



Министерство образования Республики Беларусь

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

Институт повышения квалификации
и переподготовки кадров

Кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных
месторождений и транспорт нефти»

С. В. Козырева

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ПРАКТИКУМ

по одноименному курсу
для слушателей специальности 1-51 02 71
«Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»
заочной формы обучения

Гомель 2013

УДК 622.276(075.8)
ББК 33.36я73
К59

*Рекомендовано кафедрой «Разработка нефтяных месторождений
и транспорт нефти» ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 4 от 23.11.2012 г.)*

Рецензент: зав. отд. исследования нефти и нефтепродуктов
БелНИПИнефть канд. техн. наук *А. Г. Ракутько*

Козырева, С. В.

К59 Разработка нефтяных и газовых месторождений : практикум по одноим. курсу для слушателей специальности 1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» заоч. формы обучения ИПК и ПК / С. В. Козырева. – Гомель : ГГТУ им. П. О Сухого, 2013. – 41 с. Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://library.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

Приведены краткие теоретические аспекты изучаемой темы, расчет задачи и исходные данные для индивидуального решения.

Для слушателей специальности 1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» заочной формы обучения ИПК и ПК.

УДК 622.276(075.8)
ББК 33.36я73

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2013

ПРЕДИСЛОВИЕ

Цель методических указаний к практическим занятиям по курсу – дать расширенные теоретические и практические знания слушателям.

В методических указаниях включены задачи по основным изучаемым темам курса. В начале каждой практической работы приводятся краткие теоретические аспекты изучаемой темы, далее – расчет задачи и исходные данные для индивидуального решения. Основная цель задач для индивидуального решения – самостоятельный поиск студентами оптимальных решений.

Методические указания по практическим занятиям поможет слушателям закреплять теоретический материал, изучаемый на лекциях.

Слушатель на практических занятиях работает по следующей схеме:

1. Изучает теоретические аспекты рассматриваемой темы.
2. Изучаются условия и исходные данные индивидуального задания.
3. Расчеты проводятся в тетради, должны быть аккуратно оформлены, написаны четким почерком, без помарок.
4. Решенное индивидуальное задание представляется к защите.

Индивидуальное задание выбирается по номеру группы и номеру слушателя в учебном журнале.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 1

«Состав и физико-химические параметры природного газа»

Цель работы: ознакомление с основными определениями и расчетами основных параметров природного газа.

1. Теоретическая часть

Основные понятия молекулярно-кинетической теории

Молекулярно кинетическая теория устанавливает связь между макроскопическими и микроскопическими параметрами вещества. При этом используются следующие понятия:

- количество вещества
- постоянная Авогадро
- молярная масса
- молярный объем
- относительная молекулярная масса

Количество вещества характеризует число структурных элементов (атомов, молекул, ионов и т.д.) в данной системе. Поскольку число молекул в макроскопическом теле очень велико, для определения количества вещества в данном теле сравнивают число молекул N в этом теле с числом атомов N_a в 0,012 кг (или в 12 г) изотопа углерода ^{12}C . Обозначается греческой буквой ν .

Единицей количества вещества в СИ принят моль:

$$n = \frac{N}{N_a} \text{ (моль)}, \quad P = \frac{F}{S}$$

Отсюда при $N=N_a$ $n=1$ моль

1 моль – количества вещества, содержащее столько же структурных элементов, сколько содержится атомов в 0,012 кг ^{12}C .

Постоянная (или число) Авогадро. Из определения количества вещества $N_a = \frac{N}{n}$ есть величина постоянная, равная числу структурных элементов в одном моле вещества:

$$N_a = 6,023 \times 10^{23}, \text{ моль}^{-1}$$

Закон Авогадро «В равных объемах различных газов при одинаковых давлении и температуре содержится одинаковое число молекул»

Следствие из закона Авогадро: «Моль любого газа при одинаковых условиях занимает один и тот же объем».

Молярный объем V_m – величина равная отношению объема V к количеству вещества n :

$$V_m = \frac{V}{n}, \quad (\text{м}^3/\text{моль})$$

Еще одна формулировка Закона Авогадро
«Молярный объем V_m идеального газа:

– при нормальных термобарических условиях равен $22,414 \times 10^{-3} \text{ м}^3/\text{моль}$ или $22,414 \text{ л/моль}$ и называется нормальным молярным объемом;

– при стандартных термобарических условиях равен $24,05 \times 10^{-3} \text{ м}^3/\text{моль}$ или $24,05 \text{ л/моль}$ и называется стандартным молярным объемом»

Молярная масса M какого-либо вещества – величина, равная отношению массы вещества m к количеству вещества n :

$$M = \frac{m}{n}, \quad (\text{кг/моль})$$

Так из формулировки определения количества вещества n молярная масса углерода ^{12}C : $M^{12}\text{C} = 0,012 \text{ кг/моль}$

Относительная молекулярная масса M_r

Поскольку массы атомов и молекул чрезвычайно малы, при расчетах обычно используют не абсолютные, а относительные значения масс, которые получают путем сравнения масс атомов и молекул данного вещества с атомной единицей массы - а.е.м.

За атомную единицу массы принята $1/12$ массы атома углерода ^{12}C

$$1 \text{ а.е.м.} = 1,66057 \times 10^{-27}, \quad \text{кг}$$

Относительная молекулярная масса M_r – отношение массы молекулы вещества m_M к $1/12$ массы атома углерода ^{12}C :

$$M_r = \frac{m_M}{1/12 m_{^{12}\text{C}}} = \frac{12 m_M}{m_{^{12}\text{C}}}$$

(аналогично определяется относительная атомная масса A_r)

Относительная молекулярная (атомная) масса каждого химического элемента указана в периодической таблице Менделеева:

A_r водорода (H) = 1,00797, A_r гелия (He) = 4,0026 и т.д.

При расчетах их значения округляются до ближайшего целого числа: A_r (H) = 1,0, A_r (He) = 4

Если вещество состоит из молекул, которые образованы из атомов различных химических элементов, то: относительная молекулярная масса M_r данного вещества равна сумме относительных атомных масс $\sum A_{r_i}$ элементов, входящих в состав данного вещества.

Пример: Относительная молекулярная масса воды (H₂O)

$$M_{r_{H_2O}} = 2 \times A_{r_H} + A_{r_O} = 2 \times 1 + 16 = 18$$

Связь между молярной массой M и относительной молекулярной массой M_r :

– числовое значение молекулярной массы M , выраженное в кг/моль, численно равно относительной молекулярной массе M_r , деленной на 1000.

$$M = 0,001 \times M_r$$

– числовое значение молекулярной массы M , выраженное в г/моль, численно равно относительной молекулярной массе M_r

$$M = M_r$$

Пример: $M(KOH) = \frac{M_r(KOH)}{1000} = \frac{(39 + 16 + 1)}{1000} = 0,056$, кг/моль

Относительные атомные массы A_r отдельных элементов, входящих в состав природного газа (из периодической таблицы Менделеева)

Таблица 1

Относительные атомные массы отдельных элементов, входящих в состав природного газа

	Элемент	A_r
C	Углерод	12
H	Водород	1
O	Кислород	16
S	Сера	32
N	азот	14

Состав природного газа

Природные газы газовых, газоконденсатных и нефтегазовых месторождений представляют собой многокомпонентную смесь предельных углеводородов с химической формулой C_nH_{2n+2} . До 98% по объему в составе природного газа занимает метан. в виде примесей в газах находятся азот, углекислый газ, сероводород и редкие газы.

Компонентный количественный состав газов определяется по результатам исследования пластовых проб газа с помощью газоаналитических методов. Зная состав компонентный состав газа можно рассчитать все физико-химические свойства газа.

Компонентный состав газа может быть выражен в объемных, массовых и молярных долях – концентрация компонентов в газе:

Объемная концентрация i -го компонента – объем i -го компонента, деленный на объем всей смеси:

$$V(\%) = \frac{V_i}{\sum V_i} \cdot 100, (\%)$$

Массовая концентрация i -го компонента - масса i -го компонента, деленный на массу всей смеси:

$$M = \frac{m_i}{\sum m_i} \cdot 100, (\%)$$

Молярная доля i -го компонента – количество молей i -го компонента, деленный на количество молей всей смеси:

$$Y_i = \frac{n_i}{\sum n_i}, \sum Y_i = 1$$

Из закона Авогадро следует, что между объемной и молярной концентрацией существует пропорциональная зависимость. Отсюда объемные и молярные доли равны по значениям.

Средняя относительная молекулярная масса природного газа определяется как сумма произведений относительных молекулярных масс M_i молекул, входящих в данную газовую смесь, на объемное содержание (долю) Y_i i -го компонента:

$$Mr_{cp} = \sum M_i \times Y_i$$

Плотность природного газа

По определению плотность вещества есть отношение массы вещества на занимаемый ею объем: $\rho = \frac{m}{V}$

Из определения молярной массы $M = \frac{m}{n}$ и молярного объема $V_m = \frac{V}{n}$ получаем: $\rho = \frac{M}{V_m}$, а $M = Mr \times 10^{-3}$.

При нормальных условиях $V_m = 22.414 \cdot 10^{-3}$ (м³/моль)

При стандартных условиях $V_m = 24.05 \cdot 10^{-3}$ (м³/моль)

Отсюда $\rho_0 = \frac{Mr}{22,4}$ и $\rho_{cn} = \frac{Mr}{24,05}$

В практике газодобычи используют относительную плотность газа по воздуху:

$$\rho_{\text{отн.возд.}} = \frac{\rho_{\text{газа}}}{\rho_{\text{возд}}}$$

Плотность воздуха равна 1,293 кг/м³ при нормальных условиях и 1,205 кг/м³ при стандартной:

$$\rho_{\text{отн.возд.}} = \frac{Mr}{28,98}$$

2. Расчетная часть

Используя формулы в теоретической части решить следующие задачи:

Задача 1. Определить относительные молекулярные массы углеводородов с химической формулой C_nH_{2n+2} , входящих в состав природного газа

Задача 2. Определить среднюю относительную молекулярную массу природного газа, исходя из его компонентного состава.

Задача 3. Определить плотность газа при нормальных и стандартных условиях, а также относительную плотность газа по воздуху.

