

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

Ю. П. Желтов, И. Н. Стрижов, А. Б. Золотухин,
В. М. Зайцев

Рецензенты: 1) кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Ивано-Франковского института нефти и газа, 2) д-р техн. наук *М. Л. Сургуцев* (Всесоюзный нефтегазовый научно-исследовательский институт)

С 23 **Сборник задач по разработке нефтяных месторождений: Учеб. пособие для вузов/Ю. П. Желтов, И. Н. Стрижов, А. Б. Золотухин, В. М. Зайцев — М.: Недра, 1985, 296 с., ил.**

В пер.: 1 р. 10 к. 3350 экз.

Рассмотрены задачи по проектированию систем разработки нефтяных месторождений, построению моделей нефтяных пластов, разработке месторождений на различных режимах и с применением различных методов воздействия на залежи, регулированию разработки и прогнозированию ее показателей. Приведены методы решения типовых задач. К сложным задачам даны алгоритмы и принципиальные схемы их решения на электронно-вычислительных машинах.

Для студентов нефтяных вузов и факультетов, обучающихся по специальности «Технология и комплексная механизация разработки нефтяных и газовых месторождений».

Табл. 64, ил. 84, список лит.—10 назв.

Курс разработки нефтяных месторождений — один из основных по специальности «Технология и комплексная механизация разработки нефтяных и газовых месторождений».

Студент, изучающий этот курс, помимо усвоения теоретических основ разработки нефтяных месторождений, которые преподаются в лекционной части, должен овладеть методиками и практическими навыками расчетов процессов извлечения нефти и газа из недр, а также подготовить курсовой проект по проектированию системы и технологии разработки реального или абстрактного месторождения. Кроме того, студент выполняет учебную научно-исследовательскую работу (УНИР), результаты которой помещаются в курсовой проект в виде особого раздела. В соответствии со сказанным в настоящий сборник включены три типа задач: для практических и внеаудиторных занятий; типовые для курсового проектирования, помеченные, помимо номера, индексом К; задачи УНИР, в нумерации которых содержится индекс Н.

Все типовые задачи входят в настоящий сборник вместе с их решениями. Этим задачам соответствуют, как правило, аналогичные задачи без решений, т. е. примерные варианты типовых задач, которые студенты должны решать самостоятельно. Эти варианты задач преподаватели могут изменить по своему усмотрению.

При выполнении курсовых проектов, связанных с разработкой реальных месторождений, также рекомендуется основываться лишь на самих методиках решения соответствующих типовых задач курсового проектирования, содержащихся в сборнике, используя иные (конкретные) исходные данные. На подготовку студентов по курсу «Разработка нефтяных месторождений» в свое время оказало положительное влияние учебное пособие Г. Л. Говоровой «Сборник задач по разработке нефтяных и газовых месторождений» (М., Гостоптехиздат, 1959).

В настоящее время разработка нефтяных месторождений в СССР получила дальнейшее развитие, увеличилось разнообразие свойств разрабатываемых объектов, используются новые процессы извлечения нефти из недр, возросли требования к проектированию разработки месторождений. Эти обстоятельства и вызвали необходимость подготовки нового сборника задач по разработке нефтяных месторождений.

Современное промышленное проектирование разработки нефтяных месторождений требует сложных расчетов, во многих случаях приводящих к использованию мощных ЭВМ. Осуществление таких расчетов выходит за рамки вузовских курсов. Поэтому авторы старались, сохраняя представление о сущности процессов разработки нефтяных месторождений, применять при решении задач такие методики, чтобы студенты смогли осуществлять расчеты на

базе полученной в вузе математической подготовки, пользуясь портативными электронными калькуляторами или обращаясь к достаточно доступным ЭВМ класса «Наири», «Мир-2» или ЕС-1010.

Авторы настоящего пособия подготовили следующие разделы: Ю. П. Желтов — главы 1 и 3, а также задачи 2.1—2.6, 5.28К—5.31К, 7.2—7.5, 7.43К; В. М. Зайцев — главу 4, а также задачи 2.7—2.15Н, 7.1; А. Б. Золотухин — главу 6, а также задачу 3.7К (совместно с Ю. П. Желтовым); И. Н. Стрижов — главу 5, кроме задач 5.28К—5.31К, а также задачи 2.16К—2.22Н, 7.6—7.42.

Авторы благодарят Н. А. Еремина, М. Ю. Желтова, Л. Н. Назарову, Н. И. Татукову и Т. С. Щелчкову за помощь в расчетах и в подготовке графического материала.

ОБЪЕКТЫ И СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. МОДЕЛИ ПЛАСТОВ**§ 1. ПОДГОТОВКА ЗАПАСОВ, ВЫБОР ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ И РАСЧЕТ ДОБЫЧИ НЕФТИ С УЧЕТОМ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ ВВОДА ЭЛЕМЕНТОВ В РАЗРАБОТКУ**

Развитие добычи нефти в каждом нефтеносном районе начинается с геологоразведочных работ на нефть и газ. Для того чтобы ввести в промышленную разработку нефтяные месторождения, необходимо прежде всего их разведать до такой степени, чтобы вводимые в разработку запасы нефти являлись достаточно достоверными и изученными, иными словами, относились к запасам «высоких категорий».

Хотя на практике подсчетом запасов нефти занимаются геологи, добычу нефти должны уметь определять и разработчики. Этот расчет связан с расчетом запасов нефти, которые будут переданы в разработку. Поэтому первые задачи настоящего сборника посвящены подготовке запасов нефти.

На месторождениях, содержащих несколько объектов, важно спроектировать такую систему, которая позволяла бы за счет распределения числа скважин между объектами и применения соответствующей схемы их расстановки обеспечить наибольшую эффективность разработки месторождения в целом. В задачах данного параграфа за критерий эффективности распределения скважин между объектами принято достижение максимальной конечной нефтеотдачи по месторождению в целом.

Система разработки каждого месторождения создается постепенно, путем ввода в действие отдельных ее элементов. Задачи 1.5—1.7 связаны с расчетом основных показателей разработки месторождения в целом с учетом последовательности включения в эксплуатацию ее элементов.

Задача 1.1. При разведке и разработке группы нефтяных месторождений района за пятилетний период переведено из категории C_2 в C_1 некоторое количество геологических запасов нефти со средней скоростью перевода запасов $q_{C_2} = 80 \cdot 10^6$ т/год с коэффициентом подтверждаемости запасов C_2 , значение которого $a_{C_2} = 0,5$. За этот же период добыто $25 \cdot 10^6$ т нефти при коэффициенте конечной нефтеотдачи $\eta_k = 0,5$. За пять лет общее количество запасов категории C_1 возросло на $100 \cdot 10^6$ т, а категорий $A + B$ увеличилось на $30 \cdot 10^6$ т. Каково значение среднего за пятилетку коэффициента a_{C_1} подтверждаемости запасов категории C_1 , переводимых в категории $A + B$?

Решение. Геологические запасы G_i (i -й категории) в рассматриваемом районе изменяются со временем t , поскольку в i -ю

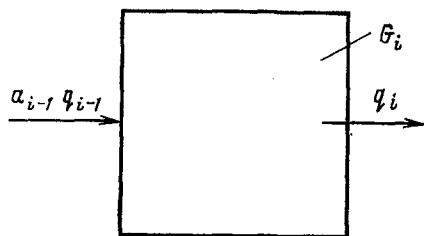


Рис. 1. Схема изменения запасов нефти

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?

Решение. 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.

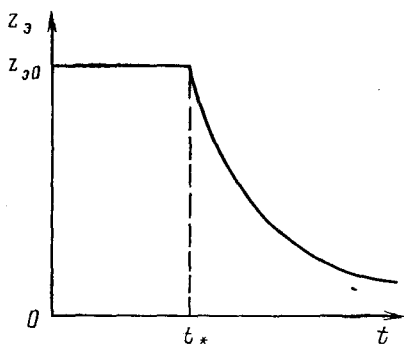


Рис. 2. Изменение темпа разработки элемента пятиточечной схемы расположения скважин во времени

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

$$a = \frac{z_{30}}{1 - z_{30}t_*}. \quad (1.27)$$

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 $q_{н1}(t)$ в любой стадии определяется по следующей общей формуле:

$$q_{н1}(t) = N_3 \int_0^t \omega_3(\tau) z_3(t-\tau) d\tau. \quad (1.28)$$

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

$$q_{н1}(t) = N_3 \int_0^t \omega_0 z_{30} d\tau = N_3 \omega_0 z_{30} t. \quad (1.29)$$

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 $q_{н1}(t_*) = N_3 \omega_0 z_{30} t_*$, 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 $q_{н1}(t_*)$ прибавить количество нефти, получаемой из элементов с падающей добычей.

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

$$q_{н2}(t) = N_3 \omega_0 z_{30} t_* + N_3 \omega_0 \int_{t_*}^t e^{-a(t-\tau)} d\tau = \\ = N_3 \omega_0 z_{30} \left\{ t_* + \frac{1}{a} [1 - e^{-a(t-t_*)}] \right\}. \quad (1.30)$$

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, $z_{30} = 0,05$ 1/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, $z_{30} = 0,05$ 1/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

$$Q_{н1} = N_{э} \omega_0 z_{э0} \int_0^t t dt = \frac{1}{2} N_{э} \omega_0 z_{э0} t^2, \quad 0 \leq t \leq t_*. \quad (1.34)$$

При $t = t_*$ получаем

$$Q_{н1}(t_*) = \frac{1}{2} N_{э} \omega_0 z_{э0} t_*^2. \quad (1.35)$$

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

$$\begin{aligned} Q_{н2} &= N_{э} \omega_0 z_{э0} \left\{ t_* (t - t_*) + \frac{1}{a} (t - t_*) - \int_{t_*}^t e^{-a(t-t_*)} dt \right\} = \\ &= N_{э} \omega_0 z_{э0} \left\{ t_* (t - t_*) + \frac{1}{a} (t - t_*) + \frac{1}{a^2} [e^{-a(t-t_*)} - 1] \right\}, \\ & \quad t_* \leq t \leq t_1. \quad (1.36) \end{aligned}$$

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:

$$\begin{aligned} Q_{н2}(t_1) &= N_{э} \omega_0 z_{э0} \left\{ t_* (t_1 - t_*) + \frac{t_1 - t_*}{a} + \right. \\ & \left. + \frac{1}{a^2} [e^{-a(t_1 - t_*)} - 1] \right\}. \quad (1.37) \end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned} Q_{н3} &= N_{э} \omega_0 z_{э0} \left\{ (t_* + t_1)(t - t_1) - \frac{t^2 - t_1^2}{2} + \frac{t - t_1}{a} + \right. \\ & \left. + \frac{1}{a^2} \int_{t_1}^t [e^{-a(t-t_*)}] dt \right\} = N_{э} \omega_0 z_{э0} \left\{ (t_* + t_1)(t - t_1) - \frac{t^2 - t_1^2}{2} + \right. \\ & \left. + \frac{t - t_1}{a} + \frac{1}{a^2} [e^{-a(t-t_*)} - e^{-a(t_1-t_*)}] \right\}, \quad t_1 \leq t \leq t_1 + t_*. \quad (1.38) \end{aligned}$$

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

$$Q_{н4} = \frac{N_{э} \omega_0 z_{э0}}{a} \int_{t_1 + t_*}^t [e^{-a(t-t_1-t_*)} - e^{-a(t-t_*)}] dt =$$

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

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

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

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

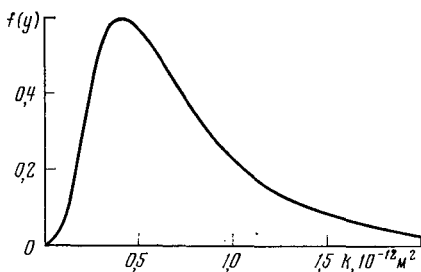


Рис. 3. Зависимость $f(y)$ от k при $\sigma = 0,665$, $\bar{k} = 0,4 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$

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:

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

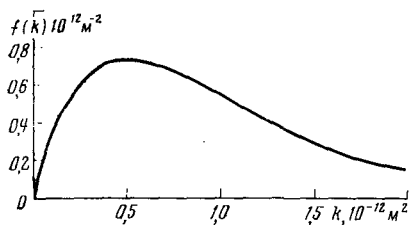


Рис. 4. Зависимость $f(k)$ от k при $\alpha = 2$, $\bar{k} = 0,5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$

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 $h = 150 \text{ м}$.

Таблица 6

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)						
1111	2,3	3,0	2,4	2,5	0,8	0,6
1112	1,2	5,1	1,1	2,4	2,2	2,0
1113	0,9	2,0	3,5	1,5	3,4	1,5
1114	0	4,5	0	5,1	1,4	1,7
1115	3,7	0	4,2	1,3	2,3	0,3
1116	1,9	4,0	3,4	3,2	0,9	1,5
1117	2,2	3,2	4,5	0	2,4	0,7
1118	1,7	4,3	3,3	1,1	1,7	1,4
1119	2,5	1,7	2,7	4,1	0	1,9
1120	2,0	3,4	4,2	2,0	1,8	0

Продолжение

Номер скважины	Интервал проницаемости k , 10^{-15} м ²				
	1200—1400	1400—1600	1600—1800	1800—2000	>2000
Толщина пропластков (в м)					
1111	0,2	0,4	0,2	0	0
1112	0,7	0,6	0,1	0,1	0,3
1113	0,5	0,7	0,2	0,1	0,2
1114	0,4	0,3	0,3	0,2	0,1
1115	0,3	0,7	0,9	0	0
1116	1,1	1,3	0,2	0,3	0,2
1117	0,5	0,4	0,1	0,3	0,2
1118	1,7	0,2	0,1	0,3	0
1119	1,2	0,3	0,4	0,2	0,3
1120	1,2	0,1	0,7	0,5	0

О т в е т. $\bar{k} = 0,35 \cdot 10^{-12}$ м².

§ 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МОДИФИЦИРОВАННЫХ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ

При расчетах процессов непоршневого вытеснения нефти из пластов закачиваемыми в них веществами во многих случаях используют конечно-разностные методы и ЭВМ, особенно при рассмотрении двумерных фильтрационных течений. Разрабатываемые области пласта имеют значительные размеры и при применении конечно-разностных методов они разделяются на некоторое число конечно-разностных ячеек, ограничиваемое вычислительными возможностями ЭВМ и трудоемкостью решаемых задач. Одна ячейка может иметь линейные размеры в несколько десятков, а иногда и в сотни метров. Для ячейки таких больших размеров должны быть использованы зависимости относительных проницаемостей от насыщенности пласта движущимися в нем веществами. Однако эти

зависимости определяют в лабораторных условиях с помощью образцов пород, имеющих линейные размеры в несколько сантиметров.

Относительные же проницаемости реального пласта в областях, линейные размеры которых равны линейным размерам конечно-разностных ячеек, могут существенным образом отличаться от определенных в лабораторных условиях. Поэтому для конечно-разностных ячеек устанавливают так называемые модифицированные относительные проницаемости, расчету которых и посвящены задачи 1.12—1.13.

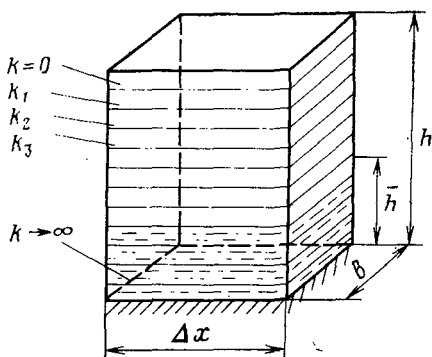


Рис. 5. Схема элементарного объема слоистого пласта

Задача 1.12. Слоисто-неоднородный по толщине пласт отличается еще и тем, что абсолютная проницаемость каждого прослоя может изменяться по простиранию. Отдельные прослои могут замещаться в пространстве прослоями с иной проницаемостью, так что проницаемость прослоев изменяется не только по толщине, но и по длине. Однако при построении модели данного пласта оказывается возможным выделить «элементарный объем» прямолинейного пласта длиной Δx , общей толщиной h и шириной b (рис. 5), состоящей из набора пропластков с абсолютной проницаемостью, распределение которой подчиняется определенному вероятностно-статистическому закону.

Требуется для данной модели пласта определить модифицированные относительные проницаемости для нефти и воды, принимая, что вода, вытесняющая нефть из элемента пласта, входит в пропластки начиная с пропластка с самой большой проницаемостью. Так как Δx мало по сравнению с размерами пласта в целом, можно считать, что вода последовательно и мгновенно заполняет каждый пропласток. Вытеснение нефти водой из каждого пропластка — поршневое. При этом остаточная нефтенасыщенность изменяется в зависимости от абсолютной проницаемости прослоев следующим образом:

$$S_{н\text{ ост}} = 0,68e^{-k/2\bar{k}}$$

Содержание связанной воды также зависит от абсолютной проницаемости отдельных прослоев пласта и определяется по формуле

$$S_{св} = 0,32e^{-k \cdot 2\bar{k}}$$

Принимается в виде гипотезы, что фазовая проницаемость для воды в каждом из прослоев зависит от абсолютной проницаемости,

остаточной нефтенасыщенности и насыщенности связанной водой следующим образом:

$$k_B = k(1 - s_{H \text{ ост}} - s_{CB}).$$

Абсолютная проницаемость слоев неоднородного пласта в его элементарном объеме длиной Δx соответствует гамма-распределению при $\alpha = 2$.

Решение. Расположим слои пласта таким образом, чтобы слой с самой высокой абсолютной проницаемостью ($k \rightarrow \infty$) находился в нижней части элемента пласта, а слой с наименьшей проницаемостью ($k = 0$) — в верхней. Проницаемость слоев непрерывно возрастает снизу вверх. В соответствии с условием задачи вода мгновенно вытесняет нефть из обводнившегося прослоя. Таким образом, в какой-то момент времени оказывается, что из слоев с суммарной толщиной \bar{h} произошло вытеснение нефти и в них фильтруется только вода. В этих слоях осталась, в соответствии с моделью поршневого вытеснения, неизвлекаемая нефть с остаточной нефтенасыщенностью $s_{H \text{ ост}}$. В остальных же слоях содержатся нефть и связанная вода.

В соответствии с предположением о последовательном мгновенном обводнении слоев, начиная со слоя с самой высокой проницаемостью, расход воды Δq_B , поступающей в слой элемента пласта толщиной Δh , определяется следующим образом:

$$\Delta q_B = \frac{k_B b \Delta h \Delta p}{\mu_B \Delta x} = \frac{k(1 - s_{H \text{ ост}} - s_{CB}) b \Delta h \Delta p}{\mu_B \Delta x}.$$

Если бы слой был полностью водонасыщенным (нефтенасыщенность равна нулю), то расход воды, фильтрующейся через этот слой пласта, составил:

$$\Delta \bar{q}_B = \frac{k b \Delta p \Delta h}{\mu_B \Delta x}.$$

Однако если в некоторый момент времени обводнены слои с суммарной толщиной \bar{h} , то расход воды, поступающей в эти слои, будет выражаться интегралом

$$q_B = \frac{b \Delta p}{\mu_B \Delta x} \int_0^{\bar{h}} k(1 - s_{H \text{ ост}} - s_{CB}) dh.$$

В случае полностью водонасыщенного пласта

$$\bar{q}_B = \frac{b \Delta p}{\mu_B \Delta x} \int_0^h k dh.$$

Определим модифицированную относительную проницаемость пласта для воды

$$\bar{k}_B = \frac{q_B}{\bar{q}_B} = \frac{\int_0^{\bar{h}} k(1 - s_{H \text{ ост}} - s_{CB}) dh}{\int_0^h k dh}.$$

Учитывая вероятностно-статистическое распределение абсолютной проницаемости, т. е. полагая $dh = hf(k) dk$, из предыдущих формул имеем

$$\bar{k}_B = \frac{\int_{k_*}^{\infty} (1 - s_{H \text{ ост}} - s_{CB}) kf(k) dk}{\int_0^{\infty} kf(k) dk}, \quad (1.48)$$

где k_* — проницаемость обводнившегося в данный момент времени слоя.

Считается, что в необводненной части элемента пласта происходит фильтрация только нефти, поступающей из соседнего элемента. Поэтому

$$q_H = \int_{\bar{h}}^h \frac{b \Delta p k dh}{\mu_H \Delta x} = \frac{b \Delta p}{\mu_H \Delta x} \int_0^{k_*} kf(k) dk.$$

Если бы в элементе пласта фильтровалась только нефть, то было бы

$$\bar{q}_H = \frac{b \Delta p}{\mu_H \Delta x} \int_0^{\infty} kf(k) dk.$$

Аналогично \bar{k}_B получаем формулу для модифицированной относительной проницаемости для нефти \bar{k}_H . Имеем

$$\bar{k}_H = \frac{\int_0^{k_*} kf(k) dk}{\int_0^{\infty} kf(k) dk}. \quad (1.49)$$

Для гамма-распределения интеграл, стоящий в знаменателе формул (1.48) и (1.49), известен. Он равен $2\bar{k}$ при $\alpha = 2$. Таким образом, необходимо вычислить интегралы, содержащиеся в числителе формул (1.48) и (1.49).

Обозначим в рассматриваемом случае гамма-распределения при $\alpha = 2$

$$J_1 = \int_{k_*}^{\infty} kf(k) dk = \int_{k_*}^{\infty} \frac{k^2 e^{-k/\bar{k}}}{\bar{k}^2} dk.$$

Интегрируя это выражение по частям, получаем

$$J_1 = \bar{k} e^{-k_* \bar{k}} \left[\left(\frac{k_*}{\bar{k}} \right)^2 + 2 \left(\frac{k_*}{\bar{k}} \right) + 2 \right].$$

Возьмем интеграл, содержащийся в числителе формулы (1.49).
Имеем

$$J_2 = \int_0^{k_*} kf(k) dk = \int_0^{k_*} \frac{k^2 e^{-k\bar{k}}}{\bar{k}^2} dk = \\ = \bar{k} \left\{ 2 - e^{-k_* \bar{k}} \left[\left(\frac{k_*}{\bar{k}} \right)^2 + 2 \left(\frac{k_*}{\bar{k}} \right) + 2 \right] \right\}.$$

Вычислим интеграл, содержащийся в числителе формулы (1.48), с учетом зависимостей $s_{н\text{ ост}}$ и $s_{св}$ от проницаемости, данных в условии задачи. Имеем

$$\int_{k_*}^{\infty} (1 - s_{н\text{ ост}} - s_{св}) kf(k) dk = \\ = \int_{k_*}^{\infty} [1 - (0,68 + 0,32) e^{-k\bar{k}}] \frac{k^2 e^{-k\bar{k}}}{\bar{k}^2} dk = \\ = \int_{k_*}^{\infty} (1 - e^{-k\bar{k}}) \frac{k^2 e^{-k\bar{k}}}{\bar{k}^2} dk = J_1 - \int_{k_*}^{\infty} \frac{k^2 e^{-1,5k\bar{k}}}{\bar{k}^2} dk = \\ = J_1 - \frac{\bar{k}}{(1,5)^3} e^{-1,5k_* \bar{k}} \left[\left(\frac{1,5k_*}{\bar{k}} \right)^2 + 2 \left(\frac{1,5k_*}{\bar{k}} \right) + 2 \right].$$

Таким образом, для модифицированной относительной проницаемости для воды по формуле (1.48) имеем выражение

$$\bar{k}_B = e^{-k_* \bar{k}} \left[\frac{1}{2} \left(\frac{k_*}{\bar{k}} \right)^2 + \frac{k_*}{\bar{k}} + 1 \right] - \\ - \frac{1}{1,5^3} e^{-1,5k_* \bar{k}} \left[\frac{1}{2} \left(\frac{1,5k_*}{\bar{k}} \right)^2 + \frac{1,5k_*}{\bar{k}} + 1 \right]. \quad (1.50)$$

Соответственно модифицированная относительная проницаемость для нефти

$$\bar{k}_n = 1 - e^{-k_* \bar{k}} \left[\frac{1}{2} \left(\frac{k_*}{\bar{k}} \right)^2 + \frac{k_*}{\bar{k}} + 1 \right]. \quad (1.51)$$

Необходимо получить выражение для модифицированной водонасыщенности элемента пласта \bar{s} . Вода в элементе пласта содержится в виде связанной воды и воды, заполнившей обводнившиеся пропластки. Поровый объем ΔV_n рассматриваемого элемента пласта составит

$$\Delta V_n = mbh\Delta x.$$

Объем связанной воды в необводнившихся пропластках выражается следующим образом:

$$\Delta V_{св} = m\Delta x b \int_{\bar{h}}^h s_{св} dh = m\Delta x b h \int_0^{k_*} s_{св} f(k) dk.$$

Для объема воды ΔV_B в обводнившихся слоях имеем выражение

$$\Delta V_B = mbh\Delta x \int_{k_*}^{\infty} (1 - s_{н\text{ост}}) f(k) dk.$$

Полный объем воды в элементе пласта

$$\begin{aligned} \Delta \bar{V}_B &= mbh\Delta x \left[\int_0^{k_*} s_{св} f(k) dk + \int_{k_*}^{\infty} (1 - s_{н\text{ост}}) f(k) dk \right] = \\ &= mbh\Delta x \left[\int_0^{\infty} s_{св} f(k) dk + \int_{k_*}^{\infty} (1 - s_{н\text{ост}} - s_{св}) f(k) dk \right] = \\ &= mbh\Delta x \left[\frac{0,32}{1,5^2} + \int_{k_*}^{\infty} (1 - e^{-k\bar{k}}) \frac{k e^{-k\bar{k}}}{\bar{k}^2} dk \right] = \\ &= mbh\Delta x \left[\frac{0,32}{1,5^2} + e^{-k_*\bar{k}} \left(1 + \frac{k_*}{\bar{k}} \right) - \right. \\ &\quad \left. - \frac{1}{1,5^2} e^{-1,5k_*\bar{k}} \left(1 + \frac{1,5k_*}{\bar{k}} \right) \right]. \end{aligned}$$

Имеем, наконец,

$$\begin{aligned} \bar{s} &= \frac{\Delta \bar{V}_B}{\Delta V_{II}} = 0,142 + e^{-k_*\bar{k}} \left(1 + \frac{k_*}{\bar{k}} \right) - \\ &- 0,444 e^{-1,5k_*\bar{k}} \left(1 + \frac{1,5k_*}{\bar{k}} \right). \end{aligned} \quad (1.52)$$

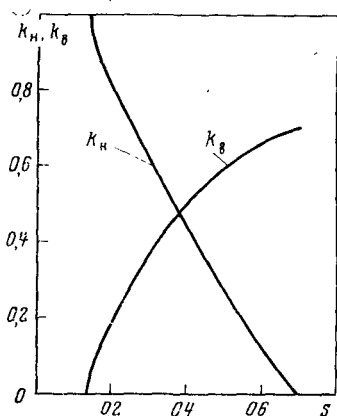


Рис. 6. Зависимости модифицированных относительных проницаемостей k_n и k_g от модифицированной водонасыщенности s

Чтобы получить зависимости $\bar{k}_n = \bar{k}_n(\bar{s})$ и $\bar{k}_b = \bar{k}_b(\bar{s})$, необходимо, задаваясь значением k_* , изменяющимся от 0 до ∞ , определять \bar{s} и при этом же значениях k_* , \bar{k}_n и \bar{k}_b .

Зависимости модифицированных относительных проницаемостей, вычисленных по формулам (1.50), (1.51) и (1.52), от \bar{s} приведены на рис. 6. Как видно, модифицированная насыщенность пласта связанной водой, соответствующая $k_* \rightarrow \infty$, $\bar{s}_{св} = 0,142$. При полном же обводнении пласта, соответствующем $k_* = 0$, $\bar{s} = 0,698$.

Соответственно относительные проницаемости для воды и нефти $\bar{k}_b = 0$, $\bar{k}_n = 1$ при $k_* \rightarrow \infty$ и $\bar{k}_b = 0,704$ и $\bar{k}_n = 0$ при $\bar{k}_* = 0$. Следует отметить, что кривая модифицированной проницаемости для воды $\bar{k}_b = \bar{k}_b(\bar{s})$ возрастает монотонно с увеличением \bar{s} и является вогнутой к оси абсцисс.

Задача 1.13. Требуется построить кривые модифицированных относительных проницаемостей для слоисто-неоднородного пласта, характеризующегося гамма-распределением при $\alpha = 2$, если

$$s_{св} = 0,2e^{-k \cdot 2\bar{k}}, \quad s_{н \text{ ост}} = 0,8e^{-k \cdot 2\bar{k}},$$

$$k_p = k(1 - s_{н \text{ ост}} - s_{св}).$$

У к а з а н и е. Использовать методику построения модифицированных относительных проницаемостей, данную в задаче 1.12.

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:

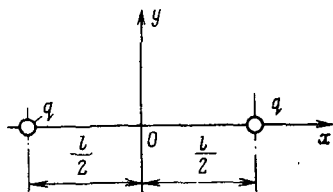
$$\Delta p = -\frac{q\mu_n}{4\pi kh} \text{Ei}(-z),$$

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

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

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.

