

СБОРНИК ЗАДАЧ ПО РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Под редакцией
д-ра техн. наук Ю. П. Желтова

Допущено Министерством высшего и среднего специального образования СССР в качестве учебного пособия для студентов вузов, обучающихся по специальности «Технология и комплексная механизация разработки нефтяных и газовых месторождений»



МОСКВА „НЕДРА” 1985

Предисловие	3
Глава 1. Объекты и системы разработки нефтяных месторождений. Модели пластов	5
§ 1. Подготовка запасов, выбор объектов разработки и расчет добычи нефти с учетом последовательности ввода элементов в разработку	5
§ 2. Определение вероятностно-статистических параметров модели слоисто-неоднородного пласта	17
§ 3. Определение модифицированных относительных проницаемостей	25
Глава 2. Разработка нефтяных месторождений при естественных режимах	32
§ 1. Определение давления в пласте при упругом режиме	32
§ 2. Определение параметров по методу материального баланса	36
§ 3. Расчет показателей разработки нефтяного месторождения в законтурной области пласта при упругом режиме	39
§ 4. Разработка нефтяных месторождений при режиме растворенного газа	54
Глава 3. Разработка нефтяных месторождений с использованием заводнения	65
§ 1. Расчет распределения давления в пласте и дебитов скважин при жестком водонапорном режиме	65
§ 2. Расчет технологических показателей разработки месторождения на основе моделей слоисто-неоднородного пласта и поршневого вытеснения нефти водой	75
§ 3. Расчет технологических показателей разработки однородного пласта с использованием модели непоршневого вытеснения нефти водой	96
§ 4. Эмпирическая методика прогнозирования показателей разработки нефтяных месторождений с применением заводнения	111
§ 5. Расчет показателей разработки трещиновато-пористого пласта при его заводнении	116
§ 6. Задачи для учебной научно-исследовательской работы	119
Глава 4. Разработка нефтегазовых месторождений	124
§ 1. Анализ процесса разработки с применением метода материального баланса	124
§ 2. Расчет показателей разработки с использованием эмпирической методики	131
§ 3. Определение технологических показателей разработки нефтегазоконденсатных месторождений	149
§ 4. Определение предельных дебитов скважин при разработке нефтегазовых залежей	158
Глава 5. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений	162
§ 1. Расчет температурного поля пласта при нагнетании в него теплоносителя	162
§ 2. Подготовка исходных данных для проектирования процесса внутрипластового горения. Расчет инициирования горения в пласте	171
§ 3. Расчет технологических показателей разработки нефтяных ме-	

сторожений с применением влажного внутрипластового горения и закачки в пласт пара. Задачи для учебной научно-исследовательской работы	183
Глава 6. Физико-химические методы разработки нефтяных месторождений	216
§ 1. Фильтрация водных растворов активных примесей в пласте	216
§ 2. Расчет процесса извлечения нефти при физико-химическом воздействии на пласт	225
§ 3. Учебные научно-исследовательские задачи	252
Глава 7. Планирование и экономические показатели разработки нефтяных месторождений	255
§ 1. Текущее планирование добычи нефти	255
§ 2. Расчет экономических показателей разработки при заводнении нефтяных месторождений	259
§ 3. Экономические показатели разработки нефтяных месторождений с применением методов увеличения нефтеотдачи пластов	269
§ 4. Оптимальное долгосрочное планирование добычи нефти	281
Список литературы	294

Юрий Петрович Желтов
Иван Николаевич Стрижов
Анатолий Борисович Золотухин
Владислен Михайлович Зайцев

**СБОРНИК ЗАДАЧ
ПО РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Редактор издательства Е. А. Петрова
Переплет художника Т. Н. Погореловой
Художественный редактор В. В. Шутько
Технический редактор Л. А. Мурашова
Корректор К. А. Кузьмина

ИБ № 5802

Сдано в набор 03.10.84. Подписано в печать 22.01.85. Т-04539. Формат 60×90^{1/16}. Бумага книжно-журнальная. Гарнитура «Литературная». Печать высокая. Усл.-печ. л. 18,5. Усл. кр.-отт. 18,5. Уч.-изд. л. 19,89. Тираж 3350 экз. Заказ 1934/116—6. Цена 1 р. 10 к.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра». 103633.
Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19

Ленинградская типография № 4 ордена Трудового Красного Знамени Ленинградского объединения «Техническая книга» им. Евгении Соколовой Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. 191126, Ленинград, Социалистическая ул., 14.

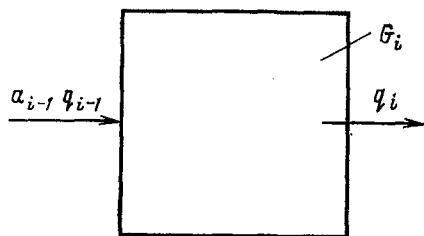


Рис. 1. Схема изменения запасов нефти

категорию поступают запасы $i-1$ -й категории со скоростью q_{i-1} и коэффициентом подтверждаемости a_{i-1} , а в категорию $i+1$ переводятся запасы i -й категории со скоростью q_i и коэффициентом подтверждаемости a_i . На рис. 1 показана схема изменения запасов i -й категории в районе.

Уравнение баланса запасов i -й категории в соответствии с рис. 1 имеет вид

$$\frac{dG_i}{dt} = a_{i-1}q_{i-1} - q_i. \quad (1.1)$$

Применительно к запасам соответственно категорий C_1 и $A+B$ уравнение (1.1) можно представить следующим образом:

$$\frac{dG_{C_1}}{dt} = a_{C_2}q_{C_2} - q_{C_1}, \quad (1.2)$$

$$\frac{dG_{A+B}}{dt} = a_{C_1}q_{C_1} - q_{A+B}. \quad (1.3)$$

Записывая уравнения (1.2) и (1.3) для конечных приращений запасов и времени, получаем

$$\Delta G_{C_1} = a_{C_2}q_{C_2}\Delta t - q_{C_1}\Delta t, \quad (1.4)$$

$$\Delta G_{A+B} = a_{C_1}q_{C_1}\Delta t - q_{A+B}\Delta t.$$

Согласно условию задачи за пятилетний период было добыто $25 \cdot 10^6$ т нефти при коэффициенте конечной нефтеотдачи $\eta_k = 0,5$. Следовательно,

$$q_{A+B}\Delta t = \frac{25 \cdot 10^6}{0,5} = 50 \cdot 10^6 \text{ т.}$$

Из (1.4) имеем

$$a_{C_1} = \frac{\Delta G_{A+B} + q_{A+B}\Delta t}{a_{C_2}q_{C_2}\Delta t - \Delta G_{C_1}} = \frac{30 \cdot 10^6 + 50 \cdot 10^6}{0,5 \cdot 80 \cdot 5 \cdot 10^6 - 100 \cdot 10^6} = 0,8.$$

Задача 1.2. В результате геологоразведочных работ, проводимых в нефтедобывающем районе, предполагается вводить в разработку ежегодно $100 \cdot 10^6$ т запасов нефти категорий $A+B$ при неизменных запасах категорий C_2 , C_1 и $A+B$. Средние за рассматриваемый период времени коэффициенты подтверждаемости запасов

приняты соответственно равными: $a_{C_2} = 0,7$; $a_{C_1} = 0,8$. Какое количество запасов категории C_2 необходимо при этом подготавливать ежегодно?

О т в е т: $178,6 \cdot 10^6$ т.

Задача 1.3. При проектировании разработки нефтяного месторождения в нем было выделено два объекта разработки. Пласты характеризуются неоднородным строением и содержат много пропластков и линз. В результате лабораторного изучения процесса вытеснения нефти из пород-коллекторов определены коэффициенты вытеснения $\eta_{11} = 0,7$ и $\eta_{12} = 0,6$ соответственно для первого и второго объектов, а на основе построения зональных карт распространения отдельных пропластков и линз и наложения на нефтеносную часть месторождения различных схем расположения скважин получены зависимости коэффициентов охвата первого и второго объектов воздействием η_{21} и η_{22} от соответствующих параметров плотности сеток скважин s_{C_1} и s_{C_2} . Эти зависимости оказались линейными. Они имеют вид

$$\eta_{21} = 1 - 0,005s_{C_1}, \quad (1.5)$$

$$\eta_{22} = 1 - 0,00833s_{C_2}. \quad (1.6)$$

s_{C_1} и s_{C_2} в 10^4 м²/скв.

Геологические запасы нефти в пластах первого объекта $G_1 = 80$ млн. т, а в пластах второго объекта $G_2 = 30$ млн. т. Площадь нефтеносности первого объекта $S_1 = 5000 \cdot 10^4$ м², а второго $S_2 = 1200 \cdot 10^4$ м². На оба объекта решено пробурить $n = 150$ скважин. Найти, какое число скважин следует пробурить на каждый объект разработки с тем, чтобы суммарные извлекаемые запасы для месторождения в целом получились максимальными?

Р е ш е н и е. Обозначим число скважин, которое следует пробурить на первый объект, через n_1 , а число скважин, бурящихся на второй объект, — n_2 , так что

$$n = n_1 + n_2. \quad (1.7)$$

В соответствии с определением параметра плотности сетки скважин имеем

$$s_{C_1} = S_1/n_1, \quad s_{C_2} = S_2/n_2. \quad (1.8)$$

Извлекаемые запасы, которые могут быть получены из первого и второго объектов, обозначим N_1 и N_2 . Тогда, учитывая (1.5) и (1.6), получим

$$N_1 = G_1 \eta_{11} (1 - 0,005s_{C_1}), \quad (1.9)$$

$$N_2 = G_2 \eta_{12} (1 - 0,00833s_{C_2}). \quad (1.10)$$

По условию задачи требуется найти максимальное значение $N = N_1 + N_2$. Используя (1.7), (1.8), (1.9) и (1.10), будем иметь

$$N = N_1 + N_2 = G_1 \eta_{11} \left(1 - 0,005 \frac{S_1}{n_1}\right) + G_2 \eta_{12} \left(1 - 0,00833 \frac{S_2}{n - n_1}\right) \rightarrow \max. \quad (1.11)$$

Для удобства обозначим

$$\begin{aligned} A &= G_1 \eta_{11} + G_2 \eta_{12}, & B &= 0,005 G_1 \eta_{11} S_1, \\ D &= 0,00833 G_2 \eta_{12} S_2. \end{aligned} \quad (1.12)$$

Тогда

$$N = A - \frac{B}{n_1} - \frac{D}{n - n_1} \rightarrow \max. \quad (1.13)$$

Чтобы найти максимальное значение N , приравняем нулю первую производную dN/dn_1 , т. е.

$$\frac{dN}{dn_1} = \frac{B}{n_1^2} - \frac{D}{(n - n_1)^2} = 0. \quad (1.14)$$

Из (1.14) получим следующее квадратное уравнение:

$$(B - D)n_1^2 - 2Bnn_1 + Bn^2 = 0. \quad (1.15)$$

Уравнение (1.15) имеет два корня

$$n_{11} = \frac{n\sqrt{B}}{\sqrt{B} - \sqrt{D}}, \quad n_{12} = \frac{n\sqrt{B}}{\sqrt{B} + \sqrt{D}} \quad (1.16)$$

Первый корень отбрасываем, потому что по смыслу $n_1 \leq n$, чему удовлетворяет второй корень, так как

$$\frac{\sqrt{B}}{\sqrt{B} + \sqrt{D}} \leq 1. \quad (1.17)$$

Итак,

$$n_1 = \frac{n\sqrt{B}}{\sqrt{B} + \sqrt{D}}.$$

Для рассматриваемой задачи $\sqrt{B} = \sqrt{0,005 \cdot 80 \cdot 10^6 \cdot 0,7 \cdot 5 \times 10^3} = 3,74 \cdot 10^4$; $\sqrt{D} = \sqrt{0,00833 \cdot 30 \cdot 10^6 \cdot 0,6 \cdot 1,2 \cdot 10^3} = 1,34 \cdot 10^4$ (размерность опускаем).

Тогда

$$n_1 = 150 = \frac{3,74}{3,74 + 1,34} = 110$$

$$n_2 = 150 - 110 = 40.$$

Соответственно

$$s_{C1} = \frac{5000}{110} = 45,45 (10^4 \text{ м}^2/\text{СКВ});$$

$$s_{C2} = \frac{1200}{40} = 30 (10^4 \text{ м}^2/\text{СКВ}).$$

Таким образом, при условиях, указанных в рассматриваемой задаче, второй объект должен разрабатываться по более плотной сетке скважин, чем первый, с тем чтобы получить максимальное количество извлекаемой нефти из обоих объектов.

Задача 1.4. На одном месторождении выделено три объекта разработки, характеризующихся параметрами, помещенными в табл. 1. В условии задачи и при ее решении используются те же обозначения, что и в задаче 1.3.

Таблица 1

Объект	Геологические запасы, млн. т	Площадь нефтеносности, 10^4 м ²	Коэффициент вытеснения, доли единицы	Зависимость коэффициента охвата от параметра плотности сетки
1	100,0	6000,0	0,7	$\eta_{21} = 1 - 0,005s_{c1}$
2	50,0	1500,0	0,6	$\eta_{22} = 1 - 0,008s_{c2}$
3	70,0	1000,0	0,8	$\eta_{23} = 1 - 0,0033s_{c3}$

Общее число скважин, бурящихся на месторождении, $n = 300$. Требуется определить s_{c1} , s_{c2} и s_{c3} , при которых значение $N = N_1 + N_2 + N_3$ достигает максимума.

Указание. Суммарные извлекаемые запасы N на месторождении представим следующим образом:

$$N = G_1 \eta_{11} \left(1 - \alpha_1 \frac{S_1}{n_1} \right) + G_2 \eta_{12} \left(1 - \alpha_2 \frac{S_2}{n_2} \right) + G_3 \eta_{13} \left(1 - \alpha_3 \frac{S_3}{n - n_1 - n_2} \right). \quad (1.18)$$

В рассматриваемой задаче $\alpha_1 = 0,005$; $\alpha_2 = 0,008$; $\alpha_3 = 0,0033$. Для нахождения максимума N приравняем нулю соответствующие производные. Получаем

$$\frac{\partial N}{\partial n_1} = G_1 \eta_{11} \frac{\alpha_1 S_1}{n_1^2} - G_3 \eta_{13} \frac{\alpha_3 S_3}{(n - n_1 - n_2)^2} = 0, \quad (1.19)$$

$$\frac{\partial N}{\partial n_2} = G_2 \eta_{12} \frac{\alpha_2 S_2}{n_2^2} - G_3 \eta_{13} \frac{\alpha_3 S_3}{(n - n_1 - n_2)^2} = 0. \quad (1.20)$$

Так как первый и второй члены в уравнениях (1.19) и (1.20) положительны, можно написать

$$\beta_1 = \frac{n_1}{n - n_1 - n_2}, \quad (1.21)$$

$$\beta_2 = \frac{n_2}{n - n_1 - n_2}, \quad (1.22)$$

где

$$\beta_1 = \left(\frac{G_1 \eta_{11} \alpha_1 S_1}{G_3 \eta_{13} \alpha_3 S_3} \right)^{1/2}, \quad \beta_2 = \left(\frac{G_2 \eta_{12} \alpha_2 S_2}{G_3 \eta_{13} \alpha_3 S_3} \right)^{1/2}.$$

Результат оставшейся части обучающийся получает самостоятельно.

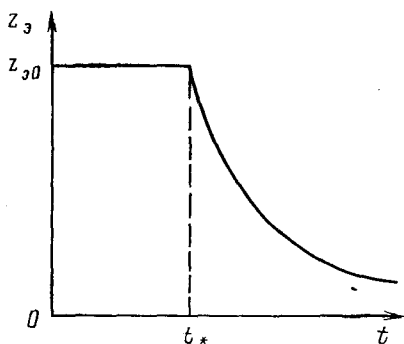


Рис. 2. Изменение темпа разработки элемента пятиточечной схемы расположения скважин во времени

О т в е т: $s_{C1} = 34,3$ (10^4 м²/скв), $s_{C2} = 20,55$ (10^4 м²/скв), $s_{C3} = 19,2$ (10^4 м²/скв).

З а д а ч а 1.5. Однопластовое нефтяное месторождение вводится в разработку с использованием пятиточечной схемы расположения скважин. В одном элементе этой схемы, на который приходится одна нагнетательная и одна добывающая скважина (всего две скважины на элемент), содержится $N_3 = 10^5$ т извлекаемых запасов нефти. Темп разработки элемента $z_3 = z_3(t)$ изменяется со временем t по следующему закону (рис. 2):

$$z_3(t) = \begin{cases} z_{30} & \text{при } 0 \leq t \leq t_*, \\ z_{30}e^{-a(t-t_*)} & \text{при } t > t_*. \end{cases} \quad (1.23)$$

Месторождение разбуривается и обустривается с постоянной скоростью ввода элементов в разработку $\omega_3 = \omega_0 = 20$ элементов в год в период времени $0 \leq t \leq t_1$ (t_1 — время окончания разбуривания и обустройства месторождения). Для рассматриваемого месторождения $z_{30} = 0,1$ 1/год, $t_* = 3$ года, $t_1 = 7$ лет.

Требуется определить годовую добычу нефти q_n через 3, 7 и 10 лет после ввода месторождения в разработку.

Р е ш е н и е. Прежде всего следует определить параметр a , характеризующий темп разработки элемента системы. Для определения этого параметра воспользуемся основным свойством темпа разработки, согласно которому

$$\int_0^{\infty} z_3(t) dt = 1. \quad (1.24)$$

При изменении темпа разработки по закону (1.23) имеем

$$\int_0^{t_*} z_{30} dt + \int_{t_*}^{\infty} z_{30} e^{-a(t-t_*)} dt = 1$$

или

$$z_{30}t_* + z_{30} \int_{t_*}^{\infty} e^{-a(t-t_*)} dt = 1. \quad (1.25)$$

Второй интеграл (1.25) определяется также просто. Имеем

$$\int_{t_*}^{\infty} e^{-a(t-t_*)} dt = \frac{1}{a}. \quad (1.26)$$

Из (1.25) и (1.26) получаем

$$a = \frac{z_{\text{Э}0}}{1 - z_{\text{Э}0} t_*}. \quad (1.27)$$

Добыча нефти из месторождения будет изменяться со временем по-разному в различные стадии его разработки. Выделим четыре стадии. В первую, или начальную стадию месторождение разбуривается и обустроивается. Добыча нефти в этой стадии ни в одном элементе еще не снижается.

Добыча нефти из месторождения в целом $q_{\text{н}}(t)$ в любой стадии определяется по следующей общей формуле:

$$q_{\text{н}}(t) = N_{\text{Э}} \int_0^t \omega_{\text{Э}}(\tau) z_{\text{Э}}(t-\tau) d\tau. \quad (1.28)$$

В первой стадии, т. е. при $0 \leq t \leq t_*$, на основе (1.28) имеем

$$q_{\text{н}1}(t) = N_{\text{Э}} \int_0^t \omega_0 z_{\text{Э}0} d\tau = N_{\text{Э}} \omega_0 z_{\text{Э}0} t. \quad (1.29)$$

Во второй стадии добыча нефти из месторождения продолжает увеличиваться и достигает максимума. При определении добычи нефти в этой стадии необходимо учитывать то обстоятельство, что с момента времени t_* начинаются периоды падающей добычи в элементах, введенных при малых значениях времени t . Если не учитывать падающую добычу в элементах, а считать, что добыча нефти из элемента полностью прекращается при $t > t_*$, то при $t > t_*$ добыча нефти из месторождения осталась бы постоянной, равной $q_{\text{н}1}(t_*) = N_{\text{Э}} \omega_0 z_{\text{Э}0} t_*$, поскольку число вновь вводимых в разработку элементов стало бы равным числу полностью выходящих из разработки элементов. В связи с тем, что добыча нефти из элементов при $t > t_*$, согласно (1.23), продолжается, необходимо к постоянной величине $q_{\text{н}1}(t_*)$ прибавить количество нефти, получаемой из элементов с падающей добычей.

Имеем во второй стадии, т. е. при $t_* \leq t \leq t_1$,

$$q_{\text{н}2}(t) = N_{\text{Э}} \omega_0 z_{\text{Э}0} t_* + N_{\text{Э}} \omega_0 \int_{t_*}^t e^{-a(t-\tau)} d\tau = \\ = N_{\text{Э}} \omega_0 z_{\text{Э}0} \left\{ t_* + \frac{1}{a} [1 - e^{-a(t-t_*)}] \right\}. \quad (1.30)$$

В третьей стадии, т. е. при $t_1 \leq t \leq t_1 + t_*$, элементы, введенные при $t_1 - t_* \leq t \leq t_1$, постепенно переходят на падающую добычу. Элементы с падающей добычей продолжают давать продукцию, как и во второй стадии.

Для добычи нефти в третьей стадии $q_{н3}$ имеем, в соответствии с формулой (1.28), следующее выражение:

$$q_{н3}(t) = N_3 \omega_0 z_{30} \left\{ t_* + \frac{1}{a} [1 - e^{-a(t-t_*)}] \right\} - N_3 \omega_0 z_{30} (t - t_1) = \\ = N_3 \omega_0 z_{30} \left\{ t_* + t_1 - t + \frac{1}{a} [1 - e^{-a(t-t_*)}] \right\}. \quad (1.31)$$

Как видно из (1.31), выражение для добычи нефти в третьей стадии получается путем вычитания из выражения для добычи нефти во второй стадии членов, характеризующих прекращение ввода элементов в разработку при $t \geq t_1$.

В четвертой стадии, т. е. при $t > t_1 + t_*$, все элементы переходят на падающую добычу. Чтобы получить выражение для текущей добычи нефти в четвертой стадии $q_{н4}$, необходимо во-первых, исключить из выражения (1.31) сумму трех членов, стоящих в фигурных скобках $t_* + t_1 - t$, и вычесть из (1.31) член, характеризующий вступление в действие элементов с падающей добычей.

Для добычи нефти $q_{н4}(t)$ в четвертой стадии имеем

$$q_{н4}(t) = N_3 \omega_0 z_{30} \left\{ \frac{1}{a} \left[1 - e^{-a(t-t_*)} - \int_{t_1+t_*}^t e^{-a(t-\tau)} d\tau \right] \right\} = \\ = N_3 \omega_0 z_{30} \frac{1}{a} [e^{-a(t-t_1-t_*)} - e^{-a(t-t_*)}]. \quad (1.32)$$

Из (1.32) видно, что при больших значениях времени, т. е. при $t \gg t_1 > t_*$, значение $q_{н4}$ постепенно снижается, так что $q_{н4} \rightarrow 0$ при $t \rightarrow \infty$.

Для пятиточечной схемы расположения скважин отношение числа нагнетательных к числу добывающих скважин $\omega = 1$. Как уже было указано, элемент системы разработки месторождения определен таким образом, что для пятиточечной схемы расположения скважин в одном элементе находятся две скважины, т. е. $\bar{\omega} = 2$. Соответственно для семиточечной схемы $\bar{\omega} = 3$, для трехрядной $\bar{\omega} = 4$ и т. д. Между скоростью разбуривания месторождения и скоростью ввода элементов в разработку существует следующая связь:

$$dn/dt = \bar{\omega} \omega_0, \quad (1.33)$$

где n — число скважин на месторождении.

Приведенные соотношения дают возможность получить решение рассматриваемой задачи в цифрах. Так, добыча нефти из месторождения через 3 года после начала его ввода в разработку будет в соответствии с формулой (1.29)

$$q_{н1}(3) = 10^5 \cdot 20 \cdot 0,1 \cdot 3 = 0,6 \cdot 10^6 \text{ т/год.}$$

По формуле (1.27) имеем

$$a = \frac{0,1}{1 - 0,1 \cdot 3} = 0,143 \frac{1}{\text{год}}.$$

Годовая добыча нефти из месторождения через 7 лет после начала его ввода в разработку определяется по формуле (1.30), а именно

$$q_{н2}(7) = N_3 \omega_0 z_{30} \left\{ t_* + \frac{1}{a} [1 - e^{-a(t-t_*)}] \right\} =$$

$$= 10^5 \cdot 20 \cdot 0,1 \left\{ 3 + \frac{1}{0,143} [1 - e^{-0,143 \cdot 4}] \right\} = 1,21 \cdot 10^6 \text{ т/год.}$$

Наконец, годовая добыча нефти из месторождения через 10 лет после ввода его в разработку определяется по формуле (1.31)

$$q_{н3}(10) = N_3 \omega_0 z_{30} \left[\frac{1}{a} (1 - e^{-at}) \right] =$$

$$= 10^5 \cdot 20 \cdot 0,1 \frac{1}{0,143} (1 - e^{-0,143 \cdot 7}) = 0,8846 \cdot 10^6 \text{ т/год.}$$

З а д а ч а 1.6. Месторождение разрабатывается с использованием трехрядной схемы расположения скважин. Извлекаемый запас нефти в одном элементе системы разработки, включающем одну нагнетательную и три добывающие скважины, равен $500 \cdot 10^3$ т. Темп разработки элемента $z_3 = z_3(t)$ изменяется во времени таким же образом, как и в задаче 1.5, $z_{30} = 0,05$ /год, $t_* = 5$ лет. Скорость бурения скважин и их обустройства на месторождении равна 400 скважинам в год. Месторождение полностью разбуривается и обустроивается за время $t_1 = 8$ лет.

Требуется определить среднегодовую добычу нефти из месторождения через 5, 8 и 13 лет после начала его разработки, извлекаемые запасы месторождения в целом и темп его разработки от начальных извлекаемых запасов через 8 лет после ввода в разработку.

О т в е т. Через 5 лет после начала разработки добыча нефти из месторождения составит $q_{н1}(5) = 12,5 \cdot 10^6$ т/год, через 8 лет $q_{н2}(8) = 19,3 \cdot 10^6$ т/год, через 13 лет $q_{н3}(13) = 15,5 \cdot 10^6$ т/год. Извлекаемые запасы нефти на месторождении $N = 400 \cdot 10^6$ т, темп разработки месторождения через 8 лет после его ввода в разработку $z = 0,04825$ год⁻¹.

З а д а ч а 1.7. Определить накопленную добычу нефти, текущую нефтеотдачу и темп разработки месторождения от остаточных запасов нефти через 5, 8 и 13 лет после его ввода в разработку. Система разработки месторождения в точности такая же, что и в задаче 1.6. Темп разработки элемента изменяется во времени в соответствии с зависимостью (1.23), $N_3 = 0,5 \cdot 10^6$ т на элемент, $\omega_n = 100$ элементов в год, $z_{30} = 0,05$ /год, $t_* = 5$ лет, $t_1 = 8$ лет.

Геологические запасы нефти месторождения $G = 800 \cdot 10^6$ т.

Р е ш е н и е. Получим вначале общие формулы для определения накопленной добычи нефти Q_n в различных стадиях разработки месторождения.

Изменение накопленной добычи нефти в первой стадии $Q_{н1}$ разработки месторождения определится интегрированием формулы

(1.29). Имеем

$$Q_{н1} = N_3 \omega_0 z_{30} \int_0^t t dt = \frac{1}{2} N_3 \omega_0 z_{н0} t^2, \quad 0 \leq t \leq t_*. \quad (1.34)$$

При $t = t_*$ получаем

$$Q_{н1}(t_*) = \frac{1}{2} N_3 \omega_0 z_{30} t_*^2. \quad (1.35)$$

Чтобы получить формулу для определения накопленной добычи нефти во второй стадии, необходимо проинтегрировать выражение (1.30) для текущей добычи нефти. Имеем

$$\begin{aligned} Q_{н2} &= N_3 \omega_0 z_{30} \left\{ t_* (t - t_*) + \frac{1}{a} (t - t_*) - \int_{t_*}^t e^{-a(t-t_*)} dt \right\} = \\ &= N_3 \omega_0 z_{30} \left\{ t_* (t - t_*) + \frac{1}{a} (t - t_*) + \frac{1}{a^2} [e^{-a(t-t_*)} - 1] \right\}, \\ & \quad t_* \leq t \leq t_1. \quad (1.36) \end{aligned}$$

При $t = t_*$ значение $Q_{н2} = 0$. Соответственно, при $t = t_1$, т. е. в конце второй стадии, имеем следующее выражение для накопленной добычи нефти:

$$\begin{aligned} Q_{н2}(t_1) &= N_3 \omega_0 z_{30} \left\{ t_* (t_1 - t_*) + \frac{t_1 - t_*}{a} + \right. \\ & \left. + \frac{1}{a^2} [e^{-a(t_1-t_*)} - 1] \right\}. \quad (1.37) \end{aligned}$$

Чтобы получить формулу для определения накопленной добычи нефти в третьей стадии разработки, необходимо взять интеграл добычи нефти (1.31). Имеем

$$\begin{aligned} Q_{н3} &= N_3 \omega_0 z_{30} \left\{ (t_* + t_1)(t - t_1) - \frac{t^2 - t_1^2}{2} + \frac{t - t_1}{a} + \right. \\ & \left. + \frac{1}{a^2} \int_{t_1}^t [e^{-a(t-t_*)}] dt \right\} = N_3 \omega_0 z_{30} \left\{ (t_* + t_1)(t - t_1) - \frac{t^2 - t_1^2}{2} + \right. \\ & \left. + \frac{t - t_1}{a} + \frac{1}{a^2} [e^{-a(t-t_*)} - e^{-a(t_1-t_*)}] \right\}, \quad t_1 \leq t \leq t_1 + t_*. \quad (1.38) \end{aligned}$$

При $t = t_1$ значение $Q_{н3} = 0$. Положив в формуле (1.38) $t = t_1 + t_*$, получим выражение для накопленной добычи нефти за третью стадию разработки месторождения в целом.

Формулу добычи нефти, накопленной за четвертую стадию, т. е. за весь оставшийся после $t = t_1 + t_*$ срок разработки, получаем интегрированием (1.32). Имеем

$$Q_{н4} = \frac{N_3 \omega_0 z_{30}}{a} \int_{t_1+t_*}^t [e^{-a(t-t_1-t_*)} - e^{-a(t-t_*)}] dt =$$

$$= \frac{N_3 \omega_0 z_{30}}{a^2} [1 - e^{-a(t-t_1-t_*)} - e^{-at_1} + e^{-a(t-t_*)}], \quad t_1 + t_* \leq t < \infty. \quad (1.39)$$

Соответственно при $t = t_1 + t_*$ значение $Q_{н4} = 0$, а при $t \rightarrow \infty$

$$Q_{н4}(\infty) = \frac{N_3 \omega_0 z_{30}}{a^2} (1 - e^{-at_1}).$$

За время разбуривания месторождения в разработку вводится всего $\omega_0 t_1$ элементов, причем каждый элемент содержит N_3 извлекаемых запасов нефти. Следовательно, извлекаемые запасы на всем месторождении N составляют

$$N = N_3 \omega_0 t_1.$$

Эти извлекаемые запасы должны быть, естественно, равны суммарной добыче нефти за все стадии разработки, т. е. должно быть

$$N = Q_{н1}(t_*) + Q_{н2}(t_1) + Q_{н3}(t_1 + t_*) + Q_{н4}(\infty).$$

Подставляя в приведенную выше формулу соответствующие значения слагаемых, получаем

$$\begin{aligned} N = N_3 \omega_0 z_{30} & \left\{ \frac{t_*^2}{2} + t_* (t_1 - t_*) + \frac{1}{a} (t_1 - t_*) + \right. \\ & + \frac{1}{a^2} [e^{-a(t-t_*)} - 1] + (t_* + t_1) t_* - \frac{(t_1 - t_*)^2 - t_1^2}{2} + \\ & + \frac{t_*}{a} + \frac{1}{a^2} [e^{-at_1} - e^{-a(t-t_*)}] + \frac{1}{a_2} (1 - e^{-at_1}) \left. \right\} = \\ & = N_3 \omega_0 z_{30} t_1 \left(t_* + \frac{1}{a} \right). \end{aligned}$$

Так как на основе формулы (1.27)

$$z_{30} = \frac{a}{1 + at_*},$$

из предыдущей формулы получаем $N = N_3 \omega_0 t_1$, что равно приведенному выше значению N .

Для текущей нефтеотдачи η в соответствии с приведенными выше выражениями для накопленной добычи нефти за различные стадии разработки имеем следующую формулу:

$$\eta = \frac{\sum_1^n Q_{ни}(t_{ки})}{G}, \quad (1.40)$$

где i — номера стадий разработки, $t_{ки}$ — время окончания i -й стадии разработки.

Темп разработки месторождения от остаточных запасов нефти выражается, в соответствии с его определением, формулой

$$\varphi = \frac{q_{н}}{N_{ост}} = \frac{q_{н}}{N - \sum_1^n Q_{ни}(t_{ki})}. \quad (1.41)$$

Таким образом, имеем все формулы для расчета показателей разработки по условию задачи. Через $t = t_* = 5$ лет, т. е. за всю первую стадию разработки, будет получена следующая накопленная добыча нефти, определяемая по формуле (1.35):

$$Q_{н1}(t_*) = \frac{1}{2} \cdot 0,5 \cdot 10^6 \cdot 100 \cdot 0,05 \cdot 5^2 = 31,25 \cdot 10^6 \text{ т.}$$

Прежде чем определять накопленную добычу нефти за вторую и последующие стадии разработки месторождения, вычислим параметр a по формуле (1.27).

Имеем

$$a = \frac{z_{90}}{1 - z_{90}t_*} = \frac{0,05}{1 - 0,05 \cdot 5} = 0,06667 \text{ 1/год.}$$

Добыча нефти, накопленная за вторую стадию разработки, т. е. за период $t_* \leq t \leq t_1$, $t_1 = 8$ лет, находится по формуле (1.36), а именно

$$Q_{н2}(t_1) = 0,5 \cdot 10^6 \cdot 100 \cdot 0,05 \left\{ 5 \cdot 3 + \frac{3}{0,06667} + \frac{1}{0,06667^2} (e^{-0,06667 \cdot 3} - 1) \right\} = 48,04 \cdot 10^6 \text{ т.}$$

Суммарная добыча нефти, полученная за третью стадию разработки, определяется по формуле (1.38), если положить $t = t_1 + t_*$. При $t_1 + t_* = 13$ лет имеем

$$Q_{н3}(t_1 + t_*) = 0,5 \cdot 10^6 \cdot 100 \cdot 0,05 \left\{ 13 \cdot 5 - \frac{13^2 - 8^2}{2} + \frac{5}{0,06667} + \frac{1}{0,06667^2} (e^{-0,06667 \cdot 8} - e^{-0,06667 \cdot 3}) \right\} = 88,2 \cdot 10^6 \text{ т.}$$

И, наконец, с целью проверки определим накопленную добычу нефти за четвертую стадию. В соответствии с приведенной выше формулой

$$Q_{н4}(\infty) = \frac{0,5 \cdot 10^6 \cdot 100 \cdot 0,05}{0,06667^2} (1 - e^{-0,06667 \cdot 8}) = 232,5 \cdot 10^6 \text{ т.}$$

Таким образом, накопленная добыча нефти за все четыре стадии

$$\begin{aligned} \sum_1^4 Q_{ни} &= 10^6 (31,25 + 48,04 + 88,2 + 232,5) = \\ &= 399,99 \cdot 10^6 \approx 400 \cdot 10^6 \text{ т.} \end{aligned}$$

Текущая нефтеотдача, определенная по формуле (1.40), соответственно для $t = 5, 8$ и 13 лет, составит

$$\eta_5 = \frac{31,25 \cdot 10^6}{800 \cdot 10^6} = 0,039,$$

$$\eta_8 = \frac{(31,25 + 48,04) 10^6}{800 \cdot 10^6} = 0,0991,$$

$$\eta_{13} = \frac{(31,25 + 48,04 + 88,2) 10^6}{800 \cdot 10^6} = 0,209.$$

Темп разработки φ , исчисляемый от остаточных запасов нефти через $t = 5, 8$ и 13 лет после ввода месторождения в разработку, вычисляем по формуле (1.41).

Имеем, используя значения q_{ni} , полученные при решении задачи 1,6:

$$\varphi_5 = \frac{q_{n1}(5)}{N - Q_{n1}(t_*)} = \frac{12,5 \cdot 10^6}{400 \cdot 10^6 - 31,25 \cdot 10^6} = 0,0339 \frac{1}{\text{год}},$$

$$\begin{aligned} \varphi_8 &= \frac{q_{n2}(8)}{N - \sum_1^2 Q_{ni}(t_{ki})} = \frac{19,3 \cdot 10^6}{400 \cdot 10^6 - (31,25 + 48,04) 10^6} = \\ &= 0,0602 \frac{1}{\text{год}}, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \varphi_{13} &= \frac{q_{n3}(13)}{N - \sum_1^3 Q_{ni}(t_{ki})} = \frac{15,5 \cdot 10^6}{400 \cdot 10^6 - (31,25 + 48,04 + 88,2) 10^6} = \\ &= 0,06667 \frac{1}{\text{год}}. \end{aligned}$$

§ 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ МОДЕЛИ СЛОИСТО-НЕОДНОРОДНОГО ПЛАСТА

Для расчета разработки пластов, характеризующихся слоистым строением, используют модели, представляющие собой набор взаимно не сообщающихся слоев с различной абсолютной проницаемостью. Определив при построении этих моделей по фактическим данным значения абсолютной проницаемости отдельных слоев пласта в различных скважинах, вычисляют, какую долю исследованной толщины всех слоев составляют слои с данной проницаемостью. Далее строят зависимость, согласно которой каждому значению абсолютной проницаемости соответствует доля слоев с данной проницаемостью в общей исследованной толщине слоев. Считается, что построенная таким образом зависимость (гистограмма) при большом числе отдельных определений характерна для пласта в целом в вероятностно-статистическом смысле. Для этой зависимости подбирают аналитическое выражение, обычно

на основе одного из известных вероятностно-статистических распределений (нормального, логарифмически нормального, гамма-распределения и др.). Это распределение и используют в расчетах. Аналогичным образом можно построить вероятностно-статистическую модель неоднородного по площади пласта.

Задачи 1.8—1.11 посвящены подбору вероятностно-статистических параметров слоисто-неоднородного пласта.

Задача 1.8. С целью построения вероятностно-статистической модели слоисто-неоднородного пласта изучена абсолютная проницаемость пород в пределах продуктивного пласта в 10 скважинах промыслово-геофизическими методами (путем измерения электрических потенциалов) и прямыми исследованиями образцов пород. Общая толщина изученного пласта в 10 скважинах составила 240 м. Выбрано 11 интервалов проницаемости по $\Delta k = 0,2 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$.

В первом интервале проницаемость изменяется от 0 до $0,2 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, во втором — от $0,2 \cdot 10^{-12}$ до $0,4 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, в третьем — от $0,4 \cdot 10^{-12}$ до $0,6 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ и т. д.

В табл. 2. приведены данные о толщине пропластков в нефтенасыщенной толще пород, вскрытой каждой скважиной, при проницаемости, изменяющейся в указанных интервалах.

Требуется определить параметры вероятностно-статистического распределения абсолютной проницаемости, если априори известно, что это распределение логарифмически нормально.

Решение. Необходимо определить общую толщину Δh пропластков по каждому интервалу проницаемости. Результат, полученный путем суммирования толщин, относящихся к отдельным скважинам в пределах данного интервала проницаемости, приведен в табл. 2.

Таблица 2

Номер скважины	Интервал проницаемости $k, 10^{-12} \text{ м}^2$					
	0—200	200—400	400—600	600—800	800—1000	1000—1200
	Толщина пропластков (в м)					
2101	7,3	12,2	1,4	0	1,5	0,4
2102	1,9	6,2	2,7	7,1	2,3	1,3
2103	0	17,8	4,5	5,4	0,6	0,5
2104	2,4	3,1	0	1,1	3,4	0
2105	2,3	0	12,8	0,8	0,8	0
2106	3,6	8,4	14,2	4,1	0,3	3,1
2107	0	5,5	7,3	0	1,3	1,1
2108	5,1	15,6	4,4	3,2	0,6	0,7
2109	2,9	14,2	3,9	3,3	0,9	0,4
2110	0,9	3,4	3,0	4,1	3,2	0,6
Общая толщина пропластков, м	26,4	86,4	54,2	29,1	14,9	8,1

Номер скважины	Интервал проницаемости k , 10^{-15} м ²				
	1200—1400	1400—1600	1600—1800	1800—2000	>2000
Толщина пропластков (в м)					
2101	1,1	0	0	0,1	1,7
2102	0,2	0,3	0	0,1	2,4
2103	0,4	0,2	0	0	1,5
2104	0,7	0,1	0,2	0	1,6
2105	0,1	1,2	0	0,3	2,9
2106	0,2	0,2	0	0	0,1
2107	0	0	1,2	0	0
2108	0,5	0,2	0	0,2	0,5
2109	0,9	0,4	0	0	0
2110	0,5	0,1	0	0,2	0,6
Общая толщина пропластков, м	4,6	2,7	1,4	0,9	11,3

Выражение плотности логарифмически нормального распределения проницаемости имеет вид

$$f(k) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \sigma k} e^{-\frac{(\ln k - \ln \bar{k})^2}{2\sigma^2}} \quad (1.42)$$

Логарифмически нормальный закон распределения выражается следующим образом:

$$\begin{aligned}
 F(k) &= \int_0^k f(k) dk = \int_0^k \frac{1}{\sqrt{2\pi} \sigma k} e^{-\frac{(\ln k - \ln \bar{k})^2}{2\sigma^2}} dk = \\
 &= \frac{1}{2} \left[1 + \operatorname{erf} \left(\frac{\ln k - \ln \bar{k}}{\sigma \sqrt{2}} \right) \right], \\
 \operatorname{erf}(x) &= \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^x e^{-\xi^2} d\xi. \quad (1.43)
 \end{aligned}$$

Если принять $y = \ln k$, то формула логарифмически нормального закона распределения проницаемости будет иметь вид

$$F(y) = \int_{-\infty}^y f(y) dy.$$

При этом

$$f(y) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \sigma} e^{-\frac{(y-\bar{y})^2}{2\sigma^2}} \quad (1.44)$$

Таким образом, плотность распределения величины $y = \ln k$ соответствует формуле нормального закона (1.44).

В соответствии с определением плотности вероятностно-статистического распределения имеем

$$f(y) = \frac{\Delta h}{h \Delta y_{\Delta h \rightarrow 0, \Delta y \rightarrow 0}} = \frac{dh}{h dy}$$

Отсюда

$$f(y) = \frac{dhk}{h \alpha k} = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \sigma} e^{-\frac{(\ln k - \ln \bar{k})^2}{2\sigma^2}} \quad (1.45)$$

Параметры при логарифмически нормальном распределении σ и \bar{k} можно определить по табл. 3, в которой приведены значения $f(y)$, вычисленные по формуле (1.45). Значением k в каждом интервале Δk будем считать среднюю проницаемость в интервале. При вычислении $f(y)$ будем, естественно, использовать общую толщину Δh пропластков для всех скважин согласно табл. 2. Полная исследованная толщина пропластков во всех скважинах $h = 240$ м. Для интервала изменения проницаемости от 0 до $200 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ имеем $k = 100 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, $\Delta h = 26,4$ м. Тогда, учитывая, что во всех случаях $\Delta k = 200 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, получим

$$f(y) = \frac{\Delta h k}{h \Delta k} = \frac{26,4 \cdot 100 \cdot 10^{-15}}{240 \cdot 200 \cdot 10^{-15}} = 0,055.$$

Таблица 3

Параметр	$\Delta k, 10^{-15} \text{ м}^2$				
	0—200	200—400	400—600	600—800	800—1000
$k, 10^{-15} \text{ м}^2$	100	300	500	700	900
$\Delta h, \text{ м}$	26,4	86,4	54,2	29,1	14,9
$f(y)$	0,055	0,54	0,565	0,425	0,28
$y = \ln k$	-29,9	-28,9	-28,3	-27,95	-27,7

Продолжение

Параметр	$\Delta k, 10^{-15} \text{ м}^2$				
	1000—1200	1200—1400	1400—1600	1600—1800	1800—2000
$k, 10^{-15} \text{ м}^2$	1100	1300	1500	1700	1900
$\Delta h, \text{ м}$	8,1	4,6	2,7	1,4	0,9
$f(y)$	0,185	0,125	0,085	0,05	0,035
$y = \ln k$	-27,5	-27,33	-27,19	-27,06	-26,99

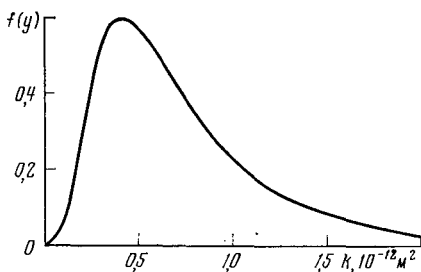


Рис. 3. Зависимость $f(y)$ от k при $\sigma = 0,665$, $\bar{k} = 0,4 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$

Для интервала проницаемости, изменяющейся от $200 \cdot 10^{-15}$ до $400 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ($k = 300 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$),

$$f(y) = \frac{86,4 \cdot 300 \cdot 10^{-15}}{240 \cdot 200 \cdot 10^{-15}} = 0,54.$$

В табл. 3 приведены также значения $y = \ln k$, соответствующие каждому интервалу проницаемости. По данным этой таблицы необходимо построить функцию $f(y)$, которая показана на рис. 3.

Поскольку

$$\max [f(y)] = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \sigma},$$

можно с помощью графика, приведенного на рис. 3, определить σ .