Исходные данные

№ вар.	Состав газа, % Y_i								
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	H ₂ S	N ₂	$\rho_{\text{относ.}}$
	метан	этан	пропан	бутан	пентан				
1	97,8	0,10	0,03	0,002	0,01	0,3	-	-	0,56
2	98,8	0,10	0,02	0,002	-	0,1	-	-	0,56
3	98,6	0,07	0,02	0,13	0,01	0,18	-	-	0,56
4	92,0	4,00	1,1	0,52	0,26	0,12	-	-	0,606
5	95,1	1,1	0,3	0,07	0,03	0,4	-	-	0,578
6	98,3	0,34	0,17	0,04	0,02	0,13	-	-	0,562
7	86,9	6,0	1,6	1,0	0,5	1,2	-	-	0,64
8	92,7	2,1	1,2	1,0	1,2	0,1	-	-	0,568
9	93,2	0,3	3,0	0,55	2,95	0,8	-	-	0,62
10	83,8	5,2	1,3	1,05	0,8	1,0	1,3	5,06	0,667
11	97,8	0,1	0,07	0,003	0,02	0,9	-	1,1	0,6
12	96,3	0,04	0,01	1,2	0,3	2,0	-	-	0,57
13	97,5	0,25	0,22	0,17	0,013	1,1	-	0,75	0,575
14	85,1	4,0	0,8	0,05	1,5	2,5	3,0	3,0	0,58
15	97,3	0,01	0,02	0,3	0,65	1,1	-	0,6	0,583
16	95,0	0,04	0,1	1,1	0,1	2,3	-	1,36	0,61
17	95,7	1,1	0,07	0,1	0,35	1,5	-	1,18	0,63
18	92,4	1,1	2,4	0,75	0,01	0,75	-	2,59	0,64
19	96,6	0,1	0,1	0,1	0,05	1,8	-	1,25	0,66
20	91,7	1,2	0,5	0,04	0,1	2,7	2,1	1,66	0,661
21	89,2	2,1	1,5	1,1	0,07	2,9	1,5	1,63	0,645
22	95,8	0,03	0,1	0,37	0,01	1,4	-	2,29	0,637
23	93,7	3,5	0,62	0,16	0,1	0,75	-	1,17	0,649
24	98,1	0,44	0,27	0,02	0,01	0,8	-	0,36	0,657
25	97,4	0,1	0,01	0,001	0,01	1,7	-	0,78	0,59
26	98,6	0,6	0,07	0,19	0,05	0,2	-	-	0,54
27	95,3	3,2	1,4	0,5	0,01	1,14	-	-	0,62
28	94,7	2,5	1,9	1,4	0,1	1,65	2,1	0,3	0,69
29	96,2	1,8	0,6	0,16	0,65	1,1	-	-	0,53
30	97,1	0,2	0,02	0,08	0,07	0,6	-	-	0,64

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 2 «Подсчет запасов нефти и газа и определение числа скважин»

Цель: изучение теоретических аспектов методов подсчета запасов.

1. Теоретическая часть

При пробной эксплуатации разведочных скважин определяют пластовое давление и производительность скважин, изучают режим пласта, а при разведочном бурении – размеры и конфигурацию залежи нефти и контура нефтеносности, положение водонефтяных и газонефтяных контактов, мощность пласта в различных его зонах. По полученным данным подсчитывают запасы нефти и газа в залежи.

При отсутствии соответствующих данных о коэффициентах насыщения и отдачи, иногда пользуются методом определения их по разработанному горизонту, когда все остальные показатели известны.

В этом случае

$$\chi = \frac{Q}{F \cdot h \cdot \phi \cdot \gamma \cdot \eta}, \quad (1)$$

где χ – коэффициент использования объема пор – определяется по истощенному горизонту.

Таким образом, для определения возможной величины коэффициента использования необходимо иметь фактические данные о количестве добытой нефти из горизонта, а также данные о размерах истощенной площади и пористости нефтесодержащих пород.

Что касается геологических природных факторов, то можно сказать, что наибольший коэффициент использования отмечается в пластах с большим газовым давлением или в пластах с большим давлением краевой воды и высокой проницаемостью. Меньшей отдачей обладают пласты с небольшим количеством растворенного в нефти газа. пласты, обладающие небольшим давлением краевой воды и, главное, давлением, не восстанавливающимися или очень медленно восстанавливающимися, обычно не имеют большого коэффициента использования даже при наличии большого газового давления в начальный период разработки.

Расчет запасов нефти по объемной формуле с предварительным определением по истощенным пластам коэффициента использования объема пор получил название объемно-статистического метода.

Основным недостатком объемного метода вообще является трудность точного определения входящих в формулу средних величин, так как для их вычисления часто недостает фактических данных.

Другим недостатком объемного метода является статичность полученной цифры запаса и отсутствие данных о возможном отборе нефти во времени.

Цифры запасов, подсчитанные объемным методом, следует дополнять данными о дебитах скважин и соображениями о возможной динамике изменения этих дебитов в процессе эксплуатации.

Следует указать, еще на один метод, который, по существу, является разновидностью объемного метода. Это – метод расчета запаса нефти на 1 га площади и на 1 м мощности, который можно кратко называть «гектарным методом».

Сущность метода заключается в следующем: по разбуренной и истощенной площади подсчитывается суммарная добыча со всех пластов за все время эксплуатации. Затем определяется суммарная средняя продуктивная площадь всех продуктивных горизонтов и средняя продуктивная площадь, вычисленная как среднее арифметическое значение из размеров продуктивных площадей всей промышленно-нефтеносных горизонтов. Тогда можно определить промышленный запас на 1 га и 1 м мощности для этой истощенной площади. Он составит:

$$\frac{Q}{F \cdot H} = q$$

Полученная цифра запаса (q) может быть по аналогии экстраполирована на соседние площади, геологически сходные с данной.

Совершенно ясно, что оценка запасов какой-либо новой площади на основе распространения на эту площадь по аналогии той добычи, которая была получена с разработанной нефтеносной площади, может быть правильной только в том случае, когда между ними проведена глубокая геологическая аналогия, позволяющая считать обе площади геологически сходными.

Гектарный метод подсчета запасов обычно применяется для низких категорий.

2. Расчетная часть

1. Запасы нефти в пластовых условиях

$$Q_{\text{н.пл}} = S_{\text{н}} \times (1 - S_{\text{в}}) \quad (\text{м}^3)$$

2. Запасы нефти в стандартных условиях

$$G_H = Q_{H.пл} \times \left(\frac{\rho_H}{b_H} \right) \quad (\text{Т})$$

3. Запасы нефтяного газа, растворенного в нефти

$$G_{\Gamma} = G_H \times \Gamma_0 \quad (\text{М}^3)$$

4. Запасы газа в газовой шапке в пластовых условиях

$$G_{\Gammaш} = S_{\Gamma} \times h \times m \times (1 - S_B) \quad (\text{М}^3)$$

5. Запасы газа в газовой шапке в стандартных условиях

$$G_{\Gammaш} = G_{\Gammaш.пл} \times b_{\Gamma}^1 \quad (\text{М}^3)$$

6. Извлекаемые запасы газа в стандартных условиях определим с учетом заданной газоотдачи:

$$N_{\Gammaш} = G_{\Gammaш} \times \eta_{\Gamma} \quad (\text{М}^3)$$

7. Дебит газа из газовой шапки равен

$$q_{\Gammaш} = N_{\Gammaш} \times z_{\Gamma} \quad (\text{М}^3/\text{ГОД})$$

8. Дебит газа, приведенный к начальному пластовому давлению

$$\bar{q}_{\Gammaш} = \frac{q_{\Gammaш}}{b_{\Gamma}} \quad (\text{М}^3/\text{ГОД})$$

9. Для компенсации отбора газа из газовой шапки необходимо закачивать в скважины воду с таким же темпом.

10. С учетом объемного коэффициента расход воды составит

$$q_{\text{НВ}} = \frac{\bar{q}_{\Gammaш}}{b_B} \quad (\text{М}^3/\text{ГОД})$$

11. Число нагнетательных скважин в барьерном ряду определим по заданной средней приемистости и суммарному расходу:

$$n_6 = \frac{q_{\text{НВ}}}{q_{\text{Н1}} \times 365} \quad (\text{СКВ})$$

12. Определим общее число скважин, необходимое для разработки нефтеносной части залежи. Для этого используем заданный параметр плотности сетки скважин.

$$n_0 = \frac{S_H}{S_c} \quad (\text{СКВ})$$

13. Для подсчета извлекаемых запасов нефти определим коэффициент сетки скважины

$$\eta_2 = e^{-\alpha \times S}$$

14. Извлекаемые запасы нефти составят

$$N = G_H \times \eta_1 \times \eta_2 \quad (\text{Т})$$

15. Максимальный дебит жидкости

$$q_{\text{макс.ж}} = G_H \times \eta_2 \times 0,0837 \quad (\text{М}^3/\text{ГОД})$$

Исходные данные

№вар.	b_r	$\Gamma_0, \text{м}^3/\text{Т}$	$b^1_r, \text{м}^3/\text{М}^3$	$\rho_{\text{н}}, \text{Т}/\text{М}^3$	$b_{\text{н}}$	$h, \text{м}$	m
1	1,028	150	170	0,85	1,5	10	0,2
2	1,02	14	171	0,8	1,5	11	0,2
3	1,021	130	172	0,9	1,52	12	0,2
4	1,022	135	173	0,84	1,53	8,5	0,2
5	1,023	145	174	0,95	1,54	9,5	0,25
6	1,024	155	175	0,96	1,55	11,5	0,25
7	1,025	160	169	0,97	1,56	12,5	0,25
8	1,026	157	168	0,98	1,57	13	0,3
9	1,027	165	167	0,81	1,58	14	0,3
10	1,028	161	166	0,82	1,59	15	0,3
11	1,029	147	165	0,83	1,49	15,6	0,35
12	1,03	137	164	0,84	1,48	16,7	0,35
13	1,031	151	163	0,86	1,47	16	0,35
14	1,032	164	160	0,87	1,46	17	0,21
15	1,034	158	176	0,88	1,45	18	0,22
16	1,035	135	178	0,89	1,51	19	0,18
17	1,033	142	179	0,91	1,52	17,5	0,17
18	1,029	137	180	0,92	1,53	16,5	0,23
19	1,028	159	160	0,93	1,54	18,5	0,24
20	1,025	167	165	0,94	1,5	19,5	0,24
21	1,026	144	175	0,95	1,55	14,5	0,22
22	1,027	161	170	0,81	1,56	15,5	0,19
23	1,034	162	175	0,85	1,54	18,5	0,15
24	1,033	160	180	0,82	1,56	19,0	0,35

Окончание табл.