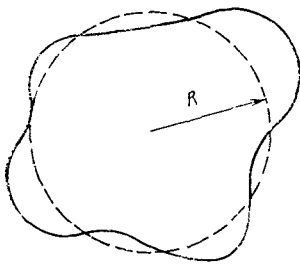


Рис. 8. Схематизация контура нефтеносности окружностью

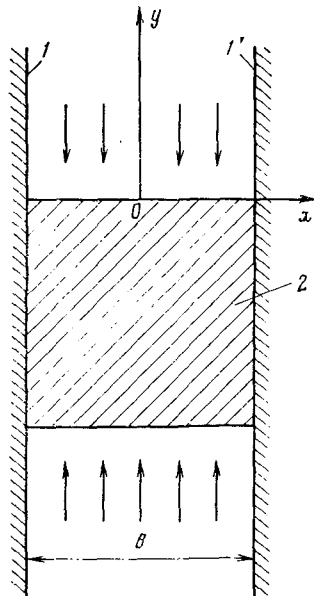


Рис. 9. Схема залежи, ограниченной прямолинейно-параллельными границами:
1, 1' — непроницаемые границы сбросов; 2 — нефтяная залежь

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 $G_{r, p}$, 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

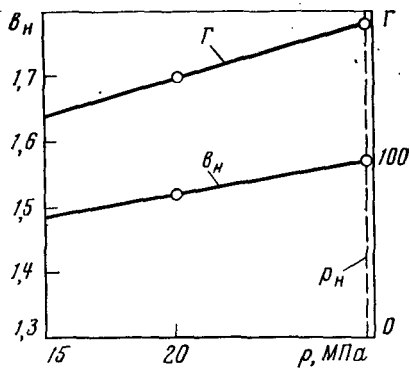


Рис. 10. Зависимости газосодержания и объемного коэффициента нефти от давления

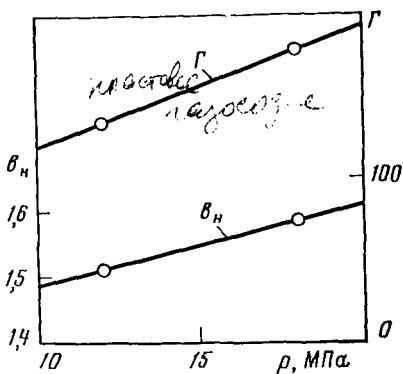
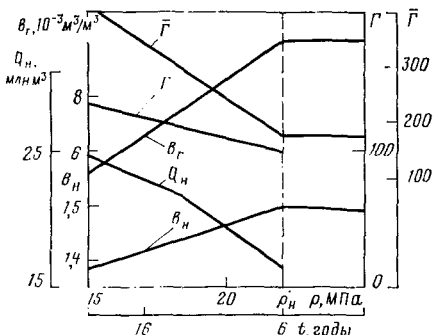


Рис. 11. Зависимости газосодержания и объемного коэффициента нефти от давления

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:

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

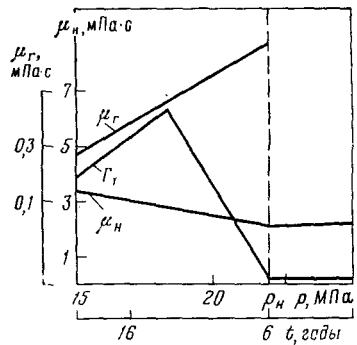


Рис. 13. Зависимости вязкости нефти и газа от давления и изменение текущего газового фактора во времени разработки

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

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

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.

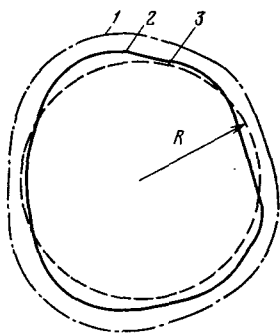


Рис. 14. Схема нефтяного месторождения.

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

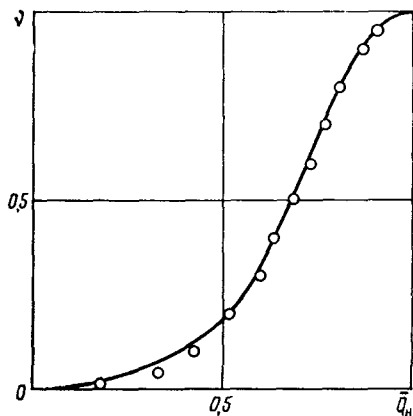


Рис. 15. Зависимость текущей обводненности ν от относительного отбора нефти \bar{Q}_H

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

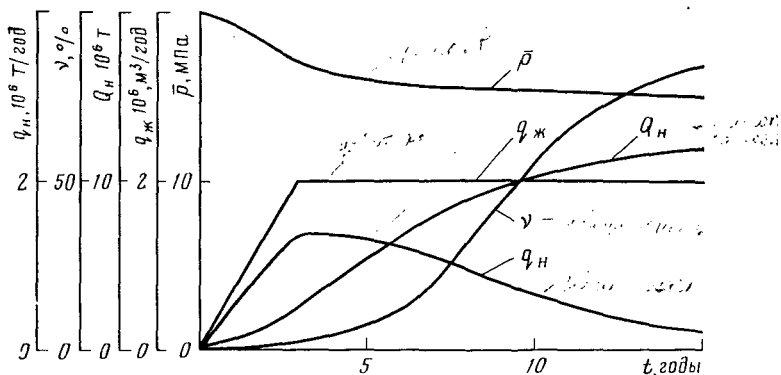


Рис. 16. Графики изменения параметров в процессе разработки залежи нефти

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:

$$v = q_v / (q_v + q_n) = q_v / q_{\Sigma},$$

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

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

Поскольку

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

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) вычисляют 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

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

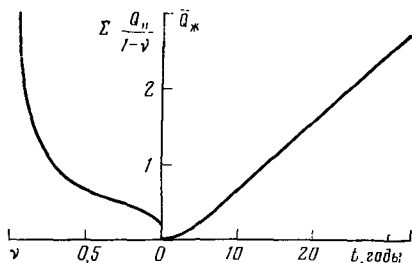


Рис. 17. Кривые для пересчета текущей обводненности в зависимости от времени

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_I , 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.

§ 4. РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИ РЕЖИМЕ РАСТВОРЕННОГО ГАЗА

В тех случаях, когда давление в процессе разработки залежи падает ниже давления насыщения, в пласте развивается режим растворенного газа (РРГ). При этом режиме вытеснение нефти из пласта обусловлено выделением из нефти и последующим расширением растворенного в ней газа. Вследствие высокой подвижности газа эффективность режима растворенного газа невелика, а нефтеотдача редко превышает 15 %. Показатели РРГ часто становятся базовыми при определении сравнительной эффективности различных методов воздействия на пласт. В задаче 2.16К определяют показатели разработки залежи при режиме растворенного газа в условиях постоянного давления на забое добывающей скважины, а в задаче 2.20К при постоянной депрессии на пласт. Задачи 2.17К—2.19К и 2.21К—2.22К — варианты задач 2.16К и 2.20К соответственно. Задачи 2.22Н—2.24Н предназначены для учебной научно-исследовательской работы студентов.

Задача 2.16К. Определить основные показатели разработки залежи нефти при режиме растворенного газа. Площадь залежи $S = 2,512 \cdot 10^7 \text{ м}^2$. Скважины расположены на площади равномерно по треугольной сетке с расстоянием $l = 380 \text{ м}$; приведенный радиус скважины $r_c = 0,1 \text{ м}$; забойное давление в добывающих скважинах $p_c = 1 \cdot 10^6 \text{ Па}$; начальное пластовое давление $p_0 = 7 \cdot 10^6 \text{ Па}$; давление насыщения нефти газом $p_{\text{н}} = 6 \cdot 10^6 \text{ Па}$; пористость пласта $m = 0,2$; средняя толщина пласта $h = 7 \text{ м}$; проницаемость пласта $k = 8 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$; начальная нефтенасыщенность пласта $s_{\text{на}} = 0,8$; начальная водонасыщенность пласта $s_{\text{в}} = 0,2$; вязкость газа $\mu_{\text{г}} = 0,015 \text{ мПа} \cdot \text{с}$; срок разбуривания залежи $t_* = 10 \text{ лет}$; плотность дегазированной нефти $\rho_{\text{н}} = 885 \text{ кг/м}^3$.

Зависимости вязкости нефти, объемного коэффициента нефти и количества растворенного в нефти газа от давления представлены на рис. 18.

Радиус области дренирования для каждой скважины при треугольной сетке вычисляют по формуле

$$R_k = \frac{l \sqrt[4]{3}}{\sqrt{2\pi}} = 0,525 \cdot l$$

где R_k — условный радиус зоны дренирования скважины, м ($R_k = 0,525 \cdot 380 = 200 \text{ м}$).

Площадь зоны дренирования

$$S_c = \pi R_k^2,$$

где S_c — площадь зоны дренирования, м^2 ($S_c = 3,14 \cdot 200^2 = 125\,600 \text{ м}^2$).

Тогда число скважин на залежи составит

$$n = S/S_c,$$

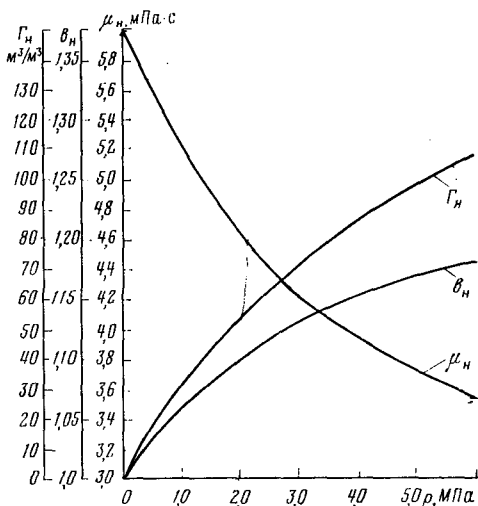


Рис. 18. Зависимости вязкости, объемного коэффициента и газосодержания нефти от давления

где n — общее число скважин, эксплуатирующих залежь, $n = (2,512 \cdot 10^7) / (1,256 \cdot 10^5) = 200$.

Для определения нефтенасыщенности на контуре в зависимости от давления воспользуемся следующей формулой [10]:

$$S_{\kappa}^{i+1} = \frac{\frac{\bar{\Gamma} - \Gamma_p(p_{\kappa}^i)}{b_n(p_{\kappa}^i)} s_{\kappa}^i - (1 - s_{\kappa}^i) \frac{\rho_g(p_{\kappa}^i)}{\rho_{г0}} + \frac{\rho_g(p_{\kappa}^i)}{\rho_{г0}}}{\frac{\bar{\Gamma} - \Gamma_p(p_{\kappa}^{i+1})}{b_n(p_{\kappa}^{i+1})} + \frac{\rho_g(p_{\kappa}^{i+1})}{\rho_{г0}}}, \quad (2.19)$$

где s_{κ}^{i+1} — насыщенность на контуре на шаге $i + 1$, доли единицы; $\bar{\Gamma}$ — среднее значение газового фактора при изменении давления от p_{κ}^i до p_{κ}^{i+1} , m^3/m^3 ; Γ_p — растворимость газа в нефти при p_{κ}^i , m^3/m^3 ; $\rho_g(p_{\kappa}^i)$ — плотность газа при давлении p_{κ}^i , kg/m^3 ; $\rho_{г0}$ — плотность газа при давлении $1 \cdot 10^5$ Па, kg/m^3 .

Среднее значение газового фактора вычисляют по формуле

$$\bar{\Gamma} = \psi(S_{\kappa}^i) \frac{\mu_n(\bar{p}_i)}{\mu_g(\bar{p}_i)} b_n(\bar{p}_i) \frac{\rho_g(\bar{p}_i)}{\rho_{г0}} + \Gamma_p(\bar{p}_i), \quad (2.20)$$

где $\psi(S_{\kappa}^i)$ — отношение фазовых проницаемостей для газа и нефти (определяют по таблицам); $\bar{p}_i = (p_{\kappa}^i + p_{\kappa}^{i+1})/2$; $\mu_n(\bar{p}_i)$ — вязкость нефти при давлении \bar{p}_i , $mPa \cdot s$; $\mu_g(\bar{p}_i)$ — вязкость газа при давлении \bar{p}_i , $mPa \cdot s$.

Вязкость газа с изменением давления меняется незначительно и ее можно при расчетах считать постоянной. Предполагая, что газ, растворенный в нефти, идеальный, можно записать:

$$\rho_g(p) / \rho_{г0} = p / 10^5 \text{ Па.}$$

Тогда формулы (2.19) и (2.20) примут вид

$$s_k^{i+1} = \frac{\frac{\tilde{\Gamma} - \Gamma_p(p_k^i)}{b_n(p_k^i)} s_k^i - (1 - s_k^i) \frac{p_k^i}{10^5} + \frac{p_k^{i+1}}{10^5}}{\frac{\tilde{\Gamma} - \Gamma_p(p_k^{i+1})}{b_n(p_k^{i+1})} + \frac{p_k^{i+1}}{10^5}}, \quad (2.21)$$

$$\tilde{\Gamma} = \psi(s_k^i) \frac{v_n(\bar{p}_i)}{\mu_r(\bar{p}_i)} b_n(\bar{p}_i) \frac{\bar{p}_i}{10^5} + \Gamma_p(\bar{p}_i). \quad (2.22)$$

Так как фазовая проницаемость для нефти при начальной нефтенасыщенности равна абсолютной, то считают, что нефтенасыщенность на контуре питания при $p_k = p_n$ равна единице, т. е.

$$s_k^1(p_k = p_n) = 1.$$

Отбором нефти за счет упругого запаса со снижением давления от начального пластового до давления насыщения можно пренебречь. Следовательно, $p_k = p_n$. Если при построении зависимости s_k^i от p_k^i использовать шаг, равный $2 \cdot 10^5$ Па, то для $p_k^2 = 5,8 \cdot 10^6$ Па получим

$$\bar{p}_2 = \frac{6,0 \cdot 10^6 + 5,8 \cdot 10^6}{2} = 5,9 \cdot 10^6 \text{ Па};$$

$$\tilde{\Gamma} = 0,355 \cdot 1,179 \cdot \frac{5,9 \cdot 10^6}{10^5} + 111 = 111 \text{ м}^3/\text{м}^3;$$

$$s_k^2 = \frac{\frac{111 - 112}{1,18} \cdot 1,0 - (1 - 1) \frac{6,0 \cdot 10^6}{10^5} + \frac{5,8 \cdot 10^6}{10^5}}{\frac{111 - 110}{1,178} + \frac{5,8 \cdot 10^6}{10^5}} = 0,9712.$$

Дебит нефти (в м³/с) определяем по следующей зависимости:

$$q_n = \frac{2 \pi kh(p_k - p_c) \Phi}{\ln \frac{R_k}{r_c} - \frac{1}{2}}, \quad (2.23)$$

где

$$\Phi = \frac{k_n(s_k^i)}{b_n(p_{cp}) \mu_n(p_{cp})}; \quad p_{cp} = \frac{p_k + p_c}{2},$$

$k_n(s_k^i)$ — фазовая проницаемость пласта для нефти при нефтенасыщенности на контуре s_k^i , доли единицы.

При нефтенасыщенности, равной 1, $k_n = 1$. Тогда

$$p_{cp} = \frac{6,0 \cdot 10^6 + 1 \cdot 10^6}{2} = 3,5 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

$$\Phi = \frac{1,0}{1,147 \cdot 4,08 \cdot 10^{-3}} = 313,7 \text{ 1/Па} \cdot \text{с.}$$

$$q_n = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,8 \cdot 10^{-12} \cdot 7 (6,0 \cdot 10^6 - 1,0 \cdot 10^6) 213,7}{\ln \frac{200}{0,1} - 0,5} = 4,953 \cdot 10^{-12} \times$$

$$\times (6,0 \cdot 10^6 - 1,0 \cdot 10^6) 213,7 = 5,293 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

Вычислим дебит нефти при давлении на контуре $5,8 \cdot 10^6$ Па и насыщенности 0,9712.

$$p_{\text{ср}} = \frac{5,8 \cdot 10^6 + 1 \cdot 10^6}{2} = 3,4 \cdot 10^6 \text{ Па};$$

$$\varphi = \frac{0,911^*}{1,145 \cdot 4,1 \cdot 10^{-3}} = 194,06 \text{ 1/Па} \cdot \text{с};$$

$$q_n = 4,953 \cdot 10^{-12} (5,8 \cdot 10^6 - 1,0 \cdot 10^6) 194,06 = 4,614 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

Время, за которое насыщенность снижается от s_k^i до s_k^{i+1} ,

$$\Delta t_i = 0,5 \pi R_k^2 h m \left(\frac{1}{q_n^i} + \frac{1}{q_n^{i+1}} \right) \left[\frac{s_k^i}{b_n(p_k^i)} - \frac{s_k^{i+1}}{b_n(p_k^{i+1})} \right], \quad (2.24)$$

где Δt_i — промежуток времени, в течение которого насыщенность снизилась с s_k^i до s_k^{i+1} . Для первого промежутка времени имеем

$$\Delta t_1 = 0,5 \cdot 3,14 (200)^2 \cdot 7 \cdot 0,2 \left(\frac{1}{5,293 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{4,614 \cdot 10^{-3}} \right) \times \\ \times \left(\frac{1,0}{1,18} - \frac{0,9712}{1,178} \right) = 8,22 \cdot 10^5 \text{ с} = 9,52 \text{ сут}.$$

Проведем весь комплекс расчетов для $p_k = 5,6 \cdot 10^6$ Па.

$$p_{\text{ср}} = \frac{5,8 \cdot 10^6 + 5,6 \cdot 10^6}{2} = 5,7 \cdot 10^6 \text{ Па};$$

$$\tilde{\Gamma} = 0,001088 \frac{3,6}{0,015} 1,177 \frac{5,7 \cdot 10^6}{10^5} + 109 = 126,5;$$

$$s_k^3 = \frac{\frac{126 - 111}{1,178} 0,9712 - (1 - 0,9712) 58 \cdot \frac{10^6}{10^5} + 56 \cdot \frac{10^6}{10^5}}{\frac{126 - 108}{1,176} + 56 \cdot \frac{10^6}{10^5}} = 0,9354;$$

$$p_{\text{ср}} = \frac{5,6 \cdot 10^6 + 1 \cdot 10^6}{2} = 3,3 \cdot 10^6 \text{ Па};$$

$$\varphi = \frac{0,8076}{1,144 \cdot 4,13 \cdot 10^{-3}} = 170,93;$$

$$q_n = 4,953 \cdot 10^{-12} (5,6 \cdot 10^6 - 1,0 \cdot 10^6) 170,93 = 3,894 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\Delta t_2 = 8,792 \cdot 10^4 \left(\frac{1}{4,614 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{3,89 \cdot 10^{-3}} \right) \left(\frac{0,9712}{1,178} - \frac{0,9354}{1,176} \right) = \\ = 1,21 \cdot 10^6 \text{ с} = 14 \text{ сут}.$$

Из результатов расчетов (табл. 10) следует, что общий срок эксплуатации зоны дренирования одной скважины составит $4,47 \cdot 10^7$ с, или 517,5 сут (1,418 года).

Таблица 10

Давление на контуре p_k^i , МПа	Среднее давление p_i^i , МПа	Газовый фактор \bar{G} , м ³ /м ³	Насыщенность на контуре S_k^i	Среднее давление p_i^i , МПа	Φ_i	Дебит нефти $q_n \cdot 10^{-3}$, м ³ /с	Δt_i , сут
6,0	5,9	111	1,0	3,5	213,7	5,29	
5,8	5,9	111	0,9712	3,4	194,1	4,614	9,51
5,6	5,7	126,5	0,9354	3,3	170,9	3,894	14,0
5,4	5,5	201,0	0,9217	3,2	162,2	3,535	5,67
5,2	5,3	245	0,9084	3,1	154,1	3,204	6,05
5,0	5,1	297,3	0,8975	3,0	147,5	2,922	5,32
4,8	4,9	346,1	0,8967	2,9	146,1	2,75	0,024
4,6	4,7	339,9	0,8863	2,8	140,0	2,496	5,94
4,4	4,5	390,0	0,8765	2,7	134,4	2,263	5,54
4,2	4,3	440,3	0,8670	2,6	128,8	2,042	5,31
4,0	4,1	429,7	0,8597	2,5	124,6	1,85	5,24
3,8	3,9	529,8	0,8507	2,4	119,7	1,66	4,0
3,6	3,7	581,0	0,8423	2,3	115,1	1,48	17,4
3,4	3,5	628,6	0,8347	2,2	111,1	1,32	5,96
3,2	3,3	668,2	0,8271	2,1	107,1	1,17	5,73
3,0	3,1	706,5	0,8189	2,0	102,8	1,02	6,34
2,8	2,9	749,7	0,8100	1,9	98,3	0,876	8,72
2,6	2,7	795,1	0,8015	1,8	94,1	0,746	9,49
2,4	2,5	835,3	0,7920	1,7	89,5	0,621	10,07
2,2	2,3	881,0	0,7837	1,6	85,7	0,509	11,09
2,0	2,1	909,6	0,7762	1,5	82,4	0,408	13,3
1,8	1,9	918,3	0,7678	1,4	78,9	0,313	21,4
1,6	1,7	928,6	0,7596	1,3	75,6	0,225	28,7
1,4	1,5	920,3	0,7485	1,2	71,2	0,141	44,8
1,2	1,3	927,0	0,7376	1,1	67,1	0,066	85,2
1,0	1,1	909,5	0,72442	—	—	0,033	182,8

Нефтеотдача к концу срока разработки составит

$$\eta_k = 1 - \frac{s_k b_n(p_n)}{b_n(p_c)}, \quad (2.25)$$

где $b_n(p_n)$ — объемный коэффициент при давлении, равном давлению насыщения; $b_n(p_c)$ — объемный коэффициент при давлении, равном давлению в добывающей скважине.

Подставив в формулу (2.25) соответствующие значения, получим

$$\eta = 1 - \frac{0,72442 \cdot 1,18}{1,057} = 0,191.$$

Для каждого этапа нефтеотдачу рассчитывают по формуле

$$\eta_i = 1 - \frac{s_k^i b_n(p_n)}{b_n(p_k^i)}, \quad (2.26)$$

где η_i — нефтеотдача на i -м шаге, доли единицы.

Накопленная добыча на каждом шаге

$$Q_{\text{н}}^i = G_{\text{н}} \eta_i, \quad (2.27)$$

где $Q_{\text{н}}^i$ — накопленная добыча нефти на i -м шаге, кг.

$G_{\text{н}}$ — Добыча $Q_{\text{н}}^i$ соответствует времени $t_i = \sum \Delta t_i$.

Подставив в формулу (2.26) значения, соответствующие давлению $p_{\text{к}} = 5,5$ МПа, получим

$$\eta_1 = 1 - \frac{0,9712 \cdot 1,18}{1,1,178} = 0,02715;$$

$$Q_{\text{н}}^1 = 2,11 \cdot 10^{10} \cdot 0,02715 = 5,729 \cdot 10^8;$$

$$t_1 = 8,22 \cdot 10^5 \text{ с.}$$

Для $p_{\text{к}} = 5,5$ МПа получим

$$\eta_2 = 1 - \frac{0,9354 \cdot 1,18}{1,176} = 0,06142;$$

$$Q_{\text{н}}^2 = 2,11 \cdot 10^{10} \cdot 0,06142 = 1,3 \cdot 10^9;$$

$$t_2 = 8,22 \cdot 10^5 \text{ с} + 12,1 \cdot 10^5 \text{ с} = 20,32 \cdot 10^5 \text{ с.}$$

Результаты расчетов динамики добычи нефти при режиме растворенного газа сведены в табл. 11 и на рис. 19. Эти данные соответствуют одновременному вводу в эксплуатацию всех скважин.

Таблица 11

Нефтенасыщенность на контуре i $s_{\text{к}}$	Коэффициент нефтеотдачи η	Накопленная добыча нефти $Q_{\text{н}}$, 10^8 кг	Время, сут	Нефтенасыщенность на контуре i $s_{\text{к}}$	Коэффициент нефтеотдачи η	Накопленная добыча нефти $Q_{\text{н}}$, 10^8 кг	Время, сут
0,9712	0,02715	0,5729	9,51	0,8271	0,1446	3,052	95,7
0,9354	0,06142	1,30	23,5	0,8189	0,1486	3,136	102,0
0,9217	0,07359	1,553	29,2	0,8100	0,1534	3,237	110,7
0,9084	0,0854	1,8	35,2	0,8015	0,1578	3,33	120,2
0,8975	0,09483	2,0	40,6	0,7920	0,1618	3,415	130,3
0,8967	0,09486	2,002	40,6	0,7837	0,1654	3,489	141,4
0,8863	0,1038	2,191	46,5	0,7762	0,1689	3,563	154,7
0,8765	0,1115	2,352	52,1	0,7678	0,1734	3,658	176,1
0,8670	0,1181	2,491	57,4	0,7596	0,1777	3,749	204,8
0,8597	0,124	2,616	62,6	0,7485	0,1822	3,844	249,6
0,8507	0,1301	2,746	66,6	0,7376	0,1866	3,937	334,8
0,8423	0,1357	2,864	84,0	0,72442	0,191	4,03	517,5
0,8347	0,1405	2,965	90,0				

Запасы нефти в залежи можно вычислить по формуле

$$G_{\text{н}} = \frac{Shms_{\text{н}}\rho_{\text{н}}}{b_{\text{н}}}; \quad (2.28)$$

$$G_{\text{н}} = \frac{2,512 \cdot 10^7 \cdot 7 \cdot 0,2 \cdot 0,8 \cdot 885}{1,18} = 2,11 \cdot 10^{10} \text{ кг.}$$

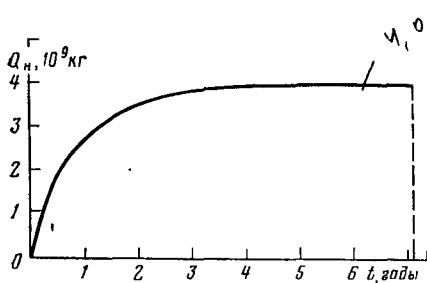


Рис. 19. График изменения накопленного отбора нефти во времени

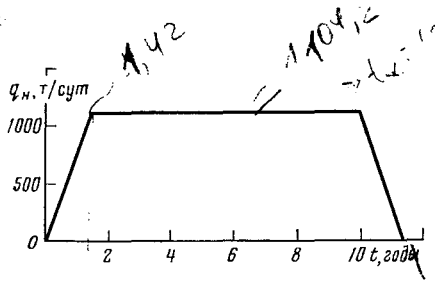


Рис. 20. График динамики добычи нефти

Суммарная добыча нефти за весь срок разработки составит

$$Q_n = G_n \eta; \quad (2.29)$$

$$Q_n = 2,11 \cdot 10^{10} \cdot 0,191 = 4,03 \cdot 10^9 \text{ кг.}$$

Суммарное время разработки всей залежи

$$t_p = t_* + t_c, \quad (2.30)$$

где t_c — время эксплуатации одной скважины, с,

$$t_p = 3,154 \cdot 10^8 + 4,472 \cdot 10^7 = 3,601 \cdot 10^8 \text{ с} = 11,42 \text{ года.}$$

Добыча нефти возрастает до тех пор, пока первая добывающая скважина не выйдет из эксплуатации (1,42 года). В дальнейшем в эксплуатацию очередной скважины будет соответствовать окончание работы другой. Поэтому в основной период разработки добычу нефти можно считать постоянной. Падение добычи нефти начнется после бурения последней добывающей скважины. Период падения добычи будет равен сроку эксплуатации одной скважины (1,42 года). Таким образом, график изменения добычи нефти во времени будет иметь вид равнобедренной трапеции (рис. 20). Для определения уровня стабилизированной добычи нефти составим следующее уравнение:

$$q_{ст} 0,5(2t_p - 2t_c) = Q_n.$$

Тогда

$$q_{ст} = \frac{Q_n}{t_p} = \frac{4,03 \cdot 10^9}{3,154 \cdot 10^8} = 12,78 \text{ кг/с} = 1104,2 \text{ т/сут.}$$

Динамика добычи нефти на залежи показана на рис. 20.

Задача 2.17К. Рассчитать показатели разработки залежи при режиме растворенного газа.

Площадь залежи $S = 1,75 \cdot 10^7 \text{ м}^2$; число скважин на залежи $n = 250$; средняя толщина пласта $h = 15 \text{ м}$; приведенный радиус скважины $r_c = 0,08 \text{ м}$; забойное давление в добывающих скважинах $p_c = 0,5 \text{ МПа}$; начальное пластовое давление $p_0 = 11,3 \text{ МПа}$; давление насыщения $p_n = 10,2 \text{ МПа}$, пористость пласта $m = 0,25$; проницаемость пласта $k = 8 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$; начальная нефтенасыщенность пласта $s_{н0} = 0,8$; начальная водонасыщенность пласта

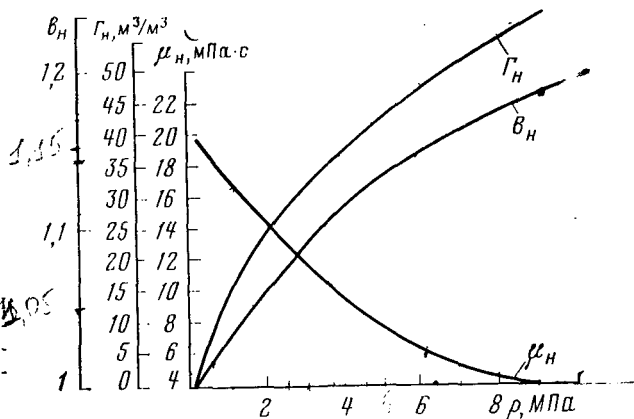


Рис. 21. Зависимости вязкости, объемного коэффициента и газосодержания нефти от давления

$s_{св} = 0,2$; плотность дегазированной нефти $\rho_n = 826 \text{ кг/м}^3$; вязкость газа $\mu_r = 0,013 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; время разбуривания залежи $t_* = 7 \text{ лет}$.