Имеем

$$\max [f(y)] = 0,6.$$

Тогда

$$\sigma = \frac{1}{0,6 \sqrt{2\pi}} = 0,665.$$

Соответствующее ему значение $\max y = \bar{y} = -28,52$. Отсюда $k = 0,4 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$. Таким образом, параметры логарифмически нормального распределения определены.

Задача 1.9. Требуется найти параметры логарифмически нормального распределения абсолютной проницаемости пласта σ и \bar{k} по результатам промыслово-геофизических исследований продуктивного пласта месторождения, проведенных в 10 скважинах. Распределение толщин пропластков в различных интервалах проницаемости даны в табл. 4. Общая исследованная толщина пропластков во всех скважинах $h = 150 \text{ м}$.

Указание. Использовать методику определения σ и \bar{k} , данную в задаче 1.8.

Задача 1.10. При составлении технологической схемы разработки нефтяного месторождения было проведено исследование распределения абсолютной проницаемости в 10 разведочных и опытных добывающих скважинах. Исследование показало, что вводимый в разработку продуктивный пласт месторождения может быть представлен моделью слоисто-неоднородного пласта с гамма-распределением абсолютной проницаемости. Данные о толщинах про-

Таблица 4

Номер скважины	Интервал проницаемости k , 10^{-15} м ²				
	0—200	200—400	400—600	600—800	800—1000
Толщина пропластков (в м)					
2111	0	3,8	4,1	3,1	0,6
2112	0	2,2	5,5	6,7	2,5
2113	0,03	10,3	3,6	2,4	0,7
2114	0	5,6	14,4	1,5	1,3
2115	0	8,2	2,3	6,1	3,4
2116	0,04	4,0	7,9	0,9	0
2117	0	0	5,7	0,1	1,2
2118	0	3,3	6,1	3,5	0,7
2119	0	5,1	8,2	2,2	0,1
2120	0,02	1,5	1,8	3,3	0,6

Продолжение

Номер скважины	Интервал проницаемости k , 10^{-15} м ²				
	1000—1200	1200—1400	1400—1600	1600—1800	1800—2000
Толщина пропластков (в м)					
2111	0,08	0,12	0	0,025	0,0094
2112	0,032	0,18	0,009	0,019	0
2113	0,088	0	0,06	0	0,0047
2114	0,5	0,05	0	0,016	0
2115	0,01	0,63	0,1	0	0
2116	0,9	0	0,02	0,01	0,0125
2117	0,19	0,08	0	0	0
2118	1,5	0	0,1	0,03	0,0334
2119	0,238	0,2	0	0,0	0
2120	0,262	0,04	0,08	0,06	0

пластков, вскрытых скважинами, обладающих проницаемостью в определенных диапазонах, даны в табл. 5. Общая исследованная толщина пропластков во всех скважинах $h = 200$ м.

Требуется определить среднюю проницаемость \bar{k} , если известно, что параметр гамма-распределения $\alpha = 2$.

Решение. Плотность гамма-распределения абсолютной проницаемости можно найти по формулам

$$f(k) = \frac{k^{\alpha-1} e^{-k/\bar{k}}}{\Gamma(\alpha) \bar{k}^{\alpha}}, \quad 0 \leq k \leq \infty, \quad (1.46)$$

$$\Gamma(\alpha) = \int_0^{\infty} e^{-x} x^{\alpha-1} dx, \quad \alpha > 0, \quad x > 0.$$

Здесь $\Gamma(\alpha)$ — стандартное обозначение гамма-функции, описание которой дано в учебниках высшей математики и математических справочниках.

Таблица 5

Номер скважины	Интервал проницаемости k , 10^{-15} м ²					
	0—200	200—400	400—600	600—800	800—1000	1000—1200
Толщина пропластков (в м)						
1101	3,3	0,5	9,1	5,6	0,1	1,8
1102	0	3,7	0,8	1,5	1,3	2,3
1103	2,5	2,9	3,3	0,7	1,2	0,2
1104	0	1,4	4,6	1,1	0,7	4,9
1105	0,8	0,6	6,7	3,2	6,8	0,3
1106	1,7	6,5	0,4	0,9	0,2	0,6
1107	0	4,9	1,9	0,5	0,9	2,7
1108	0	2,1	0,3	13,7	3,7	0,5
1109	4,2	0,4	1,7	0,3	2,5	2,8
1110	0,9	3,2	0,6	0,1	6,4	3,1
Общая толщина пропластков, м	13,4	26,2	29,4	27,6	23,8	19,2

Продолжение

Номер скважины	Интервал проницаемости k , 10^{-15} м ²				
	1200—1400	1400—1600	1600—1800	1800—2000	>2000
Толщина пропластков (в м)					
1101	0	2,9	0	0,1	7,2
1102	1,2	0	1,9	0	2,1
1103	0	0,4	3,6	0,7	2,5
1104	0,4	0	2,1	0	0,7
1105	0	1,3	0	0,2	1,9
1106	1,7	0	0,4	0	0
1107	0	6,1	0,3	0,1	0
1108	2,8	0,6	0	2,6	1,1
1109	10,3	0	0,4	3,1	0
1110	0	0,7	0,1	0	1,6
Общая толщина пропластков, м	15,4	12,0	8,8	6,8	17,4

При $\alpha = 2$ имеем

$$f(k) = \frac{ke^{-k\bar{k}}}{\Gamma(2)\bar{k}^2} = \frac{ke^{-k\bar{k}}}{\bar{k}^2}, \quad \Gamma(2) = 1. \quad (1.47)$$

Для других характеристик гамма-распределения при $\alpha = 2$ получаем следующие выражения:

$$F(k) = \int_0^k f(k) dk = \frac{1}{\bar{k}^2} \int_0^k ke^{-k\bar{k}} dk = 1 - \left(1 + \frac{k}{\bar{k}}\right) e^{-k\bar{k}}.$$

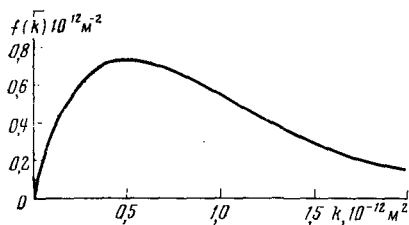


Рис. 4. Зависимость $f(k)$ от k при $\alpha = 2$, $\bar{k} = 0,5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$

Математическое ожидание

$$M = \int_0^{\infty} k f(k) dk = 2\bar{k}.$$

Дисперсия

$$D = \int_0^{\infty} (k - 2\bar{k})^2 f(k) dk = 2\bar{k}^2.$$

Для дальнейшего решения задачи прежде всего определим суммарные по всем скважинам толщины Δh пропластков для каждого интервала изменения проницаемости. Это делается путем суммирования толщин, указанных в табл. 5, по каждому вертикальному столбцу. В нижней части этой таблицы приведены значения Δh .

Далее, выбирая интервал проницаемости $\Delta k = 200 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, необходимо на основе табл. 5 построить плотность гамма-распределения по формуле $f(k) = \Delta h / h \Delta k$.

Построенный по этой формуле график функции $f(k)$ показан на рис. 4. Можно показать, что максимального значения плотность гамма-распределения $f(k)$ при $\alpha = 2$ достигает при $k = \bar{k}$. В самом деле,

$$\frac{df}{dk} = \frac{1}{\bar{k}^2} \left[e^{-k/\bar{k}} \left(1 - \frac{k}{\bar{k}} \right) \right] = 0.$$

Отсюда следует, что

$$\max [f(k)] = f(\bar{k}).$$

Имеем также

$$\max [f(k)] = \frac{1}{e\bar{k}}.$$

По графику рис. 4 получаем, что

$$\max [f(k)] = 0,736 \cdot 10^{12} \text{ м}^{-2}. \quad \text{Отсюда}$$

$$\bar{k} = \frac{1}{e \cdot 0,736 \cdot 10^{12}} = 0,5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2.$$

Задача 1.11. Требуется найти параметр \bar{k} гамма-распределения при $\alpha = 2$ на основе данных, приведенных в табл. 6, если $h = 150 \text{ м}$.

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИ ЕСТЕСТВЕННЫХ РЕЖИМАХ

§ 1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ В ПЛАСТЕ ПРИ УПРУГОМ РЕЖИМЕ

Для расчета давления в заданных точках или на линиях (контурах) пласта при упругом режиме (задачи 2.1—2.6) используются известные решения задач о притоке жидкости из неограниченного пласта к точечному стоку или к круговому контуру («укрупненной скважине»).

Задача 2.1. В неограниченном продуктивном пласте, насыщенном за контуром нефтеносности водой, обладающей вязкостью, примерно равной вязкости нефти, пущены в эксплуатацию одновременно две добывающие скважины с равными дебитами $q = 4 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$. Толщина пласта и его проницаемость в нефтеносной части и за контуром нефтеносности одинаковы и составляют соответственно $h = 12 \text{ м}$, $k = 0,5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$. Упругоэластичности β как нефтяной, так и водоносной частей пласта одинаковы, причем $\beta = 5 \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$, вязкость нефти $\mu_n = 1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$. Расстояние между скважинами $l = 300 \text{ м}$.

Требуется определить, как изменяется давление в пласте по сравнению с начальным пластовым на середине расстояния между скважинами спустя 29 сут ($25 \cdot 10^5 \text{ с}$) после пуска скважин.

Решение. Вначале определим пьезопроводность пласта по формуле

$$\kappa = \frac{k}{\mu_n \beta} = \frac{0,5 \cdot 10^{-12}}{10^{-3} \cdot 5 \cdot 10^{-10}} = 1 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Если бы в пласте (в начале координат) находился один точечный сток (рис. 7), то изменение давления в пласте определялось бы по следующей формуле упругого режима:

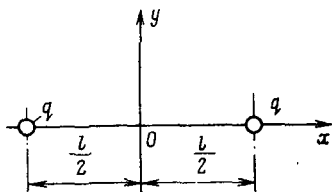
$$\Delta p = -\frac{q\mu_n}{4\pi kh} \text{Ei}(-z),$$

$$-\text{Ei}(-z) = \int_z^{\infty} \frac{e^{-z}}{z} dz,$$

$$z = \frac{r^2}{4\kappa t}. \tag{2.1}$$

Однако, согласно условию задачи, в пласте имеются два точечных стока, причем каждый из них — на расстоянии $l/2$ от начала

Рис. 7. Схема расположения скважин в бесконечном пласте



координат. В этом случае, воспользовавшись принципом суперпозиции, из формулы (2.1) получаем

$$\Delta p_{l/2} = - \frac{q\mu_n}{4\pi kh} \left\{ \text{Ei} \left[- \frac{(x - l/2)^2 + y^2}{4xt} \right] + \text{Ei} \left[- \frac{(x + l/2)^2 + y^2}{4xt} \right] \right\}$$

Из условий задачи следует, что $x = 0$, $y = 0$. Из предыдущей формулы имеем

$$\Delta p_{l/2} = - \frac{q\mu_n}{2\pi kh} \text{Ei} \left(- \frac{l^2}{16xt} \right).$$

При $t = 25 \cdot 10^5$ с значение

$$z = \frac{l^2}{16xt} = \frac{9 \cdot 10^4}{16 \cdot 1 \cdot 25 \cdot 10^5} = \frac{9 \cdot 10^4}{4 \cdot 10^7} = 2,25 \cdot 10^{-3}.$$

Таким образом, $z \ll 1$. В этом случае можно пользоваться асимптотической формулой для функции $-\text{Ei}(-z)$ в виде

$$-\text{Ei}(-z) = -0,5772 - \ln z.$$

При $z = 2,25 \cdot 10^{-3}$ получаем

$$\begin{aligned} \Delta p_{l/2} &= - \frac{q\mu_n}{2\pi kh} (0,5772 + \ln 2,25 \cdot 10^{-3}) = \frac{10^{-3} \cdot 10^{-3}}{6,28 \cdot 0,5 \cdot 10^{-12} \cdot 12} \times \\ &\times (0,5772 + \ln 2,25 \cdot 10^{-3}) = 0,0265 \cdot 10^6 \cdot 5,52 = 0,146 \text{ МПа}. \end{aligned}$$

Задача 2.2. Для условий, описанных в задаче 2.1, определить изменение давления по сравнению с начальным пластовым в точке $x = 0$, $y = l/2$ (см. рис. 7) в моменты времени $t_1 = 29$ сут ($25 \cdot 10^5$ с), $t_2 = 58$ сут ($50 \cdot 10^5$ с), $t_3 = 116$ сут (10^7 с).

О т в е т. $\Delta p_1 = 0,128$ МПа; $\Delta p_2 = 0,146$ МПа; $\Delta p_3 = 0,165$ МПа.

Задача 2.3. Нефтяная залежь, имеющая в плане форму, которую можно представить кругом радиуса $R = 500$ м, окружена бесконечно простирающейся водоносной областью (рис. 8). В момент времени $t = 0$ залежь начали разрабатывать с постоянным отбором жидкости, составляющим в пластовых условиях $q = 864$ м³/сут. Вязкость законтурной воды $\mu = 1$ мПа·с, проницаемость пласта в законтурной области $k = 0,3 \cdot 10^{-12}$ м², толщина пласта $h = 10$ м, $\alpha = 1$ м²/с.

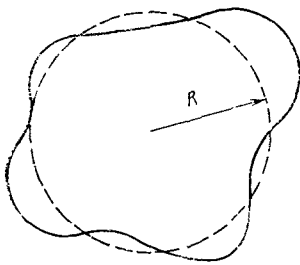
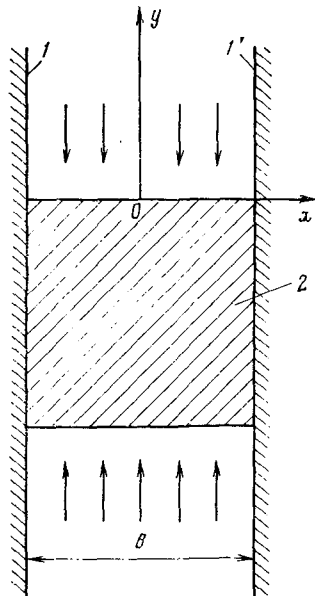


Рис. 8. Схематизация контура нефтеносности окружностью

Рис. 9. Схема залежи, ограниченной прямолинейно-параллельными границами: 1, 1' — непроницаемые границы сбросов; 2 — нефтяная залежь



Вычислить изменение давления на контуре нефтеносности $\Delta p_{\text{кон}}$ по сравнению с начальным пластовым давлением через 58 и 116 сут после начала разработки залежи, считая ее скважиной укрупненного радиуса.

Решение. Для расчета изменения во времени давления на контуре нефтяной залежи, считая ее скважиной укрупненного радиуса, используя аппроксимацию соответствующих решений Карслоу и Егера, Ван Эвердингена и Херста [10]. Имеем

$$\Delta p_{\text{кон}} = \frac{q\mu}{2\pi kh} f(\tau);$$

$$f(\tau) = 0,5 [1 - (1 + \tau)^{-3,81}] + 1,12 \lg(1 + \tau); \quad (2.2)$$

$$\tau = \kappa t / R^2.$$

По формулам (2.2) при $t = t_1 = 5 \cdot 10^6 \text{ с} = 58 \text{ сут}$

$$\tau_1 = \frac{1 \cdot 5 \cdot 10^6}{5^2 \cdot 10^4} = \frac{10^6}{5 \cdot 10^4} = 20;$$

$$f(20) \approx 0,5 + 1,12 \lg 21 = 1,98;$$

$$\Delta p_{\text{кон}} = \frac{10^{-2} \cdot 10^{-3}}{6,28 \cdot 0,3 \cdot 10^{-12} \cdot 10} f(20) = 0,531 \cdot 10^6 \cdot 1,98 = 1,05 \text{ МПа.}$$

При $t = t_2 = 10^7 \text{ с}$

$$\tau_2 = 40; \quad f(40) = 2,306;$$

$$\Delta p_{\text{кон}} = 0,531 \cdot 10^6 \cdot 2,306 = 1,22 \text{ МПа.}$$

Задача 2.4. Для условий, данных в задаче 2.3, вычислить изменение давления $\Delta p_{\text{кон}}$ на контуре нефтяной залежи, заменив укрупненную скважину точечным стоком, помещенным в начале координат ($r = 0$), с тем же дебитом, что и дебит укрупненной скважины, т. е. при $q = 864 \text{ м}^3/\text{сут}$, для тех же значений времени t_1 и t_2 , что и в задаче 2.3.

Ответ. $\Delta p_{\text{кон}1} = 0,825 \text{ МПа}$; $\Delta p_{\text{кон}2} = 1,09 \text{ МПа}$.

Задача 2.5. Между двумя параллельными сбросами 1 и 1' находится нефтяная залежь 2 (рис. 9), за пределами которой расположена бесконечно простирающаяся водоносная область. Стрелками показан приток воды из законтурной области. Ширина залежи $b = 1000 \text{ м}$, толщина пласта $h = 15 \text{ м}$, проницаемость водоносной области $k = 0,2 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, вязкость законтурной воды $\mu = 1 \text{ МПа} \cdot \text{с}$. Отбор жидкости из залежи нарастает следующим образом:

$$q = \alpha t.$$

При этом $\alpha = 0,149 \text{ м}^3/\text{сут}^2$.

Требуется определить изменение давления на контуре нефтеносности $\Delta p_{\text{кон}}$, т. е. при $y = 0$ (см. рис. 9), по сравнению с начальным пластовым давлением через $t_1 = 116 \text{ сут}$, $t_2 = 579 \text{ сут}$ и $t_3 = 1160 \text{ сут}$ после начала разработки залежи.

Решение. В соответствии с условием задачи будем рассматривать приток воды к нефтяной залежи из прямолинейной бесконечно простирающейся законтурной области пласта.

Учитывая, что с каждой стороны α нефтяной залежи притекает вода с дебитом $q/2$, определим изменение давления на границе $y = 0$ прямолинейного полубесконечного пласта.

Решение рассматриваемой задачи известно в теории упругого режима. В случае постоянного дебита $q/2$ имеем

$$\Delta p_{\text{кон}}(t) = \frac{q\mu}{2bkh} \left(\frac{\alpha t}{\pi} \right)^{1/2}. \quad (2.3)$$

В случае же, когда $q = \alpha t$, необходимо использовать интеграл Дюамеля в виде

$$\Delta p_{\text{кон}}(t) = \frac{\mu}{2bkh} \int_0^t \frac{\partial q}{\partial \tau} \left[\frac{\alpha(t-\tau)}{\pi} \right]^{1/2} d\tau. \quad (2.4)$$

Интегрируя (2.4), получаем

$$\Delta p_{\text{кон}}(t) = \frac{\alpha\mu\alpha^{1/2}}{2\pi^{1/2}bkh} \int_0^t (t-\tau)^{1/2} d\tau = \frac{\alpha\mu\alpha^{1/2}t^{3/2}}{3\pi^{1/2}bkh}.$$

При $t_1 = 10^7 \text{ с} = 116 \text{ сут}$ из предыдущей формулы имеем

$$\Delta p_{\text{кон}1} = \frac{2 \cdot 10^{-11} \cdot 10^{-3} \cdot 1 \cdot (10^7)^{3/2}}{3\pi^{1/2} \cdot 1000 \cdot 0,2 \cdot 10^{-12} \cdot 15} =$$

$$= \frac{2 \cdot 10^{-14} \cdot 16^{10,5}}{9\pi^{1,2} \cdot 10^{-9}} = \frac{2 \cdot 10^{-5} \cdot 10^{10} \cdot 10^{1,2}}{9\pi^{1,2}} =$$

$$= 0,0396 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,0396 \text{ МПа.}$$

При $t_2 = 5 \cdot 10^7 \text{ с} = 579 \text{ сут}$ $\Delta p_{\text{кон } 2} = 0,444 \text{ МПа}$. При $t_3 = 10^8 \text{ с} = 1160 \text{ сут}$ $\Delta p_{\text{кон } 3} = 1,254 \text{ МПа}$.

Задача 2.6. Для условий, данных в задаче 2.5, определить изменение давления на контуре нефтяной залежи при $t = 2320 \text{ сут}$, если отбор жидкости из залежи изменяется следующим образом:

$$q = \alpha t \text{ при } 0 \leq t \leq t_*,$$

$$q = \bar{q} = \text{const при } t \geq t_*.$$

При этом $\alpha = 0,149 \text{ м}^3/\text{сут}^2$, $t_* = 1160 \text{ сут}$, $\bar{q} = 172,8 \text{ м}^3/\text{сут}$.

У к а з а н и е. Необходимо использовать результат решения задачи 2.5. При $t \geq t_*$ из этого результата следует вычесть тот же результат, но зависящий не от t , а от $t - t_*$.

О т в е т. $\Delta p_{\text{кон}} = 2,29 \text{ МПа}$.

§ 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПО МЕТОДУ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА

В задачах 2.7—2.10 на основе метода материального баланса определяем начальные запасы углеводородов, нефтенасыщенность и отношение проницаемостей для нефти и газа в процессе разработки нефтяных месторождений на режиме газированной жидкости.

Задача 2.7. Нефтяное месторождение, подстилаемое неактивной водой, разрабатывается при режиме растворенного газа. Начальное пластовое давление $p_0 = 24,5 \text{ МПа}$. Оно равно давлению насыщения. За некоторый период разработки месторождения при режиме растворенного газа пластовое давление снизилось до $p = 19,0 \text{ МПа}$. При этом из пласта было отобрано количество дегазированной нефти Q_n , равное $236,3 \cdot 10^4 \text{ м}^3$ в стандартных условиях. Средний за рассматриваемый период разработки месторождения газовый фактор $\bar{G} = Q_g/Q_n = 587,7 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Требуется определить на основе метода материального баланса начальные геологические запасы нефти (в дегазированном состоянии) G_n и текущую нефтеотдачу η к концу указанного периода. Изменение газосодержания G и объемного коэффициента b_n нефти показано на рис. 10. Отношение объема газа в пластовых условиях к объему газа в стандартных условиях (объемный коэффициент газа) $b_g = 0,00572 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Р е ш е н и е. Рассмотрим материальный баланс газа. В начальный момент времени при $p = p_0$ объем газа $G_{г, p}$, растворенного в нефти, если его привести к текущему пластовому давлению, был равен $G_n \bar{G}_0 b_g$.

При отборе объема газа $Q_n \bar{G} b_g$, приведенного к тому же текущему пластовому давлению, в пласте остался объем газа, равный

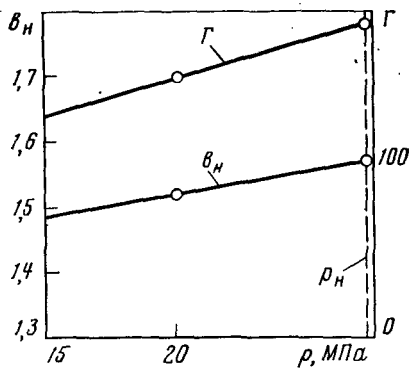


Рис. 10. Зависимости газосодержания и объемного коэффициента нефти от давления

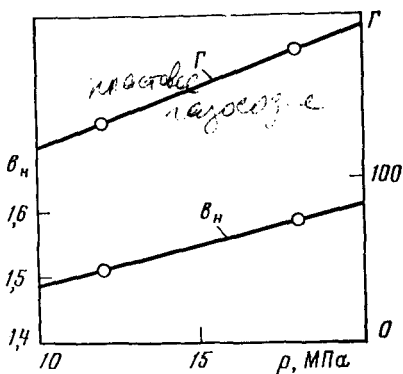
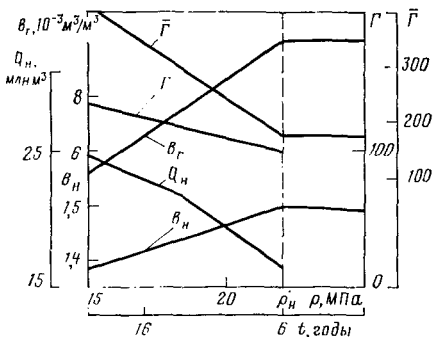


Рис. 11. Зависимости газосодержания и объемного коэффициента нефти от давления

Рис. 12. Зависимость b_r , Γ и $\bar{\Gamma}$ от давления и изменение накопленного отбора нефти от времени разработки



$(G_n \Gamma_0 - Q_n \bar{\Gamma}) b_r$. Этот объем газа находится в нефти частично в растворенном состоянии:

$$G_{rp} = (G_n - Q_n) \Gamma b_r$$

и частично в свободном состоянии:

$$G_{rc} = G_n b_{n0} - (G_n - Q_n) b_n$$

На основе материального баланса имеем

$$(G_n \Gamma_0 - Q_n \bar{\Gamma}) b_r = (G_n - Q_n) \Gamma b_r + [G_n b_{n0} - (G_n - Q_n) b_n],$$

где b_{n0} — начальный объемный коэффициент нефти.

Из приведенного выражения получаем

$$G_n = \frac{Q_n [b_n + (\bar{\Gamma} - \Gamma) b_r]}{b_n - b_{n0} + (\Gamma_0 - \Gamma) b_r} \quad (2.5)$$

Из рис. 10 определяем, что $b_{n0} = 1,572$; $b_n = 1,52$; $\Gamma_0 = 196 \text{ м}^3/\text{м}^3$; $\Gamma = 160 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Тогда начальные запасы дегазированной нефти в пласте месторождения составят

$$G_n = \frac{236,3 \cdot 10^4 [1,52 + 0,00572 (587,7 - 160)]}{1,52 - 1,572 + 0,00572 (196 - 160)} = 61,8 \cdot 10^6 / \text{м}^3$$

Коэффициент нефтеотдачи

$$\eta = \frac{Q_n}{G_n} = \frac{2,363 \cdot 10^6}{61,8 \cdot 10^6} = 0,038.$$

Задача 2.8. Определить начальные геологические запасы нефти месторождения, разрабатываемого при режиме растворенного газа, если при отборе $Q_n = 10^6 \text{ м}^3$ жидкости пластовое давление снизилось с 20 МПа (давление насыщения) до 15 МПа. Зависимости пластового газосодержания Γ и объемного коэффициента нефти b_n от давления приведены на рис. 11 ($b_r = 0,006 \text{ м}^3/\text{м}^3$, средний газовый фактор $\bar{\Gamma} = 480 \text{ м}^3/\text{м}^3$).

Ответ. $G_n = 20,4 \cdot 10^6 \text{ м}^3$.

Задача 2.9. Определить текущую нефтенасыщенность s_n нефтяной залежи на различные моменты времени, когда пластовое давление в процессе разработки при режиме растворенного газа $p_1 = 21,0 \text{ МПа}$, $p_2 = 18,4 \text{ МПа}$, $p_3 = 17 \text{ МПа}$. Основные данные о параметрах нефти и газа приведены на рис. 12. Давление насыщения $p_n = 22 \text{ МПа}$. Насыщенность порового объема связанной водой $s_{св} = 0,12$.

Решение. Формула для определения нефтенасыщенности, полученная методом материального баланса, имеет следующий вид:

$$s_n = (1 - \eta) \frac{b_n}{b_{n0}} (1 - s_{св}). \quad (2.6)$$

Как видно, изменение во времени текущей нефтенасыщенности пласта зависит от коэффициента нефтеотдачи η и изменения объемного коэффициента нефти.

Залежь в начальный период времени разрабатывалась на упругом режиме до момента снижения пластового давления до давления насыщения. Нефтенасыщенность в это время не изменялась. Поэтому будем вести расчет с момента достижения давления значения p_n .

Вычислим нефтеотдачу по формуле (2.5) при $p_1 = 21,0 \text{ МПа}$ с помощью данных, приведенных на рис. 12,

$$\eta_1 = \frac{1,482 - 1,5 + 0,006(180 - 165)}{1,482 + 0,006(220 - 165)} = 0,04;$$

для двух оставшихся заданных значений пластового давления

$$\eta_2 = \frac{1,44 - 1,5 + 0,006(180 - 130)}{1,44 + 0,006(300 - 130)} = 0,098;$$

$$\eta_3 = \frac{1,418 - 1,5 + 0,006(180 - 112)}{1,418 + 0,006(350 - 112)} = 0,11.$$

Вычислим соответствующие значения текущей нефтенасыщенности:

$$s_{n1} = (1 - 0,04) \frac{1,482}{1,5} (1,0 - 0,12) = 0,835;$$

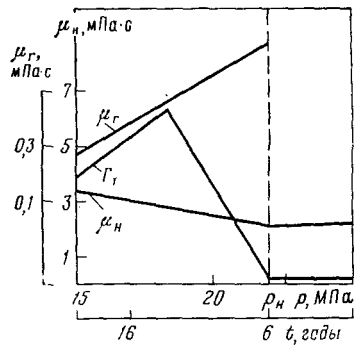


Рис. 13. Зависимости вязкости нефти и газа от давления и изменение текущего газового фактора во времени разработки

$$s_{н2} = (1 - 0,098) \frac{1,44}{1,5} (1,0 - 0,12) = 0,762;$$

$$s_{н3} = (1 - 0,11) \frac{1,418}{1,5} (1,0 - 0,12) = 0,74.$$

З а д а ч а 2.10. Для условий, данных в задаче 2.9, требуется определить отношение фазовых проницаемостей для газа и нефти $\varphi = k_r/k_n$ при трех значениях пластового давления. Необходимые для расчета данные о свойствах нефти и газа приведены на рис. 12 и рис. 13.

У к а з а н и е. Следует считать, что движение газа и нефти в пласте является установившимся в каждый момент времени. Тогда текущий газовый фактор Γ_T , замеренный в поверхностных условиях, будет определяться следующим образом:

$$\Gamma_T = \frac{v_r/b_r}{v_n/b_n} \cdot \Gamma = \frac{b_n}{b_r} \frac{k_r}{k_n} \frac{\mu_n}{\mu_r} \cdot \Gamma,$$

где v_r, v_n ; k_r, k_n ; μ_r, μ_n — соответственно скорости фильтрации; фазовые проницаемости и вязкости в пластовых условиях газа и нефти; Γ — текущее газосодержание нефти.

Из предыдущей формулы получаем

$$\frac{k_r}{k_n} = (\Gamma_T - \Gamma) \frac{b_r \mu_r}{b_n \mu_n}. \quad (2.7)$$

Вычисления проводят самостоятельно по формуле (2.7).

О т в е т. $\varphi_1 = 1,8$; $\varphi_2 = 4,7$; $\varphi_3 = 3,2$.

§ 3. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ЗАКОНТУРНОЙ ОБЛАСТИ ПЛАСТА ПРИ УПРУГОМ РЕЖИМЕ

Если нефтяное месторождение окружено обширной водоносной областью, во много раз превосходящей по размеру нефтяное месторождение, при разработке последнего нефть будет вытесняться водой, поступающей из законтурной области, где реализуется упругий режим.

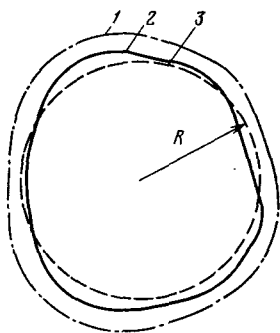


Рис. 14. Схема нефтяного месторождения.

Контур нефтеносности; 1 — внешний; 2 — внутренний; 3 — условный

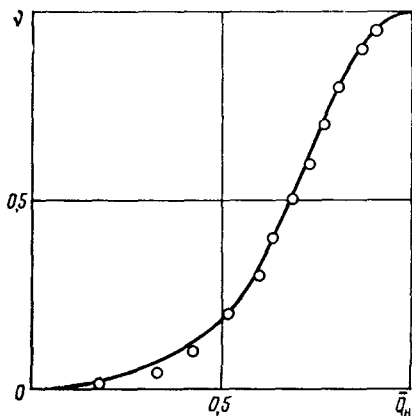


Рис. 15. Зависимость текущей обводненности ν от относительного отбора нефти \bar{Q}_H

В задачах 2.11К—2.14К рассматривается разработка нефтяных месторождений без воздействия на пласт при упругом режиме в законтурной водоносной области пласта. Считается, что в пределах нефтяной залежи режим жестко водонапорный.

Задача 2.11К. Внешний и внутренний контуры нефтеносности однопластового нефтяного месторождения имеют форму, близкую к окружностям (рис. 14). Площадь месторождения можно представить в виде круга радиусом $R = 2000$ м. Нефтяная залежь окружена обширной водоносной областью, из которой в нефтеносную часть пласта поступает вода при снижении пластового давления в процессе разработки месторождения. Начальное пластовое давление $p_0 = 20$ МПа, давление насыщения нефти газом $p_{нас} = 9$ МПа, газосодержание $\Gamma_0 = 50$ м³/т.

По данным гидродинамических и лабораторных исследований установлено, что средняя проницаемость как нефтеносной, так и водоносной частей пласта одинакова и составляет $0,5 \cdot 10^{-12}$ м². Толщина пласта в среднем $h = 10$ м; средняя пористость $m = 0,3$; начальная нефтенасыщенность $s_{H0} = 0,95$; насыщенность пласта связанной водой $s_{св} = 0,05$. Вязкости нефти и воды в пластовых условиях равны соответственно: $\mu_H = 2,0$ мПа·с, $\mu_B = 1,0$ мПа·с. Плотность пластовой нефти $\rho_H = 0,85$ т/м³, воды — $\rho_B = 1,0$ т/м³. Объемный коэффициент нефти $b_H = 1,2$. Коэффициент упругости пласта $\beta = 5 \cdot 10^{-10}$ Па⁻¹. Средний дебит жидкости одной скважины $q'_ж = 69,1$ м³/сут.

Месторождение разбуривается по равномерной сетке.

Добыча жидкости из месторождения изменяется во времени следующим образом:

$$q_{ж}(t) = \begin{cases} \alpha_0 t & \text{при } 0 \leq t \leq t_*, \\ q_{\max} & \text{при } t > t_*, \end{cases}$$

где t_* — время ввода месторождения в разработку ($t_* = 3$ года); $\alpha_0 = 0,667 \cdot 10^6$ м³/год². Коэффициент эксплуатации скважин $\lambda_3 = 0,9$.

Для рассматриваемого месторождения известны данные зависимости (точки на рис. 15) текущей обводненности продукции ν от отношения $\bar{Q}_n = Q_n/N_n$ (Q_n — накопленная добыча нефти, N_n — извлекаемые запасы нефти). Считается, что эта зависимость будет справедливой в течение всего рассматриваемого срока разработки.

Требуется определить в условиях разработки месторождения при упругом режиме в законтурной области пласта:

1) изменение в процессе разработки за 15 лет (по годам) среднего пластового давления в пределах нефтяной залежи;

2) изменение добычи нефти, воды, текущей нефтеотдачи и обводненности продукции при заданной динамике добычи жидкости в течение 15 лет.

Р е ш е н и е.

1. Определение запасов нефти и газа, числа скважин и темпа разработки.

Геологические запасы нефти определим объемным методом по формуле

$$G_n = Shm(1 - s_{св}),$$

где S — площадь залежи, равновеликая площади круга с радиусом R ($S = \pi R^2 = 3,14 \cdot 2^2 \cdot 10^6 = 12,56 \cdot 10^6$ м²).

Тогда запасы нефти

$$G_n = 12,56 \cdot 10^6 \cdot 10 \cdot 0,3(1 - 0,05) = 35,8 \cdot 10^6 \text{ м}^3$$

или в поверхностных условиях

$$G_n^* = 35,8 \cdot 10^6 \frac{\rho_n}{b_n} = 35,8 \cdot 10^6 \frac{0,85}{1,2} = 25,4 \text{ млн. т.}$$

Определим максимальный дебит жидкости, получаемый в конце периода разбуривания месторождения.

Имеем

$$q_{\max} = \alpha_0 t_* = 0,667 \cdot 10^6 \cdot 3 = 2 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Число скважин, которые необходимо пробурить для отбора из месторождения $q_{\max} = 2 \cdot 10^6$ м³/год, определим с учетом коэффициента эксплуатации скважин, указанного в условиях задачи.

Получаем

$$n = \frac{q_{\max}}{\lambda_3 365 q_{ск}^1} = \frac{2 \cdot 10^6}{0,9 \cdot 365 \cdot 69,1} \approx 88.$$

Вычислим параметр плотности сетки скважин. Имеем

$$S_c = \frac{S}{n} = \frac{12,56 \cdot 10^6}{88} = 14,27 \cdot 10^4 \frac{\text{м}^2}{\text{скв}}.$$

2. Расчет изменения среднего пластового давления во времени. Аппроксимация решения Карслоу и Егера, Ван Эвердингена

и Херста, сделанная Ю. П. Желтовым, была применена при решении задачи 2.3, в которой рассматривался приток воды из законтурной области пласта к нефтяной залежи круговой формы с постоянным дебитом.

Однако по условию данной задачи в период разбуривания месторождения объемы воды, поступающей из законтурной области, и, следовательно, отбираемой жидкости из пласта — переменные во времени.

Поэтому для расчета давления на контуре нефтяного месторождения $p_{\text{кон}}(t)$ необходимо использовать интеграл Дюамеля, согласно которому

$$p_{\text{кон}}(t) = p_0 - \frac{\mu_{\text{в}}}{2\pi kh} \int_0^t \frac{\partial q_{\text{ж}}(\theta)}{\partial \theta} f(t - \theta) d\theta.$$

Для дальнейших расчетов удобно ввести в рассмотрение безразмерное время τ в виде

$$\tau = \kappa t / R^2.$$

В этом случае интеграл Дюамеля запишется следующим образом:

$$p_{\text{кон}}(\tau) = p_0 - \frac{\mu_{\text{в}}}{2\pi kh} \int_0^{\tau} \frac{\partial q_{\text{ж}}(\lambda)}{\partial \lambda} f(\tau - \lambda) d\lambda. \quad (2.8)$$

В условии задачи $q_{\text{ж}}$ зависит от физического времени t . В интеграл же (2.8) необходимо подставить $\frac{\partial q_{\text{ж}}(\lambda)}{\partial \lambda}$. Поэтому найдем зависимость $q_{\text{ж}} = q_{\text{ж}}(\tau)$ или, что то же самое, $q_{\text{ж}} = q_{\text{ж}}(\lambda)$. Имеем

$$\frac{dq_{\text{ж}}}{dt} = \frac{\partial q_{\text{ж}}}{\partial \tau} \frac{\partial \tau}{\partial t} = \frac{\partial q_{\text{ж}}}{\partial \tau} \frac{\kappa}{R^2}.$$

Отсюда

$$\alpha_0 = \frac{\partial q_{\text{ж}}}{\partial \tau} \frac{\kappa}{R^2}; \quad \frac{\partial q_{\text{ж}}}{\partial \tau} = \frac{\alpha_0 R^2}{\kappa}.$$

Подставив приведенное выражение для $\partial q_{\text{ж}} / \partial \tau$ в (2.8), получим

$$p_{\text{кон}}(\tau) = p_0 - \frac{\mu_{\text{в}} \alpha_0 R^2}{2\pi kh \kappa} J(\tau);$$

$$J(\tau) = \int_0^{\tau} f(\tau - \lambda) d\lambda. \quad (2.9)$$

Следовательно, для расчета давления на контуре $p_{\text{кон}}(\tau)$ в период нарастающего отбора жидкости из месторождения, т. е. при $0 \leq t \leq t_{\text{ж}}$, необходимо определить интеграл $J(\tau)$, входящий в формулу (2.9). При этом подынтегральное выражение берется в виде (2.2).

Имеем

$$J(\tau) = \int_0^{\tau} \{0,5[1 - (1 + (\tau - \lambda))^{-3,81}] + 1,12 \lg[1 + (\tau - \lambda)]\} d\lambda.$$

Обозначим

$$J_1 = \int_0^{\tau} \frac{d\lambda}{[1 + (\tau - \lambda)]^{3,81}}; \quad J_2 = \int_0^{\tau} \ln[1 + (\tau - \lambda)] d\lambda.$$

Вычисляя интегралы, получаем

$$J_1 = 0,356[1 - (1 + \tau)^{-2,81}],$$

$$J_2 = (1 + \tau) \lg(1 + \tau) - \tau.$$

Таким образом, для $J(t)$ имеем выражение

$$J(\tau) = 0,5\tau - 0,178[1 - (1 + \tau)^{-2,81}] + 0,487[(1 + \tau) \lg(1 + \tau) - \tau]. \quad (2.10)$$

За среднее пластовое давление в нефтяной залежи принимаем $\bar{p} = 0,9 p_{\text{кон}}$.

Окончательно для расчета изменения среднего пластового давления в нефтенасыщенной части месторождения $\Delta \bar{p}(\tau)$ получаем формулу

$$\Delta \bar{p}(\tau) = 0,9[p_0 - p_{\text{кон}}(\tau)] = \frac{0,1432\mu_B\alpha_0 R^2}{kh\kappa} \times \\ \times \{0,5\tau - 0,178[1 - (1 + \tau)^{-2,81}] + 0,487[(1 + \tau) \lg(1 + \tau) - \tau]\}. \quad (2.11)$$

Как уже было сказано, формула (2.11) справедлива только при $0 \leq \tau \leq \tau_*$ ($\tau_* = \kappa t_*/R^2$). Чтобы получить формулу для расчета $\Delta \bar{p}(\tau)$ для периода постоянной добычи жидкости, т. е. при $\tau > \tau_*$, необходимо из выражения (2.11) вычесть такое же выражение, но зависящее не от τ , а от разности $\tau - \tau_*$.

Таким образом, при $\tau > \tau_*$

$$\Delta \bar{p}(\tau) = \frac{0,1432\mu_B\alpha_0 R^2}{kh\kappa} [J(\tau) - J(\tau - \tau_*)], \quad (2.12)$$

где $J(\tau)$ определяется по формуле (2.10). Рассчитаем изменение среднего пластового давления для некоторых значений времени разработки месторождений.

Определим коэффициент пьезопроводности κ . Имеем

$$\kappa = \frac{k}{\mu_B \beta} = \frac{0,5 \cdot 10^{-12}}{10^{-3} \cdot 5 \cdot 10^{-10}} = 1 \text{ м}^2/\text{с}.$$

При $t = 1$ год $= 0,31536 \cdot 10^8$ с получаем следующее значение безразмерного времени:

$$\tau = \frac{\kappa t}{R^2} = \frac{1 \cdot 0,31536 \cdot 10^8}{4 \cdot 10^6} = 7,884.$$

При этом

$$\Delta \bar{p} = \frac{0,1432 \mu_n \alpha_0 R^2}{k h \kappa} = \frac{0,1432 \cdot 10^{-3} \cdot 6,707 \cdot 10^{-10} \cdot 4 \cdot 10^6}{0,5 \cdot 10^{-12} \cdot 10 \cdot 1} = 0,0768 \text{ МПа.}$$

Из (2.10)

$$J(7,884) = 0,5 \cdot 7,884 - 0,178 (1 - 8,884^{-2,81}) + 0,487 (8,884 \ln 8,884 - 7,884) = 9,373.$$

Тогда $\Delta \bar{p}(7,884) = 0,0768 \cdot 9,373 = 0,72$ МПа.

Определим изменение среднего пластового давления в нефтяной залежи при $t > t_*$. Например, при $t = 4$ года $\tau = 31,54$. Для $J(\tau)$ получаем

$$J(31,54) = 0,5 \cdot 31,54 - 0,178 + 0,487 (32,54 \ln 32,54 - 31,54) = 55,41;$$

$$J(\tau - \tau_*) = J(7,884) = 9,373.$$

Тогда

$$\Delta \bar{p}(4) = 0,0768 \cdot 55,41 - 0,0768 \cdot 9,373 = 3,536 \text{ МПа.}$$

В табл. 7 показано изменение среднего пластового давления в нефтяной залежи $\Delta \bar{p}$ в различные моменты времени ее разработки. Из рис. 16 видно, что спустя 15 лет после начала разработки нефтяного месторождения пластовое давление хотя и снизилось примерно на 5 МПа, однако оно еще превышает давление насыщения ($p_{\text{нас}} = 9$ МПа). Следовательно, разработка нефтяной залежи в течение указанного срока происходила при упругом режиме.

Таблица 7

Годы t	Безразмерное время τ	$J(\tau)$	$J(\tau - \tau_*)$	Понижение пластового давления $\Delta \bar{p}$, МПа	Среднее пластовое давление \bar{p} , МПа
1	7,884	9,373	—	0,72	19,28
2	15,768	23,051	—	1,77	18,23
3	23,652	38,610	—	2,97	17,03
4	31,536	55,41	9,373	3,54	16,46
5	39,420	73,15	23,051	3,85	16,15
6	47,304	91,65	38,61	4,07	15,93
7	55,188	110,8	55,41	4,25	15,75
8	63,072	130,45	73,15	4,40	15,60
9	70,956	150,6	91,65	4,53	15,47
10	78,840	171,14	110,8	4,63	15,37
11	86,724	192,1	130,45	4,73	15,27
12	94,608	213,4	150,6	4,82	15,18
13	102,492	234,97	171,14	4,90	15,10
14	110,376	256,9	192,1	4,98	15,02
15	118,260	279,05	213,4	5,04	14,96

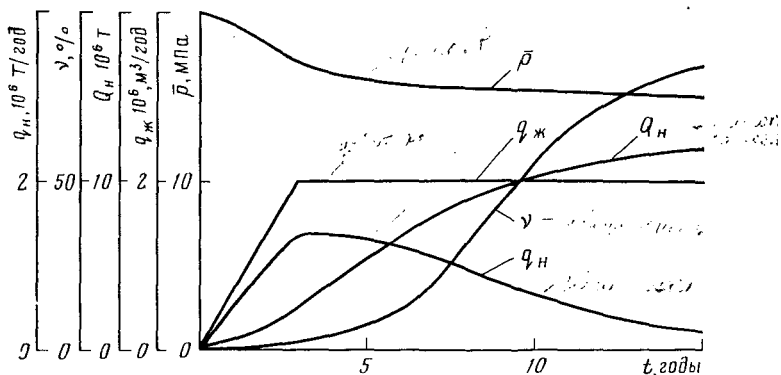


Рис. 16. Графики изменения параметров в процессе разработки залежи нефти

3. Расчет изменения добычи нефти и воды во времени при заданном отборе жидкости из пласта.

