

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
УХТИНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

**РАЗРАБОТКА
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Методические указания

Ухта 2002

УДК 622.276. (075.8)
К 21

Каракчиев Э.И. Разработка нефтяных месторождений: Методические указания.– Ухта: УГТУ, 2002. – 50 с.

Методические указания предназначены для студентов, обучающихся по направлению 553600 – "Нефтегазовое дело" с целью закрепления лекционного материала по дисциплине: «Разработка нефтяных месторождений».

Методические указания содержат задания с методическим обеспечением для выполнения лабораторно-практических и расчетно-графических работ.

Содержание методических указаний соответствует рабочей учебной программе.

Методические указания рассмотрены, одобрены и рекомендованы для издания выпускающей кафедрой РЭНГМ и ПГ (протокол № 4 от 4.11.2002 г.)

Рецензент Мордвинов А.А., профессор каф. РЭНГМ и ПГ.
Редактор Миклина О.А., ст. преподаватель каф. РЭНГМ и ПГ.

В методических указаниях учтены замечания рецензента и редактора.

План 2002, позиция 101.

Подписано в печать 17.12.2002 г. Компьютерный набор.

Объем 50 с. Тираж 50 экз. Заказ № 142.

© Ухтинский государственный
технический университет, 2002
169300, г. Ухта, ул. Первомайская, 13

Отдел оперативной полиграфии УГТУ
169300, г. Ухта, ул. Октябрьская, 13.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
1. Определение давления на контуре питания круговой залежи при упругом режиме (Тема №1)	6
2. Определение давления на контуре питания полосовой залежи при упругом режиме (Тема №2)	9
3. Построение карты изобар для единичного элемента пласта с целью определения среднего пластового давления (Тема №3)	12
4. Расчет показателей разработки при режиме растворенного газа (Тема №4)	15
5. Расчет показателей разработки нефтегазового месторождения методом материального баланса (Тема №5)	20
6. Расчет показателей разработки полосовой залежи при заводнении методом эквивалентных фильтрационных сопротивлений (Тема №6)	23
7. Расчет показателей разработки круговой залежи при заводнении методом эквивалентных фильтрационных сопротивлений (Тема №7)	27
8. Расчет показателей разработки полосовой залежи при заводнении на основе теории непоршневого вытеснения нефти водой (Тема №8)	31
9. Расчет дебитов и перепадов давления при разработке полосовой залежи на основе теории непоршневого вытеснения нефти водой (Тема №9).	34
10. Расчет показателей разработки круговой залежи при заводнении на основе теории непоршневого вытеснения нефти водой (Тема №10)	36
11. Расчет некоторых показателей разработки прямолинейного пласта при вытеснении нефти раствором ПАВ (Тема №11)	39
12. Расчет распределения температуры по пласту вокруг нагнетательной скважины для метода тепловых оторочек (Тема №12)	42
13. Расчет нефтеотдачи кругового элемента пласта при закачке теплоносителя (Тема №13)	45

14. Расчет распределения температуры по стволу нагнетательной скважины при закачке теплоносителя (Тема №14)	48
15. Расчет распределения температуры по пласту вокруг нагнетательной скважины при закачке теплоносителя (Тема №15)	50

ВВЕДЕНИЕ

Методические указания включают в себя набор заданий, отражающих основное содержание дисциплины «Разработка нефтяных месторождений». В заданиях требуется определить основные показатели разработки **на естественных режимах** (упругом, растворенного газа, газовой шапки); **при заводнении нефтяных пластов** (методом эквивалентных фильтрационных сопротивлений, по модели Баклея-Лаверетта); **при использовании методов повышения нефтеотдачи** (тепловых, физико-химических).

В методических указаниях для каждой задачи представлен алгоритм расчета, что существенно помогает успешному выполнению задания. Однако, его применение возможно лишь после изучения теоретических основ.

Все расчеты следует проводить в рамках международной системы единиц (СИ).

Теоретические основы дисциплины хорошо изложены в учебнике: Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учеб. для вузов.-2-е изд., перераб. и доп. - М: Недра, 1998.-365с.

При составлении методических указаний за основу взят: Сборник задач по разработке нефтяных месторождений / Желтов Ю.П., Стрижов И.Н., Золотухин А.Б., Зайцев В.М.: Под ред. Ю.П. Желтова.-М.: Недра, 1985.- 269 с.

1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ НА КОНТУРЕ ПИТАНИЯ КРУГОВОЙ ЗАЛЕЖИ ПРИ УПРУГОМ РЕЖИМЕ (ТЕМА №1)

Имеется нефтяное месторождение, контур нефтеносности которого близок к форме круга с радиусом R . Месторождение окружено обширной водоносной областью, которую можно считать бесконечной. Начальное пластовое давление в залежи равно начальному давлению на контуре и составляет величину P_k . Проницаемость пласта в законтурной области равна k . Коэффициент динамической вязкости воды – μ , коэффициент упругоёмкости пласта – β , толщина пласта – h .

Рассчитать динамику давления на контуре питания залежи в течение периодов нарастающих отборов и максимальной добычи, если продолжительность периода нарастающих отборов – T_n , а максимальных отборов – T_m . Проектный уровень добычи нефти составляет n процентов в год от начальных балансовых запасов $Q_{бал}$.

Определить необходимое число добывающих скважин, обеспечивающих проектный уровень добычи, а также темп разбуривания залежи, если средний дебит одной скважины равен q . Плотность нефти – ρ_n . Коэффициент эксплуатации скважин принять 0,9.

При расчетах использовать аппроксимацию Ю.П.Желтова и интеграл Дюамеля.

Исходные данные по вариантам представлены в таблице 1.

Указания. Алгоритм расчета заключается в следующем.

- 1). Определить проектный уровень добычи

$$q_{n \max} = Q_{бал} \cdot \frac{n}{100} \left[\frac{\text{тыс. т}}{\text{год}} \right].$$

- 2). Определить темп роста годовых отборов $\alpha = \frac{q_{n \max}}{T_n \cdot \rho_n}$.

- 3). Рассчитать динамику давления в период нарастающих отборов по формуле

$$P_k(\tau) = P_\infty - \frac{\alpha\mu}{2\pi kh} \int_0^\tau f(1; \tau - \lambda) d\lambda = P_\infty - \frac{\alpha\mu}{2\pi kh} J(\tau), \text{ где } \tau = \frac{Ж \cdot t}{R^2};$$

$$J(\tau) = 0.5 \cdot \tau - 0.178 \left[1 - \frac{1}{(1 + \tau)^{2.81}} \right] + 0.487 [(1 + \tau) \cdot \ln(1 + \tau) - \tau].$$

4). Для расчета изменения давления в период максимальных отборов использовать формулу:

$$P_k(t) = P_\infty - \left[\frac{\alpha\mu}{2\pi kh} \cdot J(\tau) - \frac{\alpha\mu}{2\pi kh} \cdot J(\tau - \tau_n) \right], \text{ где } \tau_n = \frac{Ж \cdot T_n}{R^2}.$$

5). Необходимое число добывающих скважин определяется по формуле

$$N = \frac{q_n \max}{q \cdot 0.9 \cdot 365}.$$

6). Темп разбуривания $T_{разб} = \frac{N}{T_n} \left[\frac{скв}{год} \right].$

Таблица 1

Исходные данные для выполнения задания по теме № 1

Показатель	Вариант																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
R_k , км	2,2	3,5	2,0	2,4	3,6	1,8	2,6	3,7	1,6	2,8	3,8	2,5	3,0	3,9	4,4	3,2	4,0	4,5	3,4	4,2
P_k , МПа	12,0	18,2	15,2	13,4	14,8	17,8	15,6	13,8	12,5	17,4	16,4	14,4	12,3	13,9	14,0	16,2	15,0	17,1	18,3	19,8
k , мкм ²	0,125	0,170	0,240	0,110	0,130	0,180	0,260	0,085	0,135	0,200	0,270	0,075	0,140	0,210	0,285	0,070	0,145	0,220	0,290	0,160
μ , МПа*с	1,05	1,10	1,02	1,08	1,09	1,02	1,03	1,09	1,08	1,04	1,01	1,10	1,07	1,05	1,11	1,05	1,06	1,12	1,03	1,07
$\beta \cdot 10^3$, 1/МПа	1,1	1,0	0,9	1,0	1,5	1,0	1,2	1,1	1,4	0,9	0,8	1,2	1,3	0,7	0,9	1,3	1,2	1,1	1,4	1,1
h , м	20	28	12	22	27	25	15	24	26	14	24	26	18	12	25	28	14	22	25	30
T_n , ГОД	3	4	3	3	5	4	5	4	6	7	6	4	7	8	4	5	4	9	7	5
T_m , ГОД	6	5	5	7	4	6	4	5	3	2	4	5	3	2	5	3	4	2	2	4
n , %/ГОД	3,6	5,0	6,3	3,0	3,5	5,2	6,5	3,2	3,6	5,6	6,6	5,0	4,2	5,6	6,4	5,5	4,4	5,4	6,3	5,0
$Q_{\text{бал}}$, МЛН. Т	40,9	152,5	21,9	56,3	148,6	36,2	46,6	144,3	28,4	49,1	160,2	70,5	70,0	83,0	217,6	123,9	97,9	203,7	130,7	234,0
q , т/СУТ	15	90	50	22	60	95	140	80	65	100	150	35	74	110	200	41	78	120	45	140
ρ_n , кг/м ³	840	885	910	885	845	890	915	874	850	890	920	863	860	905	895	860	870	910	900	880

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ НА КОНТУРЕ ПИТАНИЯ ПОЛОСОВОЙ ЗАЛЕЖИ ПРИ УПРУГОМ РЕЖИМЕ (ТЕМА №2)

Нефтяное месторождение представляет собой тектонически экранированную антиклинальную складку шириной \mathbf{B} (или, как вариант, – моноклиналь с литологическим замещением), так, что в первом случае краевая вода поступает в залежь с двух сторон, во втором случае – с одной стороны. Месторождение приурочено к обширному водоносному бассейну, который можно считать бесконечным. Начальное пластовое давление в залежи равно начальному давлению на контуре и составляет величину \mathbf{P}_k . Проницаемость пласта в законтурной области равна \mathbf{k} . Коэффициент динамической вязкости воды – μ , коэффициент упругоёмкости пласта – β , толщина пласта – \mathbf{h} .

Рассчитать динамику давления на контуре питания залежи в течение периодов нарастающих отборов и максимальной добычи, если продолжительность периода нарастающих отборов – $\mathbf{T}_н$, а максимальных отборов – $\mathbf{T}_м$. Проектный уровень добычи нефти составляет \mathbf{n} процентов в год от начальных балансовых запасов $\mathbf{Q}_{бал}$.

Определить необходимое число добывающих скважин, обеспечивающих проектный уровень добычи, а также темп разбуривания залежи, если средний дебит одной скважины равен \mathbf{q} . Плотность нефти – ρ_n . Коэффициент эксплуатации скважин принять 0,9.

При расчетах использовать интеграл Дюамеля.

Исходные данные по вариантам представлены в таблице 2.

Указания.

1). Изменение давления на контуре для моноклинали в период нарастающих и максимальных отборов рассчитывается по формуле:

$$P_k = P_\infty - \left[\frac{q_{зод}\mu}{Bkh} L(t) + \frac{\Delta q_1\mu}{Bkh} L(t - t_1) + \frac{\Delta q_2\mu}{Bkh} L(t - t_2) + \dots + \frac{\Delta q_{кон}\mu}{Bkh} L(t - t_{кон}) \right] =$$

$$= P_{\infty} - \frac{\mu}{Bkh} \cdot \left[\sum_{i=1}^n \Delta q_i \cdot L(t - t_i) \right],$$

где $\Delta q_i = q_{год i} - q_{год i-1}$; $L(t) = \sqrt{\pi \mu t}$;

$$q_{год i} = \frac{Q_{бал} \cdot n/100}{T_{нар}} \cdot i - \text{для нарастающей добычи};$$

$$q_{год i} = Q_{бал} \cdot n/100 - \text{для периода максимальных отборов.}$$

2). Для антиклинальной складки использовать множитель $\frac{\mu}{2Bkh}$.