Зависимости вязкости нефти, объемного коэффициента и растворимости газа в нефти приведены на рис. 21.

Задача 2.18К. Рассчитать показатели разработки залежи при режиме растворенного газа.

Площадь залежи $S = 7,5 \cdot 10^7 \text{ м}^2$; средняя толщина пласта $h = 10 \text{ м}$; число скважин на залежи $n = 300$; приведенный радиус скважин $r_c = 0,1 \text{ м}$; забойное давление в добывающих скважинах $p_c = 2,0 \cdot 10^6 \text{ Па}$, начальное пластовое давление $p_0 = 1,0 \cdot 10^7 \text{ Па}$; давление насыщения нефти газом $p_n = 6,0 \cdot 10^6 \text{ Па}$; пористость пласта $m = 0,2$; проницаемость пласта $k = 0,8 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$; начальная нефтенасыщенность $s_{н0} = 0,8$; начальная водонасыщенность $s_{св} = 0,2$, плотность дегазированной нефти $\rho_n = 905 \text{ кг/м}^3$; вязкость газа $\mu_r = 0,015 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; время разбуривания залежи $t_* = 10 \text{ лет}$.

Зависимости растворимости газа в нефти, объемного коэффициента и вязкости нефти от давления приведены на рис. 21.

Задача 2.19К. Определить показатели разработки залежи при режиме растворенного газа.

Площадь залежи $S = 8 \cdot 10^7 \text{ м}^2$; залежь разбурена по треугольной сетке с расстоянием между скважинами $l = 400 \text{ м}$; средняя толщина пласта $h = 15 \text{ м}$; пористость пласта $m = 0,25$; начальная нефтенасыщенность пласта $s_{н0} = 0,8$; начальная водонасыщенность пласта $s_{св} = 0,2$; проницаемость пласта $k = 10^{-13} \text{ м}^2$; давление насыщения нефти газом $p_n = 8,9 \cdot 10^6 \text{ Па}$; начальное пластовое давление $p_0 = 9,0 \cdot 10^6 \text{ Па}$; вязкость пластового газа $\mu_r = 0,014 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; приведенный радиус скважины $r_c = 0,1 \text{ м}$; плотность нефти $\rho_n = 890 \text{ кг/м}^3$; время разбуривания залежи $t_* = 8 \text{ лет}$.

Зависимости растворимости газа в нефти, объемного коэффициента и вязкости нефти от давления приведены на рис. 22.

Задача 2.20К. Определить основные показатели разработки залежи нефти при режиме растворенного газа. Площадь

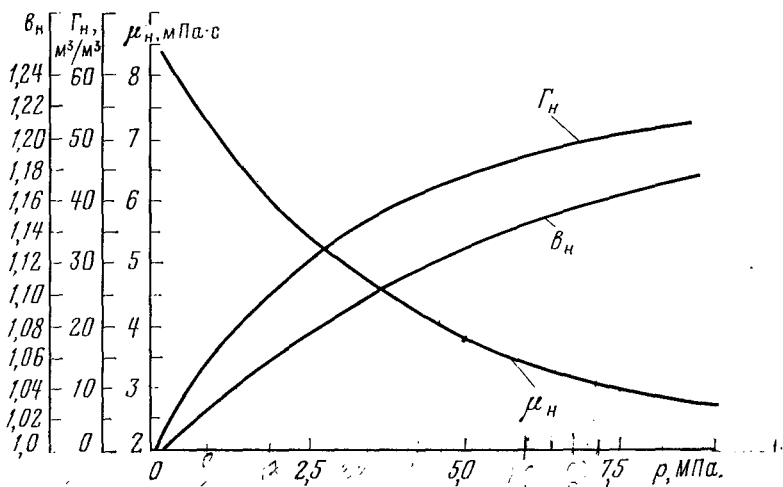


Рис. 22. Зависимости вязкости, объемного коэффициента и газосодержания нефти от давления

залежи $S = 2,512 \cdot 10^7$ м². Скважины расположены на площади равномерно по треугольной сетке с расстояниями $l = 380$ м; приведенный радиус скважины $r_c = 0,1$ м; начальное пластовое давление $p_0 = 6 \cdot 10^6$ Па; давление насыщения нефти газом $p_n = 6 \cdot 10^6$ Па; пористость пласта $m = 0,2$; средняя толщина пласта $h = 7$ м; проницаемость пласта $k = 8 \cdot 10^{-13}$ м², начальная нефтенасыщенность пласта $s_{n0} = 0,8$; начальная водонасыщенность пласта $s_{св} = 0,2$; вязкость газа $\mu_r = 0,015$ мПа·с; время разбухания залежи $t_* = 10$ лет; плотность дегазированной нефти $\rho_n = 885$ кг/м³.

Зависимости вязкости нефти, объемного коэффициента нефти и количества растворенного газа в нефти представлены на рис. 18.

Перепад давлений между добывающей скважиной и контуром не должен превышать $2 \cdot 10^6$ Па и снижаться ниже $1 \cdot 10^6$ Па.

Решение. Радиус области дренирования, площадь зоны дренирования, число скважин, эксплуатирующих залежь, зависимость нефтенасыщенности на контуре от давления определены в задаче 2.16К.

Исходя из условия задачи определяем, что начальное давление на забое добывающей скважины $p_c = 4 \cdot 10^6$ Па. Дебит нефти определяем при шаге $2 \cdot 10^5$ Па. Используя зависимость (2.23), получим

$$p_{ср} = \frac{4 \cdot 10^6 + 6 \cdot 10^6}{2} = 5 \cdot 10^6 \text{ Па};$$

$$\varphi = \frac{1,0}{1,17 \cdot 3,72 \cdot 10^{-3}} = 229,8 \text{ 1/Па} \cdot \text{с},$$

$$q_n = \frac{\Sigma \cdot 3,14 \cdot 0,8 \cdot 10^{-12} \cdot 7 (6,0 \cdot 10^6 - 4,0 \cdot 10^6)}{\ln \frac{200}{0,1} - 0,5} = 4,953 \cdot 10^{-12} (6,0 \cdot 10^6 - 4,0 \cdot 10^6) 229,8 = 2,276 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

Аналогичным образом вычислим дебит нефти при давлении на контуре $5,8 \cdot 10^6$ Па и насыщенности 0,9712:

$$p_{cp} = \frac{5,8 \cdot 10^6 - 4,0 \cdot 10^6}{2} = 4,9 \cdot 10^6 \text{ Па};$$

$$\varphi = \frac{0,911}{1,17 \cdot 3,74 \cdot 10^{-3}} = 208,2 \text{ 1/Па} \cdot \text{с};$$

$$q_n = 4,953 \cdot 10^{-12} (5,8 \cdot 10^6 - 4,0 \cdot 10^6) 208,2 = 1,856 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

Время, за которое насыщенность снизится от 1,0 до 0,98 (см. задачу 2.16К), составит

$$\Delta t_i = 0,5\pi R_k^2 h m \left(\frac{1}{q_n^i} + \frac{1}{q_n^{i+1}} \right) \left[\frac{s_k^i}{b_n(p_k^i)} - \frac{s_k^{i+1}}{b_n(p_k^{i+1})} \right] =$$

$$= 0,5 \cdot 3,14 (200)^2 \cdot 7 \cdot 0,2 \left(\frac{1}{2,276 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{1,856 \cdot 10^{-3}} \right) \left(\frac{1,0}{1,18} - \frac{0,9712}{1,178} \right) = 19,8 \cdot 10^5 \text{ с}.$$

Подобным образом проводят расчеты до $p_k = 5 \cdot 10^6$ Па.

При $p_k = 5 \cdot 10^6$ Па принимаем $p_c = 3 \cdot 10^6$ Па. Вычисления заканчиваются при $p_c = 0$ и $p_k = 10^5$ Па. Результаты расчетов сведены в табл. 12.

Время эксплуатации одной скважины $2,368 \cdot 10^7$ с. По формуле (2.30) находим

$$t_p = 3,154 \cdot 10^8 + 2,368 \cdot 10^7 = 3,39 \cdot 10^8 \text{ с} = 10,75 \text{ года}.$$

Остальные показатели определяют так же, как в задаче 2.16К.

Задача 2.21К. Определить показатели разработки залежи при режиме растворенного газа. Площадь залежи $S = 1,75 \cdot 10^7 \text{ м}^2$; число скважин на залежи $n = 250$; средняя толщина пласта $h = 15 \text{ м}$; приведенный радиус скважины $r_c = 0,08 \text{ м}$; начальное пластовое давление $p_0 = 11,3 \text{ МПа}$; давление насыщения $p_n = 10,2 \text{ МПа}$; пористость пласта $m = 0,25$; проницаемость пласта $k = 8 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$; начальная нефтенасыщенность пласта $s_{n0} = 0,8$; начальная водонасыщенность пласта $s_{св} = 0,2$; плотность дегазированной нефти $\rho_n = 826 \text{ кг/м}^3$, вязкость газа $\mu_r = 0,013 \text{ мПа} \cdot \text{с}$; время разбуривания залежи $t_* = 7 \text{ лет}$. Перепад давлений между контуром и забойным давлением в скважинах поддерживается постоянным в течение всего срока разработки залежи.

Зависимости вязкости нефти, объемного коэффициента и растворимости газа в нефти от давления приведены на рис. 22.

Таблица 12

Давление на контуре p_k , МПа	Среднее давление на контуре \bar{p}_r , МПа	Газовый фактор G , м ³ /м ³	Насыщенность на контуре s_k	Среднее давление в пласте $\bar{p}_{ср}$, МПа	φ_i	Дебит нефти Q_H , 10 ⁻³ м ³ /с	Δt_r , сут
6,0	5,9	111	1,0	5,0	229,8	2,276	
5,8	5,9	111	0,9712	4,9	208,2	1,856	14,8
5,6	5,7	126,5	0,9354	4,8	183,7	1,456	36,2
5,4	5,5	201,0	0,9217	4,7	179,7	1,246	16,7
5,2	5,3	245	0,9084	4,6	169,9	1,01	17,0
5,0	5,1	297,3	0,8975	4,5	158,2	0,783	18,5
4,8	4,9	346,1	0,8967	3,9	153,5	1,368	0,07
4,6	4,7	339,9	0,9963	3,8	146,9	1,164	12,3
4,4	4,5	390,0	0,8765	3,7	146,4	1,015	12,2
4,2	4,3	440,3	0,8670	3,6	135,4	0,805	12,6
4,0	4,1	492,7	0,8597	3,5	131	0,649	14,1
3,8	3,9	529,8	0,8507	2,9	122,9	1,096	13,1
3,6	3,7	581,0	0,8423	2,8	118,9	0,942	9,57
3,4	3,5	628,6	0,8347	2,7	114,4	0,7933	9,55
3,2	3,3	668,2	0,8271	2,6	110,2	0,655	9,95
3,0	3,1	706,5	0,8189	2,5	106,1	0,525	11,9
2,8	2,9	749,7	0,8100	1,9	94,5	0,843	10,8
2,6	2,7	795,1	0,8015	1,8	90,6	0,718	11,5
2,4	2,5	835,3	0,7920	1,7	86,4	0,599	10,5
2,2	2,3	881,0	0,7837	1,6	82,6	0,491	11,2
2,0	2,1	909,6	0,7762	1,5	82,5	0,408	13,4

Задача 2.22К. Определить показатели разработки залежи при режиме растворенного газа.

Площадь залежи $S = 7,5 \cdot 10^7$ м²; средняя толщина пласта $h = 10$ м; число скважин на залежи $n = 300$; приведенный радиус скважины $r_c = 0,1$ м, начальное пластовое давление $p_0 = 1,0 \times 10^7$ Па, давление насыщения нефти газом $p_H = 6,0 \cdot 10^6$ Па, пористость пласта $k = 0,8 \cdot 10^{-13}$ м², начальная нефтенасыщенность $s_{H0} = 0,8$, начальная водонасыщенность $s_{св} = 0,2$, плотность дегазированной нефти $\rho_H = 905$ кг/м³; вязкость газа $\mu_r = 0,015$ мПа·с, время разбуривания залежи $t_* = 10$ лет.

Забойное давление в добывающих скважинах в течение всего срока разработки залежи поддерживается равным 0,8 от p_k .

Зависимости растворимости газа в нефти, объемного коэффициента и вязкости нефти от давления приведены на рис. 22.

Задача 2.23Н. Изучить влияние вязкости нефти на показатели разработки залежей при режиме растворенного газа.

Задача 2.24Н. Изучить зависимость нефтеотдачи от количества растворенного в нефти газа и объемного коэффициента нефти при режиме растворенного газа.

Задача 2.25Н. Оценить возможные погрешности, которые возникают в расчетах показателей режима растворенного газа, если пренебречь изменением вязкости и объемного коэффициента нефти при изменении давления.

§ 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-

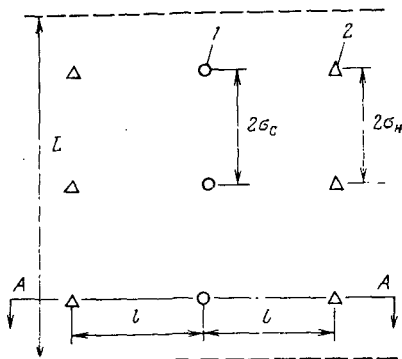


Рис. 23. Однорядная схема расположения скважин

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:

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

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

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

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

После сложения приведенных формул получим

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

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, $p_v = 22$ 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 $\mu_v = 1$ 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

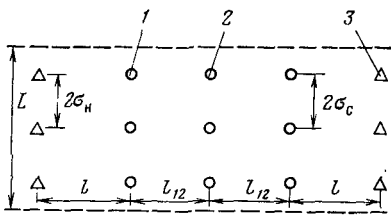


Рис. 24. Трехрядная схема расположения скважин:

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 $k_n = 0,5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, $k_v = 0,3 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, 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 $r_v = \sigma/\pi$. 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_v , 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:

$$p_n - p_n' = \frac{q_{\mu v} \ln \frac{\sigma}{\pi r_{nc}}}{2n_n \pi k_v h};$$

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

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

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

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

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

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

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

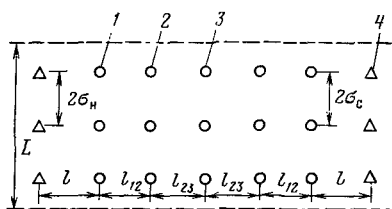


Рис. 25. Пятирядная схема расположения скважин:

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

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

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

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

$$= 626 \text{ м}^3/\text{сут};$$

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

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

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

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

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, $2\sigma_{н} = 2\sigma_{с} = 2\sigma = 300$ м, $n_{н} = n_{с1} = n_{с2} = 3$, $r_{нс} = 0,1$ м, $r_{с} = 0,001$ м. Вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_{н} = 10$ мПа·с, вязкость воды $\mu_{в} = 1$ мПа·с, $k_{н} = 0,3 \cdot 10^{-12}$ м², $k_{в} = 0,20 \cdot 10^{-12}$ 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 $p_{с1}$ и $p_{с2}$ в добывающих скважинах при условии, что давление нагнетания в этот момент разработки месторождения было равным 15 МПа.

Ответ. $p_{с1} = 8,8$ МПа, $p_{с2} = 8,2$ 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, $2\sigma_{н} = 2\sigma_{с} = 2\sigma = 700$ м, $r_{нс} = 0,1$ 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:

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

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

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

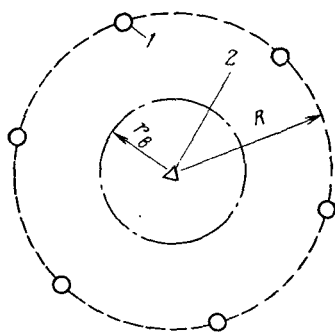


Рис. 26. Семиточечная схема расположения скважин
Скважины: 1 — добывающая; 2 — нагнетательная

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

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

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.

О т в е т. $q = 2,84 \cdot 10^{-3}$ 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-

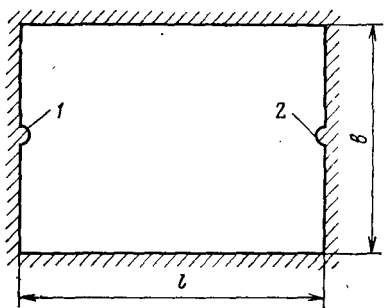


Рис. 27. Элемент однорядной схемы расположения скважин:

1 — нагнетательной; 2 — добывающей

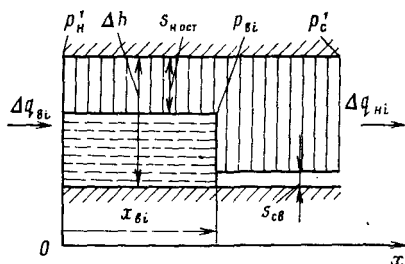


Рис. 28. Схема поршневого вытеснения нефти водой из i -го пропластка

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) $x_{\text{в}}(t_*) = l$. Тогда получим

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

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 $dq_{\text{в}}$, поступающей в i -й обводнившийся пропласток с проницаемостью k , можно определить по формуле

$$dq_{\text{в}} = \frac{bh \bar{\Delta p}_c k_{\text{в}} k f(k) dk}{\mu_{\text{в}} l}. \quad (3.14)$$

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 однорядной 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

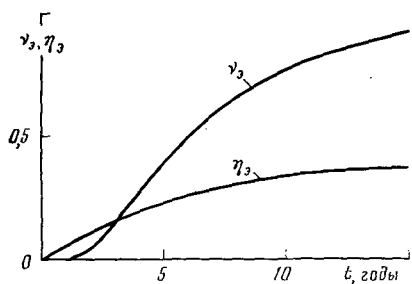


Рис. 29. Зависимость обводненности продукции и нефтеотдачи от времени для элемента при однорядной схеме расположения скважин

$$Q_{нэ} = \int_0^t q_{нэ}(t) dt$$

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

$$\eta_3 = Q_{нэ} / V_{нэ}.$$

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

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

Из приведенных формул получаем

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

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-

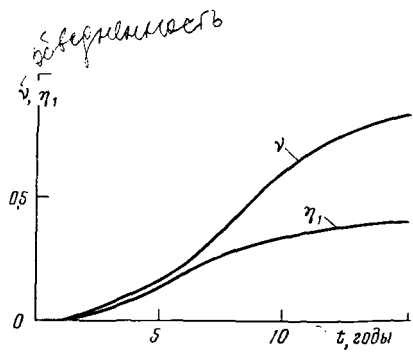


рис. 30. Зависимость технологических показателей разработки месторождения от времени при однорядной схеме расположения скважин

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

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

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

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

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

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

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

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

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:

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

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

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

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

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

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

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

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

$$= 296,8 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

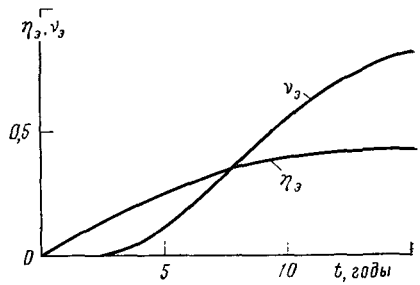


Рис. 31. Зависимость технологических показателей от времени для элемента при семиточечной схеме расположения скважин

Текущую нефтеотдачу элемента определяем по той же формуле, что и в задаче 3.7К. Например, при $t = 15$ лет $k_* = 0,2014 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$. Согласно формуле для текущей нефтеотдачи имеем при $\eta_2 = 0,8$ и $V_{нэ} = 2,151 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ для $t = 15$ лет $= 4,73 \cdot 10^8 \text{ с}$

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

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

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

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	$x \sqrt{2}$	$\Phi(x \sqrt{2})$	$v_3(t)$	$q_{нэ}$, $\text{м}^3/\text{сут}$	$q_{вэ}$, $\text{м}^3/\text{сут}$
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).

Задача 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 приходится 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 подынтегральную 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

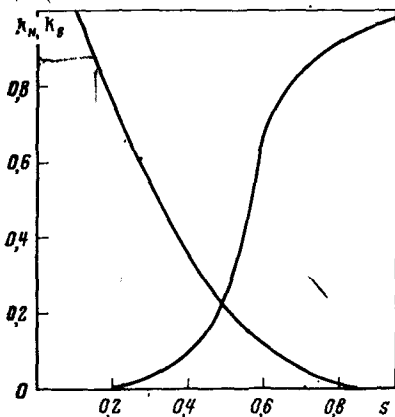
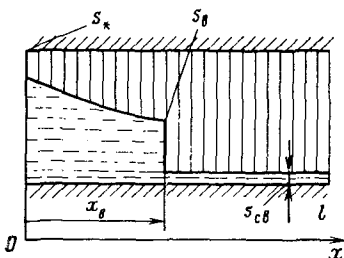


Рис. 32. Зависимость относительных проницаемостей для нефти $k_n(s)$ и воды $k_b(s)$

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 $h_0 = 12,5 \text{ м}$.

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

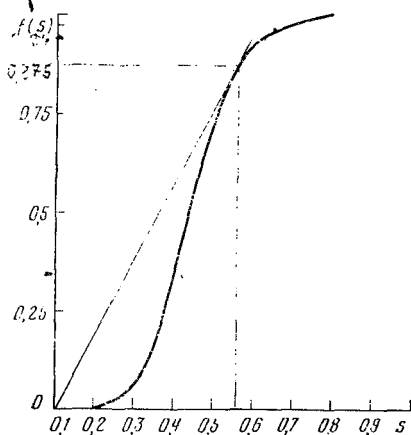


Рис. 34. График функции $f(s)$

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 $q_{вз} = q_{жз} v_3$.

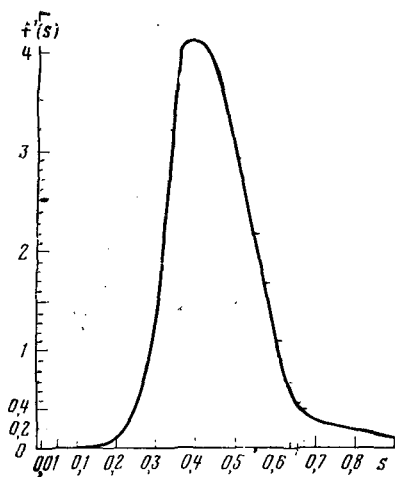
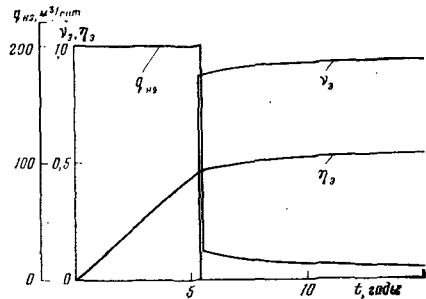


Рис. 35. График функции $f'(s)$

Рис. 36. Зависимость $q_{нз}$, $v_э$, $\eta_э$ от времени t



Текущую нефтеотдачу $\eta_э$ для элемента разработки определяют следующим образом:

$$\eta_э = \frac{\int_0^t q_{нз}(t) dt \eta_{э3}}{mbhl(1 - s_{св})}$$

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

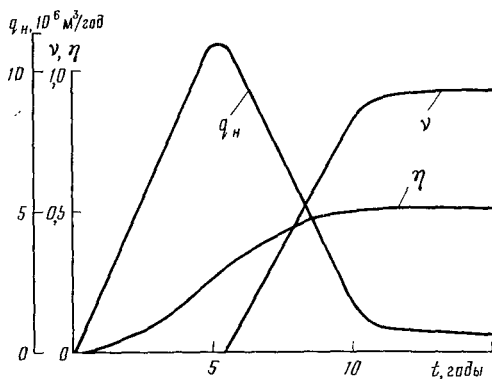


Рис. 37. Зависимость q_n , v , η от времени t

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 неспоршневового 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-

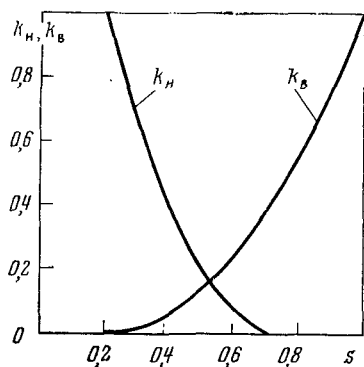


Рис. 38. Зависимости относительных проницаемостей для нефти и воды от насыщенности

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

$$t_* = \frac{m\pi h r_k^2}{q f'(s_{\Phi})} = \frac{V_{\pi}}{q f'(s_{\Phi})}.$$

Здесь V_{π} — объем пор пласта, охваченных заводнением. Подставляя в последнее выражение заданные по условию задачи значения и значение $f'(s_{\Phi})$, найдем

$$t_* = \frac{0,2 \cdot 12 \cdot 90 \cdot 000}{250 \cdot 2,55} = 339 \text{ сут} = 0,928 \text{ года}.$$

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

$$\frac{f'(\bar{s})}{f'(s_{\Phi})} = \frac{t_*}{t}. \quad (3.40)$$

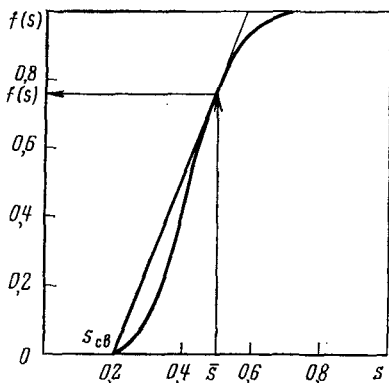


Рис. 39. Зависимость функции $f(s)$ от насыщенности

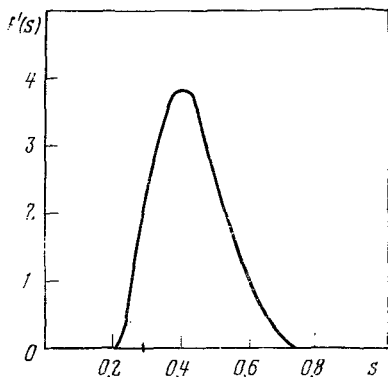


Рис. 40. Зависимость функции $f'(s)$ от насыщенности

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 $v_э$, которая равна $f(\bar{s})$, т. е. $v_э = f(\bar{s})$.

Текущая добыча нефти из элемента $q_{нэ}$, приведенная к пластовым условиям, при $t > t_*$

$$q_{нэ} = q(1 - v_э),$$

добыча воды

$$q_{вэ} = qv_э.$$

Текущая нефтеотдача $\eta_э$ для элемента разработки определяется следующим образом:

$$\eta_э = \frac{\int_0^t q_{нэ}(t) dt}{m\pi h_0 r_K^2 (1 - s_{св})} \quad (3.41)$$

Вычисления по формуле (3.41) связаны с интегрированием (графическим или численным) функции $q_{нэ}(t)$, что вносит некоторую неточность в расчет. Более точный результат можно получить, если воспользоваться соотношением

$$\eta_э = \frac{2\pi m h \int_{r_c}^{r_K} (s - s_{св}) r dr}{m\pi h_0 r_K^2 (1 - s_{св})}$$

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	237,75	223,00	198,75	893,00
3,0	240,00	237,50	237,75	223,00	934,25
3,5	242,00	240,00	237,50	237,75	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

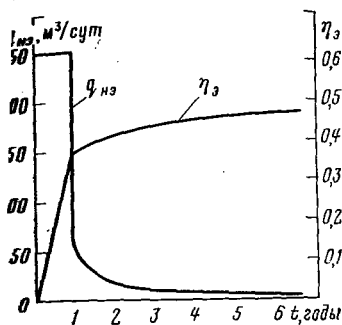


Рис. 41. Зависимости $q_{нз}$ и $\eta_э$ от времени t

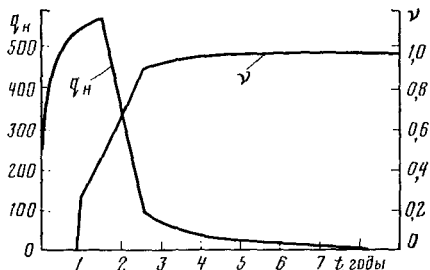


Рис. 42. Зависимости дебита нефти $q_{н}$ и обводненности ν для месторождения от времени t

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 $s_{св2} = s_{св1} = 0,2$.

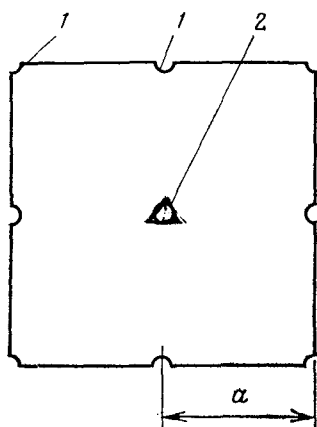


Рис. 43. Схема девятиточечного элемента расположения скважин:

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

$$k_H(s) = \left(\frac{s_* - s}{s_* - s_{CB}} \right)^2,$$

$$k_B(s) = \left(\frac{s - s_{CB}}{1 - s_{CB}} \right)^2,$$

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 $s_{CB} = 0,2$. 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 $2,89 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$. 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 $V_H = 150 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ 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	—	—	—

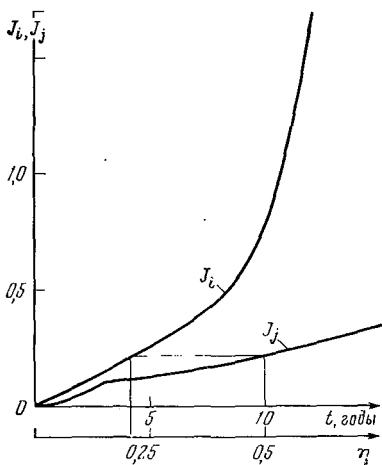
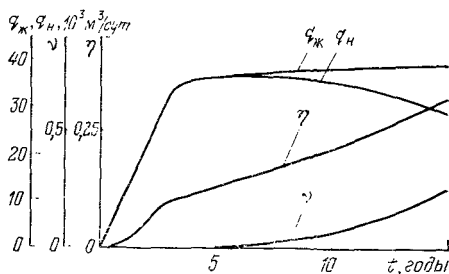


Рис. 44. Зависимости функций J_i , J_j от текущей нефтеотдачи и времени t

Рис. 45. Показатели разработки месторождения



С учетом условий задачи получаем выражение

$$J_3 = \frac{A}{G} \int_{t_*}^t (t - t_*)^{1/4} dt = \frac{0,8 \cdot 0,0805 \cdot 10^{-2} \cdot 10^{8 \cdot 5/4}}{1,5 \cdot 10^8} (t - t_*)^{5/4} = 0,04293 (t - t_*)^{5/4}.$$

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.