По условию задачи задана зависимость (см. рис. 15) текущей обводненности v продукции, получаемой из залежи, от относительной суммарной добычи нефти или относительной выработки извлекаемых запасов нефти \bar{Q}_n . Если, как указано в условии задачи, эта зависимость не будет изменяться в процессе разработки нефтяного месторождения, то можно использовать метод расчета показателей разработки, аналогичный известному методу — «по характеристикам вытеснения нефти водой».

Относительная суммарная добыча нефти \bar{Q}_n есть частное от деления накопленной к моменту t времени разработки добычи нефти на количество извлекаемых запасов, т. е.

$$\bar{Q}_n = \frac{Q_n}{N_n},$$

где

$$Q_n = \int_0^t q_n(\lambda) d\lambda.$$

Текущая обводненность продукции скважин определяется следующим соотношением:

$$v = q_v / (q_v + q_n) = q_v / q_ж,$$

где q_v — дебит воды, добываемой одновременно с нефтью из всех скважин; q_n — дебит нефти.

Понятно, что $q_n = q_ж(1 - v)$. Так как кривая на рис. 15 выражает зависимость $v = v(\bar{Q}_n)$, то $\bar{Q}_n = \bar{Q}_n(v)$.

Поскольку

$$\bar{Q}_n = \frac{1}{N_n} \int_0^t q_ж(\lambda)(1 - v) d\lambda,$$

получим

$$\frac{d\bar{Q}_H}{dt} = \frac{q_H(t)}{N_H} = \frac{1}{N_H} q_{ж}(t)(1-v).$$

Из предыдущего равенства имеем

$$\frac{\partial \bar{Q}_H}{\partial v} \frac{\partial v}{\partial t} = \frac{1}{N_H} q_{ж}(t)(1-v).$$

Разделим переменные в предыдущем равенстве:

$$\frac{\bar{Q}'_H(v)}{1-v} dv = \frac{1}{N_H} q_{ж}(t) dt.$$

Интегрируя обе части полученного уравнения в пределах изменения обводненности до заданного значения и соответствующего времени разработки, получим

$$\int_0^v \frac{\bar{Q}'_H(x)}{1-x} dx = \frac{1}{N_H} \int_0^t q_{ж}(\lambda) d\lambda. \quad (2.12)$$

Интегральное соотношение (2.12) позволяет получить искомую зависимость обводненности от времени разработки. Это можно сделать путем аппроксимации данных на рис. 15 некоторой функцией.

В качестве аппроксимирующей функции используем выражение, полученное на основании квадратичной аппроксимации функции Баклея—Леверетта:

$$\bar{Q}_H(v) = \frac{a\sqrt{v}}{a\sqrt{v} + \frac{\mu_B}{\mu_H} \sqrt{1-v}}. \quad (2.13)$$

Теория вытеснения нефти водой, развитая Баклеем и Левереттом, изложена, например, в [2].

Перепишем (2.13), введя обозначение

$$\bar{\mu} = \frac{\mu_B}{\mu_H} \frac{1}{a},$$

где a — некоторый постоянный коэффициент, зависящий от свойств коллектора.

$$\bar{Q}_H(v) = \frac{1}{1 + \bar{\mu} \sqrt{\frac{1-v}{v}}}. \quad (2.14)$$

Коэффициент a определим по известным величинам v и \bar{Q}_H из выражения

$$a = \frac{\sqrt{\frac{1-v}{v}}}{\frac{\mu_B}{\mu_H} \left(\frac{1}{\bar{Q}_H} - 1 \right)}.$$

∨

Выберем три точки с координатами $v - \bar{Q}_n$ (см. рис. 15):

- | | | |
|----|--------------|------------------------|
| 1) | $v_1 = 0,3;$ | $\bar{Q}_{n1} = 0,58;$ |
| 2) | $v_2 = 0,5;$ | $\bar{Q}_{n2} = 0,68;$ |
| 3) | $v_3 = 0,8;$ | $\bar{Q}_{n3} = 0,82.$ |

Вычислим коэффициенты:

$$a_1 = \frac{\sqrt{\frac{1-0,3}{0,3}}}{2\left(\frac{1}{0,58} - 1\right)} = 1,0547;$$

$$a_2 = \frac{\sqrt{\frac{1-0,5}{0,5}}}{2\left(\frac{1}{0,68} - 1\right)} = 1,0625;$$

$$a_3 = \frac{\sqrt{\frac{1-0,8}{0,8}}}{2\left(\frac{1}{0,82} - 1\right)} = 1,1389.$$

Определим среднее значение:

$$a = \frac{1,0547 + 1,0625 + 1,1389}{3} = \frac{3,256}{3} = 1,0854.$$

Тогда

$$\bar{\mu} = \frac{1}{2 \cdot 1,0854} = 0,46.$$

Формула зависимости суммарной относительной добычи нефти от текущей обводненности для заданных условий имеет вид

$$\bar{Q}_n(v) = \frac{1}{1 + 0,46 \sqrt{\frac{1-v}{v}}}. \quad (2.15)$$

Произведем вычисления по полученной зависимости, результаты которых сведем в табл. 8. По результатам построена кривая (см. рис. 15). Видно, что расчетная зависимость хорошо описывает исходные данные.

Рассмотрим интеграл в левой части соотношения (2.12). Представим его как

$$\int_0^v \frac{\bar{Q}'_n(x) dx}{1-x} = \int_0^v f'(x) \varphi(x) dx,$$

где

$$f'(x) = \bar{Q}'_n(x); \quad \varphi(x) = 1/(1-x).$$

Таблица 8

v	u^*	\bar{Q}_H	v^{**}	$J(v)$	$J(t)$	t , год
0,01	99	0,179	0,574	0,18	—	1,6
0,05	19	0,333	2,005	0,237	0,237	3,8
0,1	9	0,42	1,38	0,412	0,412	5,6
0,2	4	0,521	0,92	0,55	0,55	6,9
0,3	2,33	0,587	0,702	0,639	0,64	7,8
0,4	1,5	0,64	0,563	0,719	0,72	8,6
0,5	1,0	0,685	0,46	0,801	0,8	9,5
0,6	0,667	0,727	0,376	0,894	0,9	10,4
0,7	0,429	0,769	0,301	1,016	1,02	11,6
0,8	0,25	0,813	0,23	1,196	1,2	13,5
0,9	0,111	0,867	0,153	1,581	1,6	17,4
0,95	0,053	0,904	0,106	2,101	2,1	22,6
0,98	0,02	0,938	0,065	3,214	3,214	33,9
0,99	0,01	0,956	—	—	—	—

$$*u = \frac{1-v}{v}; \quad **v = \bar{\mu} \sqrt{\frac{1-v}{v}}.$$

Используем правило интегрирования по частям. Выполним необходимые вычисления:

$$d\varphi(x) = \frac{dx}{(1-x)^2};$$

$$f(x) = \bar{Q}_H(v).$$

Так как

$$\int_0^v f'(x) \varphi(x) dx = f(x) \varphi(x) \Big|_0^v - \int_0^v \varphi'(x) f(x) dx,$$

получим

$$\int_0^v \frac{\bar{Q}'_H(x)}{1-x} dx = \frac{1}{\left(1 + \bar{\mu} \sqrt{\frac{1-v}{v}}\right)(1-v)} - \int_0^v \frac{dx}{\left(1 + \bar{\mu} \sqrt{\frac{1-x}{x}}\right)(1-x^2)}.$$

Интеграл в правой части равенства легко приводится к табличному виду с помощью подстановок:

$$u = \frac{1-v}{v}; \quad \lambda = \bar{\mu} \bar{u},$$

$$\int_0^v \frac{dx}{\left(1 + \bar{\mu} \sqrt{\frac{1-x}{x}}\right)(1-x)^2} = -2 \int_0^v \frac{d\lambda}{(1 + \bar{\mu}\lambda)\lambda^3}.$$

Табличный интеграл имеет вид

$$\int \frac{dx}{(a + bx)x^3} = -\frac{1}{2x^2 a} + \frac{b}{a^2 x} - \frac{b^2}{a^3} \ln \frac{a + bx}{x}.$$

Если $a = 1$, $b = \bar{\mu}$, то

$$-2 \int_0^v \frac{d\lambda}{(1 + \bar{\mu}\lambda)\lambda^3} = 2 \left[\frac{1}{2\lambda^2} - \frac{\bar{\mu}}{\lambda} + \frac{\bar{\mu}^2}{1} \ln \frac{1 + \bar{\mu}\lambda}{\lambda} \right]_0^v.$$

С учетом пределов интегрирования получим

$$\int_0^v \frac{dx}{\left(1 + \bar{\mu} \sqrt{\frac{1-x}{x}}\right)(1-x)^2} = \frac{1}{v} - \frac{2\bar{\mu}}{\sqrt{\frac{1-v}{v}}} + 2\bar{\mu}^2 \ln \frac{1 + \bar{\mu} \sqrt{\frac{1-v}{v}}}{\bar{\mu} \sqrt{\frac{1-v}{v}}}.$$

После необходимых преобразований получим решение

$$\int_0^v \frac{\bar{Q}'_n dx}{1-x} = \frac{1}{\left(1 + \bar{\mu} \sqrt{\frac{1-v}{v}}\right)(1-v)} - \frac{1}{\frac{1-v}{v}} + \frac{2\bar{\mu}}{\sqrt{\frac{1-v}{v}}} - 2\bar{\mu}^2 \ln \frac{1 + \bar{\mu} \sqrt{\frac{1-v}{v}}}{\bar{\mu} \sqrt{\frac{1-v}{v}}}.$$

Введем обозначение $v = \bar{\mu} \sqrt{\frac{1-v}{v}}$.

Тогда решение запишем в следующем виде:

$$J(v) = \int_0^v \frac{\bar{Q}'_n dx}{1-x} = \frac{1 + 2\bar{\mu}^2}{1 + v} + \frac{\bar{\mu}^2}{(1 + v)v} - 2\bar{\mu}^2 \ln \frac{1 + v}{v}.$$

Интеграл в правой части уравнения (2.12) вычисляются отдельно для двух стадий. На первой стадии в период возрастания добычи жидкости в процессе бурения скважин получим

$$J_1(t) = \frac{1}{N_H} \int_0^t \alpha_0 \lambda d\lambda = \frac{\alpha_0}{2N_H} t^2 \quad \text{при } 0 \leq t \leq t_*. \quad (2.17)$$

На второй стадии в период постоянной добычи жидкости имеем

$$J_2(t) = \frac{1}{2N_H} \int_{t_*}^t q_{\max ж} dt = \frac{q_{\max ж}}{N_H} (t - t_*) \quad \text{при } t > t_*. \quad (2.18)$$

Произведем вычисления по формуле (2.16), для чего зададимся различными значениями текущей обводненности (см. табл. 8).

Например:

$$\begin{aligned} J(0,01) &= \frac{1 \cdot 0,424}{1 \cdot 4,577} + \frac{0,212}{(1 + 4,577) \cdot 4,577} - 0,424 \ln \left(\frac{1}{4,577} + 1 \right) = \\ &= \frac{1,424}{5,577} + \frac{0,212}{5,577 \cdot 4,577} - 0,424 \ln 1,218 = 0,255 + 0,0083 - \\ &- 0,424 \cdot 0,197 = 0,18; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} J(0,05) &= \frac{2,424}{3,005} + \frac{0,212}{3,005 \cdot 2,005} - 0,424 \ln 1,499 = 0,474 + \\ &+ 0,035 - 0,172 = 0,237. \end{aligned}$$

Результаты вычислений представлены в табл. 8.

Подсчитаем величины, входящие в формулы (2.17) и (2.18):

$$\frac{1}{2N_H} \alpha_0 = 0,0168 \text{ м}^3/(\text{м}^3 \cdot \text{год}^2); \quad \frac{q_{\max ж}}{N_H} = 0,1 \text{ м}^3/(\text{м}^3 \cdot \text{год}).$$

Необходимо учесть, что при переходе с первой стадии на вторую в период постоянной добычи не должна нарушаться непрерывность в расчетах. А именно, для второй стадии при $q_{ж} = q_{\max ж} = \text{const}$ расчетная формула следующая:

$$J'(t) = J_1(t_*) + \frac{q_{\max ж}}{N_H} (t - t_*) \quad \text{при } t > t_*. \quad (2.19)$$

Произведем вычисления по формулам (2.17) и (2.19). Например, при $t = t_* = 3$ годам

$$J_1(3) = 0,0168 \cdot 3^2 = 0,151.$$

При $t = 15$ годам

$$J'(15) = 0,151 + 0,1 \cdot 12 = 1,351.$$

Результаты расчетов приведены в табл. 8, на основании которой построены кривые (рис. 17) зависимости обводненности продукции скважин от времени разработки.

С помощью кривой изменения текущей обводненности от времени разработки (см. рис. 16) определим дебиты нефти для раз-

личных моментов времени по формуле

$$q_n^*(t) = q_{ж}(t) (1 - \nu) \frac{\rho_n}{b_n}$$

Например, при $t = 3$ годам

$$q_n^*(t) = -2 \cdot 10^6 (1 - 0,03) \times \frac{0,85}{1,2} = 1,37 \text{ т/год.}$$

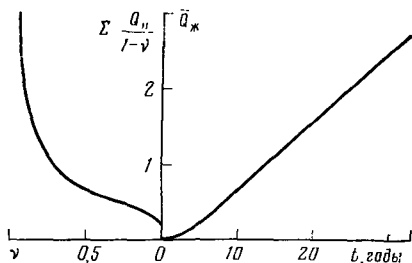


Рис. 17. Кривые для пересчета текущей обводненности в зависимости от времени

В табл. 9 приведены основные показатели, характеризующие процесс разработки месторождения в первые 15 лет. На рис. 16 изображена кривая изменения накопленной добычи нефти от времени разработки залежи, построенная по данным этой таблицы.

Таблица 9

Время t , годы	Добыча жидкости $q_{ж}$, 10^4 м ³ /сут	Добыча нефти q_n^* в поверхностных условиях, 10^4 т.сут	Добыча воды $q_{в}$, 10^4 м ³ /сут	Обводненность ν , %	Накопленная добыча нефти Q_n , 10^6 т	Текущая нефтеотдача η
1	1,83	1,296	—	—	0,473	0,019
2	3,65	2,547	0,055	1,5	1,403	0,055
3	5,48	3,765	0,164	3	2,777	0,109
4	5,48	3,688	0,274	5	4,123	0,162
5	5,48	3,61	0,384	7	5,441	0,214
6	5,48	3,416	0,658	12	6,688	0,263
7	5,48	3,105	1,096	20	7,821	0,308
8	5,48	2,950	1,315	24	8,898	0,350
9	5,48	2,174	2,411	44	9,691	0,382
10	5,48	1,747	3,014	55	10,329	0,407
11	5,48	1,359	3,562	65	10,825	0,426
12	5,48	1,087	3,946	72	11,222	0,442
13	5,48	0,893	4,22	77	11,548	0,455
14	5,48	0,738	4,434	81	11,817	0,465
15	5,48	0,582	4,658	85	12,029	0,474

Задача 2.12К. Определить показатели разработки залежи нефти при упругом режиме пласта, когда нефть вытесняется к забоям скважин водой, поступающей из законтурной области. Радиус условного контура нефтеносности, схематизированного окружностью, $R = 2620$ м. Начальное пластовое давление $p_0 = 26$ МПа, давление насыщения нефти газом $p_n = 15$ МПа. Газосодержание $\Gamma_0 = 145$ м³/т. Проницаемость пород в нефтеносной части пласта $k = 0,38 \cdot 10^{-12}$ м², средняя толщина пласта $h = 12$ м, вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_n = 2,6$ мПа·с. В водоносной области пласта коэффициент гидропроводности в 2,6 раза больше, чем в пределах залежи. Насыщенность порового объема пласта связанной водой $s_{св} = 0,12$. Коэффициент вытеснения

нефти водой. определенный по лабораторным исследованиям, $\eta_1 = 0,86$. Коэффициент, характеризующий процесс обводнения продукции скважин, $\bar{\mu} = 1,25$. Коэффициент упругоэластичности за контурной области пласта $\beta = 6,2 \cdot 10^{-10}$ Па⁻¹. Плотность дегазированной нефти $\rho_n = 862$ кг/м³, плотность воды $\rho_v = 1000$ кг/м³. Объемный коэффициент нефти при начальном пластовом давлении $b_{но} = 1,3$.

Рассмотреть вариант разработки при следующих условиях. Залежь вводится в эксплуатацию в течение $t_* = 5$ лет ($157,7 \cdot 10^6$ с) при бурении скважин по равномерной сетке; средний дебит по жидкости одной скважины $q_{1ж}$ составляет $0,82 \cdot 10^{-3}$ м³/с. При этом достигается максимальный дебит, равный 8,5 % от начальных геологических запасов нефти в залежи. Коэффициент, учитывающий влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу, $\alpha = 0,026 \cdot 10^{-4}$ скв/м².

У к а з а н и е. Расчет показателей разработки выполнить по методике, изложенной в задаче 2.11К.

З а д а ч а 2.13К. Определить основные показатели разработки нефтяной залежи, если после достижения максимального отбора жидкости к моменту окончания разбуривания в течение $t_* = 5$ лет динамика отбора жидкости в последующий период описывается уравнением

$$q_{ж}(t) = \alpha_{II}(t_0 - t) \text{ при } t_* \leq t \leq t_0.$$

Исходные сведения о залежи даны в условиях задачи 2.12К.

Таким образом, на второй стадии разработки дебит жидкости убывает по линейному закону с темпом α_{II} , значение которого определяется при следующих условиях: дебит жидкости уменьшается в 2 раза в течение 15 лет с момента достижения его максимума.

У к а з а н и е. Из условий задачи следует, что залежь разрабатывается с изменяющимся дебитом жидкости как в период ввода скважин в эксплуатацию, так и в последующее время. Следовательно, изменение среднего давления в залежи определяют с помощью формулы (2.10). Для периода понижения добычи жидкости безразмерное время находят по формуле

$$\tau = \frac{\kappa(t_0 - t)}{R^2},$$

где $t_0 - t > 0$ при $t > t_*$; t_0 — время, когда дебит жидкости становится равным нулю.

З а д а ч а 2.14К. Определить основные показатели разработки залежи нефти при упругом режиме. Исходные данные приведены в задаче 2.12К. Рассмотреть вариант разработки со следующими показателями. Во время разбуривания скважины дебит жидкости увеличивается по линейному закону, затем поддерживается постоянным в течение $t_{**} = 5$ лет. Начиная с этого момента дебит жидкости снижается по линейному закону с темпом α_{III} . Для установления темпа снижения дебита следует использовать условие:

за 19 лет разработки дебит жидкости уменьшается до значения, в 2,8 раза меньшего максимального.

У к а з а н и е. Из условий задачи следует, что время разработки залежи разбивается на три периода, характеризующихся различной динамикой добычи жидкости. В течение первого периода при $t \leq t_*$ дебит жидкости нарастает по линейному закону с темпом α_1 , во время второго периода при $t_* < t \leq t_{**}$ остается постоянным ($q_{\max ж} = \text{const}$), а в течение третьего при $t > t_{**}$ — уменьшается по линейному закону с темпом α_{III} . Изменение среднего пластового давления определяют по методике, изложенной в задаче 2.11К, с учетом указаний к задаче 2.13К.

З а д а ч а 2.15Н. Исследовать влияние показателя $\mu_0 = \mu_{II}/\mu_B$ и расчетной неоднородности пласта на характеристику процесса обводнения продукции скважин в зависимости от относительной добычи нефти $\bar{Q}_{II} = Q_{II}/N_{II}$. Установить корреляционную связь между параметрами μ и a , характеризующими процесс обводнения, и расчетной неоднородностью V_p^2 .

У к а з а н и е. Для исследований необходимо выбрать несколько участков на площади залежи или несколько залежей, характеризующихся различными коллекторскими свойствами. Разработка может осуществляться как при естественном обводнении, так и при закачке воды в пласт. По данным промысловых наблюдений строится зависимость обводненности v от относительного отбора нефти \bar{Q}_{II} . Для углубленного анализа следует построить такие зависимости по каждой скважине. Полученные данные аппроксимируются в первом приближении прямыми линиями. Представляет интерес аппроксимация зависимостью

$$\bar{Q}_{II}(v) = \frac{1}{1 + \bar{\mu} \sqrt{\frac{1-v}{v}}}$$

По каждой кривой определяют коэффициент, характеризующий процесс вытеснения нефти водой, по формуле

$$\bar{\mu} = \mu_B/\mu_{II}a,$$

где a — коэффициент, учитывающий особенности коллекторских свойств и течения разных фаз в пласте. Этот коэффициент должен, видимо, изменяться в процессе разработки. Характер этого изменения представляет определенный интерес. Для установления корреляционной связи между коэффициентом a и расчетной неоднородностью пласта V_p^2 необходимо иметь результаты гидродинамических исследований скважин с целью определения коэффициента гидропроводности, профилей притока и количества поглощаемой жидкости по скважинам.

Расчетную неоднородность пласта в пределах выбранных для анализа участков залежи устанавливают с помощью коэффициентов вариации, характеризующих зональную и послойную неоднородность пласта.

§ 1. РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ПЛАСТЕ
И ДЕБИТОВ СКВАЖИН ПРИ ЖЕСТКОМ ВОДОНАПОРНОМ РЕЖИМЕ

К числу наиболее важных показателей разработки нефтяных месторождений с применением заводнения относятся давления на забоях нагнетательных и добывающих скважин и в характерных точках пласта (на линиях нагнетания и отбора, на фронте вытеснения и т. д.), а также дебиты скважин и расходы нагнетаемой в пласт воды.

В случае осуществления заводнения при сохранении баланса отбираемой и нагнетаемой жидкостей в пластовых условиях давления в характерных точках пласта изменяются медленно, и, таким образом, можно, считать, что процесс вытеснения нефти водой установившийся в каждый момент времени («квазиустановившийся»).

Так как упругость пород пласта и насыщающих его жидкостей не учитывается, режим пласта считается жестким водонапорным.

Если заданы дебиты и расходы, то можно определить давления в скважинах и в характерных точках пласта и наоборот.

Задачи 3.1—3.6 связаны с расчетами давлений в пласте и дебитов скважин при жестком водонапорном режиме.

З а д а ч а 3.1. Нефтяное месторождение разрабатывается с применением внутриконтурного заводнения при однорядной схеме расположения скважин. Схема участка месторождения длиной L , состоящего из двух рядов нагнетательных (1) и одного ряда добывающих (2) скважин, показана на рис. 23. Исходные данные для расчета: $L = 1800$ м, $l = 700$ м, $2\sigma_c = 2\sigma_n = 2\sigma = 600$ м, радиус нагнетательной скважины $r_{nc} = 0,1$ м, приведенный радиус добывающей скважины $r_c = 0,01$ м, проницаемость пород пласта для нефти $k_n = 0,25 \times 10^{-12}$ м², проницаемость пласта для воды $k_v = 0,2 \cdot 10^{-12}$ м², толщина пласта $h = 10$ м, вязкость нефти $\mu_n = 5$ мПа·с, вязкость воды $\mu_v = 1$ мПа·с. Число нагнетательных скважин в рассматриваемом ряду n_n равно числу добывающих скважин, по направлению к которым проис-

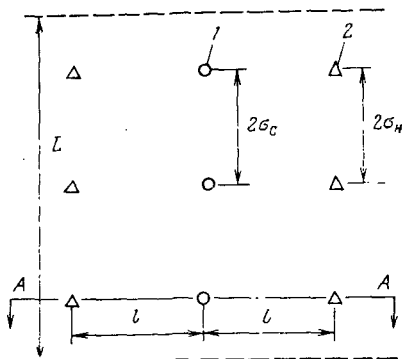


Рис. 23. Однорядная схема расположения скважин

ходит вытеснение нефти водой, при этом $n_c = n_n = 3$. Давление на забое нагнетательных скважин $p_{нн} = 25$ МПа.

В некоторый момент времени закачиваемая в пласт вода продвинулась на расстояние $x_b = 100$ м, исчисляемое от ряда нагнетательных скважин по направлению к добывающим скважинам.

Требуется определить давление на забое добывающих скважин p_c , а также давления $p'_н$, p_b , p'_c согласно схеме в сечении AA' (см. рис. 23) при $q = 1000$ м³/сут.

Решение. При решении данной задачи, как и всех последующих настоящей главы, используем метод фильтрационных сопротивлений [3], согласно которому фильтрационные сопротивления в пласте с системой скважин подразделяются на внутренние, существующие вблизи скважин при $r_c \leq r \leq \sigma/\pi$ (r — текущий радиус, σ — половина расстояния между нагнетательными или добывающими скважинами), и внешние, возникающие при движении нефти и воды между контурами (рядами), на которых расположены нагнетательные и добывающие скважины.

В процессе фильтрации воды, закачиваемой в нагнетательную скважину, возникают, в соответствии со сказанным, внутренние фильтрационные сопротивления при $r_{ис} \leq r \leq \sigma_n/\pi$. Расход воды q_b , закачиваемой в одну нагнетательную скважину, определяют по формуле

$$q_b = - \frac{2\pi k_b h (p_{нн} - p'_н)}{\mu_b \ln \frac{\sigma}{\pi r_{ис}}}.$$

Общий расход воды, закачиваемой в ряд нагнетательных скважин 2 длиной L , равен q . Однако будем считать, что влево от этого ряда в сторону ряда добывающих скважин 1 поступает расход воды, равный $q/2$. Вторая половина воды уходит вправо от ряда нагнетательных скважин 2.

Так как режим жестководонапорный,

$$q = n_n q_b = n_c q_c,$$

где q_c — дебит одной добывающей скважины.

Фильтрация воды от ряда нагнетательных скважин 2 до фронта вытеснения нефти водой, отстоящего на расстоянии $x = x_b$ от ряда нагнетательных скважин, описывается, в соответствии с законом Дарси, следующей формулой:

$$\frac{q}{2} = \frac{k_b L h (p'_н - p_b)}{\mu_b x_b}.$$

Соответственно на участке между фронтом вытеснения и рядом добывающих скважин 1 имеем

$$\frac{q}{2} = \frac{k_n L h (p_b - p'_c)}{\mu_n (l - x_b)}.$$

Дебиты добывающих скважин определяют по формуле

$$q_c = \frac{2\pi k_n h (p'_c - p_c)}{\mu_n \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}$$

Перепишем приведенные выше формулы следующим образом:

$$p_n - p'_n = \frac{q \mu_n \ln \frac{\sigma}{\pi r_{nc}}}{2\pi n_n k_n h};$$

$$p'_n - p_b = \frac{q \mu_n x_b}{2k_n L};$$

$$p_b - p'_c = \frac{q \mu_n (l - x_b)}{2k_n L};$$

$$p'_c - p_c = \frac{q \mu_n \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}{2\pi n_c k_n h}.$$

После сложения приведенных формул получим

$$p_n - p_c = \frac{q}{2h} \left[\frac{\mu_n \ln \frac{\sigma}{\pi r_{nc}}}{\pi n_n k_n} + \frac{\mu_n x_b}{k_n L} + \frac{\mu_n (l - x_b)}{k_n L} + \frac{\mu_n \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}{\pi n_c k_n} \right].$$

Если подставить в последнюю формулу значения входящих в нее величин, приведенных в условии задачи, получим

$$\begin{aligned} p_n - p_c &= \frac{1000}{2 \cdot 10^{-3} \cdot 0,864 \cdot 10^5} \left[\frac{10^{-3} \cdot 2,3 \lg \frac{300}{3,14 \cdot 0,1}}{3,14 \cdot 3 \cdot 0,2 \cdot 10^{-12}} + \right. \\ &+ \frac{10^{-3} \cdot 100}{0,2 \cdot 10^{-12} \cdot 1800} + \frac{5 \cdot 10^{-3} (700 - 10)}{0,25 \cdot 10^{-12} \cdot 1800} + \left. \frac{5 \cdot 10^{-3} \cdot 2,3 \lg \frac{300}{3,14 \cdot 0,01}}{3,14 \cdot 3 \cdot 0,25 \cdot 10^{-12}} \right] = \\ &= 17,88 \text{ МПа}. \end{aligned}$$

Соответственно $p_c = 7,12$ МПа, $p'_c = 18,14$ МПа, $p_b = 22$ МПа, $p'_n = 23,6$ МПа.

Задача 3.2. При разработке нефтяного месторождения применена трехрядная схема расположения скважин (рис. 24). Исходные данные для расчета: $L = 1500$ м, $l = 700$ м, $l_{12} = 600$ м, $2\sigma_n = 2\sigma_c = 2\sigma = 500$ м. Радиус нагнетательных скважин $r_{nc} = 0,1$ м, добывающих $r_c = 0,01$ м. Вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_n = 2$ мПа·с, вязкость воды $\mu_b = 1$ мПа·с. На рассматриваемом участке месторождения длиной L с тремя нагнетательными скважинами в пласт закачивается вода с общим расходом q . При этом в левой части от ряда нагнетательных скважин поступает вода

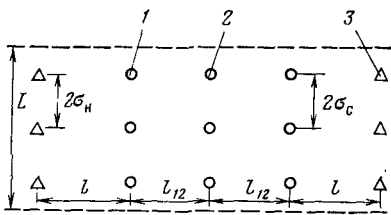


Рис. 24. Трехрядная схема расположения скважин:

1 и 2 — соответственно первый и второй ряды добывающих скважин; 3 — ряд нагнетательных скважин

с расходом $q/2$ и столько же воды уходит в правую часть от ряда нагнетательных скважин. В первом и втором рядах добывающих скважин расположены по 3 скважины, так что $n_n = n_{c1} = n_{c2} = 3$. Общий дебит добывающих скважин первого ряда равен q_1 , а второго $q_2 \neq q_1$.

Проницаемости пласта, соответственно, для нефти и воды составляют $k_n = 0,5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, $k_b = 0,3 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, толщина пласта $h = 15 \text{ м}$. При заводнении пласта происходит поршневое вытеснение нефти водой. В рассматриваемый момент времени закачиваемая вода проникла на расстояние от нагнетательных скважин $r_b = \sigma/\pi$. Давление на забоях нагнетательных скважин $p_n = 20 \text{ МПа}$, на забоях добывающих скважин первого ряда $p_{c1} = 18 \text{ МПа}$, а на забоях добывающих скважин второго ряда $p_{c2} = 17,8 \text{ МПа}$.

Требуется определить расходы воды q_b , закачиваемой в каждую из нагнетательных скважин, дебиты скважин первого q_{c1} и второго q_{c2} рядов.

Решение. С учетом того, что проявляющийся при разработке рассматриваемого нефтяного месторождения с применением заводнения жестководонапорный режим на основе баланса закачиваемой в пласт воды и добываемой из него нефти в пластовых условиях получим

$$q/2 = q_1 + q_2/2.$$

Приведенное соотношение получают в результате того, что расход воды $q/2$ уходит на замещение объема нефти, извлекаемой из пласта скважинами первого ряда, и половины объема нефти, извлекаемой скважинами второго добывающего ряда.

Применяя метод эквивалентных фильтрационных сопротивлений при решении рассматриваемой задачи, как и при решении задачи 3.1, получаем следующие соотношения:

$$p_n - p_n' = \frac{q_{nb} \ln \frac{\sigma}{\pi r_{nc}}}{2n_n \pi k_b h};$$

$$p_n' - p_{c1}' = \frac{q_{n1} l}{2k_n h L};$$

$$p'_{c1} - p_{c1} = \frac{q_1 \mu_H \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}{2n_{c1} \pi k_H h};$$

$$p'_{c1} - p'_{c2} = \frac{q_2 \mu_H l_{12}}{2k_H h L};$$

$$p'_{c2} - p_{c2} = \frac{q_2 \mu_H \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}{2n_{c2} \pi k_H h}.$$

Складывая первые три из приведенных соотношений, получаем

$$Aq + Bq_1 = p_H - p_{c1};$$

$$A = \frac{\mu_H l}{2k_H h L} + \frac{\mu_B \ln \frac{\sigma}{\pi r_{HC}}}{2n_H \pi k_B h};$$

$$B = \frac{\mu_H \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}{2n_{c1} \pi k_H h}.$$

После сложения последних трех соотношений имеем

$$Cq_2 - Bq_1 = p_{c1} - p_{c2};$$

$$C = \frac{\mu_H l_{12}}{2k_H h L} + \frac{\mu_H \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}{2n_{c2} \pi k_H h}.$$

В итоге получаются следующие соотношения:

$$q_1 + (q_2 + 2) = q/2;$$

$$Aq + Bq_1 = p_H - p_{c1};$$

$$Cq_2 - Bq_1 = p_{c1} - p_{c2}.$$

Эти соотношения при заданных p_H , p_{c1} и p_{c2} можно рассматривать как систему алгебраических уравнений для определения q_1 , q_2 и q . Решая приведенную выше систему, окончательно имеем

$$q_2 = \frac{(2A + B)(p_{c1} - p_{c2}) + B(p_H - p_{c1})}{(A + C)B + 2AC};$$

$$q_1 = \frac{Cq_2 - (p_{c1} - p_{c2})}{B}.$$

Вычислим вначале q_2 . Для этого определим A , B и C . Имеем

$$A = \frac{2 \cdot 10^{-3} \cdot 700}{2 \cdot 0,5 \cdot 10^{-12} \cdot 15 \cdot 1500} + \frac{1 \cdot 10^{-3} \cdot 2,3 \lg \frac{250}{3,14 \cdot 0,1}}{2 \cdot 3,14 \cdot 3 \cdot 0,3 \cdot 10^{-12} \cdot 15} = 140,9 \cdot 10^6 \times$$

$$\times \frac{\text{Па} \cdot \text{с}}{\text{м}^3};$$

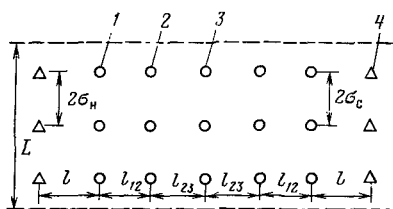


Рис. 25. Пятирядная схема расположения скважин:

1, 2 и 3 — ряды добывающих скважин;
4 — ряд нагнетательных скважин

$$B = \frac{2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,31g \frac{250}{3,14 \cdot 0,01}}{6,28 \cdot 3 \cdot 0,5 \cdot 10^{-12} \cdot 15} = 127 \cdot 10^6 \frac{\text{Па} \cdot \text{с}}{\text{м}^3};$$

$$C = \frac{2 \cdot 10^{-3} \cdot 600}{2 \cdot 0,5 \cdot 10^{-12} \cdot 15 \cdot 1500} \cdot \frac{2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,31g \frac{250}{3,14 \cdot 0,01}}{6,28 \cdot 3 \cdot 0,5 \cdot 10^{-12} \cdot 15} = 180 \cdot 10^6,$$

$$q_2 = \frac{(2 \cdot 140,9 + 127 \cdot 0,2 + 127 \cdot 2) 10^{12}}{(140,9 + 180) 127 + 2 \cdot 140,9 \cdot 180 \cdot 10^{12}} = 0,00626 \cdot 10^5 \text{ м}^3/\text{с} =$$

$$= 626 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$q_{c2} = 626/3 = 208,7 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$q_1 = \frac{(180 \cdot 0,00626 + 0,2) 10^6}{127 \cdot 10^6} = 0,0073 \text{ м}^3/\text{с} = 630 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$q_{c1} = 210 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$q = 1886 \text{ м}^3/\text{сут}, \quad q_b = 629 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Задача 3.3. Нефтяное месторождение, как и в задаче 3.2, разрабатывается с применением заводнения при трехрядной схеме расположения скважин. Исходные данные для расчета: $L = 900$ м, $l = 500$ м, $l_{12} = 400$ м, $2\sigma_n = 2\sigma_c = 2\sigma = 300$ м, $n_n = n_{c1} = n_{c2} = 3$, $r_{nc} = 0,1$ м, $r_c = 0,001$ м. Вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_n = 10$ мПа·с, вязкость воды $\mu_b = 1$ мПа·с, $k_n = 0,3 \cdot 10^{-12}$ м², $k_b = 0,20 \cdot 10^{-12}$ м², $h = 20$ м. Осуществляется поршневое вытеснение нефти водой. В момент времени, когда вода, вытесняющая нефть, проникает на расстояние от нагнетательных скважин $r = \sigma/\pi$, в условиях жесткого водонапорного режима наблюдались следующие дебиты рядов: $q_1 = 2,5 \cdot 10^{-3}$ м³/с, $q_2 = 2,0 \cdot 10^{-3}$ м³/с.

Требуется определить давления p_{c1} и p_{c2} в добывающих скважинах при условии, что давление нагнетания в этот момент разработки месторождения было равным 15 МПа.

Ответ. $p_{c1} = 8,8$ МПа, $p_{c2} = 8,2$ МПа.

Задача 3.4. Разработка нефтяного месторождения осуществляется при пятирядной схеме расположения скважин (рис. 25) с применением заводнения.

Исходные данные для расчета: $L = 2100$ м, $l = 800$ м, $l_{12} = 700$ м, $l_{23} = 700$ м, $2\sigma_n = 2\sigma_c = 2\sigma = 700$ м, $r_{nc} = 0,1$ м,

$r_c = 0,01$ м, $n = n_n = n_{c1} = n_{c2} = n_{c3} = 3$, вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_n = 1$ мПа·с, вязкость воды $\mu_b = 1$ мПа·с, $k_n = 0,4 \cdot 10^{-12}$ м², $k_b = 0,3 \cdot 10^{-12}$ м², $h = 10$ м.

Давление на забое нагнетательных скважин $p_n = 20$ МПа. Давление на забоях всех добывающих скважин одинаковое, равное $p_c = p_{c1} = p_{c2} = p_{c3} = 15$ МПа.

Требуется определить дебиты добывающих скважин первого, второго и третьего (центрального) рядов и расходы воды, нагнетаемой в скважины, для момента, когда вода, вытесняя нефть из пласта поршневым способом, проникла в пласт до радиуса σ/π .

Решение. По аналогии с задачей 3.2 напишем соотношение, связывающее дебиты рядов и расход закачиваемой в ряд нагнетательных скважин воды:

$$2q_1 + 2q_2 + q_3 = q.$$

Так как вязкости нефти и воды равны, можно положить $\mu_n = \mu_b = \mu$.

Для фильтрационных сопротивлений при течении нефти и воды в пласте от ряда нагнетательных к первому ряду добывающих скважин в общем случае имеем следующие соотношения:

$$\frac{q\mu \ln \frac{\sigma}{\pi r_{nc}}}{2\pi n k_b h} = p_n - p'_n;$$

$$\frac{q\mu l}{2k_n h L} = p'_n - p'_{c1};$$

$$\frac{q_1 \mu \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}{2\pi n k_n h} = p'_{c1} - p_{c1}.$$

Складывая их, получим

$$\frac{q\mu \ln \frac{\sigma}{\pi r_{nc}}}{2\pi n k_b h} + \frac{q\mu l}{2k_n h L} + \frac{q_1 \mu \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}{2\pi n k_n h} = p_n - p_{c1}.$$

Для сопротивлений при течении нефти и воды между первым и вторым рядами добывающих скважин

$$\frac{q}{2} - q_1 = \frac{k_n h L (p'_{c1} - p'_{c2})}{\mu l_{12}};$$

$$q_{c2} = \frac{2\pi k_n h (p'_{c2} - p_{c2})}{\mu \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}.$$

Используя их и одно из предыдущих, имеем

$$\left(\frac{q}{2} - q_1\right) \frac{\mu l_{12}}{k_n h L} + \frac{q_2 \mu \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}{2\pi n k_n h} - \frac{q_1 \mu \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}{2\pi n k_n h} = p_{c1} - p_{c2}.$$

Рассматривая аналогичным образом характер течения между вторым и третьим рядами, получим

$$\frac{\left(\frac{q}{2} - q_1 - q_2\right) \mu l_{23}}{k_h h L} + \frac{q_3 \mu \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}{2\pi n k_h h} - \frac{q_2 \mu \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}{2\pi n k_h h} = p_{c2} - p_{c3}.$$

Если бы были заданы дебиты рядов q_1 , q_2 и q_3 , то перепады забойного давления в добывающих скважинах определялись бы непосредственно по приведенным формулам. Однако в данной задаче, наоборот, заданы перепады давлений. Поэтому приведенные соотношения следует считать алгебраическими уравнениями для определения q_1 , q_2 и q_3 . Обозначим

$$A = \frac{\mu \ln \frac{\sigma}{\pi r_{nc}}}{2\pi n k_b h} + \frac{\mu l}{2k_h h L};$$

$$B = \frac{\mu \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}{2\pi n k_h h}; \quad C = \frac{\mu l_{12}}{k_h h L};$$

$$D = \frac{\mu l_{23}}{k_h h L}.$$

В результате из приведенных соотношений получим следующую систему уравнений:

$$a_1 x + b_1 y + c_1 z = d_1;$$

$$a_2 x + b_2 y + c_2 z = d_2;$$

$$b_3 y + c_3 z = d_3.$$

В этой системе уравнений

$$a_1 = 2A + B, \quad b_1 = 2A, \quad c_1 = A_1, \quad d_1 = p_n - p_{c1},$$

$$a_2 = -B, \quad b_2 = C + B, \quad c_2 = C/2, \quad d_2 = p_{c1} - p_{c2},$$

$$a_3 = -B, \quad c_3 = D/2 + B, \quad d_3 = p_{c2} - p_{c3},$$

$$q_1 = x, \quad q_2 = y, \quad q_3 = z.$$

Приведенная система уравнения имеет единственное решение, если ее определитель Δ не равен нулю.

Имеем

$$\Delta = \begin{vmatrix} a_1 & b_1 & c_1 \\ a_2 & b_2 & c_2 \\ 0 & b_3 & c_3 \end{vmatrix},$$

$$\Delta_x = \begin{vmatrix} d_1 & b_1 & c_1 \\ d_2 & b_2 & c_2 \\ d_3 & b_3 & c_3 \end{vmatrix}, \quad \Delta_y = \begin{vmatrix} a_1 & d_1 & c_1 \\ a_2 & d_2 & c_2 \\ 0 & d_3 & c_3 \end{vmatrix},$$

$$\Delta_z = \begin{vmatrix} a_1 & b_1 & d_1 \\ a_2 & b_2 & d_2 \\ 0 & b_3 & d_3 \end{vmatrix}.$$

Искомые величины определяем следующим образом:

$$x = \frac{\Delta_x}{\Delta}, \quad y = \frac{\Delta_y}{\Delta}, \quad z = \frac{\Delta_z}{\Delta},$$

Рассматриваемая задача упрощенная, так как согласно условию $d_2 = p_{c1} - p_{c2} = 0$, $d_3 = p_{c2} - p_{c3} = 0$. В этом случае получим следующие окончательные формулы для определения q_1 , q_2 и q_3 :

$$q_1 = \frac{p_n - p_{c1}}{2A + B + \frac{AB \left(2 + \frac{B}{B + D/2} \right)}{B + C + \frac{C}{2} \frac{B}{B + D/2}}};$$

$$q_2 = \frac{p_n - p_{c1} + (2A + B)q_1}{A \left(2 + \frac{B}{B + D/2} \right)};$$

$$q_3 = \frac{B}{B + D/2} q_2.$$

Подставляя в приведенные формулы численные значения входящих в них величин, получаем

$$A = \frac{10^{-3} \cdot 2,3 \lg \frac{350}{3,14 \cdot 0,1}}{6,28 \cdot 3 \cdot 0,3 \cdot 10^{-12} \cdot 10} + \frac{10^{-3} \cdot 800}{2 \cdot 0,4 \cdot 10^{-12} \cdot 10 \cdot 2100} =$$

$$= 171,6 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3;$$

$$B = \frac{10^{-3} \cdot 2,3 \lg \frac{350}{3,14 \cdot 0,01}}{6,28 \cdot 3 \cdot 0,4 \cdot 10^{-12} \cdot 10} = 123,6 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3;$$

$$C = \frac{10^{-3} \cdot 700}{0,4 \cdot 10^{-12} \cdot 10 \cdot 2100} = 83,3 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3.$$

По приведенным формулам

$$q_1 = \frac{5 \cdot 10^6}{\left[2 \cdot 171,6 + 123,6 + \frac{171,6 \cdot 123,6 \left(2 + \frac{123,6}{123,6 + \frac{83,3}{2}} \right)}{123,6 + 83,3 + \frac{41,7 \cdot 123,6}{123,6 + 41,7}} \right] 10^6} =$$

$$= 0,00703 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$q_2 = \frac{5 \cdot 10^6 - (2 \cdot 171,6 + 123,6) 10^6}{171,6 \left(2 + \frac{123,6}{123,6 + 41,7} \right) 10^6} = 0,00364 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$q_3 = \frac{123,6}{123,6 + 41,7} 0,00364 = 0,00272 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$q = 2 \cdot 0,00703 + 2 \cdot 0,00364 + 2,00272 = 0,02406 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Таким образом, расход воды, закачиваемой в одну нагнетательную скважину,

$$q_B = 0,02406/3 = 0,00802 \text{ м}^3/\text{с} = 693 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Дебиты добывающих скважин соответственно равны

$$q_{c1} = 0,00234 \text{ м}^3/\text{с} = 202 \text{ м}^3/\text{сут}, \quad q_{c2} = 0,00121 \text{ м}^3/\text{с} = 105 \text{ м}^3/\text{сут}, \quad q_{c3} = 0,000907 \text{ м}^3/\text{с} = 78 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

З а д а ч а 3.5. При разработке нефтяного месторождения с применением заводнения скважины расположены по семиточечной схеме (рис. 26).