№вар.	$S_n, 10^5, \text{м}^2$	$S_r, 10^5, \text{м}^2$	$S_c, 10^4 \text{м}^2/\text{СКВ}$	$S_{св}$	$q_{нп}, \text{м}^3/\text{сут}$
1	136	58	18	0,12	390
2	130	50	20	0,10	395
3	135	55	17	0,11	400
4	140	60	16	0,13	405
5	145	65	15	0,14	410
6	150	51	19	0,15	420
7	155	52	21	0,16	415
8	160	53	22	0,17	425
9	133	54	23	0,18	420
10	144	56	24	0,2	430
11	151	57	10	0,4	445
12	161	58	11	0,5	450
13	165	59	12	0,6	446
14	137	60	13	0,7	428
15	147	61	14	0,8	431
16	157	62	15	0,9	416
17	163	63	16	0,10	398
18	138	64	17	0,11	402
19	134	65	18	0,12	413
20	144	59	19	0,13	423
21	154	50	10	0,14	443
22	158	55	20	0,15	417
23	165	63	10	0,8	416
24	144	58	15	0,13	420

Коэффициент вытеснения нефти $\eta_1 = 0,85$, газоотдача при вытеснении газа водой $\eta_r = 0,85$, заданный темп отбора газа от извлекаемых запасов $z_r = 20\%$.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 3

«Определение давления нагнетания, числа нагнетательных скважин и количества нагнетаемой жидкости»

Цель работы: определение главных параметров нагнетательных скважин.

1. Теоретическая часть

Воду в пласт нагнетают через ряд нагнетательных скважин, расположенных в водяной области за внешним контуром нефтеносности или газоносности, на некотором расстоянии от него, либо внутри нефтеносной площади, в зависимости от потребностей процесса разработки и технологии добычи нефти и газа.

Необходимо учитывать неоднородность проницаемости по площади и разрезу пласта. Обычно в первую очередь промываются прослойки с более высокой проницаемостью и большей мощностью.

Расстояние между рядами нагнетательных и эксплуатационных скважин принимают не менее 100-200 м. Будем называть линию, проведенную по ряду нагнетательных скважин, линией нагнетания, а по ряду эксплуатационных – линией эксплуатации.

Чем больше нагнетательных скважин и чем меньше расстояния между ними, тем равномернее давление на контур и его перемещение.

При этом весьма важно знать величину среднего давления $P_{нагн}$ на нагнетательных скважинах. В расчетах обычно принимают некоторую среднюю величину начального пластового давления $P_{пл}$ в данной области. Можно рассматривать следующие случаи соотношений между давлением нагнетания и начальным пластовым давлением при условии, что вода нагнетается в целях поддержания или восстановления пластового давления:

1) $P_{нагн} = P_{пл}$ (давление нагнетания равно начальному пластовому давлению); это условие относится к случаю, когда количество закачиваемой в пласт воды равно количеству отбираемой из пласта жидкости (и попутного газа), приведенным к одинаковым условиям, то есть когда $Q_{нагн} = Q_{доб}$ при этом вся нагнетаемая вода будет перемещаться только в сторону эксплуатационных скважин.

2) $P_{нагн} > P_{пл}$ (давление нагнетания больше начального пластового давления); такое положение возможно, когда $Q_{нагн} > Q_{доб}$. При этом часть закачиваемой жидкости будет уходить в водяную область, то есть в сторону, обратную от эксплуатационных скважин.

Передача давления от нагнетательных скважин к эксплуатационным экранируется первыми рядами скважин.

В процессе эксплуатации, вследствие отбора нефти или газа внутри залежи вода движется вслед за нефтью (газом), проникая в ее пределы. Внешний ряд эксплуатационных скважин постепенно обводняется и при достижении заданного процента обводнения эксплуатацию скважин прекращают – ряд «выключают» из эксплуатации.

Величину давления нагнетания и приемистость нагнетательных скважин определяют только на основании опытных данных.

Приемистость одной нагнетательной скважины

$$q_H = \frac{20 \cdot \pi \cdot k_v \cdot h \cdot (P_{\text{заб}} - P_H)}{\mu_v \cdot \xi \cdot \ln \frac{\sigma_H}{\pi \cdot r_c}}, \quad (1)$$

где: k_v – фазовая проницаемость для воды в призабойной зоне нагнетательной скважины, мкм²; h – толщина пласта, см; $P_{\text{заб}}$, P_H – соответственно давление на забое нагнетательной скважины и давление на линии нагнетания, МПа.

Давление на забое нагнетательной скважины

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{нас}} + \frac{H}{100} - P_{\text{тр}}, \quad (2)$$

где: H – средняя глубина скважины, м; $P_{\text{нас}}$ – давление на выкиде насосов, МПа; $P_{\text{тр}}$ – потери давления на трение в водоводах и в стволе скважины, МПа; μ_v – вязкость нагнетаемой воды, мПа·с; ξ – коэффициент, учитывающий загрязнение призабойной зоны нагнетательной скважины; r_c – приведенный радиус нагнетательных скважин.

Учитывая, что

$$\sigma_H = \frac{L}{2 \cdot n}, \quad (3)$$

$$q_H = \frac{Q_H}{n}, \quad (4)$$

где: L – длина участка линии нагнетания; n – число нагнетательных скважин на выбранном участке; Q_H – суммарное количество закачанной воды на том же участке.

После несложных преобразований получим число нагнетательных скважин

$$n = 0,016 \cdot \frac{\mu \cdot \xi \cdot Q_H}{k_B \cdot h \cdot (P_{\text{заб}} - P_H)} \cdot \left(\lg \frac{L}{2 \cdot \pi \cdot r_c} - \lg n \right), \quad (5)$$

Уравнение (5) легко решить последовательным приближением. Задавшись интуитивно величиной n и подставив ее в правую часть, найдем первое значение n , подставив которое вторично в правую часть найдем второе значение и т.д. Установив число скважин на том или ином участке, определяем приемистость.

Коэффициент продуктивности

$$K = \frac{20 \cdot \pi \cdot k_B \cdot h}{\mu_B \cdot \xi \cdot \ln \frac{\sigma_H}{\pi \cdot r_c}}, \quad (6)$$

2. Расчетная часть

Длина контура, по которому намечается расположить нагнетательные скважины, равна L (км). Вдоль этого контура требуется расположить один ряд скважин средней глубиной H (м) для нагнетания Q воды в сутки.

Пластовое давление $P_{\text{пл}}$, мощность залежи h . Проницаемость пласта $k = 1d$; вязкость воды $\mu_B = 1$ сПз; удельный вес воды $\gamma_B = 1$.

Пласт вскрыт полностью, спущена 168-мм обсадная колонна и после цементирования прострелено 50 отверстий диаметром 12,7 мм, т.е. на 1 м длины приходится 5 отверстий.

Требуется определить необходимое давление нагнетания на выкиде насосов для закачки воды в пласт по 63-мм (2,5") колонне НКТ.

1. Определить параметр A

$$A = \frac{23.6 \times L \times h \times k \times \varphi}{Q \times \mu_B \times b_B}, \quad (1)$$

где: b_B – объемный коэффициент воды, равный 1; φ – коэффициент совершенства скважины, находим по рис. 1.

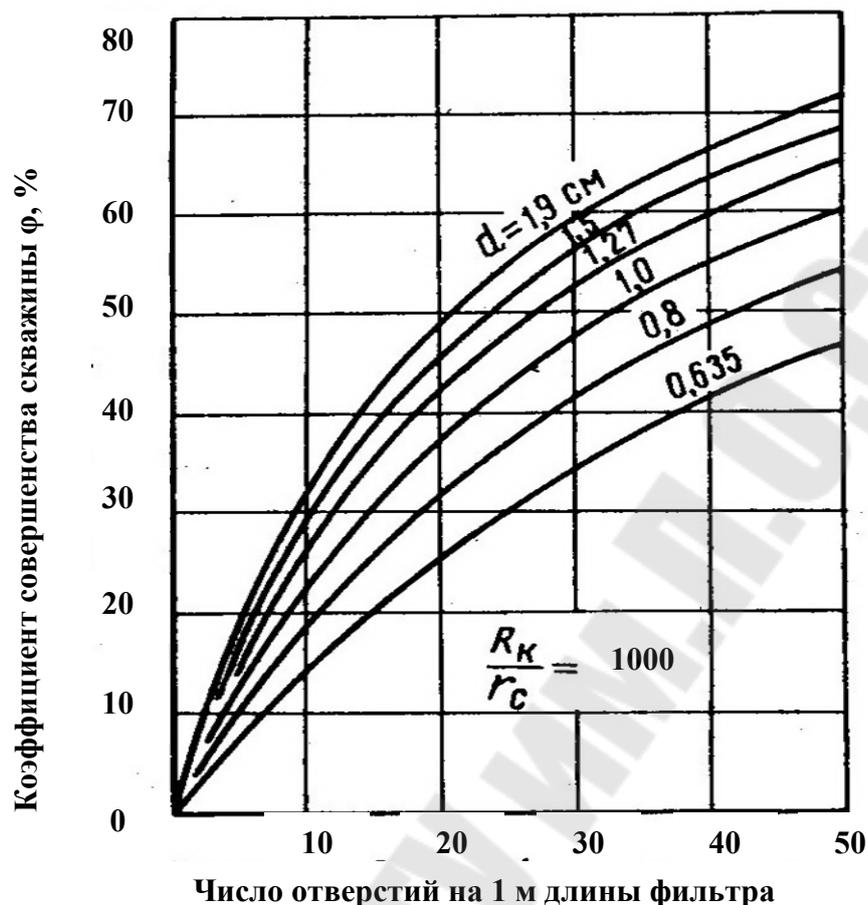


Рис. 1. Зависимость коэффициента совершенства скважины от числа отверстий на 1 м длины фильтра

2. Избыточное давление нагнетания у забоя скважины:

$$\Delta P = \frac{R}{A} \times \lg \frac{R}{2r_c}, \text{ атм} \quad (2)$$

где: r_c – радиус нагнетательной скважины, равный 0,075 м; R – расстояние между скважинами, м.

