

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Ухтинский государственный технический университет»
(УГТУ)

РАЗРАБОТКА
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Методические указания

2-е издание, исправленное

Ухта, УГТУ, 2013

УДК 622.276 (075.8)

ББК 33.361 я7

М 80

Морозюк, О. А.

М 80 Разработка нефтяных месторождений [Текст] : метод. указания /
О. А. Морозюк, Э. И. Каракчиев, Р. А. Жангабылов. – Ухта : УГТУ, 2013. – 43 с.

Методические указания предназначены для студентов очной и заочной форм обучения специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» направления подготовки «Нефтегазовое дело» и подготовки магистров «Нефтегазовое дело» с целью закрепления лекционного материала по дисциплинам «Разработка нефтяных месторождений» и «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений».

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

Содержание методических указаний соответствует рабочей учебной программе.

УДК 622.276 (075.8)

ББК 33.361 я7

Методические указания рассмотрены, одобрены и рекомендованы для издания выпускающей кафедрой РЭНГМ и ПГ (протокол №04 от 04.11.2002).

Рецензент: А. А. Мордвинов, профессор каф. РЭНГМ и ПГ УГТУ.

Редактор: О. А. Миклина, ст. преподаватель каф. РЭНГМ и ПГ УГТУ.

Корректор: К. В. Коптяева.

Технический редактор: Л. П. Коровкина.

В методических указаниях учтены замечания рецензента и редактора.

План 2013 г., позиция 411.

Подписано в печать 29.11.2013. Компьютерный набор.

Объем 43 с. Тираж 100 экз. Заказ №280.

© Ухтинский государственный технический университет, 2002, 2012

169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13.

Типография УГТУ.

169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Октябрьская, д. 13.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
1. Определение давления на контуре питания круговой залежи при упругом режиме (Тема №1)	5
2. Определение давления на контуре питания полосовой залежи при упругом режиме (Тема №2)	7
3. Построение карты изобар для единичного элемента пласта с целью определения среднего пластового давления (Тема №3)	9
4. Расчёт показателей разработки при режиме растворённого газа (Тема №4)..	12
5. Расчёт показателей разработки нефтегазового месторождения методом материального баланса (Тема №5).....	17
6. Расчёт показателей разработки полосовой залежи при заводнении методом эквивалентных фильтрационных сопротивлений (Тема №6).....	20
7. Расчёт показателей разработки круговой залежи при заводнении методом эквивалентных фильтрационных сопротивлений (Тема №7).....	24
8. Расчёт показателей разработки полосовой залежи при заводнении на основе теории непоршневого вытеснения нефти водой (Тема №8)	27
9. Расчёт дебитов и перепадов давления при разработке полосовой залежи на основе теории непоршневого вытеснения нефти водой (Тема №9).	29
10. Расчёт показателей разработки круговой залежи при заводнении на основе теории непоршневого вытеснения нефти водой (Тема №10)	31
11. Расчёт некоторых показателей разработки прямолинейного пласта при вытеснении нефти раствором ПАВ (Тема №11).....	33
12. Расчёт распределения температуры по пласту вокруг нагнетательной скважины для метода тепловых оторочек (Тема №12)	36
13. Расчёт нефтеотдачи кругового элемента пласта при закачке теплоносителя (Тема №13).....	38
14. Расчёт распределения температуры по стволу нагнетательной скважины при закачке теплоносителя (Тема №14).....	41
15. Расчёт распределения температуры по пласту вокруг нагнетательной скважины при закачке теплоносителя (Тема №15)	43

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, растворённого 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 расчёта, что существенно помогает успешному выполнению задания. Однако его применение возможно лишь после изучения теоретических основ.

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

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

При составлении методических указаний за основу взят: Сборник задач по разработке нефтяных месторождений / Ю. П. Желтов, И. Н. Стрижов, А. Б. Золотухин, В. М. Зайцев; 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 расчётах использовать аппроксимацию Ю. П. Желтова [1] и интеграл Дюамеля.

Исходные данные по вариантам представлены в таблице 1.