Исходные данные для расчета: $R = 400 \text{ м}$, $r_{nc} = 0,1 \text{ м}$, $r_c = 0,01 \text{ м}$, $k_n = 0,2 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, $k_B = 0,15 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, $h = 12 \text{ м}$, $\mu_n = 1,5 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, $\mu_B = 1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$. В нагнетательную скв. 2 закачивается вода с расходом $0,005 \text{ м}^3/\text{с}$ при давлении $p_n = 15 \text{ МПа}$. Осуществляется поршневое вытеснение нефти водой. При этом в некоторый момент времени фронт закачиваемой в пласт воды проник на расстояние $r_B = 100 \text{ м}$.

Требуется определить давление p_c на забоях добывающих скважин.

Р е ш е н и е. Рассматривая характер течения в элементе семиточечной схемы расположения скважин, приближенно разделим фильтрационные сопротивления на две части — внешние, возникающие в круговой области при $r_{nc} \leq r \leq R$ (см. рис. 26), и внутренние, находящиеся вблизи добывающих скважин при $\sigma/\pi \geq r \geq r_c$.

Тогда можно написать, как и в предыдущих задачах, следующие выражения для перепадов давлений:

$$p_n - p_B = \frac{q_{тв} \ln \frac{r_B}{r_{nc}}}{2\pi k_B h};$$

$$p_B - p_R = \frac{q_{мн} \ln \frac{R}{r_B}}{2\pi k_n h};$$

$$p_R - p_c = \frac{q_{мн} \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}{4\pi k_n h}.$$

Рис. 26. Семиточечная схема расположения скважин
Скважины: 1 — добывающая; 2 — нагнетательная

Последнее выражение написано с учетом того, что при семиточечной схеме расположения скважин в случае жесткого водонапорного режима $q = 2 q_c$.

Складывая приведенные выражения, получаем формулу для определения p_c . Имеем

$$p_c = p_n - \frac{q}{2\pi h} \left(\frac{\mu_B \ln \frac{r_B}{r_{nc}}}{k_B} + \frac{\mu_H \ln \frac{R}{r_B}}{k_H} + \frac{\mu_H \ln \frac{\sigma}{\pi r_c}}{2k_H} \right).$$

Подставляя в эту формулу заданные значения входящих в нее величин, получаем

$$\begin{aligned} p_c &= 15 \cdot 10^6 - \frac{0,005}{6,28 \cdot 12} \left(\frac{10^{-3} \cdot 2,3 \lg \frac{100}{0,1}}{0,15 \cdot 10^{-12}} + \right. \\ &+ \frac{1,5 \cdot 10^{-3} \cdot 2,3 \lg \frac{400}{100}}{0,2 \cdot 10^{-12}} + \left. \frac{1,5 \cdot 10^{-3} \cdot 2,3 \lg \frac{400}{2 \cdot 0,001}}{2 \cdot 0,2 \cdot 10^{-12}} \right) = \\ &= 15 \cdot 10^6 - 5,92 \cdot 10^6 = 9,08 \text{ МПа.} \end{aligned}$$

Задача 3.6. Заводнение нефтяного месторождения с целью его разработки осуществляется с использованием семиточечной схемы расположения скважин. В начальный период разработки, когда вода, вытесняющая нефть поршневым способом, продвинулась в пласт до радиуса $r_B = 20$ м, давление нагнетания $p_n = 25$ МПа, давление на забое добывающих скважин $p_H = 15$ МПа. Исходные данные для расчета: параметр плотности сетки скважин, равный отношению всей нефтеносной площади месторождения к числу скважин, включая нагнетательные и добывающие, $s_c = 30$ (10^4 м²/скв), $r_{nc} = 0,1$ м, $r_c = 0,01$ м, $h = 15$ м, $\mu_H = 15$ мПа·с, $\mu_B = 1$ мПа·с, $k_H = 10^{-12}$ м², $k_B = 0,8 \cdot 10^{-12}$ м².

Требуется определить расход закачиваемой в нагнетательную скважину воды и дебиты добывающих скважин.

Ответ. $q = 2,84 \cdot 10^{-3}$ м³/с, $q_c = 1,42 \cdot 10^{-3}$ м³/с.

§ 2. РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ОСНОВЕ МОДЕЛЕЙ СЛОИСТО-НЕОДНОРОДНОГО ПЛАСТА И ПОРШНЕВОГО ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ

При проектировании разработки нефтяных месторождений основные технологические показатели разработки (текущая добыча нефти, воды и других веществ, обводненность продукции, текущая и конечная нефтеотдача) рассчитывают с помощью соответствующей модели разработки.

В задачах 3.7К—3.12К для расчета технологических показателей используют модель разработки, сочетающую модель слоисто-

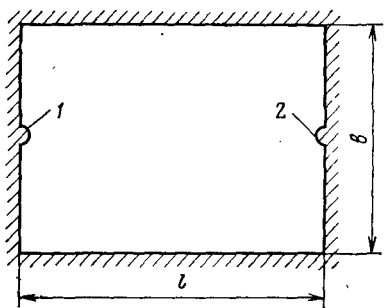


Рис. 27. Элемент однорядной схемы расположения скважин:

1 — нагнетательной; 2 — добывающей

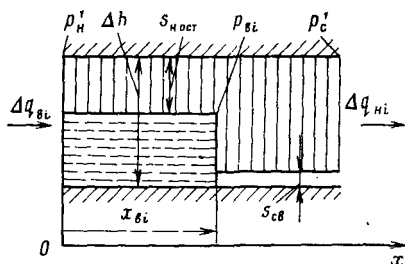


Рис. 28. Схема поршневого вытеснения нефти водой из i -го пропластка

неоднородного пласта и модель поршневого вытеснения нефти водой.

Задача 3.7К. Нефтяное месторождение площадью нефтеносности $S = 6000 \cdot 10^4 \text{ м}^2$ разрабатывается с применением заводнения по однородной схеме расположения скважин с общим параметром плотности сетки скважин $s_c = 20 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$, включая добывающие и нагнетательные скважины. Элемент однорядной схемы расположения скважин, содержащий 0,5 добывающей и 0,5 нагнетательной скважины (всего одну скважину), показан на рис. 27, откуда видно, что расстояние между линией нагнетания и линией отбора $l = 500 \text{ м}$, а расстояние между скважинами (ширина элемента) $b = 400 \text{ м}$.

Продуктивный пласт неоднородный. Его можно представить моделью слоистого пласта [3], состоящего из тонких гидродинамически изолированных пропластков, абсолютная проницаемость которых подчиняется логарифмически нормальному закону с плотностью распределения по формуле

$$f(k) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \sigma k} e^{-\frac{(\ln k - \ln \bar{k})^2}{2\sigma^2}}$$

При этом средняя проницаемость $\bar{k} = 0,4 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, общая толщина пласта $h_0 = 18,75 \text{ м}$, охваченная заводнением толщина пласта $h = 15 \text{ м}$ (коэффициент охвата $\eta_2 = 0,8$). Принимается, что пористость всех пропластков слоистого пласта $m = 0,2$, начальная насыщенность связанной водой $s_{св} = 0,1$. Вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_n = 2 \text{ МПа} \cdot \text{с}$, вязкость воды $\mu_v = 1 \text{ МПа} \cdot \text{с}$. Будем считать, что вытеснение нефти водой из отдельных пропластков происходит в соответствии с вытеснением по модели поршневого вытеснения (рис. 28), причем во всех пропластках остаточная нефтенасыщенность постоянная, равная $s_{н \text{ост}} = 0,45$. В соответствии с моделью поршневого вытеснения нефти водой относительные проницаемости для нефти впереди фронта вытеснения k_n и для воды

позади фронта вытеснения k_b постоянны и одинаковы для всех пропластков, так что $k_n = 1$, $k_b = 0,5$.

Месторождение вводится в разработку в течение шести лет. При этом ежегодно разбуривается, обустроивается и вводится в эксплуатацию по 50 элементов (50 скважин).

Разработка осуществляется при постоянном перепаде между линиями нагнетания и отбора, равном $\overline{\Delta p_c} = 0,375$ МПа.

Предполагается, что за весь рассматриваемый период ни один элемент системы не выбывает из разработки. Требуется рассчитать изменение в течение 15 лет следующих показателей разработки месторождения:

1) добычи нефти, обводненности продукции и текущей нефтеотдачи для одного элемента системы разработки;

2) добычи нефти, обводненности продукции и текущей нефтеотдачи для месторождения в целом.

Решение. Общая методика определения дебита нефти и воды для элемента однорядной системы разработки месторождения при постоянном перепаде давления между линиями нагнетания и отбора.

В соответствии с рис. 28 и с учетом того, что вытеснение нефти водой из каждого отдельного пропластка происходит поршневым способом, для расхода воды Δq_{vi} , поступающей в i -й пропласток при некоторой абсолютной проницаемости k и при толщине Δh , имеем следующее выражение:

$$\Delta q_{vi} = \frac{kk_b b (p'_n - p_{vi}) \Delta h}{\mu_b x_{vi}(t)}, \quad (3.1)$$

где p_{vi} и $x_{vi}(t)$ — соответственно давление на фронте вытеснения нефти водой и координата этого фронта; p'_n — давление на линии нагнетания.

Так как при заводнении элемента системы разработки режим жестководонапорный, расход воды Δq_{vi}^1 , поступающей в i -й пропласток, будет равен дебиту нефти Δq_{ni} , приведенному к пластовым условиям, получаемому из того же пропластка в добывающей скважине.

Для Δq_{ni} можно написать следующее выражение:

$$\Delta q_{ni} = \frac{kk_n b (p_{vi} - p'_c) \Delta h}{\mu_n (l - x_{vi})}. \quad (3.2)$$

Записывая выражения (3.1) и (3.2) относительно перепадов давлений и складывая их, а также полагая $\Delta q_i = \Delta q_{vi} = \Delta q_{ni}$

¹ Чтобы привести дебит нефти к пластовым условиям, необходимо его значение, измеренное в объемных единицах в поверхностных условиях, разделить на объемный коэффициент.

и заменяя Δq_i дифференциалом dq , т. е. опуская индекс i , получаем

$$dq = \frac{bk\bar{\Delta p}_c dh}{\frac{\mu_H}{k_H} l - \left(\frac{\mu_H}{k_H} - \frac{\mu_B}{k_B} \right) x_B(t)}, \quad (3.3)$$

$$\bar{\Delta p}_i = p_H - p_C.$$

Поскольку задача рассматривается при постоянном перепаде давления между линиями нагнетания и отбора, то можно считать, что в данном случае и $\bar{\Delta p}_c = \text{const}$.

Выражение для элементарного расхода воды, поступающей в i -й пропласток, можно написать и иным образом, рассматривая согласно рис. 28 характер перемещения со временем фронта вытеснения нефти водой в i -м пропластке и распределения в нем остаточной нефтенасыщенности пласта связанной водой. Имеем

$$dq = m(1 - s_{H \text{ ост}} - s_{CB}) b \frac{dx_B}{dt} dh. \quad (3.4)$$

Приравнявая (3.3) и (3.4), получаем дифференциальное уравнение с разделяющимися переменными относительно неизвестной величины $x_B(t)$ в следующем виде:

$$\left[\frac{\mu_H}{k_H} l - \left(\frac{\mu_H}{k_H} - \frac{\mu_B}{k_B} \right) x_B \right] \frac{dx_B}{dt} = \frac{k\bar{\Delta p}_c}{m(1 - s_{H \text{ ост}} - s_{CB})}. \quad (3.5)$$

Интегрируя (3.5), получаем

$$\frac{\mu_H}{k_H} l x_B - \left(\frac{\mu_H}{k_H} - \frac{\mu_B}{k_B} \right) \frac{x_B^2}{2} = \frac{k\bar{\Delta p}_c t}{m(1 - s_{H \text{ ост}} - s_{CB})}. \quad (3.6)$$

Решая квадратное уравнение (3.6), находим, что

$$x_B(t) = \frac{\frac{\mu_H}{k_H} l}{\frac{\mu_H}{k_H} - \frac{\mu_B}{k_B}} \left(1 - \sqrt{1 - \varphi kt} \right), \quad (3.7)$$

$$\varphi = \frac{2\bar{\Delta p}_c \left(\frac{\mu_H}{k_H} - \frac{\mu_B}{k_B} \right)}{m(1 - s_{H \text{ ост}} - s_{CB}) \frac{\mu_H^2 l^2}{k_H^2}}.$$

Для того чтобы получить формулы для расчета дебитов нефти и воды с учетом вероятностно-статистического распределения пропластков по проницаемости, сложим все пропластки в один «штабель», в нижней части которого расположен пропласток с «бесконечно большой», а сверху — с нулевой проницаемостью. Тогда общая толщина \bar{h} слоев с проницаемостью не ниже k_* , отсчитываемая от кровли штабеля пропластков — модели слоистого пласта,

будет выражаться по формуле соответствующего вероятностно-статистического закона распределения проницаемости

$$\frac{\bar{h}}{h} = F(k_*), \quad (3.8)$$

где h — общая толщина слоистого пласта.

Дифференцируя (3.8), имеем

$$\frac{d\bar{h}}{h} = F'(k_*) dk_* = f(k_*) dk_*, \quad (3.9)$$

где $f(k_*)$ — вероятностно-статистическая плотность распределения проницаемости.

Опуская черточку над h и звездочку при k , из (3.9) имеем

$$d\bar{h} = hf(k) dk. \quad (3.10)$$

Из (3.3) и (3.7) получаем

$$dq = \frac{bk_{\Pi} \bar{\Delta p}_c k dh}{\mu_{\Pi} l \sqrt{1 - \varphi k l}}. \quad (3.11)$$

С учетом (3.10) из (3.11)

$$dq = \frac{bk_{\Pi} \bar{\Delta p}_c h k f(k) dk}{\mu_{\Pi} l \sqrt{1 - \varphi k l}}. \quad (3.12)$$

Поскольку принимается, что абсолютная проницаемость некоторого пропластка в слоистом пласте может быть «бесконечно большой», обводнение такого слоистого пласта начнется в момент закачки воды, т. е. в момент времени $t = 0$. Другие пропластки, имеющие конечную проницаемость, будут обводняться в соответствующие моменты времени. Для определения времени $t = t_*$ обводнения пропластка, имеющего проницаемость k_* , необходимо положить в формуле (3.7) $x_B(t_*) = l$. Тогда получим

$$t_* = \frac{m(1 - s_{\Pi \text{ ост}} - s_{\text{ср}}) \left(\frac{\mu_{\Pi}}{k_{\Pi}} + \frac{\mu_B}{k_B} \right) l^2}{2 \bar{\Delta p}_c k_*}. \quad (3.13)$$

Из формулы (3.13) видно, что время обводнения некоторого пропластка обратно пропорционально его проницаемости k_* . Получается, что в некоторый момент времени $t = t_*$, определяемый по формуле (3.13), обводняются все пропластки с проницаемостью не ниже $k = k_*$.

Элементарный расход воды dq_B , поступающей в i -й обводнившийся пропласток с проницаемостью k , можно определить по формуле

$$dq_B = \frac{bh \bar{\Delta p}_c k_B k f(k) dk}{\mu_B l}. \quad (3.14)$$

Полный расход воды, закачиваемой в обводнившуюся часть слоистого пласта, равный дебиту воды $q_b = q_b(t)$, получим после интегрирования (3.14), т. е.

$$q_b(t) = \frac{bh\bar{\Delta p}ck_b}{\mu_b l} \int_{k_*}^{\infty} kf(k) dk. \quad (3.15)$$

Нефть добывается из необводнившихся пропластков с проницаемостью $k \leq k_*$. Формулу для дебита нефти из слоистого пласта получаем интегрированием выражения (3.12). Имеем

$$q_n(t) = \frac{bh\bar{\Delta p}ck_n}{\mu_n l} \int_0^{k_*} \frac{kf(k) dk}{\sqrt{1 - \varphi kt}}. \quad (3.16)$$

Дебит жидкости $q_{ж}(t) = q_b(t) + q_n(t)^*$.

Обводненность добываемой из слоистого пласта продукции

$$v = \frac{q_b(t)}{q_{ж}(t)}. \quad (3.17)$$

2. Методика расчета дебитов нефти и воды в элементе однорядной системы разработки месторождения при логарифмически нормальном законе распределения абсолютной проницаемости.

В рассматриваемой задаче $\mu_n/k_n = \mu_b/k_b$. Поэтому в интеграле (3.16) $\varphi = 0$. Для определения $q_n(t)$ необходимо вычислить интеграл

$$J_n = \int_0^{k_*} kf(k) dk.$$

В случае логарифмически нормального распределения проницаемости

$$J_n = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \sigma} \int_0^{k_*} e^{-\frac{(\ln k - \ln \bar{k})^2}{2\sigma^2}} dk.$$

Заменим переменную интегрирования, положив

$$\xi = \frac{\ln k/\bar{k}}{\sqrt{2} \sigma}.$$

Тогда

$$k = \bar{k}e^{\sqrt{2} \sigma \xi}, \quad dk = \sqrt{2} \sigma \bar{k}e^{\sqrt{2} \sigma \xi} d\xi.$$

Имеем

$$J_n = \frac{\bar{k}}{\sqrt{\pi}} \int_{-\infty}^a e^{-\xi^2 + \sqrt{2} \sigma \xi} d\xi = \frac{\bar{k}}{\sqrt{\pi}} \int_{-\infty}^a e^{-\xi^2 + \sqrt{2} \sigma \xi - \frac{\sigma^2}{2} + \frac{\sigma^2}{2}} d\xi =$$

* Дебит нефти приведен к пластовым условиям.

$$\begin{aligned}
&= \frac{\bar{k}}{\sqrt{\pi}} \int_{-\infty}^a e^{-\left(\xi^2 - \frac{2\sigma}{\sqrt{2}} \xi + \frac{\sigma^2}{2}\right) + \frac{\sigma^2}{2}} d\xi = \frac{\bar{k}e^{\frac{\sigma^2}{2}}}{\sqrt{\pi}} \int_{-\infty}^a e^{-\left(\xi - \frac{\sigma}{\sqrt{2}}\right)^2} d\xi = \\
&= \frac{\bar{k}e^{\frac{\sigma^2}{2}}}{\sqrt{\pi}} \int_{-\infty}^{\frac{a - \frac{\sigma}{\sqrt{2}}}{\sqrt{2}}} e^{-z^2} dz = \frac{\bar{k}e^{\frac{\sigma^2}{2}}}{\sqrt{\pi}} \left(\int_{-\infty}^0 e^{-z^2} dz + \int_0^{\frac{a - \frac{\sigma}{\sqrt{2}}}{\sqrt{2}}} e^{-z^2} dz \right) = \\
&= \frac{\bar{k}e^{\frac{\sigma^2}{2}}}{2} [1 + \operatorname{erf}(\lambda)],
\end{aligned}$$

$$\operatorname{erf}(\lambda) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\lambda} e^{-z^2} dz,$$

$$a = \frac{\ln \frac{k_*}{\bar{k}}}{\sqrt{2} \sigma}, \quad \lambda = \frac{1}{\sqrt{2} \sigma} \ln \frac{k_*}{\bar{k}} - \frac{\sigma}{\sqrt{2}}.$$

Таким образом,

$$q_H(t) = \frac{bh\bar{\Delta}pck_H\bar{k}}{2\mu_H l} e^{\frac{\sigma^2}{2}} \left[1 + \operatorname{erf} \left(\frac{1}{\sqrt{2} \sigma} \ln \frac{k_*}{\bar{k}} - \frac{\sigma}{\sqrt{2}} \right) \right]. \quad (3.18)$$

Аналогичным образом получаем, что

$$q_B(t) = \frac{bh\bar{\Delta}pck_B\bar{k}}{2\mu_B l} e^{\frac{\sigma^2}{2}} \left[1 - \operatorname{erf} \left(\frac{1}{\sqrt{2} \sigma} \ln \frac{k_*}{\bar{k}} - \frac{\sigma}{\sqrt{2}} \right) \right]. \quad (3.19)$$

Складывая (3.18) и (3.19), имеем

$$q_{ж}(t) = \frac{bh\bar{\Delta}pck_B\bar{k}}{\mu_B l} e^{\frac{\sigma^2}{2}} = \frac{bh\bar{\Delta}pck_H\bar{k}}{\mu_H l} e^{\frac{\sigma^2}{2}}, \quad (3.20)$$

$$v(t) = \frac{1}{2} \left[1 - \operatorname{erf} \left(\frac{1}{\sqrt{2} \sigma} \ln \frac{k_*}{\bar{k}} - \frac{\sigma}{\sqrt{2}} \right) \right]. \quad (3.21)$$

3. Расчет показателей разработки элемента одно-рядной системы.

Расчет показателей разработки элемента системы осуществляется в следующем порядке. Вначале по формуле (3.13) определяют проницаемость k_* пропластка, обводнившегося ко времени $t = t_*$. Для условий задачи имеем, например, при $t_* = 6,9 \cdot 10^7 \text{ с} \approx 800 \text{ сут}$

$$\begin{aligned}
k_* &= \frac{m(1 - s_{H \text{ ост}} - s_{св}) \left(\frac{\mu_H}{k_H} + \frac{\mu_B}{k_B} \right) l^2}{2\bar{\Delta}pct} = \\
&= \frac{0,2(1 - 0,45 - 0,1) 4 \cdot 10^{-3} \cdot 500^2}{2 \cdot 0,375 \cdot 10^6 \cdot 6,9 \cdot 10^7} = 1,736 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2.
\end{aligned}$$

Для вычисления дебита нефти и воды необходимо определять значение интеграла

$$\operatorname{erf}\left(\frac{1}{\sqrt{2}\sigma} \ln \frac{k_*}{\bar{k}} - \frac{\sigma}{\sqrt{2}}\right).$$

Можно при этом использовать также таблицы интеграла вероятности

$$\Phi(x) = \frac{2}{\sqrt{2\pi}} \int_0^x e^{-z^2} dz,$$

помещенные, например, в справочнике [4].

Имеем соотношение

$$\operatorname{erf}(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^x e^{-z^2} dz = \Phi(x\sqrt{2}).$$

Обозначим

$$x = \frac{1}{\sqrt{2}\sigma} \ln \frac{k_*}{\bar{k}} - \frac{\sigma}{\sqrt{2}},$$

тогда

$$x\sqrt{2} = \frac{1}{\sigma} \ln \frac{k_*}{\bar{k}} - \sigma.$$

Таким образом, обводненность $v = v(t)$ будем вычислять по формуле (3.21), преобразованной к виду

$$v(t) = v_3(t) = \frac{1}{2} \left[1 - \Phi\left(\frac{1}{\sigma} \ln \frac{k_*}{\bar{k}} - \sigma\right) \right].$$

Прежде чем вычислять $v_3 = v_3(t)$, приведем к виду, удобному для вычислений, зависимость $k_* = k_*(t)$.

Имеем для условий задачи

$$k_* = \frac{0,2(1 - 0,45 - 0,1)4 \cdot 10^{-3} \cdot 500^2}{2 \cdot 0,375 \cdot 10^6} = \frac{1,2 \cdot 10^{-4}}{t}.$$

Например, при $t = 4 \cdot 10^7$ с ≈ 464 сут проницаемость

$$k_* = \frac{1,2 \cdot 10^{-4}}{4 \cdot 10^7} = 0,3 \cdot 10^{-11} \text{ м}^3.$$

$$\begin{aligned} x\sqrt{2} &= \frac{1}{\sigma} \ln \frac{k_*}{\bar{k}} - \sigma = \frac{1}{0,665} 2,3 \lg \frac{3 \cdot 10^{-12}}{0,4 \cdot 10^{-12}} - 0,665 = \\ &= 1,504 \cdot 2,3 \lg 7,5 - 0,665 = 2,365. \end{aligned}$$

По таблицам $\Phi(2,365) = 0,983$. Отсюда при $t = 4 \cdot 10^7$ с значение $v_3 = 0,0085$. При вычислениях интеграла $\Phi(x\sqrt{2})$ следует

учитывать, что при отрицательном аргументе он равен отрицательной величине, т. е.

$$\Phi(-x \sqrt{2}) = -\Phi(x \sqrt{2}).$$

Тогда

$$v_3(t) = \frac{1}{2} [1 + \Phi(-x \sqrt{2})].$$

Результаты вычислений изменения во времени обводненности продукции, а также дебита нефти и воды при постоянном дебите жидкости для элемента пласта приведены в табл. 13 при ряде значений времени $t = t_*$.

Таблица 13

t , годы	k_{*} , 10^{-12} м	$x \sqrt{2}$	$\Phi(x \sqrt{2})$	$v_3(t)$	$q_{нэ}$, м ³ /сут	$q_{вэ}$, м ³ /сут
1	3,810	2,722	0,9935	0,00325	96,68	0,320
2	1,903	1,680	0,907	0,0465	92,50	4,500
3	1,268	1,070	0,715	0,143	83,17	13,83
4	0,951	0,638	0,476	0,262	71,59	25,41
5	0,7610	0,302	0,238	0,381	60,04	36,96
6	0,634	0,0281	0,0223	0,489	49,58	47,42
7	0,544	-0,204	-0,161	0,581	40,67	56,33
8	0,476	-0,405	-0,314	0,657	33,26	63,74
9	0,423	-0,582	-0,439	0,720	27,21	69,79
10	0,381	-0,740	-0,541	0,771	22,26	74,74
11	0,346	-0,883	-0,623	0,811	18,30	78,70
12	0,317	-1,014	-0,690	0,845	15,04	81,96
13	0,293	-1,135	-0,743	0,872	12,46	84,54
14	0,272	-1,246	-0,787	0,894	10,33	86,67
15	0,254	-1,350	-0,823	0,912	8,58	88,42

Дебит жидкости, получаемый из элемента разработки $q_{жэ}$, согласно (3.20) не изменяется со временем при $\Delta p_c = \text{const}$. По формуле (3.20) для условий задачи имеем

$$q_{жэ} = \frac{400 \cdot 15 \cdot 0,375 \cdot 10^6 \cdot 1 \cdot 0,4 \cdot 10^{-12}}{2 \cdot 10^{-3} \cdot 500} e^{\frac{0,665^2}{2}} = 1,1225 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} = 97 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

При $v_3 = 0,0085$ дебит $q_{нэ} = 0,0085 \cdot 1,12 \cdot 10^{-3} = 0,0095 \times 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} = 0,82 \text{ м}^3/\text{с}$, т. е. через 464 сут после начала разработки элемента из него будет добываться почти безводная продукция.

На рис. 29 приведена зависимость обводненности продукции $v_3 = v_3(t)$ от времени. Как видно, обводненность продукции вначале растет медленно, а затем темп роста увеличивается и примерно при $t > 13$ лет снова нарастает сравнительно медленно.

Чтобы определить изменение во времени текущей нефтеотдачи элемента $\eta_3 = \eta_3(t)$, поступают двояким образом. Можно определить накопленную добычу нефти элемента по формуле

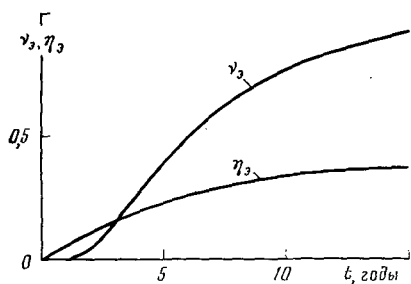


Рис. 29. Зависимость обводненности продукции и нефтеотдачи от времени для элемента при однорядной схеме расположения скважин

$$Q_{нэ} = \int_0^t q_{нэ}(t) dt$$

и затем ее разделить на геологические запасы нефти в элементе. Так как добыча нефти исчисляется в объемных единицах, приведенных к пластовым условиям, будем определять не геологические запасы нефти элемента в массовых единицах, а объем нефти $V_{нэ}$ в пластовых условиях в элементе пласта. Имеем

$$V_{нэ} = b l h_0 m (1 - s_{св}) = 400 \cdot 500 \cdot 18,75 \cdot 0,2 \cdot 0,9 = 675 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

Текущая нефтеотдача элемента составит

$$\eta_э = Q_{нэ} / V_{нэ}.$$

Однако установление текущей нефтеотдачи описанным способом связано с численным определением накопленной добычи нефти, что может внести погрешности в расчеты.

Поэтому применим второй метод расчета нефтеотдачи — аналитический. Так, к некоторому моменту времени t обводняются прослой, имеющие проницаемость выше проницаемости k_* . Толщина этих обводненных прослоев равна h . Имеем

$$\bar{h} = h \int_{k_*}^{\infty} f(k) dk.$$

Суммарное количество нефти, извлеченной из этих прослоев,

$$Q_{нэ1} = b l m (1 - s_{ностр} - s_{св}) \bar{h}.$$

Имеем для логарифмически нормального распределения

$$\begin{aligned} \bar{h}/h &= \int_{k_*}^{\infty} \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma k} e^{-\frac{(\ln k - \ln \bar{k})^2}{2\sigma^2}} dk = \int_{y_*}^{\infty} \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{(y - \bar{y})^2}{2\sigma^2}} dy = \\ &= \frac{1}{2} \left[1 - \Phi \left(\frac{\ln \frac{k_*}{\bar{k}}}{\sigma} \right) \right]. \end{aligned}$$

Нефть извлекается из еще необводнившихся прослоев. При условии $\mu_B/k_B = \mu_H/k_H$ из формулы (3.6) получаем

$$\frac{\mu_H}{k_H} x_B l = \frac{k \overline{\Delta p c t}}{m(1 - s_{\text{ност}} - s_{\text{св}})}.$$

Добыча нефти из необводнившихся прослоев

$$dQ_{HЭ2} = b m (1 - s_{\text{ност}} - s_{\text{св}}) x_B dh.$$

Из приведенных формул получаем

$$Q_{HЭ2} = \frac{b h k_H \overline{\Delta p c t}}{\mu_H l} \int_0^{k_*} k f(k) dk = q_{HЭ}(t) t.$$

Таким образом, текущая нефтеотдача элемента составит

$$\eta_Э = \frac{Q_{HЭ1} + Q_{HЭ2}}{V_{HЭ}} = \frac{(1 - s_{\text{ност}} - s_{\text{св}}) \eta_2}{2(1 - s_{\text{св}})} \left[1 - \Phi \left(\frac{\ln \frac{k_*}{\bar{k}}}{\sigma} \right) \right] + \frac{q_{HЭ}(t) t}{V_{HЭ}}.$$

Изменение во времени нефтеотдачи показано на рис. 29, откуда видно, что через 15 лет после начала разработки элемента его нефтеотдача станет равной $\eta_Э = 0,371$.

4. **О п р е д е л е н и е п о к а з а т е л е й** разработки месторождения.

Согласно плану разбуривания и обустройства месторождения ежегодно в течение шести лет, т. е. в течение срока ввода месторождения в разработку, в эксплуатацию передается по 50 элементов. Всего за 15 лет будет введено в эксплуатацию 300 элементов. Для простоты считаем, что добыча нефти с разбуриваемых и обустраиваемых элементов будет происходить с начала каждого года.

Для определения изменения во времени добычи нефти по месторождению в табл. 14 приведены данные о добыче нефти из элементов, вводимых в действие за каждый год. Для определения добычи нефти по месторождению в целом добыча нефти по группам элементов суммируется по каждой горизонтальной строке таблицы. Аналогичным образом строится табл. 15 для расчета добычи воды. Обводненность добываемой из месторождения продукции вычисляют по формуле

$$v = q_B / (q_B + q_H).$$

Всего по месторождению в разработку вовлекается объем нефти в пластовых условиях

$$V_{H1} = 300 \cdot 540 \cdot 10^3 = 162 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

Коэффициент охвата по месторождению в целом $\eta_2 = 0,8$. Поэтому общий объем нефти в пласте

$$V_H = V_{H1} / \eta_2 = 202,5 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

Таблица 14

t, годы	Добыча нефти по группам элементов (по 50 элементов), м³/сут						Добыча нефти из месторождения, м³/сут
	1	2	3	4	5	6	
1	4834,0	—	—	—	—	—	4834,0
2	4625,0	4834,0	—	—	—	—	9459,0
3	4158,5	4625,0	4834,0	—	—	—	13 617,5
4	3579,5	4158,5	4625,0	4834,0	—	—	17 197,0
5	3002,0	3579,5	4158,5	4625,0	4834,0	—	20 199,0
6	2479,0	3002,0	3579,5	4158,5	4625,0	4834,0	22 678,0
7	2033,5	2479,0	3002,0	3579,5	4158,5	4625,0	19 877,5
8	1663,0	2033,5	2479,0	3002,0	3579,5	4158,5	16 915,5
9	1360,5	1663,0	2033,5	2479,0	3002,0	3579,5	14 117,5
10	1113,0	1360,5	1663,0	2033,5	2479,0	3002,0	11 651,0
11	915,0	1113,0	1360,5	1663,0	2033,5	2479,0	9 564,0
12	752,0	915,0	1113,0	1360,5	1663,0	2033,5	7 837,0
13	623,0	752,0	915,0	1113,0	1360,5	1663,0	6 426,5
14	516,5	623,0	752,0	915,0	1113,0	1360,5	5 280,0
15	429,0	516,5	623,0	752,0	915,0	1113,0	4 348,5

Таблица 15

t, годы	Добыча воды по группам элементов (по 50 элементов), м³/сут						Добыча воды из месторождения, м³/сут
	1	2	3	4	5	6	
1	16,0	—	—	—	—	—	16,0
2	225,0	16,0	—	—	—	—	241,0
3	691,5	225,0	16,0	—	—	—	932,5
4	1270,5	691,5	225,0	16,0	—	—	2 203,0
5	1848,0	1270,5	691,5	225,0	16,0	—	4 051,0
6	2371,0	1848,0	1270,5	691,5	225,0	16,0	6 422,0
7	2816,5	2371,0	1848,0	1270,5	691,5	225,0	9 222,5
8	3187,0	2816,5	2371,0	1848,0	1270,5	691,5	12 184,5
9	3489,5	3187,0	2816,5	2371,0	1848,0	1270,5	14 982,5
10	3737,0	3489,5	3187,0	2816,5	2371,0	1848,0	17 449,0
11	3935,0	3737,0	3489,5	3187,0	2816,5	2371,0	19 536,0
12	4098,0	3935,0	3737,0	3489,5	3187,0	2816,5	21 263,0
13	4227,0	4098,0	3935,0	3737,0	3489,5	3187,0	22 673,5
14	4333,5	4227,0	4098,0	3935,0	3737,0	3489,5	23 820,0
15	4421,0	4333,5	4227,0	4098,0	3935,0	3737,0	24 751,5

Нефтеотдача по месторождению в целом определяется как отношение объема накопленной добычи нефти

$$Q_{\text{н}} = \int_0^t q_{\text{н}}(t) dt$$

к первоначальному объему нефти в пласте $V_{\text{н}}$. На рис. 30 показана зависимость обводненности ν и текущего коэффициента вытеснения η_1 от времени по месторождению в целом.

Задача 3.8К. При разработке нефтяного месторождения, имеющего площадь нефтеносности $S = 2494,08 \cdot 10^4 \text{ м}^2$, использо-

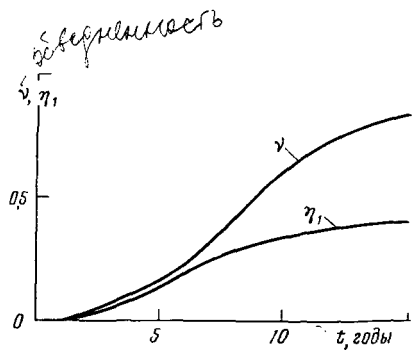


рис. 30. Зависимость технологических показателей разработки месторождения от времени при однорядной схеме расположения скважин

вано площадное заводнение при семиточечной схеме расположения скважин. Расстояние между двумя добывающими или между добывающей и нагнетательной скважинами $2\sigma_c = R = 400$ м. Радиус нагнетательной скважины $r_c = 0,1$ м.

Продуктивный пласт неоднородный по толщине, и его можно представить моделью слоисто-неоднородного пласта. Плотность распределения абсолютной проницаемости соответствует, как и в задаче 3.7К, логарифмически нормальному закону. При этом $k = 0,25 \cdot 10^{-12}$ м², $\sigma = 0,5$. Общая толщина пласта составляет 25 м, а толщина пропластков, вовлекаемых в разработку, $h = 20$ м. Пористость нефтенасыщенных пород $m = 0,23$, вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_n = 2,5$ мПа·с, вязкость воды $\mu_v = 1$ мПа·с. Насыщенность пласта связанной водой $s_{св} = 0,1$. Вытеснение нефти водой происходит поршневым способом, при этом для всех пропластков $k_n = 1$, $k_v = 0,4$, $s_{n\text{ост}} = 0,4$, так что $\mu_v/k_v = \mu_n/k_n$. Перепад давления между нагнетательной скважиной и контуром отбора радиусом R составляет $\Delta p_c = 2 \cdot 10^6$ Па.

Скорость ввода элементов в разработку — 10 элементов за год, срок ввода месторождения в разработку — 6 лет. Таким образом, всего в разработку вводится 60 элементов.

Требуется определить изменение в течение 15 лет следующих показателей:

1. Добычи нефти, обводненности продукции и текущей нефтеотдачи для одного элемента разработки.

2. Добычи нефти, воды и текущей нефтеотдачи для месторождения в целом.

Решение.

1. Общая методика расчета добычи нефти и воды. Будем приближенно считать, что при разработке элемента семиточечной системы происходит радиальное вытеснение нефти водой, закачиваемой в нагнетательную скважину, к «контур отбора», имеющему форму окружности радиуса R (см. рис. 26), на которой находятся добывающие скважины.

Элементарный расход воды dq_i , поступающей в i -й пропласток толщиной dh_i , в этом случае составит

$$dq_i = - \frac{k_v k_i}{\mu_v} 2\pi dh_i r \frac{\partial p}{\partial r}.$$

Будем полагать, что в некоторый момент времени t фронт воды, вытесняющей нефть из i -го пропластка, продвинулся на расстояние r_B от начала координат (см. рис. 26).

Разделяя переменные в приведенном выражении и интегрируя в пределах $r_c \leq r \leq r_B$, получаем

$$dq_i \ln r_B/r_c = (k_B k_i / \mu_B) 2\pi d h_i (p_c - p_B), \quad (3.22)$$

где p_B — давление на фронте вытеснения нефти водой.

Впереди фронта вытеснения движется нефть. Поэтому после интегрирования аналогичного выражения для нефти в пределах $r_B \leq r \leq R$ имеем

$$dq_i \ln R/r_B = (k_B k_i / \mu_N) 2\pi d h_i (p_B - p_K), \quad (3.23)$$

где p_K — давление на контуре добывающих скважин.

Из (3.22) и (3.23) получаем

$$dq_i = \frac{2\pi k_i \overline{\Delta p} c d h_i}{\frac{\mu_B}{k_B} \ln \frac{r_B}{r_c} + \frac{\mu_N}{k_N} \ln \frac{R}{r_B}}. \quad (3.24)$$

Аналогично случаю прямолинейного вытеснения нефти водой, рассмотренному в задаче 3.7К, напомним для элементарного расхода воды, вытесняющей нефть из j -го пропластка, следующее выражение:

$$dq_j = m (1 - s_{H \text{ ост}} - s_{CB}) 2\pi r_B \frac{dr_B}{dt}. \quad (3.25)$$

Приравнивая правые части выражений (3.24) и (3.25) и опуская индекс i , получаем

$$\left(\frac{\mu_B}{k_B} \ln \frac{r_B}{r_c} + \frac{\mu_N}{k_N} \ln \frac{R}{r_B} \right) r_B \frac{dr_B}{dt} = \frac{k \overline{\Delta p} c}{m (1 - s_{\text{ност}} - s_{CB})}. \quad (3.26)$$

Обозначая $\rho = r_B/r_c$ и выполняя интегрирование уравнения (3.26) при $\overline{\Delta p} c = \text{const}$, приходим к следующему соотношению для определения ρ при различных значениях времени t

$$\begin{aligned} & \left(\frac{\mu_B}{k_B} - \frac{\mu_N}{k_N} \right) \left[\rho^2 \left(\ln \rho - \frac{1}{2} \right) + \frac{1}{2} \right] + \frac{\mu_N}{k_N} \ln \frac{R}{r_c} (\rho^2 - 1) = \\ & = \frac{2k \overline{\Delta p} c t}{m (1 - s_{\text{ност}} - s_{CB}) r_c^2}. \end{aligned} \quad (3.27)$$

Чтобы найти проницаемость k_* пропластков, обводнившихся к моменту времени $t = t_*$, необходимо положить в формуле (3.27) $\rho = \rho_K = R/r_c$. Тогда из (3.27) получим

$$k_* = \frac{m (1 - s_{H \text{ ост}} - s_{CB}) r_c^2 \left\{ \left(\frac{\mu_B}{k_B} - \frac{\mu_N}{k_N} \right) \left[\rho_K^2 \left(\ln \rho_K - \frac{1}{2} \right) + \frac{1}{2} \right] + \frac{\mu_N}{k_N} \ln \rho_K (\rho_K^2 - 1) \right\}}{2 \overline{\Delta p} c t}. \quad (3.28)$$

Как и в задаче 3.7К, положим $dh = hf(k) dk$. Учитывая это, на основе формулы (3.24) получим следующие выражения для дебита нефти, приведенного к пластовым условиям и воды:

$$q_n(t) = 2\pi h \bar{\Delta p}_c \int_0^{k_*(t)} \frac{kf(k) dk}{\frac{\mu_B}{k_B} \ln \frac{r_B}{r_c} + \frac{\mu_H}{k_H} \ln \frac{R}{r_B}}, \quad (3.29)$$

$$q_B(t) = \frac{2\pi k_B h \bar{\Delta p}_c}{\mu_B \ln \frac{R}{r_c}} \int_{k_*(t)}^{\infty} kf(k) dk.$$

В первую формулу (3.29) следует подставить $r_B = r_B(t)$ из формулы (3.27). Дебиты нефти и воды в общем случае можно определять численным путем с применением ЭВМ на основе системы соотношений (3.27), (3.28) и (3.29). Однако в рассматриваемой задаче по условию $\mu_B/k_B - \mu_H/k_H = 0$.

С учетом этого условия приведенные соотношения значительно упрощаются.

Из (3.28) получаем в этом случае

$$k_* = \frac{C}{t}, \quad C = \frac{m(1 - s_{н\text{ост}} - s_{св}) r_c^2 \mu_H \ln \rho_k (\rho_k^2 - 1)}{2\Delta p c k_H}. \quad (3.30)$$

Из (3.29) имеем

$$q_n(t) = \frac{2\pi h k \bar{\Delta p}_c}{\mu_H \ln \frac{R}{r_c}} \int_0^{k_*(t)} kf(k) dk, \quad (3.31)$$

$$q_B(t) = \frac{2\pi k_B h \bar{\Delta p}_c}{\mu_B \ln \frac{R}{r_c}} \int_{k_*(t)}^{\infty} kf(k) dk.$$

Соответственно для дебита жидкости $q_{ж} = q_n + q_B$ получаем из (3.31) следующее выражение:

$$q_{ж} = \frac{2\pi k_H h \bar{\Delta p}_c}{\mu_H \ln \frac{R}{r_c}} \int_0^{\infty} kf(k) dk = \frac{2\pi k_B h \bar{\Delta p}_c}{\mu_B \ln \frac{R}{r_c}} \int_0^{\infty} kf(k) dk. \quad (3.32)$$

2. Расчет показателей разработки элемента семиточечной системы разработки. Поскольку плотность вероятностно-статистического распределения проницаемости пропластков в рассматриваемой задаче, как и в задаче 3.7К, подчиняется логарифмически нормальному закону, интегралы, входящие в правые части формул (3.31) и (3.32), уже вычислены в задаче 3.7К и их можно взять непосредственно из решения предыдущей задачи.