3. Давление нагнетаемой воды у устья скважины (без учета гидравлических сопротивлений в колонне)

$$P_{\text{наг}} = \Delta P + P_{\text{пл}} - \frac{H \times \gamma_{\text{в}}}{10}, \text{ атм} \quad (3)$$

где: ΔP – избыточное давление нагнетания у забоя скважины, атм.

4. Число нагнетательных скважин

$$N = \frac{L}{R}, \text{ шт} \quad (4)$$

5. Количество воды, нагнетаемой в каждую скважину

$$q = \frac{Q}{N}, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (5)$$

6. Величина гидравлических сопротивлений в колонне нагнетательных труб

$$P_{\text{тр}} = \frac{0,1 \times \lambda \times H \times w^2 \times \gamma_{\text{в}}}{2g \cdot d}, \text{ атм} \quad (6)$$

где: λ – коэффициент сопротивления; w – скорость движения воды, м/с; g – ускорение свободного падения, м²/с; d – диаметр насосно-компрессорных труб, мм.

6.1. Скорость движения воды

$$w = \frac{q_n}{86400 \cdot F}, \text{ м/с} \quad (7)$$

где: q_n – количество воды, нагнетаемая в скважину, м³/сут; F – площадь проходного сечения 2,5 " насосно-компрессорных труб, равная 30.2 см².

6.2. Число Рейнольдса

$$\text{Re} = \frac{w \times d}{\nu}, \quad (8)$$

где: ν – кинематическая вязкость, равная 0,01; d – диаметр насосно-компрессорных труб, мм.

Коэффициент сопротивления

$$\lambda = \frac{0.3164}{\text{Re}^{0.25}}, \quad (9)$$

7. Давление нагнетания с учетом гидравлических сопротивлений

$$P''_{\text{нагн}} = P_{\text{нагн}} + P_{\text{тр}}, \text{ атм} \quad (10)$$

8. Коэффициент приемистости скважин

$$K_n = \frac{Q}{\Delta P \cdot N}, \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{атм} \quad (11)$$

Исходные данные

№ вар	L , км	Q , м ³ /сут	$P_{пл}$, атм	h , м	H , м
1	10	9000	90	9	900
2	11	8000	80	9	800
3	12	12000	100	10	1100
4	9	10000	95	12	1200
5	13	11000	105	11	1000
6	14	8500	95	13	950
7	12,5	10500	100	14	1050
8	8	11500	100	15	1250
9	15	12500	100	12	1300
10	7	8600	100	10	950
11	8,5	7050	95	11	1050
12	9,5	11500	100	9	1100
13	10,5	10450	105	14	1150
14	10,5	9500	90	9	950
15	9,5	9000	85	9	900
16	11	8500	100	10	850
17	14	12700	120	12	1270
18	8	9200	90	11	920
19	15	13500	125	13	1350
20	16	14000	130	14	1400
21	15,5	13500	115	15	1350
22	12,5	12250	110	12	1225
23	13,5	13700	105	10	1370
24	11,5	10000	100	11	1000
25	8	8600	80	13	850
26	7,4	9320	105	9	1200
27	13,6	12540	125	12	1300
28	12,8	10840	95	14	1100
29	11,2	11200	100	10	980
30	10,9	7920	120	8,5	1370

Принять : $R = 100, 250, 500, 750, 1000, 2000$ м.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 4

«Определение коэффициента приемистости, проницаемости и пьезопроводности нагнетательных скважин»

Цель работы: определение главных параметров нагнетательных скважин при их исследовании.

1. Теоретическая часть

Исследование скважин при неустановившемся режиме или исследование методом восстановления (падения) давления основано на изучении неустановившихся процессов фильтрации, происходящих в пласте при остановке и пуске скважин. Этим методом можно исследовать скважины, в которых однофазная жидкость.

Сущность метода исследования состоит в прослеживании скорости восстановления забойного давления во времени остановки скважины или скорости снижения забойного давления после пуска скважины в эксплуатацию.

При исследовании скважины методом падения давления забойное давление после пуска скважины в эксплуатацию будет снижаться и стремиться к своему наименьшему значению, соответствующему установленному отбору жидкости из пласта.

В процессе исследования данные об изменении забойного давления записывают через равные промежутки времени. В соответствии с этими данными кривую восстановления давления строят в координатах ΔP и $\lg t$.

Как видно на кривой, по истечении некоторого времени появляется прямолинейный участок, который и используют для определения параметров пласта.

По графику определяют уклон (i) прямолинейного участка кривой

$$i = \frac{\Delta P_2 - \Delta P_1}{\lg t_2 - \lg t_1}. \quad (1)$$

Далее определяют гидропроводность, пьезопроводность, коэффициент продуктивности и проницаемости.

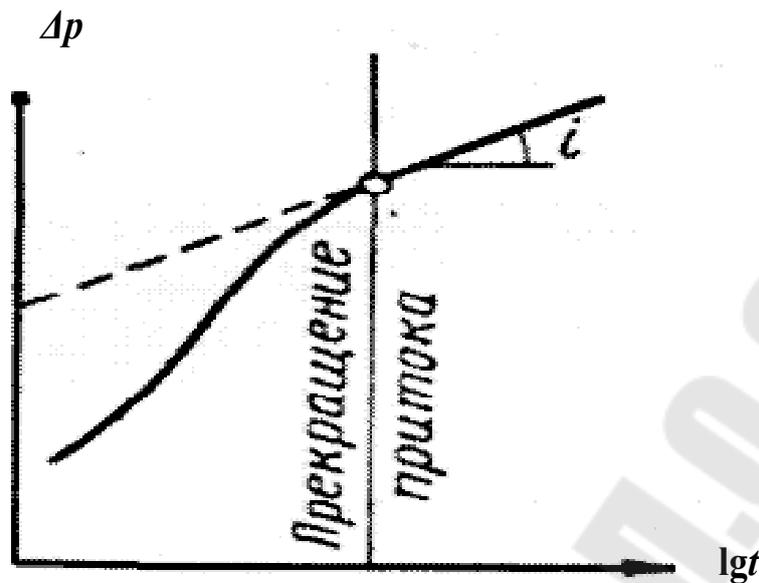


Рис. 1. Кривая зависимости ΔP от lgt

Коэффициент гидропроводности отражает качественную характеристику гидравлической проводимости пласта в зависимости от проницаемости породы, вязкости протекающей в ней жидкости и мощности пласта. Гидропроводность пласта прямо пропорционально проницаемости и мощности пласта и обратно пропорциональна вязкости протекающей по пласту жидкости.

$$\frac{k \cdot h}{\mu} =, \text{ м}^3/\text{Па} \cdot \text{с} \quad (2)$$

где: h – мощность пласта, м; μ – вязкость, протекающей жидкости, Па·с.

Коэффициент пьезопроводности пласта характеризует упругие свойства пласта и насыщающих его жидкостей.

$$\chi = \frac{k}{\mu \times \beta^*}, \text{ м}^2/\text{с} \quad (3)$$

где: k – коэффициент проницаемости пласта, м^2 ; μ – динамическая вязкость жидкости, Па·с; β^* – коэффициент упругости пласта, 1/Па.

Коэффициент продуктивности характеризует гидродинамические свойства самих скважин и участков пласта, окружающих эти скважины.

2. Расчетная часть

Нагнетательная скважина исследована после установившегося режима путем закачки в пласт воды. Для исследования, прикрывая

задвижку, быстро ограничивают расход нагнетаемой воды на 20–40 % и наблюдают за изменением давления оп образцовому манометру, установленному на устье скважины. В процессе дальнейшего исследования расход воды поддерживают постоянным. Вначале давление фиксируют через 10 с, а затем по мере замедления понижения давления, интервалы времени между замерами увеличивают до 1–2 ч.

Данные по скважине: расход воды на первом режиме Q_1 , расход воды на втором режиме (после ограничения) Q_2 , мощность пласта h , вязкость воды в пластовых условиях μ , пористость m , коэффициент сжимаемости породы $\beta_{\text{п}} = 1 \cdot 10^{-5}$ 1/ат, коэффициент сжимаемости воды $\beta_{\text{в}} = 2,9 \cdot 10^{-5}$ 1/ат.

Требуется определить коэффициенты проницаемости, приемистости и пьезопроводности.

Полученные данные наблюдений сводим в таблицу 1.

Таблица 1

Данные для построения графика № 1

№ точки замера	lgt ,	Δp	№ точки замера	lgt ,	Δp
1	1	0.6	18	2.3	3.15
2	1.3	1	19	2.34	3.3
3	1.47	1.3	20	2.39	3.3
4	1.6	1.55	21	2.44	3.45
5	1.69	1.6	22	2.49	3.6
6	1.77	2.0	23	2.56	3.6
7	1.84	2.0	24	2.63	3.85
8	1.9	2.1	25	2.78	3.85
9	1.95	2.3	26	2.89	4.15
10	2	2.4	27	2.99	4.3
11	2.04	2.6	28	3.14	4.3
12	2.049	2.8	29	3.29	4.3
13	2.1	2.8	30	3.46	4.4
14	2.14	2.8	31	3.67	4.5
15	2.17	2.95	32	3.9	4.55
16	2.2	2.95	33	4.0	4.6
17	2.25	3.15	34	4.28	4.63
			35	4.4	4.65