3). Необходимое число добывающих скважин $N = \frac{Q_{бал} \cdot n/100}{q \cdot 0.9 \cdot 365}$.

4). Темп разбуривания $T_{разб} = \frac{N}{T_n} \left[\frac{скв}{год} \right]$.

Таблица 2

Исходные данные для выполнения задания по теме № 2

Показатель	Вариант																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
B , км	2,2	3,5	2,0	2,4	3,6	1,8	2,6	3,7	1,6	2,8	3,8	2,5	3,0	3,9	4,4	3,2	4,0	4,5	3,4	4,2
P_к , МПа	12,0	18,2	15,2	13,4	14,8	17,8	15,6	13,8	12,5	17,4	16,4	14,4	12,3	13,9	14,0	16,2	15,0	17,1	18,3	19,8
k , мкм ²	0,125	0,170	0,240	0,110	0,130	0,180	0,260	0,085	0,135	0,200	0,270	0,075	0,140	0,210	0,285	0,070	0,145	0,220	0,290	0,160
μ , МПа*с	1,05	1,10	1,02	1,08	1,09	1,02	1,03	1,09	1,08	1,04	1,01	1,10	1,07	1,05	1,11	1,05	1,06	1,12	1,03	1,07
β*10³ , 1/МПа	1,1	1,0	0,9	1,0	1,5	1,0	1,2	1,1	1,4	0,9	0,8	1,2	1,3	0,7	0,9	1,3	1,2	1,1	1,4	1,1
h , м	20	28	12	22	27	25	15	24	26	14	24	26	18	12	25	28	14	22	25	30
T_н , год	3	4	3	3	5	4	5	4	6	7	6	4	7	8	4	5	4	9	7	5
T_м , год	6	5	5	7	4	6	4	5	3	2	4	5	3	2	5	3	4	2	2	4
n , %/год	3,6	5,0	6,3	3,0	3,5	5,2	6,5	3,2	3,6	5,6	6,6	5,0	4,2	5,6	6,4	5,5	4,4	5,4	6,3	5,0
Q_{бал} , млн. т	13,9	42,5	8,9	21,3	52,6	12,2	16,6	48,3	10,4	16,1	62,2	24,5	26,0	29,0	83,6	45,9	37,9	75,7	47,7	78,0
q , т/сут	15	90	50	22	60	95	140	80	65	100	150	35	74	110	200	41	78	120	45	140
ρ_н , кг/м ³	840	885	910	885	845	890	915	874	850	890	920	863	860	905	895	860	870	910	900	880
Тип залежи	МОНО КЛИ НАЛЬ	АНТИ КЛИ НАЛЬ	МОНО КЛИ НАЛЬ	АНТИ КЛИ НАЛЬ	МОНО КЛИ НАЛЬ	АНТИ КЛИ НАЛЬ	МОНО КЛИ НАЛЬ	АНТИ КЛИ НАЛЬ	МОНО КЛИ НАЛЬ	АНТИ КЛИ НАЛЬ	МОНО КЛИ НАЛЬ	АНТИ КЛИ НАЛЬ	МОНО КЛИ НАЛЬ	АНТИ КЛИ НАЛЬ	МОНО КЛИ НАЛЬ	АНТИ КЛИ НАЛЬ	МОНО КЛИ НАЛЬ	АНТИ КЛИ НАЛЬ	МОНО КЛИ НАЛЬ	АНТИ КЛИ НАЛЬ

3. ПОСТРОЕНИЕ КАРТЫ ИЗОБАР ДЛЯ ЕДИНИЧНОГО ЭЛЕМЕНТА ПЛАСТА С ЦЕЛЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СРЕДНЕГО ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ (ТЕМА №3)

Для условий предыдущей задачи рассмотреть вариант разработки с равномерным расположением добывающих скважин на структуре по трех- или четырехточечной сетке.

Предусмотреть последовательный ввод скважин элемента в эксплуатацию в течение первого года разработки.

Построить карту изобар и рассчитать среднее пластовое давление на год завершения периода максимальных отборов.

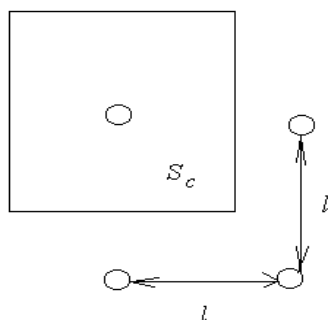
При расчетах использовать логарифмическую аппроксимацию интегральной показательной функции $-E_i(-x)$ и принцип суперпозиции.

Дополнительные исходные данные представлены в таблице 3.

Указания.

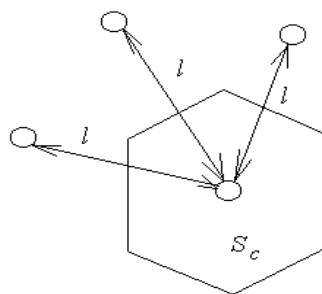
- 1). Рассчитать плотность сетки скважин $S_c = \frac{Bh}{N}$.
- 2). Определить условный радиус контура питания одной скважины и расстояние между скважинами:

для четырехточечной



$$R = \sqrt{\frac{S_c}{\pi}}$$

для трехточечной



$$R = \sqrt{\frac{2 \cdot S_c}{3 \cdot \sqrt{3}}}$$

$$l = \sqrt{S_c}$$

$$l = \sqrt{\frac{2 \cdot S_c}{\sqrt{3}}}$$

3). Рассчитать давление в любой точке М элемента по формуле:

$$P_M(t) = P_\infty - \frac{\mu_n}{4\pi k_n h} \left[\sum q_i \cdot \ln \frac{2.25 J(t - t_i)}{r_{M i}^2} \right],$$

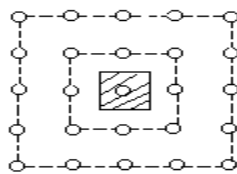
где t_i - время, прошедшее с начала разработки до момента пуска i -ой скважины в эксплуатацию с дебитом q_i , с;

t - время с начала разработки, по условиям задачи – момент окончания периода максимальных отборов, с;

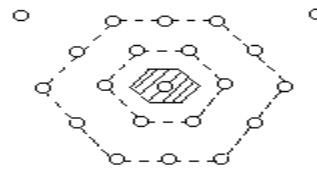
$r_{M i}$ - расстояние от i -ой скважины до точки М (в случае если точка М совпадает с положением скважины, то $r_{M i} = r_{np i}$. Здесь $r_{np i}$ - приведенный радиус i -ой скважины, равный 0,05 м).

4). В расчетах использовать следующую схему, когда вокруг одной скважины в элементе должно быть расположено не менее двух рядов соседних скважин:

для четырехточечной



для трехточечной



5). Построить карту изобар для заштрихованного элемента.

6). Рассчитать среднее давление $P_{cp} = \frac{1}{S_c} \sum \frac{P_i + P_{i+1}}{2} \cdot \Delta S_i$,

где P_i и P_{i+1} - значения давлений двух соседних изобар;

ΔS_i - площадь, ограниченная изобарами P_i и P_{i+1} и контуром элемента.

Таблица 3

Дополнительные исходные данные для выполнения задания по теме №3

Показатель	Вариант																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Сетка скважин	3-	4-	3-	4-	3-	4-	3-	4-	3-	4-	3-	4-	3-	4-	3-	4-	3-	4-	3-	4-
$\mu_{ц}$, мПа*с	4,0	8,2	1,2	3,4	4,8	7,8	5,6	3,8	1,5	1,4	6,4	4,4	2,3	3,9	14,0	6,2	5,0	1,1	8,3	1,8

Примечание: 3 - трехточечная сетка скважин;
4 – четырехточечная сетка скважин.

4. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПРИ РЕЖИМЕ РАСТВОРЕННОГО ГАЗА (ТЕМА №4)

Имеется нефтяное месторождение, начальное давление в котором равно давлению насыщения $P_{нас}$. Площадь нефтеносности равна S , толщина пласта - h , пористость – m , насыщенность связанной водой – $s_{св}$, абсолютная проницаемость – k .

Месторождение разбуривается по равномерной сетке скважин и вводится в эксплуатацию в течение t лет. Считаются известными или плотность сетки или расстояние между скважинами (в зависимости от варианта).

Свойства нефти и газа:

- плотность нефти в пластовых условиях – ρ_n ;
- плотность дегазированной нефти – $\rho_{дег}$;
- вязкость нефти в пластовых условиях – μ_n ;
- вязкость дегазированной нефти – $\mu_{дег}$;
- начальный газовый фактор – Γ_0 ;
- объемный коэффициент нефти при начальном пластовом давлении – $b_{нач}$;
- вязкость газа – μ_g ;
- радиус скважины 0,05 м.

Зависимости вязкости нефти, эффективного газового фактора и объемного коэффициента от давления принять линейными.

Скважина работает при заданном технологическом режиме ($q=\text{const}$, $p_{заб}=\text{const}$, $\Delta p=\text{const}$).

Рассчитать динамику таких показателей разработки месторождения:

- пластовое давление;
- среднюю нефтенасыщенность пласта;
- годовой отбор нефти;
- газовый фактор;
- забойное давление;
- дебит скважины;
- нефтеотдачу;
- газоотдачу;
- продолжительность разработки.

Исходные данные по вариантам представлены в таблице 4.

Указания.

1) Для определения газового фактора и дебита скважины использовать зависимости фазовой проницаемости K_n и отношения K_r/K_n от нефтенасыщенности (см. табл. 4 из монографии: К.М.Донцов. Разработка нефтяных месторождений.- М.: Недра. – 1977. – 360 с.).

2). Для заданного расположения скважин определить условный радиус контура питания R_k единичной скважины.

3). Рекомендуется использовать следующие формулы.

$$\tilde{\Gamma} = \frac{\kappa_z \mu_n}{\kappa_n \mu_z} \nu_n \frac{\rho_{z1}}{\rho_{z0}} + \alpha \cdot P, \quad (4.1)$$

где $\tilde{\Gamma}$ - средний газовый фактор в диапазоне от P_1 до P_2 .

$$q_n = \frac{2\pi kh}{\ln \frac{R_k}{r_{np}} - \frac{1}{2}} \Delta H, \quad \Delta H = H_k - H_c = \int_{P_c}^{P_k} \frac{\kappa_n}{\mu_n \nu_n} dP. \quad (4.2)$$

$$\Delta t = \pi R_k^2 mh(1 - S_{cv}) \cdot 0,5 \left(\frac{1}{q_1} + \frac{1}{q_2} \right) \left(\frac{S(P)}{\nu_n(P)} - \frac{S(P_o)}{\nu_n(P_o)} \right). \quad (4.3)$$

$$S_{i+1} = \frac{\left(\frac{\tilde{\Gamma} - \alpha P_i}{\nu_i} + \frac{\rho_{zi}}{\rho_{z0}} \right) S_i - \frac{\rho_{zi}}{\rho_{z0}} + \frac{\rho_{zi+1}}{\rho_{z0}}}{\frac{\tilde{\Gamma} - \alpha P_{i+1}}{\nu_{i+1}} + \frac{\rho_{zi+1}}{\rho_{z0}}}. \quad (4.4)$$

Для $P_1 = P_{нас}$ можно записать

$$S_2 = \frac{\frac{\rho_{z0}}{\tilde{\Gamma} - \alpha P_2} + \frac{\rho_z(P_2)}{\rho_{z0}}}{\nu_n}. \quad (4.5)$$

Заданное $P_{заб}$. ΔH можно записать в следующем виде:

$$\Delta H = \varphi(\bar{P})(P_k - P_{заб}),$$

$$\text{где } \varphi(P) = \left(\frac{\kappa_n(S)}{\mu_n(P)\nu_n(P)} \right)_{P=\bar{P}}; \quad \bar{P} = \frac{P_k + P_{заб}}{2}.$$

Для различных значений \bar{P} из формулы (4.4) определяют $S(P)$.