Указания. Алгоритм расчёта 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

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

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

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

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

5). Необходимое число добывающих скважин определяется по формуле

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

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

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
$Q_{бал}$, 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 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 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 расчётах 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:

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

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

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

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

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

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_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
$Q_{\text{баль}}$, 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_n , 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	Моноклиналь	Антиклиналь	Моноклиналь	Антиклиналь	Моноклиналь	Антиклиналь	Моноклиналь	Антиклиналь	Моноклиналь	Антиклиналь	Моноклиналь	Антиклиналь	Моноклиналь	Антиклиналь	Моноклиналь	Антиклиналь	Моноклиналь	Антиклиналь	Моноклиналь	Антиклиналь

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 трёх- или четырёхточечной 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 расчётах использовать логарифмическую аппроксимацию интегральной показательной функции – $E_i(-x)$ и принцип суперпозиции [1].

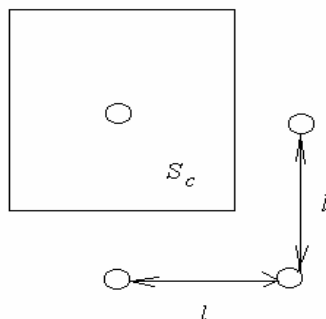
Дополнительные исходные данные представлены в таблице 3.

Указания.

1). Рассчитать плотность сетки скважин $S_c = \frac{Bh}{N}$.

2). Определить условный радиус контура питания одной скважины и расстояния между скважинами:

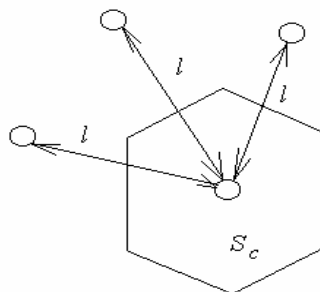
для четырёхточечной



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

$$l = \sqrt{S_c}$$

для трёхточечной



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

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

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

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

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

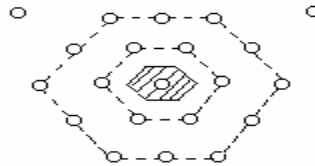
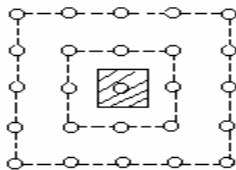
t – время с начала разработки, по условиям задачи – момент окончания периода максимальных отборов, с;

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

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

для четырёхточечной

для трёхточечной



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-
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

Примечание: 3 – трёхточечная сетка скважин;
4 – четырёхточечная сетка скважин.

4. РАСЧЁТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПРИ РЕЖИМЕ РАСТВОРЁННОГО 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 – G_o ;
- объёмный коэффициент нефти при начальном пластовом давлении – $b_{нач}$;
- вязкость газа – μ_g ;
- радиус скважины – 0,05 м.

Зависимости вязкости нефти, эффективного газового фактора и объёмного 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_g/K_n от нефтенасыщенности (см. табл. 4 из монографии: Донцов, К. М. Разработка нефтяных месторождений : монография / К. М. Донцов. – М. : Недра, 1977. – 360 с.).

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

3). Рекомендуется использовать следующие формулы:

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

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

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

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

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

Для $P_1 = P_{нас}$ можно записать

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

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

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

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

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 . Задаётся ряд давлений на контуре P_κ и из формулы (4.4) определяется $S(P_\kappa)$.

Далее

$$H_\kappa - H_c = \Delta H = \frac{P_\kappa - P_c}{2} \left(\frac{\kappa_n(S_\kappa)}{\mu_n(P_\kappa)\vartheta_n(P_\kappa)} + \frac{\kappa_n(S_c)}{\mu_n(P_c)\vartheta_n(P_c)} \right).$$

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

$$\frac{\kappa_H(S_c)}{\mu_H(P_c) \nu_H(P_c)} = \frac{q \left(\ln \frac{R_k}{r_{np}} - \frac{1}{2} \right)}{2\pi kh} \cdot \frac{2}{P_k - P_c} - \frac{\kappa_H(S_k)}{\mu_H(P_k) - \nu_H(P_k)}$$

или

$$\phi(P_k - P_c) = \text{const},$$

$$\phi = \frac{1}{2} \left(\frac{\kappa_H(S_k)}{\mu_H(P_k) \nu_H(P_k)} + \frac{\kappa_H(S_c)}{\mu_H(P_c) \nu_H(P_c)} \right).$$

Для каждого P_k задаётся ряд значений $P_{заб}$ и определяется ϕ . Но $\phi(P_k - P_c) = \text{const}$, следовательно, существует лишь единственное P_c .