1. Строим график восстановления давления в координатах Δp и lgt

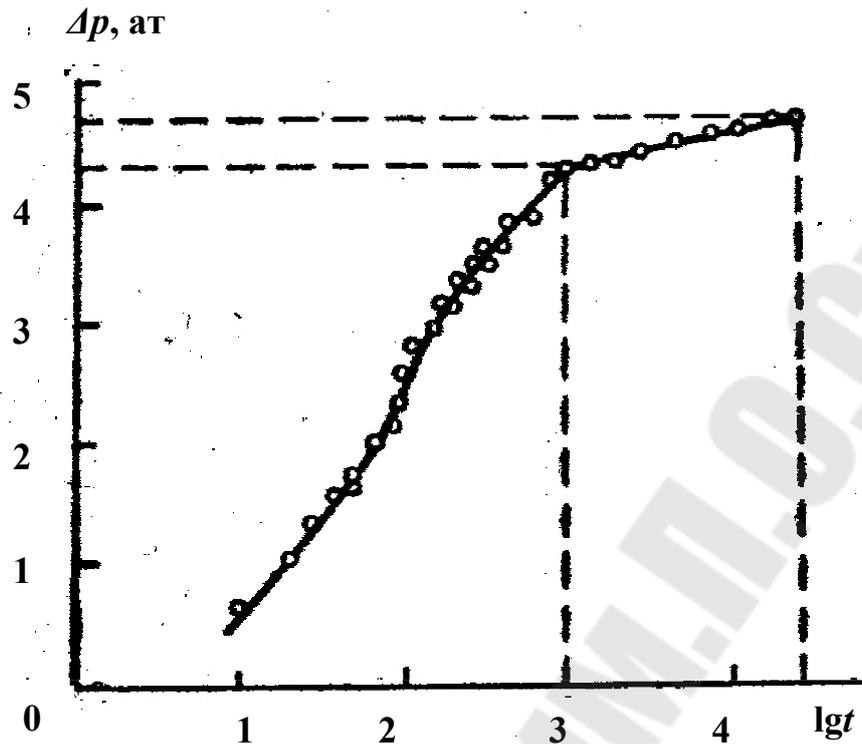


Рис. 1. Кривая восстановления давления в нагнетательной скважине в координатах ΔP от lgt

2. Находим наклон прямолинейного участка кривой

$$i = \frac{\Delta p_{35} - \Delta p_{27}}{\lg t_{35} - \lg t_{27}}, \quad (1)$$

3. Определяем средний коэффициент проницаемости пласта в пределах радиуса контура питания

$$k = \frac{0,183 \times \Delta Q \times \mu \times 10^6}{h \times i \times 86400}, \quad \text{Д} \quad (2)$$

где: ΔQ – разность в объеме закачиваемой воды при первом и втором режимах, м³/сут; μ – вязкость воды в пластовых условиях, сПз; h – толщина пласта, см.

4. Строим график 2 в координатах $\ln \frac{d\Delta p}{\Delta t}$ и t

Данные для построения графика №2

№ точки замера	Время t , с	$\ln \frac{d\Delta p}{dt}$
1	140	-4.6
2	160	-4.9
3	200	-5.28
4	240	-5.58
5	300	-5.7
6	330	-5.7
7	450	-6.17
8	810	-7.09
9	2010	-8.95
10	2890	-9.7
11	4710	-10.18
12	8310	-11.15

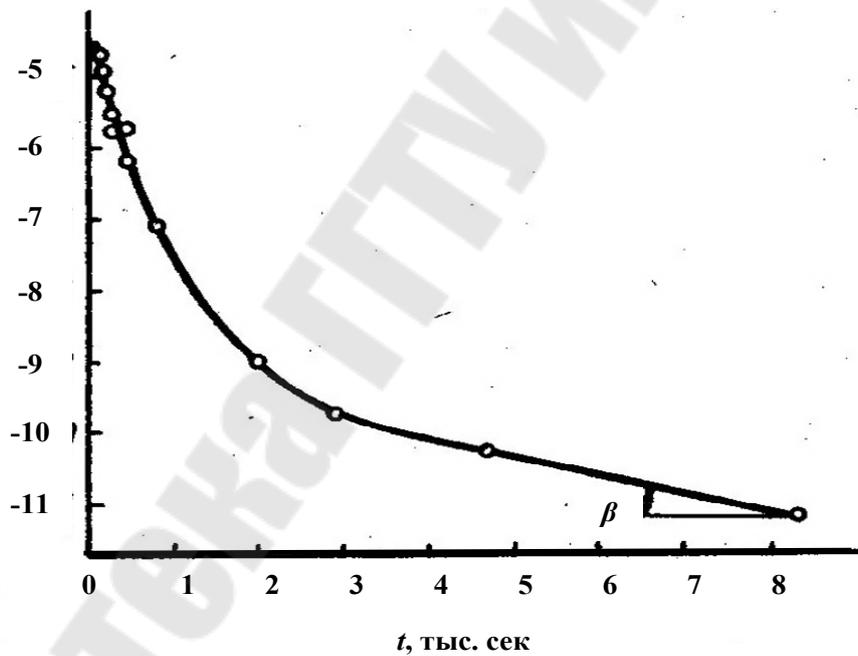


Рис. 2. Кривая восстановления давления в нагнетательной скважине
в координатах $\ln \frac{d\Delta p}{dt}$ от t

5. Находим уклон β

$$\beta = \frac{\ln\left(\frac{d\Delta p}{\Delta t}\right)_{11} - \ln\left(\frac{d\Delta p}{\Delta t}\right)_{12}}{t_{12} - t_{11}}, \quad (3)$$

6. Определяем начальную депрессию $\Delta p_{ст}$

$$\Delta p_{ст} = \Delta p + 1,115 \times i \times e^{-\beta \times t}, \text{ ат} \quad (4)$$

где: Δp – депрессия в конце прямолинейного отрезка кривой восстановления давления (точка 10); t – общая продолжительность наблюдений за изменением давления (табл. 1).

7. Коэффициент приемистости скважины

$$K = \frac{\Delta Q}{\Delta p_{ст}}, \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{ат} \quad (5)$$

8. Коэффициент пьезопроводности

$$\chi = \frac{\kappa}{\mu \times (m \times \beta_v + \beta_{II})}, \text{ см}^2/\text{сек} \quad (6)$$

9. Радиус контура питания

$$R_k = 2,405 \times \sqrt{\frac{\chi}{\beta}}, \text{ см} \quad (7)$$

10. Коэффициент проницаемости призабойной зоны скважины

$$k = \frac{\Delta Q \times \mu \times 2,3 \times \lg \frac{R_k}{r_c} \times 10^6}{2 \times \pi \times h \times \Delta p_{ст} \times 86400}, \text{ Д} \quad (8)$$

где: r_c – радиус забоя скважины, равный 0,1 м; R_k – радиус контура питания, м; h – толщина пласта, см.

Исходные данные

№ вар	$Q_1, \text{ м}^3/\text{сут}$	$Q_2, \text{ м}^3/\text{сут}$	$h, \text{ м}$	$\mu, \text{ сПз}$	m
1	550	430	22,8	1,5	0,2
2	560	440	20	1,4	0,18
3	555	435	21,5	1,56	0,17
4	565	445	20,7	1,35	0,23
5	545	425	20,4	1,6	0,21
6	540	420	22,7	1,65	0,22
7	552	432	22,3	1,54	0,19
8	660	540	20,6	1,52	0,215
9	600	480	21,4	1,37	0,175
10	630	510	20,9	1,4	0,192
11	610	490	22,3	1,45	0,185

Окончание табл.

№ вар	$Q_1, \text{м}^3/\text{сут}$	$Q_2, \text{м}^3/\text{сут}$	$h, \text{м}$	$\mu, \text{сПз}$	m
12	620	500	22,6	1,47	0,223
13	605	485	21,2	1,48	0,225
14	505	385	21,9	1,61	0,231
15	510	390	20,3	1,58	0,201
16	540	420	22,5	1,59	0,195
17	535	415	22,1	1,48	0,187
18	570	450	20,2	1,46	0,217
19	580	460	20,3	1,51	0,17
20	590	470	20,8	1,55	0,16
21	545	425	21,8	1,63	0,24
22	530	410	21,6	1,49	0,25
23	550	430	21,1	1,51	0,21
24	580	460	22,9	1,57	0,22
25	600	480	18,5	1,6	0,16
26	620	500	19,7	1,54	0,19
27	540	520	20,6	1,56	0,23
28	510	400	16,8	1,62	0,18
29	590	470	17,4	1,5	0,14
30	605	485	22,3	1,46	0,11

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 5

«Определение технологических показателей разработки при жестком водонапорном режиме (на примере круговой залежи)»

Цель работы: усвоить и осмысленно подойти к количественной оценке показателей разработки, понять последовательность технико-экономических расчетов, определить ряд основных показателей, характеризующих процесс разработки гипотетической нефтяной залежи, осуществляемой при жестком водонапорном режиме.

1. Теоретическая часть

Решение комплексной задачи по определению основных показателей разработки нефтяного месторождения следует начинать с подсчета запасов нефти по залежи объемным методом.

$$Q_{\text{б}} = F \cdot h \cdot m \cdot K_{\text{н}} \cdot \eta, \quad (1)$$

$$Q_{\text{н}} = Q_{\text{б}} \cdot K_{\text{отд}}, \quad (2)$$

Следующим этапом, который предшествует гидродинамическим расчетам, является определение основных гидродинамических характеристик нефтесодержащего коллектора: проницаемости, гидропроводности и пьезопроводности – методом восстановления давления, а затем приведенного радиуса скважины и коэффициента продуктивности K .

Для определения проницаемости по результатам исследования скважины используется формула

$$k = \frac{2.3 Q \times \mu_{\text{н}} \times 10^6}{4 \times 3.14 \times h \times 86400} \times \left(\frac{\lg t_{i+1} - \lg t_i}{\Delta P_{i+1} - \Delta P_i} \right), \quad (3)$$

Дальнейшим этапом является приведение или схематизация неправильной геометрической формы, которую имеет естественная залежь, к правильной геометрической – полосовой, кольцевой или круговой, для которых наиболее полно разработаны методы гидродинамических расчетов.

После схематизации формы залежи можно переходить к гидродинамическим расчетам по определению количественных показателей, характеризующий процесс разработки залежи во времени.

Расчет следует начать с определения внешних и внутренних, гидродинамических сопротивлений и приведенного контура питания с учетом различия вязкостей воды и нефти, а затем перейти к определению дебитов скважин рядов и залежи в целом и времени разработки залежи.

Для определения дебитов используется система уравнений гидродинамической интерференции между рядами скважин и скважинами в рядах.