По таблице 4 для данной S определяют $\frac{\kappa_z}{\kappa_n}$ и κ_n . Определяется $\varphi(P)$ и, следовательно, q_n .

Заданный дебит q_n . Задается ряд давлений на контуре P_k и из формулы (4.4) определяется $S(P_k)$.

Далее

$$H_k - H_c = \Delta H = \frac{P_k - P_c}{2} \left(\frac{\kappa_n(S_k)}{\mu_n(P_k)\nu_n(P_k)} + \frac{\kappa_n(S_c)}{\mu_n(P_c)\nu_n(P_c)} \right).$$

Так как $q = \frac{2\pi kh}{\ln \frac{R_\kappa}{r_{np}} - \frac{1}{2}} \Delta H$, то

$$\frac{\kappa_H(S_c)}{\mu_H(P_c)\nu_H(P_c)} = \frac{q \left(\ln \frac{R_\kappa}{r_{np}} - \frac{1}{2} \right)}{2\pi kh} \cdot \frac{2}{P_\kappa - P_c} - \frac{\kappa_H(S_\kappa)}{\mu_H(P_\kappa) - \nu_H(P_\kappa)}$$

или

$$\varphi(P_\kappa - P_c) = const,$$

$$\varphi = \frac{1}{2} \left(\frac{\kappa_H(S_\kappa)}{\mu_H(P_\kappa)\nu_H(P_\kappa)} + \frac{\kappa_H(S_c)}{\mu_H(P_c)\nu_H(P_c)} \right).$$

Для каждого P_κ задается ряд значений $P_{заб}$ и определяется φ . Но $\varphi(P_\kappa - P_c) = const$, следовательно, существует лишь единственное P_c .

Заданная депрессия ΔP . По формуле (4.4) рассчитывается ряд $S = S(P_\kappa)$ для среднего давления $\tilde{P} = \frac{P_i + P_{i+1}}{2}$ определяется $\tilde{\Gamma}$ по формуле (4.1). По формулам (4.2) и (4.3) определяется q_n , Δt и t .

3). Нефтеотдача может определяться по формуле

$$\eta = 1 - \frac{(S_{н\ кон} - S_{св}) / \nu_{н\ кон}}{(S_{н\ нач} - S_{св}) / \nu_{н\ нач}},$$

где $S_{н\ кон}$ - конечная нефтенасыщенность;

$S_{н\ нач}$ - начальная нефтенасыщенность;

$$S_{н\ нач} = 1.$$

4). Газоотдача может определяться по формуле $\eta_g = \frac{V_{г\ доб}}{V_{г\ нач}}$,

где $V_{г\ нач}$ - балансовые запасы растворенного газа;

$$V_{г\ нач} = V_{н\ нач} \cdot \alpha P_{нас} = V_{н\ нач} \cdot \Gamma_o = \pi R_\kappa^2 h m (1 - S_{св}) \cdot \Gamma_o;$$

$V_{г\ доб\ i+1} = V_{г\ доб\ i} + q_{n\ i+1} \cdot \Delta t_{i+1} \cdot \tilde{\Gamma}_{i+1}$ - накопленная добыча газа к моменту времени $i + 1$.

Таблица 4

Дополнительные данные для выполнения задания по теме №4

Насыщенность S_H	k_H	ψ
1,00	1,00	0
0,99	0,9685	$0,1198 \cdot 10^{-3}$
0,98	0,9377	0,4948
0,97	0,9074	1,1500
0,96	0,8778	2,1140
0,95	0,8488	3,4170
0,94	0,8204	5,0900
0,93	0,7926	7,1700
0,92	0,7654	9,7000
0,91	0,7388	$1,2720 \cdot 10^{-2}$
0,90	0,7127	1,6280
0,89	0,6873	2,0430
0,88	0,6624	2,5210
0,87	0,6380	3,0720
0,86	0,6142	3,7020
0,85	0,5910	4,4170
0,84	0,5683	5,2260
0,83	0,5461	6,1380
0,82	0,5245	7,1660
0,81	0,5033	8,320
0,80	0,4827	9,6130
0,79	0,4626	$1,106 \cdot 10^{-1}$
0,78	0,4430	1,267
0,77	0,4239	1,448
0,76	0,4053	1,649
0,75	0,3872	1,872
0,74	0,3695	2,122
0,73	0,3524	2,400
0,72	0,3356	2,710
0,71	0,3194	3,054
0,70	0,3036	3,439
0,69	0,2882	3,869
0,68	0,2733	4,347
0,67	0,2588	4,880
0,66	0,2448	5,480
0,65	0,2311	6,149

Таблица 4а

Исходные данные для выполнения задания по теме №4

Показатель	Вариант																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Сетка скважин	3- точеч ная	4- точеч ная	3- точеч ная	4- точеч ная	3- точеч ная	4- точеч ная	3- точеч ная	4- точеч ная	3- точеч ная	4- точеч ная	3- точеч ная	4- точеч ная	3- точеч ная	4- точеч ная	3- точеч ная	4- точеч ная	3- точеч ная	4- точеч ная	3- точеч ная	4- точеч ная
$P_{нас}$, МПа	14,0	18,2	11,2	13,4	14,8	17,8	15,6	13,8	11,5	11,4	16,4	14,4	12,3	13,9	14,0	16,2	15,0	11,1	18,3	11,8
S, км²	12,5	20,4	19,4	29,8	13,4	21,1	30,2	36,8	14,5	22,4	32,2	15,7	25,0	33,5	16,2	26,5	35,6	17,4	28,0	18,2
h, м	48.5	35.0	25.6	17.0	46.1	33.5	22.5	16.2	43.2	31.6	20.5	41.2	30.8	19.5	40.5	29.5	18.0	38.5	28.4	36.5
m, %	18.4	20.1	15.4	18.6	16.2	14.3	20.5	18.8	17.2	13.5	21.1	19.2	15.3	12.8	21.4	19.4	15.6	22.6	18.7	19.7
$s_{св}$, %	5.0	10.8	14.6	18.0	6.0	10.9	15.7	18.6	7.0	19.7	11.4	15.4	8.0	20.4	12.6	16.8	9.1	13.4	17.8	10.5
k, мкм²	0,125	0,170	0,240	0,110	0,130	0,180	0,260	0,085	0,135	0,200	0,270	0,075	0,140	0,210	0,285	0,070	0,145	0,220	0,290	0,160
ρ_n, кг/м³	780	815	840	812	795	820	835	810	780	805	846	812	796	820	830	793	802	821	810	805
$\rho_{дег}$, кг/м³	840	885	910	885	845	890	915	874	850	890	920	863	860	905	895	860	870	910	900	880
μ_n, мПа*с	1,2	1,4	1,6	1,5	1,1	1,5	1,1	1,5	1,6	1,8	1,5	1,1	0,8	0,9	1,5	1,2	0,7	0,8	1,0	2,1
$\mu_{дег}$, мПа*с	7,2	8,3	8,4	8,3	6,5	7,1	7,4	7,2	6,1	5,0	4,1	3,4	2,4	5,1	4,6	3,2	3,5	4,8	4,9	6,0
Γ_o, м³/м³	22	35	48	32	28	52	70	62	43	35	40	75	80	115	105	140	120	74	60	45
$b_{нач}$	1,05	1,08	1,04	1,10	1,08	1,03	1,07	1,12	1,10	1,05	1,08	1,12	1,15	1,22	1,18	1,25	1,23	1,14	1,18	1,15
μ_g, мПа*с	0,015	0,012	0,018	0,014	0,015	0,015	0,019	0,014	0,018	0,017	0,015	0,014	0,018	0,016	0,017	0,016	0,016	0,019	0,018	0,020
$P_{заб}$, МПа	1,5		2,0			3,0			1,8			1,5			1,6			1,4		
Δp, МПа		1,0			1,5			1,5			1,2			1,2			1,4			1,5
q, т/сут				15			20			12			10			15			20	
Плотность сетки, га/скв	60		70		80		60		40		70		80		25					
Расстояние между скважинами, м		600		700		500		300		400		250		400						

5. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ МЕТОДОМ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА (ТЕМА №5)

Имеется нефтяное месторождение с газовой шапкой, начальное давление в котором равно давлению насыщения $P_{нас}$. Начальный объем нефтенасыщенной части пласта – V_n , объем газовой шапки – V_g . Пористость – m , насыщенность связанной водой – $S_{св}$.

Месторождение литологически и тектонически экранировано, краевая и подошвенная вода отсутствует.

Продолжительность периода нарастающих отборов нефти - $T_{нар}$, после чего поддерживаются постоянные годовые отборы нефти.

Динамика годовых отборов нефти представлена следующими выражениями:

$$Q_n = \alpha * t \quad \text{при } 0 \leq t \leq T_{нар} \text{ и}$$

$$Q_n = \alpha * T_{нар} \quad \text{при } T_{нар} < t \leq T_{кон},$$

где $\alpha = \text{const}$ – темп роста годовых отборов (в процентах от балансовых запасов нефти);

$T_{кон}$ – год окончания расчетного периода.

Суммарная добыча газа из месторождения (свободного и растворенного) изменяется по закону:

$$Q_g = \beta * t \quad \text{при } 0 \leq t \leq T_{кон},$$

где $\beta = \text{const}$ – темп роста годовых отборов (в процентах от балансовых запасов газа).

Свойства нефти и газа:

- объемный коэффициент нефти в начальном состоянии – b_n ;
- плотность дегазированной нефти – $\rho_{дег}$;
- плотность растворенного газа и газа газовой шапки в стандартных условиях- $\rho_{го}$;
- кажущаяся плотность газа – $\rho_{гк}$;
- коэффициент растворимости – $\alpha_{раст}$.

Газ считается идеальным, уравнение состояния используется в виде

$$\frac{P}{\rho(P)} = \frac{P_{ат}}{\rho(P_{ат})} * \varphi, \text{ где } \varphi = T_{пл}/T_{ст} = 1.$$

Рассчитать изменение во времени нефтеотдачи η_n , газоотдачи η_g , пластового давления $P(t)$ и объема газовой шапки $V_{гш}(t)$.

Исходные данные по вариантам представлены в таблице 5.

Указания.

- 1). Определяется полная масса дегазированной нефти в пласте

$$N_{o2} = V_n \cdot m(1 - S_{св}) \cdot \rho_{дег} / \rho_n.$$

- 2). Определяется масса газа, растворенного в нефти

$$N_{o1} = \alpha \cdot N_{o2} \cdot P_{нас}.$$

- 3). Определяется масса свободного газа в газовой шапке

$$L_{o1} = V_z \cdot m(1 - S_{св}) \cdot \frac{P_{нас}}{P_{ат}} \cdot \rho_{zo} \cdot \frac{1}{\varphi}.$$

- 4). Рассчитывается объем месторождения

$$V_{он} = \left(\frac{V_H}{\vartheta_H} + V_z \right) \cdot m \cdot (1 - S_{св}) + \frac{N_{o1}}{\rho_{зк}}.$$

- 5). Составляется таблица, где столбцами являются текущие массы нефти и газа в пласте

$$N_1 = N_{o1} + L_{o1} - \int_0^t Q_z dt,$$

$$N_2 = N_{o2} - \int_0^t Q_H dt.$$

- 6). Рассчитать по годам разработки изменение коэффициентов а, b и с.

$$a = \frac{N_2 \cdot \alpha_{расм}}{\rho_{зк}},$$

$$b = V_{он} + \frac{N_2 \cdot \alpha_{расм} P_{ат}}{\rho_{zo}} \varphi - \frac{N_2}{\rho_{дег}},$$

$$c = N_1 \frac{P_{ат}}{\rho_{zo}} \varphi.$$

- 7). Рассчитывается изменение давления по годам из уравнения

$$P_{1,2} = \frac{\vartheta \pm \sqrt{\vartheta^2 - 4ac}}{2a}.$$

- 8). Для двух значений давления проверить знак выражения $2aP - \vartheta$.