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

3). Нефтеотдача может определяться по формуле

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

где $S_{H \text{ кон}}$ – конечная нефтенасыщенность;

$S_{H \text{ нач}}$ – начальная нефтенасыщенность;

$$S_{H \text{ нач}} = 1.$$

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

где $V_{г \text{ нач}}$ – балансовые запасы растворённого газа;

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

$V_{г \text{ доб } i+1} = V_{г \text{ доб } i} + q_{H i+1} \cdot \Delta t_{i+1} \cdot \tilde{G}_{i+1}$ – накопленная добыча газа к моменту времени $i + 1$.

Таблица 4 – Дополнительные данные для выполнения задания по теме №4

Насыщенность S_n	k_n	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-точечная	4-точечная	3-точечная	4-точечная	3-точечная	4-точечная	3-точечная	4-точечная	3-точечная	4-точечная	3-точечная	4-точечная	3-точечная	4-точечная	3-точечная	4-точечная	3-точечная	4-точечная	3-точечная	4-точечная
$P_{нас}$, 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 , км ²	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 , 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
ρ_n , кг/м ³	780	815	840	812	795	820	835	810	780	805	846	812	796	820	830	793	802	821	810	805
$\rho_{дег}$, кг/м ³	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 , м ³ /м ³	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_c , 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. РАСЧЁТ 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 объём нефтенасыщенной части пласта – V_n , объём 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:

$$\begin{aligned} Q_n &= \alpha \cdot t && \text{при } 0 \leq t \leq T_{нар} \text{ и} \\ Q_n &= \alpha \cdot T_{нар} && \text{при } T_{нар} < t \leq T_{кон}, \end{aligned}$$

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

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

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

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

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

Свойства нефти и газа:

- объёмный коэффициент нефти в начальном состоянии – b_n ;
- плотность дегазированной нефти – $\rho_{дег}$;
- плотность растворённого газа и газа газовой шапки в стандартных условиях – $\rho_{г0}$;
- кажущаяся плотность газа – $\rho_{гк}$;
- коэффициент растворимости – $\alpha_{расм}$.

Газ считается идеальным, уравнение состояния используется в виде

$$\frac{P}{\rho(P)} = \frac{P_{ам}}{\rho(P_{ам})} * \varphi,$$

где $\varphi = T_{нл}/T_{ст} = 1$.

Рассчитать изменение во времени нефтеотдачи η_n , газоотдачи η_g , пластового давления $P(t)$ и объёма 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, растворённого в нефти

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

3). Определяется масса свободного газа в газовой шапке

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

4). Рассчитывается объём месторождения:

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

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 a , b и c :

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

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

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

7). Рассчитывается изменение давления по годам из уравнения

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

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

Если $2aP - v < 0$, 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
$P_{нас}$, 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_H , 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_C , 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
$s_{св}$, %	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
$T_{нар}$, ГОДЫ	4	5	6	8	3	4	7	3	4	2	4	6	3	4	5	3	2	3	4	5
$T_{кон}$, ГОДЫ	12	12	14	15	10	12	13	10	11	9	10	12	13	12	11	10	10	9	11	12
α , %НБЗ/год ²	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/год ²	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_H	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
$P_{дег}$, кг/м ³	840	885	910	885	845	890	915	874	850	890	920	863	860	905	895	860	870	910	900	880
ρ_{20} , кг/м ³	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
$\alpha_{расп}$, 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. РАСЧЁТ 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 трёхрядной 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 расчёты, 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 – $\mu_в$;
- вязкость нефти – μ_n ;
- плотность нефти – ρ_n ;
- относительная проницаемость по нефти равна I ;
- относительная проницаемость по воде – $k_в$;
- 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 $P_{заб\ нагн}$.