Если забойные давления в скважинах одного ряда отличаются от забойных давлений в скважинах другого ряда, система уравнений интерференции может быть представлена в следующем виде:

Круговая залежь для трех скважин

$$\begin{aligned}
 1) \quad & \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (P_{k1} - P_{c1})}{\mu_n} = (Q_1 + Q_2 + Q_3) \cdot \ln \frac{R_0}{R_1} + Q_1 \cdot \frac{\sigma}{\pi \cdot R_1} \ln \frac{\sigma}{\pi \cdot r_{пр}} \\
 2) \quad & \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (P_{c1} - P_{c2})}{\mu_n} = (Q_2 + Q_3) \cdot \ln \frac{R_1}{R_2} + Q_2 \cdot \frac{\sigma}{\pi \cdot R_2} \ln \frac{\sigma}{\pi \cdot r_{пр}} - Q_1 \cdot \frac{\sigma}{\pi \cdot R_1} \ln \frac{\sigma}{\pi \cdot r_{пр}} \\
 3) \quad & \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (P_{c2} - P_{c3})}{\mu_n} = Q_3 \cdot \left(\ln \frac{R_2}{R_3} + \frac{\sigma}{\pi \cdot R_3} \ln \frac{\sigma}{\pi \cdot r_{пр}} \right) - Q_2 \cdot \frac{\sigma}{\pi \cdot R_2} \ln \frac{\sigma}{\pi \cdot r_{пр}}
 \end{aligned}$$

где k – проницаемость, Дарси;

h – мощность пласта, см;

$P_k, P_{c1}, P_{c2}, P_{c3}$ – давление на контуре питания и забойные давления в скважинах соответственно 1, 2, 3 ряда, атм;

μ_n – вязкости нефти, сПз;

Q_1, Q_2, Q_3 – дебит соответственно 1, 2, 3 ряда скважин, см³/с;

σ – половина расстояния между скважинами, см;

$r_{пр}$ – приведенный радиус, см;

R_0 – приведенный радиус контура питания, см;

R_1, R_2, R_3 – соответственно радиусу 1, 2, 3 ряда скважина, см.

На рисунке 1 представлена схема круговой залежи.

Срок разработки залежи определяется по следующей формуле:

$$T = \frac{Q_n}{\sum Q_i}, \quad (5)$$

Заключительным этапом решения является определение динамики пластового давления на стенке укрупненной скважины в процессе разработки залежи по формуле упругого режима

$$\Delta P = \frac{\Delta Q \cdot \mu_{\text{в}}}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \left(-E_i \left(\frac{R^2}{4 \cdot \chi \cdot t_i} \right) \right), \quad (6)$$

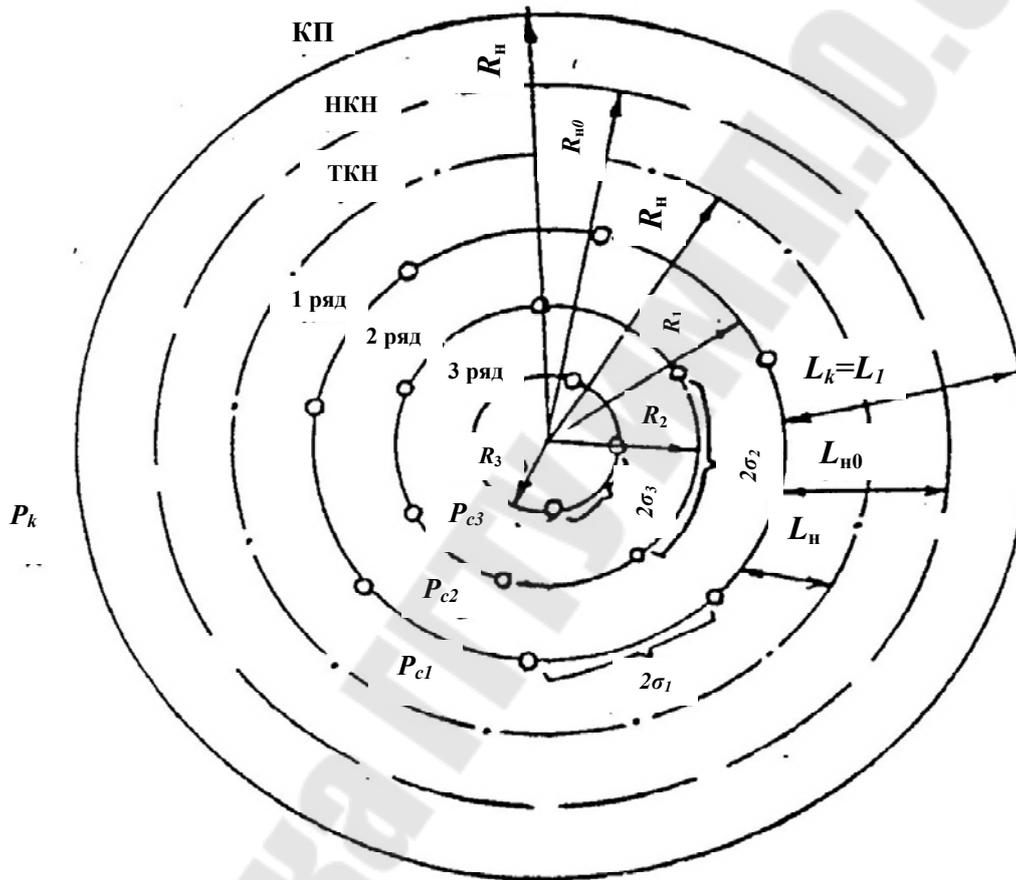


Рис. 1 Схематизация реальной залежи с тремя батареями скважин в виде кольцевой

2. Расчетная часть

На основе оконтуривания залежи, исследований керна и анализа проб пластовых и поверхностных нефтей было установлено, что залежь в пределах внешнего контура нефтеносности имеет длину 5 км и ширину 4,1 км. Площадь залежи в пределах контура внешнего контура нефтеносности 20 км², средняя эффективная нефтенасыщенная мощность продуктивного пласта $h = 10$ м, пористость $m = 18\%$, конечный коэффициент нефтеотдачи $K_{\text{отд}} = 0,3$, коэффициент нефтенасыщенности $K_{\text{н}} = 0,85$, удельный вес поверхностной разгазированной

нефти $\gamma_n = 0,865$, удельный вес пластовой нефти $\gamma_{пл} = 0,720$, вязкость нефти в пластовых условиях 4 сП, вязкость пластовой воды 1,5 сП.

Количество эксплуатационных скважин, подлежащих размещению на залежи, было ориентировочно определено из расчета 118 тыс. т извлекаемых запасов на одну скважину.

Скважины на залежи размещены кольцевыми рядами с расстоянием от начального контура нефтеносности до первого ряда скважин $L_n = 1000$ м, от 1 до 2 ряда и от 2 до 3 ряда скважин расстояние $L = L_1 = L_2 = 500$ м. Расстояние между скважинами $2\sigma = 500$ м. Площадь между контуром нефтеносности и 1 рядом скважин $F_1 = 10,6$ км², между 1 и 2 рядом $F_2 = 5,6$ км², между 2 и 3 рядом $F_3 = 3,8$ км². Пробуренные скважины имеют внутренний диаметр $d_c = 20$ см. Приведенный радиус, учитывающий гидродинамическое несовершенство скважины 10^{-4} м. Периметр по внешнему контуру нефтеносности $P = 17,1$ км.

Давление на контуре питания $P_k = 170$ ат, забойное давление в скважинах $P_{заб} = 70$ ат, начальное пластовое давление $P_{нач} = 180$ ат, коэффициент сжимаемости пористой среды 10^{-5} 1/ат, коэффициент сжимаемости жидкости $4,5 \cdot 10^{-5}$ 1/ат.

Определить:

1) балансовые и извлекаемые запасы нефти, количество эксплуатационных скважин, проницаемость, пьезопроводность и гидропроводность продуктивного пласта;

2) суммарный дебит скважин каждого ряда, соотношение дебитов рядов скважин и дебит, приходящийся на одну скважину в каждом ряду при совместной работе трех рядов, с учетом и без учета гидродинамического несовершенства скважин;

3) определить: а) время первого и последующих этапов разработки при условии, что средняя за этап обводненность продукции составит на первом этапе 50%, на втором – 75%, на третьем – 90%, а дебит скважин по жидкости сохраняется постоянным во времени в течение каждого этапа; б) изменение давления на стенке укрупненной скважины по формуле бесконечного пласта на каждом этапе разработки залежи при условии, что мощность и проницаемость пласта в законтурной и нефтеносной областях равны; в) количество нефти, добытое за счет упругой энергии породы и

1. Определим балансовые и извлекаемые запасы нефти в целом по залежи

$$Q_0 = F \cdot h \cdot m \cdot K_n \cdot \gamma_n \cdot \eta, \text{ т} \quad (1)$$

$$Q_H = Q_6 \cdot K_{отд}, \text{ Т} \quad (2)$$

где: F – площадь залежи в пределах внешнего контура нефтеносности, м^2 ; h – эффективная нефтенасыщенная мощность продуктивного пласта, м ; γ_H – удельный вес разгазированной поверхностной нефти, $\text{т}/\text{м}^3$; η – пересчетный коэффициент для перевода объема нефти из пластовых условий в поверхностные; $K_{отд}$ – коэффициент конечной нефтеотдачи.

$$\eta = \frac{1}{\gamma_H / \gamma_{пл}}, \quad (3)$$

а также запасы нефти между внешним контуром нефтеносности и первым рядом скважин:

$$Q_6^1 = F_1 \cdot h \cdot m \cdot K_H \cdot \gamma_H \cdot \eta, \text{ Т} \quad (4)$$

$$Q_H^1 = Q_6^1 \cdot K_{отд}, \text{ Т} \quad (5)$$

между первым и вторым рядом:

$$Q_6^2 = F_2 \cdot h \cdot m \cdot K_H \cdot \gamma_H \cdot \eta, \text{ Т} \quad (6)$$

$$Q_H^2 = Q_6^2 \cdot K_{отд}, \text{ Т} \quad (7)$$

между вторым и третьим рядом:

$$Q_6^3 = F_3 \cdot h \cdot m \cdot K_H \cdot \gamma_H \cdot \eta, \text{ Т} \quad (8)$$

$$Q_H^3 = Q_6^3 \cdot K_{отд}, \text{ Т} \quad (9)$$

2. Произведем схематизацию залежи.