Если $2aP - \vartheta < 0$, то справедливо меньшее из двух значений P .

- 9). Результаты решения задачи представить в виде таблицы и графиков.

Таблица 5

Исходные данные для выполнения задания по теме №5

Показатель	Вариант																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$P_{\text{нас}}$, МПа	14,0	18,2	11,2	13,4	14,8	17,8	15,6	13,8	11,5	11,4	16,4	14,4	12,3	13,9	14,0	16,2	15,0	11,1	18,3	11,8
$V_{\text{н}}$, 10^6 м^3	80,2	23,5	24,6	60,5	62,5	62,3	40,2	46,4	86,4	45,2	52,3	95,2	85,3	12,4	34,6	95,5	18,6	65,2	87,1	94,8
$V_{\text{г}}$, 10^6 м^3	12,5	20,1	12,0	62,2	10,5	22,5	42,6	4,2	31,0	85,5	42,0	3,5	65,2	12,5	2,4	62,4	2,4	5,4	23,1	5,2
M, %	18.4	20.1	15.4	18.6	16.2	14.3	20.5	18.8	17.2	13.5	21.1	19.2	15.3	12.8	21.4	19.4	15.6	22.6	18.7	19.7
$s_{\text{св}}$, %	5.0	10.8	14.6	18.0	6.0	10.9	15.7	18.6	7.0	19.7	11.4	15.4	8.0	20.4	12.6	16.8	9.1	13.4	17.8	10.5
$T_{\text{нар}}$, ГОДЫ	4	5	6	8	3	4	7	3	4	2	4	6	3	4	5	3	2	3	4	5
$T_{\text{кон}}$, ГОДЫ	12	12	14	15	10	12	13	10	11	9	10	12	13	12	11	10	10	9	11	12
α, %НБЗ/год²	0,20	0,31	0,25	0,34	0,19	0,40	0,52	0,53	0,41	0,38	0,26	0,38	0,36	0,45	0,52	0,61	0,84	0,72	0,62	0,60
β, %НБЗ/год²	0,24	0,36	0,28	0,41	0,32	0,46	0,62	0,61	0,51	0,52	0,45	0,50	0,53	0,62	0,61	0,70	0,90	0,84	0,75	0,71
$b_{\text{н}}$	1,05	1,17	1,24	1,06	1,16	1,23	1,07	1,15	1,18	1,08	1,14	1,19	1,09	1,13	1,20	1,10	1,12	1,21	1,11	1,22
$P_{\text{дег}}$, кг/м³	840	885	910	885	845	890	915	874	850	890	920	863	860	905	895	860	870	910	900	880
$\rho_{\text{го}}$, кг/м³	0,72	0,86	0,82	0,74	0,84	0,80	0,75	0,85	0,75	0,77	0,83	0,88	0,78	0,76	0,82	0,80	0,78	0,71	0,81	0,87
$\alpha_{\text{раст}}$, кг/(кг/МПа)	0,008	0,007	0,006	0,012	0,014	0,009	0,015	0,007	0,010	0,009	0,009	0,011	0,010	0,008	0,013	0,008	0,009	0,010	0,007	0,012

6. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПОЛОСОВОЙ ЗАЛЕЖИ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ МЕТОДОМ ЭКВИВАЛЕНТНЫХ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ (ТЕМА №6)

Имеется полосовая залежь (ширина b и произвольная длина) представленная однородным нефтяным пластом толщиной h , разбуренным по трехрядной сетке. Добывающие и нагнетательные скважины в рядах размещены перпендикулярно контуру нефтеносности на одинаковом расстоянии друг от друга. Таким образом, элемент пласта для которого следует выполнить расчеты, представляет собой ряд нагнетательных и два ряда добывающих скважин, расположенных по одну сторону от нагнетательного. Половина расхода воды q , закачиваемой в скважины нагнетательного ряда, равна сумме дебитов скважин первого добывающего q_1 и половине дебитов второго добывающего q_2 рядов: $q/2 = q_1 + q_2/2$.

Известно (в зависимости от варианта) следующее:

- расстояние между нагнетательным и первым добывающим рядами – l ;
- расстояние между добывающими рядами – l_{12} ;
- расстояние между скважинами нагнетательного ряда – σ_n ;
- расстояние между скважинами добывающих рядов – $\sigma_{доб}$;
- радиус нагнетательных и добывающих скважин – r_c ;
- количество нагнетательных скважин в ряду – n_n ;
- количество добывающих скважин в первом ряду – n_1 ;
- количество добывающих скважин во втором ряду – n_2 ;
- абсолютная проницаемость пласта – k ;
- пористость – m ;
- вязкость воды – μ_v ;
- вязкость нефти – μ_n ;
- плотность нефти – ρ_n ;
- относительная проницаемость по нефти равна 1;
- относительная проницаемость по воде – k_v ;
- насыщенность связанной водой – $s_{св}$;
- остаточная нефтенасыщенность – $s_{ност}$.

Составить систему уравнений относительно перепадов давления с использованием выражений для внутренних и внешних фильтрационных сопротивлений и определить (в зависимости от варианта):

1). **динамику суммарных отборов нефти $q(t)$ и динамику среднего дебита скважины в рядах $q_{скв1}(t)$ и $q_{скв2}(t)$ до момента прорыва воды, если заданы забойные давления в добывающих и нагнетательных скважинах $P_{заб\ доб}$ и $P_{заб\ нагн}$;**

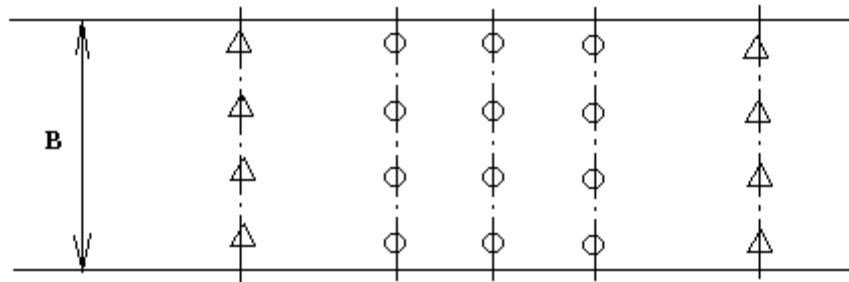
2). динамику разницы между забойными давлениями в нагнетательных и добывающих скважинах $[P_{\text{заб нагн}} - P_{\text{заб доб}}] = \Delta P(t)$ до момента прорыва воды, если заданы средние дебиты нефти по скважинам в рядах $Q_{\text{скв1}}$ и $Q_{\text{скв2}}$.

В расчетах предусмотреть не менее пяти положений фронта вытеснения, в том числе $gv < \sigma_n/\pi$.

Исходные данные для расчетов представлены в таблице 6.

Указания.

1). Схема залежи имеет следующий вид:



△ - нагнетательные скважины

○ - добывающие скважины

2). Внутренние сопротивления при $r_b < \frac{\sigma_n}{\pi}$ являются суммой двух слагаемых

$$\omega_n = \frac{\mu_b \ln \frac{r_b}{r_c}}{\pi \cdot n_n k \cdot k_b \cdot h} + \frac{\mu_n \ln \frac{\sigma_n}{\pi \cdot r_b}}{\pi \cdot n_n k \cdot k_n \cdot h}.$$

3). Время t и положение фронта вытеснения x_b связаны балансовым соотношением

$$\frac{q \cdot t}{2} = v \cdot h \cdot m(1 - S_{св} - S_{н ост})x_b.$$

Таблица 6

Исходные данные для выполнения задания по теме №6

Показатель	Вариант																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
b, км	1.5	2.7	2.0	1.8	2.5	3.0	2.4	1.8	2.4	3.5	2.4	2.1	1.2	2.4	3.6	2.4	1.0	2.1	3.8	2.6
h, м	48.5	35.0	25.6	17.0	46.1	33.5	22.5	16.2	43.2	31.6	20.5	41.2	30.8	19.5	40.5	29.5	18.0	38.5	28.4	36.5
l, м	300	350	250	300	350	300	350	300	400	250	300	400	450	350	250	300	200	400	350	300
l₁₂, м	250	350	300	350	300	350	300	400	250	300	400	450	300	350	250	300	350	300	250	250
σ_н, М		300		300		300		250		350		300		300		400		350		200
σ_{доб}, М		300		200		200		200		350		350		150		300		350		200
r_с, м	0,01	0,02	0,005	0,006	0,01	0,02	0,008	0,04	0,01	0,02	0,005	0,008	0,005	0,02	0,01	0,04	0,03	0,01	0,008	0,005
n_н	5		6		10		8		10		6		6		12		5		12	
n₁	6		8		12		10		12		10		8		15		5		15	
n₂	7		10		12		12		12		12		10		12		4		15	
k, мкм²	0,125	0,170	0,240	0,110	0,130	0,180	0,260	0,085	0,135	0,200	0,270	0,075	0,140	0,210	0,285	0,070	0,145	0,220	0,290	0,160
m, %	18.4	20.1	15.4	18.6	16.2	14.3	20.5	18.8	17.2	13.5	21.1	19.2	15.3	12.8	21.4	19.4	15.6	22.6	18.7	19.7
μ_в, МПа*с	1,05	1,10	1,02	1,08	1,09	1,02	1,03	1,09	1,08	1,04	1,01	1,10	1,07	1,05	1,11	1,05	1,06	1,12	1,03	1,07
μ_н, МПа*с	4,0	8,2	1,2	3,4	4,8	7,8	5,6	3,8	1,5	1,4	6,4	4,4	2,3	3,9	14,0	6,2	5,0	1,1	8,3	1,8

Продолжение таблицы 6

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
ρ_n, кг/м³	840	885	910	885	845	890	915	874	850	890	920	863	860	905	895	860	870	910	900	880
k_B	0,5	0,3	0,4	0,2	0,3	0,4	0,2	0,5	0,3	0,6	0,4	0,7	0,5	0,6	0,6	0,5	0,7	0,4	0,8	0,7
s_{CB}, %	5.0	10.8	14.6	18.0	6.0	10.9	15.7	18.6	7.0	19.7	11.4	15.4	8.0	20.4	12.6	16.8	9.1	13.4	17.8	10.5
$s_{ност}$, %	24,5	45,3	20,0	28,6	35,0	48,2	40,0	34,2	22,5	18,5	40,0	32,8	30,5	27,6	52,5	45,0	41,0	24,0	48,2	23,5
$q_{скв1}$, т/сут		30		50		35		25		15		35		60		70		45		80
$q_{скв2}$, т/сут		30		25		50		40		40		70		45		30		35		60
$P_{заб\ нагн}$, МПа	55		60		75		70		50		45		30		35		45		50	
$P_{заб\ доб}$, МПа	4,0		5,2		6,3		7,0		6,2		6,0		5,0		4,0		5,2		5,5	

7. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ КРУГОВОЙ ЗАЛЕЖИ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ МЕТОДОМ ЭКВИВАЛЕНТНЫХ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ (ТЕМА №7)

Имеется небольшая сводовая круговая залежь радиуса R с эффективной нефтенасыщенной толщиной h . В центре залежи имеется центральная добывающая скважина, вокруг которой концентрично на расстояниях R_1 и R_2 расположены две батареи добывающих скважин. Нагнетательные скважины располагаются на контуре, и закачка полностью компенсирует отборы, т.е. общий дебит нагнетательных скважин q равен суммарному отбору жидкости в добывающих скважинах: $q = q_1 + q_2 + q_3$.