§ 5. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ТРЕЩИНАТО-ПОРИСТОГО ПЛАСТА ПРИ ЕГО ЗАВОДНЕНИИ

Трещиновато-пористые пласты обычно характеризуются низкой проницаемостью блоков пород и сравнительно высокой проницаемостью системы трещин. В случае «активной» воды, поступающей в нефтяную залежь из законтурной области пласта, или при разработке месторождений с использованием заводнения вода за счет капиллярной пропитки входит в блоки пород, вытесняя из них нефть в трещины. По трещинам нефть вместе с водой поступает в добывающие скважины.

В задаче 3.21К даются основы методики расчета показателей разработки трещиновато-пористого пласта при вытеснении нефти из блоков пород-коллекторов водой в результате капиллярной пропитки.

Задача 3.21К. В разработку вводится нефтяное месторождение, продуктивный пласт которого сложен породами-коллекторами явно выраженного трещиновато-пористого типа. Так, проницаемость целиков (блоков) пород пласта составляет $k_{п} = 10^{-14} \text{ м}^2$, а пористость блоков $k_{п} = 0,15$. В то же время общая проницаемость пласта составляет $k = 0,5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$. При этом чисто трещинная пористость ничтожно мала, составляя $m_{т} = 0,13 \cdot 10^{-4}$. На основе формулы, связывающей трещинную пористость и проницаемость, а также густоту трещин, и затем глубинных исследований профилей притока, поглощения и температуры в скважинах было определено, что средняя густота трещин составляет $\Gamma_{т} = 10^{-1} \text{ 1/м}$, т. е. средний размер блока породы $l_{*} = 10 \text{ м}$.

Начальная нефтенасыщенность блоков пород $s_{но} = 0,8$. Вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_{п} = 2 \text{ мПа} \cdot \text{с}$. Поверхностное натяжение между нефтью и водой в пластовых условиях $\sigma = 34,4 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{м}$. Угол смачивания пород водой $\cos \theta = 0,6$.

При разработке месторождения решено применить воздействие на пласт путем обычного заводнения. Считается, что вода, закачиваемая в пласт, будет за счет капиллярных сил впитываться в блоки породы, вытесняя из них нефть в систему трещин, по которым нефть перемещается по пласту к добывающим скважинам. Лабораторные исследования при капиллярной пропитке образцов пород и теоретический анализ показали, что скорость капиллярной пропитки блока породы, который можно представить в виде куба с длиной грани l_{*} , можно выразить зависимостью [10]

$$\varphi(t) = \frac{ac^{-\beta t}}{\sqrt{\beta t}}, \quad \beta = \frac{36\sigma \cos \theta \sqrt{\frac{k}{m}}}{l_{*}^2 \mu_{п}}, \quad (3.46)$$

где a — коэффициент, подлежащий определению с учетом того, что конечная нефтеотдача блока породы составляет $\eta_{*} = 0,4$.

Система разработки месторождения — однородная. При этом расстояние между рядом добывающих и нагнетательных скважин $l = 700 \text{ м}$, расстояние между добывающими скважинами в рядах,

как и расстояние между нагнетательными скважинами, $b = 500$ м. Общий коэффициент охвата пласта воздействием принимается равным $\eta_2 = 0,75$ при исходной толщине пласта $h_0 = 20$ м, так что охваченная заводнением толщина пласта составляет $h = 15$ м.

В каждую нагнетательную скважину будет закачиваться вода с расходом $q_2 = 1,12 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3/\text{с} = 1000 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Месторождение вводится в разработку в течение 5 лет. При этом ежегодно намечается вводить в эксплуатацию 25 добывающих и 25 нагнетательных скважин.

Требуется рассчитать добычу нефти из элемента пласта к моменту подхода фронта вытеснения к линии отбора для одного элемента пласта.

Решение. Определим прежде всего коэффициент a , входящий в формулу (3.46).

Обозначим

$$\tau = \beta t. \quad (3.47)$$

Поскольку в условии задачи указана конечная нефтеотдача блока при капиллярной пропитке $\eta_* = 0,4$, то за бесконечное время из блока будет получено 40 % от первоначально содержащейся в нем нефти, объем которой $V_{н*} = m l_*^2 S_{но}$. В соответствии со сказанным имеем

$$\int_0^{\infty} \varphi(t) dt = \eta_* m l_*^2 S_{но}. \quad (3.48)$$

Отсюда

$$a \int_0^{\infty} \frac{e^{-\beta t}}{\sqrt{\beta t}} dt = \frac{a}{\beta} \int_0^{\infty} \frac{e^{-\tau}}{\sqrt{\tau}} d\tau = \frac{a\pi^{1/2}}{\beta}. \quad (3.49)$$

Тогда

$$a = \pi^{-1/2} \beta \eta_* m l_*^2 S_{но}. \quad (3.50)$$

Вычислим значение β . Имеем

$$\begin{aligned} \beta &= \frac{36\sigma \cos \theta \sqrt{\frac{k}{m}}}{l_*^2 \mu_n} = \frac{36 \cdot 34,4 \cdot 10^{-3} \cdot 0,6 \sqrt{\frac{10^{-14}}{0,15}}}{10^2 \cdot 2 \cdot 10^{-3}} = \\ &= 0,9593 \cdot 10^{-6} \frac{1}{\text{с}} = 0,08288 \frac{1}{\text{сут}}. \end{aligned}$$

Подставляя в формулу (3.50) значения входящих в нее величин, получаем

$$a = 3,14^{-1/2} \cdot 0,08288 \cdot 0,4 \cdot 0,15 \cdot 10^3 \cdot 0,8 = 2,244 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

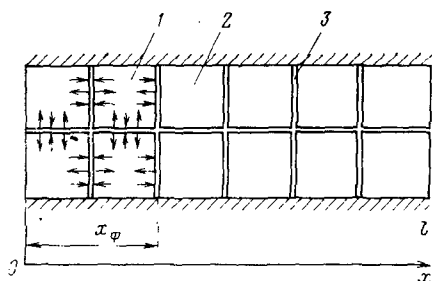


Рис. 46. Схема трещиновато-пористого пласта:

1 — блоки, охваченные капиллярной пропиткой; 2 — блоки, не охваченные капиллярной пропиткой; 3 — трещины

Движение фронта капиллярной пропитки в трещиновато-пористом пласте описывается следующим интегральным уравнением [9]:

$$q_3 = \frac{bh}{l^3} \int_0^t \varphi(t-\tau) v_\phi(\tau) d\tau, \quad (3.51)$$

где $v_\phi(\tau)$ — скорость движения фронта капиллярной пропитки (рис. 46).

В соответствии с формулами (3.46) и (3.50) из (3.51) получаем

$$q_3 = bh\beta\eta_*ms_{но} \int_0^t \frac{e^{-\beta(t-\tau)}}{V\pi\beta(t-\tau)} v_\phi(\tau) d\tau. \quad (3.52)$$

Решение уравнения (3.51), получаемое с использованием преобразования Лапласа, имеет вид

$$v_\phi(t) = \frac{dx_\phi}{dt} = \frac{q_3}{bh\eta_*ms_{но}} \left[\frac{e^{-\beta t}}{\sqrt{\pi\beta t}} + \operatorname{erf}(V\beta t) \right]. \quad (3.53)$$

Обучающемуся предлагается самому получить это решение.

Из (3.53) находим, что

$$x_\phi(t) = \frac{q_3}{bh\eta_*ms_{но}} \int_0^t \left[\frac{e^{-\beta t}}{V\pi\beta t} + \operatorname{erf}(V\beta t) \right] dt. \quad (3.54)$$

Подстановка в подынтегральное выражение значений входящих в него величин показывает, что уже при $t = 50$ сут это выражение близко к единице. Поэтому для больших значений времени можно положить

$$x_\phi(t) \approx \frac{qt}{bh\eta_*ms_{но}}. \quad (3.55)$$

Отсюда

$$x_\phi(t) \approx \frac{1000t}{500 \cdot 15 \cdot 0,4 \cdot 0,15 \cdot 0,8} = 2,778t,$$

Фронт x_f дойдет до линии добывающих скважин за время

$$t = t_* = \frac{700\text{ м}}{2,778} = 252 \text{ сут.}$$

За это время из элемента пласта будет добыто всего $Q_{из} = 1000 \cdot 252 = 252 \cdot 10^3 \text{ м}^3$ нефти.

§ 6. ЗАДАЧИ ДЛЯ УЧЕБНОЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЫ

Задача 3.22Н. Изучить влияние скорости вытеснения нефти водой на текущую и конечную нефтеотдачу путем анализа лабораторных экспериментальных и теоретических данных.

Указание. Для решения поставленной задачи необходимо:

1) сделать обзор опубликованных данных о влиянии скорости вытеснения нефти водой на текущую и конечную нефтеотдачу;

2) изучить и описать постановку и методику проведения лабораторных исследований процесса вытеснения нефти водой, а также лабораторные установки, выявить случаи влияния скорости вытеснения нефти водой на нефтеотдачу;

3) проанализировать известные из литературных источников данные лабораторных исследований о влиянии скорости вытеснения нефти водой на нефтеотдачу;

4) сделать выводы и рекомендации.

Задача 3.23Н. Изучить влияние капиллярных сил на процесс вытеснения нефти водой из литологически неоднородных и трещиновато-пористых пластов.

Указание. При решении этой задачи требуется:

1) вывести дифференциальное уравнение и другие соотношения, описывающие процесс вытеснения нефти водой из прямолинейного пласта с учетом капиллярных сил [9];

2) найти в литературных источниках и проанализировать решение задачи о противоточной капиллярной пропитке прямолинейного пласта;

3) проанализировать известные результаты лабораторных исследований капиллярной пропитки искусственных и естественных образцов горных пород-коллекторов нефти и газа;

4) сделать выводы о роли капиллярной пропитки при разработке литологически неоднородных и трещиновато-пористых пластов.

Задача 3.24Н. Исследовать параметры подобия, используемые при постановке лабораторных опытов по вытеснению нефти водой, и сделать анализ влияния параметров подобия на механизм извлечения нефти из пластов путем заводнения.

Указание. При решении данной задачи необходимо:

1) изучить методику получения параметров подобия, характерных для процесса вытеснения нефти водой, с использованием π -теоремы подобия;

2) вывести дифференциальные уравнения вытеснения нефти из прямолинейного пласта водой с учетом относительных проницае-

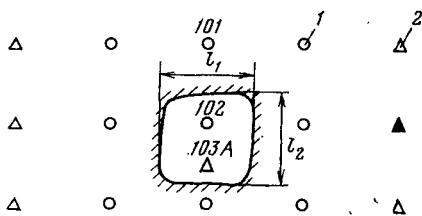


Рис. 47. Участок пласта с очаговой нагнетательной скважиной. Скважины: 1 — добывающие; 2 — нагнетательные

Если при разработке гидродинамически связанных участков пласта путем заводнения наблюдалась стабилизация пластового давления и отборов жидкости по скважинам, то пластовое давление вблизи скв. 102 резко снижалось. Происходило также быстрое падение ее дебита.

С целью вовлечения обнаруженной линзы в разработку было предложено пробурить в пределах линзы, вблизи добывающей скв. 103, очаговую нагнетательную скв. 103А и осуществить извлечение нефти из линзы путем вытеснения ее водой, закачиваемой в скв. 103А при отборе продукции из скв. 102.

Для определения технологических показателей (добычи нефти, воды, обводненности продукции, коэффициента охвата, текущей нефтеотдачи) разработки линзы требуется в качестве основного задания следующее:

1) представить линзу в виде прямоугольника шириной l_1 и длиной l_2 ;

2) разбить площадь линзы на ячейки квадратной сеткой с размерами ячеек $\Delta x = \Delta y$;

3) вывести дифференциальные уравнения двухфазной двумерной фильтрации с учетом относительных проницаемостей, но без явного учета капиллярных сил (в постановке Баклея—Левретта [2]);

4) задать начальные и граничные условия, считая, что грани линзы непроницаемые; принять, что отбор продукции производится не из скв. 102, а из всей ячейки, в которой находится эта скважина; таким же образом считать, что вода нагнетается во всю ячейку, где находится скв. 103А;

5) рассчитать с использованием ЭВМ процесс вытеснения нефти водой из линзы, используя готовую учебную программу.

мостей и капиллярных сил, привести полученные дифференциальные уравнения к безразмерной форме и выявить параметры подобия;

3) проанализировать экспериментальные исследования вытеснения нефти водой из пористых сред и сделать вывод о влиянии различных параметров подобия на процесс вытеснения нефти водой.

Задача 3.25Н. При разбу-

ривании и последующей разра-

ботке нефтяного месторождения по первоначальной технологической схеме, предусматривавшей воздействие на разрабатываемый пласт посредством заводнения при трехрядном расположении скважин, было выявлено, что на одном из участков месторождения, между скв. 102 и скв. 103 (рис. 47), имеется линза, полностью изолированная от разрабатываемого пласта, вскрытая только добывающей скв. 102.

Если при разработке гидродинамически связанных участков пласта путем заводнения наблюдалась стабилизация пластового давления и отборов жидкости по скважинам, то пластовое давление вблизи скв. 102 резко снижалось. Происходило также быстрое падение ее дебита.

С целью вовлечения обнаруженной линзы в разработку было предложено пробурить в пределах линзы, вблизи добывающей скв. 103, очаговую нагнетательную скв. 103А и осуществить извлечение нефти из линзы путем вытеснения ее водой, закачиваемой в скв. 103А при отборе продукции из скв. 102.

Для определения технологических показателей (добычи нефти, воды, обводненности продукции, коэффициента охвата, текущей нефтеотдачи) разработки линзы требуется в качестве основного задания следующее:

1) представить линзу в виде прямоугольника шириной l_1 и длиной l_2 ;

2) разбить площадь линзы на ячейки квадратной сеткой с размерами ячеек $\Delta x = \Delta y$;

3) вывести дифференциальные уравнения двухфазной двумерной фильтрации с учетом относительных проницаемостей, но без явного учета капиллярных сил (в постановке Баклея—Левретта [2]);

4) задать начальные и граничные условия, считая, что грани линзы непроницаемые; принять, что отбор продукции производится не из скв. 102, а из всей ячейки, в которой находится эта скважина; таким же образом считать, что вода нагнетается во всю ячейку, где находится скв. 103А;

5) рассчитать с использованием ЭВМ процесс вытеснения нефти водой из линзы, используя готовую учебную программу.

В случае если обучающийся желает более глубоко изучить вопрос о повышении извлечения нефти из пластов путем очагового заводнения, ему рекомендуется самостоятельно подготовить программу расчета на ЭВМ процесса вытеснения нефти водой из изолированных участков пласта различной формы.

З а д а ч а 3.26Н. Провести на одном из реальных или вымышленных нефтяных месторождений, отличающихся неоднородным строением продуктивного пласта, изучение влияния параметра плотности сетки скважин s_c на коэффициент охвата пласта заводнением η_2 .

Выявить в количественной форме зависимость η_2 от s_c для изучаемого месторождения.

У к а з а н и е. Для решения поставленной задачи необходимо провести следующее.

1. Использовать реальные или вымышленные карты зонального распространения по площади месторождения отдельных изолированных пропластков, выявить или задать линзы, участки, изолированные от основной части дизъюнктивными нарушениями, и т. д.

2. Основываясь на проектируемой схеме расположения скважин на месторождении, провести наложение этой схемы на площадь разрабатываемого пласта, задаваясь различными значениями параметра плотности сетки скважин s_c . При этом если в пределах какой-либо линзы или иного изолированного участка пласта помещается не менее одной добывающей и одной нагнетательной скважины, данная линза или участок считаются вовлеченными в разработку. Специально обосновываются значения коэффициентов охвата и вытеснения.

Если же на линзу или участок не «попадает» хотя бы одна нагнетательная или одна добывающая скважина, то запасы такой линзы или изолированного участка рассматриваются как неразрабатываемые. Отношение вовлеченных в разработку запасов нефти месторождения к полному его геологическим запасам и представляет собой коэффициент охвата месторождения разработкой η_2 .

Из общих соображений следует, что при сгущении сетки скважин вероятность одновременного попадания и нагнетательной, и добывающей скважин на каждый изолированный участок месторождения возрастает. Поэтому и возникает зависимость η_2 от s_c .

3. По результатам нескольких наложений схемы расположения скважин при различных s_c на площадь месторождения необходимо определить количественную связь η_2 и s_c .

Рекомендуется обрабатывать полученную указанным выше способом зависимость η_2 от s_c в виде $\eta_2 = ae^{-\alpha s_c}$. Тем не менее, могут быть использованы и иные формы зависимости η_2 от s_c .

З а д а ч а 3.27Н. Определить для длительно разрабатываемого с применением заводнения обособленного участка месторождения, отдельного пласта или месторождения в целом зависимости усредненных относительных проницаемостей для нефти $\bar{k}_H(s)$ и

воды $\bar{k}_B(\bar{s})$ как функции средней водонасыщенности \bar{s} , используя фактические данные о зависимости средней обводненности \bar{v} продукции от текущей нефтеотдачи η для рассматриваемого объекта.

У к а з а н и е. Обозначим $G_{\text{ост}}$ — геологические запасы нефти, содержащиеся в рассматриваемом объекте (участке, пласте, месторождении) в данный момент времени (остаточные запасы), а G_0 — первоначальные геологические запасы.

Тогда

$$G_0 = Vm(1 - s_{\text{св}}) \gamma_{\text{н}},$$

$$G_{\text{ост}} = Vm(1 - \bar{s}) \gamma_{\text{н}},$$

где V — объем объекта; m — пористость; $\gamma_{\text{н}}$ — удельный вес нефти; $s_{\text{св}}$ — насыщенность связанной водой.

Имеем следующее выражение для текущей нефтеотдачи пласта:

$$\eta = \frac{G_0 - G_{\text{ост}}}{G_0} = \frac{\bar{s} - s_{\text{св}}}{1 - s_{\text{св}}}.$$

Усредненные относительные проницаемости представим в следующей форме:

$$\bar{k}_{\text{н}} = \left(\frac{\bar{s}_* - \bar{s}}{\bar{s}_* - \bar{s}_{\text{св}}} \right)^{n_1}, \quad \bar{k}_B = \left(\frac{\bar{s} - s_{\text{св}}}{1 - s_{\text{св}}} \right)^{n_2},$$

где \bar{s}_* — средняя по рассматриваемому объекту водонасыщенность, при которой проницаемость для нефти равна нулю.

Обозначим

$$\lambda = \frac{\bar{s}_* - \bar{s}}{\bar{s}_* - s_{\text{св}}}.$$

Имеем

$$\begin{aligned} \lambda &= \frac{\bar{s}_* - \bar{s}}{\bar{s}_* - s_{\text{св}}} = \frac{\bar{s}_* - \bar{s} + s_{\text{св}} - s_{\text{св}}}{\bar{s}_* - s_{\text{св}}} = \\ &= \frac{\bar{s}_* - s_{\text{св}}}{\bar{s}_* - s_{\text{св}}} - \frac{\bar{s} - s_{\text{св}}}{\bar{s}_* - s_{\text{св}}} \frac{1 - s_{\text{св}}}{1 - s_{\text{св}}} = \\ &= 1 - \frac{1 - s_{\text{св}}}{\bar{s}_* - s_{\text{св}}} \eta = 1 - a\eta, \quad a = \frac{1 - s_{\text{св}}}{\bar{s}_* - s_{\text{св}}}. \end{aligned}$$

Тогда

$$\bar{k}_{\text{н}} = (1 - a\eta)^{n_1}, \quad \bar{k}_B = \eta^{n_2}.$$

Для средней обводненности продукции \bar{v} , получаемой из объекта, имеем следующее выражение:

$$\bar{v} = \frac{\bar{k}_B(\bar{s})}{\bar{k}_B(\bar{s}) + \frac{\mu_B}{\mu_{\text{н}}} \bar{k}_{\text{н}}(\bar{s})} = \frac{\eta^{n_2}}{\eta^{n_2} + \frac{\mu_B}{\mu_{\text{н}}} (1 - a\eta)^{n_1}}.$$

Неизвестными являются] a , n_1 и n_2 . По данным фактической разработки объекта в поздней стадии, когда можно считать, что водонасыщенность \bar{s} мало изменяется, по трем характерным точкам на кривой $\bar{v} = \bar{v}(\eta)$ можно определить a , n_1 и n_2 .

Задача 3.28Н. Изучить влияние остановки обводнившихся скважин на примере одного из реальных объектов (пласта, месторождения или его участка) на показатели его разработки. Установить следующее:

1) обводненность продукции и абсолютные значения дебитов нефти и воды, когда прекращается эксплуатация скважин;

2) расположение останавливаемых скважин в пласте, порядок остановки обводненных скважин, характер продвижения водонефтяного контакта;

3) влияние остановки обводнившихся скважин на текущую добычу нефти, жидкости, обводненность продукции объекта, пластовое давление, изменение характера закачки воды в объект при остановке скважин;

4) влияние остановки скважин при различной степени обводненности продукции на конечную нефтеотдачу.

Если обучающийся желает более глубоко, чем это предусмотрено программой курса, изучить вопрос о влиянии отключения скважин на показатели разработки объекта, ему рекомендуется самостоятельно решить следующую задачу.

Задача 3.27.Н1. Разрабатываемый пласт месторождения состоит из нескольких (не менее трех) не сообщающихся между собой пропластков. Используется трехрядная схема расположения скважин. Вытеснение нефти водой в каждом из пропластков — поршневое. Перепады давления во всех пропластках одинаковые. Пропластки с более высокой проницаемостью будут обводняться в добывающих скважинах, расположенных в ряду, ближнем к нагнетательному, более быстро, чем низкопроницаемые пропластки. Считается, что селективная изоляция обводнившихся пропластков не применяется и при остановке скважины прекращается добыча нефти и воды из всех вскрытых ею пропластков. Закачка воды в объект и отбор из него жидкости остаются либо постоянными до и после остановки обводнившихся скважин, либо изменяются по заданному закону.

Требуется, задаваясь различным значением обводненности продукции останавливаемых скважин, определить показатели разработки объекта — текущую добычу нефти, воды, обводненность всей добываемой продукции, текущую и условную конечную нефтеотдачу (нефтеотдачу при определенном отношении накопленного отбора жидкости к объему пор пласта).

§ 1. АНАЛИЗ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДА МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА

Метод материального баланса применяют, в основном, для уточнения запасов углеводородов в пласте на основе промысловых данных о количестве добываемых жидкости и газа, а также характеристик PVT пластовых жидкостей и газа. Этот метод с успехом используют для прогнозирования показателей разработки нефтяных и газовых месторождений и особенно нефтегазовых залежей, отличающихся сложным проявлением различных режимов работы продуктивного пласта.

В задачах 4.1—4.6 рассмотрены вопросы анализа разработки нефтегазовых залежей на основе полученных соотношений метода материального баланса.

Задача 4.1. Определить начальные запасы нефти нефтегазовой залежи при следующих исходных данных. Общий объем нефтенасыщенной части залежи $V_n = 13,8 \cdot 10^7 \text{ м}^3$, а объем пласта, занятого газовой шапкой, $V_r = 2,42 \cdot 10^7 \text{ м}^3$. Начальное пластовое давление, равное давлению насыщения нефти газом, $p_0 = 18,4 \text{ МПа}$; объемный коэффициент нефти при начальном давлении $b_{n0} = 1,34 \text{ м}^3/\text{м}^3$; объемный коэффициент газа газовой шапки $b_{r0} = 0,00627 \text{ м}^3/\text{м}^3$; начальное газосодержание нефти $\Gamma_0 = 100,3 \text{ м}^3/\text{м}^3$. При отборе из залежи $Q_n = 3,18 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ нефти (в стандартных условиях) и воды $Q_v = 0,167 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ среднее пластовое давление снизилось и стало равным $13,6 \text{ МПа}$. При этом средний газовый фактор $\bar{\Gamma} = 125 \text{ м}^3/\text{м}^3$, объемный коэффициент нефти $b_n = 1,28 \text{ м}^3/\text{м}^3$, а объемный коэффициент газа $b_r = 0,00849 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Газосодержание уменьшилось и стало $\Gamma = 75 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Объемный коэффициент воды $b_v = 1,028$. За рассматриваемый период разработки в залежь вторглось пластовой воды $W_v = 1,84 \cdot 10^6 \text{ м}^3$.

Решение. Используем метод материального баланса. Если в залежи при начальном пластовом давлении и температуре содержалось $G_n b_{n0}$ нефти, то в момент времени t разработки, когда давление снизилось до текущего значения p , объем нефти стал $(G_n - Q_n) b_n$. Тогда

$$\Delta G_n = G_n b_{n0} - (G_n - Q_n) b_n. \quad (4.1)$$

Изменение количества свободного газа в пласте подсчитаем с учетом объема его, выделяющегося из нефти при понижении давления. В начале разработки, когда пластовое давление больше давления насыщения, количество свободного газа в пласте определяется его содержанием в газовой шапке. Если $V_r/V_n = \Gamma_{ш}$, то

объем свободного газа в пласте составит $G_n b_{n0} \Gamma_{ш}$, а общее количество газа с учетом объема, растворенного в нефти,

$$G_r = \frac{\Gamma_{ш} G_n b_{n0}}{b_{r0}} + G_n \Gamma_0$$

где Γ_0 — начальное газосодержание в нефти.

Если за рассматриваемый период разработки из залежи добыто $Q_n \bar{\Gamma}$ газа ($\bar{\Gamma}$ — средний за этот период газовый фактор), объем свободного газа в пласте будет

$$G_{сг} = \left[\frac{\Gamma_{ш} G_n b_{n0}}{b_{r0}} + G_n \Gamma_0 - Q_n \bar{\Gamma} - (G_n - Q_n) \Gamma \right] b_r$$

где Γ — газосодержание нефти при текущем давлении в залежи.

Уменьшение объема свободного газа в пласте определится разностью между его запасами в начальный момент времени и при текущем давлении:

$$\Delta G_r = \Gamma_{ш} G_n b_{n0} - \left[\frac{\Gamma_{ш} G_n b_{n0}}{b_{r0}} + G_n \Gamma_0 - Q_n \bar{\Gamma} - (G_n - Q_n) \Gamma \right] b_r \quad (4.2)$$

Объем воды в залежи изменился за рассматриваемый период разработки на $W_v - Q_v b_v$.

Так как объем порового пространства в пределах нефтегазовой залежи неизменный в процессе разработки, сумма изменений объемов нефти, свободного газа и воды должна быть равна нулю. С учетом (4.1), (4.2) и (4.3) получим

$$G_n b_{n0} - (G_n - Q_n) b_n + \Gamma_{ш} G_n b_{n0} - \left[\frac{\Gamma_{ш} G_n b_{n0}}{b_{r0}} + G_n \Gamma_0 - Q_n \bar{\Gamma} - (G_n - Q_n) \Gamma \right] b_r = W_v - Q_v b_v \quad (4.4)$$

Уравнение в форме (4.4) представляет собой обобщенное выражение материального баланса при разработке нефтегазовой залежи без учета изменения порового объема от давления.

Введем обозначение

$$B = b_n + (\Gamma_0 - \Gamma) b_r \quad (4.5)$$

Этот коэффициент, зависящий от давления, характеризует изменение единицы объема нефти и газа при снижении давления от текущего пластового до атмосферного. Его можно условно назвать двухфазным объемным коэффициентом. Очевидно, что при начальном пластовом давлении, когда $\Gamma = \Gamma_0$, значение $B = b_{n0}$.

Несложные преобразования уравнения (4.4) с учетом (4.5) приводят к расчетной формуле:

$$G_n = \frac{Q_n [B + (\bar{\Gamma} - \Gamma_0) b_r] - (W_v - Q_v b_v)}{B - b_{n0} + \frac{\Gamma_{ш} b_{n0}}{b_{r0}} (b_r - b_{r0})} \quad (4.6)$$

Подсчитаем начальные запасы нефти по полученной расчетной формуле. Для этого вначале определим относительный начальный объем газовой шапки и двухфазный объемный коэффициент по соответствующим формулам:

$$\Gamma_{ш} = \frac{2,42 \cdot 10^7}{13,8 \cdot 10^7} = 0,175;$$

$$B = 1,28 + (100,3 - 75) 0,00849 = 1,495;$$

тогда запасы нефти в пласте составят

$$G_H = \frac{3,18 \cdot 10^6 [1,495 + (125 - 100,3) 0,00849] - (1,84 - 0,167 \cdot 1,028) 10^6}{1,495 - 1,34 + \frac{0,175 \cdot 1,34}{0,00627} (0,00849 - 0,00627)} =$$

$$= 15,8 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

За рассматриваемый период разработки коэффициент нефтеотдачи при относительном снижении пластового давления на 26,1 % составил

$$\eta = \frac{Q_H}{G_H} = \frac{3,18 \cdot 10^6 \cdot 100}{15,8 \cdot 10^6} = 20,2\%.$$

Задача 4.2. Подсчитать начальные запасы нефти и коэффициент нефтеотдачи при разработке нефтегазовой залежи, характеризующейся отсутствием гидродинамической связи с пластовым водонапорным бассейном примерно по границе нефтенасыщенной части. Исходные данные взять из предыдущей задачи.