Имеем на основе (3.31), (3.32) и формул предыдущей задачи

$$q_{нз} = \frac{\pi k_{н} h \overline{\Delta \rho c \bar{k}}}{\mu_{н} \ln \frac{R}{r_c}} e^{\frac{\sigma^2}{2}} \left[1 - \operatorname{erf} \left(\frac{1}{\sqrt{2} \sigma} \ln \frac{C}{\bar{k} t} - \frac{\sigma}{\sqrt{2}} \right) \right],$$

$$q_{вз} = \frac{\pi k_{в} h \overline{\Delta \rho c \bar{k}}}{\mu_{в} \ln \frac{R}{r_c}} e^{\frac{\sigma^2}{2}} \left[1 - \operatorname{erf} \left(\frac{1}{\sqrt{2} \sigma} \ln \frac{C}{\bar{k} t} - \frac{\sigma}{\sqrt{2}} \right) \right], \quad (3.33)$$

$$q_{жз} = \frac{2\pi k_{н} \bar{k} \overline{\Delta \rho c h e^{\frac{\sigma^2}{2}}}}{\mu_{в} \ln \frac{R}{r_c}}, \quad k_* = \frac{C}{t},$$

$$C = \frac{m(1 - s_{н \text{ ост}} - s_{св}) \mu_{н} (R^2 - r_c^2) \ln \frac{R}{r_c}}{2 \overline{\Delta \rho c k_{н}}}.$$

Приведем прежде всего данное выражение для C к удобному для вычислений виду, подставив в него значения величин из условия задачи. Имеем

$$C = \frac{0,23 \cdot 0,5 \cdot 2,5 \cdot 10^{-3} (400^2 - 0,1^2) 2,3 \lg 400/0,1}{2 \cdot 2 \cdot 10^6 \cdot 1} = 9,527 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2 \cdot \text{с}.$$

При $t = 4$ годам $= 1261,6 \cdot 10^5$ с обводнятся прослон. имеющие проницаемость k_* , равную или превышающую

$$k_* = \frac{9,527 \cdot 10^{-5}}{1261,6 \cdot 10^5} = 0,755 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2.$$

В соответствии с решением задачи 3.7К

$$x | 2 = \frac{1}{\sigma} \ln \frac{k_*}{\bar{k}} - \sigma = \frac{1}{0,5} 2,3 \lg \frac{0,755}{0,25} - 0,5 = 1,708.$$

По справочнику [4] $\Phi(1,708) = 0,912$. Тогда, как и в случае задачи 3.7К, имеем

$$v_3(t) = \frac{1}{2} \left[1 - \Phi \left(\frac{1}{\sigma} \ln \frac{k_*}{\bar{k}} - \sigma \right) \right] = 0,044.$$

Таким образом, обводнение элемента в начальный период его разработки происходит сравнительно медленно.

Определим дебит жидкости, извлекаемой из элемента или закачиваемой в него. Из (3.33) имеем

$$q_{жз} = \frac{6,28 \cdot 0,4 \cdot 0,25 \cdot 10^{-12} \cdot 2 \cdot 10^6 \cdot 20e^{0,5^2}}{10^{-3} \cdot 2,3 \lg \frac{400}{0,1}} = 3,435 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} =$$

$$= 296,8 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

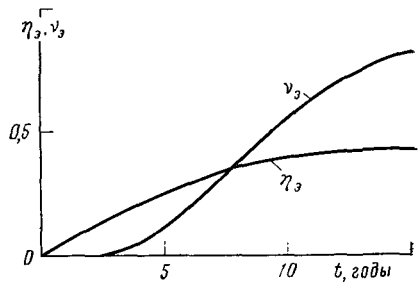


Рис. 31. Зависимость технологических показателей от времени для элемента при семиточечной схеме расположения скважин

Текущую нефтеотдачу элемента определяем по той же формуле, что и в задаче 3.7К. Например, при $t = 15$ лет $k_* = 0,2014 \cdot 10^{-12}$ м². Согласно формуле для текущей нефтеотдачи имеем при $\eta_2 = 0,8$ и $V_{нэ} = 2,151 \cdot 10^6$ м³ для $t = 15$ лет $= 4,73 \cdot 10^8$ с

$$\eta_3 = \frac{(1 - s_{н\text{ ост}} - s_{св}) \eta_2}{2(1 - s_{св})} \left[1 - \Phi \left(\frac{\ln \frac{k_*}{\bar{k}}}{\sigma} \right) \right] +$$

$$+ \frac{q_{нэ}(t) t}{V_{нэ}} = \frac{0,5 \cdot 0,8}{2 \cdot 0,9} \left[1 - \Phi \left(\frac{\ln \frac{0,2014}{0,25}}{0,5} \right) \right] +$$

$$+ \frac{0,0525 \cdot 0,365 \cdot 15}{2,151} = 0,43.$$

Изменение текущей нефтеотдачи η_3 и обводненности продукции v_3 , получаемой из элемента, показано на рис. 31.

В табл. 16 приведены значения k_* , v_3 , $q_{нэ}$ и $q_{вэ}$ при различных t .

Таблица 16

t , годы	k_* , 10^{-12} м ²	$x\sqrt{2}$	$\Phi(x\sqrt{2})$	$v_3(t)$	$q_{нэ}$, м ³ /сут	$q_{вэ}$, м ³ /сут
1	3,021	4,484	1	0	296,8	0
2	1,511	3,097	1	0	296,8	0
3	1,007	2,286	0,978	0,0112	293,5	3,324
4	0,7553	1,711	0,9130	0,0435	283,9	12,91
5	0,6042	1,265	0,793	0,1035	266,1	30,72
6	0,5035	0,9003	0,631	0,1845	242,0	54,76
7	0,4316	0,5919	0,445	0,2775	214,4	82,36
8	0,3776	0,3249	0,255	0,3725	186,2	110,6
9	0,3357	0,08934	0,071	0,4645	158,9	137,9
10	0,3021	-0,1214	-0,097	0,5485	134,0	162,8
11	0,2746	-0,312	-0,244	0,6222	112,1	184,7
12	0,2518	-0,4861	-0,372	0,686	93,2	203,6
13	0,2324	-0,6462	-0,481	0,7405	77,0	219,8
14	0,2158	-0,7943	-0,574	0,7868	63,3	233,5
15	0,2014	-0,9323	-0,649	0,8245	52,1	244,7

3. Расчет показателей разработки месторождения в целом. Для расчета текущую добычу нефти и воды из месторождения определяют по данным таблиц, как и в задаче 3.7К. В табл. 17 и 18 приведены значения текущей добычи нефти и воды, получаемых из месторождения в целом при различном времени.

Таблица 17

t, годы	Добыча нефти (м³/сут) по группам элементов						Добыча нефти из месторождения, м³/сут
	1	2	3	4	5	6	
1	2968,0	—	—	—	—	—	2 968,0
2	2968,0	2968,0	—	—	—	—	5 936,0
3	2935,0	2968,0	2968,0	—	—	—	8 871,0
4	2839,0	2935,0	2968,0	2968,0	—	—	11 710,0
5	2661,0	2839,0	2935,0	2968,0	2968,0	—	14 370,0
6	2420,0	2661,0	2839,0	2935,0	2968,0	2968,0	16 790,0
7	2144,0	2420,0	2661,0	2839,0	2935,0	2968,0	15 970,0
8	1862,0	2144,0	2420,0	2661,0	2839,0	2935,0	14 860,0
9	1589,0	1862,0	2144,0	2420,0	2661,0	2839,0	13 520,0
10	1340,0	1589,0	1862,0	2144,0	2420,0	2661,0	12 020,0
11	1121,0	1340,0	1589,0	1862,0	2144,0	2420,0	10 480,0
12	932,0	1121,0	1340,0	1589,0	1862,0	2144,0	8 988,0
13	770,0	932,0	1121,0	1340,0	1589,0	1862,0	7 614,0
14	663,0	770,0	932,0	1121,0	1340,0	1589,0	6 415,0
15	521,0	663,0	770,0	932,0	1121,0	1340,0	5 347,0

Таблица 18

t, годы	Добыча воды (м³/сут) по группам элементов						Добыча воды из месторождения, м³/сут
	1	2	3	4	5	6	
1	0	—	—	—	—	—	0
2	0	0	—	—	—	—	0
3	33,24	0	0	—	—	—	33,24
4	129,1	33,24	0	0	—	—	162,34
5	307,2	129,1	33,24	0	0	—	469,5
6	547,6	307,2	129,1	33,24	0	0	1 017,0
7	823,6	547,6	307,2	129,1	33,24	0	1 841,0
8	1106,0	823,6	547,6	307,2	129,1	33,24	2 947,0
9	1379,0	1106,0	823,6	547,0	307,2	129,1	4 293,0
10	1628,0	1379,0	1106,0	823,6	547,6	307,2	5 791,0
11	1847,0	1628,0	1379,0	1106,0	823,6	547,6	7 331,0
12	2036,0	1847,0	1628,0	1379,0	1106,0	823,6	8 820,0
13	2198,0	2036,0	1847,0	1628,0	1379,0	1106,0	10 190,0
14	2335,0	2198,0	2036,0	1847,0	1628,0	1379,0	11 420,0
15	2447,0	2335,0	2198,0	2036,0	1847,0	1628,0	12 490,0

Поскольку в одном элементе в пластовых условиях содержится $2,151 \cdot 10^6$ м³ нефти, то согласно заданной скорости разбуривания и обустройства месторождения, равной 10 элементам в год, за 6 лет будет введено в разработку 60 элементов, в которых содержится

$V_n = 129,06 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ нефти в пластовых условиях, т. е. все геологические запасы нефти.

Текущую нефтеотдачу η и обводненность продукции, получаемой из месторождения в целом, определяют на основе табл. 17 и 18 таким же образом, как и в задаче 3.7К.

Задача 3.9К. Разработку нефтяного месторождения площадью нефтеносности $S = 3000 \cdot 10^4 \text{ м}^2$ предполагается осуществить с применением однорядной схемы расположения скважин. При этом согласно рис. 27 $l = 600 \text{ м}$, $b = 500 \text{ м}$, $s_c = 30 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$.

Месторождение вводится в разработку за 8 лет с равномерной скоростью разбуривания и обустройства во времени. Разрабатываемый пласт моделируется слоисто-неоднородным пластом, характеризующимся гамма-распределением абсолютной проницаемости. Плотность этого распределения имеет, как указано, следующий вид:

$$f(k) = \frac{k^{\alpha-1} e^{-k/\bar{k}}}{\Gamma(\alpha) \bar{k}^\alpha},$$

$$\Gamma(\alpha) = \int_0^\infty e^{-x} x^{\alpha-1} dx, \quad \alpha \geq 0, \quad \bar{k} > 0, \quad x > 0.$$

При этом $\alpha = 2$, $\bar{k} = 0,5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$. Пористость пласта $m = 0,22$, общая его толщина $h_0 = 20 \text{ м}$, вовлекаемая в разработку толщина $h = 18 \text{ м}$, коэффициент охвата пласта разработкой $\eta_2 = 0,9$.

Вытеснение нефти водой из всех пропластков происходит в соответствии с вытеснением по модели поршневого вытеснения с остаточной нефтенасыщенностью во всех пропластках $s_{н \text{ ост}} = 0,4$. Насыщенность связанной водой во всех пропластках $s_{св} = 0,08$. Вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_n = 2 \text{ МПа} \cdot \text{с}$, относительная проницаемость для нефти $k_n = 1,0$, вязкость воды в пласте $\mu_v = 0,8 \text{ Па} \cdot \text{с}$, относительная проницаемость для воды $k_v = 0,4$, так что $\mu_n/k_n = \mu_v/k_v$.

Разработка каждого элемента месторождения осуществляется при постоянном перепаде давления $\overline{\Delta p_c}$ между линиями нагнетания и отбора на расстоянии l .

Требуется определить изменение в течение 15 лет следующих показателей по одному элементу и месторождению в целом с учетом последовательности ввода элементов в разработку, при двух вариантах — $\overline{\Delta p_c} = 0,5 \text{ МПа}$ и $\overline{\Delta p_c} = 1 \text{ МПа}$: добычи нефти, добычи воды, обводненности продукции, текущей нефтеотдачи, числа скважин по месторождению. Предполагается, что ни один элемент не выбывает из разработки за указанный выше срок.

Задача 3.10К. При проектировании технологической схемы разработки нефтяного месторождения необходимо рассмотреть использование заводнения при семиточечной схеме расположения скважин в двух вариантах: при площади элемента $S_{\text{э}1} = 23,4 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$ и площади элемента $S_{\text{э}2} = 11,7 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$. В первом варианте $2\sigma_c = R = 300 \text{ м}$ и во втором $R = 212 \text{ м}$. При

уплотнении сетки скважин увеличивается охват пласта разработкой. Так, в первом варианте $\eta_2 = 0,82$, а во втором $\eta_2 = 0,9$. Это означает, что толщина пласта, охватываемого разработкой, в первом варианте $h_1 = 16,4$ м, а во втором варианте $h_2 = 18$ м.

Общая нефтеносная площадь месторождения $S = 2340 \cdot 10^4$ м². Буровые и строительные мощности производственной организации, разрабатывающей месторождение, таковы, что скорость ввода элементов в разработку остается постоянной в двух вариантах. Это означает, что в первом варианте ввод месторождения в разработку будет осуществлен за 6 лет, и при этом система разработки месторождения будет состоять из 100 элементов. Во втором варианте в разработку будет введено 200 элементов за 12 лет.

Разрабатываемый пласт неоднородный и может быть представлен моделью слоисто-неоднородного пласта с гамма-распределением при $\alpha = 2$, $\bar{k} = 0,4 \cdot 10^{-12}$ м². Пористость пород в пропластках $m = 0,2$.

Процесс заводнения во всех пропластках слоисто-неоднородного пласта происходит по модели поршневого вытеснения нефти водой при $s_{н\text{ост}} = 0,5$. Вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_n = 2,5$ МПа·с, вязкость воды $\mu_v = 1$ МПа·с. Относительная проницаемость для нефти $k_n = 1$, для воды $k_v = 0,4$, так что $\mu_n/k_n = \mu_v/k_v$. Перепад давления между забоем нагнетательной скважины радиуса $r_c = 0,1$ м и «контуром отбора» радиуса R постоянный, равный 0,4 МПа.

Необходимо определить, как изменяются в течение 20 лет при указанных вариантах плотности сетки скважин в элементе и на месторождении в целом добыча нефти, воды, обводненность продукции и нефтеотдача. Кроме того, необходимо сравнить эти показатели для двух вариантов.

Считается, что все элементы системы разработки эксплуатируются в течение указанного срока разработки.

З а д а ч а 3.11К. Небольшой участок нефтяного месторождения площадью $420 \cdot 10^4$ м² разбуривается, обустроивается и вводится в эксплуатацию в течение одного года с применением заводнения при однорядной схеме расположения скважин. Размеры элемента разработки таковы: $l = 700$ м, $b = 600$ м, т. е. параметр плотности сетки скважин $s_c = 42 \cdot 10^4$ м²/скв. Таким образом, за год вводятся в разработку все 10 элементов участка.

Разрабатываемый пласт представляется слоисто-неоднородным, характеризующимся гамма-распределением при $\alpha = 2$; $\bar{k} = 0,7 \cdot 10^{-12}$ м². Пористость пропластков $m = 0,25$. Общая толщина пласта равна 15 м, толщина, охваченная заводнением $h = 12,0$ м (коэффициент охвата $\eta_2 = 0,8$). Остаточная нефтенасыщенность во всех пропластках слоисто-неоднородного пласта $s_{н\text{ост}} = 0,4$. Насыщенность связанной водой $s_{св} = 0,05$. Вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_n = 10$ МПа·с, вязкость воды $\mu_v = 1$ МПа·с. Относительная проницаемость для нефти $k_n = 1$, для воды $k_v = 0,4$. Таким образом, $\mu_n/k_n \neq \mu_v/k_v$.

Разработка каждого элемента участка производится при постоянном перепаде давления $\overline{\Delta p_c}$ между линиями нагнетания и отбора, расстояние между которыми $l = 700$ м. Перепад давления может быть порядка $\overline{\Delta p_c} = 1$ МПа. Требуется определить для участка месторождения изменения во времени в течение 15 лет добычи нефти, воды, обводненности и нефтеотдачи при указанном или других (по выбору) перепадах давления.

У к а з а н и е. Поскольку $\mu_n/k_n = \mu_v/k_v$, дебит нефти, получаемой из элемента, определяют по формуле (3.16). Обозначим входящий в нее интеграл как

$$J_3 = \int_0^{k_*} \frac{k f(k) dk}{V(1 - \varphi kt)}$$

В рассматриваемой задаче $\varphi \neq 0$, поэтому для каждого момента времени t необходимо вычислять интеграл J_3 . Проницаемость k_* определяют по формуле (3.13).

Общая методика расчета дебита нефти состоит в следующем. Вначале вычисляют φ по формуле (3.7). Затем для данного момента времени t при $0 \leq t \leq 15$ лет определяют k_* по формуле (3.13). Для каждого значения t находят значение интеграла J_3 для заданной плотности распределения $f(k)$. В общем случае J_3 следует определять численным путем, для чего необходимо составить соответствующую программу для ЭВМ. Дебит воды определяют по формуле (3.15), а обводненность продукции — по формуле (3.17).

З а д а ч а 3.12К. Из элемента семиточечной системы разработки месторождения с параметром плотности сетки всех скважин (нагнетательных и добывающих) $s_c = 40 \cdot 10^4$ м²/скв вытесняется нефть водой, закачиваемой в нагнетательную скважину.

Слоисто-неоднородный пласт в пределах элемента характеризуется гамма-распределением с параметрами $\alpha = 2$, $\bar{k} = 0,45 \cdot 10^{-12}$ м². Приближенно можно считать, что при разработке рассматриваемого элемента происходит радиальное вытеснение нефти водой из каждого прослоя от расстояния, равного радиусу нагнетательной скважины $r_c = 0,1$ м, до радиуса R , который необходимо определить, исходя из указанной величины s_c , с учетом того, что при семиточечной схеме расстановки скважин на одну нагнетательную приходятся две добывающие скважины. Пласт содержит нефть, вязкость которой в пластовых условиях $\mu_n = 5$ мПа·с. Нефть вытесняется водой вязкостью $\mu_v = 1$ мПа·с. Относительные проницаемости для нефти и воды равны соответственно $k_n = 1$, $k_v = 0,5$. Таким образом, $\mu_n/k_n \neq \mu_v/k_v$.

Остаточная нефтенасыщенность во всех пропластках $S_{н\text{ост}} = 0,4$, начальная насыщенность их связанной водой $s_{св} = 0,05$. Пористость пласта $m = 0,2$. Элемент разрабатывается при постоянном перепаде давления $\overline{\Delta p_c}$ между $r = r_c$ и $r = R$.

Требуется определить изменение во времени добычи нефти, воды, обводненности продукции и текущей нефтеотдачи для рассматри-

ваемого элемента в двух вариантах: при $\overline{\Delta p_c} = 0,7$ МПа и $\overline{\Delta p_c} = 0,3$ МПа в течение 15 лет.

У к а з а н и е. В рассматриваемой задаче, как и в предыдущей, $\mu_n/k_n = \mu_v/k_v$. Поэтому дебит нефти необходимо определять интегрированием (3.29) для каждого заданного значения времени t в пределах $0 \leq t \leq 15$ лет.

Методика расчета дебита нефти и воды заключается в следующем. Сначала необходимо задаться временем t в указанных пределах. Для заданного значения времени t определяют k_* по формуле (3.28). При заданном значении времени t формула (3.27) превращается в соотношение, представляющее собой зависимость r_v от k . При вычислении интеграла, входящего в правую часть первой формулы (3.29), в подинтегральную функцию подставляется значение r_v , соответствующее каждому значению k , определенное по формуле (3.27), а также плотность вероятностно-статистического распределения $f(k)$. Этот интеграл находят численным путем при каждом значении $k_* = k_*(t)$.

Рекомендуется вычислять этот интеграл на ЭВМ, для чего необходимо составить соответствующую программу.

Значение $q_v(t)$ определяют по формуле (3.29), а обводненность — по формуле (3.17). При расчете текущей нефтеотдачи необходимо установить численным путем накопленную добычу нефти для различных значений времени и затем отнести ее к объему в пластовых условиях нефти в элементе, задавшись самостоятельно значением коэффициента охвата пласта заводнением.

§ 3. РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ОДНОРОДНОГО ПЛАСТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОДЕЛИ НЕПОРШНЕВОГО ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ

Показатели разработки месторождений в задачах 3.13К—3.18К находят на основе модели, сочетающей модели однородного пласта и непоршневого вытеснения нефти водой с учетом относительных проницаемостей для нефти и воды.

З а д а ч а 3.13.К Нефтяное месторождение площадью нефтеносности $s = 4500 \cdot 10^4$ м² решено разрабатывать с использованием заводнения при однорядной схеме расположения скважин. Элемент однорядной схемы, содержащий одну скважину («1/2 добывающей и 1/2 нагнетательной», см. рис. 27), имеет ширину $b = 500$ м и длину $l = 600$ м.

Месторождение вводится в разработку за 5 лет, причем за каждый год вводится в действие по 30 элементов. Разрабатываемый пласт месторождения имеет следующие параметры: толщина $h = 10$ м, пористость $m = 0,25$, насыщенность связанной водой $s_{св} = 0,1$, вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_n = 2$ мПа·с, вязкость воды $\mu_v = 1$ мПа·с.

Пласт сравнительно однородный. Установлено, что вытеснение из него нефти водой происходит непоршневым способом. При этом

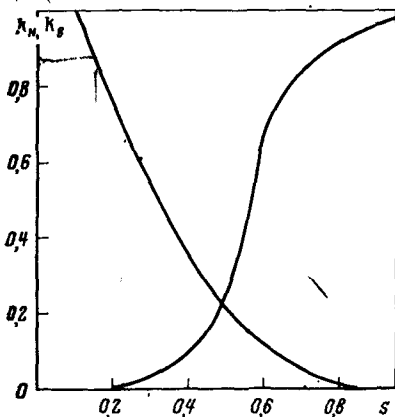
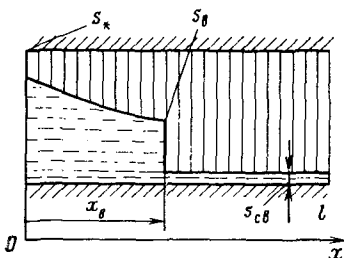


Рис. 32. Зависимость относительных проницаемостей для нефти $k_n(s)$ и воды $k_B(s)$

Рис. 33. Схема элемента пласта и распределение в нем водонасыщенности s



относительные проницаемости для нефти $k_n(s)$ и воды $k_B(s)$, зависящие от водонасыщенности s , имеют вид, показанный на рис. 32.

Эти зависимости можно представить в виде аналитических $k_n(s)$ и $k_B(s)$ следующим образом:

$$k_n(s) = \left(\frac{s_* - s}{s_* - s_{св}} \right)^2,$$

$$k_B(s) = \begin{cases} a \left(\frac{s - s_{св}}{s_* - s_{св}} \right)^4 & \text{при } s_{св} \leq s \leq s_1, \\ b \left(\frac{s - s_{св}}{s_* - s_{св}} \right)^{1,2} & \text{при } s \leq s \leq 1. \end{cases}$$

Для данной задачи $sk_* = 0,85$, $s_1 = 0,6$. В пласт с линии нагнетания $x = 0$ (рис. 33) закачивается вода с расходом $2,315 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$. Коэффициент охвата пласта заводнением $\eta_2 = 0,8$, так что $h_0 = 12,5$ м.

Требуется найти изменение во времени добычи нефти, воды, обводненности продукции и текущей нефтеотдачи для элемента системы разработки и для месторождения в целом.

Решение. Прежде всего необходимо определить численные значения коэффициентов a и b , входящих в приведенные зависимости $k_n(s)$ и $k_B(s)$.

Так, значение коэффициента b находим из условия (см. рис. 32), что $k_B(1) = 1$. Имеем

$$1 = b \left(\frac{1 - 0,1}{0,85 - 0,1} \right)^{1,2} = b \left(\frac{0,9}{0,75} \right)^{1,2} = b 1,0954, \quad b = 0,913.$$

Значение коэффициента a установим из условия

$$a \left(\frac{s_1 - s_{св}}{s_* - s_{св}} \right)^4 = 0,913 \left(\frac{s_1 - s_{св}}{s_* - s_{св}} \right)^{1,2}.$$

Отсюда

$$a \left(\frac{0,6 - 0,1}{0,85 - 0,1} \right)^4 = 0,913 \left(\frac{0,6 - 0,1}{0,85 - 0,1} \right)^{12},$$

$$a = 3,77.$$

Расчет добычи нефти, воды, обводненности и нефтеотдачи для элементов системы разработки

В соответствии с теорией фильтрации неоднородных жидкостей [2] распределение водонасыщенности в пласте при $0 \leq x \leq x_B$ (см. рис. 33) находят следующим образом:

$$f'(s) = \frac{mbhx}{qt}, \quad (3.34)$$

$$f(s) = \frac{k_B(s)}{k_B(s) - \frac{k_B}{\mu_{II}} - k_H(s)}.$$

Водонасыщенность на фронте вытеснения нефти водой, т. е. при $x = x_B$,

$$f'(s_B) = \frac{f(s_B)}{s_B - s_{св}}. \quad (3.35)$$

При этом $s = s_*$ при $x = 0$. Из кривых относительных проницаемостей имеем также, что $f(s_*) = 1$.

Распределение водонасыщенности в пласте можно найти аналитическим путем из соотношений (3.34), подставив заданные относительные проницаемости в функцию $f(s)$. Однако такой метод определения распределения насыщенности довольно сложный. Проще найти распределение насыщенности графоаналитическим методом. Так, соотношение (3.35) выражает тангенс угла наклона касательной, проведенной из точки $s = s_{св}$ на графике, представленном на рис. 34, к кривой $f(s)$, т. е.

$$f'(s_B) = \operatorname{tg} \alpha = \frac{f(s_B)}{s_B - s_{св}}.$$

Проведя касательную к кривой $f(s)$ из точки $s = s_{св}$, получаем что $s_B = 0,56$, $f(s_B) = 0,875$, $f'(s_B) = 1,902$.

До того как фронт вытеснения нефти водой дойдет до конца пласта $x = l$, из пласта будет извлекаться безводная продукция, т. е. чистая нефть. В момент времени $t = t_*$ значение $x_B = l$. Этот момент можно

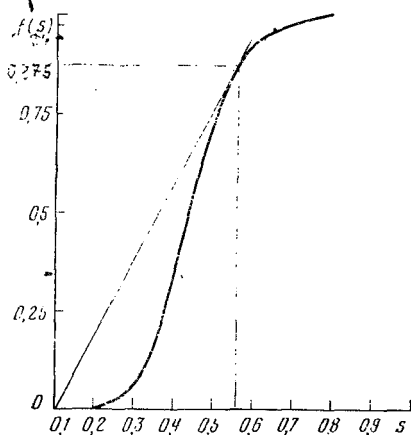


Рис. 34. График функции $f(s)$

определить из соотношения (3.34), положив в нем $x = l$.
Имеем

$$t_* = \frac{mbhl}{qf'(s_B)} = \frac{V_{II}}{qf'(s_B)},$$

где V_{II} — объем пор пласта. Подставляя в приведенное выражение заданные условием задачи значения входящих в него величин, а также $f'(s_B) = 1,902$, получаем

$$t_* = \frac{0,25 \cdot 500 \cdot 10 \cdot 600}{2,315 \cdot 10^{-3} \cdot 1,902} = 1,703 \cdot 10^8 \text{ с} = 5,4 \text{ года.}$$

При $t > t_*$ из пласта будет добываться нефть вместе с водой. Для определения технологических показателей разработки элемента при $t > t_*$, т. е. в так называемый «водный период разработки», поступим следующим образом. Будем представлять вытеснение нефти водой из элемента пласта при $t > t_*$ таким образом, как будто фронт вытеснения, когда $x = x_B$, существует, но он проникает за пределы элемента, т. е. имеется фиктивный, кажущийся фронт вытеснения при $x = l$ (см. рис. 33). Тогда водонасыщенность при $x = l$ будет $s = \bar{s}$. Используя изложенную гипотезу, нетрудно получить соотношение для определения \bar{s} . При $t > t_*$ имеем

$$f'(\bar{s}) = \frac{mbhl}{qt},$$

$$f'(s_B) = \frac{mbhl}{qt_*}.$$

Отсюда

$$\frac{f'(\bar{s})}{f'(s_B)} = \frac{t_*}{t}. \quad (3.36)$$

Соотношение (3.36) служит для определения \bar{s} при $t > t_*$. Значение \bar{s} можно также определить аналитическим путем. Но при этом получают громоздкие выкладки. Проще это сделать графоаналитическим методом, для чего необходимо построить функцию $f'(s)$. Такое построение выполняют методом графического дифференцирования. Функция $f'(s)$ представлена на рис. 35. Задавая различные значения t и зная t_* и $f'(s_B)$, по формуле (3.36), которая применительно к условиям данной задачи приобретает вид

$$f'(\bar{s}) = \frac{3,24 \cdot 10^8}{t},$$

определяем $f'(\bar{s})$, затем по графику (см. рис. 35) — искомое значение \bar{s} .

Значение $f(\bar{s})$ соответствует обводненности продукции элемента v_3 , так что $v_3 = f(\bar{s})$.

Текущая добыча нефти из элемента $q_{нз}$, приведенная к пластовым условиям, при $t > t_*$ составит $q_{нз} = q_{жз} (1 - v_3)$, а добыча воды $q_{вз} = q_{жз} v_3$.

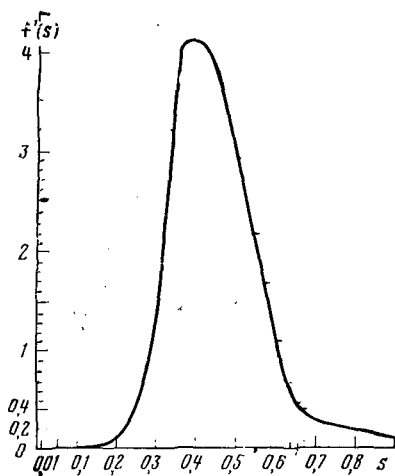
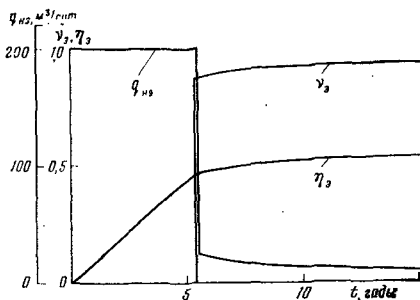


Рис. 35. График функции $f'(s)$

Рис. 36. Зависимость $q_{нз}$, $v_э$, $\eta_э$ от времени t



Текущую нефтеотдачу $\eta_э$ для элемента разработки определяют следующим образом:

$$\eta_э = \frac{\int_0^t q_{нз}(t) dt \eta_{э}}{mbhl(1 - s_{св})}$$

В табл. 19 даны значения $f'(\bar{s})$, \bar{s} , $v_э$, $q_{нз}$, $q_{вэ}$ и $\eta_э$ для некоторых значений времени t . На рис. 36 приведены зависимости от времени t величин $q_{нз}$, $v_э$ и $\eta_э$.

Таблица 19

t , годы	$f'(\bar{s})$	\bar{s}	$v_э$	$q_{нз}$, м³/сут	$q_{вэ}$, м³/сут	$\eta_э$
1	—	—	0	200,0	0	0,086
2	—	—	0	200,0	0	0,173
3	—	—	0	200,0	0	0,259
4	—	—	0	200,0	0	0,346
5,4	1,902	0,560	0,875	25,0	175,0	0,432
6	1,712	0,565	0,890	22,0	178,0	0,490
7	1,468	0,570	0,905	19,0	181,0	0,499
8	1,300	0,590	0,915	17,0	183,0	0,506
9	1,040	0,600	0,920	16,0	184,0	0,513
10	1,027	0,610	0,925	15,0	185,0	0,520
11	0,860	0,613	0,930	14,0	186,0	0,526
12	0,800	0,615	0,935	13,0	187,0	0,531
13	0,7903	0,617	0,940	12,0	188,0	0,536
14	0,680	0,621	0,945	11,0	189,0	0,541
15	0,685	0,625	0,950	10	190,0	0,545

Как видно из таблиц и графиков, характер вытеснения нефти водой при условиях, принятых в данной задаче, близкий к поршне-

вому. Определим показатели разработки месторождения в целом с учетом последовательного ввода элементов в разработку. При этом используем ту же методику подсчета показателей разработки по месторождению в целом, что и в предыдущих задачах. В табл. 20, например, показана добыча нефти по группам элементов и по месторождению в целом, а в табл. 21 — добыча воды. На рис. 37 дано изменение во времени добычи нефти, обводненности продукции и нефтеотдачи по всему месторождению. Как видно, через 15 лет после начала разработки месторождения нефтеотдача достигнет значения $\eta = 0,519$, а обводненность продукции γ составит 0,94.

Таблица 20

t, годы	Добыча нефти (10^3 м ³ /сут) по группам элементов					Добыча нефти из месторождения, 10^3 м ³ /сут
	1	2	3	4	5	
1	6,0	—	—	—	—	6,0
2	6,0	6,0	—	—	—	12,0
3	6,0	6,0	6,0	—	—	18,0
4	6,0	6,0	6,0	6,0	—	24,0
5	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	30,0
6	2,85	6,0	6,0	6,0	6,0	26,85
7	0,57	2,85	6,0	6,0	6,0	21,42
8	0,51	0,57	2,85	6,0	6,0	15,93
9	0,48	0,51	0,57	2,85	6,0	10,41
10	0,45	0,48	0,51	0,57	2,85	4,86
11	0,42	0,45	0,48	0,51	0,57	2,43
12	0,39	0,42	0,45	0,48	0,51	2,25
13	0,36	0,39	0,42	0,45	0,48	2,10
14	0,33	0,36	0,39	0,42	0,45	1,95
15	0,30	0,33	0,36	0,39	0,42	1,80

Таблица 21

t, годы	Добыча воды (10^3 м ³ /сут) по группам элементов					Добыча воды из месторождения, 10^3 м ³ /сут
	1	2	3	4	5	
1	0	—	—	—	—	0
2	0	0	—	—	—	0
3	0	0	0	—	—	0
4	0	0	0	0	—	0
5	0	0	0	0	0	0
6	3,15	0	0	0	0	3,15
7	5,43	3,15	0	0	0	8,58
8	5,49	5,43	3,15	0	0	14,07
9	5,52	5,49	5,43	3,15	0	19,59
10	5,55	5,52	5,49	5,43	3,15	25,14
11	5,58	5,55	5,52	5,49	5,43	27,57
12	5,61	5,58	5,55	5,52	5,49	27,75
13	5,64	5,61	5,58	5,55	5,52	27,90
14	5,67	5,64	5,61	5,58	5,55	28,05
15	5,70	5,67	5,64	5,61	5,58	28,20

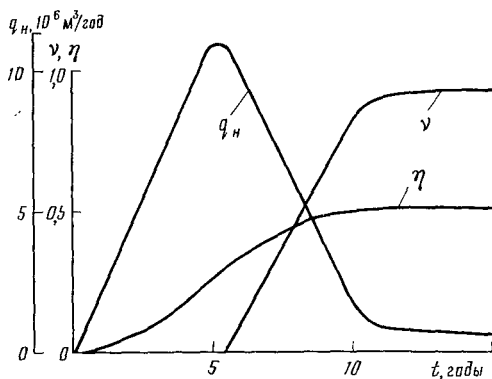


Рис. 37. Зависимость q_n , v , η от времени t

Задача 3.14К. Как и в случае задачи 3.13К, нефтяное месторождение площадью нефтеносности $3600 \cdot 10^4 \text{ м}^2$ разрабатывается с использованием однорядной схемы расположения скважин. Равномерно во времени в течение 5 лет вводятся в разработку 100 элементов системы (на один элемент приходится одна скважина — «0,5 добывающей» и «0,5 нагнетательной»). Длина одного элемента системы разработки $l = 600 \text{ м}$ и ширина $b = 600 \text{ м}$. Параметры вводимого в разработку нефтяного пласта месторождения следующие: общая нефтенасыщенная толщина пласта $h_0 = 20 \text{ м}$, пористость $m = 0,22$, насыщенность связанной водой $s_{св} = 0,07$, вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_n = 3 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, вязкость воды $\mu_v = 1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, абсолютная проницаемость пласта $k = 0,3 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, коэффициент охвата пласта воздействием по толщине $\eta_2 = 0,7$.

Вытеснение нефти водой из пласта происходит в соответствии с вытеснением по модели неперфорированного вытеснения. Относительные проницаемости для нефти и воды $k_n(s)$ и $k_v(s)$, зависящие от водонасыщенности s , выражаются следующими формулами:

$$k_n(s) = \left(\frac{s_* - s}{s_* - s_{св}} \right)^2,$$

$$k_v(s) = \begin{cases} a \left(\frac{s - s_{св}}{s_* - s_{св}} \right)^4 & \text{при } s_{св} \leq s \leq s_1, \\ b \left(\frac{s - s_{св}}{s_* - s_{св}} \right)^{1,4} & \text{при } s_1 \leq s \leq s_*. \end{cases}$$

При этом $s_* = 0,8$, $s_1 = 0,5$. Требуется:

1) определить изменение во времени добычи нефти, воды, обводненности продукции и текущей нефтеотдачи для элемента системы разработки и для месторождения в целом;

2) определить перепад давления в элементе системы разработки (разность между давлением в нагнетательной скважине p_n и дав-

лением в добывающей скважине r_c), если радиус нагнетательной скважины $r_{nc} = 0,1$ м, а приведенный радиус добывающей скважины $r_c = 0,01$ м; если $x_B = 0$, $x_B = l/2$, $x_B = l$.

У к а з а н и е. При расчете перепада давления следует использовать метод эквивалентных фильтрационных сопротивлений.

З а д а ч а 3.15К. Нефтяное месторождение площадью нефтеносности $900 \cdot 10^4$ м² запланировано разрабатывать с использованием заводнения при площадной (семиточечной) схеме расположения скважин. Семиточечный элемент площадной системы содержит

одну нагнетательную и две добывающие скважины, так как, четыре добывающие скважины входят в состав трех соседних элементов. Расстояние между добывающими скважинами $a = 186$ м.

Месторождение вводится в разработку за два года, причем каждые 0,5 года вводится в эксплуатацию по 25 элементов. Основной объект разработки месторождения — нефтенасыщенный пласт, сложенный терригенными коллекторами, — обладает следующими параметрами: нефтенасыщенная толщина $h_0 = 16$ м, пористость $m = 0,2$, насыщенность связанной водой $s_{св} = 0,2$. Вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_n = 5$ мПа·с, вязкость пластовой и закачиваемой воды $\mu_B = 1$ мПа·с.

Результаты геофизических исследований указывают на то, что пласт в пределах нефтенасыщенной площади однороден по проницаемости. Лабораторными экспериментами по вытеснению нефти водой установлено, что относительные фазовые проницаемости для нефти $k_n(s)$ и воды $k_B(s)$, зависящие от водонасыщенности s , имеют вид, изображенный на рис. 38.

Математическая обработка данных лабораторных экспериментов показала, что зависимости относительных проницаемостей от водонасыщенности s имеют вид

$$k_n(s) = \left(\frac{s_* - s}{s_* - s_{св}} \right)^2,$$

$$k_B(s) = \left(\frac{s - s_{св}}{1 - s_{св}} \right)^2,$$

где $s_* = 0,75$.

В соответствии с проектом разработки в каждую нагнетательную скважину радиусом $r_c = 0,1$ м закачивается вода с расходом $q = 250$ м³/сут. Коэффициент охвата пласта заводнением принят по проекту равным 0,75. Отключение добывающих скважин про-

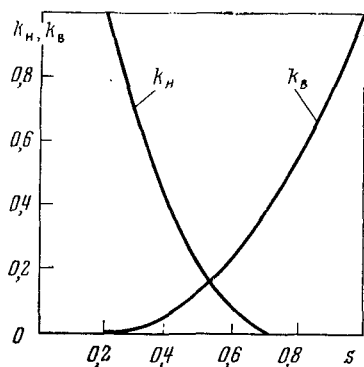


Рис. 38. Зависимости относительных проницаемостей для нефти и воды от насыщенности

водится при достижении обводненности добываемой продукции, равной 98,5 %.

Следует определить динамику добычи нефти, воды и обводненности продукции для элемента системы разработки и для всего месторождения в целом.

Решение. Считаем, что коэффициент охвата пласта заводнением — это отношение h/h_0 (h — толщина пласта, охваченная заводнением). Поэтому при дальнейшем расчете принимаем, что

$$h = \eta_2 h_0 = 0,75 \cdot 16 = 12 \text{ м.}$$

Далее семиточечный элемент условно заменяем на круговой равной площади и, следовательно, считаем, что движение жидкостей плоскорадиальное. Радиус такого элемента определим из условия равенства площадей исходного семиточечного и эквивалентного ему кругового элемента:

$$S_3 = \frac{3\sqrt{3}}{2} a^2 \cong 90\,000 \text{ м}^2,$$

$$r_k = \sqrt{\frac{S_3}{\pi}} = 169,25 \text{ м}.$$

В соответствии с теорией фильтрации несжимаемых, взаимно нерастворимых жидкостей [2] уравнение для определения водонасыщенности s как функции радиуса r и времени t имеет вид

$$m \frac{\partial s}{\partial t} + \frac{qf'(s)}{2\pi rh} \frac{\partial s}{\partial r} = 0. \quad (3.37)$$

Для решения этого уравнения необходимо знать начальные и граничные условия.

В начальный момент времени $t = 0$ по условию задачи водонасыщенность пласта s равна насыщенности связанной воды, т. е.

$$s(r, 0) = s_{св} = 0,2.$$

После того, как в нагнетательную скважину радиусом r_c начинается непрерывная закачка воды,

$$s(r_c, t) = s_* = 0,75.$$

В соответствии с теорией фильтрации решение уравнения (3.37) имеет вид

$$f'(s) = \frac{m\pi hr^2}{qt}, \quad s_{\phi} \leq s \leq s_*, \quad (3.38)$$

где

$$f(s) = \frac{{}^t k_B(s)}{k_B(s) + \frac{\mu_B}{\mu_H} k_H(s)},$$

s_{Φ} — водонасыщенность на фронте вытеснения нефти водой, определяемая из соотношения

$$f'(s_{\Phi}) = \frac{f(s_{\Phi})}{s_{\Phi} - s_{св}}. \quad (3.39)$$

Δ Распределение водонасыщенности в пласте можно найти аналитически, исходя из формул (3.38), (3.39). Однако это довольно громоздкий метод решения. Проще воспользоваться графоаналитическим методом, изложенным в задаче 3.13К. Пользуясь данными нам по условию задачи зависимостями относительных фазовых проницаемостей $k_n(s)$ и $k_b(s)$, построим в соответствии с формулой (3.38) зависимость $f(s)$ (рис. 39). Легко видеть, что в результате решения уравнения (3.39) получаем значение водонасыщенности (в точке пересечения касательной, проведенной из точки $s = s_{св}$ к кривой $f(s)$).

Проводя касательную к кривой $f(s)$ из точки $s = s_{св}$, находим, что $s_{\Phi} = 0,5$, $f(s_{\Phi}) = 0,765$, $f'(s_{\Phi}) = 2,55$.

До тех пор, пока фронт вытеснения нефти водой не дойдет до внешней границы элемента $r = r_k$, из пласта будет добываться чистая нефть. В момент времени $t = t_*$, когда фронт вытеснения подойдет к границе элемента r_k , начнется вторая стадия разработки элемента — стадия добычи обводненной продукции. Определим этот момент, воспользовавшись соотношением (3.38), в котором положим $r = r_k$. Имеем

$$t_* = \frac{m\pi hr_k^2}{qf'(s_{\Phi})} = \frac{V_{\pi}}{qf'(s_{\Phi})}.$$

Здесь V_{π} — объем пор пласта, охваченных заводнением. Подставляя в последнее выражение заданные по условию задачи значения и значение $f'(s_{\Phi})$, найдем

$$t_* = \frac{0,2 \cdot 12 \cdot 90\,000}{250 \cdot 2,55} = 339 \text{ сут} = 0,928 \text{ года}.$$

Для определения технологических показателей разработки элемента при $t > t_*$ поступим таким образом, как и в задаче 2.13К. А именно, будем предполагать, что при $t > t_*$ фронт вытеснения нефти водой существует как фиктивный, т. е. кажущийся фронт вытеснения при $r > r_k$. Обозначим водонасыщенность на границе элемента $r = r_k$ через \bar{s} . Используя изложенное предположение, получим очевидные соотношения для моментов времени $t > t_*$:

$$f'(\bar{s}) = \frac{V_{\pi}}{qt},$$

$$f'(s_{\Phi}) = \frac{V_{\pi}}{qt_*},$$

откуда

$$\frac{f'(\bar{s})}{f'(s_{\Phi})} = \frac{t_*}{t}. \quad (3.40)$$

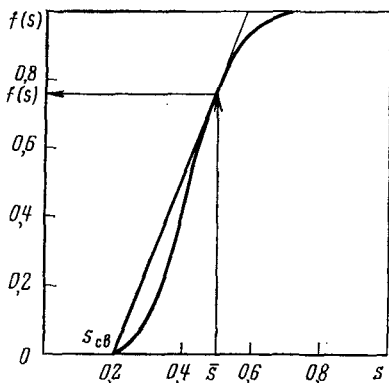


Рис. 39. Зависимость функции $f(s)$ от насыщенности

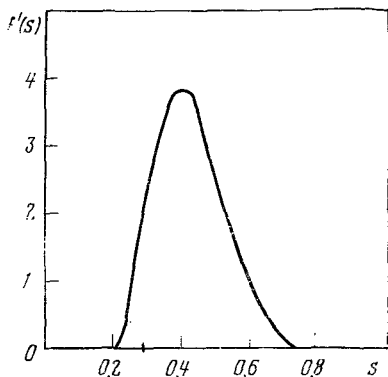


Рис. 40. Зависимость функции $f'(s)$ от насыщенности

Соотношение (3.40) служит для определения \bar{s} . Воспользуемся графоаналитическим методом для отыскания \bar{s} при $t > t_*$.

Задаваясь различными значениями t и зная t_* и $f'(s_*)$, по формуле (3.40) находим значение $f'(\bar{s})$ и соответствующие им значения водонасыщенности \bar{s} (рис. 40). Определяя по найденному значению \bar{s} значение $f(\bar{s})$ (см. рис. 39), находим обводненность добываемой в момент времени t продукции v_3 , которая равна $f(\bar{s})$, т. е. $v_3 = f(\bar{s})$.