Так как отношение малой оси месторождения «а» к большей «в» более $1/3$, то естественную залежь следует схематизировать в виде кольцевой залежи. При этом основные геометрические характеристики залежи сохраняются такими же, как на естественной залежи:

– расстояние от контура питания до первого ряда скважин $L_K = 10000 \text{ м}$;

– расстояние от начального контура нефтеносности до первого ряда скважин $L_{но} = 1000 \text{ м}$;

3. Определим радиус кольца по внешнему контуру нефтеносности

$$R_{\text{н.о.}} = \frac{P}{2 \cdot \pi}, \text{ м} \quad (10)$$

Затем вычислим радиус первого, второго и третьего эксплуатационных рядов скважин по формулам:

$$R_1 = \sqrt{R_{\text{н}}^2 - \frac{F_1}{\pi}}, \text{ м} \quad (11)$$

$$R_2 = \sqrt{R_{\text{н}}^2 - \frac{F_1 + F_2}{\pi}}, \text{ м} \quad (12)$$

$$R_3 = r = \sqrt{R_{\text{н}}^2 - \frac{F_1 + F_2 + F_2}{\pi}}, \text{ м} \quad (13)$$

4. При заданных расстояниях между скважинами определим количество эксплуатационных скважин в каждом ряду:

– в первом

$$n_1 = \frac{2 \cdot \pi \cdot R_1}{2 \cdot \sigma}, \text{ СКВ} \quad (14)$$

– во втором

$$n_2 = \frac{2 \cdot \pi \cdot R_2}{2 \cdot \sigma}, \text{ СКВ} \quad (15)$$

– в третьем

$$n_3 = \frac{2 \cdot \pi \cdot R_3}{2 \cdot \sigma}, \text{ СКВ} \quad (16)$$

Общее количество эксплуатационных скважин в целом по залежи составит:

$$N = n_1 + n_2 + n_3, \text{ СКВ} \quad (17)$$

Общее количество скважин по залежи, определенное из условия тождества реальной и схематизированной залежей, можно проверить равенством:

$$N = \frac{Q_{\text{н}}}{Q_{\text{СКВ}}}, \text{ СКВ} \quad (18)$$

Где: $Q_{\text{СКВ}}$ – количество извлекаемых запасов, приходящихся на одну эксплуатационную скважину.

5. Определим проницаемость, пьезопроводность и гидропроводность пласта

Для определения проницаемости построим график зависимости $\Delta P = f(\lg t)$. Выбрав на прямолинейном участке кривой две каких-либо точки, определим проницаемость

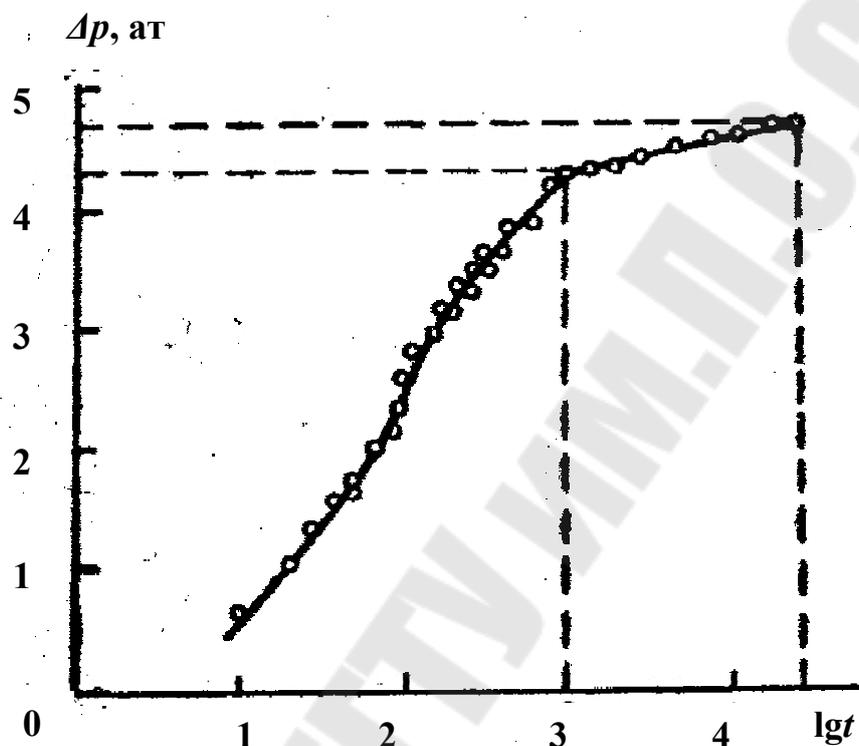


Рис. 2. Кривая восстановления давления во времени в скважине после ее остановки

$$k = \frac{2,3Q \times \mu_n \times 10^6}{4 \times 3,14 \times h \times 86400} \times \left(\frac{\lg t_{i+1} - \lg t_i}{\Delta P_{i+1} - \Delta P_i} \right), \text{ Д} \quad (19)$$

где: Q – дебит жидкости м³/сут; h – эффективная нефтенасыщенная мощность пласта в см.

Пьезопроводность пласта

$$\chi = \frac{k}{\mu_n \times (m \times \beta_{ж} + \beta_c)}, \text{ см}^2/\text{с} \quad (20)$$

Гидропроводность пласта

$$\xi = \frac{k \times h}{\mu_n}, \text{ Дсм/сПз} \quad (21)$$

6. Определим суммарный дебит скважин каждого ряда, соотношение дебитов рядов, приходящийся на 1 скважину, при совместной работе трех рядов с учетом гидродинамического несовершенства скважин на I, II, III этапах.

На I этапе расчет следует начинать с определения приведенного контура питания по формуле

$$\ln R_0 = \frac{\mu_B}{\mu_H} \cdot \ln R_k - \frac{1 - \frac{\mu_B}{\mu_H}}{2} + \frac{1 - \frac{\mu_B}{\mu_H}}{1 - \left(\frac{R_1}{R_{H.O.}}\right)^2} \cdot \ln R_{H.O.} - \frac{1 - \frac{\mu_B}{\mu_H}}{\left(\frac{R_{H.O.}}{R_1}\right)^2 - 1} \cdot \ln R_1, \text{ м} \quad (22)$$

Затем можно рассчитать дебит каждого эксплуатационного ряда, составив предварительно систему уравнений интерференции для условий, когда $P_{c1} = P_{c2} = P_{c3}$

$$\begin{aligned} 1) \quad & \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (P_{k1} - P_{c1})}{\mu_H} = (Q_1 + Q_2 + Q_3) \cdot \ln \frac{R_0}{R_1} + Q_1 \cdot \frac{\sigma}{\pi \cdot R_1} \ln \frac{\sigma}{\pi \cdot r_{np}}; \\ 2) \quad & \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (P_{c1} - P_{c2})}{\mu_H} = (Q_2 + Q_3) \cdot \ln \frac{R_1}{R_2} + Q_2 \cdot \frac{\sigma}{\pi \cdot R_2} \ln \frac{\sigma}{\pi \cdot r_{np}} - Q_1 \cdot \frac{\sigma}{\pi \cdot R_1} \ln \frac{\sigma}{\pi \cdot r_{np}}; \\ 3) \quad & \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (P_{c2} - P_{c3})}{\mu_H} = Q_3 \cdot \left(\ln \frac{R_2}{R_3} + \frac{\sigma}{\pi \cdot R_3} \ln \frac{\sigma}{\pi \cdot r_{np}} \right) - Q_2 \cdot \frac{\sigma}{\pi \cdot R_2} \ln \frac{\sigma}{\pi \cdot r_{np}}. \end{aligned}$$

Из третьего уравнения определяем значение Q_2 :

$$Q_2 = Q_3 \cdot \frac{\left(\ln \frac{R_2}{R_3} + \frac{\sigma}{\pi \cdot R_3} \ln \frac{\sigma}{\pi \cdot r_{np}} \right)}{\frac{\sigma}{\pi \cdot R_2} \cdot \ln \frac{\sigma}{\pi \cdot r_{np}}}. \quad (23)$$

Из второго уравнения:

$$Q_1 = \left(\frac{(Q_2 + Q_3) \cdot \ln \frac{R_1}{R_2} + Q_2 \cdot \frac{\sigma}{\pi \cdot R_2} \ln \frac{\sigma}{\pi \cdot r_{np}}}{\frac{\sigma}{\pi \cdot R_1} \ln \frac{\sigma}{\pi \cdot r_{np}}} \right). \quad (24)$$

Подставляя значения Q_1 и Q_2 , выраженные через Q_3 в первое уравнение, а также выражая левую часть первого уравнения в $\text{м}^3/\text{сут}$ рассчитаем численное значение Q_3 .

$$\frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (P_{\kappa} - P_{c3})}{\mu_{\text{H}} \cdot 10^6} = (Q_1 + Q_2 + Q_3) \cdot \ln \frac{R_0}{R_1} + Q_1 \frac{\sigma}{\pi \cdot R_1} \ln \frac{\sigma}{\pi \cdot r_{\text{пр}}}$$

По найденному значению Q_3 определяются численные значения дебитов второго и третьего ряда при совместной работе трех рядов скважин на залежи.

Суммарный дебит трех рядов

$$\sum Q_1 = Q_1 + Q_2 + Q_3, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (25)$$

Далее определяем процентное соотношение дебитов рядов, приняв дебит первого ряда за 100 % и дебит одной скважины в каждом ряду:

$$P_1 = \frac{Q_2}{Q_1} \times 100 \quad P_2 = \frac{Q_3}{Q_1} \times 100, \quad (26)$$

$$q_1 = \frac{Q_1}{n_1} \quad q_2 = \frac{Q_2}{n_2} \quad q_3 = \frac{Q_3}{n_3}, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (27)$$

7. Аналогичным образом определяем средние дебиты рядов на II и III этапах разработки.