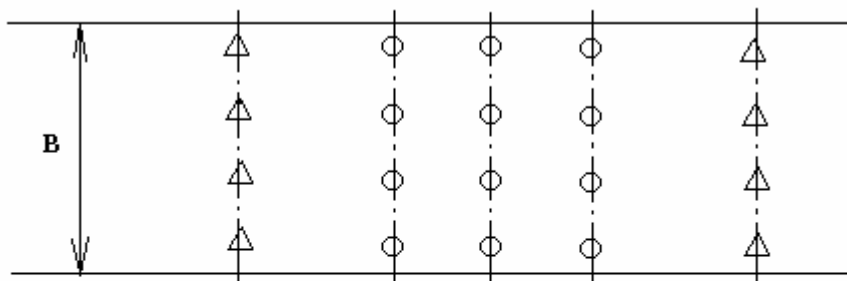
2). Динамику разницы между забойными давлениями в нагнетательных и добывающих скважинах $[P_{заб\ нагн} - P_{заб\ доб}] = \Delta P(t)$ до момента прорыва воды, если заданы средние дебиты нефти по скважинам в рядах $q_{скв1}$ и $q_{скв2}$.

В расчётах предусмотреть не менее пяти положений фронта вытеснения, в том числе $r_b < \sigma_H/\pi$.

Исходные данные для расчётов представлены в таблице 6.

Указания.

1). Схема залежи имеет следующий вид:



△ - нагнетательные скважины

○ - добывающие скважины

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

$$\omega_H = \frac{\mu_b \ln \frac{r_b}{r_c}}{\pi \cdot n_H k \cdot k_b \cdot h} + \frac{\mu_H \ln \frac{\sigma_H}{\pi \cdot r_b}}{\pi \cdot n_H k \cdot k_H \cdot h}.$$

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

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

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
l_{12} , м	250	350	300	350	300	350	300	400	250	300	400	450	300	350	250	300	350	300	250	250
σ_H , М		300		300		300		250		350		300		300		400		350		200
$\sigma_{доб}$, М		300		200		200		200		350		350		150		300		350		200
r_c , 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_H	5		6		10		8		10		6		6		12		5		12	
n_1	6		8		12		10		12		10		8		15		5		15	
n_2	7		10		12		12		12		12		10		12		4		15	
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
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
$\mu_в$, 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_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	2,3	3,9	14,0	6,2	5,0	1,1	8,3	1,8

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
ρ_H , кг/м ³	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. РАСЧЁТ 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 – $\mu_в$;
- вязкость нефти – μ_n ;
- плотность дегазированной нефти – ρ_n ;
- относительная проницаемость по нефти равна 1;
- относительная проницаемость по воде – k_g ;
- насыщенность связанной водой – $s_{св}$;
- остаточная нефтенасыщенность – $s_{ост}$.

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 $P_{заб\ нагн}$.

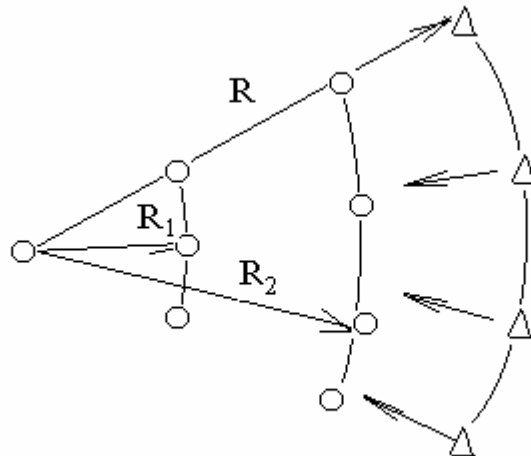
2). Динамику разницы между забойными давлениями в нагнетательной и добывающих скважинах $[P_{заб\ нагн} - P_{заб\ доб}] = \Delta P(t)$ до полного обводнения, если заданы средние дебиты жидкости по скважинам в батареях $q_{скв1}$, $q_{скв2}$, $q_{скв3}$.

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

Исходные данные для расчётов представлены в таблице 7.