Текущая добыча нефти из элемента $q_{н3}$, приведенная к пластовым условиям, при $t > t_*$

$$q_{н3} = q(1 - v_3),$$

добыча воды

$$q_{в3} = qv_3.$$

Текущая нефтеотдача η_3 для элемента разработки определяется следующим образом:

$$\eta_3 = \frac{\int_0^t q_{н3}(t) dt}{m\pi h_0 r_K^2 (1 - s_{св})}. \quad (3.41)$$

Вычисления по формуле (3.41) связаны с интегрированием (графическим или численным) функции $q_{н3}(t)$, что вносит некоторую неточность в расчет. Более точный результат можно получить, если воспользоваться соотношением

$$\eta_3 = \frac{2\pi m h \int_{r_c}^{r_K} (s - s_{св}) r dr}{m\pi h_0 r_K^2 (1 - s_{св})}$$

и вычислить интеграл, входящий в числитель этого выражения. При этом формула для расчета текущего коэффициента нефтеотдачи η_3 примет вид

$$\sqrt{\eta_3} = \frac{\left\{ \frac{qt}{V_{II}} [1 - sf'(\bar{s}) - f(\bar{s})] - s_{CB} \right\} h}{(1 - s_{CB}) h_0} \quad (3.42)$$

Здесь V_{II} — объем элемента пласта, охваченный заводнением. Формула (3.42) удобна тем, что свободна от интегралов и входящие в нее величины \bar{s} , $f(\bar{s})$ и $f'(\bar{s})$ уже известны заранее.

В табл. 22 даны значения $f'(\bar{s})$, \bar{s} , η_3 , q_{H3} , q_{B3} и η_3 для некоторых значений времени t . На рис. 41 приведены зависимости q_{H3} и η_3 от времени t .

Таблица 22

t , годы	$f'(\bar{s})$	\bar{s}	$f(\bar{s})$	q_{H3} , м ³ /сут	q_{B3} , м ³ /сут	η_3
0,0	0,0	0,200	0,0	250,00	0,00	0,000
0,5	0,0	0,200	0,0	250,00	0,00	0,198
1,0	2,366	0,510	0,795	51,25	198,75	0,371
1,5	1,578	0,555	0,892	27,00	223,00	0,397
2,0	1,183	0,585	0,935	16,25	233,75	0,412
2,5	0,947	0,605	0,950	12,50	237,50	0,429
3,0	0,792	0,614	0,960	10,00	240,00	0,440
3,5	0,676	0,630	0,968	8,00	242,00	0,447
4,0	0,592	0,640	0,973	6,75	243,25	0,455
4,5	0,528	0,645	0,977	5,75	244,25	0,460
5,0	0,475	0,652	0,980	5,00	245,00	0,465
5,5	0,430	0,657	0,982	4,50	245,50	0,467
6,0	0,395	0,660	0,984	4,00	246,00	0,470
6,5	0,364	0,665	0,986	3,50	246,50	0,472

Определим показатели разработки месторождения в целом с учетом последовательности ввода элементов в разработку. Для этого используем ту же методику подсчета показателей разработки, что и в ранее решенных задачах. В табл. 23 приведена добыча нефти по группам элементов и по месторождению в целом, а в табл. 24 — добыча воды.

На рис. 42 показана динамика добычи нефти и обводненности продукции по месторождению в целом.

Задача 3.16К. Как и в предыдущей задаче, нефтяное месторождение площадью нефтеносности $S = 3200 \cdot 10^4$ м² запланировано разрабатывать с помощью заводнения. В качестве исходной выбрана семиточечная схема расположения скважин, т. е. каждый элемент системы содержит одну нагнетательную и две добывающие скважины.

Месторождение вводится в разработку за 2,5 года, причем каждые 0,5 года вводится в эксплуатацию по 20 элементов. Объектом разработки является нефтенасыщенный пласт толщиной $h_0 = 20$ м,

Таблица 23

Время t с начала разработки, годы	Добыча нефти (м ³ /сут) по группам элементов				Добыча нефти из место- рождения, м ³ /сут
	1	2	3	4	
0,0	250,0	—	—	—	250,00
0,5	250,00	250,00	—	—	500,00
1,0	51,25	250,00	250,00	—	551,25
1,5	27,00	51,25	250,00	250,00	578,25
2,0	16,25	27,00	51,25	250,00	344,50
2,5	12,50	16,25	27,00	51,25	107,00
3,0	10,00	12,50	16,25	27,00	65,75
3,5	8,00	10,00	12,50	16,25	46,75
4,0	6,75	8,00	10,00	12,50	37,25
4,5	5,75	6,75	8,00	10,00	30,50
5,0	5,00	5,75	6,75	8,00	25,50
5,5	4,50	5,00	5,75	6,75	22,00
6,0	4,00	4,50	5,00	5,75	19,25
6,5	3,50	4,00	4,50	5,00	17,00
7,0	—	3,50	4,00	4,50	12,00
7,5	—	—	3,50	4,00	7,50
8,0	—	—	—	3,50	3,50

Таблица 24

Время t с начала разработки, годы	Добыча воды (м ³ /сут) по группам элементов				Добыча воды из место- рождения, м ³ /сут
	1	2	3	4	
0,0	—	—	—	—	—
0,5	—	—	—	—	—
1,0	198,75	—	—	—	198,75
1,5	223,00	198,75	—	—	421,75
2,0	237,75	223,00	198,75	—	655,50
2,5	237,50	233,75	223,00	198,75	893,00
3,0	240,00	237,50	233,75	223,00	934,25
3,5	242,00	240,00	237,50	233,75	953,25
4,0	243,25	242,00	240,00	237,50	962,75
4,5	244,25	243,25	242,00	240,00	969,50
5,0	245,00	244,25	243,25	242,00	974,50
5,5	245,50	245,00	244,25	243,25	978,00
6,0	246,00	245,50	245,00	244,25	980,25
6,5	246,50	246,00	245,50	245,00	983,00
7,0	—	246,50	246,00	245,50	738,00
7,5	—	—	246,50	246,00	492,50
8,0	—	—	—	246,50	246,50

сложенный однородными по проницаемости терригенными коллекторами пористостью $m = 0,25$. Начальная водонасыщенность пласта $s_{св} = 0,20$. Вязкости нефти и воды в пластовых условиях равны, соответственно, 3 мПа·с и 1 мПа·с.

Данные лабораторных исследований по измерению относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды в зависимости от

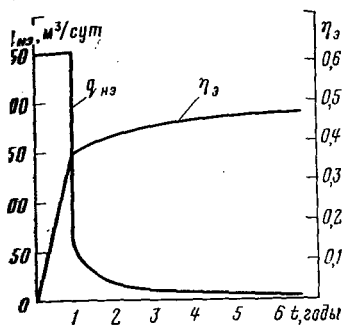


Рис. 41. Зависимости $q_{нз}$ и $\eta_э$ от времени t

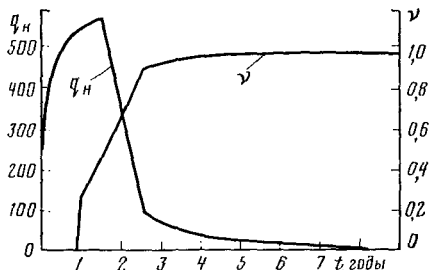


Рис. 42. Зависимости дебита нефти $q_н$ и обводненности ν для месторождения от времени t

водонасыщенности коллектора s приведены ниже. В соответствии с результатами этих исследований остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти водой определена равной 0,25.

Водонасыщенность s	Относительные фазовые проницаемости		Водонасыщенность s	Относительные фазовые проницаемости	
	$k_B (s)$	$k_H (s)$		$k_B (s)$	$k_H (s)$
0,2	0	1,0	0,50	0,141	0,212
0,25	0,0039	0,826	0,55	0,191	0,137
0,30	0,0156	0,673	0,60	0,250	0,079
0,35	0,0350	0,553	0,65	0,316	0,036
0,40	0,0625	0,410	0,70	0,390	0,010
0,45	0,0976	0,303	0,75	0,472	0

В соответствии с проектом разработки в каждую нагнетательную скважину закачивается вода с темпом $q = 200 \text{ м}^3/\text{сут}$. Предельная обводненность добываемой продукции составляет 98 %. Коэффициент охвата пласта заводнением η_2 принят по проекту равным 0,78.

Определить расстояние между скважинами в семиточечном элементе и динамику добычи нефти, воды, обводненности добываемой продукции и текущий коэффициент нефтеотдачи для элемента системы разработки и для всего месторождения в целом.

Задача 3.17К. В соответствии с проектом разработки нефтяное месторождение площадью нефтеносности $S = 600 \cdot 10^4 \text{ м}^2$ решено разрабатывать с помощью заводнения при пятиточечной системе расположения скважин. Проектом выделено два самостоятельных объекта разработки. К первому объекту относится нефтенасыщенный пласт, сложенный песчаниками и обладающий параметрами: пористость $m = 0,27$, начальная водонасыщенность $s_{св1} = 0,2$, толщина пласта $h_{01} = 16 \text{ м}$. Второй объект разработки — нижележащий нефтенасыщенный пласт толщиной $h_{02} = 10 \text{ м}$, сложенный алевролитами пористостью $m = 0,21$ с начальной водонасыщенностью $s_{св2} = s_{св1} = 0,2$.

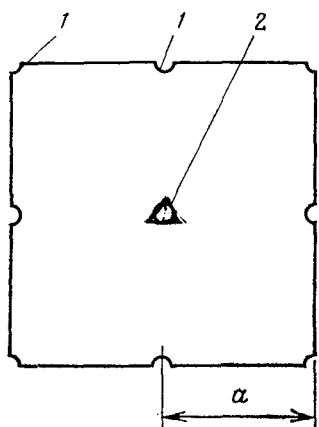


Рис. 43. Схема девяти-точечного элемента расположения скважин:

1 — добывающие скважины; 2 — нагнетательная скважина

Математическая обработка результатов лабораторных экспериментов по вытеснению нефти водой показала, что как для песчаников, так и для алевролитов зависимость относительных фазовых проницаемостей от водонасыщенности s имеет вид

$$k_H(s) = \left(\frac{s_* - s}{s_* - s_{св}} \right)^2,$$

$$k_B(s) = \left(\frac{s - s_{св}}{1 - s_{св}} \right)^2,$$

где $s_* = 0,75$.

На первом объекте разработки запланировано введение 100 элементов с темпом их ввода в эксплуатацию по 20 элементов за каждые 0,5 года. Темп закачки воды q_1 в нагнетательные скважины первого объекта запроектирован равным $250 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Второй объект разработки, в соответствии с проектом, будет содержать 120 элементов. Темп ввода элементов в разработку — 30 элементов за 0,5 года. Темп закачки воды q_2 в нагнетательные скважины второго объекта запроектирован равным $200 \text{ м}^3/\text{сут}$. Коэффициенты охвата пластов заводнением по проекту для первого и второго объектов приняты соответственно равными 0,8 и 0,65.

Определить расстояние между скважинами по первому и второму объектам разработки и технологические показатели разработки (температура добычи нефти, воды, обводненности продукции и текущий коэффициент нефтеотдачи) первого и второго объектов и всего месторождения в целом. При расчете принять, что скважины выбывают из эксплуатации при обводненности продукции, равной 96 %.

Задача 3.18К. Нефтяное месторождение площадью нефтеносности $s = 4000 \cdot 10^4 \text{ м}^2$ запланировано к доработке с помощью заводнения при девятиточечной схеме расположения скважин. Расстояние a между добывающими скважинами в элементе равно 200 м (рис. 43).

Месторождение вводится в разработку за 4 года. Примем, что за каждые 0,5 года вводится в действие по 20 элементов. Разрабатываемый пласт месторождения имеет следующие параметры: эффективная нефтенасыщенная толщина $h_0 = 15 \text{ м}$, пористость $m = 0,23$. Средневзвешенная по объему пласта водонасыщенность составляет 0,55 при начальной (связанной) водонасыщенности $s_{св} = 0,2$. Вязкости нефти μ_H и воды μ_B в пластовых условиях равны соответственно $4 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ и $1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$.

Нефтенасыщенный пласт однороден по проницаемости. Относительные проницаемости для нефти $k_H(s)$ и воды $k_B(s)$, определенные лабораторными экспериментами по вытеснению нефти водой,

можно представить в виде аналитических зависимостей $k_H(s)$ и $k_B(s)$ следующим образом:

$$k_H = \left(\frac{s_* - s}{s_* - s_{CB}} \right)^{3/2},$$

$$k_B = \begin{cases} a \left(\frac{s - s_{CB}}{s_* - s_{CB}} \right)^2 & \text{при } s_{CB} \leq s \leq s_1, \\ b \left(\frac{s - s_{CB}}{s_* - s_{CB}} \right)^{1/2} & \text{при } s_1 \leq s \leq 1, \end{cases}$$

где $s_* = 0,8$; $s_1 = 0,55$.

Темп закачки воды в нагнетательные скважины запроектирован равным $2,89 \cdot 10^{-3}$ м³/с. Коэффициент охвата пласта заводнением $\eta_2 = 0,8$.

Определить изменение во времени добычи нефти, воды, обводненности продукции, прирост коэффициента нефтеотдачи (по отношению к коэффициенту нефтеотдачи, достигнутому на ранней стадии разработки) и текущую нефтеотдачу для девятиточечного элемента и месторождения в целом.

§ 4. ЭМПИРИЧЕСКАЯ МЕТОДИКА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЗАВОДНЕНИЯ

В задачах 3.19К—3.20К используют эмпирическую методику расчета показателей разработки нефтяных месторождений с применением заводнения, аналогичную методике при решении задачи 2.11К.

Задача 3.19К. Нефтяное месторождение, содержащее геологические запасы нефти, объемом $V_H = 150 \cdot 10^6$ м³ в пластовых условиях разрабатывается с применением заводнения при семиточечном расположении скважин, предусмотренном технологической схемой. В результате изучения строения продуктивного пласта, создания модели его разработки и на основе фактических данных разработки месторождения в начальный период определена зависимость текущей обводненности продукции v от текущей нефтеотдачи η для месторождения в целом (обводненность и нефтеотдача приведены к пластовым условиям). Считается, что при принятой схеме расположения скважин эта зависимость будет оставаться справедливой в течение всего срока разработки месторождения. Зависимость текущей обводненности от нефтеотдачи имеет следующий вид:

$$\left. \begin{aligned} v &= 0 & \text{при } 0 \leq \eta \leq 0,1; \\ v &= a(\eta - 0,1)^2 & \text{при } 0,1 \leq \eta \leq 0,5; \\ v &= b\eta^{1,2} & \text{при } 0,5 \leq \eta \leq 0,7; \\ & \text{при } \eta = 0,7 & v = 1. \end{aligned} \right\}$$

Требуется определить для рассматриваемого месторождения зависимость от времени t добычи нефти, воды, обводненности продукции и нефтеотдачи при заданном изменении добычи жидкости, $q_{ж} = q_{ж}(t)$. При этом $q_{ж} = \alpha t$ при $0 \leq t \leq t_*$, $q_{ж} = \alpha t_* + A(t - t_*)^{1/4}$ при $t > t_*$.

В приведенных формулах t_* — время начала обводнения продукции месторождения; $\alpha = 40 \cdot 10^{-10} \text{ м}^3/\text{с}^2$; $A = 0,0805 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3/\text{с}^{1/4}$.

Решение. Прежде всего определим значения параметров a и b . Из условия задачи имеем $0,7^{1/2} b = 1$. Отсюда $b = 1,195$. Параметр a определим, используя приведенное условие, а именно

$$1,195 \cdot 0,5^{1/2} = a(0,5 - 0,1)^2 = a0,4^2 = a0,16.$$

$$a = \frac{1,195 \cdot 0,5^{1/2}}{0,16} = \frac{1,195 \cdot 0,707}{0,16} = 5,28.$$

Таким образом,

$$v = 0 \quad \text{при} \quad 0 \leq \eta \leq 0,1;$$

$$v = 5,28(\eta - 0,1)^2 \quad \text{при} \quad 0,1 \leq \eta \leq 0,5;$$

$$v = 1,195\eta^{1/2} \quad \text{при} \quad 0,5 \leq \eta \leq 0,7.$$

Обозначим $v = f(\eta)$. Аналогично решению задачи 2.11К имеем соотношение для определения зависимости текущей нефтеотдачи от времени

$$\int_0^\eta \frac{d\eta}{1 - f(\eta)} = \frac{1}{G} \int_0^t q_{ж}(t) dt,$$

где G — геологические запасы нефти в разрабатываемых пластах месторождения.

В соответствии с законом изменения $v = f(\eta)$ будем считать первым периодом разработки период времени, когда $v = 0$, а $0 \leq \eta \leq 0,1$. Из приведенного соотношения в данном периоде получаем, что

$$\int_0^\eta d\eta = \eta = \frac{\alpha}{G} \int_0^t t dt = \frac{\alpha t^2}{2G}.$$

Этот период длится до $t = t_*$.

$$t_* = \left(\frac{2G\eta_0}{\alpha} \right)^{1/2}, \quad (3.43)$$

где η_0 — безводная нефтеотдача (в данном случае $\eta_0 = 0,1$).

Подставляя значения величин, получаем

$$t_* = \left(\frac{2 \cdot 150 \cdot 10^6 \cdot 0,1}{40 \cdot 10^{-10}} \right)^{1/2} = 0,866 \cdot 10^8 \text{ с} = 0,746 \text{ года}.$$

Во втором периоде при $0,1 \leq \eta \leq 0,5$ имеем

$$\eta_0 + \int_{\eta_0}^{\eta} \frac{d\eta}{1 - a(\eta - \eta_0)^2} = \frac{\alpha t_*^2}{2G} + \frac{A}{G} \int_{t_*}^t (t - t_*)^{1/4} dt. \quad (3.44)$$

Обозначим

$$J_1 = \int_{\eta_0}^{\eta} \frac{d\eta}{1 - a(\eta - \eta_0)^2} = \frac{1}{2\sqrt{a}} \ln \frac{1 + \sqrt{a}(\eta - \eta_0)}{1 - \sqrt{a}(\eta - \eta_0)}.$$

В третьем периоде при $0,5 \leq \eta \leq 0,7$

$$\begin{aligned} \eta_0 + \frac{1}{2\sqrt{a}} \ln \frac{1 + \sqrt{a}(\bar{\eta} - \eta_0)}{1 - \sqrt{a}(\bar{\eta} - \eta_0)} + \int_{\bar{\eta}}^{\eta} \frac{d\eta}{1 - b\eta^{1/2}} \\ = \frac{\alpha t_*^2}{2G} + \frac{A}{G} \int_{t_*}^t (t - t_*)^{1/4} dt, \quad \bar{\eta} = 0,5. \end{aligned} \quad (3.45)$$

Обозначим

$$J_2 = \int_{\bar{\eta}}^{\eta} \frac{d\eta}{1 - b\sqrt{\eta}}.$$

Имеем

$$J_2 = \frac{2}{b^2} \left[\ln \frac{1 - b\sqrt{\eta}}{1 - b\sqrt{\bar{\eta}}} - b(\sqrt{\eta} - \sqrt{\bar{\eta}}) \right].$$

Обозначим

$$J_3 = \frac{A}{G} \int_{t_*}^t (t - t_*)^{1/4} dt = \frac{0,8A}{G} (t - t_*)^{5/4}.$$

Определим зависимость $\eta = \eta(t)$, которая не во всех периодах может быть выражена в явной форме. Поэтому поступим следующим образом. Прежде всего найдем значения интегралов J_1 и J_2 при соответствующих значениях η . Эти значения даны в табл. 25.

Таблица 25

η	J_1	$\eta_0 + J_1$	η	J_2	$\eta_0 + J_1(\bar{\eta}) + J_2$
0,1	0	0,100	0,55	0,3752	1,1645
0,15	0,0502	0,1502	0,60	0,9157	1,7050
0,20	0,1018	0,2018	0,65	1,8563	2,6456
0,25	0,1564	0,2564	0,67	2,556	3,3453
0,30	0,2162	0,3162	—	—	—
0,35	0,2847	0,3847	—	—	—
0,40	0,3885	0,4685	—	—	—
0,45	0,4834	0,5834	—	—	—
0,50	0,6893	0,7893	—	—	—

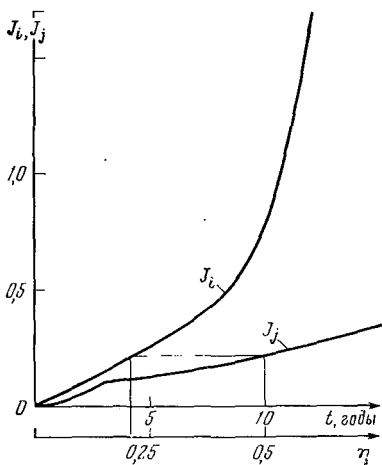
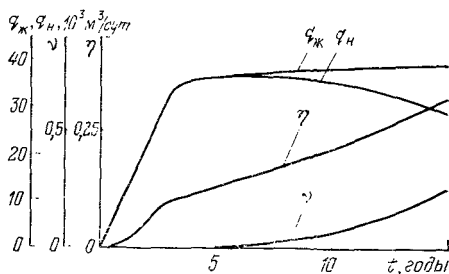


Рис. 44. Зависимости функций J_i , J_j от текущей нефтеотдачи и времени t

Рис. 45. Показатели разработки месторождения



С учетом условий задачи получаем выражение

$$J_3 = \frac{A}{G} \int_{t_*}^t (t - t_*)^4 dt = \frac{0,8 \cdot 0,0805 \cdot 10^{-2} \cdot 10^{8 \cdot 5/4}}{1,5 \cdot 10^8} (t - t_*)^{5/4} = 0,04293 (t - t_*)^{5/4}.$$

Значения времени t и t_* в приведенную формулу следует подставлять в единицах, кратных 10^8 с.

Построим зависимость $J_i = \eta$, $\eta_0 + J_1$, $\eta_0 + J_1(\eta) + J_2$ как функцию η и зависимость $J_j = \alpha t^2 / 2G$, $\alpha t_*^2 / 2G \times J_3$ как функцию времени t . При этом для функций J_i , J_j выберем по оси ординат одинаковый масштаб. Графики J_i , J_j показаны на рис. 44, где отложены текущая нефтеотдача η и время t по оси абсцисс. Задавая значением времени t и проведя линию, параллельную оси ординат на рис. 44, до пересечения с кривой J_j , получаем значение J_j . Затем следует провести прямую, параллельную оси абсцисс, до пересечения ее с кривой J_i и найти точку на оси абсцисс, в которой получим значение η . Процедура определения значений η , соответствующих заданным значениям t , показана стрелками на рис. 44.

Затем по найденным значениям η по приведенным формулам находим v . Текущие дебиты воды, нефти и жидкости вычисляют также по данным выше формулам. Значения найденных указанным способом величин приведены в табл. 26, а также на рис. 45, откуда видно, что при $t = 15$ лет текущая нефтеотдача $\eta = 0,323$, а обводненность продукции $v = 0,263$.

Разработка данного месторождения еще может осуществляться довольно длительное время, но при высокой обводненности продукции.

Задача 3.20К. При расчете параметров разработки нефтяного месторождения со смешанной системой разработки площадь

Таблица 26

<i>t</i> , годы	$q_{ж}^*$ 10 ³ м ³ /сут	$q_{н}^*$ 10 ³ м ³ /сут	$q_{н}'$ 10 ³ м ³ /сут	<i>v</i>	η
1	10,90	10,00	0	0	0,0085
2	21,80	21,80	0	0	0,055
3	33,63	33,63	0	0	0,110
4	35,44	35,42	0,021	0,0006	0,111
5	36,32	36,20	0,120	0,0033	0,125
6	36,93	36,53	0,395	0,0107	0,145
7	37,45	36,66	0,786	0,021	0,163
8	37,82	36,61	1,210	0,032	0,178
9	38,17	36,34	1,830	0,048	0,195
10	38,48	36,02	2,463	0,064	0,210
11	38,76	35,20	3,570	0,092	0,232
12	39,02	34,06	4,960	0,127	0,255
13	39,25	32,70	6,550	0,167	0,278
14	39,48	31,15	8,330	0,211	0,300
15	39,68	29,24	10,440	0,263	0,323

нефтеносности можно разделить на три отдельные части, каждая из которых характеризуется своей зависимостью текущей обводненности продукции v от нефтеотдачи η . Общая форма зависимости $v = f(\eta)$ имеет, как и в задаче 3.19К, следующий вид:

$$v = 0 \quad \text{при} \quad 0 \leq \eta \leq \eta_0;$$

$$v = a(\eta - \eta_0)^2 \quad \text{при} \quad \eta_0 \leq \eta \leq \bar{\eta};$$

$$v = a\eta^{1^2} \quad \text{при} \quad \bar{\eta} \leq \eta \leq \eta_{*}.$$

При этом для первой части месторождения $\eta_{01} = 0,15$; $\bar{\eta}_1 = 0,5$; $\eta_{*1} = 0,75$. Для второй части $\eta_{02} = 0,05$; $\bar{\eta}_2 = 0,5$; $\eta_{*2} = 0,8$. Для третьей части $\eta_{03} = 0$; $\bar{\eta}_3 = 0,4$; $\eta_{*3} = 0,5$.

Геологические запасы нефти в первой части месторождения $V_{н1} = 50 \cdot 10^6$ м³, во второй части $V_{н2} = 80 \cdot 10^6$ м³, а в третьей части $V_{н3} = 150 \cdot 10^6$ м³. Добыча жидкости из частей месторождения изменяется во времени следующим образом:

в первой части месторождения

$$q_{ж1} = A_1 t^{1^4}, \quad A_1 = 0,03 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3/\text{с}^{1^4};$$

во второй части месторождения

$$q_{ж2} = A_2 t^{1^4}, \quad A_2 = 0,04 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3/\text{с}^{1^4};$$

в третьей части месторождения

$$q_{ж3} = A_3 t^{1^4}, \quad A_3 = 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}^{1^4}.$$

Требуется рассчитать изменение во времени добычи жидкости, нефти, воды, обводненности продукции и текущей нефтеотдачи для отдельных частей и всего месторождения за период времени, продолжающийся от начала ввода месторождения в разработку до $t = 25$ лет.

дований установлено, что остаточная нефтенасыщенность $S_{н\text{ост}}^*$ при вытеснении нефти раствором активной примеси меньше, чем $S_{н\text{ост}}$ при вытеснении нефти обычной водой. Установлено также, что наличие активной примеси увеличивает вязкость водной и уменьшает вязкость нефтяной фаз.

Доказать с помощью графо-аналитической методики, что фронт активной примеси отстает от фронта вытеснения нефти водой. Сформулировать условия, при которых фронт концентрации активной примеси будет совпадать с фронтом вытеснения нефти водой.

У к а з а н и е. В процессе решения использовать зависимости относительных фазовых проницаемостей для нефтяной и водной фаз, приведенные в задаче 6.8К.

З а д а ч а 6.15Н. В пласт с начальной водонасыщенностью $S_{св}$, расстоянием l между линией нагнетания и отбора, шириной b , нефтенасыщенной толщиной h , пористостью m закачивается оторочка ПАВ размером 0,2 порового объема пласта с концентрацией ПАВ в ней c^0 и расходом q . Оторочка проталкивается по пласту водой, закачиваемой с тем же расходом q .

Зависимости количеств адсорбируемого и десорбируемого веществ от концентрации c водного раствора ПАВ имеют вид

$$a(c) = \alpha c;$$

$$\tilde{a}(c) = \tilde{\alpha}c + (\alpha - \tilde{\alpha})c^0.$$

ПАВ не растворяется в нефти. Вязкость водного раствора ПАВ не зависит от его концентрации и равна вязкости воды.

Пользуясь методом материального баланса, получить систему дифференциальных уравнений, описывающих процесс вытеснения нефти оторочкой водного раствора ПАВ, и сформулировать соответствующие начальные и граничные условия. Движение жидкости считать прямолинейно-параллельным, а сами жидкости — несжимаемыми.

З а д а ч а 6.16Н. В водонасыщенный участок пласта толщиной h , шириной b и пористостью m , ограниченный нагнетательной и добывающей галереями, расположенными на расстоянии l друг от друга, закачивается оторочка водного раствора полиакриламида (ПАА) с расходом q и концентрацией закачиваемого раствора c^0 , который затем проталкивается водой. ПАА адсорбируется на поверхности породы по закону, формула которого имеет вид (изотерма сорбции Лэнгмюра)

$$a(c) = \alpha c / (1 + \beta c).$$

На стадии проталкивания оторочки водой происходит десорбция ПАА, при этом

$$\tilde{a}(c) = \frac{\tilde{\alpha}c}{1 + \beta c} + \frac{(\alpha - \tilde{\alpha})c^0}{1 + \beta c^0}.$$

Вывести дифференциальные уравнения баланса концентрации ПАА в пласте и определить соответствующие начальные и гранич-

ные условия и, пользуясь методом конечных разностей, построить алгоритм решения поставленной задачи. Использовать явную конечно-разностную схему.

У к а з а н и е. При выводе уравнений баланса воспользоваться решением задачи 6.5.

З а д а ч а 6.17Н. В водонасыщенный пласт толщиной h и пористостью m через скважину радиусом r_c , расположенную в центре, закачивается оторочка водного раствора ПАВ с расходом q и концентрацией c^0 . После создания оторочки она проталкивается по пласту водой. ПАВ сорбируется на поверхности породы по закону Генри, формула которого имеет вид

$$a(c) = \alpha c.$$

На стадии проталкивания оторочки водой происходит частичная десорбция ПАВ, при этом

$$\tilde{a}(c) = \tilde{\alpha} c + (\alpha - \tilde{\alpha}) c^0.$$

Жидкость отбирают через добывающую галерею, расположенную на расстоянии r_k от центра нагнетательной скважины.

Составить программу расчетов оптимального объема оторочки ПАВ, потребного объема ПАВ, времени создания оторочки и момента подхода ее фронта к линии отбора. Программу составить на языке «Фортран».

У к а з а н и е. При выводе расчетных формул воспользоваться указанием к задаче 6.6 и решениями, приведенными в задачах 6.3 и 6.5.

ПЛАНИРОВАНИЕ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 1. ТЕКУЩЕЕ ПЛАНИРОВАНИЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ

В нефтяной промышленности главным предметом планирования является добыча нефти. При этом возникает задача расчета добычи нефти на предстоящий период с учетом различных возможностей, касающихся прироста извлекаемых запасов нефти, темпов разработки, объемов бурения и т. д., влияющих на добычу нефти.

В задачах 7.1—7.5 рассмотрены расчет добычи нефти, обеспеченность извлекаемыми запасами, а также расчет числа скважин, необходимых для получения заданной добычи нефти.

Задача 7.1. Разведка и ввод в разработку запасов нефти в нефтегазодобывающем регионе осуществляется согласно плану геологоразведочных работ и их эффективности таким образом, что в период времени $0 \leq t \leq t_1$ скорость поступления запасов нефти из разведки и ввода их в разработку $g_3(t)$ происходит по закону, формула которого имеет вид

$$g_3(t) = \alpha t. \quad (7.1)$$

При $t > t_1$ значение $g_3(t) = g_{\max} = \text{const}$.

Темп разработки $z(t)$ каждого отдельного «усредненного» нефтяного месторождения, исчисляемый от извлекаемых запасов, списывается зависимостью

$$z(t) = \frac{t}{t_*^2} e^{-\frac{t}{t_*}}, \quad (7.2)$$

где t_* — момент времени разработки «усредненного» нефтяного месторождения, когда достигается максимальный темп разработки z_{\max} .

Требуется определить изменение текущей добычи нефти в регионе за 20 лет, если $\alpha = 5 \cdot 10^6$ т/год²; $t_1 = 10$ лет; $t_* = 5$ лет.

Решение. Текущую добычу нефти $q_{\text{н}}$ в нефтедобывающем регионе в предположении об усредненном темпе разработки каждого отдельного нефтяного месторождения, одинаковом для всех месторождений региона, определяем по следующей формуле:

$$q_{\text{н}} = \int_0^t g_3(\tau) z(t-\tau) d\tau. \quad (7.3)$$

Как следует из условия задачи, усредненный темп разработки $z(t)$ изменяется непрерывно во времени, скорость же поступления запасов $g_3(t)$ сначала, т. е. в периоде $0 \leq t \leq t_1$, нарастает, а затем остается постоянной. В связи с этим надо получить две формулы

для q_n , справедливые, соответственно, при $0 \leq t \leq t_1$ и при $t > t_1$.

При $0 \leq t \leq t_1$ после подстановки зависимостей (7.1) и (7.2) в (7.3) получим

$$q_{n1} = \frac{\alpha}{t_*^2} \int_0^t \tau(t-\tau) e^{-\frac{t-\tau}{t_*}} d\tau = \\ = \alpha \left[t \left(1 - e^{-\frac{t}{t_*}} \right) - 2t_* \left(1 - e^{-\frac{t}{t_*}} \right) \right].$$

Чтобы получить формулу для определения текущей добычи нефти при $t > t_1$, необходимо из q_{n1} вычесть результат, полученный из (7.3) при $t > t_1$.

Таким образом, при $t > t_1$ имеем

$$q_{n2} = \alpha \left[t \left(1 - e^{-\frac{t}{t_*}} \right) - 2t_* \left(1 - e^{-\frac{t}{t_*}} \right) \right] - \\ - \frac{\alpha}{t_*^2} \int_{t_1}^t \tau(t-\tau) e^{-\frac{t-\tau}{t_*}} d\tau + \frac{\alpha t_1}{t_*^2} \int_{t_1}^t (t-\tau) e^{-\frac{t-\tau}{t_*}} d\tau = \\ = \alpha \left[t \left(1 + e^{-\frac{t}{t_*}} \right) - 2t_* \left(1 - e^{-\frac{t}{t_*}} \right) \right] - J_1 + J_2.$$

Вычисляя интегралы J_1 и J_2 , получаем

$$J_1 = \alpha t_* \left\{ \frac{t - 2t_*}{t_*} \left[\frac{t - t_*}{t_*} - \frac{t_1 - t_*}{t_*} e^{-\frac{t-t_1}{t_*}} \right] - \right. \\ \left. - \frac{1}{t_*^2} \left(t^2 - t_1^2 e^{-\frac{t-t_1}{t_*}} \right) \right\}, \\ J_2 = \alpha t_1 \left[1 - e^{-\frac{t-t_1}{t_*}} - \frac{t-t_1}{t_*} e^{-\frac{t-t_1}{t_*}} \right].$$

Из приведенных выражений следует, что при $t = t_1$ значение $J_1 = J_2 = 0$.

Если $t \rightarrow \infty$ (т. е. при $t \gg t_1$), $J_1 \rightarrow \alpha(t - 2t_*)$, а $J_2 \rightarrow \alpha t_1$. Таким образом, из формулы для q_{n2} следует, что при $t \rightarrow \infty$ значение $q_{n2} \rightarrow \alpha t_1 = g_{\max}$.

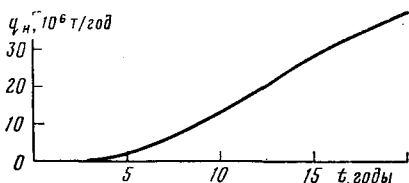
Вычислим по приведенным формулам некоторые показатели. Так, из (7.1) следует

$$g_{\max} = \alpha t_1 = 5 \cdot 10^6 \cdot 10 = 50 \cdot 10^6 \frac{\text{т}}{\text{год}}.$$

Следовательно, по условию задачи регион должен выйти спустя длительный период времени на уровень добычи в 50 млн. т нефти в год. Из (7.2) получаем

$$z_{\max} = \frac{1}{e^{t_*}} = \frac{1}{2,7183 \cdot 5} = 0,0736.$$

Рис. 83. Зависимость текущей добычи нефти в нефтедобывающем регионе от времени



Таким образом, максимальный темп разработки отдельного «усредненного» месторождения составляет около 7,4 % в год.

Результаты вычислений по приведенным формулам показывают, что спустя 3 года после начала разработки месторождений в регионе текущая добыча нефти составляет только $0,672 \cdot 10^6$ т/год, после 5 лет — $2,6 \cdot 10^6$ т/год, после 10 лет — $13,5 \cdot 10^6$ т/год и через 20 лет $39,2 \cdot 10^6$ т/год. На рис. 83 показано изменение текущей добычи нефти q_n в регионе с течением времени.

Задача 7.2. Изменение добычи нефти в нефтедобывающем регионе происходит при постоянной скорости g_0 поступления извлекаемых запасов нефти из разведки в разработку.

Темп разработки отдельного «усредненного» нефтяного месторождения определяем по зависимости (7.2). При этом $t_* = 10$ лет.

Требуется определить изменение во времени обеспеченности текущей добычи нефти извлекаемыми запасами.

Решение. Обеспеченность текущей добычи нефти Ω имеющимися в данный момент времени в регионе извлекаемыми запасами определяем по формуле

$$\Omega = N_{\text{ост}} / q_n. \quad (7.4)$$

При этом

$$N_{\text{ост}} = \int_0^t g_3(t) dt - \int_0^t q_n(t) dt.$$

В случае рассматриваемой задачи $g_3(t) = g_0 = \text{const}$. Поэтому оставшиеся в недрах извлекаемые запасы нефти на момент времени t определяем по формуле

$$N_{\text{ост}} = g_0 t - Q_n, \quad Q_n = \int_0^t q_n(t) dt.$$

Для $q_n = q_n(t)$ имеем выражение

$$q_n = -\frac{g_0}{t_*^2} \int_0^t (t - \tau) e^{-\frac{t-\tau}{t_*}} d\tau = g_0 \left(1 - e^{-\frac{t}{t_*}} \right).$$

Накопленную добычу нефти Q_n можно определить следующим образом:

$$Q_n = g_0 \int_0^t \left(1 - e^{-\frac{t}{t_*}} \right) dt = g_0 \left[t + t_* \left(e^{-\frac{t}{t_*}} - 1 \right) \right].$$

Оставшиеся извлекаемые запасы нефти в регионе

$$N_{\text{ост}} = g_0 t_* \left(2 - \frac{t_* + t}{t_*} e^{-\frac{t}{t_*}} - e^{-\frac{t}{t_*}} \right).$$

Тогда по формуле (7.4) получаем

$$\Omega = \frac{N_{\text{ост}}}{q_{\text{н}}} = \frac{t_* \left(2 - \frac{t_* + t}{t_*} e^{-\frac{t}{t_*}} - e^{-\frac{t}{t_*}} \right)}{1 - \frac{t_* + t}{t_*} e^{-\frac{t}{t_*}}}.$$

Таким образом, обеспеченность добычи нефти извлекаемыми запасами при $t = 0$ составляет $\Omega = t_* = 10$ лет, а при $t \rightarrow \infty$ — $\Omega = 2 t_* = 20$ годам.

З а д а ч а 7.3. Требуется определить изменение во времени добычи нефти и ее обеспеченности извлекаемыми запасами в нефтедобывающем регионе, если скорость поступления извлекаемых запасов из разведки в разработку изменяется следующим образом:

$$g(\tau) = \begin{cases} g_0 & \text{при } 0 \leq t \leq t_1, \\ 0 & \text{при } t > t_1. \end{cases}$$

При этом $g_0 = 100 \cdot 10^6$ т/год, а темп разработки отдельных месторождений можно определить по формуле (7.2): $t_* = 7$ лет; $t_1 = 10$ лет. Изменение $q_{\text{н}}$ и Ω определить за период в 20 лет.

У к а з а н и е . Необходимо применять методические положения, используемые при решении задач 7.1 и 7.2.

З а д а ч а 7.4. При планировании добычи нефти по нефтедобывающему объединению применена методика, согласно которой добычу нефти $q_{\text{н}}$ в новом году определяют по формуле

$$q_{\text{н}} = q_0 \bar{n}_0 K_{\text{н}} + \bar{q} n, \quad (7.5)$$

где q_0 — средний годовой дебит каждой скважины в исходном году; \bar{n}_0 — среднее число скважин в исходном году, переходящих из предыдущих лет; $K_{\text{н}}$ — коэффициент падения добычи нефти по переходящим скважинам, равный отношению среднего дебита скважин в новом году к среднему дебиту скважин в исходном году; \bar{q} — среднегодовой дебит каждой новой скважины в новом году; n — среднее число новых скважин, которые должны эксплуатироваться в новом году.

К началу планируемого года в объединении было $n_0 = 5000$ добывающих скважин, их среднегодовой дебит в исходном году составлял $q_0 = 10^4$ т/скв·год. Коэффициент падения добычи нефти $K_{\text{н}} = 0,96$.

Объединению задана на новый год плановая добыча нефти, равная $q_{\text{н}} = 50 \cdot 10^6$ т/год. Среднегодовой дебит новых скважин $q = 0,8 \cdot 10^4$ т/скв·год. Требуется определить число новых скважин, которые объединению необходимо пробурить и ввести в эксплуата-

цию в планируемом году, если предполагается, что в течение нового года выйдет из строя 100 добывающих скважин.

Решение. Необходимо определить среднее число переходящих скважин, которые будут эксплуатироваться в новом году. Имеем

$$\bar{n}_0 = \frac{5000 : (5000 - 100)}{2} = 4950.$$

По формуле (7.5) можно определить \bar{n} . Получаем

$$\bar{n} = \frac{q_n - q_0 \bar{n}_0 K_{\Pi}}{q} = \frac{50 \cdot 10^6 - 10^4 \cdot 4950 \cdot 0,96}{0,8 \cdot 10^4} = 310.$$

Это число характеризует среднее за новый год число скважин, которые следует пробурить и обустроить. Всего же за новый год нужно будет ввести в эксплуатацию $n = 2\bar{n} = 620$.

Задача 7.5. Добыча нефти по нефтедобывающему объединению в одном году составила $35 \cdot 10^6$ т, а в следующем году — $30 \cdot 10^6$ т. Добыча нефти по новым скважинам, введенным в эксплуатацию как в первом, так и во втором году, была одинаковой. Годовая добыча по переходящим скважинам во втором году уменьшилась на $5,263 \cdot 10^6$ т.

Требуется определить коэффициент падения добычи нефти K_{Π} .

Ответ: $K_{\Pi} = 0,95$.

§ 2. РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В задаче 7.6 показано, как определяются затраты на обслуживание скважин, на подготовку, перекачку и хранение продукции добывающих скважин, на насосную эксплуатацию скважин и закачку воды. Варианты задачи 7.6 — задачи 7.7—7.9. Методика расчета капитальных вложений при осуществлении заводнения приведена в задаче 7.10, варианты которой представлены в задачах 7.11—7.13. Отчисления на амортизацию и капитальный ремонт скважин, а также отчисления на геологоразведочные работы определены в задаче 7.14, варианты которой содержатся в 7.15—7.17. Расчет себестоимости нефти, удельных капитальных вложений и приведенных затрат содержится в задаче 7.18 и ее вариантах (7.19—7.21).

Задача 7.6. Месторождение разрабатывается с применением заводнения. Показатели его разработки приведены в табл. 55.

Необходимо определить эксплуатационные затраты на обслуживание скважин, затраты на перекачку и хранение нефти и воды, энергетические затраты на насосную эксплуатацию скважин и закачку воды, а также затраты на технологическую подготовку нефти в пятом году разработки залежи.

Стоимость обслуживания одной добывающей скважины $C_{10} = 14\,500$ руб/год; затраты на перекачку и хранение 1 т жидкости $C_{11} = 2,49$ руб; стоимость электроэнергии, потребляемой при закачке в пласт 1 т воды, $C_{12} = 0,5$ руб; удельные затраты на под-

Таблица 55

Годы	Добыча неф- ти, тыс. т	Добыча жид- кости, млн. т	Количество закачиваемой воды, тыс. т	Число скважин, вводимых из бурения		Весь фонд пробуренных скважин	Действующий фонд скважин	
				добы- вающих	нагнета- тельных		добы- вающих	нагнета- тельных
1	11,44	0,011	13,88	7	2	9	7	2
2	34,54	0,035	41,96	14	4	27	21	6
3	74,70	0,075	87,25	13	6	46	34	12
4	106,66	0,106	121,62	13	5	64	47	17
5	150,17	0,150	169,92	13	5	82	60	22
6	159,65	0,159	177,96	18	0	100	60	22
7	165,86	0,166	183,54	2	0	102	60	22
8	170,14	0,169	191,79	0	0	102	60	22
9	163,22	0,176	202,56	0	0	102	60	22
10	157,81	0,184	203,20	0	0	102	60	22
11	136,23	0,208	227,54	0	0	102	60	22
12	119,69	0,224	263,85	0	0	102	60	22
13	101,25	0,264	293,81	0	0	102	60	22
14	84,09	0,280	323,03	0	0	102	60	22
15	71,08	0,312	352,29	0	0	102	60	22
16	56,49	0,344	380,33	0	0	102	60	22
17	51,06	0,368	406,05	0	0	102	60	22
18	39,25	0,408	427,63	0	0	102	60	22
19	39,10	0,416	452,99	0	0	102	60	22
20	39,47	0,480	478,62	0	0	102	60	22
21	30,76	0,480	501,92	0	0	102	60	22
22	39,68	0,504	527,77	0	0	102	60	22
23	35,69	0,200	500,58	0	0	102	57	22
24	32,71	0,200	451,07	0	0	102	52	20
25	26,03	0,192	343,85	0	0	102	38	16
26	13,27	0,176	196,66	0	0	102	25	10
27	13,98	0,184	107,68	0	0	102	12	5
Всего	2124,06							

готовку 1 т нефти $C_{1c} = 2,26$ руб. Затраты на добычу 1 т жидкости $C_{11} = 0,35$ руб.