На II этапе разработки приведенный контур питания определим по формуле

$$\ln R_0 = \frac{\mu_{\text{В}}}{\mu_{\text{H}}} \cdot \ln R_{\kappa} - \frac{1 - \frac{\mu_{\text{В}}}{\mu_{\text{H}}}}{2} + \frac{1 - \frac{\mu_{\text{В}}}{\mu_{\text{H}}}}{1 - \left(\frac{R_2}{R_1}\right)^2} \cdot \ln R_1 - \frac{1 - \frac{\mu_{\text{В}}}{\mu_{\text{H}}}}{\left(\frac{R_1}{R_2}\right)^2 - 1} \cdot \ln R_2, \text{ м} \quad (28)$$

Составим уравнение интерференции при одновременной работе двух рядов скважин и $P_{c2} = P_{c3}$

$$1) \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (P_{\kappa} - P_{c2}) \cdot 86400}{\mu_{\text{H}} \cdot 10^6} = (Q_2 + Q_3) \cdot \ln \frac{R_0}{R_2} + Q_2 \cdot \frac{\sigma}{\pi \cdot R_2} \ln \frac{\sigma}{\pi \cdot r_{\text{пр}}}$$

$$2) 0 = Q_3 \cdot \left(\ln \frac{R_2}{R_3} + \frac{\sigma}{\pi \cdot R_3} \ln \frac{\sigma}{\pi \cdot r_{\text{пр}}} \right) - Q_2 \frac{\sigma}{\pi \cdot R_2} \ln \frac{\sigma}{\pi \cdot r_{\text{пр}}} \quad (29)$$

Из 2-го уравнения получим

$$Q_2 = Q_3 \cdot \frac{\left(\ln \frac{R_2}{R_3} + \frac{\sigma}{\pi \cdot R_3} \ln \frac{\sigma}{\pi \cdot r_{\text{пр}}} \right)}{\frac{\sigma}{\pi \cdot R_2} \ln \frac{\sigma}{\pi \cdot r_{\text{пр}}}}, \quad (30)$$

Подставляя значения Q_2 , выраженные через Q_3 , в первое уравнение, а также выражая левую часть первого уравнения в $\text{м}^3/\text{сут}$, рассчитываем численное значение Q_3

$$\frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (P_k - P_c) \cdot 86400}{\mu_n \cdot 10^6} = (Q_2 + Q_3) \cdot \ln \frac{R_0}{R_2} + Q_2 \cdot \frac{\sigma}{\pi \cdot R_2} \ln \frac{\sigma}{\pi \cdot r_{\text{пр}}}$$

$$Q_3 = \text{м}^3/\text{сут}$$

По найденному численному значению Q_3 определяются численные значения дебитов второго и третьего ряда при совместной работе трех рядов скважин на залежи:

Определим суммарный дебит двух рядов и процентное соотношение дебитов рядов, приняв дебит 2-го ряда за 100 %

$$\sum Q_{11} = Q_2 + Q_3, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (31)$$

$$P = \frac{Q_3}{Q_2} \times 100, \% \quad (32)$$

Затем рассчитаем дебит одной скважины в каждом ряду:

$$q_2^{11} = \frac{Q_2^{11}}{n_2}, \quad \text{м}^3/\text{сут}$$

$$q_3^{11} = \frac{Q_3^{11}}{n_3}, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (33)$$

8. На третьем этапе разработки приведенный контур питания составит

$$\ln R_0 = \frac{\mu_B}{\mu_H} \cdot \ln R_k - \frac{1 - \frac{\mu_B}{\mu_H}}{2} + \frac{1 - \frac{\mu_B}{\mu_H}}{1 - \left(\frac{R_3}{R_2}\right)^2} \cdot \ln R_2 - \frac{1 - \frac{\mu_B}{\mu_H}}{\left(\frac{R_2}{R_3}\right)^2 - 1} \cdot \ln R_3, \text{ м} \quad (34)$$

Уравнение интерференции при работе одного третьего ряда и его дебит рассчитываем так:

$$\frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (P_k - P_c) \cdot 86400}{\mu_H \cdot 10^6} = Q_3 \cdot \left(\ln \frac{R_0}{R_3} + \frac{\sigma}{\pi \cdot R_2} \ln \frac{\sigma}{\pi \cdot r_{\text{пр}}} \right) \quad (35)$$

$$Q_3 = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (P_k - P_c) \cdot 86400}{\mu_H \cdot \left(\ln \frac{R_0}{R_3} + \frac{\sigma}{\pi \cdot R_2} \cdot \ln \frac{\sigma}{\pi \cdot r_{\text{пр}}} \right)}$$

Дебит одной скважины в ряду на III этапе

$$q_3^{11} = \frac{Q_3^{111}}{n_3}, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (36)$$

9. Определение времени разработки залежи на каждом этапе и общего срока разработки:

– на первом этапе разработки

$$t_1 = \frac{Q_H^1 \times \beta \times 10^6}{(Q_1 + Q_2 + Q_3) \times \left(1 - \frac{n}{100}\right) \times \gamma \times 365}, \text{ года} \quad (37)$$

– на втором этапе

$$t_2 = \frac{Q_H^{11} \times \beta \times 10^6}{(Q_2 + Q_3) \times \left(1 - \frac{n}{100}\right) \times \gamma \times 365}, \text{ года} \quad (38)$$

– на третьем этапе

$$t_3 = \frac{Q_H^{111} \times \beta \times 10^6}{(Q_3) \times \left(1 - \frac{n}{100}\right) \times \gamma \times 365}, \text{ года} \quad (39)$$

Общий срок разработки залежи составит

$$T = t_1 + t_2 + t_3, \text{ года} \quad (40)$$

10. Определение изменения пластового давления на стенке укрупненной скважины на различных этапах разработки.

С этой целью определим сначала радиус укрупненной скважины

$$R_c = \sqrt{\frac{F}{\pi}}, \text{ см} \quad (41)$$

Для первого этапа расчет ведется по формуле

$$\Delta P_1 = \frac{\mu_B \times 10^6}{86400 \times 4 \times \pi \times k \times h} \times \left(\Delta \sum Q_1 \times \left[E_i \left(-\frac{R_c^2}{4 \times \chi \times t_1} \right) \right] \right)$$

$$P_{\text{пл}}^1 = P_{\text{нач}} - \Delta P_1, \text{ ат} \quad (42)$$

Для второго этапа

$$\Delta P_2 = \frac{\mu_B \times 10^6}{86400 \times 4 \times \pi \times k \times h} \times \left(\Delta \sum Q_1 \times \left(E_i \left(-\frac{R_c^2}{4 \times \chi \times (t_1 + t_2)} \right) \right) + \Delta \sum Q_2 \times \left(E_i \left(-\frac{R_c^2}{4 \times \chi \times t_2} \right) \right) \right)$$

$$P_{\text{тек}}^{11} = P_{\text{нач}} - \Delta P_2 \quad (43)$$

Для третьего этапа

$$\Delta P_3 = \frac{\mu_B \times 10^6}{86400 \times 4 \times \pi \times k \times h} \times \left(\Delta \sum Q_1 \times \left(E_i \left(-\frac{R_c^2}{4 \times \chi \times (t_1 + t_2 + t_3)} \right) \right) + \Delta \sum Q_2 \times \left(E_i \left(-\frac{R_c^2}{4 \times \chi \times t_2} \right) \right) + \Delta \sum Q_3 \times \left(E_i \left(-\frac{R_c^2}{4 \times \chi \times t_3} \right) \right) \right)$$

$$P_{\text{тек}}^{111} = P_{\text{нач}} - \Delta P_3 \quad (44)$$

11. Определение отбора нефти за счет упругих свойств пластовых жидкостей

Определим отбор нефти за счет упругих свойств пластовых жидкостей и нефтесодержащего коллектора по формуле:

$$\Delta V = \beta^* \times V \times \Delta P \times h, \text{ м}^3, \quad (45)$$

а затем отбор нефти за счет упругих сил в процентах от общих извлекаемых запасов по формуле:

$$\frac{\Delta V \times \gamma_{\text{н}}}{Q_{\text{н}}} \times 100, \% \quad (46)$$

Исходные данные

№ вар.	Дебит скв м ³ /сут	Время нахождения прибора на забое скв, мин				Прирост забойного давления, ат			
		t ₁	t ₂	t ₃	t ₄	ΔP ₁	ΔP ₂	ΔP ₃	ΔP ₄
1	30	7	75	360	1200	3,4	5,6	6,5	7,3
2	30	7	50	240	990	3,3	5,0	5,8	6,5
3	30	7	120	450	1660	3,3	5,5	6,1	6,7
4	30	7	30	180	750	3,1	4,5	5,34	5,76
5	30	7	75	360	1200	3,1	5,0	5,5	5,3
6	30	7	15	150	540	2,9	3,7	4,84	5,04
7	30	7	50	240	990	2,9	4,5	4,9	5,1
8	30	7	120	450	1660	2,9	4,8	5,0	5,2
9	30	7	30	180	750	3,4	5	6,1	7
10	45	7	75	360	1200	3,4	5,6	6,5	7,3
11	45	7	15	150	540	3,3	4,2	5,6	6,2
12	45	7	50	240	990	3,3	5,0	5,8	6,5
13	45	7	120	450	1660	3,3	5,5	6,1	6,7
14	45	7	30	180	750	3,1	4,5	5,34	5,76
15	45	7	75	360	1200	3,1	5	5,5	5,9
16	45	7	15	150	540	2,9	3,7	4,84	5,04
17	45	7	50	240	990	2,9	4,5	4,9	5,1
18	45	7	120	450	1660	2,9	4,8	5,0	5,2
19	45	7	30	180	750	3,4	5	6,1	7
20	60	7	75	360	1200	3,4	5,6	6,5	7,3
21	60	7	15	150	540	3,3	4,2	5,6	6,2
22	60	7	50	240	990	3,3	5,0	5,8	6,5
23	60	7	120	450	1660	3,3	5,5	6,1	6,7
24	60	7	30	180	750	3,1	4,5	5,34	5,76
25	60	7	75	360	1200	3,1	5	5,5	5,9
26	60	7	15	150	540	2,9	3,7	4,84	5,04
27	30	7	50	240	990	2,9	4,5	4,9	5,1
28	45	7	75	360	1200	2,9	5,0	5,8	7
29	60	7	120	450	1660	3,1	4,5	5,5	5,9
30	30	7	50	240	990	3,3	4,0	6,0	7,3

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

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

Козырева Светлана Владимировна

**РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**Практикум
по одноименному курсу
для слушателей специальности 1-51 02 71
«Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»
заочной формы обучения**

Подписано в печать 19.09.13.

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

Ризография. Усл. печ. л. 2,56. Уч.-изд. л. 2,24.

Изд. № 15.

<http://www.gstu.by>

Отпечатано на цифровом дуплекаторе
с макета оригинала авторского для внутреннего использования.

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

246746, г. Гомель, пр. Октября, 48