Указания

1). Схема залежи



2). Внутренние сопротивления при $\Gamma_g < \frac{\sigma_n}{\pi}$ являются суммой 2-х слагаемых:

$$\omega_n = \frac{\mu_g \ln \frac{\Gamma_g}{\Gamma_c}}{\pi \cdot n_n k \cdot k_g \cdot h} + \frac{\mu_n \ln \frac{\sigma_n}{\pi \cdot \Gamma_g}}{\pi \cdot n_n k \cdot k_n \cdot h}.$$

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

$$\Omega_{n2} = \frac{\mu \cdot \ln \frac{R}{R_2}}{2\pi \cdot k \cdot h}.$$

4). При произвольном положении R_g между R и R_2 внешние сопротивления определяются суммой двух слагаемых:

$$\Omega_{n2} = \frac{\mu_g \cdot \ln \frac{R}{R_g}}{2\pi \cdot k \cdot h \cdot k_g} + \frac{\mu_n \cdot \ln \frac{R_n}{R_2}}{2\pi \cdot k \cdot h \cdot k_n}.$$

5). Время t и положение фронта вытеснения R_g связаны балансовым соотношением:

$$q \cdot t = \pi(R^2 - R_g^2) \cdot h \cdot m \cdot (1 - S_{cv} - S_{n\text{ост}}).$$

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
R_1 , м	400	550	450	400	450	400	450	400	450	550	400	300	350	350	350	350	300	300	450	400
R_2 , м	900	1100	950	850	800	850	850	800	900	1100	850	650	700	750	700	750	650	700	1000	950
r_c , 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_1	8	9	10	8	6	6	7	6	5	7	6	5	6	7	5	6	6	5	5	6
n_2	16	15	18	15	12	10	15	12	10	12	10	8	12	12	10	10	12	8	10	10
n_H	15	20	16	18	10	12	18	15	10	15	16	12	16	15	12	14	15	12	12	15
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
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_0 , 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	2,3	3,9	14,0	6,2	5,0	1,1	8,3	1,8
ρ_H , кг/м ³	840	885	910	885	845	890	915	874	850	890	920	863	860	905	895	860	870	910	900	880
k_6	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
$s_{нот}$, %	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. РАСЧЁТ 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 – $\mu_в$.

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

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

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

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 .

Расчитать для добывающего ряда изменение во времени добычи нефти, воды, обводнённости 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 , $k_в = \varphi_1(S)$.

$$f = \frac{k_в}{k_в + \mu_о k_n} = f(S) \text{ – функция Баклея-Лаверетта.}$$

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

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

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
$\mu_в$, 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
$\mu_н$, 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
$s_{св}$, %	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^* , %	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. м ³ /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. РАСЧЁТ 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 $\mu_{p-ра}$, уточнённые 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:

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

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

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, её первую и вторую производную. Построить функцию

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

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

Перепад давления для любого положения фронта вытеснения x_e определяется выражением:

$$\Delta P = \frac{q\mu_n(l - x_e)}{e \cdot k \cdot h} + \frac{q^2 \mu_e t}{e^2 \cdot k \cdot h^2 \cdot m} \int_{S_{жс}}^{S_e} \psi(S) dS.$$

Время вытеснения t и положение фронта вытеснения x_e связаны соотношением:

$$\text{ем: } x_e = f'(S_e) \frac{q \cdot t}{e \cdot h \cdot m}.$$

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-ra} , 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. РАСЧЁТ 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 неё 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 – $\mu_в$.

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

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

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

где s_1 – точка перегиба на кривой ОФП для воды;

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

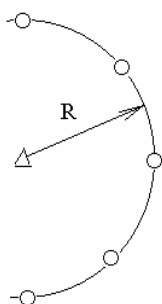
Суммарный расход воды, закачиваемый в нагнетательную скважину, – q .

Рассчитать для добывающего ряда изменение во времени добычи нефти, воды, обводнённости 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 расчёте 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
$\mu_в$, 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
$\mu_н$, 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	12,3	23,9	14,0	26,2	15,0	11,1	8,3	1,8
$s_{св}$, %	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_* , %	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 , м ³ /сут.	150	120	100	140	180	160	130	180	150	80	120	170	170	90	120	100	120	100	130	140

11. РАСЧЁТ 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_w . Сорбция ПАВ на поверхности породы описывается изотермой Генри $c = aA$. Расход закачиваемой воды – q .