Предполагается, что утечки закачиваемой воды в законтурную область отсутствуют.

Известно следующее:

- радиус нагнетательных и добывающих скважин - r_c ;
- количество добывающих скважин в первом ряду - n_1 ;
- количество добывающих скважин во втором ряду - n_2 ;
- количество нагнетательных скважин на контуре - n_n ;
- абсолютная проницаемость пласта - k ;
- пористость - m ;
- вязкость воды - μ_v ;
- вязкость нефти - μ_n ;
- плотность дегазированной нефти - ρ_n ;
- относительная проницаемость по нефти равна 1;
- относительная проницаемость по воде - k_v ;
- насыщенность связанной водой - $s_{св}$;
- остаточная нефтенасыщенность - $s_{ност}$.

Составить систему уравнений относительно перепадов давления с использованием выражений для внутренних и внешних фильтрационных сопротивлений и определить (в зависимости от варианта):

1). **Динамику суммарных отборов нефти $q(t)$ и динамику среднего дебита скважины в батареях $q_{скв1}(t)$, $q_{скв2}(t)$ и $q_{скв3}(t)$ до полного обводнения залежи, если заданы забойные давления в добывающих и нагнетательной скважинах $P_{заб\ доб}$ и $P_{заб\ нагн}$;**

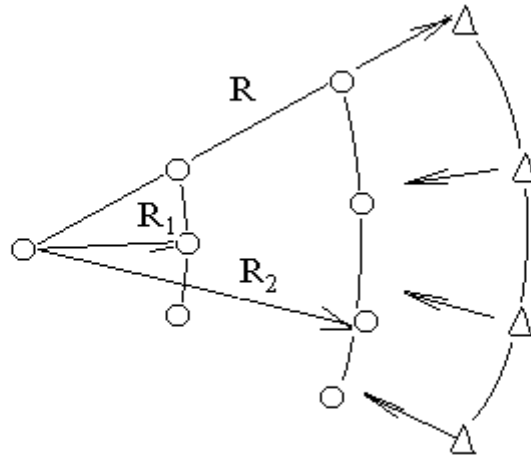
2). **Динамику разницы между забойными давлениями в нагнетательной и добывающих скважинах $[P_{заб\ нагн} - P_{заб\ доб}] = \Delta P(t)$ до полного обводнения, если заданы средние дебиты жидкости по скважинам в батареях $q_{скв1}$, $q_{скв2}$, $q_{скв3}$.**

В расчетах предусмотреть не менее пяти положений фронта вытеснения, в том числе $r_v < \sigma_n/\pi$.

Исходные данные для расчетов представлены в таблице 7.

Указания.

1). Схема залежи



2). Внутренние сопротивления при $\Gamma_{\text{в}} < \frac{\sigma_{\text{н}}}{\pi}$ являются суммой 2-х слагаемых

$$\omega_{\text{н}} = \frac{\mu_{\text{в}} \ln \frac{\Gamma_{\text{в}}}{\Gamma_{\text{с}}}}{\pi \cdot n_{\text{н}} k \cdot k_{\text{в}} \cdot h} + \frac{\mu_{\text{н}} \ln \frac{\sigma_{\text{н}}}{\pi \cdot \Gamma_{\text{в}}}}{\pi \cdot n_{\text{н}} k \cdot k_{\text{н}} \cdot h}.$$

3). Внешние сопротивления (между нагнетательным и вторым рядом) определяются выражением:

$$\Omega_{\text{н}2} = \frac{\mu \cdot \ln \frac{R}{R_2}}{2\pi \cdot k \cdot h}.$$

4). При произвольном положении $R_{\text{в}}$ между R и R_2 внешние сопротивления определяются суммой двух слагаемых:

$$\Omega_{\text{н}2} = \frac{\mu_{\text{в}} \cdot \ln \frac{R}{R_{\text{в}}}}{2\pi \cdot k \cdot h \cdot k_{\text{в}}} + \frac{\mu_{\text{н}} \cdot \ln \frac{R_{\text{н}}}{R_2}}{2\pi \cdot k \cdot h \cdot k_{\text{н}}}.$$

5). Время t и положение фронта вытеснения $R_{\text{в}}$ связаны балансовым соотношением:

$$q \cdot t = \pi(R^2 - R_{\text{в}}^2) \cdot h \cdot m \cdot (1 - S_{\text{св}} - S_{\text{н осм}}).$$

Таблица 7

Исходные данные для выполнения задания по теме №7

Показатель	Вариант																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
R, км	1.5	1.7	1.4	1.3	1.5	1.4	1.4	1.2	1.5	1.8	1.4	1.1	1.2	1.4	1.2	1.4	1.0	1.1	1.8	1.6
h, м	48.5	35.0	25.6	17.0	46.1	33.5	22.5	16.2	43.2	31.6	20.5	41.2	30.8	19.5	40.5	29.5	18.0	38.5	28.4	36.5
R₁, м	400	550	450	400	450	400	450	400	450	550	400	300	350	350	350	350	300	300	450	400
R₂, м	900	1100	950	850	800	850	850	800	900	1100	850	650	700	750	700	750	650	700	1000	950
r_с, м	0,01	0,02	0,005	0,006	0,01	0,02	0,008	0,04	0,01	0,02	0,005	0,008	0,005	0,02	0,01	0,04	0,03	0,01	0,008	0,005
n₁	8	9	10	8	6	6	7	6	5	7	6	5	6	7	5	6	6	5	5	6
n₂	16	15	18	15	12	10	15	12	10	12	10	8	12	12	10	10	12	8	10	10
n_н	15	20	16	18	10	12	18	15	10	15	16	12	16	15	12	14	15	12	12	15
k, мкм²	0,125	0,170	0,240	0,110	0,130	0,180	0,260	0,085	0,135	0,200	0,270	0,075	0,140	0,210	0,285	0,070	0,145	0,220	0,290	0,160
m, %	18.4	20.1	15.4	18.6	16.2	14.3	20.5	18.8	17.2	13.5	21.1	19.2	15.3	12.8	21.4	19.4	15.6	22.6	18.7	19.7
μ_в, МПа*с	1,05	1,10	1,02	1,08	1,09	1,02	1,03	1,09	1,08	1,04	1,01	1,10	1,07	1,05	1,11	1,05	1,06	1,12	1,03	1,07
μ_н, МПа*с	4,0	8,2	1,2	3,4	4,8	7,8	5,6	3,8	1,5	1,4	6,4	4,4	2,3	3,9	14,0	6,2	5,0	1,1	8,3	1,8
ρ_н, кг/м³	840	885	910	885	845	890	915	874	850	890	920	863	860	905	895	860	870	910	900	880
k_в	0,5	0,3	0,4	0,2	0,3	0,4	0,2	0,5	0,3	0,6	0,4	0,7	0,5	0,6	0,6	0,5	0,7	0,4	0,8	0,7
s_{св}, %	5.0	10.8	14.6	18.0	6.0	10.9	15.7	18.6	7.0	19.7	11.4	15.4	8.0	20.4	12.6	16.8	9.1	13.4	17.8	10.5

Продолжение таблицы 7

S_{ност}, %	24,5	45,3	20,0	28,6	35,0	48,2	40,0	34,2	22,5	18,5	40,0	32,8	30,5	27,6	52,5	45,0	41,0	24,0	48,2	23,5
Q_{скв1}, Т/сут		30		50		35		25		15		35		60		70		45		80
Q_{скв2}, Т/сут		30		25		50		40		40		70		45		30		35		60
P_{заб нагн}, МПа	55		60		75		70		50		45		30		35		45		50	
P_{заб доб}, МПа	4,0		5,2		6,3		7,0		6,2		6,0		5,0		4,0		5,2		5,5	

8. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПОЛОСОВОЙ ЗАЛЕЖИ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ НА ОСНОВЕ ТЕОРИИ НЕПОРШНЕВОГО ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ (ТЕМА №8)

Из элемента однорядной системы разработки осуществляется вытеснение нефти водой.

Расстояние между нагнетательным и добывающим рядами – L ,

ширина месторождения – b ,

эффективная толщина пласта – h ,

пористость – m ,

насыщенность связанной водой – $s_{св}$,

вязкость пластовой нефти – μ_n ,

вязкость воды – μ_v .

Зависимости относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды представлены в следующем виде:

$$k_n = \left(\frac{s_* - s}{s_* - s_{св}} \right)^a$$
$$k_v = \begin{cases} A * \left(\frac{s - s_{св}}{s_* - s_{св}} \right)^b & \text{при } s_{св} \leq s \leq s_1 \\ B * \left(\frac{s - s_{св}}{s_* - s_{св}} \right)^c & \text{при } s_1 \leq s \leq 1, \end{cases}$$

где s_1 – точка перегиба на кривой относительной газовой проницаемости для воды;

s_* - водонасыщенность, при которой $k_n = 0$.

Суммарный расход воды, закачиваемый в скважины нагнетательного ряда – q .

Рассчитать для добывающего ряда изменение во времени добычи нефти, воды, обводненности и нефтеотдачи. Определить время безводной эксплуатации.

Исходные данные по вариантам представлены в таблице 8.

Указания.

Решить задачу графо-аналитическим методом. Построить последовательность графиков k_n , $k_g = \varphi_1(S)$.

$$f = \frac{k_g}{k_g + \mu_o k_n} = f(S) \text{ - функция Баклея-Лаверетта.}$$

$$f'(S) = \frac{dF(S)}{dS} \text{ - производная функции Баклея-Лаверетта.}$$

Определить насыщенность на фронте вытеснения S_g и динамику обводненности из соотношения $\frac{t}{t_{безв}} = \frac{F'(S_g)}{F'(S)}$.

Таблица 8

Исходные данные для выполнения задания по теме №8

Показатель	Вариант																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
b, м	1.5	1.7	1.4	1.3	1.5	1.4	1.4	1.2	1.5	1.8	1.4	1.1	1.2	1.4	1.2	1.4	1.0	1.1	1.8	1.6
h, м	48.5	35.0	25.6	17.0	46.1	33.5	22.5	16.2	43.2	31.6	20.5	41.2	30.8	19.5	40.5	29.5	18.0	38.5	28.4	36.5
L, м	400	550	450	400	450	400	450	400	450	550	400	300	350	350	350	350	300	300	450	400
m, %	18.4	20.1	15.4	18.6	16.2	14.3	20.5	18.8	17.2	13.5	21.1	19.2	15.3	12.8	21.4	19.4	15.6	22.6	18.7	19.7
μ_b, МПа*с	1,05	1,10	1,02	1,08	1,09	1,02	1,03	1,09	1,08	1,04	1,01	1,10	1,07	1,05	1,11	1,05	1,06	1,12	1,03	1,07
μ_n, МПа*с	4,0	8,2	1,2	3,4	4,8	7,8	5,6	3,8	1,5	1,4	6,4	4,4	2,3	3,9	14,0	6,2	5,0	1,1	8,3	1,8
s_{cb}, %	5.0	10.8	14.6	18.0	6.0	10.9	15.7	18.6	7.0	19.7	11.4	15.4	8.0	20.4	12.6	16.8	9.1	13.4	17.8	10.5
s^*, %	65	62	84	75	74	63	68	71	80	81	72	75	79	68	52	69	70	85	71	84
a	1.2	1.5	1.3	1.4	1.3	1.4	1.6	1.2	1.5	1.8	1.1	1.7	2.0	1.2	1.6	1.9	1.4	1.7	2.0	1.5
b	1.5	1.9	1.4	1.6	1.8	1.5	1.7	1.7	1.6	1.8	1.6	1.7	1.9	2.0	1.5	2.0	1.8	1.4	1.9	1.3
c	0.7	0.8	0.5	0.6	0.6	0.6	0.5	0.4	0.7	0.6	0.8	0.5	0.7	0.7	0.4	0.8	0.6	0.5	0.7	0.8
A	1.0	1.2	1.5	1.0	1.1	1.4	1.0	1.2	1.3	1.1	1.2	1.0	1.2	1.4	1.2	1.3	1.1	1.5	1.2	1.6
B	0.5	0.4	0.7	0.4	0.2	0.6	0.3	0.3	0.5	0.2	0.4	0.3	0.3	0.5	0.4	0.7	0.6	0.8	0.6	0.5
q, тыс.м³/сут	1.2	0.8	0.5	1.4	0.9	0.6	1.3	0.8	0.5	1.1	0.4	0.7	0.8	0.4	0.6	0.9	0.8	1.0	0.3	1.2

9. РАСЧЕТ ДЕБИТОВ И ПЕРЕПАДОВ ДАВЛЕНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ПОЛОСОВОЙ ЗАЛЕЖИ НА ОСНОВЕ ТЕОРИИ НЕПОРШНЕВОГО ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ (ТЕМА №9)

Для условий предыдущей задачи рассчитать динамику перепадов давления между линиями нагнетания и отбора в процессе вытеснения нефти водой. Решить аналогичную задачу для случая вытеснения нефти загущенной водой (раствором полиакриламида), если известны вязкость закачиваемого раствора $\mu_{p-ра}$, уточненные кривые относительных фазовых проницаемостей, а также абсолютная проницаемость пласта k , равная эффективной проницаемости по нефти.