Указание. По условиям задачи напор воды законтурной области не влияет на процесс разработки, т. е. количество вторгшейся воды $W_B = 0$.

Ответ. $G_H = 23,5 \cdot 10^6 \text{ м}^3$; $\eta = 13,5\%$.

Задача 4.3. Оценить влияние механизмов расширения газовой шапки, растворенного газа и вторжения воды в пределы залежи на добычу нефти при разработке нефтегазовой залежи для условий, описанных в задаче 4.1. При этом $G_H = 15,8 \cdot 10^6 \text{ м}^3$.

Решение. Приведем уравнение (4.6) к следующему виду:

$$G_H (B - b_{H0}) + \frac{G_H \Gamma_{ш} b_{H0}}{b_{r0}} (b_r - b_{r0}) + (W_B - Q_B b_B) =$$

$$= Q_H [B + (\bar{\Gamma} - \Gamma_0) b_r].$$

Разделив обе части предыдущего равенства на правую его часть:

$$\frac{G_H (B - b_{H0})}{Q_H [B + (\bar{\Gamma} - \Gamma_0) b_r]} + \frac{\Gamma_{ш} G_H b_{H0}}{b_{r0}} \frac{(b_r - b_{r0})}{Q_H [B + (\bar{\Gamma} - \Gamma_0) b_r]} +$$

$$+ \frac{W_B - Q_B b_B}{Q_H [B + (\bar{\Gamma} - \Gamma_0) b_r]} = 1. \quad (4.7)$$

Числители слагаемых в левой части полученного равенства характеризуют соответственно изменение начального объема нефтяной части залежи, начальной газовой шапки и эффективный объем поступившей в залежь воды. Общий знаменатель всех слагаемых выражает пластовый объем суммарной добычи нефти и газа при текущем пластовом давлении. Очевидно, каждое слагаемое представляет долю в общей добыче из залежи, получаемую за счет различных механизмов. В обозначениях Пирсона, который впервые получил уравнение (4.7), запишем

$$DDI + SDI + WDI = 1;$$

$$DDI = \frac{G_n (B - b_{n0})}{Q_n [B + (\bar{\Gamma} - \Gamma_0) b_r]};$$

$$SDI = \frac{\frac{\Gamma_{n0} G_n b_{n0}}{b_{r0}} (b_r - b_{r0})}{Q_n [B + (\bar{\Gamma} - \Gamma_0) b_r]}; \quad (4.8)$$

$$WDI = \frac{W_B - Q_B b_B}{Q_n [B + (\bar{\Gamma} - \Gamma_0) b_r]}.$$

По приведенным формулам определим относительные количества нефти, добываемой за счет проявления различных режимов.

Растворенного газа:

$$DDI = \frac{15,8 \cdot 10^6 (1,495 - 1,34)}{3,18 \cdot 10^6 [1,495 - (125 - 100,3) 0,00849]} = 0,451.$$

Расширения газовой шапки:

$$SDI = \frac{0,175 \cdot 15,8 \cdot 10^6 \cdot 1,34 (0,00849 - 0,00627)}{3,18 \cdot 10^6 [1,495 - (125 - 100,3) 0,00849]} = 0,241.$$

Водонапорного:

$$WDI = \frac{(1,84 - 0,167 \cdot 1,028)}{3,18 \cdot 10^6 [1,495 - (125 - 100,3) 0,00849]} = 0,308.$$

Видно, что сумма участия трех механизмов в добыче нефти равна единице. На рассматриваемый момент времени разработки залежи доминирующей формой пластовой энергии является энергия выделяющегося из нефти растворенного в ней газа. За счет этого фактора добыто 45 % нефти. На долю механизма вытеснения нефти водой приходится 31 % добытой нефти, за счет расширения газовой шапки — 24 %.

Задача 4.4. Подсчитать начальные запасы нефти, нефтеотдачу и определить влияние режимов растворенного газа, газовой шапки и поступления воды в пределы нефтегазовой залежи для трех моментов ее разработки при исходных данных, показанных в табл. 27. Причем объемный коэффициент нефти при начальном

пластовом давлении $b_{H0} = 1,312 \text{ м}^3/\text{м}^3$, объемный коэффициент газа газовой шапки $b_{Г0} = 0,00637 \text{ м}^3/\text{м}^3$, газосодержание $\Gamma_0 = 106,9 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Относительный объем начальной газовой шапки $\Gamma_{ш} = 0,224$.

Таблица 27

Показатели	Время с начала разработки залежи, сут		
	30	60	90
Количество отбираемой нефти Q_H , млн. м^3	1,442	5,093	7,67
Пластовое давление p , МПа	14,6	14,3	14,2
Средний газовый фактор \bar{G} , $\text{м}^3/\text{м}^3$	290,3	190,6	177,2
Объемный коэффициент газа b_G , $\text{м}^3/\text{м}^3$	0,00676	0,00691	0,00693
Двухфазный объемный коэффициент B , $\text{м}^3/\text{м}^3$	1,328	1,337	1,339
Эффективный объем поступающей воды $W_B - Q_H b_B$, млн. м^3	2,24	4,75	4,97

Вычисления выполняются самостоятельно с использованием расчетных формул, приведенных в задачах 4.1; 4.3.

· О т в е т .

Время разработки, сут	G_H , млн. м^3	η , %	DDI	SDI	WDF
30	66,0	2,2	0,285	0,320	0,395
60	95,0	5,4	0,244	0,240	0,516
90	94,0	8,2	0,180	0,174	0,646

З а д а ч а 4.5. Определить объем законтурной воды, поступившей в нефтегазовую залежь, разрабатываемую в течение 40 мес ($104 \cdot 10^6 \text{ с}$) при наличии активной водонапорной области. Через $93,6 \cdot 10^6 \text{ с}$ (~ 36 мес) пластовое давление стабилизировалось на уровне $p_{ст} = 13,6 \text{ МПа}$ против $p_0 = 15,5 \text{ МПа}$ в начале разработки. Характер падения давления показан на рис. 48. К моменту стабилизации давления добыча нефти из залежи также установилась на уровне $7 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{сут}$ при текущем газовом факторе $\Gamma_T = 152 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Начальное газосодержание нефти составляло $\Gamma_0 = 106,9 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Двухфазный объемный коэффициент при стабилизированном давлении $B = 1,34 \text{ м}^3/\text{м}^3$, объемный коэффициент газа $b_G = 0,00693 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Дебит воды составлял $q_B = 518 \text{ м}^3/\text{сут}$ при объемном коэффициенте воды $b_B = 1,028$.

Р е ш е н и е. Очевидно, что при стабилизации пластового давления суммарный дебит нефти с растворенным в ней газом, свободного газа и воды компенсируется расходом воды из законтурной области пласта, что можно представить в виде следующего равенства:

$$\Sigma_B = Bq_H + (\Gamma_T - \Gamma_0) b_G q_H + q_B b_B. \quad (4.9)$$

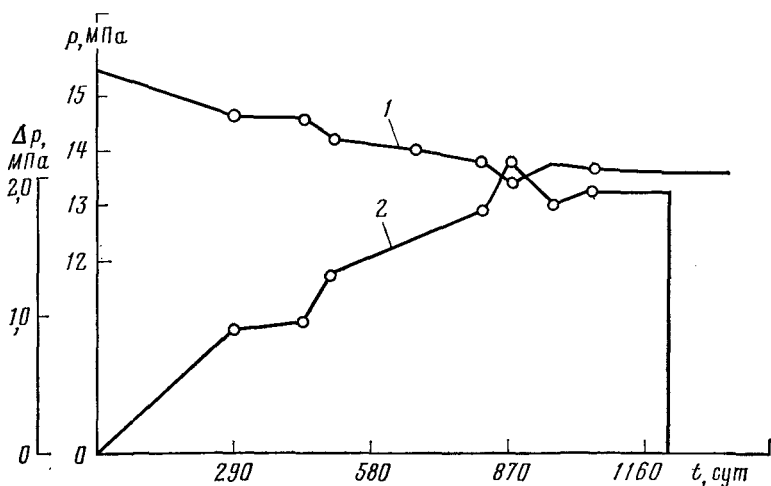


Рис. 48. График изменения давления от времени разработки залежи
1 — пластового давления; 2 — понижения давления относительно начального

С другой стороны, расход воды, поступающей в залежь из водоносного бассейна, можно определить приближенно по формуле

$$\omega_{\text{в}} = K(p_0 - p_{\text{ст}}),$$

где K — константа, характеризующая вторжение законтурных вод или удельный расход воды на единицу падения давления. Она также характеризует продуктивность законтурной области пласта. Будем считать, что эта константа не изменяется в процессе разработки.

После определения константы K можно подсчитать объем вторгающейся в залежь воды к любому моменту времени с начала разработки по формуле

$$W_{\text{в}} = K \int_0^t (p_0 - p) dt. \quad (4.10)$$

Подсчитаем расход воды в стабилизированных условиях разработки залежи:

$$\omega_{\text{в}} = 1,34 \cdot 0,081 + (152 - 106,9) 0,081 + 1,028 \cdot 0,006 = 3,77 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Константа вторжения пластовых вод

$$K = \frac{\omega_{\text{в}}}{p_0 - p_{\text{ст}}} = \frac{3,77}{(15,5 - 13,6) 10^6} = 1,984 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/(\text{с} \cdot \text{Па}).$$

Для определения объема вторгающейся в залежь воды необходимо вычислить интеграл в формуле (4.10). Для этой цели подсчитаем площадь, ограниченную кривой 2 (см. рис. 48), осью абсцисс и вертикалью со временем 1204 сут ($104 \cdot 10^6$ с). Эта площадь равна $133,27 \text{ см}^2$.

$$\text{Тогда } W_{\text{в}} = 1,984 \cdot 10^{-6} \cdot 133,27 \cdot 10^{13} = 264,4 \cdot 10^7 \text{ м}^3.$$

З а д а ч а 4.6. Подсчитать запасы газа в газовой шапке нефтегазовой залежи и суммарный отбор газа из нее Q_r , обеспечивающий постоянный объем газовой шапки при снижении среднего давления в залежи от начального $p_0 = 22,1$ МПа до $p = 16,1$ МПа. Пластовая температура $T_{пл} = 101$ °С. Состав газа, молярная доля компонентов и другие характеристики приведены в табл. 28.

Таблица 28

Компонент	Молярная доля	Молекулярная масса	Критическое давление, МПа	Критическая температура, К
Метан	0,8500	16,04	4,58	190,7
Этан	0,0601	30,07	4,82	305,5
Пропан	0,0360	44,09	4,20	370,0
Бутан	0,0172	58,12	3,74	425,4
Пентаны	0,0050	72,15	3,30	470,2
CO ₂	0,0010	44,01	7,28	304,2
	0,0207	28,02	3,34	126,1
Итого	1,000			

Молярная масса воздуха $M_{воз} = 28,97$ кг/моль. Общий объем пласта, занятый газовой шапкой, составляет $V_r = 22,04 \cdot 10^6$ м³. Средняя пористость $m = 0,18$, насыщенность порового объема связанной водой $s_{св} = 0,16$, а содержание рассеянной нефти в объеме газовой шапки $s_H = 0,06$.

Р е ш е н и е. Определим объем газа в газовой шапке по известному объему пласта, пористости и насыщенности:

$$G_r = V_r m (1 - s_{св} - s_H) = 22,04 \cdot 10^6 \cdot 0,18 (1 - 0,16 - 0,06) = 3,09 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

Для подсчета относительной плотности газа определим молярную массу газа. С этой целью перемножим молярную долю каждого компонента на его молекулярную массу, а затем просуммируем полученные результаты. Получим $M_r = 19,012$. Тогда относительная плотность газа

$$\rho_r = \frac{19,012}{28,97} = 0,656.$$

Определим критические давление и температуру газа. Для этого перемножим молярные доли компонентов на соответственно критические давление и температуру каждого из них и найдем сумму. Псевдокритические давления при начальном и текущем пластовых давлениях будут:

$$p_k(p_0) = 22,1/4,49 = 4,92;$$

$$p_k(p) = 16,1/4,49 = 3,59;$$

$$T_k = 374/206,4 = 1,8.$$

Объемный коэффициент газа вычислим по формуле

$$b_r = \frac{p_{ст}}{T_{ст}} z \frac{T_{пл}}{p}, \quad (4.11)$$

где $p_{ст}$, p — соответственно стандартное ($p_{ст} = 0,1$ МПа) и среднее текущее пластовые давления; $T_{ст}$, $T_{пл}$ — соответственно стандартная температура (273 К) и температура пласта; z — коэффициент сверхсжимаемости.

По номограмме и полученным значениям псевдокритических давлений и температуры найдем значения z . Так, при начальном давлении $z(p_0) = 0,914$, а при текущем $p = 16,1$ МПа значение $z(p) = 0,892$, тогда получим

$$b_r = 0,3663 \cdot 10^{-3} \cdot 0,914 (374/22,1) = 0,00566 \text{ м}^3/\text{м}^3,$$

$$b_r = 0,3663 \cdot 10^{-3} \cdot 0,892 (374/16,1) = 0,00759 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Для перевода объема газа из пластовых в стандартные условия воспользуемся обратными значениями полученных объемных коэффициентов

$$b_{r0}^{-1} = 176,7 \text{ м}^3/\text{м}^3; \quad b_r^{-1} = 131,8 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Начальные запасы газа в стандартных условиях

$$G_r = 3,09 \cdot 10^6 \cdot 176,6 = 0,545 \cdot 10^9 \text{ м}^3.$$

При понижении пластового давления объем газовой шапки увеличится, если не отбирать газ. Чтобы объем газовой шапки не изменился, необходимо добыть следующее количество газа:

$$Q_r = G_r (b_{r0}^{-1} - b_r^{-1}). \quad (4.12)$$

Для условий задачи имеем

$$Q_r = 3,09 \cdot 10^6 (176,6 - 131,8) = 0,138 \cdot 10^9 \text{ м}^3.$$

К рассматриваемому в задаче моменту времени, когда давление в залежи снизится до 16,1 МПа, необходимо отобрать из газовой шапки 25,4 % от первоначальных запасов.

§ 2. РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭМПИРИЧЕСКОЙ МЕТОДИКИ

Для определения добычи нефти, воды и нефтяного газа при разработке нефтегазовых месторождений как на естественном режиме, так и с применением различных систем заводнения можно использовать эмпирическую методику расчетов технологических показателей, разработанную Ю. П. Желтовым и В. М. Зайцевым. В качестве исходной информации при этом используют зависимости обводненности продукции скважин от относительной накопленной добычи нефти, приведенного газового фактора и безразмерного понижения пластового давления от относительной накопленной добычи нефтяного газа.

Таблица 29

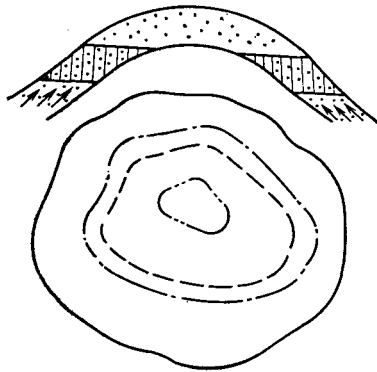


Рис. 49. Схема нефтегазовой залежи

Компонент	Молярная доля компо- нента	Молекуляр- ная масса	Критическое давление, МПа	Критическая температура, К
Метан	0,8612	16,04	4,58	190,7
Этан	0,0591	30,07	4,82	305,5
Пропан	0,0358	44,09	4,20	370,0
Бутан	0,0172	58,12	3,74	425,4
Пентаны	0,0050	72,15	3,30	470,2
CO ₂	0,001	44,01	7,28	304,2
	0,0207	28,02	3,34	126,1
Итого	1,0000			

В задаче 4.7К дана методика расчета основных показателей разработки нефтегазовых залежей при естественном режиме, показан пример расчета. В задаче 4.8К приведена приближенная методика определения добычи нефти, воды и газа и рассмотрен пример расчета основных технологических показателей разработки нефтегазовой залежи с применением внутриконтурного заводнения.

З а д а ч а 4.7К. Определить основные технологические показатели разработки при естественном режиме нефтегазовой залежи, разрез и структурный план которой схематически изображены на рис. 49. В процессе разработки газонефтяной контакт должен оставаться неподвижным.

В плане форма залежи близка к круговой. Радиус условного контура нефтеносности $R_n = 5$ км; радиус условного контура газовой шапки R_r . Залежь окружена обширной водоносной областью. Углы падения пласта небольшие, что позволяет рассматривать пласт горизонтальным, т. е. не учитывать влияния гравитационных сил.

Начальные объемы нефтяной и газовой частей залежи, установленные по геолого-геофизическим и промысловым исследованиям, относятся как 2 : 1.

По замерам с помощью скважинных манометров и термометров в первых разведочных скважинах установлено, что начальное пластовое давление примерно равно давлению насыщения: $p_0 = p_n = 25,0$ МПа, а температура $T_{пл} = 100$ °С. Вязкость нефти и воды в водоносной области определены в лаборатории для пластовых условий соответственно: $\mu_n = 2$ мПа·с, $\mu_v = 1$ мПа·с. Толщина пласта $h = 10$ м, коэффициент проницаемости ($k = 0,5 \cdot 10^{-12}$ м²) одинаков в пределах залежи и водонасыщенной области, так же как и коэффициент пористости ($m = 0,25$). Насыщенность порового объема залежи связанной водой $s_{св} = 0,05$.

По лабораторным исследованиям проб пластовых жидкостей и газов получены следующие характеристики:

плотность дегазированной нефти при 20 °С и давлении 0,1 МПа $\rho_{нд} = 808 \text{ кг/м}^3$;

газонасыщенность пластовой нефти (объем газа приведен к 0 °С и 0,1 МПа) $\Gamma_0 = 172 \text{ м}^3/\text{т}$;

объемный коэффициент нефти при начальном пластовом давлении $b_{н0} = 1,513$;

относительная (по воздуху) плотность газа, растворенного в нефти, $\rho_{г0} = 0,980$;

плотность воздуха при 20 °С и 0,1 МПа $\rho_{воз} = 1189 \text{ кг/м}^3$;

коэффициент упругости пласта $\beta = 5 \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$.

Компонентный состав газа газовой шапки приведен в табл. 29.

По данным замеров дебитов нефти и воды по скважинам, расположенным вблизи водонефтяного контакта, получены следующие средние значения обводненности продукции скважин v в зависимости от относительной добычи нефти $\bar{Q}_н$ в процессе обводнения пласта:

$v, \%$	—	5	10	20	30	40
$\bar{Q}_н, \%$	11	12,4	18,2	23,0	29	35

Коэффициент вытеснения нефти водой, установленный в результате лабораторных экспериментов, $\eta_1 = 0,9$. Коэффициент, учитывающий влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу, $\alpha = 0,025 \cdot 10^{-4} \text{ скв/м}^2$. Средний дебит одной новой скважины $q_{1ж} = 77,8 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Рассмотреть вариант разработки при линейном увеличении суммарного дебита скважин в период разбуривания залежи в течение $t_* = 5$ лет, а в последующий период ($t > t_*$) при постоянном отборе жидкости $q_{\text{max ж}} = 17\,712 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Решение.

1. Определение объемного коэффициента газа в зависимости от давления. Определим вначале молярную массу газа M_r , для чего перемножим молярные доли компонентов, данные в условии задачи, на соответствующие молекулярные массы. По сумме результатов получим $M_r = 19,15$. Тогда относительная плотность газа

$$\rho_r \cdot M_r / M_{\text{воз}} = 19,15 / 28,97 = 0,661.$$

Псевдокритические давление и температуру газовой смеси найдем путем суммирования произведений соответствующих критических давлений и температур компонентов на их молярные доли. Получим $p_{кр} = 4,53 \text{ МПа}$; $T_{кр} = 208 \text{ К}$.

Приведенное начальное давление и температура составят

$$p_k = 25,0 / 4,53 = 5,51; \quad T_k = 373 - 208 = 1,8.$$

Объемные коэффициенты газа в зависимости от давления вычислим по формуле (4.11) с использованием номограммы, упомянутой в задаче 4.6. Полученные значения приведены ниже:

Давление, МПа	25	18,75	12,5	6,25	2,5	1,25
Объемный коэффициент газа газовой шапки $b^{-1}, \text{ м}^3/\text{м}^3$	196,7	147,2	96,6	48,3	18,5	8,0

2. Подсчет запасов нефти и газа, определение темпа добычи жидкости и количества скважин. Подсчитаем объемным методом начальные запасы нефти, растворенного газа и газа в газовой шапке. Вначале определим условный радиус газовой шапки, исходя из заданного соотношения: $V_n : V_r = 2 : 1$.

$$\text{Если } \frac{R_n^2 - R_r^2}{R_r^2} = 2,$$

то

$$R_r = R_n \sqrt{\frac{1}{3}} = 5 \cdot 0,577 = 2,887 \cdot 10^3 \text{ м.}$$

Запасы нефти в пластовых условиях определим по формуле

$$G_{n \text{ пл}} = \pi (R_n^2 - R_r^2) mh (1 - s_{св}),$$

$$G_{n \text{ пл}} = 3,14 (5^3 - 2,887^2) 10^6 \cdot 10 \cdot 0,25 \cdot 0,95 = 124,3 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

Начальные запасы газа в газовой шапке составят

$$G_{r \text{ пл}} = \pi R_r^2 hm (1 - s_{св}) = 3,14 \cdot 2,887^2 \cdot 10^6 \cdot 10 \cdot 0,25 \cdot 0,95 = 62,15 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

Запасы нефти и газа в стандартных условиях вычислим с учетом полученных значений объемных коэффициентов:

$$G_n = 124,3 \cdot 10^6 / 1,513 = 82,15 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

Запасы газа, растворенного в нефти:

$$G_{гн} = 66,381 \cdot 10^6 \cdot 172 = 11,417 \cdot 10^9 \text{ м}^3.$$

Запасы газа в газовой шапке:

$$G_r = 62,15 \cdot 10^6 \cdot 196,7 = 12,225 \cdot 10^9 \text{ м}^3.$$

Максимальный темп годовой добычи жидкости из пласта относительно начальных запасов нефти в рассматриваемом варианте разработки принимается равным 8 %.

Оценим начальные извлекаемые запасы нефти с учетом влияния на коэффициент охвата пласта процессом вытеснения нефти водой плотности расположения скважин на площади. Для этого необходимо знать число скважин. Приблизительно общее число скважин, обеспечивающих заданный отбор жидкости, определим по среднему дебиту $q_{1ж}$ одной скважины, вводимой из бурения. В рассматриваемом варианте $q_{1ж} = 0,9 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$. Тогда общее число скважин с учетом коэффициента эксплуатации скважин ($\lambda_s = 0,9$)

$$n = \frac{q_{\text{max ж}}}{\lambda_s q_{1ж}} = \frac{17712}{0,9 \cdot 77,8} = 253.$$

В период нарастания добычи ежегодно будет скважин

$$n_* = n/t_* = 253/5 = 50.$$

Площадь нефтеносной части залежи

$$S_n = \pi (R_n^2 - R_r^2) = 3,14 \cdot 10^6 (25 - 2,887^2) = 5236 \cdot 10^4 \text{ м}^2.$$

Тогда площадь, приходящаяся на одну скважину (параметр плотности сетки скважин),

$$S_c = S_H/n = (5236 \cdot 10^4)/253 = 20,6 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{скв.}$$

Вычислим коэффициент охвата по формуле В. Н. Щелкачева:

$$\eta_2 = e^{-\alpha S_c} = e^{-0,025 \cdot 10^4 \cdot 20,6 \cdot 10^4} = 0,597.$$

Начальные извлекаемые запасы нефти с учетом заданного значения коэффициента вытеснения нефти водой

$$N = G_H \eta_1 \eta_2 = 66,381 \cdot 10^6 \cdot 0,9 \cdot 0,597 = 35,7 \cdot 10^6 \text{ т.}$$

3. Расчет отборов нефти и воды. Динамику добычи нефти и воды при заданном законе изменения дебита жидкости будем определять на основе характеристики обводнения пласта, получаемой в процессе пробной эксплуатации скважин. Определим по формуле (2.14) параметр $\bar{\mu}$ соответственно для каждой пары заданных значений v и \bar{Q}_H . Например,

$$\bar{\mu}_1 = \frac{1 - 0,124}{0,124 \sqrt{\frac{1 - 0,05}{0,05}}} = 1,104.$$

По полученным $\bar{\mu}_i$ определим его среднее значение:

$$\bar{\mu}_{\text{ср}} = \frac{1,104 + 1,489 + 1,674 + 1,603 + 1,516}{5} = 1,479.$$

Тогда коэффициент a , входящий в параметр $\bar{\mu}$, составит

$$a = \frac{\bar{\mu}_v}{\bar{\mu}_H \bar{\mu}_{\text{ср}}} = \frac{1}{2 \cdot 1,479} = 0,338.$$

Приближенная формула, аналогичная формуле (2.14), описывающая процесс обводнения продукции скважин, будет иметь вид

$$\bar{Q}_H = \frac{1}{1 + 1,479 \sqrt{\frac{1 - v}{v}}}.$$

По этой формуле проведем необходимые вычисления, результаты которых приведены ниже.

v	0,002	0,05	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,8	0,9	0,95
$\bar{u} = \frac{1-v}{v}$	499	19	9	4	2,333	1,5	1	0,25	0,111	0,053
\bar{Q}_H	0,029	0,134	0,184	0,253	0,307	0,356	0,403	0,575	0,67	0,826

По приведенным данным построен график (рис. 50) и нанесены исходные точки. Как видно, расчетная кривая совпадает с кривой, построенной по промысловым данным. Выпадает лишь одна точка, когда отсутствует вода в продукции скважин.

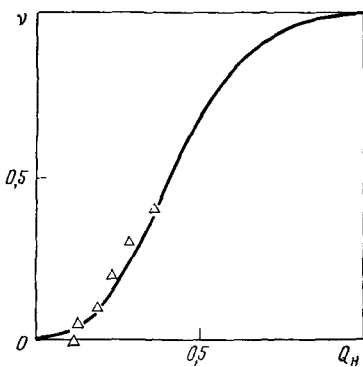
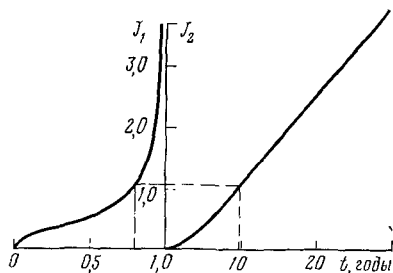


Рис. 50. Зависимость обводненности продукции от относительной добычи

Рис. 51. Зависимости J_2 и J_1 от v_2 и t



Для построения номограммы расчета обводненности во времени разработки воспользуемся интегральным соотношением из задачи (2.12К):

$$\int_0^v \frac{\bar{Q}_н(x)}{1-x} dx = \frac{1}{N} \int_0^t q_{ж}(\tau) d\tau.$$

Интеграл в левой части имеет вид

$$J_1(v) = \frac{1 + u}{(1 + \bar{\mu} \sqrt{u}) u} - \frac{1}{u} + \frac{2\bar{\mu}}{\sqrt{u}} - 2\bar{\mu}^{-2} \ln \frac{1 + \bar{\mu} \sqrt{u}}{\bar{\mu} \sqrt{u}}. \quad (4.13)$$

Интеграл в правой части разбивается на два: для периода нарастания добычи жидкости

$$J_2(t) = \frac{1}{N} \int_0^t \alpha_0 \tau d\tau = \frac{\alpha_0}{2N} t^2 \quad \text{при } t \leq t_*, \quad (4.14)$$

для периода постоянной добычи жидкости

$$J_2'(t) = \frac{1}{N} \int_{t_*}^t q_{\max ж} d\tau = \frac{q_{\max ж}}{N} t \quad \text{при } t > t_*. \quad (4.15)$$

Проведем вычисления по уравнению (4.13). Например,

$$J_1(0,05) = \frac{1 + 1,479}{(1 + 1,479 \sqrt{19}) 19} - \frac{1}{19} + \frac{2 \cdot 1,479}{\sqrt{19}} - 2 \cdot 1,479^2 \times \\ \times \ln \frac{1 + 1,479 \sqrt{19}}{1,479 \sqrt{19}} = 0,141 - 0,053 + 0,679 - 0,631 = 0,136 \text{ и т. д.}$$

Вычислим значения функций J_2' и J_2 для периодов нарастания и постоянной добычи жидкости. Например, к концу пятого года функция $J_2(5)$ составит

$$J_2(5) = 0,0146 \cdot 5^2 = 0,365.$$

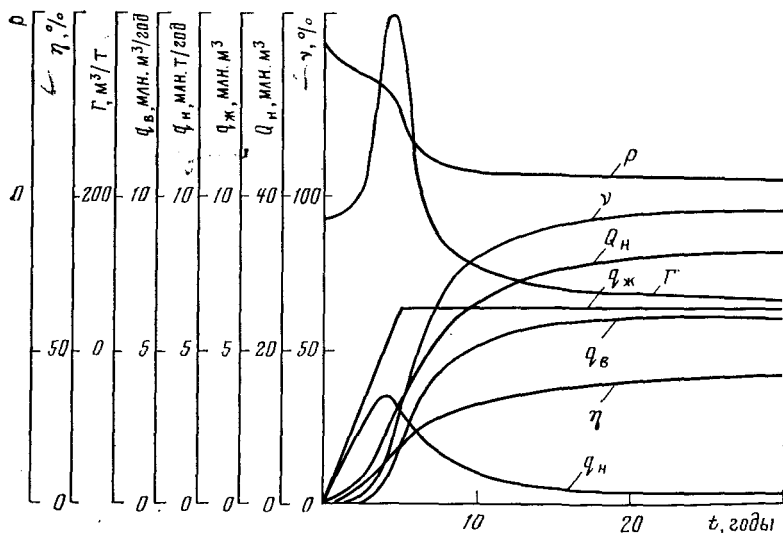


Рис. 52. Зависимость показателей разработки нефтегазовой залежи от времени

Вычислим функцию J'_2 для периода постоянной добычи по формуле (4.15). Например, к концу шестого года разработки (1-й год за период постоянной добычи)

$$J'_2(6-5) = 0,365 + \frac{0,205}{44,2 \cdot 10^6} \cdot 1 \cdot 31,536 \cdot 10^6 = 0,365 + 0,146 = 0,511.$$

Результаты расчетов приведены ниже и на рис. 51.