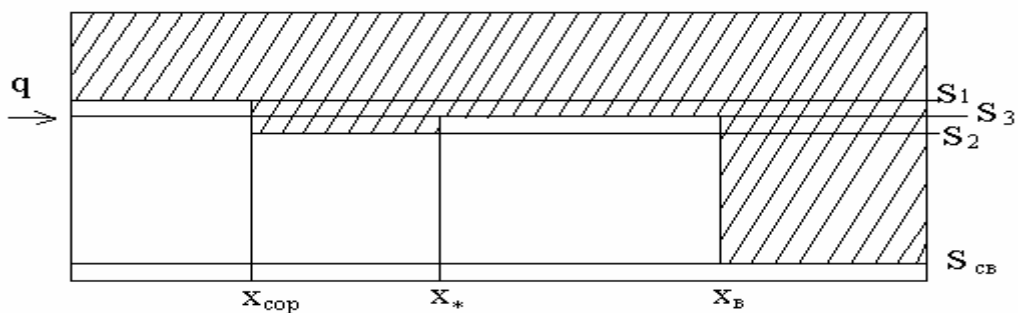
Вытеснение нефти соответствует поршневой схеме. Поэтому остаточная нефтенасыщенность при вытеснении водой равна $(1 - S_3)$, а при вытеснении раствором ПАВ – $(1 - S_1)$. Линейные зависимости остаточной фазовой проницаемости показаны ниже.

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

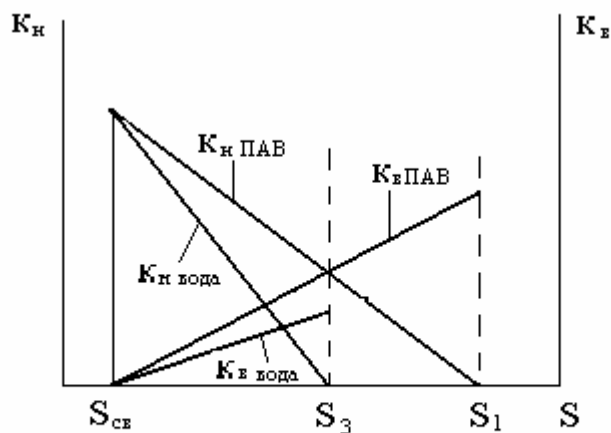
Исходные данные представлены в таблице 11.

Указания

1). Схема вытеснения имеет вид:



2). Качественные относительные фазовые проницаемости представлены графиком:



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

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

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

5). Для участка пласта от x_{cop} до x_* справедливо соотношение расходов воды

и нефти в виде: $\frac{v_{\varepsilon}}{v_{\mu}} = \frac{v - m(S_1 - S_{c\varepsilon})\omega_{cop}}{m(S_1 - S_{c\varepsilon})\omega_{cop}} = \frac{\kappa_{\varepsilon}(S_2) \mu_{\mu}}{\kappa_{\mu}(S_2) \mu_{\varepsilon}}$.

По заданным значениям $S_1; S_{c\varepsilon}; m$ и известным v, ω_{cop} необходимо определить $\frac{\kappa_{\varepsilon}(S_2)}{\kappa_{\mu}(S_2)}$ и S_2 .

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

$$\omega_* = \frac{dx_*}{dt} = \frac{S_1 - S_2}{S_3 - S_2} \omega_{cop}.$$

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

8). Оценка времени безводной эксплуатации определяется формулой:

$$t_{безв} = \frac{\varepsilon \cdot h \cdot l \cdot m(S_3 - S_{c\varepsilon})}{q}.$$

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_n , МПа·с	5	6	7	9	4	3	2	4	5	7	9	8	4	6	5	7	9	11	8	10
μ_p , МПа·с	6	7	8	11	7	5	4	8	10	12	15	18	10	15	8	9	12	15	12	16
μ_e , 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
S_1 , %	65	60	58	63	67	70	65	64	62	60	70	72	69	67	65	63	61	59	63	68
S_3 , %	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
$K_{еПАВ}(S_{св})$	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
$K_{евода}(S_{св})$	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 , м ³ /сут.	150	200	120	100	80	60	70	80	60	50	40	50	70	100	120	90	80	60	50	70

12. РАСЧЁТ 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 путём закачки воды с тем же расходом и температурой, равной начальной температуре пласта T_o .