Зависимости относительных фазовых проницаемостей для нефти и загущенной воды представлены в следующем виде:

$$k_n = \left(\frac{s_* - s}{s_* - s_{св}} \right)^{a1}$$

$$k_v = \begin{cases} A1 * \left(\frac{s - s_{св}}{s_* - s_{св}} \right)^{b1} & \text{при } s_{св} \leq s \leq s_1 \\ B1 * \left(\frac{s - s_{св}}{s_* - s_{св}} \right)^{c1} & \text{при } s_1 \leq s \leq 1, \end{cases}$$

где s_1 – точка перегиба на кривой ОФП для воды;

s_* - водонасыщенность, при которой $k_n = 0$.

Дополнительные исходные данные представлены в таблице 9.

Указания.

Решить задачу графо-аналитическим методом. Построить графики относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды, функцию Баклея-Лаверетта, ее первую и вторую производную. Построить функцию:

$$\psi(S) = \frac{f(S) \cdot f''(S)}{k_g(S)}$$

и численно проинтегрировать в пределах от $S_{жс}$ до S_g .

Перепад давления для любого положения фронта вытеснения x_g определяется выражением:

$$\Delta P = \frac{q\mu_n(l - x_g)}{v \cdot k \cdot h} + \frac{q^2 \mu_g t}{v^2 \cdot k \cdot h^2 \cdot m} \int_{S_{жс}}^{S_g} \psi(S) dS.$$

Время вытеснения t и положение фронта вытеснения x_g связаны

соотношением: $x_g = f'(S_g) \frac{q \cdot t}{v \cdot h \cdot m}$.

Таблица 9

Дополнительные исходные данные для выполнения задания по теме №9

Показатель	Вариант																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
μ_{p-pa} , МПа*с	8,2	5,3	6,2	10,2	5,0	8,0	12,0	9,5	8,0	8,5	12,0	9,6	8,6	12,0	8,0	11,3	15,0	8,5	7,6	8,9
μ_n , МПа*с	4,0	8,2	1,2	3,4	4,8	7,8	5,6	3,8	1,5	1,4	6,4	4,4	2,3	3,9	14,0	6,2	5,0	1,1	8,3	1,8
k , мкм ²	0,125	0,170	0,240	0,110	0,130	0,180	0,260	0,085	0,135	0,200	0,270	0,075	0,140	0,210	0,285	0,070	0,145	0,220	0,290	0,160
$s_{св}$, %	5.0	10.8	14.6	18.0	6.0	10.9	15.7	18.6	7.0	19.7	11.4	15.4	8.0	20.4	12.6	16.8	9.1	13.4	17.8	10.5
s^* , %	72	69	89	81	81	72	77	79	88	89	81	82	85	78	68	78	79	92	78	91
a	1.1	1.3	1.2	1.2	1.2	1.3	1.4	1.1	1.4	1.5	1.0	1.5	1,7	1.1	1.4	1.7	1.3	1.6	1,8	1.3
b	1.2	1.5	1.2	1.4	1.5	1.3	1.5	1.4	1.4	1.5	1.4	1.5	1.6	1,6	1.3	1,6	1.4	1.2	1.5	1.1
c	0.8	0.9	0.7	0.7	0.8	0.8	0.7	0.6	0.9	0.8	0.9	0.7	0.9	0.9	0.6	0.9	0.7	0.7	0.9	0.9
A	0,7	0,8	0,9	0,6	0,8	1.0	0,7	0,8	0,8	0,7	0,8	0,6	0,7	1.0	0,7	0,8	0,6	1.0	0,8	1.0
B	0.4	0.3	0.5	0.3	0.1	0.4	0.2	0.2	0.3	0.1	0.3	0.2	0.2	0.3	0.2	0.5	0.4	0.5	0.4	0.3

10. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ КРУГОВОЙ ЗАЛЕЖИ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ НА ОСНОВЕ ТЕОРИИ НЕПОРШНЕВОГО ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ (ТЕМА №10)

Имеется элемент однородного пласта, представляющий собой круг, в центре которого расположена нагнетательная скважина. На расстоянии R вокруг нее расположены добывающие скважины. Процесс характеризуется параметрами:

количество добывающих скважин – n ;

эффективная толщина пласта – h ;

пористость – m ;

насыщенность связанной водой – $s_{св}$;

вязкость пластовой нефти – μ_n ;

вязкость воды – μ_v .

Зависимости относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды представлены в следующем виде:

$$k_n = \left(\frac{s_* - s}{s_* - s_{св}} \right)^a$$

$$k_v = \begin{cases} A * \left(\frac{s - s_{св}}{s_* - s_{св}} \right)^b & \text{при } s_{св} \leq s \leq s_1 \\ B * \left(\frac{s - s_{св}}{s_* - s_{св}} \right)^c & \text{при } s_1 \leq s \leq 1, \end{cases}$$

где s_1 – точка перегиба на кривой ОФП для воды;

s_* - водонасыщенность, при которой $k_n = 0$.

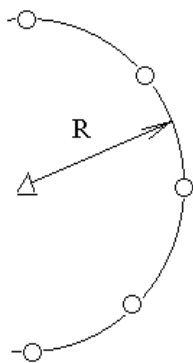
Суммарный расход воды, закачиваемый в нагнетательную скважину – q .

Рассчитать для добывающего ряда изменение во времени добычи нефти, воды, обводненности и нефтеотдачи. Определить время безводной эксплуатации.

Исходные данные по вариантам представлены в таблице 10.

Указания.

Схема элемента пласта имеет вид:



Использовать графо-аналитический метод решения. Построить графики относительных фазовых проницаемостей, функцию и производную функции Баклея-Лаверетта. При расчете производной $f'(S)$ шаг по насыщенности принять $\Delta S = 0.02$.

Таблица 10

Исходные данные для выполнения задания по теме №10

Показатель	Вариант																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
R, м	400	550	450	400	450	400	450	400	450	550	400	300	350	350	350	350	300	300	450	400
n	6	6	6	4	4	4	4	6	6	6	6	9	9	9	9	6	6	6	6	6
h, м	48.5	35.0	25.6	17.0	46.1	33.5	22.5	16.2	43.2	31.6	20.5	41.2	30.8	19.5	40.5	29.5	18.0	38.5	28.4	36.5
m, %	18.4	20.1	15.4	18.6	16.2	14.3	20.5	18.8	17.2	13.5	21.1	19.2	15.3	12.8	21.4	19.4	15.6	22.6	18.7	19.7
μ_B, МПа*с	1,05	1,10	1,02	1,08	1,09	1,02	1,03	1,09	1,08	1,04	1,01	1,10	1,07	1,05	1,11	1,05	1,06	1,12	1,03	1,07
μ_H, МПа*с	4,0	8,2	1,2	3,4	4,8	7,8	5,6	3,8	1,5	1,4	6,4	4,4	12,3	23,9	14,0	26,2	15,0	11,1	8,3	1,8
s_{CB}, %	5.0	10.8	14.6	18.0	6.0	10.9	15.7	18.6	7.0	19.7	11.4	15.4	8.0	20.4	12.6	16.8	9.1	13.4	17.8	10.5
s^*, %	48	52	62	58	65	53	58	61	71	74	62	65	39	38	52	49	51	55	61	84
a	1.1	1.4	1.3	1.2	1.5	1.8	1.1	1.7	2.0	1.2	1.6	1.9	1.4	1.3	1.2	1.5	1.8	1.1	2.0	1.5
b	1.5	1.9	1.4	1.7	1.6	1.8	1.6	1.7	1.9	2.0	1.5	2.0	1.8	1.4	1.7	1.6	1.8	1.6	1.9	1.3
c	0.7	0.8	0.5	0.6	0.6	0.6	0.5	0.4	0.7	0.6	0.8	0.5	0.7	0.7	0.4	0.8	0.6	0.5	0.7	0.8
A	1.2	1.3	1.1	1.2	1.1	1.4	1.0	1.2	1.3	1.1	1.2	1.0	1.2	1.4	1.2	1.3	1.4	1.2	1.3	1.6
B	0.4	0.2	0.7	0.4	0.2	0.6	0.3	0.3	0.5	0.7	0.4	0.2	0.6	0.5	0.4	0.7	0.3	0.5	0.7	0.4
q, м³/сут	150	120	100	140	180	160	130	180	150	80	120	170	170	90	120	100	120	100	130	140

11. РАСЧЕТ НЕКОТОРЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПРЯМОЛИНЕЙНОГО ПЛАСТА ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ РАСТВОРОМ ПАВ (ТЕМА №11)

Имеется полосовая залежь длиной L , шириной b и толщиной h . Пористость пласта m , насыщенность породы связанной водой $S_{св}$. Нефть, вязкостью μ_n вытесняется раствором ПАВ вязкостью μ_p . Вязкость воды μ_v . Сорбция ПАВ на поверхности породы описывается изотермой Генри $c = aA$. Расход закачиваемой воды q .

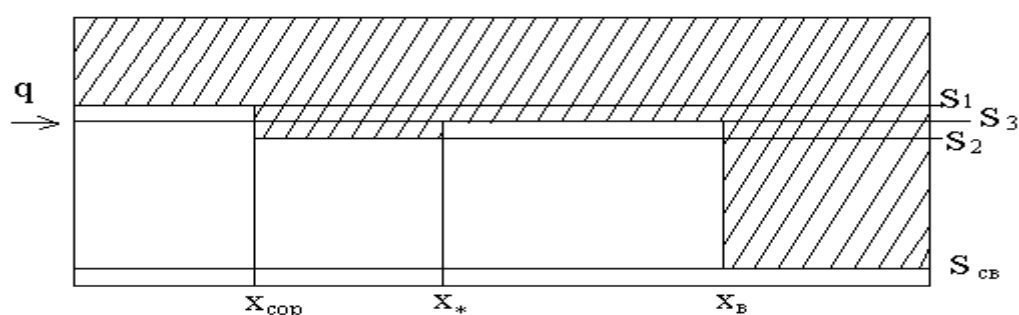
Вытеснение нефти соответствует поршневой схеме. Поэтому остаточная нефтенасыщенность при вытеснении водой равна $(1 - S_3)$, а при вытеснении раствором ПАВ - $(1 - S_1)$. Линейные зависимости остаточной фазовой проницаемости показаны ниже..