ν	0,05	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	0,95
$\bar{Q}_n, \%$	13,4	18,4	25,3	30,7	35,6	40,3	45,3	50,8	57,5	67,0	74,7
$Q_n, \text{млн. м}^3$	5,92	8,13	11,2	13,6	15,8	17,8	20,0	22,5	25,4	29,6	32,9
$t, \text{годы}$	3	3,6	4,5	4,8	5,4	6,0	6,7	7,8	9,8	13,6	27,2

По приведенным данным были построены соответствующие графики, с помощью которых определены значения обводненности в различные моменты времени разработки, а затем вычислены дебиты нефти и воды, нефтеотдача. Результаты вычислений приведены в табл. 30. Из таблицы видно, что за 30 лет разработки будет достигнута нефтеотдача, составляющая 81 % от конечной, водонефтяное отношение составит 4,06. На рис. 52 представлены данные разработки залежи.

4. Расчет добычи нефтяного газа по промысловым показателям. В условиях смешанных режимов работы продуктивного пласта наибольшие трудности вызывает определение динамики добычи нефтяного газа и падения пластового давления. По существующим методикам показатели разработки при режиме газированной жидкости определяют с помощью кривых относительных проницаемостей для соответствующих фаз. Но так как чаще используют таб-

Показатель	Время разработки, годы										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Обводненность v , доли	—	0,02	0,05	0,15	0,32	0,50	0,63	0,70	0,76	0,82	0,84
Накопленная добыча нефти Q_n , 10^6 м ³	1,3	385	755	119	163	197	220	240	255	267	277
Дебит нефти q_n , тыс. м ³ /сут	3,5	6,9	9,5	12,1	12,0	8,6	6,05	5,2	4,3	3,6	2,6
Накопленная добыча жидкости $Q_{ж}$, 10^6 м ³	1,3	3,9	7,8	130	195	260	325	390	455	520	585
Дебит воды q_v , тыс. м ³ /сут	—	—	0,5	1,7	6,05	8,6	11,2	12,1	13,8	14,7	14,7
Накопленная добыча воды Q_v , 10^6 м ³	---	005	024	102	309	632	104	149	198	251	306
Нефтеотдача η	0,02	0,05	0,09	0,15	0,20	0,24	0,27	0,29	0,31	0,33	0,34

Продолжение

Показатель	Время разработки, годы										
	12	13	14	15	16	17	18	19	20	25	30
Обводненность v , доли	0,87	0,89	0,90	0,91	0,92	0,93	0,93	0,94	0,94	0,95	0,95
Накопленная добыча нефти Q_n , 10^6 м ³	286	293	299	306	911	316	319	323	327	343	35,8
Дебит нефти q_n , тыс. м ³ /сут	1,7	1,7	1,7	1,6	1,4	1,2	1,2	1,0	1,0	0,8	0,7
Накопленная добыча жидкости $Q_{ж}$, 10^6 м ³	650	7165	780	845	910	975	1040	1105	117	1395	1620
Дебит воды q_v , тыс. м ³ /сут	15,6	15,6	15,6	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,8	16,8
Накопленная добыча воды Q_v , 10^6 м ³	362	419	478	536	596	656	716	777	838	1145	145,2
Нефтеотдача η	0,35	0,36	0,37	0,37	0,38	0,38	0,39	0,39	0,40	0,42	0,44

лицы Царевича, в которых приведены обобщенные данные, результаты иногда получают с большими ошибками.

Для установления показателей добычи нефтяного газа и динамики пластового давления по промысловым данным получим расчетные соотношения. В качестве исходной информации используем результаты замеров газового фактора Γ (в м³/т) добываемой нефти и пластового давления по нескольким скважинам в период их пробной эксплуатации. При этом одновременно с отборами нефти с нефтяным газом добывается газ из газовой шапки.

Накопленную добычу газа (приведенную к стандартным условиям) определяют по уравнению

$$Q_{гп} = \int_0^t q_n(\tau) \Gamma(\tau) d\tau,$$

где Γ — текущий газовый фактор, м³/т.

При небольших понижениях пластового давления в пределах 0,05—0,02 МПа можно принять, что газовый фактор в течение соответствующего времени остается постоянным и равным среднему значению. Тогда за период Δt_i , когда происходит незначительное понижение давления на $\Delta p_i = p_{i-1} - p_i$, где i — номер интервала (шага) на кривой изменения (понижения) давления, добычу газа можно определить по формуле

$$\Delta Q_{гп i} = Q_{гп i-1} - Q_{гп i} = \Delta t_i \bar{q}_{ni} \Gamma_{ср},$$

где \bar{q}_{ni} — среднее значение дебита нефти в течение времени Δt_i ; $\Delta t_i \bar{q}_{ni}$ — накопленная добыча нефти за период Δt_i .

Разделив обе части предыдущего равенства на начальные запасы нефти G_n , нефтяного газа $G_{гп}$ и максимальный газовый фактор Γ_{max} , получим

$$\frac{G_{гп}}{G_n \Gamma_{max} \Gamma_{ср}} \Delta \bar{Q}_{гп i} = \Delta \eta_i,$$

где $\Delta \eta_i = \eta_i - \eta_{i-1} = (Q_{ni} - Q_{ni-1})/G_n$ — прирост нефтеотдачи за период Δt_i ; $\bar{\Gamma}_{ср i} = \Gamma_{ср i}/\Gamma_{max} = (\bar{\Gamma}_i - \bar{\Gamma}_{i-1})/2$ — средний приведенный к максимальному значению газовый фактор; $\Delta \bar{Q}_{гп} = (Q_{гп i} - Q_{гп i-1})/G_{гп}$ — относительная накопленная добыча нефтяного газа за интервал Δt_i .

Обозначим $\Delta \bar{Q}_{гп}^* = G_{гп} \Delta \bar{Q}_{гп} / G_n \Gamma_{max} \bar{\Gamma}_{ср}$, тогда $\Delta \bar{Q}_{гп}^* = \Delta \eta_i$. Полученное равенство позволяет построить кривую изменения давления и газового фактора при известной динамике нефтеотдачи. Для этого по нескольким скважинам строят зависимости безразмерного понижения давления $\bar{\Delta p} = (p_n + 0,1 - p)/p_n$ и приведенного газового фактора от относительной накопленной добычи газа $\bar{Q}_г$. В табл. 31 приведены соответствующие показатели, усредненные по нескольким скважинам. По данным этой таблицы построены графики, приведенные на рис. 53 и 54. За пределами имеющихся данных кривые экстраполированы до известных конечных

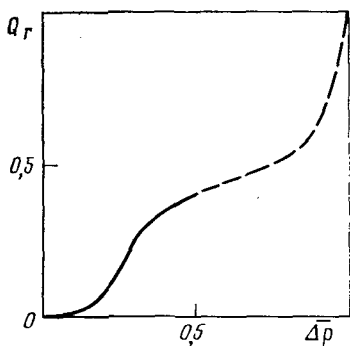


Рис. 53. График изменения относительной добычи газа в зависимости от безразмерного понижения давления в залежи]

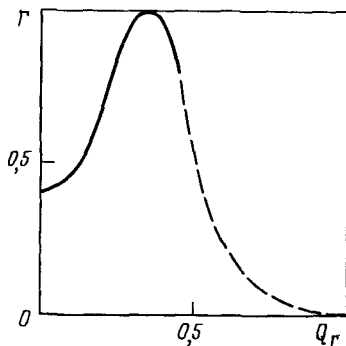


Рис. 54. Зависимость приведенного газового фактора от относительной добычи газа

значений. В первом приближении зададимся шагом понижения пластового давления, равным 0,05, т. е. $\Delta p_i = 1,25$ МПа. С помощью соответствующих графиков (см. рис. 53 и 54) получим показатели, связывающие газовый фактор, относительную добычу газа, понижение пластового давления с изменением нефтеотдачи во времени разработки. Эти данные приведены в табл. 32.

Таблица 31

Показатель	Время эксплуатации, годы							
	0	1	2	3	4	5	6	7
Среднее пластовое давление p , МПа	25	21,8	19,8	18,1	16,8	15,6	12,8	6,6
Газовый фактор Γ , м ³ /т	172	180	207	300	427	440	414	216
Относительная добыча нефтяного газа \bar{Q}_r		0,02	0,1	0,2	0,3	0,34	0,4	0,5
Приведенный газовый фактор $\tilde{\Gamma}$	0,39	0,41	0,47	0,68	0,97	1,0	0,94	0,49
Безразмерное понижение давления $\frac{\text{понижение}}{\Delta p}$		0,13	0,21	0,28	0,33	0,38	0,49	0,74

По данным табл. 31 и 32 построены графики (рис. 55), с помощью которых можно определить динамику относительной накопленной добычи газа (газоотдачи). Результаты приведены в табл. 32. Определяли также средний максимальный газовый фактор на соответствующие периоды разработки. Полученные данные также приведены в табл. 33.

Графики разработки (см. рис. 52) показывают, что темп падения пластового давления соответствует динамике добычи жидкости. Наибольшие его значения отмечаются в период нарастания дебита

Таблица 32

Показатель	Номер шага									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Среднее давление, МПа	23,8	22,6	21,3	20,1	18,8	17,6	16,3	15,1	13,8	12,6
Накопленная относительная добыча газа $\bar{Q}_{гп}$	0,005	0,01	0,03	0,08	0,16	0,24	0,31	0,36	0,38	0,40
Относительная добыча газа за шаг $\Delta\bar{Q}_{гп i}$	0,005	0,005	0,02	0,05	0,08	0,08	0,07	0,05	0,02	0,02
Приведенный газовый фактор \bar{f}	0,395	0,4	0,41	0,44	0,56	0,8	0,97	0,99	0,97	0,94
Средний приведенный газовый фактор $\bar{f}_{ср}$	0,39	0,40	0,41	0,425	0,5	0,68	0,89	0,98	0,98	0,955
Параметр $\Delta\bar{Q}_{гп}^*$	0,002	0,004	0,016	0,037	0,05	0,037	0,025	0,016	0,006	0,007
Накопленная величина $\Sigma\Delta\bar{Q}_{гп}^*$	0,002	0,006	0,022	0,059	0,109	0,146	0,171	0,187	0,193	0,2
Газовый фактор Γ , м ³ /т	174	176	180	194	246	352	427	436	427	414

Продолжение

Показатель	Номер шага									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Среднее давление, МПа	11,3	10,1	8,8	7,6	6,3	5,1	3,8	2,6	1,35	0
Накопленная относительная добыча газа $\bar{Q}_{гп}$	0,43	0,45	0,47	0,49	0,51	0,53	0,57	0,66	0,79	1
Относительная добыча газа за шаг $\Delta\bar{Q}_{гп i}$	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,04	0,09	0,13	0,21
Приведенный газовый фактор \bar{f}	0,86	0,77	0,65	0,55	0,44	0,38	0,27	0,13	0,04	0
Средний приведенный газовый фактор $\bar{f}_{ср}$	0,9	0,815	0,71	0,6	0,495	0,41	0,325	0,2	0,08	0,02
Параметр $\Delta\bar{Q}_{гп}^*$	0,011	0,08	0,009	0,01	0,013	0,015	0,039	0,142	0,513	—
Накопленная величина $\Sigma\Delta\bar{Q}_{гп}^*$	0,211	0,219	0,228	0,238	0,251	0,266	0,305	0,447	0,960	—
Газовый фактор Γ , м ³ /т	378	339	286	242	194	167	119	57	18	0

Таблица 33

Показатель	Время разработки, годы										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Среднее пластовое давление в залежи p , МПа	21,5	20,5	19,0	17,5	12,5	8,5	6,5	5,5	4,5	4,2	4,1
Объемный коэффициент газа b_g^{-1} , м ³ /м ($b_{g0}^{-1} = 196,1$)	169	161	148	137	98	66	50	43	34	32	31
Накопленная добыча газа Q_g , 10 ⁹ м ³	1,72	2,22	3,03	3,71	6,13	8,12	9,12	9,55	10,11	10,24	10,30
Дебит газа q_g , млн. м ³ /сут	4,8	1,4	2,3	1,9	6,7	5,5	2,8	1,2	1,6	0,4	0,2

Продолжение

Показатель	Время разработки, годы										
	12	13	14	15	16	17	18	19	20	25	30
Среднее пластовое давление в залежи p , МПа	4,0	4,0	3,9	3,8	3,6	3,5	3,5	3,5	3,4	3,2	3,0
Объемный коэффициент газа b_g^{-1} , м ³ /м ($b_{g0}^{-1} = 196,1$)	30,5	30	29,5	29	28	26,5	26,2	26	25,3	24	23
Накопленная добыча газа Q_g , 10 ⁹ м ³	10,30	10,36	10,39	10,42	10,48	10,58	10,6	10,61	10,65	10,73	10,8
Дебит газа q_g , млн. м ³ /сут	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,06	0,03	0,03	0,04	0,04

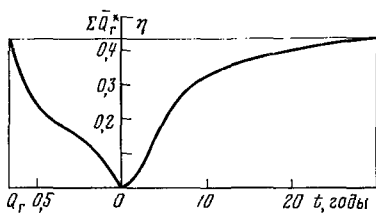
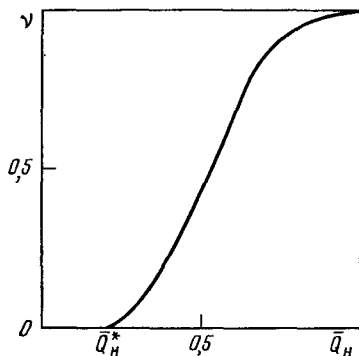


Рис. 55. Динамика добычи нефтяного газа во времени разработки залежи

Рис. 56. Зависимость обводненности пласта нефтегазовой залежи от относительной накопленной добычи нефти



жидкости и затем до 10-го года разработки. После чего пластовое давление монотонно уменьшается и к 30-му году становится равным 3 МПа, т. е. на 88 % меньше относительно первоначального. Газовый фактор в первые 5 лет стремительно растет и достигает максимального значения, а затем начинает столь же быстро снижаться. К 30-му году разработки его величина равна примерно 65 м³/т. К этому времени разработки будет добыто нефтяного газа 66 % от его запасов в растворенном состоянии при нефтеотдаче 43,6 %.

5. Расчет добычи газа из газовой шапки. Расчет будем вести, исходя из поставленного условия неподвижности газонефтяного контакта, т. е. постоянства объема газовой шапки в пластовых условиях. Используя методику задачи 4.5, подсчитаем вначале объемные коэффициенты газа в зависимости от давления, изменяющегося по годам разработки залежи, а затем определим динамику накопленной добычи газа. Результаты вычислений представлены в табл. 33.

В расчетах принималось, что среднее давление в нефтеносной части равно давлению в газовой шапке. Величины давлений во времени разработки определены по графику (см. рис. 52).

Из табл. 33 видно, что дебиты газа по времени разработки изменяются в значительных пределах. Максимальный дебит 6,8 млн. м³/сут приходится к моменту времени разработки, когда наблюдается наибольшее понижение пластового давления. В течение 30 лет разработки необходимо отобрать 88 % газа от начальных его запасов в газовой шапке.

Задача 4.8К. Определить основные технологические показатели разработки нефтегазовой залежи при следующих условиях. Площадь нефтеносности $S_n = 136 \cdot 10^5$ м²; площадь газовой шапки $S_{гш} = 58 \cdot 10^5$ м²; средняя толщина пласта $h = 10$ м; средняя по объему залежи пористость $m = 0,2$; насыщенность порового объема связанной водой $s_{св} = 0,12$. Начальное пластовое давление равно давлению насыщения ($p_0 = p_{нас} = 20$ МПа). Проницаемость, усредненная по всему объему залежи, $k = 0,2 \cdot 10^{-12}$ м²; вязкость, усредненная по всему объему залежи, соответственно $\mu_n = 2,0$.

144 Таблица 34

Показатель	Номер шага							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Относительный отбор нефти за интервал $\Delta \bar{Q}_{нi}$	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Средняя обводненность за интервал v_i	0,022	0,05	0,1	0,17	0,27	0,38	0,49	0,59
Отношение $\frac{\Delta \bar{Q}_{нi}}{1 - v_i}$	0,051	0,053	0,056	0,06	0,068	0,08	0,098	0,122
Накопленное значение $\sum \frac{\Delta \bar{Q}_{нi}}{1 - v_i}$	0,051	0,104	0,160	0,220	0,288	0,368	0,466	0,588
$\bar{Q}_n^* \div \sum \frac{\Delta \bar{Q}_{нi}}{1 - v_i}$	0,241	0,294	0,35	0,41	0,478	0,558	0,656	0,778

Продолжение

Показатель	Номер шага							
	9	10	11	12	13	14	15	16
Относительный отбор нефти за интервал $\Delta \bar{Q}_{нi}$	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Средняя обводненность за интервал v_i	0,71	0,82	0,87	0,93	0,96	0,97	0,99	1,0
Отношение $\frac{\Delta \bar{Q}_{нi}}{1 - v_i}$	0,172	0,278	0,385	0,714	1,25	1,667	5	—
Накопленное значение $\sum \frac{\Delta \bar{Q}_{нi}}{1 - v_i}$	0,760	1,038	1,423	2,137	3,387	5,054	10,054	—
$\bar{Q}_n^* \div \sum \frac{\Delta \bar{Q}_{нi}}{1 - v_i}$	0,95	1,228	1,613	2,327	3,577	5,244	10,244	—

$\cdot 10^{-3}$ МПа·с, $\mu_b = 1,0 \cdot 10^{-3}$ МПа·с; объемный коэффициент нефти $b_n = 1,5$, воды $b_r = 1,028$; начальная газонасыщенность $\Gamma_0 = 150$ м³/т; плотность дегазированной нефти $\rho_n = 0,85$ т/м³; объемный коэффициент газа $b'_g = 170$ м³/м³. Отношение плотностей воды и нефти $\rho_* = \rho_b/\rho_n = 1,33$.

Рассмотреть вариант разработки нефтенасыщенной части залежи с применением внутриконтурного заводнения при расположении добывающих и нагнетательных скважин по равномерной сетке с параметром плотности $S_c = 18 \cdot 10^4$ м²/скв. Система заводнения вводится в течение $t_* = 5$ лет. Характеристика процесса обводнения приведена на рис. 56. Коэффициент вытеснения нефти водой $\eta_1 = 0,85$. Забойные давления в добывающих скважинах $p_d = 16$ МПа; средний коэффициент продуктивности скважин $K = 0,08 \cdot 10^{-9}$ т/Па·с; показатель влияния плотности сетки скважин на нефтеотдачу $\alpha = 0,0305 \cdot 10^{-4}$ скв/м². Предельная обводненность продукции скважины $v_{пр} = 0,95$. В период ввода залежи в разработку дебит жидкости возрастает по линейному закону, а в последующем остается постоянным и равным максимальному, определяемому как 8,37 % от извлекаемых запасов нефти.

Газ из газовой шапки добывается с постоянным дебитом, значение которого определяется по заданному темпу отбора от извлекаемых запасов ($z_r = 20$ %/год). Газоотдача при вытеснении газа водой $\eta_r = 0,85$. Добыча газа компенсируется закачкой воды в скважины барьерного ряда, расположенного вдоль контура газонности. Средняя приемистость одной скважины $q_{н1} = 390$ м³/сут.

Требуется определить число скважин на площади нефтеносности и в барьерном ряду, динамику добычи нефти и воды при разработке нефтяной части залежи.

Решение. 1. Подсчет запасов нефти и газа и определение числа скважин.

Запасы нефти в пластовых условиях

$$Q_{нпл} = S_n h m (1 - s_{св}) = 136 \cdot 10^5 \cdot 10 \cdot 0,2 (1 - 0,12) = 23,9 \cdot 10^6 \text{ м}^3,$$

в стандартных условиях

$$G_n = 23,9 \cdot 10^6 (0,85/1,5) = 13,6 \cdot 10^6 \text{ т.}$$

Запасы нефтяного газа, растворенного в нефти,

$$G_r = G_n \Gamma_0 = 13,6 \cdot 10^6 \cdot 150 = 2,03 \cdot 10^9 \text{ м}^3.$$

Запасы газа в газовой шапке в пластовых условиях

$$G_{гшпл} = S_r h m (1 - s_{св}) = 58 \cdot 10^5 \cdot 10 \cdot 0,2 (1 - 0,12) = 10,2 \cdot 10^6 \text{ м}^3,$$

в стандартных условиях

$$G_{гш} = G_{гшпл} b_r^{-1} = 10,2 \cdot 10^6 \cdot 170 = 1,73 \cdot 10^9 \text{ м}^3.$$

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

$$N_{гш} = 1,73 \cdot 10^9 \cdot 0,85 = 1,47 \cdot 10^9 \text{ м}^3.$$

Тогда дебит газа из газовой шапки должен составить

$$q_{гш} - z_{гш} N_{гш} = 1,47 \cdot 10^9 \cdot 0,2 = 294 \text{ млн. м}^3/\text{год.}$$

Дебит газа, приведенный к начальному пластовому давлению,

$$\bar{q}_{гш} - q_{гш} b_{гш} = (294 \cdot 10^6) / 170 = 1,7 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Для компенсации отбора газа из газовой шапки необходимо закачивать в скважины воду с таким же темпом. С учетом объемного коэффициента расход воды составит

$$q_{нв} = \bar{q}_{гш} b_{в}^{-1} = (1,7 \cdot 10^6) / 1,028 = 1,65 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{год.}$$

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

$$n_6 = q_{нв} / q_{н1} = (1,65 \cdot 10^6 / 390 \cdot 365) \cong 12.$$

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

$$n_0 = n_n + n_d = S_n / S_c = (1360 \cdot 10^4) / (18 \cdot 10^4) = 76 \text{ скв.}$$

Для подсчета извлекаемых запасов нефти определим коэффициент сетки скважины по известной формуле В. Н. Щелкачева

$$\eta_2 = e^{-\alpha S_c}.$$

Подставив в формулу известные значения α и S_c , получим

$$\eta_2 = e^{-0,0305 \cdot 10^{-4} \cdot 18 \cdot 10^4} = 0,581.$$

Тогда извлекаемые запасы нефти составят

$$N = G_n \eta_1 \eta_2 = 13,6 \cdot 10^6 \cdot 0,85 \cdot 0,581 = 6,72 \cdot 10^6 \text{ т.}$$

Максимальный дебит жидкости $q_{\max ж} = 13,6 \cdot 10^6 \cdot 0,581 \times 0,0837 = 0,66 \text{ млн. м}^3/\text{год.}$

2. Расчет динамики добычи нефти, воды и жидкости при разработке нефтяной части залежи.

Из условия задачи следует, что в период бурения скважин дебит жидкости возрастает по линейному закону с темпом

$$\alpha_1 = q_{\max ж} / t_* = (0,66 \cdot 10^6) / 5 = 0,132 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{год}^2.$$

В дальнейшем при $t > t_*$ добыча жидкости остается постоянной и равной $q_{\max ж} = 1814 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Расчет динамики добычи нефти и воды будем производить по приближенной схеме, используя заданную характеристику обводнения (см. рис. 56). При отборе нефти $\bar{Q}_n^* = 19 \%$ от извлекаемых запасов обводненность остается равной нулю. Накопленная добыча нефти для рассматриваемых условий

$$\bar{Q}_n = \bar{Q}_n^* + \frac{1}{N} \int_{t^*}^t q_{ж}(\tau) (1 - v) d\tau,$$

где t — время разработки; t^* — безводный период добычи нефти.

Очевидно,

$$\tilde{Q}_n = \bar{Q}_n - \bar{Q}_n^* = \frac{1}{N} \int_0^t q_{ж}(\tau) (1 - v) d\tau.$$

Примем, что в течение небольшого промежутка времени Δt_i , в течение которого добывается $\Delta \tilde{Q}_{ni}$ нефти, обводненность и дебит жидкости остаются постоянными. Тогда предыдущее равенство примет вид

$$\Delta \tilde{Q}_{ni} = \frac{1}{N} \bar{q}_{жи} (1 - v_i) \Delta t_i.$$

Разделим обе части равенства на $(1 - v_i)$:

$$\frac{\Delta \tilde{Q}_{ni}}{1 - v_i} = \frac{1}{N} \bar{q}_{жи} \cdot \Delta t_i,$$

где v_i — средняя обводненность за период Δt_i или при отборе $\Delta \tilde{Q}_{ni}$ нефти.

Просуммируем обе части предыдущего равенства по M шагов, на которые разделим время разработки в период добычи обводненной продукции. Получим

$$\sum_{i=1}^M \frac{\Delta \tilde{Q}_{ni}}{1 - v_i} = \sum_{i=1}^M \frac{1}{N} \bar{q}_{жи} \Delta t_i.$$

Правая часть полученного уравнения представляет собой накопленную добычу жидкости. Тогда

$$\sum_{i=1}^M \frac{\Delta \tilde{Q}_{ni}}{1 - v_i} \approx \bar{Q}_ж.$$

С помощью полученного соотношения можно вместо заданной кривой (см. рис. 56) получить график зависимости обводненности продукции от времени разработки. Примем $\Delta \tilde{Q}_n = 0,05$, тогда с помощью исходной кривой получим соответствующие значения обводненности на середину каждого интервала. Результаты определений сведены в табл. 34.

Относительную накопленную добычу жидкости в период разбуривания залежи определим по формуле

$$\bar{q}_{1ж} = \frac{1}{N} \int_0^t \alpha_0 \tau d\tau = \frac{q_{\max ж}}{2Nt_*} t^2 \quad \text{при } 0 \leq t \leq t_*.$$

а в последующий период

$$\bar{Q}_{1ж} = \frac{1}{N} \int_{t_*}^t q_{\max ж} d\tau = \frac{q_{\max ж}}{N} (t - t_*) \quad \text{при } t > t_*.$$

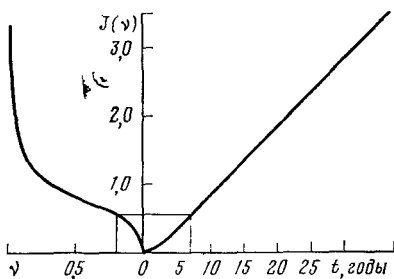
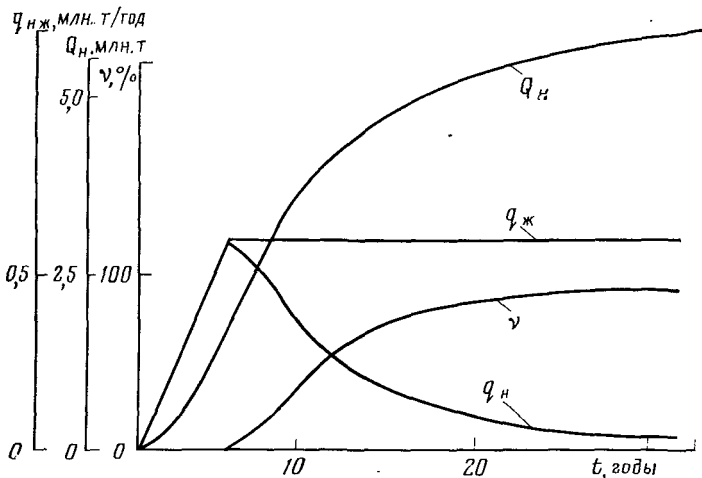


Рис. 57. Номограмма для определения обводненности в зависимости от времени разработки залежи

Рис. 58. Графики разработки нефтеносной части нефтегазовой залежи



Определим добычу жидкости в первый период разработки для следующих значений времени:

$$\text{при } t_1 = 1 \text{ год } (31,5 \cdot 10^6 \text{ с}) \quad \bar{Q}_{ж}(1) = \frac{0,021}{2,6,72 \cdot 10^6 \cdot 158 \cdot 10^6} \times (31,5 \cdot 10^6) = 0,01;$$

$$t_2 = 2 \text{ года } (63 \cdot 10^6 \text{ с}) \quad \bar{Q}_{ж}(2) = 9,8 \cdot 10^{-18} \cdot (63 \cdot 10^6) = 0,04;$$

$$t_3 = 3 \text{ года } (94,6 \cdot 10^6 \text{ с}) \quad \bar{Q}_{ж}(3) = 0,09;$$

$$t_4 = 4 \text{ года } (126,2 \cdot 10^6 \text{ с}) \quad \bar{Q}_{ж}(4) = 0,16;$$

$$t_5 = t_* = 5 \text{ лет } (158 \cdot 10^6 \text{ с}) \quad \bar{Q}_{ж}(t_*) = 0,25.$$

Для периода поддержания постоянной текущей добычи жидкости, например при $t_{30} = 30$ лет ($946 \cdot 10^6$ с), относительная добыча жидкости составит

$$\bar{Q}_{Hж}(30) = 0,25 + \frac{0,021 (946 - 158) 10^6}{6,72 \cdot 10^6} = 2,71.$$

Результаты вычислений представлены также в табл. 34, по данным которой и полученным значениям относительной накопленной добычи жидкости построены графики (рис. 57). Данные, полученные по этим графикам, приведены ниже.

v	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
t , годы	4,5	6,5	7,4	8,3	9,1	10,2	11,4	13	16,4	24,7
Q_n , млн. т	1,28	2,22	2,62	2,96	3,19	3,76	3,9	4,30	4,47	5,17

На рис. 58 приведена кривая, характеризующая процесс обводнения продукции скважин от времени разработки залежи, с использованием которой подсчитаны дебиты нефти, воды и накопленную добычу нефти. Результаты этих вычислений приведены в табл. 35, по данным которой построены соответствующие графики разработки.