Плотность пород пласта – ρ_n .

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 – $\lambda_{окр}$.

Теплоёмкость пород пласта – C_n .

Теплоёмкость окружающих пород – $C_{окр}$.

Толщина пласта – h .

Пористость – m .

Теплоёмкость нагнетаемой и пластовой воды – $C_{в} = 4,2 \text{ кДж/(кг}^\circ\text{С)}$.

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

Насыщенность связанной водой – $s_{св}$.

Остаточная нефтенасыщенность – $s_{ост}$.

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

При расчете учесть различие объёмных теплоемкостей пласта и окружающих пород.

Исходные данные для расчёта представлены в таблице 12.

Указания

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

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

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;

$\Delta T'_в = T_в - T_o$ – избыточная температура при закачке теплоносителя;

$\Delta T''_в = T''_в - T_o$ – избыточная температура после закачки теплоносителя, по усло-

виям задачи $\Delta T''_в = 0$; $\xi = \frac{4\pi\lambda_n r^2}{qhCв\rho_в}$.

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
$T_o, ^\circ\text{C}$	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
$\rho_{окр}, \text{кг}/\text{м}^3$	2700	2750	2800	2740	2550	2750	2810	2520	2600	2530	2650	2500	2620	2700	2720	2600	2550	2550	2700	2750
$\rho_{впл}, \text{кг}/\text{м}^3$	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
$\lambda_n, \text{Вт}/(\text{м}\cdot^\circ\text{C})$	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
$C_{окр}, \text{кДж}/(\text{кг}\cdot^\circ\text{C})$	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
$s_{норм}, \%$	70	72	64	62	70	68	66	65	63	61	64	66	68	69	70	71	65	62	68	62
$s_{св}, \%$	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

13. РАСЧЁТ 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 объёму нагнетания $q = \sum q_{доб i}$.

Начальная пластовая температура – T_0 .

Плотность пород пласта равна плотности окружающих пород – ρ_n .

Теплопроводность окружающих пород – λ_n .

Теплоёмкость окружающих пород – C_n .

Толщина пласта – h .

Пористость – m .

Теплоёмкость нагнетаемой воды – $C_в = 4,2$ кДж/(кг·°С).

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

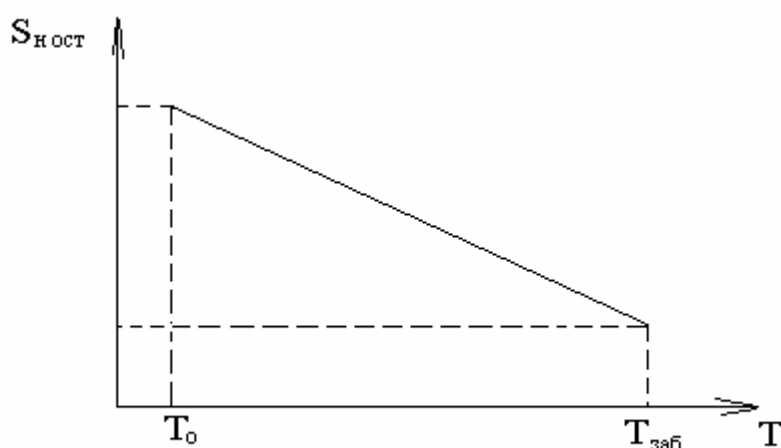
$$s_{ност}(T) = s_{ност}(T_0) - [(s_{ност}(T_0) - s_{ност}(T_{заб})) / (T_{заб} - T_0)] \times (T - T_0),$$

рассчитать для кругового элемента пласта нефтеотдачу и объём 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