Требуется определить время безводной работы пласта $t_{безв}$ и время подхода к линии добывающих скважин нефтяного вала t_* .

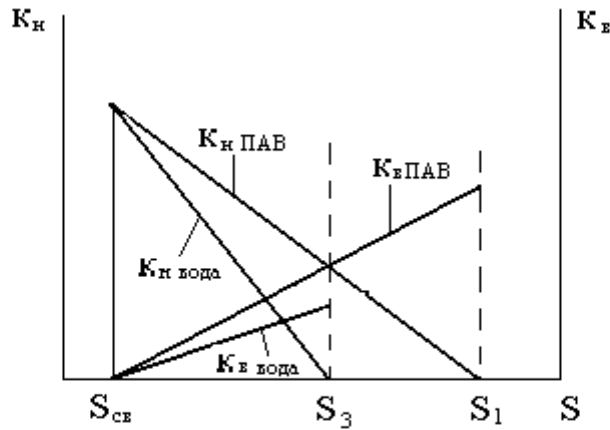
Исходные данные представлены в таблице 11.

Указания.

1). Схема вытеснения имеет вид:



2). Качественные относительные фазовые проницаемости представлены графиком:



3). Скорость фильтрации воды $v = \frac{q}{\epsilon \cdot h}$.

4). Отношение скорости фронта сорбции $\frac{dx_{сор}}{dt} = \omega_{сор}$ к скорости

фильтрации воды v имеет вид: $\frac{\omega_{сор}}{v} = \frac{1}{m \cdot S_3 + \frac{1}{a}}$. Определить $\omega_{сор}$.

5). Для участка пласта от $x_{сор}$ до x_* справедливо соотношение расходов

воды и нефти в виде: $\frac{v_в}{v_н} = \frac{v - m(S_1 - S_{св})\omega_{сор}}{m(S_1 - S_{св})\omega_{сор}} = \frac{\kappa_в(S_2) \mu_н}{\kappa_н(S_2) \mu_в}$.

По заданным значениям $S_1; S_{св}; m$ и известным $v, \omega_{сор}$ необходимо определить $\frac{\kappa_в(S_2)}{\kappa_н(S_2)}$ и S_2 .

6). Из соотношения $(S_1 - S_2)x_{сор} = (S_3 - S_2)x_*$ следует, что скорость перемещения передней границы нефтяного вала может быть определена из выражения: $\omega_* = \frac{dx_*}{dt} = \frac{S_1 - S_2}{S_3 - S_2} \omega_{сор}$.

7). Время подхода вала нефти к линии добывающих скважин $t_* = \frac{l}{\omega_*}$.

8). Оценка времени безводной эксплуатации определяется формулой:

$$t_{безв} = \frac{\epsilon \cdot h \cdot l \cdot m(S_3 - S_{св})}{q}$$

Таблица 11

Исходные данные для выполнения задания по теме №11

Показатель	Вариант																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
L, км	1,2	1,0	0,8	0,6	0,7	0,9	1,1	1,0	0,8	0,6	0,7	0,9	1,1	1,2	1,0	0,9	0,7	0,6	0,8	1,0
b, км	0,8	0,7	0,5	0,5	0,4	0,6	0,8	0,7	0,5	0,5	0,6	0,5	0,8	0,9	0,7	0,6	0,5	0,4	0,7	0,8
h, м	12	15	14	10	18	16	20	17	14	11	9	7	11	10	12	14	20	15	12	10
m, %	22	18	16	20	21	22	21	18	17	16	15	18	20	22	23	21	19	18	16	15
s_{св}, %	8	6	9	12	14	16	9	7	13	6	5	8	10	14	12	18	20	22	18	15
μ_н, МПа*с	5	6	7	9	4	3	2	4	5	7	9	8	4	6	5	7	9	11	8	10
μ_р, МПа*с	6	7	8	11	7	5	4	8	10	12	15	18	10	15	8	9	12	15	12	16
μ_в, МПа*с	1,1	1,0	0,7	0,9	1,2	1,1	1,0	1,1	0,9	0,7	0,9	0,8	1,0	1,2	1,1	1,0	0,8	0,9	1,0	1,2
a, кг/кг	2	3	5	6	8	10	9	7	5	3	2	4	5	7	9	10	8	6	4	2
S₁, %	65	60	58	63	67	70	65	64	62	60	70	72	69	67	65	63	61	59	63	68
S₃, %	50	52	47	52	54	61	57	56	52	48	57	55	52	49	51	54	51	47	45	49
K_{нПАВ}(S_{св})	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
K_{нвода}(S_{св})	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
K_{вПАВ}(S_{св})	0,6	0,7	0,8	0,7	0,6	0,7	0,6	0,8	0,6	0,8	0,7	0,6	0,7	0,8	0,7	0,8	0,6	0,7	0,8	0,7
K_{ввода}(S_{св})	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2
q, м³/сут	150	200	120	100	80	60	70	80	60	50	40	50	70	100	120	90	80	60	50	70

12. РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПО ПЛАСТУ ВОКРУГ НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ДЛЯ МЕТОДА ТЕПЛОВЫХ ОТОРОЧЕК (ТЕМА №12)

В нагнетательную скважину закачивается теплоноситель – горячая вода с температурой на забое $T_{заб}$ и расходом q в течение времени t^* . По истечении этого времени вытеснение нефти осуществляется путем закачки воды с тем же расходом и температурой, равной начальной температуре пласта T_0 .

Плотность пород пласта – $\rho_{п.}$

Плотность окружающих пород – $\rho_{окр.}$

Плотность пластовой воды – $\rho_{в.пл.}$

Плотность закачиваемой воды - $\rho_{в.зак} = 1000 \text{ кг/м}^3$.

Теплопроводность окружающих пород – $\lambda_{окр.}$

Теплоемкость пород пласта – $C_{п.}$

Теплоемкость окружающих пород – $C_{окр.}$

Толщина пласта – h .

Пористость – m .

Теплоемкость нагнетаемой и пластовой воды –
 $C_v = 4,2 \text{ кДж/(кг}^{\circ}\text{C)}$.

Теплоемкость пластовой нефти – $C_n = 1,2 \text{ кДж/(кг}^{\circ}\text{C)}$.

Насыщенность связанной водой - $s_{св.}$

Остаточная нефтенасыщенность - $s_{ност.}$

Рассчитать профили температуры на различные моменты времени t
 $= 1 \text{ год, } 2 \text{ года, } 3 \text{ года, } 4 \text{ года.}$

При расчете учесть различие объемных теплоемкостей пласта и окружающих пород.

Исходные данные для расчета представлены в таблице 12.

Указания.

Принцип суперпозиций при условии $\tau > \tau_* + \xi$ выражается

формулой:

$$T - T_o = \Delta T'_\epsilon \cdot \operatorname{erfc} \left[\frac{\xi}{2 \sqrt{\frac{C_n \rho_n}{C \cdot \rho} (\tau - \xi)}} \right] + (\Delta T''_\epsilon + \Delta T'_\epsilon) \cdot \operatorname{erfc} \left[\frac{\xi}{2 \sqrt{\frac{C_n \rho_n}{C \cdot \rho} (\tau - \tau_* - \xi)}} \right],$$

где $\tau = \frac{4\lambda t}{C_n \rho_n h^2}$ - безразмерное время;

$\tau_* = \frac{4\lambda t_*}{C_n \rho_n h^2}$ - безразмерное время закачки теплоносителя;

$\Delta T'_\epsilon = T_\epsilon - T_o$ - избыточная температура при закачке теплоносителя;

$\Delta T''_\epsilon = T''_\epsilon - T_o$ - избыточная температура после закачки

теплоносителя, по условиям задачи $\Delta T''_\epsilon = 0$; $\xi = \frac{4\pi\lambda_n r^2}{qhC_\epsilon \rho_\epsilon}$.

Таблица 12

Исходные данные для выполнения задания по теме №12

Показатель	Вариант																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$T_y, ^\circ\text{C}$	200	180	160	140	150	170	190	210	230	220	200	170	140	110	120	130	150	180	210	230
$q, \text{ м}^3/\text{сут}$	150	120	100	140	180	160	130	180	150	80	120	170	170	90	120	100	120	100	130	140
$t^*, \text{ сут}$	100	250	150	200	250	200	250	100	250	150	200	100	150	120	250	150	200	100	250	200
$T_0, ^\circ\text{C}$	22	18	16	14	12	25	23	28	17	12	14	30	24	21	16	24	23	14	20	18
$\rho_{\text{п}}, \text{ кг}/\text{м}^3$	2400	2450	2350	2180	2220	2400	2450	2350	2180	2220	2180	2220	2400	2450	2350	2220	2180	2220	2400	2550
$\rho_{\text{окр}}, \text{ кг}/\text{м}^3$	2700	2750	2800	2740	2550	2750	2810	2520	2600	2530	2650	2500	2620	2700	2720	2600	2550	2550	2700	2750
$\rho_{\text{в пл}}, \text{ кг}/\text{м}^3$	1,05	1,10	1,02	1,08	1,09	1,02	1,03	1,09	1,08	1,04	1,01	1,10	1,07	1,05	1,11	1,05	1,06	1,12	1,03	1,07
$\lambda_{\text{п}}, \text{ Вт}/(\text{м}^\circ\text{C})$	1,2	2,0	1,5	1,1	1,6	1,4	2,0	1,8	1,7	1,3	2,1	1,9	1,5	1,3	2,1	1,9	1,5	1,2	1,8	2,0
$C_{\text{п}}, \text{ кДж}/(\text{кг}^\circ\text{C})$	1,05	1,10	1,02	1,08	1,09	1,02	1,03	1,09	1,08	1,04	1,01	1,10	1,07	1,05	1,11	1,05	1,06	1,12	1,03	1,07
$C_{\text{окр}}, \text{ кДж}/(\text{кг}^\circ\text{C})$	1,10	1,12	1,12	1,25	1,32	1,24	1,50	1,20	1,23	1,32	1,21	1,20	1,15	1,36	1,42	1,23	1,32	1,35	1,45	1,41
$h, \text{ м}$	20	35	25	45	30	65	35	80	40	95	45	90	50	85	55	80	60	75	65	70
$m, \%$	18.4	20.1	15.4	18.6	16.2	14.3	20.5	18.8	17.2	13.5	21.1	19.2	15.3	12.8	21.4	19.4	15.6	22.6	18.7	19.7
$s_{\text{ност}}, \%$	70	72	64	62	70	68	66	65	63	61	64	66	68	69	70	71	65	62	68	62
$s_{\text{св}}, \%$	5.0	10.8	14.6	18.0	6.0	10.9	15.7	18.6	7.0	19.7	11.4	15.4	8.0	20.4	12.6	16.8	9.1	13.4	17.8	10.5

13. РАСЧЕТ НЕФТЕОТДАЧИ КРУГОВОГО ЭЛЕМЕНТА ПЛАСТА ПРИ ЗАКАЧКЕ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ (ТЕМА №13)

В нагнетательную скважину закачивается теплоноситель – горячая вода с температурой на забое $T_{заб}$ и расходом q . Вокруг скважины на расстоянии R расположена галерея добывающих скважин, суммарный отбор жидкости из которых равен объему нагнетания $q = \sum q_{доб i}$.

Начальная пластовая температура - T_0 ,

Плотность пород пласта равна плотности окружающих пород – ρ_p ,

Теплопроводность окружающих пород - λ_p ,

Теплоемкость окружающих пород – C_p ,

Толщина пласта – h ,

Пористость – m ,

Теплоемкость нагнетаемой воды – $C_v = 4,2 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$

Остаточная нефтенасыщенность при начальной пластовой температуре – $s_{ност}(T_0)$.