Решение. Затраты на обслуживание скважин зависят от числа эксплуатирующихся скважин в расчетном году, т. е.

$$C_o - C_{1o} n_{1d}(i), \quad (7.6)$$

где C_o — затраты на обслуживание скважин, руб; $n_{1d}(i)$ — число добывающих скважин, работающих в i -м году.

Из табл. 55 следует, что на пятом году разработки эксплуатируются 60 добывающих скважин. Следовательно,

$$C_o = 14500 \cdot 60 = 870000 \text{ руб.}$$

Затраты на перекачку и хранение нефти, а также на насосную эксплуатацию добывающих скважин зависят от объема добываемой жидкости:

$$C_{11} = C_{11n} q_{ж}(i); \quad (7.7)$$

$$C_{1c} = C_{1cn} q_{ж}(i). \quad (7.8)$$

Здесь $C_{п}$ — затраты на перекачку и хранение нефти и воды в i -м году, руб; $q_{ж}(i)$ — добыча жидкости в i -м году разработки, т; $C_{н}$ — затраты на насосную эксплуатацию в i -м году, руб.

Так как добыча жидкости в пятом году разработки залежи составляет $q_{ж}(5) = 1,5 \cdot 10^5$ т (см. табл. 53), то

$$C_{п} = 2,49 \cdot 1,5 \cdot 10^5 = 3,741 \cdot 10^5 \text{ руб};$$

$$C_{н} = 0,35 \cdot 1,5 \cdot 10^5 = 5,25 \cdot 10^4 \text{ руб}.$$

Затраты на закачку в пласт воды обусловлены объемом закачиваемой воды в соответствующем году

$$C_{в} = C_{1в} q_{в}(i), \quad (7.9)$$

где $C_{в}$ — энергетические затраты на закачку воды в пласт в i -м году, руб; $q_{в}(i)$ — количество закачанной воды в i -м году, т.

По табл. 53 находим $q_{в}(5) = 1,699 \cdot 10^5$ т. Тогда

$$C_{в} = 0,5 \cdot 1,699 \cdot 10^5 = 84\,960 \text{ руб}.$$

Затраты на технологическую подготовку нефти вычисляют исходя из количества добытой нефти

$$C_{с} = C_{1с} q_{н}(i), \quad (7.10)$$

где $C_{с}$ — затраты на технологическую подготовку нефти в i -м году, руб; $q_{н}(i)$ — добыча нефти в i -м году, т.

Поскольку $q_{н}(5) = 1,502 \cdot 10^5$ т, то

$$C_{с} = 2,26 \cdot 1,502 \cdot 10^5 = 343\,800 \text{ руб}.$$

З а д а ч а 7.7. Рассчитать затраты на обслуживание скважин, перекачку и хранение нефти и воды, энергетические на насосную эксплуатацию скважин и закачку воды, а также затраты на подготовку нефти в первый год разработки залежи с применением заводнения.

Исходные данные приведены в табл. 55 и в задаче 7.6.

О т в е т: $C_0 = 101\,500$ руб; $C_{п} = 27\,430$ руб; $C_{н} = 3850$ руб; $C_{в} = 6900$ руб; $C_{с} = 26\,080$ руб.

З а д а ч а 7.8. Вычислить затраты на обслуживание скважин, перекачку и хранение нефти и воды, энергетические на насосную эксплуатацию скважин и закачку воды, а также затраты на подготовку нефти в третьем году разработки залежи с применением заводнения.

Показатели разработки залежи приведены в табл. 55. Нормативы затрат такие же, как и в задаче 7.6.

О т в е т: $C_0 = 493\,000$ руб; $C_{п} = 187\,100$ руб; $C_{н} = 26\,260$ руб; $C_{в} = 47\,630$ руб; $C_{с} = 170\,000$ руб.

З а д а ч а 7.9 Вычислить затраты на обслуживание скважин, перекачку и хранение нефти и воды, подготовку нефти, энергетические на насосную эксплуатацию скважин и закачку воды за весь срок разработки залежи с применением заводнения (см. табл. 55).

Нормативы затрат такие же, как и в задаче 7.6.

Ответ: $C_o = 1,99 \cdot 10^7$ руб; $C_n = 1,61 \cdot 10^7$ руб; $C_n = 2,265 \times 10^6$ руб; $C_b = 3,815 \cdot 10^6$ руб; $C_c = 4,858 \cdot 10^6$ руб.

Задача 7.10. Определить объем капитальных вложений в первый год разработки залежи с применением заводнения.

Показатели разработки залежи приведены в табл. 55. Стоимость одной добывающей скважины $K_{1д} = 96\ 000$ руб; стоимость нагнетательной скважины $K_{1н} = 120\ 000$ руб; стоимость одного комплекта штангового глубинного насоса $K_{1д} = 9300$ руб; нормативный коэффициент, учитывающий капитальные вложения в сбор, транспорт и хранение продукции добывающих скважин, $K_{1т} = 57\ 100$ руб; нормативный коэффициент, учитывающий капитальные вложения в закачку воды и промышленное водоснабжение, $K_{1з} = 41\ 900$ руб; нормативный коэффициент, учитывающий капитальные вложения в электроснабжение, связь и прочее обустройство, $K_{1п} = 4600$ руб.

Решение. Капитальные вложения в бурение нагнетательных и добывающих скважин пропорциональны их числу, пробуренных в соответствующем году:

$$K_n = K_{1н} n_n(i); \quad (7.11)$$

$$K_d = K_{1д} n_d(i). \quad (7.12)$$

Здесь K_n — капитальные вложения в бурение нагнетательных скважин в i -м году разработки, руб; $n_n(i)$ — число нагнетательных скважин, пробуренных в i -м году; K_d — капитальные вложения в бурение добывающих скважин в i -м году разработки, руб; $n_d(i)$ — число добывающих скважин, пробуренных в i -м году.

Так как в первом году разработки (см. табл. 55) пробурено две нагнетательных и семь добывающих скважин, то

$$K_n = 120\ 000 \cdot 2 = 240\ 000 \text{ руб,}$$

$$K_d = 96\ 000 \cdot 7 = 672\ 000 \text{ руб.}$$

Капитальные вложения в оборудование добывающих скважин, в систему сбора, транспорта и хранение продукции добывающих скважин и капитальные вложения в электроснабжение, связь и прочее обустройство промысла прямо пропорциональны числу добывающих скважин, которые пробурены в расчетном году:

$$K_o = K_{1о} n_d(i), \quad (7.13)$$

$$K_t = K_{1т} n_d(i), \quad (7.14)$$

$$K_n = K_{1п} n_d(i), \quad (7.15)$$

где K_o — капитальные вложения в оборудование добывающих скважин штанговыми глубинными насосами, руб; K_t — капитальные вложения в систему сбора, транспорта и хранение добываю-

щих скважин, руб; K_n — капитальные вложения в электроснабжение, связь и прочее обустройство промысла, руб.

$$K_o = 9300 \cdot 7 = 65\,100 \text{ руб.}$$

$$K_T = 57\,100 \cdot 7 = 399\,700 \text{ руб.}$$

$$K_n = 4600 \cdot 7 = 32\,200 \text{ руб.}$$

Капитальные вложения в систему заводнения и промышленного водоснабжения вычисляют, исходя из числа пробуренных нагнетательных скважин,

$$K_3 = K_{13} n_n (i), \quad (7.16)$$

где K_3 — капитальные вложения в систему заводнения и промышленного водоснабжения, руб.

$$K_3 = 41\,900 \cdot 2 = 83\,800 \text{ руб.}$$

Капитальные вложения в оборудование, не входящее в смету, определяют по формуле

$$K_c = 0,1 (K_o + K_T + K_n + K_3), \quad (7.17)$$

где K_c — капитальные вложения в оборудование, не входящее в смету, руб.

$$K_c = 0,1 (65\,100 + 399\,700 + 32\,200 + 83\,800) = 58\,100 \text{ руб.}$$

Задача 7.11. Вычислить капитальные вложения во второй год разработки залежи с применением заводнения.

Исходные данные приведены в табл. 55 и в задаче 7.10.

О т в е т:

$$K_n = 4,8 \cdot 10^5 \text{ руб.}; \quad K_d = 1,344 \cdot 10^6 \text{ руб.};$$

$$K_o = 1,302 \cdot 10^5 \text{ руб.}; \quad K_T = 7,99 \cdot 10^5 \text{ руб.};$$

$$K_3 = 1,676 \cdot 10^5 \text{ руб.}; \quad K_n = 6,44 \cdot 10^4 \text{ руб.};$$

$$K_c = 1,162 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

Задача 7.12. Определить объем капитальных вложений в пятый год разработки залежи с применением заводнения.

Исходные данные приведены в табл. 55 и в задаче 7.10.

О т в е т:

$$K_n = 6 \cdot 10^5 \text{ руб.}; \quad K_d = 1,248 \cdot 10^6 \text{ руб.};$$

$$K_o = 1,2 \cdot 10^5 \text{ руб.}; \quad K_T = 7,423 \cdot 10^5 \text{ руб.};$$

$$K_3 = 2,095 \cdot 10^5 \text{ руб.}; \quad K_n = 5,98 \cdot 10^4 \text{ руб.};$$

$$K_c = 1,13 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

Задача 7.13. Определить капитальные вложения за весь срок разработки залежи с применением заводнения.

Исходные данные приведены в табл. 55 и в задаче 7.10.

О т в е т:

$K_n = 2,64 \cdot 10^6$ руб; $K_d = 7,68 \cdot 10^6$ руб;

$K_o = 7,44 \cdot 10^5$ руб; $K_T = 4,5 \cdot 10^6$ руб;

$K_s = 9,218 \cdot 10^5$ руб; $K_n = 3,68 \cdot 10^5$ руб;

$K_c = 6,6 \cdot 10^5$ руб.

З а д а ч а 7.14. Определить отчисления на амортизацию скважин и их оборудования, капитальный ремонт скважин и геолого-разведочные работы в пятом году разработки залежи с применением заводнения.

Показатели разработки приведены в табл. 55, а результаты расчетов объема капитальных вложений в табл. 56.

Таблица 56

Наименование	Капитальные вложения (тыс. руб.) по годам			
	1	2	3	4
Бурение скважин	912	1824	1968	1848
Оборудование скважин	65,1	130,2	120,9	120,9
Сбор, хранение, транспорт нефти и газа	399,7	799,4	742,3	742,3
Технологические установки для нового метода разработки	—	—	—	—
Заводнение, промводоснабжение и канализация	83,8	167,6	251,4	209,5
Прочее обустройство (электроснабжение, связь)	32,2	64,4	59,8	59,8
Оборудование, не входящее в смету	58,1	116,2	117,4	113,3
Всего	1550,9	3101,8	3259,8	3093,8

Продолжение

Наименование	Капитальные вложения (тыс. руб.) по годам			
	5	6	7	За все годы
Бурение скважин	1848	1728	102	10 320
Оборудование скважин	120,9	167,4	18,6	744
Сбор, хранение, транспорт нефти и газа	742,3	1027,8	114,2	4 568,0
Технологические установки для нового метода разработки	—	—	—	—
Заводнение, промводоснабжение и канализация	209,5	—	—	912,8
Прочее обустройство (электроснабжение, связь)	59,8	82,8	9,2	368,0
Оборудование, не входящее в смету	113,3	127,8	14,2	660,2
Всего	3093,8	3133,8	348,2	17 582

Норма отчислений на амортизацию скважин $N_a = 6,7\%$; норма отчислений на капитальный ремонт скважин $N_k = 2\%$; норма отчислений на амортизацию оборудования скважин $N_{ao} = 10,2\%$; норматив отчислений на геологоразведочные работы $N_r = 1,35$ руб/т; стоимость оборудования одной добывающей скважины $K_{10} = 9300$ руб.

Решение. Отчисления на амортизацию скважин и их капитальный ремонт зависят от накопленных капитальных вложений к расчетному году разработки залежи:

$$C_a = N_a \sum K_c(i), \quad (7.18)$$

$$C_k = N_k \sum K_c(i), \quad (7.19)$$

где C_a — отчисления на амортизацию скважин в i -м году разработки залежи, руб; $\sum K_c(i)$ — накопленные капитальные вложения в бурение нагнетательных и добывающих скважин к i -му году разработки, руб; C_k — отчисления на капитальный ремонт скважин в i -м году, руб.

Для вычисления накопленных вложений в бурение скважин необходимо по формулам (7.11) — (7.17) определить капитальные вложения за каждый год разработки, а затем их суммировать. Из табл. 55 следует, что к пятому году разработки залежи будет пробурено 22 нагнетательных и 60 добывающих скважин, поэтому накопленные капитальные вложения в бурение составят $1,848 \cdot 10^6$ руб (см. табл. 56). Тогда

$$C_a = 0,067 \cdot 1,848 \cdot 10^6 = 1,238 \cdot 10^5 \text{ руб,}$$

$$C_k = 0,02 \cdot 1,848 \cdot 10^6 = 3,696 \cdot 10^4 \text{ руб.}$$

Отчисления на амортизацию оборудования добывающих скважин прямо пропорциональны стоимости оборудования, находящегося в эксплуатации в расчетном году:

$$C_{ao} = N_{ao} n_{1д}(i) K_{10}, \quad (7.20)$$

где C_{ao} — отчисления на амортизацию оборудования скважин в i -м году разработки залежи, руб; $n_{1д}(i)$ — число добывающих скважин, эксплуатирующихся в i -м году.

В пятом году разработки эксплуатируется 60 добывающих скважин, поэтому

$$C_{ao} = 0,102 \cdot 60 \cdot 9700 = 61\,380 \text{ руб.}$$

Отчисления на геологоразведочные работы зависят от отборов нефти из залежи:

$$C_r = N_r q_n(i), \quad (7.21)$$

где C_r — отчисления на геологоразведочные работы в i -м году, руб; $q_n(i)$ — добыча нефти в i -м году, т.

Так как $q_n(5) = 1,502 \cdot 10^5$ т, то $C_r = 1,35 \cdot 1,502 \cdot 10^5 = 2,02 \times 10^5$ руб.

З а д а ч а 7.15. Определить отчисления на амортизацию скважин и их оборудование, капитальный ремонт скважин и геолого-

разведочные работы в первый год разработки залежи при заводнении.

Исходные данные для решения приведены в табл. 56 и в задаче 7.14.

О т в е т:

$$C_a = 6,1 \cdot 10^4 \text{ руб}; \quad C_k = 1,8 \cdot 10^4 \text{ руб};$$

$$C_{a0} = 7,16 \cdot 10^3 \text{ руб}; \quad C_r = 1,544 \cdot 10^4 \text{ руб}.$$

З а д а ч а 7.16. Решить задачу 7.14, но для 20-го года разработки залежи с применением заводнения.

При решении задачи следует учитывать, что срок амортизации скважин составляет 15 лет. По истечении этого срока отчисления на амортизацию скважин не производят.

О т в е т:

$$C_a = 1,287 \cdot 10^5 \text{ руб}; \quad C_k = 1,68 \cdot 10^5 \text{ руб};$$

$$C_{a0} = 6,138 \cdot 10^4 \text{ руб}; \quad C_r = 5,328 \cdot 10^4 \text{ руб}.$$

З а д а ч а 7.17. Определить отчисления на амортизацию скважин и оборудование добывающих скважин, а также на капитальный ремонт скважин и геологоразведочные работы за весь срок разработки залежи с применением заводнения.

Исходные данные для решения приведены в табл. 55 и 56 и в задаче 7.14. Следует учитывать, что отчисления на амортизацию скважин производят только в течение первых 15 лет после сдачи их в эксплуатацию.

О т в е т:

$$C_a = 1,038 \cdot 10^7 \text{ руб}; \quad C_k = 3,939 \cdot 10^6 \text{ руб};$$

$$C_{a0} = 1,405 \cdot 10^6 \text{ руб}; \quad C_r = 2,824 \cdot 10^4 \text{ руб}.$$

З а д а ч а 7.18. Вычислить себестоимость нефти, удельные капитальные вложения и приведенные затраты для пятого года разработки залежи с применением заводнения.

Исходные данные приведены в табл. 55 и 56, а также в задачах 7.6, 7.10 и 7.14.

Р е ш е н и е. Себестоимость нефти равна отношению суммы всех затрат в соответствующем году к годовой добыче нефти:

$$C_{ст} = \frac{\sum C(i)}{q_n(i)}, \quad (7.22)$$

где $C_{ст}$ — себестоимость нефти в i -м году, руб/кг; $\sum C(i)$ — сумма всех затрат в i -м году, руб.

Сумму всех затрат определяют по формуле

$$\sum C(i) = C_0 + C_n + C_n \cdot C_v + C_c + C_k + C_a + C_{a0} + C_r. \quad (7.23)$$

Затраты, входящие в (7.23), рассчитывают по формулам (7.6) — (7.10) и (7.18) — (7.21). Методика определения этих затрат изложена в задачах 7.6 и 7.14.

$\Sigma C(5) = 2,719 \cdot 10^6$ руб, тогда

$$C_{ст} = \frac{2,719 \cdot 10^6}{1,5 \cdot 10^5} = 18 \text{ руб/т.}$$

Удельные капитальные вложения равны отношению накопленных капитальных вложений к добыче нефти в соответствующем году:

$$K_{уд} = \frac{\Sigma K(i)}{q_n(i)}, \quad (7.24)$$

где $K_{уд}$ — удельные капитальные вложения в i -м году разработки залежи, руб/т; $\Sigma K(i)$ — накопленные капитальные вложения к i -му году,

$$\begin{aligned} \Sigma K(i) = & \Sigma K_n(i) + \Sigma K_d(i) + \Sigma K_o(i) + \Sigma K_T(i) + \Sigma K_3(i) + \\ & + \Sigma K_n(i) + \Sigma K_c(i), \end{aligned} \quad (7.25)$$

где $\Sigma K_n(i)$ — накопленные капитальные вложения в бурение нагнетательных скважин к i -му году разработки залежи, руб; $\Sigma K_d(i)$ — накопленные капитальные вложения в бурение добывающих скважин к i -му году разработки, руб; $\Sigma K_o(i)$ — накопленные капитальные вложения в оборудование добывающих скважин, руб; $\Sigma K_T(i)$ — накопленные капитальные вложения в систему сбора, транспорта и хранения продукции добывающих скважин, руб; $\Sigma K_3(i)$ — накопленные капитальные вложения в систему заводнения и промышленного водоснабжения, руб; $\Sigma K_n(i)$ — накопленные капитальные вложения в электроснабжение, связь и прочее обустройство промысла, руб; $\Sigma K_c(i)$ — накопленные капитальные вложения в оборудование, не входящее в смету, руб.

Капитальные вложения за каждый год разработки определяют по формулам (7.11) — (7.17). Методика их расчета изложена в задаче 7.11. Накопленные капитальные вложения к i -му году вычисляют путем суммирования капитальных вложений за все предыдущие годы разработки залежи.

Накопленные капитальные вложения к пятому году разработки залежи составят $1,41 \cdot 10^7$ руб (см. табл. 56).

Следовательно,

$$K_{уд} = \frac{1,41 \cdot 10^7}{1,5 \cdot 10^5} = 939 \text{ руб/т.}$$

Приведенные затраты вычисляют по формуле

$$C_{пр} = C_{ст} + \varepsilon K_{уд}, \quad (7.26)$$

где $C_{пр}$ — приведенные затраты, руб/кг; ε — нормативный коэф-

фициент эффективности капитальных вложений. Для нефтяной промышленности $\epsilon = 0,15$;

$$C_{\text{пр}} = 18 + 0,15 \cdot 939 = 32,2 \text{ руб/т.}$$

Задача 7.19. Вычислить себестоимость нефти, удельные капитальные вложения и приведенные затраты для первого года разработки залежи с применением заводнения.

Исходные данные для расчета приведены в табл. 55, 56 и 57.

Таблица 57

Наименование	Затраты (тыс. руб) по годам		
	1	5	Всего
Отчисления на амортизацию скважин	45,0	385,8	7 717,2
Отчисления на капитальный ремонт скважин	13,44	115,2	2 724,48
Отчисления на амортизацию оборудования скважин	7,16	61,38	1 404,57
Затраты на обслуживание добывающих скважин	101,5	870,0	19 907,5
Затраты на электроэнергию при насосной эксплуатации скважин	3,85	52,5	2 264,96
Затраты на перекачку и хранение нефти	27,43	374,1	16 138,65
Затраты на технологическую подготовку нефти	26,08	342,38	4 857,11
Отчисления на амортизацию нагнетательных скважин	16,1	176,9	2 653,5
Отчисления на капитальный ремонт нагнетательных скважин	4,8	52,8	1 214,80
Отчисления на амортизацию специального оборудования	—	—	—
Затраты на закачку воды	6,9	84,96	3 814,67
Затраты на закачку воздуха	—	—	—
Отчисления на ГРП	15,44	202,73	28,24
Всего затрат	267,7	2 718,75	65 521,45

О т в е т:

$$C_{\text{ст}} = 23,4 \text{ руб/т; } K_{\text{уд}} = 136 \text{ руб/т; } C_{\text{пр}} = 43,7 \text{ руб/т.}$$

Задача 7.20. Рассчитать средние за весь срок разработки залежи с применением заводнения себестоимости нефти, удельные капитальные вложения и приведенные затраты.

Исходные данные приведены в табл. 55, 56 и 57.

О т в е т:

$$C_{\text{ст}} = 30,9 \text{ руб/т; } K_{\text{уд}} = 34,9 \text{ руб/т; } C_{\text{пр}} = 36,1 \text{ руб/т.}$$

Задача 7.21. Вычислить накопленные капитальные вложения, сумму затрат, себестоимость нефти, удельные капитальные вложения и приведенные затраты для второго года разработки залежи с применением заводнения.

Исходные данные для расчета приведены в табл. 55, а также в задачах 7.6, 7.11 и 7.14.

О т в е т:

$$\sum K = 4,653 \cdot 10^6 \text{ руб}; \sum C = 8,103 \cdot 10^5 \text{ руб}; C_{\text{ст}} = 23,5 \text{ руб/т}; \\ K_{\text{уд}} = 135 \text{ руб/т}; C_{\text{пр}} = 43,7 \text{ руб/т}.$$

§ 3. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Ниже рассмотрены задачи, связанные с определением экономической эффективности разработки залежей при влажном внутривластовом горении (ВВГ) и щелочном заводнении. Вычисления проводят по методике, которая была использована в предыдущем параграфе. При расчете капитальных вложений в разработку с применением ВВГ (см. задачу 7.22 и ее варианты 7.23—7.25) учитывались дополнительные затраты на строительство компрессорных станций. При ВВГ наряду с затратами, характерными для эксплуатации залежей с заводнением, появляются затраты на нагнетание воздуха в пласт и отчисления на амортизацию компрессоров (см. задачу 7.26 и ее варианты 7.27—7.30). Себестоимость нефти при осуществлении ВВГ задачи 7.31—7.33) определяют так же, как и при заводнении. Аналогичным расчетам при щелочном заводнении посвящены задачи 7.34—7.42.

Задача 7.22. Залежь разрабатывается с применением метода влажного внутривластового горения. Показатели разработки залежи приведены в табл. 58. Необходимо определить объем капитальных вложений в первый год разработки.

Стоимость одной добывающей скважины $K_{1д} = 96\,000$ руб, стоимость одной нагнетательной скважины $K_{1н} = 120\,000$ руб, стоимость одного комплекта штангового скважинного насоса $K_{1о} = 9300$ руб, нормативный коэффициент, учитывающий капитальные вложения в сбор, транспорт и хранение продукции добывающих скважин, $K_{1т} = 57\,100$ руб, стоимость одной компрессорной установки, предназначенной для нагнетания воздуха в пласт, $K_{1у} = 993\,000$ руб, нормативный коэффициент, учитывающий капитальные вложения в закачку воды и промышленного водоснабжение, $K_{1з} = 41\,900$ руб, нормативный коэффициент, учитывающий капитальные вложения в электроснабжение, связь и прочее обустройство, $K_{1п} = 84\,600$ руб.

Решение. Капитальные вложения в бурение нагнетательных и добывающих скважин вычисляют по формулам (7.11) и (7.12). Из табл. 58 имеем $n_n(1) = 10$ и $n_d(1) = 24$, следовательно,

$$K_n = 120\,000 \cdot 10 = 1,2 \cdot 10^6 \text{ руб},$$

$$K_d = 96\,000 \cdot 24 = 2,304 \cdot 10^6 \text{ руб}.$$

Используя соотношения (7.13) — (7.15), можно определить капитальные вложения и оборудование добывающих скважин, в систему сбора, транспорта и хранения продукции добывающих сква-

Таблица 58

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Добыча жидкости, тыс. т	Закачка воды, тыс. т	Закачка воздуха, млн. м ³	Ввод скважин из бурения		Весь фонд пробуренных с начала разработки скважин	Действующий фонд скважин		Число действующих компрессорных установок
					добывающих	нагнетательных		добывающих	нагнетательных	
1	111,3	418	438	54,75	24	10	34	24	10	3
2	262,6	846	893,5	129,21	24	10	68	48	12	4
3	267,03	1003	1051,2	131,4	24	10	102	72	12	4
4	267,03	1003	1051,2	131,4	24	10	136	84	12	4
5	267,03	1003	1051,2	131,4	24	10	170	96	12	4
6	267,03	1003	1051,2	131,4	24	10	204	116	12	4
7	267,03	1003	1051,2	131,4	0	0	204	96	12	4
8	267,03	1003	1051,2	131,4	0	0	204	96	12	4
9	267,03	1003	1051,2	131,4	0	0	204	86	12	4
10	267,03	1003	1051,2	131,4	0	0	204	72	12	4
11	267,03	1003	1051,2	131,4	0	0	204	72	12	4
12	267,03	1003	1051,2	131,4	0	0	204	60	12	4
13	257,9	1003	1051,2	131,4	0	0	204	48	12	4
14	178,6	1003	1051,2	131,4	0	0	204	48	12	4
15	84,6	756	770,88	96,36	0	0	204	33	12	2
16	7,52	68,6	70,08	8,76	0	0	204	17	4	2
Всего	3572,82									

жин, а также капитальные вложения в электроснабжение, связь и прочее обустройство промысла:

$$K_0 = 9300 \cdot 24 = 2,232 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

$$K_T = 57\,100 \cdot 24 = 1,37 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

$$K_n = 84\,600 \cdot 24 = 2,03 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

Поскольку при влажном внутрипластовом горении в пласт закачивается совместно с воздухом вода, то необходимо определить капитальные вложения в систему заводнения [см. формулу (7.16)];

$$K_3 = 41\,900 \cdot 10 = 4,19 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

При расчете экономических показателей процесса внутрипластового горения к специальным приборам и оборудованию относятся компрессорные установки. Для определения капитальных вложений в компрессорные установки используют следующую зависимость:

$$K_y = K_{1y} n_y(i), \quad (7.27)$$

где K_y — капитальные вложения в специальные приборы и оборудование (компрессорные установки), руб; $n_y(i)$ — число установок, вводимых в эксплуатацию в i -м году разработки.

В первый год разработки залежи вводятся в эксплуатацию три компрессорные установки (см. табл. 58), поэтому

$$K_y = 993\,000 \cdot 3 = 2,979 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

При вычислении капитальных вложений в оборудование, которое не входит в смету, используется соотношение, подобное (7.17):

$$K_c = 0,1 (K_o + K_T + K_y + K_3 + K_{II}), \quad (7.28)$$

где K_c — капитальные вложения в оборудование, не входящее в смету, руб;

$$K_c = 0,1 (2,232 \cdot 10^5 + 1,37 \cdot 10^6 + 2,979 \cdot 10^6 + 4,19 \cdot 10^5 + 2,03 \cdot 10^6) = 7,02 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

Задача 7.23. Вычислить капитальные вложения во второй год разработки с применением влажного внутрипластового горения.

Исходные данные для расчета приведены в табл. 58 и в задаче 7.22.

О т в е т:

$$K_{II} = 1,2 \cdot 10^6 \text{ руб; } K_d = 2,304 \cdot 10^6 \text{ руб;}$$

$$K_o = 2,232 \cdot 10^5 \text{ руб; } K_T = 1,371 \cdot 10^6 \text{ руб;}$$

$$K_y = 9,93 \cdot 10^5 \text{ руб; } K_3 = 1,03 \cdot 10^5 \text{ руб;}$$

$$K_{II} = 2,03 \cdot 10^6 \text{ руб; } K_c = 8,22 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

Задача 7.24. Рассчитать объем капитальных вложений в четвертый год разработки залежи с применением влажного внутрипластового горения.

Исходные данные для решения приведены в табл. 58 и в задаче 7.22.

О т в е т:

$$K_{II} = 1,2 \cdot 10^6 \text{ руб; } K_d = 2,304 \cdot 10^6 \text{ руб;}$$

$$K_o = 2,232 \cdot 10^6 \text{ руб; } K_T = 1,371 \cdot 10^6 \text{ руб;}$$

$$K_y = 0; K_3 = 1,207 \cdot 10^5 \text{ руб; } K_{II} = 2,03 \cdot 10^6 \text{ руб;}$$

$$K_c = 7,249 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

Задача 7.25. Определить капитальные вложения за весь срок разработки залежи с применением влажного внутрипластового горения.

Исходные данные приведены в табл. 58 и в задаче 7.22.

О т в е т:

$$K_{II} = 7,2 \cdot 10^6 \text{ руб; } K_d = 1,382 \cdot 10^6 \text{ руб;}$$

$$K_o = 1,339 \cdot 10^6 \text{ руб; } K_T = 8,224 \cdot 10^6 \text{ руб;}$$

$$K_y = 3,972 \cdot 10^6 \text{ руб; } K_3 = 6,355 \cdot 10^5 \text{ руб;}$$

$$K_c = 4,738 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

З а д а ч а 7.26. Вычислить затраты на добычу нефти в пятом году разработки залежи с применением влажного внутрипластового горения.

Показатели разработки приведены в табл. 58. Стоимость обслуживания одной скважины $C_{10} = 14\,500$ руб; затраты на перекачку и хранение 1 т жидкости $C_{п} = 2,49$ руб; стоимость электроэнергии, потребляемой при добыче 1 т жидкости, $C_{1л} = 0,35$ руб; стоимость электроэнергии, потребляемой при закачке в пласт 1 т воды, $C_{1в} = 0,5$ руб; затраты на закачку 10^3 м³ воздуха $C_{воз} = 9,11$ руб; затраты на подготовку 1 т нефти $C_c = 2,26$ руб; норма отчислений на амортизацию скважин $N_a = 6,7$ %; норма отчислений на амортизацию специальных приборов и оборудования $N_y = 9,5$ %; норматив отчислений на геологоразведочные работы $N_r = 1,35$ руб/т; норма отчислений на капитальный ремонт скважин $N_k = 2$ %; норма амортизации оборудования добывающих скважин $N_{ao} = 11$ %.

Р е ш е н и е. Затраты на обслуживание скважин определяют по формуле (7.6). В пятом году эксплуатируются 96 добывающих скважин, поэтому

$$C_0 = 14\,500 \cdot 96 = 1,392 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

Затраты на перекачку и хранение нефти и воды, а также на насосную эксплуатацию добывающих скважин вычисляют с использованием соотношений (7.7) и (7.8). Так как $q_{ж}$ (5) = $1,003 \cdot 10^6$ т, то

$$C_{п} = 2,49 \cdot 1,003 \cdot 10^6 = 2,497 \cdot 10^6 \text{ руб;}$$

$$C_{л} = 0,35 \cdot 1,003 \cdot 10^6 = 3,511 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

В пятом году разработки залежи в пласт будет закачано $1,051 \cdot 10^6$ т воды и $1,314 \cdot 10^8$ м³ воздуха. Затраты на закачку воды вычислим, используя выражения (7.9):

$$C_{в} = 0,5 \cdot 1,051 \cdot 10^6 = 5,256 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

Затраты на закачку воздуха в пласт рассчитываем по аналогичной формуле:

$$C_{воз} = \frac{C_{1воз} q_{воз}(i)}{10^3},$$

где $q_{воз}(i)$ -- объем воздуха, закачанного в пласт в i -м году, м³,

$$C_{воз} = \frac{9,11 \cdot 1,314 \cdot 10^8}{10^3} = 1,197 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

Так как в пятом году разработки добыча нефти $q_n(5) = 2,67 \cdot 10^5$ т, то затраты на подготовку нефти определяем по формуле (7.10)

$$C_c = 2,26 \cdot 2,67 \cdot 10^5 = 6,034 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

Отчисления на амортизацию скважин и штанговых скважинных насосов, на капитальный ремонт скважин и на геологоразве-

Наименование							Всего
	1	2	3	4	5	6	
Бурение скважин	3 504	3504	3504	3504	3504	3504	21 024.
Промышленное обустройство	7 669,27	5542,19	4469,8	4469,8	4469,8	4469,8	31 090,66
Оборудование скважин	223,2	223,2	223,2	223,2	223,2	223,2	1 339,2
Сбор, хранение, транспорт нефти и газа	1 370,64	1370,64	1370,64	1370,64	1470,64	1370,64	8 223,84
Технологические установки для нового метода разработки	2 979,0	993,0	—	—	—	—	3 972,0
Заводнение, промводоснабжение и канализация	50,28	102,57	120,67	120,67	120,67	120,67	635,53
Прочее обустройство, электроснабжение, связь	2 030,4	2030,4	2030,4	2030,4	2030,4	2030,4	1 218,24
Оборудование, не входящее в смету	1 015,75	822,38	724,89	724,89	724,89	724,89	4 737,69
Всего	11 173,27	9046,19	7973,8	7973,8	7973,8	7973,8	52 114,66

дочные работы определяем по методике, которая изложена в задаче 7.14 [см. формулы (7.18) — (7.21)]. Результаты расчета капитальных вложений в разработку залежи с применением влажного внутрислоевого горения приведены в табл. 59.

В пятом году разработки будут работать 96 добывающих скважин, добыча нефти составит $2,67 \cdot 10^5$ т, а капитальные вложения в бурение скважин — $1,752 \cdot 10^7$ руб. Поэтому

$$C_a = 0,067 \cdot 1,752 \cdot 10^7 = 1,174 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

$$C_k = 0,02 \cdot 1,752 \cdot 10^7 = 3,504 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

$$C_{ao} = 0,11 \cdot 96 \cdot 9300 = 9,792 \cdot 10^4 \text{ руб.}$$

$$C_r = 1,35 \cdot 2,67 \cdot 10^5 = 3,605 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

Отчисления на амортизацию специальных приборов и оборудования, к которым при внутрислоевом горении относятся компрессорные установки, рассчитывают по формуле

$$C_y = N_{ly} \sum K_y(i), \quad (7.29)$$

где C_y — отчисления на амортизацию компрессорных установок, руб; $\sum K_y(i)$ — накопленные капитальные вложения в компрессорные установки к i -му году разработки залежи, руб.

Накопленные капитальные вложения в компрессорные установки к пятому году разработки составят $3,972 \cdot 10^6$ руб (см. табл. 59), следовательно,

$$C_y = 0,095 \cdot 3,972 \cdot 10^6 = 3,773 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

Задача 7.27. Определить эксплуатационные затраты на обслуживание скважин, затраты на перекачку нефти и хранение продукции добывающих скважин, энергетические затраты на насосную эксплуатацию скважин и закачку воды, затраты на подготовку нефти и закачку воздуха в пласт, отчисления на амортизацию скважин и их оборудования, отчисления на амортизацию компрессорных установок и капитальный ремонт скважин, а также отчисления на геологоразведочные работы в первый год разработки залежи с применением влажного внутрислоевого горения.

Исходные данные для решения задачи приведены в табл. 58, 59 и в задаче 7.26.

О т в е т:

$$C_o = 3,48 \cdot 10^5 \text{ руб.}; \quad C_n = 1,041 \cdot 10^6 \text{ руб.};$$

$$C_{п} = 1,463 \cdot 10^5 \text{ руб.}; \quad C_b = 2,19 \cdot 10^5 \text{ руб.};$$

$$C_{воз} = 4,988 \cdot 10^5 \text{ руб.}; \quad C_a = 1,54 \cdot 10^5 \text{ руб.};$$

$$C_k = 4,6 \cdot 10^3 \text{ руб.}; \quad C_{ao} = 2,448 \cdot 10^4 \text{ руб.};$$

$$C_y = 2,83 \cdot 10^5 \text{ руб.}; \quad C_c = 2,515 \cdot 10^5 \text{ руб.};$$

$$C_r = 1,503 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

Задача 7.28. Рассчитать отчисления на амортизацию скважин и их оборудование, на амортизацию компрессорных установок

и капитальный ремонт скважин, на геологоразведочные работы в 16-й год разработки залежи с применением влажного внутрипластового горения.

Исходные данные приведены в табл. 58 и 59 и в задаче 7.26.

О т в е т:

$$C_a = 7,719 \cdot 10^5 \text{ руб}; \quad C_k = 2,304 \cdot 10^5 \text{ руб};$$

$$C_{ao} = 1,734 \cdot 10^4 \text{ руб}; \quad C_y = 1,887 \cdot 10^5 \text{ руб};$$

$$C_r = 1,015 \cdot 10^4 \text{ руб}.$$

З а д а ч а 7.29. Определить эксплуатационные затраты на обслуживание скважин, затраты на перекачку и хранение продукции скважин, затраты на закачку воздуха и подготовку нефти, а также энергетические затраты на насосную эксплуатацию скважин и закачку воды в пласт за весь срок разработки залежи с применением влажного внутрипластового горения.

Исходные данные приведены в табл. 58 и в задаче 7.26.

О т в е т:

$$C_o = 1,557 \cdot 10^7 \text{ руб}; \quad C_n = 3,522 \cdot 10^7 \text{ руб};$$

$$C_{п} = 4,95 \cdot 10^6 \text{ руб}; \quad C_b = 7,393 \cdot 10^6 \text{ руб};$$

$$C_{\text{воз}} = 1,7 \cdot 10^7 \text{ руб}; \quad C_c = 8,075 \cdot 10^6 \text{ руб}.$$

З а д а ч а 7.30. Определить отчисления на амортизацию скважин и их оборудование, на амортизацию компрессорных установок, на капитальный ремонт скважин и геологоразведочные работы за весь срок разработки залежи с применением влажного внутрипластового горения.

Показатели приведены в табл. 58. Нормативы такие же, как и в задаче 7.26.

О т в е т:

$$C_a = 1,235 \cdot 10^7 \text{ руб}; \quad C_k = 3,683 \cdot 10^7 \text{ руб};$$

$$C_{co} = 1,089 \cdot 10^6 \text{ руб}; \quad C_y = 5,283 \cdot 10^6 \text{ руб};$$

$$C_r = 4,823 \cdot 10^6 \text{ руб}.$$

З а д а ч а 7.31. Вычислить себестоимость нефти, удельные капитальные вложения и приведенные затраты для пятого года разработки залежи с применением влажного внутрипластового горения.

Исходные данные приведены в табл. 58 и 59.

Р е ш е н и е. Методика определения себестоимости, удельных капитальных вложений и приведенных затрат дана в задаче 7.18. При осуществлении влажного внутрипластового горения сумму затрат вычислим по формуле

$$\Sigma C(i) = C_o + C_n + C_{п} + C_b + C_{\text{воз}} + C_k + C_a + C_{ao} + C_y + C_c + C_r, \quad (7.30)$$

где $\Sigma C(i)$ — сумма затрат на добычу нефти в i -м году, руб.

Методика определения затрат по формуле (7.30) описана в задаче 7.26. Из решения этой задачи имеем (табл. 60)

$$\begin{aligned} \Sigma C(5) = & 1,392 \cdot 10^6 + 3,511 \cdot 10^5 + 2,497 \cdot 10^6 + \\ & + 5,256 \cdot 10^5 + 1,197 \cdot 10^6 + 3,504 \cdot 10^5 + \\ & + 1,174 \cdot 10^6 + 9,107 \cdot 10^7 + 3,773 \cdot 10^5 + \\ & + 6,034 \cdot 10^5 + 3,605 \cdot 10^5 = 8,927 \cdot 10^6 \text{ руб;} \end{aligned}$$

$$C_{ст} = \frac{8,927 \cdot 10^6}{2,67 \cdot 10^5} = 33 \text{ руб/т.}$$

Накопленные капитальные вложения вычисляют следующим образом:

$$\begin{aligned} \Sigma K(i) = & \Sigma K_n(i) + \Sigma K_d(i) + \Sigma K_o(i) + \\ & + \Sigma K_y(i) + \Sigma K_3(i) + \Sigma K_n(i) + \Sigma K_c(i), \end{aligned} \quad (7.31)$$

Таблица 60

Наименование	Затраты (тыс. руб) за годы		
	1	5	За все годы
Амортизация добывающих скважин	154,56	771,85	12 349,56
Капитальный ремонт скважин	46,08	230,4	3 683,4
Амортизация оборудования скважин	24,48	97,92	1 089,36
Обслуживание добывающих скважин	348,0	1392,0	15 574,0
Электроэнергия при насосной эксплуатации скважин	146,3	351,05	4 949,81
Перекачка и хранение нефти	1040,82	2497,47	35 216,07
Технологическая подготовка нефти	251,54	603,49	8 074,6
Амортизация нагнетательных скважин	80,4	402,0	6 432,0
Капитальный ремонт нагнетательных скважин	24,0	120,0	1 920,0
Амортизация специального оборудования	283,01	377,34	5 282,77
Закачка воды	219,0	525,6	7 393,43
Нагнетание воздуха	498,77	1197,05	16 998,11
Отчисления на ГРП	150,26	360,49	4 823,31
Всего:	3267,03	8926,66	123 785,6

где $\Sigma K(i)$ — накопленные капитальные вложения к i -му году разработки залежи с применением влажного внутрислоевого горения, руб; $\Sigma K_y(i)$ — накопленные капитальные вложения в компрессорные установки, руб.

Для первого года разработки капитальные вложения рассчитаны в задаче 7.22. Аналогичным образом находим капитальные вложения за второй, третий, четвертый и пятый годы разработки, а затем определяем их сумму за пять лет и вычисляем удельные капитальные вложения:

$$K_{уд} = \frac{4,414 \cdot 10^7}{2,67 \cdot 10^5} = 165 \text{ руб/т.}$$

Приведенные затраты $C_{пр} = 33 + 0,15 \cdot 165 = 58$ руб/т.

Задача 7.32. Вычислить себестоимость нефти, удельные капитальные вложения и приведенные затраты для первого года разработки залежи с применением влажного внутрипластового горения.

Исходные данные приведены в табл. 58, 59, 60.

О т в е т:

$C_{ст} = 29$ руб/т; $K_{уд} = 100$ руб/т; $C_{пр} = 44$ руб/т.

Задача 7.33. Определить за весь срок разработки залежи с применением влажного внутрипластового горения себестоимость нефти, удельные капитальные вложения и приведенные затраты.

Исходные данные приведены в табл. 58, 59, 60.

О т в е т:

$C_{ст} = 34,6$ руб/т; $K_{уд} = 200$ руб/т; $C_{пр} = 65$ руб/т.

Задача 7.34. Залежь разрабатывается с применением щелочного заводнения. Показатели разработки залежи приведены в табл. 61.

Необходимо определить объем капитальных вложений во второй год разработки.

Таблица 61

Годы	Добыча нефти, млн. т	Добыча жидкости, млн. т	Закачка в пласт		Ввод скважин из бурения		Весь фонд скважин, пробуренных с начала разработки		Действующий фонд скважин	
			щелочи, тыс. т	воды, млн. м ³	добывающих	нагнетательных	нагнетательных	добывающих	добывающих	нагнетательных
1	0,125	0,171	—	0,088	10	3	3	18	9	3
2	0,145	0,247	2,63	0,263	10	3	9	28	20	9
3	0,135	0,365	4,38	0,438	10	3	15	38	30	15
4	0,109	0,485	5,84	0,584	10	1	20	46	38	20
5	0,085	0,575	6,424	0,642	3	—	22	53	45	22

Стоимость одной добывающей скважины $K_{1д} = 120\,000$ руб, стоимость одной нагнетательной скважины $K_{1н} = 175\,000$ руб; стоимость одного комплекта штангового скважинного насоса $K_{10} = 6300$ руб; нормативный коэффициент, учитывающий капитальные вложения в сбор, транспорт и хранение продукции добывающих скважин, $K_{1т} = 30\,900$ руб; стоимость одной технологической установки, предназначенной для подачи щелочи в пласт, $K_{1у} = 1500$ руб/скв; нормативный коэффициент, учитывающий капитальные вложения в закачку и промышленное водоснабжение, $K_{1з} = 1080$ руб; нормативный коэффициент, учитывающий капитальные вложения в электроснабжение, связь и прочее обустройство, $K_{1п} = 23\,480$ руб.

Р е ш е н и е. Методика расчета объема капитальных вложе-

ний дана в задаче 7.22. Капитальные вложения в бурение нагнетательных и добывающих скважин, в оборудование добывающих скважин, в систему сбора, транспорта и хранения продукции добывающих скважин, в электроснабжение, связь и прочее обустройство промысла и в систему заводнения вычисляются соответственно по формулам (7.11) — (7.16):

$$K_n = 175\,000 \cdot 3 = 5,25 \cdot 10^5 \text{ руб.};$$

$$K_d = 120\,000 \cdot 10 = 1,2 \cdot 10^6 \text{ руб.};$$

$$K_o = 9300 \cdot 10 = 9,3 \cdot 10^4 \text{ руб.};$$

$$K_T = 30\,900 \cdot 10 = 3,09 \cdot 10^5 \text{ руб.};$$

$$K_p = 23\,480 \cdot 10 = 2,35 \cdot 10^5 \text{ руб.};$$

$$K_3 = 1080 \cdot 3 = 3,24 \cdot 10^3 \text{ руб.}$$

Проектом разработки предусмотрено оборудовать каждую вновь вводимую нагнетательную скважину установкой для подачи щелочи в пласт. Поэтому капитальные вложения в специальные приборы и оборудование (установки для закачки щелочи) будем вычислять, исходя из следующего соотношения:

$$K_y = K_{1y} n_n(i),$$

где K_y — капитальные вложения в технологическую установку для подачи агента в пласт, руб; $n_n(i)$ — число нагнетательных скважин, пробуренных в i -м году.