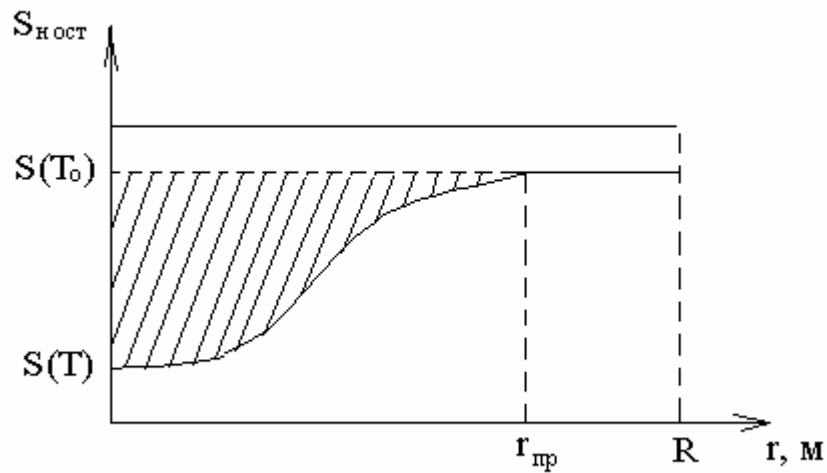
$$S_{ност} = S_{ност}(r) \text{ при } r_c < r < R.$$

3). Определить нефтеотдачу по формуле

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

где $\bar{S}_{н\ ост} = \frac{\sum \left(\frac{S_i + S_{i+1}}{2} \right) (R_{i+1}^2 - R_i^2)}{R^2}$ – средняя остаточная нефтенасыщенность в интервале от нагнетательной скважины до добывающей галереи.

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



На графике заштрихованная область соответствует объёму 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
$s_{норм}(T_o), \%$	70	72	64	62	70	68	66	65	63	61	64	66	68	69	70	71	65	62	68	62
$s_{норм}(T_{заб}), \%$	35	41	38	32	34	35	38	40	32	30	28	30	31	38	34	41	40	35	38	29
$s_{св}, \%$	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

14. РАСЧЁТ 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 $\Gamma_m = 0,012 \text{ } ^\circ\text{C/м}$.

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

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

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

Задано:

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

Исходные данные по вариантам представлены в таблице 11.

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

Указания

При расчётах использовать расчётную схему А. Ю. Намиота:

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

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

Таблица 14 – 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
$H, \text{ м}$	400	850	950	1000	1450	1400	900	700	450	900	600	200	850	550	1350	1350	1300	1300	1450	1400
$T_y, ^\circ\text{C}$	200	180	160	140	150	170	190	210	230	220	200	170	140	110	120	130	150	180	210	230
$\rho_n, \text{ кг/м}^3$	2400	2450	2350	2180	2220	2400	2450	2350	2180	2220	2180	2220	2400	2450	2350	2220	2180	2220	2400	2550
$\lambda_n, \text{ Вт/(м}\cdot^\circ\text{C)}$	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
$C_n, \text{ кДж/(кг}\cdot^\circ\text{C)}$	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
$q, \text{ м}^3/\text{сут.}$	150	120	100	140	180	160	130	180	150	80	120	170	170	90	120	100	120	100	130	140
$h, \text{ м}$	20	35	25	45	30	65	35	80	40	95	45	90	50	85	55	80	60	75	65	70

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

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

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

Указания

1). Использовать формулу Х. А. Ловерье:

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

где $\xi = \frac{4\pi \cdot \lambda_n r^2}{q \cdot h \cdot C_g \rho_g}$; $\tau = \frac{4\lambda_n t}{C_n \rho_n h^2}$;

$C_n \cdot \rho_n$ – объёмная теплоёмкость пласта;

$C \cdot \rho$ – объёмная теплоёмкость 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_g – температура воды на забое.

2). Тепловая эффективность процесса определяется по формуле

$$\eta_T = \frac{Q_T}{Q_{\text{зак}}} = \frac{\pi h [C_n \rho_n (1 - m) + C_g \rho_g m (1 - S_{н\text{ост}}) + C_n \rho_n m S_{н\text{ост}}]}{q \cdot t \cdot C_g \cdot \rho_g (T_g - T_o)} \times \\ \times \sum (R_i^2 - R_{i-1}^2) \cdot (T_{icc} - T_o),$$

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