Остаточная нефтенасыщенность при температуре закачки – $s_{ност}(T_{заб})$.

Насыщенность связанной водой - $s_{св}$.

Принимая зависимость $s_{ност}(T)$ в виде линейной функции

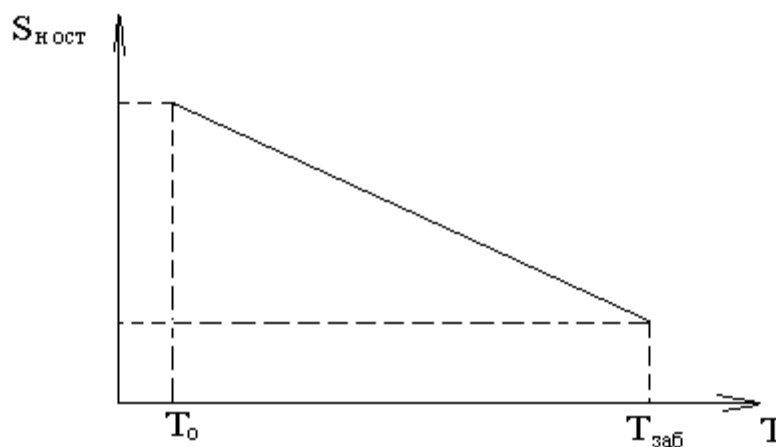
$$s_{ност}(T) = s_{ност}(T_0) - [(s_{ност}(T_0) - s_{ност}(T_{заб})) / (T_{заб} - T_0)] \times (T - T_0),$$

рассчитать для кругового элемента пласта нефтеотдачу и объем дополнительно добытой нефти на различные моменты времени (**10 суток, 1 месяц, 3 месяца, 1 год, 5 лет**).

Исходные данные по вариантам представлены в таблице 13.

Указания.

- 1). График для $s_{ност}$ имеет вид:



2). На фиксированные моменты времени построить профили насыщенности

$$S_{н\text{ ост}} = S_{н\text{ ост}}(r) \text{ при } r_c < r < R.$$

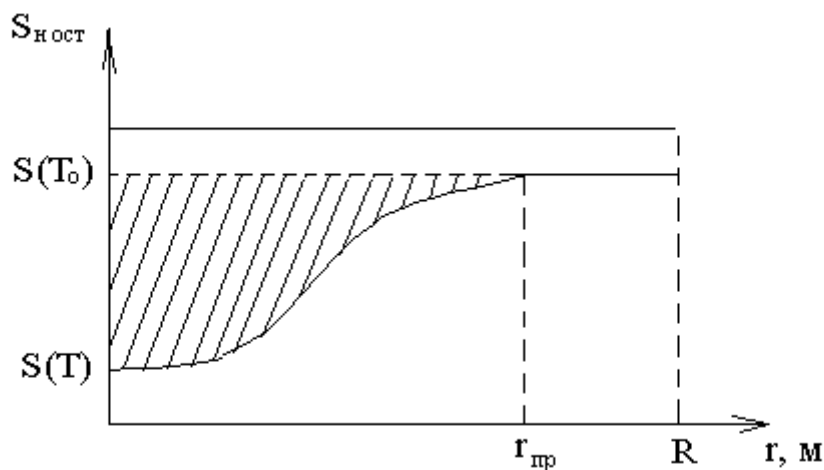
3). Определить нефтеотдачу по формуле

$$\eta = \frac{V_{н\text{ доб}}}{V_{зап}} = 1 - \frac{V_{н\text{ ост}}}{V_{зап}} = 1 - \frac{\bar{S}_{н\text{ ост}}}{1 - S_{св}},$$

$$\text{где } \bar{S}_{н\text{ ост}} = \frac{\sum \left(\frac{S_i + S_{i+1}}{2} \right) (R_{i+1}^2 - R_i^2)}{R^2} - \text{средняя остаточная}$$

нефтенасыщенность в интервале от нагнетательной скважины до добывающей галереи.

4). Дополнительно добытая нефть определяется по разнице между $S_{н\text{ ост}}(T_o)$ и $S_{н\text{ ост}}(T)$, следовательно, необходимо вначале построить профили насыщенности при закачке воды с температурой T_o в виде:



На графике заштрихованная область соответствует объему дополнительно добытой нефти.

Таблица 13

Исходные данные для выполнения задания по теме №13

Показатель	Вариант																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$T_y, ^\circ\text{C}$	200	180	160	140	150	170	190	210	230	220	200	170	140	110	120	130	150	180	210	230
$q, \text{м}^3/\text{сут}$	150	120	100	140	180	160	130	180	150	80	120	170	170	90	120	100	120	100	130	140
$R, \text{м}$	400	250	350	300	250	300	250	300	250	350	200	300	350	350	250	350	300	300	250	200
$T_o, ^\circ\text{C}$	22	18	16	14	12	25	23	28	17	12	14	30	24	21	16	24	23	14	20	18
$\rho_n, \text{кг}/\text{м}^3$	2400	2450	2350	2180	2220	2400	2450	2350	2180	2220	2180	2220	2400	2450	2350	2220	2180	2220	2400	2550
$\lambda_n, \text{Вт}/(\text{м}\cdot^\circ\text{C})$	1,2	2,0	1,5	1,1	1,6	1,4	2,0	1,8	1,7	1,3	2,1	1,9	1,5	1,3	2,1	1,9	1,5	1,2	1,8	2,0
$C_n, \text{кДж}/(\text{кг}\cdot^\circ\text{C})$	1,05	1,10	1,02	1,08	1,09	1,02	1,03	1,09	1,08	1,04	1,01	1,10	1,07	1,05	1,11	1,05	1,06	1,12	1,03	1,07
$h, \text{м}$	20	35	25	45	30	65	35	80	40	95	45	90	50	85	55	80	60	75	65	70
$m, \%$	18.4	20.1	15.4	18.6	16.2	14.3	20.5	18.8	17.2	13.5	21.1	19.2	15.3	12.8	21.4	19.4	15.6	22.6	18.7	19.7
$s_{\text{ноct}}(T_o), \%$	70	72	64	62	70	68	66	65	63	61	64	66	68	69	70	71	65	62	68	62
$s_{\text{ноct}}(T_{\text{заб}}), \%$	35	41	38	32	34	35	38	40	32	30	28	30	31	38	34	41	40	35	38	29
$s_{\text{св}}, \%$	5.0	10.8	14.6	18.0	6.0	10.9	15.7	18.6	7.0	19.7	11.4	15.4	8.0	20.4	12.6	16.8	9.1	13.4	17.8	10.5

14. РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПО СТВОЛУ НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ПРИ ЗАКАЧКЕ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ (ТЕМА №14)

В нагнетательную скважину закачивается теплоноситель – горячая вода. Рассчитать распределение температуры по стволу работающей скважины $T = T(l)$ в течение пяти лет работы скважины (на моменты времени **10 суток, 1 месяц, 3 месяца, 1 год, 5 лет**)

Изотермический коэффициент равен $\Gamma_T = 0,012 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{м}$.

Теплоемкость воды $C_v = 4,2 \text{ кДж}/(\text{кг}\cdot^\circ\text{C})$.

Диаметр скважины $d_c = 168 \text{ мм}$.

Температура нейтрального слоя $\Theta_o = 2 \text{ } ^\circ\text{C}$.

Задано:

- глубина скважины – H ;
- температура воды на устье – T_y ;
- плотность окружающих пород – ρ_n ;
- теплопроводность окружающих пород – λ_n ;
- теплоемкость окружающих пород – C_n ;
- расход воды – q .

Исходные данные по вариантам представлены в таблице 11.

Результаты решения представить в виде графиков $T = T(l, t)$, $T_{\text{заб}} = T_{\text{заб}}(t)$.

Указания

При расчетах использовать расчетную схему А.Ю. Намиота

$$T(z; t) = \theta_o + \frac{\Gamma_T}{\beta} (\beta \cdot z - 1) + (T_y - \theta_o + \frac{\Gamma_T}{\beta}) \exp(-\beta \cdot z),$$

$$\text{где } \beta = \frac{2\pi}{q \cdot c_v \cdot \rho_v \frac{1}{\lambda_n} \ln \frac{2 \cdot r_t}{d_c}}; r_t = 2\sqrt{a \cdot t}; a = \frac{\lambda_n}{c_n \rho_n}.$$

Исходные данные для выполнения задания по теме №14

Показатель	Вариант																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
H, м	400	850	950	1000	1450	1400	900	700	450	900	600	200	850	550	1350	1350	1300	1300	1450	1400
T_y, °C	200	180	160	140	150	170	190	210	230	220	200	170	140	110	120	130	150	180	210	230
ρ_n, кг/м³	2400	2450	2350	2180	2220	2400	2450	2350	2180	2220	2180	2220	2400	2450	2350	2220	2180	2220	2400	2550
λ_n, Вт/(м*°C)	1,2	2,0	1,5	1,1	1,6	1,4	2,0	1,8	1,7	1,3	2,1	1,9	1,5	1,3	2,1	1,9	1,5	1,2	1,8	2,0
C_n, кДж/(кг*°C)	1,05	1,10	1,02	1,08	1,09	1,02	1,03	1,09	1,08	1,04	1,01	1,10	1,07	1,05	1,11	1,05	1,06	1,12	1,03	1,07
q, м³/сут	150	120	100	140	180	160	130	180	150	80	120	170	170	90	120	100	120	100	130	140
h, м	20	35	25	45	30	65	35	80	40	95	45	90	50	85	55	80	60	75	65	70

15. РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПО ПЛАСТУ ВОКРУГ НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ПРИ ЗАКАЧКЕ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ (ТЕМА №15)

Для условий предыдущей задачи рассчитать распределение температуры по пласту $T = T(\mathbf{r})$ на указанные моменты времени и определить изменение коэффициента тепловой эффективности процесса $\eta_T = \eta_T(t)$.

Задана дополнительно толщина пласта h (см. табл.14).

Указания.

1). Использовать формулу Х.А. Ловерье

$$\frac{T - T_0}{T_в - T_0} = \operatorname{erfc} \left[\frac{\xi}{2 \sqrt{\frac{C_n \rho_n}{C \cdot \rho} (\tau - \xi)}} \right] \cdot \sigma^*(\tau - \xi),$$

$$\text{где } \xi = \frac{4\pi \cdot \lambda_n r^2}{q \cdot h \cdot C_в \rho_в}; \quad \tau = \frac{4\lambda_n t}{C_n \rho_n h^2};$$

$C_n \cdot \rho_n$ - объемная теплоемкость пласта;

$C \cdot \rho$ - объемная теплоемкость окружающих пород;

$\sigma^*(\tau - \xi)$ - единичная функция равная 0 при $\tau - \xi \leq 0$ и равная 1 при $\tau - \xi > 0$; $\operatorname{erfc}(u) = 1 - \operatorname{erf}(u)$;

$$\operatorname{erf}(u) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^u e^{-z^2} dz - \text{интеграл вероятности (см. табл. 14);}$$

T_0 - начальная пластовая температура; $T_в$ - температура воды на забое.

2). Тепловая эффективность процесса определяется по формуле

$$\eta_T = \frac{Q_T}{Q_{\text{зак}}} = \frac{\pi h [C_n \rho_n (1 - m) + C_в \rho_в m (1 - S_{H \text{ осм}}) + C_H \rho_H m S_{H \text{ осм}}]}{q \cdot t \cdot C_в \cdot \rho_в (T_в - T_0)} \cdot \sum (R_i^2 - R_{i-1}^2) \cdot (T_{i \text{ ср}} - T_0),$$

где $T_{i \text{ ср}}$ средняя температура в цилиндрическом пространстве от R_{i-1} до R_i .