Таблица 35

Показатель	Время разработки t , годы					
	1	5	10	15	20	30
Обводненность v	—	0,02	0,48	0,77	0,86	0,93
Дебит нефти q_n , м ³ /сут	346	1642	864	346	173	86
Накопленная добыча нефти Q_n , млн. т	0,12	1,79	3,98	4,94	5,45	5,94
Дебит воды q_v , м ³ /сут	—	26	778	1296	1382	1555
Накопленная добыча воды Q_v , млн. м ³	—	0,01	0,82	2,86	5,35	10,9

За 30 лет разработки из залежи при заданной динамике добычи жидкости будет добыто нефти 88,4 % от извлекаемых запасов при обводненности продукции скважин 93 %. Воды будет добыто 10,9 млн. м³, или примерно в 1,8 раза больше накопленной добычи нефти. Нефтяного газа будет добыто за этот период немного более 1 млрд. м³.

§ 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В задачах 4.9К и 4.10К для определения показателей разработки залежей используют методику приближенных расчетов, основанную на аппроксимации кривых фазовых проницаемостей различными зависимостями.

Задача 4.9К. Нефтегазоконденсатное месторождение с условными водонефтяным и газонефтяным контактами и вертикальным разрезом, показанными на рис. 59, решено в одном из вариантов разрабатывать с применением заводнения при однорядной схеме расположения скважин как в нефтяной, так и в газоконденсатной частях месторождения, но при различных расстояниях между скважинами.

Площадь нефтеносной части месторождения составляет $3750 \cdot 10^4$ м². На этой части месторождения расположено 125 элементов однорядной системы разработки при длине элемента $l =$

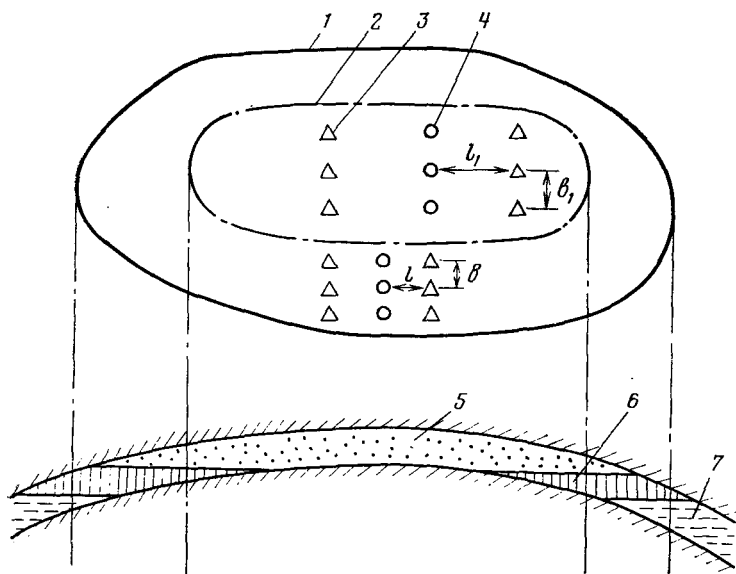


Рис. 59. Схема нефтегазового месторождения:

1 — условный водонефтяной контакт; 2 — условный газонефтяной контакт; 3 — нагнетательные скважины; 4 — добывающие скважины; 5 — газ с растворенным в нем конденсатом; 6 — нефть; 7 — вода

$= 600$ м и ширине, равной расстоянию между скважинами, $2\sigma_c = b = 500$ м. Газоконденсатная часть месторождения площадью $3000 \cdot 10^4$ м² разрабатывается, как уже указывалось, также с применением заводнения при однорядной схеме расположения скважин, но при длине элемента $l_1 = 1200$ м и ширине $b_1 = 1000$ м.

Месторождение вводится в эксплуатацию и обустроивается за 8 лет, причем равномерно во времени за этот период вводится 125 элементов системы разработки в нефтяной и 25 элементов — в газоконденсатной части месторождения.

Считается, что пластовое давление в процессе разработки месторождения будет поддерживаться как в нефтяной, так и в газоконденсатной частях на уровне начального пластового давления, равного $p_{пл} = 20$ МПа, пластовая температура $T_{пл} = 297$ К.

Вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_n = 2$ мПа·с; вязкость газа с растворенным в нем конденсатом $\mu_r = 0,02$ мПа·с; общая толщина нефтегазонасыщенной части $h_0 = 30$ м; коэффициент охвата пласта воздействием в нефтяной части $\eta_2 = 0,7$ (охваченная воздействием толщина пласта $h = h_0 \eta_2 = 21$ м) и в газоконденсатной части $\eta_{2r} = 0,8$. Пористость $m = 0,23$; насыщенность связанной водой $s_{св} = 0,07$ как в нефтяной, так и в газоконденсатной частях пласта. Объемное содержание конденсата в газе $\varphi = 10^{-3}$, т. е. в 1 м³ газа при стандартных условиях содержится 0,001 м³ конденсата. Коэффициент сверхсжимаемости газа в пластовых условиях $z_{ст} = 0,75$.

Вытеснение нефти и газа водой непоршневое. Относительные проницаемости для нефти $k_n(s)$ и воды $k_B(s)$ имеют вид

$$k_n(s) = \left(\frac{s_* - s}{s_* - s_{CB}} \right)^2 \quad \text{при } s_{CB} \leq s \leq s_*,$$

$$k_B(s) = \begin{cases} a \left(\frac{s - s_{CB}}{s_* - s_{CB}} \right)^4 & \text{при } s_{CB} \leq s \leq s_1, \\ b \left(\frac{s - s_{CB}}{s_* - s_{CB}} \right)^{1.4} & \text{при } s_1 \leq s \leq s_*. \end{cases}$$

Для совместной фильтрации нефти и воды $s_* = 0,85$; $s_1 = 0,5$. Для газа и воды относительные проницаемости выражаются следующим образом:

$$k_r(s) = \left(\frac{s_* - s}{s_* - s_{CB}} \right)^4 \quad \text{при } s_{CB} \leq s \leq s_*,$$

$$k_B(s) = \begin{cases} a \left(\frac{s - s_{CB}}{s_* - s_{CB}} \right)^4 & \text{при } s_{CB} \leq s \leq s_*, \\ b \left(\frac{s - s_{CB}}{s_* - s_{CB}} \right)^{1.4} & \text{при } s_1 \leq s \leq s_*. \end{cases}$$

При совместной фильтрации газа и воды $s_* = 0,9$; $s_1 = 0,5$. В каждый элемент нефтяной части пласта закачивается вода с расходом $q = 200 \text{ м}^3/\text{сут}$, а в элемент газоконденсатной части пласта — с расходом $q_1 = 475 \text{ м}^3/\text{сут}$.

В рассматриваемом варианте условно принимается, что разработка каждого элемента в газоконденсатной части месторождения прекращается в момент начала обводнения получаемой из него продукции.

Требуется определить изменение во времени добычи нефти, конденсата, газа и воды, обводненности продукции и текущей нефтеотдачи для элемента разработки и месторождения в целом за период в 32 года.

Решение. Расчет процесса разработки как нефтяной, так и газоконденсатной частей месторождения будем производить на основе теории непоршневого вытеснения нефти водой по методике, использованной в задаче 3.13 К.

Следуя этой методике, найдем вначале значения коэффициентов a и b , входящих в зависимости относительных проницаемостей для нефти, газа и воды от водонасыщенности.

Для нефтяной части месторождения имеем, считая, что $k_B(1) = 1$,

$$1 = b \left(\frac{0,93}{0,85 - 0,07} \right)^{1.4} = b \left(\frac{0,93}{0,78} \right)^{1.4} = b1,045.$$

Отсюда $b = 0,957$.

Из условия равенства значений проницаемостей для воды, определенных по обеим формулам, при $s = s_1 = 0,5$, имеем

$$a \left(\frac{0,5 - 0,07}{0,78} \right)^4 = 0,957 \left(\frac{0,5 - 0,07}{0,78} \right)^{1.4}$$

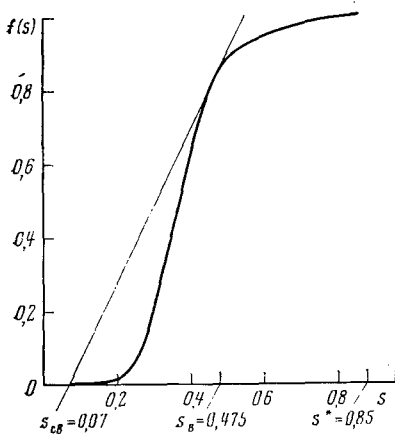


Рис. 60. Зависимость $f(s)$ для нефтяной части месторождения

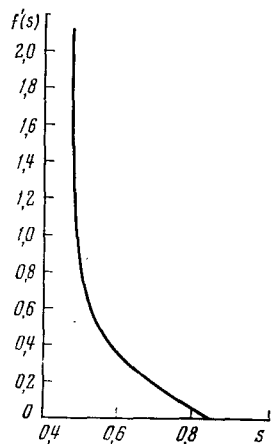


Рис. 61. Зависимость $f'(s)$

или

$$b_{0,0924} = 0,825; \quad a = 8,93.$$

Аналогично, для фильтрации газа и воды получаем

$$b = 0,972; \quad a = 11,45.$$

Построим зависимости $f(s)$ для нефтяной и $f_{г}(s)$ для газоконденсатной частей месторождения. График $f(s)$ при $\mu_{в}/\mu_{н} = 0,5$ показан на рис. 60, а при $\mu_{в}/\mu_{г} = 50$ — на рис. 61.

Следуя методике, изложенной в задаче 3.13К, определим водонасыщенность на фронте вытеснения нефти водой. В соответствии с графическим методом определения $s_{в}$ согласно рис. 60 получаем, что $s_{в} = 0,475$, $f(s_{в}) = 0,86$. На основе зависимости $f(s)$, показанной на рис. 60, построим по методу графического дифференцирования зависимость $f'(s)$. Эта зависимость в наиболее важном для дальнейших расчетов диапазоне изменения s показана на рис. 61.

$$f'_{(s_{в})} = \frac{f(s_{в})}{s_{в} - s_{св}} = \frac{0,86}{0,475 - 0,07} = 2,123.$$

Момент времени, когда элемент разработки начинает обводняться, определяется по формуле

$$t_* = \frac{mbhl}{qf'(s_{в})}.$$

Для нефтяной части месторождения

$$t_* = \frac{0,23 \cdot 500 \cdot 21 \cdot 600 \cdot 0,864 \cdot 10^5}{200 \cdot 2,123} = 2,95 \cdot 10^8 \text{ с} = 9,4 \text{ года}.$$

При $t > t_*$ имеем

$$f'(s) = \frac{mbhl}{qt},$$

$$f'(s_B) = \frac{mbhl}{qt_*}.$$

Отсюда

$$f'(s) = \frac{f'(s_B) t_*}{t}.$$

Поскольку $f'(s_B) = 2,123$; $t_* = 2,95 \cdot 10^8$ с, получаем

$$f'(s) = \frac{6,263 \cdot 10^8}{t}.$$

Задавая различные значения времени t по последней формуле, определяем $f'(s)$, а по графику $f'(s)$, показанному на рис. 61, — значения \bar{s} . По графику, приведенному на рис. 60, определяем $f(s) = v_3$. По методике (см. задачу 3.13К)

$$q_{нз} = q(1 - v_3), \quad q_{вз} = qv_3.$$

Добыча нефти исчисляется в объемных единицах. Она приведена к пластовым условиям.

Текущую нефтеотдачу для элемента определяем по формуле

$$\eta_3 = \frac{\int_0^t q_{нз}(t) dt}{mbh_0 l (1 - s_{св})}.$$

В табл. 36 приведены значения $q_{нз}$, $q_{вз}$, v_3 и η_3 для различных моментов времени.

Таблица 36

Время разработки, t , годы	$f'(s)$	\bar{s}	Обводненность, v_3	Дебит нефти $q_{нз}$, м ³ /сут	Дебит воды $q_{вз}$, м ³ /сут	Нефтеотдача η_3
1,6	—	—	0	200	0	0,06
3,2	—	—	0	200	0	0,12
4,8	—	—	0	200	0	0,18
6,4	—	—	0	200	0	0,24
8,0	—	—	0	200	0	0,30
9,4	2,123	0,475	0,86	28	172	0,355
9,6	2,07	0,475	0,86	28	172	0,360
12,8	1,57	0,476	0,87	26	174	0,376
16,0	1,25	0,487	0,875	25	175	0,391
19,2	1,04	0,423	0,883	23	177	0,420
22,4	0,895	0,505	0,895	21	179	0,433
25,6	0,783	0,508	0,900	20	180	0,445
28,8	0,696	0,517	0,903	20	180	0,457
32,0	0,626	0,525	0,907	19	181	0,468

Таблица 37

Врем я, годы	Добыча нефти по группам элементов, м ³ /сут					Добыча нефти по месторождению, м ³ /сут
	1	2	3	4	5	
1,6	5000					5 000
3,2	5000	5000				10 000
4,8	5000	5000	5000			15 000
6,4	5000	5000	5000	5000		20 000
8,0	5000	5000	5000	5000	5000	25 000
9,6	700	5000	5000	5000	5000	20 700
11,2	681	700	5000	5000	5000	16 381
12,8	659	681	700	5000	5000	12 040
14,4	638	659	681	700	5000	7 678
16,0	525	638	659	681	700	3 303
17,6	594	625	638	659	681	3 197
19,2	573	594	625	638	659	3 089
20,8	553	573	594	625	638	2 983
22,4	530	553	573	594	625	2 875
24,0	512	530	553	573	594	2 762
25,6	500	512	530	553	573	2 668
27,2	486	500	512	530	553	2 621
28,8	482	486	500	512	530	2 510
30,4	475	482	486	500	512	2 455
32,0	465	475	482	486	500	2 408

Таблица 38

Время, годы	Добыча воды по группам элементов, м ³ /сут					Добыча воды по месторождению, м ³ /сут
	1	2	3	4	5	
1,6	0	—	—	—	—	0
3,2	0	0	—	—	—	0
4,8	0	0	0	—	—	0
6,4	0	0	0	0	—	0
8,0	0	0	0	0	0	0
9,6	4300	1	0	0	0	4 300
11,2	4320	4300	0	0	0	8 620
12,8	4342	4320	4300	0	0	12 962
14,4	4360	4342	4320	4300	0	17 322
16,0	4376	4360	4342	4320	4300	21 698
17,6	4396	4376	4360	4342	4320	21 794
19,2	4415	4396	4376	4360	4342	21 889
20,8	4445	4415	4396	4376	4360	21 992
22,4	4476	4445	4415	4396	4376	22 108
24,0	4488	4476	4445	4415	4396	22 220
25,6	4501	4488	4476	4445	4415	22 326
27,2	4508	4501	4488	4476	4445	22 418
28,8	4514	4508	4501	4488	4476	22 487
30,4	4526	4514	4508	4501	4488	22 537
32,0	5436	4526	4514	4508	4501	22 585

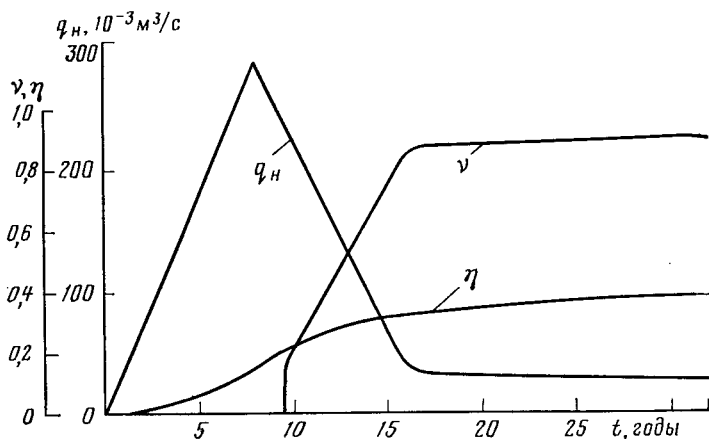


Рис. 62. Изменение во времени добычи нефти, обводненности продукции и текущей нефтеотдачи

Определение добычи нефти, воды, обводненности продукции и текущей нефтеотдачи по месторождению в целом проводится также по методике, изложенной в задаче 3.13К. В табл. 37 показана добыча нефти по группам элементов (25 элементов в каждой группе), вводимых в разработку за каждые 1,6 года, а также добыча нефти по месторождению в целом в различные моменты времени, а в табл. 38 — добыча воды.

На рис. 62 показано изменение во времени добычи нефти, обводненности продукции и текущей нефтеотдачи по месторождению в целом. Из этого графика видно, что добыча нефти резко возрастает, достигает максимума при $t = 8,0$ лет, т. е. в момент окончания разбуривания и обустройства месторождения, и тут же начинает так же быстро снижаться.

Обводненность продукции по месторождению в целом до $t = 9,4$ года равна нулю, а затем резко нарастает, примерно до 0,87 при $t = 16$ лет, и затем изменяется плавно.

Время $t_{*г}$ начала обводнения элемента в газоконденсатной части месторождения определим следующим образом:

$$t_{*г} = \frac{mb_1 h l_1}{q_1 f'_Г(s_{вг})}, \quad f'_Г(s_{вг}) = \frac{f(s_{вг})}{s_{вг} - s_{св}}$$

Поскольку, согласно рис. 63, $s_{вг} = 0,75$, $f(s_{вг}) = 0,94$, то

$$f'_Г(s_{вг}) = \frac{0,94}{0,75 - 0,07} = 1,382.$$

Тогда

$$t_{*г} = \frac{0,23 \cdot 1000 \cdot 24 \cdot 1200 \cdot 0,864 \cdot 10^5}{475 \cdot 1,382} = 8,715 \cdot 10^8 \text{ с} = 27,6 \text{ года}.$$

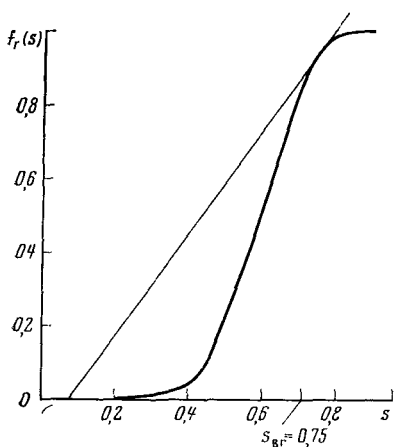
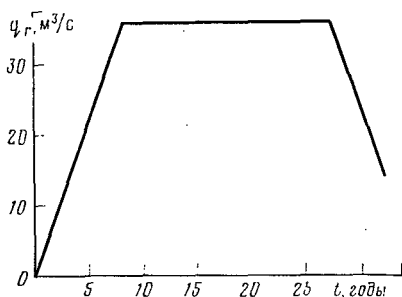


Рис. 63. Зависимость t_r (s) для газонасыщенной части месторождения

Рис. 64. Изменение добычи газа во времени



В каждый элемент газоконденсатной части пласта закачивается вода с расходом $q_1 = 475 \text{ м}^3/\text{сут.}$ При постоянном пластовом давлении $p_{пл} = 20 \text{ МПа}$ из пласта можно отбирать с таким же темпом газ вместе с конденсатом. Определим объем газа вместе с конденсатом, отбираемый в единицу времени из элемента пласта при стандартных условиях ($p_{ст} = 0,1013 \text{ МПа}$, $T_{ст} = 293,15 \text{ К}$). Если объем газа вместе с конденсатом в пластовых условиях занимает 1 м^3 , то в стандартных условиях

$$V_{ст} = \frac{p_{пл} T_{ст}}{z_{ст} T_{пл} p_{ст}} = \frac{20 \cdot 293}{0,75 \cdot 297 \cdot 0,1013} = 260 \text{ м}^3.$$

Таким образом, текущая добыча газа вместе с конденсатом из каждого элемента газоконденсатной части пласта составит

$$q_r = 475 \cdot 260 = 0,123 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Добыча газа вместе с конденсатом из группы в пять элементов, вводимых в разработку за каждые 1,6 года, составит $q_{г5} = 0,123 \cdot 10^6 \cdot 5 = 0,63 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{сут.}$, в том числе добыча конденсата $q_k = 630 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Изменение во времени добычи газа вместе с конденсатом по месторождению показано на рис. 64, из которого видно, что до момента времени $t = 8,0$ лет добыча газа и конденсата непрерывно возрастает до $3089 \text{ м}^3/\text{сут.}$, т. е. до $1,13 \text{ млрд. м}^3$ в год. Такая добыча газа вместе с конденсатом продолжается до момента времени $t = 27,2$ года. Затем она снижается. Максимальная годовая добыча конденсата по месторождению в целом составит, соответственно $1,13 \text{ млн. м}^3$.

Оценим газоконденсатоотдачу при разработке газоконденсатной части месторождения с использованием заводнения. Учитывая принятое условие прекращения эксплуатации элементов в газоконденсатной части месторождения после их обводнения, газоконденсатоотдачу месторождения определим по отдельному элементу.

Так, к моменту обводнения газоконденсатного элемента $t_{*г} = 27,6$ года из него будет получено $Q_{г\text{пл}} = 5,5 \cdot 10^{-3} \cdot 8,715 \cdot 10^8 = 4,93 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ при пластовых давлениях. В одном элементе содержится газа вместе с конденсатом

$$V_{гз} = 0,23 \cdot 1000 \cdot 30 \cdot 1200 \cdot 0,93 = 7,7 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

Таким образом, газоконденсатоотдача в каждом элементе составит

$$\eta_{гз} = \frac{Q_{г\text{пл}}}{V_{гз}} = \frac{4,93 \cdot 10^6}{7,7 \cdot 10^6} = 0,622.$$

При отборе газа вместе с водой газоконденсатоотдача повысится.

Задача 4.10К. Нефтегазоконденсатное месторождение разрабатывается с использованием заводнения при однорядной схеме расположения скважин как в нефтяной, так и в газоконденсатной частях.

Площадь нефтеносности составляет $2000 \cdot 10^4 \text{ м}^2$, длина одного элемента $l = 500 \text{ м}$, ширина $b = 400 \text{ м}$.

Площадь газоконденсатной части месторождения $8000 \cdot 10^4 \text{ м}^2$, длина газоконденсатного элемента разработки $l_1 = 1000 \text{ м}$, ширина $b_1 = 800 \text{ м}$. Месторождение разбуривается и обустроивается за $2,5 \cdot 10^8 \text{ с}$ (8 лет).

Начальное пластовое давление $p_{\text{пл}} = 15 \text{ МПа}$ остается в процессе разработки с применением заводнения постоянным как в нефтяной, так и в газоконденсатной частях.

Вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_{\text{н}} = 10 \text{ мПа} \cdot \text{с}$; вязкость газа с растворенным в нем конденсатом $\mu_{г} = 0,02 \text{ мПа} \cdot \text{с}$; общая толщина пласта $h_0 = 30 \text{ м}$; коэффициент охвата пласта заводнением η_2 в нефтяной части пласта составляет 0,7, а в газоконденсатной части 0,8; пористость пласта в обеих частях $m = 0,25$; насыщенность связанной водой $s_{\text{св}} = 0,05$; объемное содержание конденсата в газе $\varphi = 10^{-3}$; коэффициент сверхсжимаемости газа в пластовых условиях $z_{\text{сн}} = 0,75$; пластовая температура $T_{\text{пл}} = 303 \text{ К}$.

Извлечение нефти и газа с конденсатом происходит по модели непоршневого вытеснения водой.

Относительные проницаемости для нефти и воды

$$k_{\text{н}}(s) = \begin{cases} \left(\frac{s_* - s}{s_* - s_{\text{св}}} \right) & \text{при } s_{\text{св}} \leq s \leq s_*, \\ a \left(\frac{s - s_{\text{св}}}{s_* - s_{\text{св}}} \right) & \text{при } s_{\text{св}} \leq s \leq s_1, \\ b \left(\frac{s - s_{\text{св}}}{s_* - s_{\text{св}}} \right) & \text{при } s_1 \leq s \leq s_*. \end{cases}$$

$$s_* = 0,9; \quad s_1 = 0,6.$$

Относительные проницаемости для газа и воды

$$k_{г}(s) = \left(\frac{s_* - s}{s_* - s_{\text{св}}} \right)^4 \quad \text{при } s_{\text{сн}} \leq s \leq s_*,$$

$$k_B(s) = \begin{cases} a \left(\frac{s - s_{CB}}{s_* - s_{CB}} \right) & \text{при } s_{CB} \leq s \leq s_1, \\ b \left(\frac{s - s_{CB}}{s_* - s_{CB}} \right) & \text{при } s_1 \leq s \leq s_*. \end{cases}$$

$$s_* = 0,9; \quad s_1 = 0,6.$$

Расход воды, закачиваемой в элемент нефтяной части месторождения, $q = 173 \text{ м}^3/\text{сут}$, а в элемент газоконденсатной части — $q_1 = 518 \text{ м}^3/\text{сут}$. Как и в предыдущей задаче, принимается условие прекращения эксплуатации элементов с момента начала обводнения добываемой из них продукции.

Требуется определить изменение во времени добычи нефти, газа, конденсата и воды, обводненности продукции, нефтеотдачи и газоконденсатотдачи для соответствующих элементов системы разработки и месторождения в целом.

У к а з а н и е. При решении данной задачи используют полностью методику решения предыдущей задачи.

§ 4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ДЕБИТОВ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

В задачах 4.11—4.14 приведены примеры определения предельных безводных и безгазовых дебитов скважин при разработке нефтегазоконденсатных месторождений. Используется при этом приближенная методика расчета конусообразования, основанная на упрощенной теории фильтрации жидкости со свободной поверхностью.

З а д а ч а 4.11. Скважина, эксплуатирующая нефтяную оторочку нефтегазовой залежи, вскрывает пласт таким образом, что верхние перфорационные отверстия находятся по вертикали на расстоянии $h_0 = 5 \text{ м}$ от газонефтяного контакта, а вся вскрытая скважиной толщина пласта составляет $h_1 = 10 \text{ м}$. Проницаемость пласта $k = 0,5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, вязкость нефти $\mu_n = 1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, удельный вес нефти $\gamma_n = 8 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^3$, плотность газа в пластовых условиях $\rho_r = 0,8 \cdot 10^3 \text{ т/м}^3$. Месторождение разрабатывается с использованием семиточечной схемы расположения скважин при расстояниях между ними $2s_c = 500 \text{ м}$. Радиус скважины $r_c = 0,1 \text{ с}$.

Требуется определить условный предельный безгазовый дебит скважины.

Р е ш е н и е. Известно, что при эксплуатации скважин, расположенных в подгазовых частях нефтегазовых месторождений, могут образовываться «газовые конусы».

При решении рассматриваемой задачи используем приближенную методику расчета конусообразования, основанную на упрощенной теории фильтрации жидкости со свободной поверхностью.