Так как во втором году пробурены три нагнетательные скважины, то

$$K_y = 1500 \cdot 3 = 4,5 \cdot 10^3 \text{ руб.}$$

Капитальные вложения в оборудование, не входящее в смету, определяем по формуле (7.28):

$$K_c = 0,1(9,3 \cdot 10^4 + 3,09 \cdot 10^5 + 4,5 \cdot 10^3 + 3,24 \cdot 10^3 + 2,35 \cdot 10^5) = 6,447 \cdot 10^4 \text{ руб.}$$

Задача 7.35. Определить объем капитальных вложений в четвертый год разработки залежи с применением метода щелочного заводнения.

Исходные данные приведены в табл. 61 и в задаче 7.34.

О т в е т:

$$K_d = 1,2 \cdot 10^6 \text{ руб.}; \quad K_n = 1,75 \cdot 10^5 \text{ руб.};$$

$$K_o = 9,3 \cdot 10^4 \text{ руб.}; \quad K_T = 3,09 \cdot 10^5 \text{ руб.};$$

$$K_p = 2,35 \cdot 10^5 \text{ руб.}; \quad K_3 = 1,08 \cdot 10^3 \text{ руб.};$$

$$K_y = 1,5; \quad K_c = 6,447 \cdot 10^4 \text{ руб.}$$

Задача 7.36. Определить объем капитальных вложений в пятый год разработки залежи с применением метода щелочного заводнения.

Исходные данные приведены в табл. 61 и в задаче 7.34.

О т в е т:

$$K(5) = 5,7 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

З а д а ч а 7.37. Вычислить затраты на добычу нефти в пятом году разработки залежи с применением щелочного заводнения.

Исходные данные для расчета приведены в табл. 61 и 62. Стоимость обслуживания одной скважины $C_{1с} = 12\,840$ руб/год; стоимость электроэнергии, потребляемой при добыче 1 т жидкости, $C_{1н} = 0,15$ руб; стоимость электроэнергии, потребляемой при закачке в пласт 1 т воды, $C_{1с} = 0,37$ руб; удельные затраты на закачку щелочи в пласт $C_{щ} = 140$ руб/т; затраты на подготовку 1 т нефти $C_{1с} = 0,385$ руб; норма отчислений на амортизацию скважин $N_a = 6,7\%$, норма отчислений на капитальный ремонт скважин $N_k = 2\%$; норматив отчислений на геологоразведочные работы $N_r = 0,65$ руб/т; норма отчислений на амортизацию оборудования скважин $N_{ao} = 9\%$.

Р е ш е н и е. Затраты на обслуживание скважин, перекачку и хранение продукции добывающих скважин, насосную эксплуатацию добывающих скважин, подготовку нефти и закачку воды в пласт определяем по формулам (7.6) — (7.10):

$$C_0 = 12\,840 \cdot 45 = 5,778 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

$$C_n = 1,53 \cdot 0,575 \cdot 10^6 = 8,625 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

$$C_{н} = 0,15 \cdot 0,575 \cdot 10^6 = 8,625 \cdot 10^4 \text{ руб.}$$

$$C_w = 0,37 \cdot 0,088 \cdot 10^6 = 237,54 \text{ руб.}$$

$$C_c = 0,385 \cdot 0,085 \cdot 10^6 = 3,273 \cdot 10^4 \text{ руб.}$$

Затраты на закачку щелочи

$$C_{щ} = C_{1щ} q_{щ}(i),$$

где $C_{1щ}$ — затраты на закачку щелочи в пласт в i -м году, руб;
 $q_{щ}(i)$ — количество закачанной щелочи в i -м году, т.

Так как $q_{щ}(5) = 6,424 \cdot 10^3$ т (см. табл. 61), то

$$C_{щ} = 140 \cdot 6,424 \cdot 10^3 = 8,99 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

Отчисления на амортизацию скважин и их оборудование, капитальный ремонт скважин и на геологоразведочные работы определяем по методике, которая изложена в задаче 7.14:

$$C_a = 0,067 (120\,000 \cdot 53 + 175\,000 \cdot 22) = 6,84 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

$$C_k = 0,02 (120\,000 \cdot 53 + 175\,000 \cdot 22) = 2,042 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

$$C_{ao} = 0,09 \cdot 9300 \cdot 45 = 3,767 \cdot 10^4 \text{ руб.}$$

$$C_r = 0,65 \cdot 0,085 \cdot 10^6 = 5,525 \cdot 10^4 \text{ руб.}$$

З а д а ч а 7.38. Найти сумму затрат и отчислений в третий год разработки залежи с применением щелочного заводнения.

Исходные данные для вычислений содержатся в табл. 61, 62 и 63 и в задаче 7.37.

Капитальные вложения (тыс. руб) по годам

Наименование	Капитальные вложения (тыс. руб) по годам					Итого
	1	2	3	4	5	
Бурение скважин	1 725	1 725	1 725	1 375	360	6 910
Промышленное обустройство	708,99	708,99	708,99	703,22	210,14	3 040,43
Оборудование скважин	93	93	93	93	27,9	399,9
Сбор, хранение и транспорт нефти и газа	309	309	309	309	92,7	1 328,7
Технологические установки для нового метода разработки	4,5	4,5	4,5	1,5	—	15,0
Заводнение, промводоснабжение и канализация	3,24	3,24	3,24	1,08	—	10,8
Прочее обустройство (электроснабжение, связь)	234,8	234,8	234,8	234,8	70,44	1 009,64
Оборудование, не входящее в смету	64,45	64,45	64,45	63,94	19,10	276,39
Всего	2 433,99	2 433,99	2 433,99	2 078,32	570,14	9 950,43

Таблица 63

Наименование	Затраты (тыс. руб) по годам				
	2	3	5	1	4
Амортизация добывающих скважин	225,12	305,52	426,12	144,72	369,84
Капитальный ремонт скважин	98,69	143,7	204,2	53,7	180,4
Амортизация оборудования скважин	16,74	25,11	37,67	7,533	31,8
Обслуживание добывающих скважин	256,8	385,2	577,8	115,56	487,92
Электроэнергия при насосной эксплуатации скважин	37,05	54,75	86,25	25,65	72,75
Перекачка и хранение нефти	370,5	547,5	862,5	265,5	727,5
Технологическая подготовка нефти	55,83	51,98	32,73	48,13	41,97
Амортизация нагнетательных скважин	105,5	175,9	257,95	35,2	234,5
Закачка щелочи	368,2	613,6	899,36	—	817,6
Закачка воды	97,31	162,06	235,54	32,56	216,08
Отчисления на ГРП	94,25	87,75	55,25	81,25	70,85

О т в е т: $\sum C = 2,553 \cdot 10^6$ руб.

З а д а ч а 7.39. Решить задачу 7.38 для второго года разработки залежи.

О т в е т: $\sum C = 1,726 \cdot 10^6$ руб.

З а д а ч а 7.40. Вычислить себестоимость нефти, удельные капитальные вложения и приведенные затраты во второй год разработки залежи с применением щелочного заводнения.

Исходные данные для расчета приведены в табл. 63.

Методика определения этих показателей изложена в задаче 7.18.

О т в е т:

$C_{ст} = 12$ руб/т; $K_{уд} = 34$ руб/т; $C_{пр} = 17$ руб/т.

З а д а ч а 7.41. Решить задачу 7.40, но для третьего года разработки залежи.

О т в е т:

$C_{ст} = 19$ руб/т; $K_{уд} = 54$ руб/т; $C_{пр} = 27$ руб/т.

З а д а ч а 7.42. Решить задачу 7.40, но для пятого года разработки залежи.

О т в е т:

$C_{ст} = 44$ руб/т; $K_{уд} = 117$ руб/т; $C_{пр} = 62$ руб/т.

§ 4. ОПТИМАЛЬНОЕ ДОЛГОСРОЧНОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ

При прогнозировании добычи нефти и других показателей деятельности нефтедобывающих объединений или нефтяной промышленности всей страны применяют методы как краткосрочного (на 1—5 лет), так и долгосрочного планирования (на 20—25 лет). Ме-

тоды долгосрочного планирования позволяют выбирать оптимальный вариант разведки новых запасов нефти и параметры будущих систем разработки нефтяных месторождений и, таким образом, наиболее существенным образом влиять на эффективность капитальных вложений в разведочное и эксплуатационное бурение и обустройство месторождений.

Для долгосрочного оптимального планирования развития нефтедобычи в крупном регионе или в стране в целом необходимо использовать математические модели, учитывающие взаимосвязь разведки и разработки месторождений.

В задаче 7.43К дан пример оптимального долгосрочного планирования добычи нефти.

Задача 7.43К. Нефтедобывающее объединение осуществляет разведку и разработку месторождений в регионе, где имеется значительное число выявленных геолого-геофизической разведкой структур и открытых нефтяных залежей, запасы нефти в которых относятся к категории C_2 и к более низким категориям.

В предстоящие четыре пятилетки объединению надлежит промышленно разведать и ввести в разработку определенное количество запасов нефти. Все разведываемые нефтяные месторождения относятся к одному и тому же стратиграфическому комплексу и характеризуются в среднем одними и теми же геолого-геофизическими свойствами. Так, средняя глубина залегания разведываемых и вводимых в разработку продуктивных горизонтов составляет $\bar{H}_z = 2000$ м; средняя толщина продуктивных пластов $\bar{h} = 10$ м; их средняя пористость $\bar{m} = 0,2$; средняя начальная нефтенасыщенность $s_{n0} = 0,85$; средняя плотность нефти $\bar{\rho}_n = 0,85$ т/м³. Средний дебит скважин на вновь вводимых в разработку месторождениях в период достижения ими максимального темпа отбора $q_{c\max} = 2 \cdot 10^4$ т/год. Для некоторого упрощения принимаем, что эффективность геологоразведочных работ не будет сильно изменяться в течение предстоящих 20 лет и составит в среднем $E_{гр} = 500$ т/м (500 т геологических запасов нефти на 1 м проходки разведочных скважин).

Средний коэффициент конечной нефтеотдачи η_k для всех вводимых в разработку месторождений принимается одинаковым, если эти месторождения будут вводиться в разработку при одном и том же номинальном параметре плотности сетки скважин. Следует учитывать, что коэффициент конечной нефтеотдачи вследствие неоднородности пластов значительно зависит от параметра плотности сетки скважин. При расчетах конечной нефтеотдачи следует использовать формулу В. Н. Щелкачева

$$\eta_k = \eta_{1k} e^{-\alpha s_c}.$$

При этом коэффициент вытеснения $\eta_{1k} = 0,65$; $\alpha = 0,6129 \times 10^{-6}$ скв/м². В первом году объединение получит для вновь вводимых в разработку месторождений $1,05 \cdot 10^6$ м обсадных труб, в пятом году $1,25 \cdot 10^6$ м, в 10-м году $1,5 \cdot 10^6$ м, в 15-м году — $1,75 \cdot 10^6$ м

и в 20-м году — $2 \cdot 10^6$ м труб. Предполагается, что объединение имеет достаточное число буровых станков и бригад для осуществления как эксплуатационного, так и разведочного бурения, а также строительные мощности и оборудование для полного обеспечения обустройства вновь вводимых в разработку месторождений.

При развитии добычи нефти в регионе объединение с учетом выделенных ему обсадных труб может изменять скорости разведки и, соответственно, скорости ввода в разработку месторождений.

Предполагается, что промышленно-разведанные месторождения будут вводиться в разработку непосредственно после их разведки. Темп разработки каждого отдельного нефтяного месторождения описывается зависимостью

$$z(t) = \frac{t}{t_{\max}^2} e^{-t/t_{\max}},$$

где t_{\max} соответствует максимальному значению z , т. е. $z = z_{\max}$.

Принимаем средний дебит скважины равным максимальному, так что возможность увеличения темпа разработки месторождений путем повышения перепада давления, воздействия на призабойную зону скважин и т. д. не следует учитывать. При развитии добычи нефти в регионе можно, таким образом, варьировать только, в конечном счете, извлекаемыми запасами $N_{кр}$, приходящимися на одну скважину (параметром А. П. Крылова), или, иными словами, параметром плотности сетки скважин s_c .

Средняя стоимость сооружения одной разведочной скважины глубиной 2000 м составляет $400 \cdot 10^3$ руб., а стоимость добывающей скважины такой же глубины — $150 \cdot 10^3$ руб.

Стоимость строительного-монтажных работ по обустройству месторождений пропорциональна числу добывающих скважин и составляет $\frac{2}{3}$ от их стоимости.

Требуется рассчитать изменение в течение 20 лет текущей добычи нефти q_n по объединению из вновь вводимых в разработку месторождений при следующих параметрах плотности сетки скважин: $s_c = 15 \cdot 10^4$ м²/скв; $s_c = 20 \cdot 10^4$ м²/скв; $s_c = 25 \cdot 10^4$ м²/скв; $s_c = 30 \cdot 10^4$ м²/скв и $s_c = 35 \cdot 10^4$ м²/скв.

Требуется определить $s_c = s_{c \text{ опт}}$, т. е. условно оптимальный параметр сетки скважин, при котором за 20 лет будет получена наибольшая накопленная добыча нефти Q_n по объединению, изменение во времени текущей добычи нефти q_n при $s_c = s_{c \text{ опт}}$, а также основные технико-экономические показатели развития разработки новых нефтяных месторождений: метраж и стоимость разведочного и эксплуатационного бурения, стоимость строительного-монтажных работ, общую сумму капитальных вложений в разведочное и эксплуатационное бурение, а также в обустройство вновь вводимых в разработку месторождений по пятилеткам и за 20 лет.

Решение. 1. Основные соотношения.

Если в разработку вводится n нефтяных месторождений и каждое i -е месторождение начинает разрабатываться в момент времени t_i , а извлекаемые запасы нефти каждого месторождения со-

ставляют N_i , то текущую добычу нефти q_n из n месторождений в момент времени t можно определить по формуле

$$q_n = \sum_1^n N_i z_i (t - t_i), \quad (7.32)$$

где z_i — темп разработки i -го месторождения.

Поскольку принимаем, что месторождения, вводимые в разработку, обладают в среднем одинаковыми свойствами, можно полагать, что в каждый момент времени τ вводятся в разработку запасы $\Delta N(\tau)$. Тогда на основе формулы (7.32) получим

$$\begin{aligned} q_n(t) &= \sum_0^N \Delta N(\tau) z(t - \tau) = \\ &= \sum_0^t \frac{\Delta N}{\Delta \tau} z(t - \tau) \Delta \tau \underset{\Delta \tau \rightarrow 0}{=} \int_0^t \frac{dN}{d\tau} z(t - \tau) d\tau. \end{aligned} \quad (7.33)$$

Обозначим

$$dN/d\tau = g_3(\tau),$$

где $g_3(\tau)$ — извлекаемые запасы нефти пластов, вводимых в разработку в единицу времени с учетом зависимости конечной нефтеотдачи η_k от параметра плотности сетки скважин s_c .

Будем считать, что при этом как бы условно учитываем некоторый номинальный параметр плотности сетки скважин $s_{сн}$. В самом деле, если утверждается конечная нефтеотдача, то как бы принимается условие $s_c = s_{сн}$. Фактически же после составления технологических схем и проектов разработки учитывают значение s_c .

Обозначим через $M(t)$ общее число метров породы, пробуренных к некоторому моменту времени, которое будем считать равным длине израсходованных обсадных труб, потребных для эксплуатационных колонн (в м). Тогда $M(t) = M_p(t) + M_3(t)$. Следовательно,

$$\frac{dM}{dt} = \frac{dM_p}{dt} + \frac{dM_3}{dt} = f(t). \quad (7.34)$$

По условию задачи $f(t)$ — заданная функция.

Для скорости поступления запасов нефти из разведки в разработку $g(t)$ имеем соотношение

$$g(t) = E_p \frac{dM_p}{dt}, \quad (7.35)$$

где E_p в т/м.

Для скорости ввода разведанных извлекаемых запасов в разработку $g_3(t)$ можно написать следующее соотношение:

$$g_3(t) = \frac{N_{кр}}{H_3} \frac{dM_3}{dt}, \quad (7.36)$$

где $N_{кр}$ — извлекаемые запасы нефти, приходящиеся на одну скважину (параметр А. П. Крылова); \bar{H}_3 — средняя глубина скважин при эксплуатационном бурении.

По условию задачи месторождение непосредственно вводится из разведки в разработку. Учитывая это, из (7.35) и (7.36) получим

$$E_p \frac{dM_p}{dt} = \frac{N_{кр}}{\bar{H}_3} \frac{dM_3}{dt},$$

$$g_3(t) = \frac{N_{кр}}{\bar{H}_3} \left[f(t) - \frac{dM_p}{dt} \right].$$

Отсюда

$$g_3(t) + \frac{N_{кр}}{\bar{H}_3} \frac{dM_p}{dt} = \frac{N_{кр}}{\bar{H}_3} f(t),$$

$$g_3(t) \left(1 + \frac{N_{кр}}{\bar{H}_3} \frac{1}{E_p} \right) = \frac{N_{кр} f(t)}{\bar{H}_3}$$

или

$$g_3(t) = \frac{N_{кр} E_p f(t)}{\bar{H}_3 E_p + N_{кр}}. \quad (7.37)$$

Если же разведанные запасы нефти не вводятся в разработку немедленно, то появляются ожидающие ввода в разработку запасы $N_{ор}(t)$, изменение которых во времени описывается уравнением

$$\frac{dN_{ор}}{dt} = g_r(t) - g_3(t), \quad (7.38)$$

где $g_r(t)$ — извлекаемые запасы нефти в регионе, разведанные в единицу времени.

Значение $g_3(t)$ необходимо представить зависящим от одного из двух взаимосвязанных параметров — либо от $N_{кр}$, либо от s_c . Выразим $N_{кр}$ через s_c .

Имеем

$$N_{кр} = s_c \bar{h} \bar{m} \bar{s}_{но} \bar{\rho}_п \eta_k(s_c). \quad (7.39)$$

По формуле (7.39) $\eta_k(s_c)$ определяем по зависимости, данной в условии задачи.

Обозначим

$$a_p = \bar{h} \bar{m} \bar{s}_{но} \bar{\rho}_п. \quad (7.40)$$

Тогда

$$N_{кр} = a_p s_c \eta_k(s_c). \quad (7.41)$$

Учтем также, что $E_p = E_{гр} \eta_k(s_c)$, где $E_{гр}$ — эффективность открытия геологических, а не извлекаемых запасов нефти.

Подставляя полученные соотношения в формулу (7.37), имеем

$$g_3(t) = \frac{a_p s_c \eta_k(s_c) E_p f(t)}{\bar{H}_3 E_p + a_p s_c \eta_k(s_c)} = \frac{a_p s_c \eta_k(s_c) E_{гр} f(t)}{\bar{H}_3 E_{гр} + a_p s_c}. \quad (7.42)$$

Поскольку по условию задачи

$$\eta k(s_c) = \eta_1 e^{-\alpha s_c}, \text{ то}$$

$$g_3(t) = \frac{a_n \eta_1 E_{гр} s_c e^{-\alpha s_c} f(t)}{H_3 E_{гр} + a_n s_c}, \quad (7.43)$$

где a_n — в т/м²; $E_{гр}$ — в т/м; $f(t)$ — в м/год; s_c — в м²/скв; H_3 — в м/скв; η_1 — безразмерная величина.

Полагая $g_3(t) = g_3(\tau)$, вычисляя $g_3(\tau)$ по формуле (7.43) и подставляя его в интеграл (7.33), определяем зависимость текущей добычи нефти q_n от времени t при заданном значении s_c и других параметров. Однако при этом необходимо определить зависимость t_{\max} или z_{\max} от параметра плотности сетки скважин s_c .

2. Формула для расчета текущей добычи нефти. Из формулы (7.43) следует, что $g_3(\tau)$ зависит от времени τ таким же образом, как и функция $f(\tau)$, а она, согласно условию задачи, линейна и может быть выражена в виде

$$f(\tau) = a_0 + b_0 \tau. \quad (7.44)$$

Получим формулу для расчета текущей добычи нефти. Из (7.44) следует, что и для $g_3(\tau)$ можем написать

$$g_3(\tau) = a + b\tau. \quad (7.45)$$

Подставляя (7.45) в (7.33) и обозначая $1/t_{\max} = \lambda$, получаем

$$q_n(t) = \int_0^t (a + b\tau) (t - \tau) \lambda^2 e^{-\lambda(t-\tau)} d\tau = J_1 + J_2 + J_3 + J_4; \\ J_1 = \int_0^t a t \lambda^2 e^{-\lambda(t-\tau)} d\tau; \\ J_2 = \int_0^t b t \lambda^2 \tau e^{-\lambda(t-\tau)} d\tau; \\ J_3 = - \int_0^t a \lambda^2 \tau e^{-\lambda(t-\tau)} d\tau; \\ J_4 = - \int_0^t b \lambda^2 \tau^2 e^{-\lambda(t-\tau)} d\tau. \quad (7.46)$$

Вычислим последовательно J_1, J_2, J_3, J_4 . Имеем

$$J_1 = a t \lambda^2 e^{-\lambda t} \int_0^t e^{\lambda \tau} d\tau = a t \lambda^2 e^{-\lambda t} \left[\frac{e^{\lambda \tau}}{\lambda} \right]_0^t = \\ = a t \lambda e^{-\lambda t} (e^{\lambda t} - 1) = a \lambda t (1 - e^{-\lambda t}); \\ J_2 = b t \lambda^2 e^{-\lambda t} \int_0^t \tau e^{\lambda \tau} d\tau = b t \lambda^2 e^{-\lambda t} \times$$

$$\times \left(\frac{1}{\lambda} \int_0^t \tau e^{\lambda \tau} - \frac{1}{\lambda} \int_0^t e^{\lambda \tau} d\tau \right) = bt\lambda^2 e^{-\lambda t} \left[\frac{t}{\lambda} e^{\lambda t} - \frac{1}{\lambda^2} (e^{\lambda t} - 1) \right] = bt(\lambda t - 1 + e^{-\lambda t});$$

$$J_3 = -a\lambda^2 e^{-\lambda t} \int_0^t \tau e^{\lambda \tau} d\tau = -a\lambda^2 e^{-\lambda t} \left[\frac{t}{\lambda} e^{\lambda t} - \frac{1}{\lambda^2} (e^{\lambda t} - 1) \right] = -a(\lambda t - 1 + e^{-\lambda t});$$

$$J_4 = -b\lambda^2 e^{-\lambda t} \int_0^t \tau^2 e^{\lambda \tau} d\tau = -b\lambda^2 e^{-\lambda t} \left[\frac{1}{\lambda} \int_0^t \tau^2 e^{\lambda \tau} - 2 \int_0^t \tau e^{\lambda \tau} d\tau \right] = -b \left[\lambda^2 t - 2t + \frac{2}{\lambda} (1 - e^{-\lambda t}) \right].$$

Складывая J_1 , J_2 , J_3 и J_4 , получаем

$$q_{\text{н}}(t) = a + bt - \frac{2b}{\lambda} - e^{-\lambda t} \left[(a\lambda - b)t + a - \frac{2b}{\lambda} \right]. \quad (7.47)$$

Из (7.47) следует, что при $t = 0$ значение $q_{\text{н}} = 0$, а при $t \rightarrow \infty$ значение $q_{\text{н}} \rightarrow a + bt - \frac{2b}{\lambda}$, т. е. добыча нефти «отстает» от скорости ввода разведанных запасов в разработку на $2b/\lambda$.

Определим зависимость λ или z_{max} от s_c . Максимальный темп разработки месторождения в целом зависит от дебитов скважин; запасов нефти, приходящихся на одну скважину; скорости и последовательности разбуривания месторождения; технологии воздействия на пласт. Однако в дальнейшем не будем учитывать влияние характера разбуривания месторождения на темп его разработки, а также примем согласно условию задачи, что все месторождения будут разрабатываться с максимально возможными дебитами скважин и при одной и той же технологии воздействия на пласты.

При принятых условиях текущий и максимальный темпы разработки каждого отдельного месторождения будут зависеть только от извлекаемых запасов $N_{\text{кр}}$, приходящихся на одну скважину, причем чем больше $N_{\text{кр}}$, тем меньше z_{max} .

$$z_{\text{max}} = \frac{q_{\text{с max}}}{N_{\text{кр}}} \quad (7.48)$$

или

$$z_{\text{max}} N_{\text{кр}} = q_{\text{с max}} = \text{const}, \quad (7.49)$$

где $q_{\text{с max}}$ — дебит скважин вновь вводимых в разработку месторождений в момент достижения максимального темпа разработки.

В соответствии с формулой (7.49) имеем

$$z_{\text{max}} = \frac{q_{\text{с max}}}{N_{\text{кр}}} = \frac{q_{\text{с max}} e^{\alpha s_c}}{a_{\text{н}} s_c \eta_1}. \quad (7.50)$$

3. Расчет текущей добычи нефти по объединению. Определим добычу нефти q_n , например при значении параметра плотности сетки скважин $s_c = 30 \cdot 10^4$ м²/скв (30 га на скважину). Вначале вычислим z_{\max} и λ . По формуле (7.50) с учетом формулы (7.40) имеем

$$z_{\max} = \frac{2 \cdot 10^4 e^{0.6129 \cdot 10^{-6} \cdot 30 \cdot 10^4}}{10 \cdot 0,2 \cdot 0,85 \cdot 0,85 \cdot 30 \cdot 10^4 \cdot 0,65} =$$

$$= \frac{2 \cdot 1,2019}{1,445 \cdot 30 \cdot 0,65} = 0,0853 \frac{1}{\text{год}}.$$

Значение $\lambda = 1/t_{\max} = z_{\max} e = 0,23191/\text{год}$.

В соответствии с условием задачи для коэффициентов a_0 и b_0 , входящих в формулу (7.44), имеем следующие выражения: $a_0 = 10^6$ м/год; $b_0 = 0,05 \cdot 10^6$ м/год².

Все исходные данные для вычисления функции $g_s(\tau)$ по формуле (7.43) известны. Имеем

$$g_s(\tau) = \frac{a_n \eta_1 E_{\text{гп}} s_c e^{-\alpha s_c f(\tau)}}{H_s E_{\text{гп}} + a_n s_c} =$$

$$= \frac{1,445 \cdot 500 \cdot 0,65 \cdot 30 \cdot 10^4 e^{-0.6129 \cdot 10^{-6} \cdot 30 \cdot 10^4}}{2000 \cdot 500 + 1,445 \cdot 30 \cdot 10^4} f(\tau) =$$

$$= \frac{469,63 \cdot 30 \cdot 10^4 e^{-18.387 \cdot 10^{-2}}}{10^6 + 43,35 \cdot 10^4} f(\tau) = 81,77 f(\tau).$$

Отсюда в соответствии с формулой (7.45) $a = 81,77 \cdot 10^6$ м/год; $b = 4,0885 \cdot 10^6$ м/год².

Подставляя значения a , b и λ в формулу (7.47), получим

$$q_n = 10^6 \left\{ 81,77 + 4,0885t - \frac{2 \cdot 4,0885}{0,2319} - \right.$$

$$\left. - e^{-0,2319t} [(81,77 \cdot 0,2319 - 4,0885)t + 81,77 - \frac{2 \cdot 4,0885}{0,2319}] \right\} = 10^6 [46,51 + 4,0885t - e^{-0,2319t} [14,87t + 46,51]].$$

Можно теперь определить величины q_n при различных значениях времени t . Так, при $t = 2$ года имеем

$$q_n = 10^6 [46,51 + 4,0885 \cdot 2 - e^{-0,2319 \cdot 2} \times$$

$$\times (14,87 \cdot 2 + 46,51)] = 6,734 \cdot 10^6 \text{ т/год}.$$

При $t = 5$ лет добыча нефти $q_n = 29,04 \cdot 10^6$ т/год; при $t = 10$ лет $q_n = 68,10 \cdot 10^6$ т/год; при $t = 15$ лет $q_n = 99,52 \cdot 10^6$ т/год; при $t = 20$ лет $q_n = 124,95 \cdot 10^6$ т/год. Аналогичным образом определим текущую добычу нефти при других значениях s_c и t .

Например, если $s_c = 20 \cdot 10^4$ м²/скв,

$$z_{\max} = \frac{2 \cdot 10^4 e^{0.6129 \cdot 10^{-6} \cdot 20 \cdot 10^4}}{1,445 \cdot 20 \cdot 10^4 \cdot 0,65} = 0,1204.$$

При этом $\lambda = 0,3271$.

$$g_3(\tau) = \frac{1,445 \cdot 0,65 \cdot 500 \cdot 20 \cdot 10^4 e^{-0,6129 \cdot 10^{-6} \cdot 20 \cdot 10^4}}{10^6 \cdot 1,445 \cdot 20 \cdot 10^4} f(\tau) = \\ = 10^6 [44,75 + 3,223t - e^{-0,3271t} (17,86t + 44,75)].$$

При $t = 2$ года $q_n = 9,36 \cdot 10^6$ т/год, т. е. выше, чем при том же значении времени t и при $s_c = 30 \cdot 10^4$ м²/скв; при $t = 5$ лет $q_n = 34,75 \cdot 10^6$ т/год; при $t = 10$ лет $q_n = 68,5 \cdot 10^6$ т/год; при $t = 15$ лет $q_n = 90,78 \cdot 10^6$ т/год; при $t = 20$ лет $q_n = 108,6 \cdot 10^6$ т/год.

Как видно из сравнения значений текущей добычи нефти, в случае $s_c = 20 \cdot 10^4$ м²/скв текущая добыча при $t < 10$ лет выше, чем при $s_c = 30 \cdot 10^4$ м²/скв. Однако при $t > 10$ лет добыча нефти при $s_c = 30 \cdot 10^4$ м²/скв будет больше, чем при $s_c = 20 \cdot 10^4$ м²/скв.

4. Расчет накопленной добычи нефти по объединению за 20 лет. Для удобства вычислений обозначим входящие в формулу (7.47) величины следующим образом:

$$a - \frac{2b}{\lambda} = A; \quad b = B; \quad a\lambda - b = c; \quad A = D.$$

Тогда накопленная за время t добыча нефти по объединению

$$Q_n = 10^6 \int_0^t q_n(t) dt = 10^6 (Y_1 + Y_2 + Y_3 + Y_4), \quad (7.51)$$

где

$$Y_1 = \int_0^t A dt = At;$$

$$Y_2 = \int_0^t B t dt = \frac{Bt^2}{2};$$

$$Y_3 = -C \int_0^t t e^{-\lambda t} dt = C \left[\frac{t}{\lambda} e^{-\lambda t} + \frac{1}{\lambda^2} (e^{-\lambda t} - 1) \right];$$

$$Y_4 = \frac{A}{\lambda} (e^{-\lambda t} - 1); \quad D = A.$$

Таким образом,

$$Q_n = 10^6 \left\{ At + \frac{Bt^2}{2} + C \left[\frac{t}{\lambda} e^{-\lambda t} + \frac{1}{\lambda^2} (e^{-\lambda t} - 1) \right] + \right. \\ \left. + \frac{D}{\lambda} (e^{-\lambda t} - 1) \right\}. \quad (7.52)$$

Видно, что при $t = 0$ значение $Q_n = 0$, а при $t \rightarrow \infty$ Q_n возрастает:

$$Q_n = 10^6 \left(At + \frac{Bt^2}{2} - \frac{C}{\lambda^2} - \frac{D}{\lambda} \right).$$

Вычислим Q_{II} для тех же значений s_c , т. е. при $s_c = 30 \cdot 10^4$ м²/скв и при $s_c = 20 \cdot 10^4$ м²/скв для одного и того же заданного условием задачи времени $t = 20$ лет. Например, если $s_c = 30 \cdot 10^4$ м²/скв при $t = 20$ лет имеем

$$A = 81,77 - \frac{2 \cdot 4,0885}{0,2319} = 46,51; \quad B = 4,0885; \quad C = 14,87;$$

$$D = 46,51.$$

$$Q_{II} = 10^6 \left\{ 46,51 \cdot 20 + \frac{4,0885 \cdot 20^2}{2} + 14,87 \times \right. \\ \times \left[\frac{20}{0,2319} e^{-0,2319 \cdot 20} + \frac{1}{0,2319^2} (e^{-0,2319 \cdot 20} - 1) \right] + \\ \left. + \frac{46,51}{0,2319} (e^{-0,2319 \cdot 20} - 1) \right\} = 1289 \cdot 10^6 \text{ т.}$$

При $s_c = 20 \cdot 10^4$ м²/скв для $t = 20$ лет

$$Q_{II} = 10^6 \left\{ 44,75 \cdot 20 + \frac{3,223 \cdot 20^2}{2} + 17,86 \times \right. \\ \times \left[\frac{20}{0,3271} e^{-0,3271 \cdot 20} + \frac{1}{0,3271^2} (e^{-0,3271 \cdot 20} - 1) \right] + \\ \left. + \frac{44,75}{0,3271} (e^{-0,3271 \cdot 20} - 1) \right\} = 1238 \cdot 10^6 \text{ т.}$$

Чтобы убедиться в существовании максимума Q_{II} для определенного значения s_c , определим Q_{II} при $S_c = 15 \cdot 10^4$ м²/скв и $s_c = 40 \cdot 10^4$ м²/скв. Для $s_c = 15 \cdot 10^4$ м²/скв имеем следующие выражения:

$$z_{\max} = \frac{2 \cdot 10^4 e^{0,6129 \cdot 10^{-3} \cdot 15 \cdot 10^4}}{1,445 \cdot 15 \cdot 10^4 \cdot 0,65} = 0,1556;$$

$$\lambda = z_{\max} e = 0,423;$$

$$g_3(\tau) = \frac{1,445 \cdot 0,65 \cdot 500 \cdot 15 \cdot 10^4 e^{-0,6129 \cdot 10^{-3} \cdot 15 \cdot 10^4}}{10^6 + 1,445 \cdot 15 \cdot 10^4} f(\tau) = 52,81 f(\tau);$$

$$g_{II}(t) = 10^6 \left\{ 52,81 + 2,6405t - \frac{2 \cdot 2,6405}{0,423} - \right. \\ \left. - e^{-0,423t} [(52,81 \cdot 0,423 - 2,6405)t + 52,81 - \right. \\ \left. - \frac{2 \cdot 2,6405}{0,423}] \right\} = 10^6 \{ 40,325 + 2,6405t - e^{-0,423t} [19,7t + 40,325] \}.$$

При $t = 20$ лет

$$Q_{II} = 10^6 \left\{ 40,325 \cdot 20 + \frac{2,6405 \cdot 20^2}{2} + \right.$$

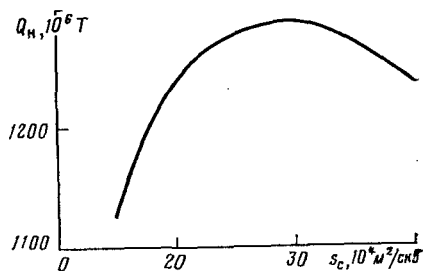


Рис. 84. Зависимость накопленной добычи по объединению за 20 лет от параметра плотности сетки скважин

$$+ 19,7 \left[\frac{20}{0,423} e^{-0,423 \cdot 20} + \frac{1}{0,423^2} (e^{-0,423 \cdot 20} - 1) \right] + \\ + \frac{40,325}{0,423} (e^{-0,423 \cdot 20} - 1) \} = 1129,4 \cdot 10^6 \text{ т.}$$

Для $s_c = 40 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$, опуская промежуточные, аналогичные приведенным выше вычисления, получаем

$$z_{\max} = 0,068; \quad \lambda = 0,1848;$$

$$g_s(\tau) = 93,16f(\tau);$$

$$q_n(t) = 10^6 \{ 42,75 + 4,658t - e^{-0,1848t} [12,56t + 42,75] \}.$$

При $t = 20$ лет

$$Q_n = 10^6 \left\{ 42,75 \cdot 20 + \frac{4,658 \cdot 20^2}{2} + \right. \\ + 12,56 \left[\frac{20}{0,1848} e^{-0,1848 \cdot 20} + \frac{1}{0,1848^2} \times \right. \\ \left. \left. \times (e^{-0,1848 \cdot 20} - 1) \right] + \frac{42,75}{0,1848} (e^{-0,1848 \cdot 20} - 1) \right\} = 1236 \cdot 10^6 \text{ т.}$$

Как видно из приведенных расчетов, при $s_c = 15 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$ накопленная за 20 лет добыча Q_n меньше, чем при $s_c = 20 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$, а при $s_c = 40 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$ Q_n меньше, чем при $s_c = 30 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$. Следовательно, есть значение s_c , при котором Q_n достигает максимума.

На рис. 84 показана зависимость Q_n от s_c , из которой видно, что шах Q достигается как раз примерно при $s_c = 30 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$.

Это значение s_c будем считать оптимальным и для него определим основные показатели разработки новых месторождений на предстоящие 20 лет: текущую добычу нефти; число метров разведочных и эксплуатационных скважин, пробуренных за год на вновь вводимых в разработку месторождениях; годовые объемы строительства-монтажных работ по обустройству новых нефтяных месторождений.

5. Расчет показателей добычи нефти из новых месторождений по объединению на предстоящие 20 лет.

Используем вычисленные значения q_n при $s_c = 30 \cdot 10^4$ м²/скв. Определим изменение во времени объема эксплуатационного разведочного бурения по объединению.

Из формулы (7.36) получаем

$$f_3(t) = \frac{dM_3}{dt} = \frac{g_3(t) \bar{H}_3}{N_{кр}}$$

Подставляя в приведенную формулу из (7.37) и (7.41) выражения соответственно для $q_3(t)$ и $N_{кр}$, с учетом того, что $E_p = E_{гр} \eta_k$, получим

$$f_3(t) = \frac{E_{гр} \bar{H}_3 f(t)}{\bar{H}_3 E_{гр} + a_{псc}} \quad (7.53)$$

На основе (7.35) имеем

$$f_p(t) = \frac{dM_p}{dt} = \frac{g_p(t)}{E_p} = \frac{a_{псc} f(t)}{\bar{H}_3 E_{гр} + a_{псc}} \quad (7.54)$$

Складывая для проверки (7.53) и (7.54), находим

$$f_3(t) + f_p(t) = f(t).$$

Вычислим объем эксплуатационного бурения в объединении на новых месторождениях в первом году ($t = 1$ год).

По формуле (7.53)

$$f_3(1) = \frac{500 \cdot 2000 \cdot 10^6 \cdot 1,05}{500 \cdot 2000 + 1,445 \cdot 30 \cdot 10^4} = 0,733 \cdot 10^6 \text{ м/год.}$$

Из формул (7.53) и (7.54) следует, что доли эксплуатационного и разведочного бурения в общем метраже не изменяются в течение всего рассчитываемого срока при $s_c = \text{const}$.

Соответственно, $f_p(1) = 0,3175 \cdot 10^6$ м/год. По условию задачи средняя стоимость одной добывающей скважины составляет $C_3 = 150 \cdot 10^3$ руб, а средняя стоимость одной разведочной скважины $C_p = 400 \cdot 10^3$ руб. При одной и той же средней глубине разведочных и добывающих скважин $\bar{H}_3 = 2000$ м в первый год разработки новых месторождений в объединении будет пробурено:

добывающих скважин

$$n_3 = \frac{0,733 \cdot 10^6}{2000} = 367;$$

разведочных скважин

$$n_p = \frac{0,3175 \cdot 10^6}{2000} = 159.$$

Общая годовая стоимость эксплуатационного бурения при $t = 1$ год составляет $150 \cdot 10^3 \cdot 367 = 55,05 \cdot 10^6$ руб, а разведочного, соответственно, $400 \cdot 10^3 \cdot 159 = 63,6 \cdot 10^6$ руб.

Также по условию задачи стоимость строительно-монтажных работ при обустройстве новых месторождений составляет $2/3$ от

Таблица 64

Показатели	Пятилетки				Всего за четыре пятилетки
	I	II	III	IV	
Текущая добыча нефти в последнем году пятилетки, 10^6 т/год	29,04	68,19	99,52	124,95	
Число метров разведочных скважин, 10^6 м	1,737	2,115	2,491	2,870	9,213
Число метров добывающих скважин, 10^6 м	4,015	4,885	5,760	6,630	21,29
Стоимость бурения разведочных скважин, 10^6 руб	347,4	423,0	498,2	574,0	1842,6
Стоимость бурения добывающих скважин, 10^6 руб	301,13	366,38	432,0	497,3	1596,8
Стоимость строительно-монтажных работ по обустройству месторождений, 10^6 руб	200,75	244,25	288,0	331,5	1064,5
Общие капитальные затраты в разведочное и эксплуатационное бурение и обустройство месторождений, 10^6 руб	849,28	1033,63	1218,2	1402,8	4503,9

общей стоимости капитальных вложений в эксплуатационное бурение.

Таким образом, в первом году стоимость строительно-монтажных работ по обустройству месторождений составит

$$K_{см1} = \frac{55,05 \cdot 10^6 \cdot 2}{3} = 36,7 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

Полная годовая стоимость разведочного и эксплуатационного бурения, а также строительно-монтажных работ по обустройству месторождений в первый год составит

$$K_1 = C_3 n_3 + C_p n_p + K_{см1} = 55,05 \cdot 10^6 + 63,6 \cdot 10^6 + 36,7 \cdot 10^6 = 155,35 \cdot 10^6 \text{ руб.}$$

В табл. 64 даны основные показатели развития разработки новых нефтяных месторождений по объединению по пятилеткам за 20 лет при оптимальном варианте ($s_c = 30 \cdot 10^4$ м²/скв). Из таблицы видно, что капитальные вложения в разведочное и эксплуатационное бурение, а также в обустройство нефтяных месторождений за четыре пятилетки составят свыше 4,5 млрд. руб.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Байбаков Н. К., Гарушев А. Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. М., Недра, 1981.
2. Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Рыжик В. М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа, М., Недра, 1972.
3. Борисов Ю. П., Рябинина З. К., Воинов В. В. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности. М., Недра, 1976.
4. Бронштейн И. Н., Семендяев К. А. Справочник по математике. М., ГИТТЛ, 1957.
5. Внутрислое горение с заводнением при разработке нефтяных месторождений/А. А. Боксерман, Ю. П. Желтов и др., М., Недра, 1977.
6. Вукалович М. П. Термодинамические свойства воды и водяного пара. Машгиз, 1959.
7. Гиматудинов Ш. К., Ширковский А. И. Физика нефтяного и газового пласта. М., Недра, 1982.
8. Донцов К. М. Разработка нефтяных месторождений. М., Недра, 1977.
9. Желтов Ю. П. Механика нефтегазонасного пласта. М., Недра, 1975.
10. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки/Ш. К. Гиматудинов, Ю. П. Борисов, М. Д. Розенберг и др. М., Недра, 1983.

Предисловие	3
Глава 1. Объекты и системы разработки нефтяных месторождений. Модели пластов	5
§ 1. Подготовка запасов, выбор объектов разработки и расчет добычи нефти с учетом последовательности ввода элементов в разработку	5
§ 2. Определение вероятностно-статистических параметров модели слоисто-неоднородного пласта	17
§ 3. Определение модифицированных относительных проницаемостей	25
Глава 2. Разработка нефтяных месторождений при естественных режимах	32
§ 1. Определение давления в пласте при упругом режиме	32
§ 2. Определение параметров по методу материального баланса	36
§ 3. Расчет показателей разработки нефтяного месторождения в законтурной области пласта при упругом режиме	39
§ 4. Разработка нефтяных месторождений при режиме растворенного газа	54
Глава 3. Разработка нефтяных месторождений с использованием заводнения	65
§ 1. Расчет распределения давления в пласте и дебитов скважин при жестком водонапорном режиме	65
§ 2. Расчет технологических показателей разработки месторождения на основе моделей слоисто-неоднородного пласта и поршневого вытеснения нефти водой	75
§ 3. Расчет технологических показателей разработки однородного пласта с использованием модели непоршневого вытеснения нефти водой	96
§ 4. Эмпирическая методика прогнозирования показателей разработки нефтяных месторождений с применением заводнения	111
§ 5. Расчет показателей разработки трещиновато-пористого пласта при его заводнении	116
§ 6. Задачи для учебной научно-исследовательской работы	119
Глава 4. Разработка нефтегазовых месторождений	124
§ 1. Анализ процесса разработки с применением метода материального баланса	124
§ 2. Расчет показателей разработки с использованием эмпирической методики	131
§ 3. Определение технологических показателей разработки нефтегазоконденсатных месторождений	149
§ 4. Определение предельных дебитов скважин при разработке нефтегазовых залежей	158
Глава 5. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений	162
§ 1. Расчет температурного поля пласта при нагнетании в него теплоносителя	162
§ 2. Подготовка исходных данных для проектирования процесса внутрипластового горения. Расчет инициирования горения в пласте	171
§ 3. Расчет технологических показателей разработки нефтяных ме-	