принимая полученный удельный расход нагнетаемого газа $R_{0 \text{ наг}} = 353,65 \text{ м}^3/\text{т}$, рассчитываем возможный дебит скважины

$$Q_6 = \frac{V_r'}{R_{0 \text{ наг}}} = \frac{60000}{353,62} \approx 170 \text{ т/сут.}$$

Таким образом, в данном конкретном случае норма отбора составляет приблизительно 170 т/сут.

Исходные данные для расчета нормы отбора жидкости

Таблица 9.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
L _с , м	21 00	21 50	22 00	22 50	23 00	23 50	24 00	24 50	25 00	25 50	26 00	26 50	27 00	26 50	26 00
P _{пл} , МПа	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	23	22	21	20	19
P _{нас} , МПа	8	9	10	9	9	10	10	11	12	12	12	10	10	8	8
K _{пр} , т/сут·МПа	35	27	40	44	30	32	27	31	29	44	28	32	35	40	42
V _г , м ³ /сут	60000														
ρ _{нп} , кг/м ³	79 0	82 0	86 0	85 0	84 0	88 0	86 0	85 0	88 5	87 0	86 5	85 0	87 5	84 0	86 0
ρ _{нд} , кг/м ³	83 0	84 0	89 0	90 0	86 0	91 0	89 0	88 0	92 0	90 0	91 0	88 0	90 5	87 0	88 0
G _о , м ³ /т	30	40	50	30	40	50	30	40	50	30	40	50	30	40	50
α, 1/МПа	2	3	4	5	6	7	2	3	4	5	6	7	2	3	4
P _р , МПа	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
P _у , МПа	0,9														

Насосно-компрессорные и обсадные трубы

Таблица 10.

Показатели	Условный диаметр/внутренний диаметр, мм								
	48/40, 3	60/50, 3	73/62,0/59, 0	89/76, 0	102/88, 6	114/100, 3	141	168	219
Толщина стенки, мм	4,0	5,0	5,5/7,0	6,5	6,5	7,0			
Площадь проходного сечения труб, см ²	12,75	19,8	30,18	45,22	61,62	78,97	120	177	314
Площадь поперечного сечения тела труб, см	5,56	8,68	11,66	16,82	19,41	23,58	36	43	62
Масса 1 м труб (гладких) с муфтами, кг	4,45	7,0	9,46	13,67	15,78	19,11	34, 9	44, 6	64, 1
Масса 1 м труб (с высажен- ными концами) с муфтами, кг	4,54	7,12	9,62	13,92	16,02	19,46	-	-	-

Примечания. 1. При определении массы 1 м насосных штанг и насосно-компрессорных труб с муфтами принята средняя длина одной штанги и одной трубы 8 м.

2. Обсадные трубы диаметром 141, 168 и 219 мм приняты соответственно внутренним диаметром 125, 150 и 200 мм.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основная:

1. Б.В. Покрепин, Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: учебник.- Ростов-на-Дону: Феникс, 2017.
2. В.Ф. Бочарников, Справочник мастера по ремонту нефтегазового технологического оборудования. Том 1.- Москва: Инфра-Инженерия, 2015.
3. В.Ф. Бочарников, Справочник мастера по ремонту нефтегазового технологического оборудования. Том 2.- Москва: Инфра-Инженерия, 2015..