Приближенно считая, что давление в каждом цилиндрическом сечении пласта определяется высотой столба нефти в данном се-

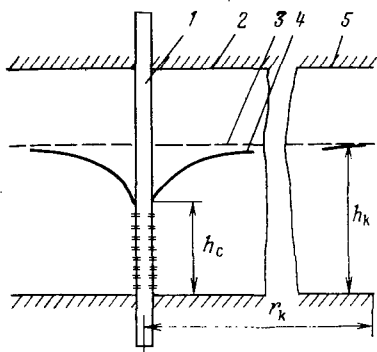


Рис. 65. Схема газового конуса:
1 — скважина; 2 — кровля пласта;
3 — первоначальное положение газонефтяного контакта; 4 — динамическое положение газонефтяного контакта;
5 — подошва пласта

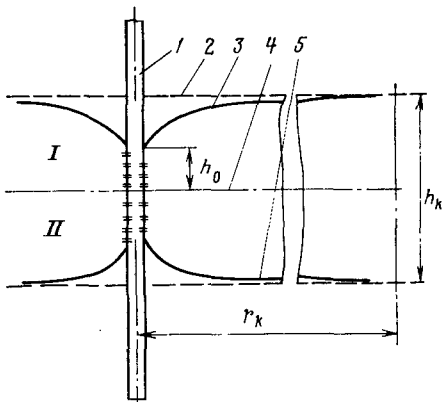


Рис. 66. Схема газового и водяного конусов:

1 — скважина; 2 — первоначальное положение газонефтяного контакта; 3 — динамическое положение газонефтяного контакта; 4 — плоскость раздела верхней и нижней областей притока нефти к скважине; 5 — динамическое положение водонефтяного контакта

чении, для безгазового дебита нефти получаем следующее выражение:

$$\bar{q}_n = \frac{\pi k \Delta \gamma (h_k^2 - h_c^2)}{\mu_n \ln \frac{r_k}{r_c}}$$

В случае рассматриваемой задачи $\Delta \gamma = \gamma_n - \gamma_r = 7,2 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^3$, $h_k = h_0 + h_1 = 15 \text{ м}$; $h_c = h_1 = 10 \text{ м}$; $r_k = 2\sigma = 500 \text{ м}$. Подставляя в приведенную формулу значения входящих в нее величин, получаем

$$\bar{q}_n = \frac{3,14 \cdot 0,5 \cdot 10^{-12} \cdot 7,2 \cdot 10^3 (15^2 - 10^2)}{10^{-3} \cdot 2,3 \lg 500/0,1} = 1,66 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с} = 14,3 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Задача 4.12. Начальный предельный безгазовый дебит скважины, вскрывающей нефтенасыщенную толщу нефтегазовой залежи, должен составлять $\bar{q}_n = 10 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Для обеспечения добычи нефти с наиболее низким газовым фактором («безгазовой нефти») вскрытие пласта осуществляется таким образом, что верхние перфорационные отверстия находятся ниже первоначального положения газонефтяного контакта (рис. 65). Начальная толщина нефтенасыщенной части пласта составляет $h_k = 12 \text{ м}$; $\Delta \gamma = 7 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^3$; $r_k = 500 \text{ м}$; $r_c = 0,1 \text{ м}$; $k = 10^{-12} \text{ м}^3$; $\mu_n = 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$.

Требуется определить интервал перфорации h_c в скважине.

О т в е т. $h_c = 9,96 \text{ м}$.

Задача 4.13. Скважина, предназначенная для разработки нефтяной оторочки нефтегазовой залежи, подстилаемой водой, перфорируется только в интервале, расположенном в середине нефтенасыщенной толщи (рис. 66). При этом расстояние от верхних перфорационных отверстий до первоначального положения газонефтяного контакта составляет $h_0 = 5$ м. На таком же расстоянии отстоят нижние перфорационные отверстия от первоначального положения водонефтяного контакта.

Расстояние от скважины до условного контура питания $r_k = 300$ м; радиус скважины $r_c = 0,1$ м; проницаемость пласта $k = 0,7 \cdot 10^{-12}$ м²; $\Delta\gamma_1 = \gamma_n - \gamma_r = 7 \cdot 10^3$ Н/м³, $\Delta\gamma_2 = \gamma_n - \gamma_v = 2,2 \cdot 10^3$ Н/м³; вязкость нефти $\mu_n = 2 \cdot 10^{-3}$ Па·с. Общий интервал перфорации ствола в скважине $h_c = 8$ м.

Требуется определить начальный предельный безгазово-безводный дебит скважины.

Решение. Выделим условно две зоны в области фильтрации нефти вблизи скважины: верхнюю I и нижнюю II (см. рис. 66), разделенные горизонтальной плоскостью 4, проходящей через середину интервала перфорации. Для первой зоны будем находить, соответственно, начальный безгазовый, а для второй — начальный безводный дебит. Исходя из примененной приближенной теории конусообразования, для предельного безгазового дебита имеем выражение

$$\bar{q}_{н1} = \frac{\pi k \Delta\gamma_1 \left[\left(\frac{h_k}{2} \right)^2 - \left(\frac{h_c}{2} \right)^2 \right]}{\mu_n \ln \frac{r_k}{r_c}}.$$

Соответственно, формула для предельного безводного дебита имеет вид

$$\bar{q}_{н2} = \frac{\pi k \Delta\gamma_2 \left[\left(\frac{h_k}{2} \right)^2 - \left(\frac{h_c}{2} \right)^2 \right]}{\mu_n \ln \frac{r_k}{r_c}}.$$

Полный предельный безгазово-безводный дебит нефти \bar{q}_n определяется следующим образом:

$$\bar{q}_n = \bar{q}_{н1} + \bar{q}_{н2}$$

Используя первую из приведенных формул и учитывая, что $h_k = 8 + 2 \cdot 5 = 18$ м, получаем

$$\bar{q}_{н1} = \frac{3,14 \cdot 0,7 \cdot 10^{-12} \cdot 7 \cdot 10^3 (9^2 - 4^2)}{2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,3 \lg 300/0,1} = 0,625 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\bar{q}_{н2} = \frac{3,14 \cdot 0,7 \cdot 10^{-12} \cdot 2,2 \cdot 10^3 (9^2 - 4^2)}{2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,3 \lg 300/0,1} = 0,196 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}.$$

Отсюда

$$\bar{q}_n = (0,625 + 0,196) 10^{-4} = 0,821 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с} = 7,1 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Задача 4.14. Скважина, как и в предыдущей задаче, эксплуатирует подгазовую нефтяную залежь, подстилаемую водой. Параметры пласта, насыщающих его нефти, газа и воды, а также скважины и системы разработки следующие: $h_k = 20$ м; $\Delta\gamma_1 = 7,5 \cdot 10^3$ Н/м³; $\Delta\gamma_2 = 1,8 \cdot 10^3$ Н/м³; $\mu_n = 1,5 \cdot 10^{-3}$ Па·с; $k = 0,8 \cdot 10^{-12}$ м²; $r_k = 400$ м; $r_c = 0,1$ м.

Задан предельный начальный безгазово-безводный дебит скважины, равный $\bar{q}_n = 8,6$ м³/сут.

Требуется определить интервал перфорации в скважине h_c .

Ответ: $h_c = 13,7$ м.

ТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 1. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ ПЛАСТА ПРИ НАГНЕТАНИИ В НЕГО ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

Проектирование разработки нефтяных месторождений при использовании тепловых методов связано с расчетом динамики прогрева пластов. В задаче 5.1 рассчитывается температура на забое нагнетательной скважины при закачке в пласт горячей воды. Задачи 5.2—5.4 — варианты задачи 5.1. Расчет температурного поля пласта при нагнетании горячей воды приведен в задаче 5.5. Варианты задачи 5.5 — задачи 5.6—5.8. Степень сухости пара на забое нагнетательной скважины определяется в задаче 5.9, вариант которой — задача 5.10. Метод расчета динамики прогрева пласта при нагнетании в него водяного пара приведен в задаче 5.11. В задачах 5.12—5.15 даны возможные варианты задачи 5.11.

Задача 5.1. В нагнетательную скважину закачивается теплоноситель — горячая вода. Глубина скважины $H = 1300$ м; геотермический градиент $\Gamma_T = 0,01$ °С; диаметр скважины $d_c = 0,168$ м; расход закачиваемой в пласт воды $q_v = 500$ м³/сут; температура воды на устье $T_y = 180$ °С. Теплопроводность окружающих скважину пород $\lambda_{оп} = 2,33$ Вт/(м·К); температуропроводность пород $\kappa_{оп} = 8,55 \cdot 10^{-7}$ м²/с; плотность воды $\rho_v = 10^3$ кг/м³; теплоемкость воды $c_v = 4,2$ кДж/(кг·К).

На некоторой глубине под землей имеется некоторый слой пород, называемый нейтральным, в котором температура не зависит от климатических условий на поверхности. Температура нейтрального слоя $\theta_0 = 10$ °С. Требуется определить температуру T_z на забое нагнетательной скважины через один год после начала закачки в пласт горячей воды.

Решение. Температуру воды на забое скважины определяем по формуле А. Ю. Намиота:

$$T_z = \theta_0 + \frac{\Gamma_T}{\beta_0} (\beta_0 H - 1) + \left(T_y - \theta_0 + \frac{\Gamma_T}{\beta_0} \right) \exp(-\beta_0 H), \quad (5.1)$$

где

$$\beta_0 = \frac{2\pi\lambda_{оп}}{q_v c_v \rho_v \ln \frac{\Delta r(t)}{r_c}};$$

$$r(t) = 2 \sqrt{\kappa_{оп} t}.$$

При выводе формулы (5.1) предполагалось, что теплопроводность окружающих пород в направлении, перпендикулярном к оси

скважины, равна реальной, а в направлении, параллельном ее оси, — нулю.

Подставив исходные данные, получим

$$r(t) = 2 \sqrt{8,55 \cdot 10^{-7} \cdot 3,15 \cdot 10^7} = 10,4 \text{ м};$$

$$\beta_0 = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 2,33 \cdot 10^{-3}}{5,79 \cdot 10^{-3} \cdot 4,2 \cdot 1000 \ln \frac{2 \cdot 10,4}{0,168}} = 1,25 \cdot 10^{-4} \frac{1}{\text{м}};$$

$$T_3 = 10 + \frac{0,01}{1,25 \cdot 10^{-4}} (1,25 \cdot 10^{-4} \cdot 1300 - 1) + (180 - 10 \times \\ \times \frac{0,01}{1,25 \cdot 10^{-4}}) \exp(1 - 25 \cdot 10^{-4} \cdot 1300) = 155,5 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Задача 5.2. Рассчитать температуру T_3 на забое нагнетательной скважины через 3 года после начала нагнетания горячей воды.

Глубина скважины $H = 1000$ м; диаметр скважины $d_c = 0,168$ м; температура нейтрального слоя $\theta_0 = 10$ °С; геотермический градиент $\Gamma_T = 0,02$ °С/м; температура горячей воды на устье нагнетательной скважины $T_y = 150$ °С; темп нагнетания горячей воды в скважину $q_b = 200$ м³/сут; плотность воды $\rho_b = 1000$ кг/м³; теплоемкость воды $c_b = 4,2$ кДж/(кг·К); теплопроводность окружающих скважину пород $\lambda_{оп} = 1,75$ Вт/(м·К); температуропроводность окружающих пород $\kappa_{оп} = 1,239 \cdot 10^{-6}$ м²/с.

О т в е т: $T_3 = 126$ °С.

Задача 5.3. Найти минимальную температуру T_0 нагнетаемой горячей воды, если известно, что через 1 год на забое нагнетательной скважины она должна быть не меньше 80 °С.

Глубина скважины $H = 1500$ м; диаметр скважины $d_c = 0,168$ м; температура нейтрального слоя $\theta_0 = 5$ °С, геотермический градиент $\Gamma_T = 0,03$ °С/м; приемистость скважины $q_b = 400$ м³/сут, плотность воды $\rho_b = 1000$ кг/м³; теплоемкость воды $c_b = 4,2$ кДж/(кг·К); теплопроводность окружающих скважину пород $\lambda_{оп} = 1,75$ Вт/(м·К); температуропроводность окружающих скважину пород $\kappa_{оп} = 1,239 \cdot 10^{-6}$ м²/с.

О т в е т: $T_0 = 91,3$ °С.

Задача 5.4. Вычислить относительные теплотери α_n при движении горячей воды по стволу нагнетательной скважины через 1 год после начала закачки.

Глубина скважины $H = 800$ м; диаметр скважины $d_c = 0,168$ м; температура нейтрального слоя $\theta_0 = 5$ °С; геотермический градиент $\Gamma_T = 0,02$ °С/м; темп нагнетания воды в скважину $q_b = 500$ м³/сут; плотность нагнетаемой воды $\rho_b = 1100$ кг/м³; теплоемкость нагнетаемой воды $c_b = 4,2$ кДж/(кг·К); теплопроводность окружающих скважину пород $\lambda_{оп} = 3,3$ Вт/(м·К); температуропроводность окружающих скважину пород $\kappa_{оп} = 8 \cdot 10^{-7}$ м²/с; температура нагнетаемой воды на устье скважины $T_y = 200$ °С.

Под относительными теплопотерями понимается отношение темпа теплопотерь к скорости ввода тепла в скважину. Темп теплопотерь определяют по разнице температур на устье и забое нагнетательной скважины.

Ответ: $\alpha_n = 8,9 \%$.

Задача 5.5. В нефтяной пласт с целью вытеснения из него нефти закачивается горячая вода. Темп нагнетания горячей воды в скважину $q_b = 500 \text{ м}^3/\text{сут}$; толщина пласта $h = 15 \text{ м}$; коэффициент охвата пласта по толщине $\eta_2 = 0,7$; температура горячей воды на забое нагнетательной скважины $T_3 = 200 \text{ }^\circ\text{C}$; начальная пластовая температура $T_0 = 20 \text{ }^\circ\text{C}$; теплоемкость пласта и окружающих его пород $c_{пл} = c_{оп} = 1 \text{ кДж}/(\text{кг}\cdot\text{K})$; теплоемкость закачиваемой воды $c_b = 4,2 \text{ кДж}/(\text{кг}\cdot\text{K})$; плотность закачиваемой воды $\rho_b = 1000 \text{ кг}/\text{м}^3$; теплопроводность пласта и окружающих его пород $\lambda_{пл} = \lambda_{оп} = 1,16 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{K})$; температуропроводность пласта и окружающих его пород $\kappa_{пл} = \kappa_{оп} = 1 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$; плотность пласта и окружающих его пород $\rho_{пл} = \rho_{оп} = 2500 \text{ кг}/\text{м}^3$; радиус нагнетательной скважины $r_c = 0,084 \text{ м}$.

Требуется определить количество накопленного в пласте тепла через 5 лет после начала нагнетания в него горячей воды.

Решение. Распределение температуры в пласте определяю по формуле Ловерье

$$\frac{T(r, t) - T_0}{T_b - T_0} = \operatorname{erfc}(x) \eta(\tau - \xi), \quad (5.2)$$

где

$$x = \frac{\xi}{2 \sqrt{\frac{c_{пл}\rho_{пл}}{c_{оп}\rho_{оп}} (\tau - \xi)}}; \quad (5.3)$$

$$\xi = \frac{4\pi\lambda_{оп}r^2}{q_b h \eta_2 c_b \rho_b}; \quad (5.4)$$

$$\tau = \frac{4\lambda_{пл} t}{c_{пл}\rho_{пл} h^2 \eta_2^2}; \quad (5.5)$$

$T(r, t)$ — температура пласта на расстоянии от нагнетательной скважины r через время t после начала закачки горячей воды, $^\circ\text{C}$.

$$\operatorname{erfc}(x) = 1 - \operatorname{erf}(x),$$

где $\operatorname{erf}(x)$ — стандартное обозначение интеграла вероятности ошибок; $\eta(\tau - \xi)$ — единичная функция, которая принимает следующие значения:

$$\begin{aligned} \eta(\tau - \xi) &= 1 && \text{при } \tau - \xi > 0; \\ \eta(\tau - \xi) &= 0 && \text{при } \tau - \xi \leq 0. \end{aligned} \quad (5.6)$$

При выводе формулы (5.2) были сделаны следующие допущения:

а) теплопроводность пласта по простираанию равна реальной теплопроводности пород, а перпендикулярно к напластованию — бесконечности;

б) теплопроводность окружающих продуктивный пласт пород в вертикальном направлении равна реальной, а в горизонтальном — нулю.

Из формулы (5.6) следует, что расстояние, на котором температура отличается от начальной пластовой, определяется исходя из следующего соотношения:

$$\eta = \xi$$

или

$$\frac{4\lambda_{\text{пл}}t}{c_{\text{пл}}\rho_{\text{пл}}h^2\eta_2^2} = \frac{4\pi\lambda_{\text{оп}}r^2}{q_{\text{в}}h\eta_2c_{\text{в}}\rho_{\text{в}}}$$

Так как по условиям задачи $\lambda_{\text{пл}} = \lambda_{\text{оп}}$, то

$$r_{\text{пр}} = \sqrt{\frac{q_{\text{в}}c_{\text{в}}\rho_{\text{в}}t_*}{\pi c_{\text{пл}}\rho_{\text{пл}}h\eta_2}}$$

где $r_{\text{пр}}$ — расстояние от нагнетательной скважины, в пределах которого температура отличается от начальной пластовой, м; t_* — время, прошедшее после начала нагнетания горячей воды в скважину, с.

$$r_{\text{пр}} = \frac{5,787 \cdot 10^{-3} \cdot 4,2 \cdot 1000 \cdot 1,5768 \cdot 10^8}{3,14 \cdot 1,2500 \cdot 15 \cdot 0,7} = 215,6 \text{ м.}$$

Определим количество накопленного в пласте тепла на расстоянии $r = 20$ м:

$$\tau = \frac{4 \cdot 1,16 \cdot 10^{-3} \cdot 1,5768 \cdot 10^8}{1 \cdot 2500 \cdot (15)^2 \cdot (0,7)^2} = 2,654;$$

$$\xi = \frac{4 \cdot 3,14 \cdot 1,16 \cdot 10^{-3} \cdot (20)^2}{5,787 \cdot 10^{-3} \cdot 15 \cdot 0,7 \cdot 4,2 \cdot 1000} = 0,0228.$$

Так как теплоемкость и плотность пласта равны теплоемкости и плотности окружающих пород, то из (5.3) следует

$$x = \frac{\xi}{2\sqrt{\tau - \xi}}$$

Тогда

$$x = \frac{0,0228}{2\sqrt{2,654 - 0,0228}} = 7,028 \cdot 10^{-3};$$

$$T(r=20 \text{ м}) = T_0 + (T_{\text{в}} - T_0) \operatorname{erfc}(x) = 20 + (200 - 20) \operatorname{erfc} \times \\ \times (7,028 \cdot 10^{-3}) = 20 + 180 \cdot 0,992 = 198,6 \text{ }^\circ\text{С.}$$

Средняя температура $T_{\text{ср}}$ в зоне при $r_{\text{с}} \leq r \leq 20$ м составит

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_{\text{в}} + T(r=20 \text{ м})}{2},$$

$$T_{\text{ср}(20)} = \frac{200 + 198,6}{2} = 199,3 \text{ }^\circ\text{С.}$$

Тогда количество тепла, накопленного в зоне при $r_c \leq r \leq 20$ м,

$$Q_T = (r^2 - r_c^2) h \eta_2 [T_{\text{ср}(20)} - T_0] c_{\text{пл}} \rho_{\text{пл}};$$

$$Q_T = [(20)^2 - (0,084)^2] 15 \cdot 0,7 \cdot (199,3 - 20) \cdot 1 \cdot 2500 = 1,88 \cdot 10^9 \text{ кДж.}$$

Используя подобную методику расчетов, можно определить количество тепла, накопленного в каждой зоне пласта. Так, например, для следующей зоны с $\Delta r = 20$ м количество накопленного тепла составит

$$r_c = r_1 + \Delta r;$$

$$r_2 = 20 + 20 = 40 \text{ м};$$

$$\xi = 5,7089 \cdot 10^{-5} (r_2)^2 = 5,7089 \cdot 10^{-5} \cdot (40)^2 = 0,09134;$$

$$x = \frac{0,09134}{2 \sqrt{2,654 - 0,09134}} = 0,02853;$$

$$T_{(r=40 \text{ м})} = 20 + 180 \operatorname{erfc}(0,02853) = 20 + 180 \cdot 0,9678 = 194,2 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$T_{\text{ср}(40)} = \frac{198,6 + 194,2}{2} = 196,4 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$Q_T = (r_2^2 - r_1^2) [T_{\text{ср}(40)} - T_0] 2,625 \cdot 10^4 = (40^2 - 20^2) (196,4 - 20) \times \\ \times 2,625 \cdot 10^4 = 5,56 \cdot 10^9 \text{ кДж.}$$

Остальные результаты расчетов сведены в табл. 39.

Таблица 39

r_i , м	ξ	x	T , $^\circ\text{C}$	$T_{\text{ср}}$, $^\circ\text{C}$	Q_T , 10^9 кДж
20	0,0228	0,007028	198,6	199,3	1,88
40	0,09134	0,02853	194,2	196,4	5,56
60	0,2055	0,04196	191,5	192,8	9,07
80	0,365	0,1206	175,6	183,6	12,02
100	0,5709	0,1978	160,3	168,0	13,99
120	0,8221	0,3038	134,6	147,5	14,73
140	0,1189	0,4515	114,2	124,4	14,25
160	1,4615	0,6692	81,9	98,1	12,3
180	1,8492	1,0313	46,1	61,0	7,85
200	2,2836	1,8761	31,4	40,2	4,03
215,6	2,654		20,0	27,2	1,23
Σ					$9,691 \cdot 10^{10}$

Таким образом, в пласте будет накоплено $9,691 \cdot 10^{10}$ кДж тепла. Следует отметить, что фактическое количество накопленного тепла в продуктивном пласте будет больше, чем рассчитанное по приведенной выше методике, так как часть тепла, уходящего из охваченной части пласта, попадает в те пропластки, которые не охва-

чены процессом. Такой прогрев пласта способствует увеличению его нефтеотдачи.

Задача 5.6. Рассчитать температуру T пласта на расстоянии 50,8 м от нагнетательной скважины через 281 день после начала закачки горячей воды.

Темп нагнетания горячей воды $q_v = 400$ м³/сут; температура горячей воды на забое нагнетательной скважины $T_3 = 200$ °С; плотность закачиваемой воды $\rho_v = 1000$ кг/м³; теплоемкость закачиваемой воды $c_v = 4,2$ кДж/(кг·К); толщина пласта $h = 10$ м; коэффициент охвата пласта по толщине $\eta_2 = 0,9$; начальная пластовая температура $T_0 = 20$ °С; плотность пласта и окружающих его пород $\rho_{пл} = \rho_{оп} = 2600$ кг/м³; теплоемкость пласта и окружающих его пород $c_{пл} = c_{оп} = 1,1$ кДж/(кг·К); теплопроводность пласта и окружающих его пород $\lambda_{пл} = \lambda_{оп} = 2,4$ Вт/(м·К).

Ответ: $T = 142,7$ °С.

Задача 5.7. Определить относительные потери тепла α_n при движении горячей воды по пласту через 20 лет после начала закачки.

Темп нагнетания воды $q_v = 1000$ м³/сут; температура воды $T_v = 200$ °С; плотность закачиваемой воды $\rho_v = 1000$ кг/м³; теплоемкость воды $c_v = 4,2$ кДж/(кг·К); толщина пласта $h = 20$ м; коэффициент охвата пласта по толщине $\eta_2 = 0,8$; плотность пласта и окружающих его пород $\rho_{пл} = \rho_{оп} = 2600$ кг/м³; теплоемкость пласта и окружающих его пород $c_{пл} = c_{оп} = 1,1$ кДж/(кг·К); теплопроводность пласта и окружающих его пород $\lambda_{пл} = \lambda_{оп} = 2,4$ Вт/(м·К); начальная пластовая температура $T_0 = 20$ °С.

В этой задаче под относительными теплотерями понимается отношение количества тепла, ушедшего в окружающие пласт породы, к суммарному количеству тепла, поступившего в пласт за весь срок осуществления процесса.

Ответ: $\alpha_n = 70$ %.

Задача 5.8. Найти время t , через которое температура пласта при закачке горячей воды достигнет 133,5 °С на расстоянии 58,76 м от нагнетательной скважины.

Темп нагнетания горячей воды $q_v = 400$ м³/сут; температура горячей воды на забое нагнетательной скважины $T_3 = 200$ °С; плотность закачиваемой воды $\rho_v = 1000$ кг/м³; теплоемкость закачиваемой воды $c_v = 4,2$ кДж/(кг·К); толщина пласта $h = 10$ м; коэффициент охвата пласта по толщине $\eta_2 = 0,9$; начальная пластовая температура $T_0 = 30,0$ °С; плотность пласта и окружающих его пород $\rho_{пл} = \rho_{оп} = 2600$ кг/м³; теплоемкость пласта и окружающих его пород $c_{пл} = c_{оп} = 1,1$ кДж/(кг·К); теплопроводность пласта и окружающих его пород $\lambda_{пл} = \lambda_{оп} = 2,4$ Вт/(м·К).

Ответ: $t = 375$ сут.

Задача 5.9. С целью повышения нефтеотдачи пласта в нагнетательную скважину закачивается пар.

Глубина скважины $H = 250$ м; диаметр скважины $d_c = 0,143$ м; темп нагнетания пара $q_n = 500$ т/сут; степень сухости пара на устье $X_y = 0,8$; температура пара $T_n = 250$ °С; средняя началь-

ная температура в скважине $T_{cp} = 15$ °С; скрытая теплота парообразования $r_{п} = 1750$ кДж/кг; теплопроводность окружающих скважину пород $\lambda_{оп} = 8,1$ Вт/(м·К); температуропроводность окружающих скважину пород $\kappa_{оп} = 2,89 \cdot 10^{-6}$ м²/с. Требуется определить степень сухости пара на забое нагнетательной скважины через 1 год после начала закачки.

Решение. Степень сухости пара на забое нагнетательных скважин можно вычислить, используя следующую зависимость:

$$X_3 = X_y - \frac{2\pi\lambda_{оп}\Delta T'_п H}{q_{п}r_{п} \ln \frac{d(t)}{d_c}}, \quad (5.7)$$

где

$$d(t) = 4 \sqrt{\kappa_{оп} t};$$

$$\Delta T'_п = T_{п} - T_{с;р}$$

X_3 — степень сухости пара на забое нагнетательной скважины через время t .

Тогда

$$\Delta T'_п = 250 - 15 = 235 \text{ °С};$$

$$d(t) = 4 \sqrt{2,89 \cdot 10^{-6} \cdot 3,154 \cdot 10^7} = 38,2 \text{ м}.$$

Подставив в формулу (5.7) соответствующие значения, получим

$$X_3 = 0,8 - \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 8,1 \cdot 10^{-3} \cdot 235 \cdot 250}{5,787 \cdot 1750 \ln \frac{38,4}{0,143}} = 0,8 - 0,0528 = 0,747.$$

Задача 5.10. Вычислить относительные потери тепла $\alpha_{п}$ в стволе нагнетательной скважины через 1 год после начала закачки пара в пласт.

Темп нагнетания пара в пласт $q_{п} = 432$ т/сут; температура пара на устье нагнетательной скважины $T_y = 280$ °С; степень сухости пара на устье нагнетательной скважины $X_y = 0,8$; глубина скважины $H = 800$ м; диаметр скважины $d_c = 0,168$ м; средняя начальная температура в скважине $T_{cp} = 9$ °С; теплопроводность окружающих скважину пород $\lambda_{оп} = 2$ Вт/(м·К); температуропроводность окружающих скважину пород $\kappa_{оп} = 8 \cdot 10^{-7}$ м²/с.

Термодинамические свойства горячей воды и пара можно определить по таблицам, приведенным в работе [6].

Ответ: $\alpha_{п} = 4,7$ %.

Задача 5.11. Нефтяная залежь разрабатывается с применением метода нагнетания пара. Система расстановки скважин — площадная. Темп закачки пара в одну нагнетательную скважину $q_{п} = 287,7$ т/сут; степень сухости пара на забое нагнетательной скважины $X_3 = 0,6$; скрытая теплота испарения $r_{п} = 1250$ кДж/кг; теплоемкость горячей воды $c_b = 4,2$ кДж/(кг·К); температура пара $T_{п} = 340$ °С; толщина пласта $h = 45$ м; коэффициент охвата

пласта процессом по толщине $\eta_2 = 0,8$; начальная температура пласта $T_0 = 25^\circ\text{C}$; теплопроводность пласта и окружающих его пород $\lambda_{\text{пл}} = \lambda_{\text{оп}} = 2,205 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$; плотность пласта и окружающих его пород $\rho_{\text{пл}} = \rho_{\text{оп}} = 2600 \text{ кг}/\text{м}^3$; теплоемкость пласта и окружающих его пород $c_{\text{пл}} = c_{\text{оп}} = 0,85 \text{ кДж}/(\text{кг}\cdot\text{К})$.

Рассчитать площадь нагретой части пласта в одном элементе системы расстановки скважин через 1 год после начала нагнетания пара.

Решение. Площадь прогретой части пласта определим по формуле Маркса—Лангенхейма. Вывод этой формулы можно найти в книге [9].

$$S_{\text{пр}} = \frac{q_{\text{T}} h \eta c_{\text{пл}} \rho_{\text{пл}}}{\Delta T_{\text{п}} 4 \lambda_{\text{оп}} c_{\text{оп}} \rho_{\text{оп}}} \left[\exp \tau \operatorname{erfc} \sqrt{\tau} + 2 \sqrt{\frac{\tau}{\pi}} - 1 \right], \quad (5.8)$$

где q_{T} — темп подачи тепла в пласт, $\text{кДж}/\text{с}$;

$$q_{\text{T}} = q_{\text{п}} X_{\text{п}} r_{\text{п}} + q_{\text{пв}} \Delta T_{\text{п}};$$

$$\tau = \frac{4 \lambda_{\text{оп}} c_{\text{оп}} \rho_{\text{оп}} t}{h^2 \eta^2 c_{\text{пл}}^2 \rho_{\text{пл}}^2};$$

$$\Delta T_{\text{п}} = T_{\text{п}} - T_0.$$

В методике Маркса—Лангенхейма использовали следующие допущения.

1. Теплопроводность пласта в направлении, параллельном напластованию, равна нулю, а в перпендикулярном — бесконечно.

2. Теплопроводность окружающих пород перпендикулярно к пласту равна реальной теплопроводности пород, а параллельно пласту — нулю.

Подставив исходные данные в формулы, получим

$$\Delta T_{\text{п}} = 340 - 25 = 315^\circ\text{C};$$

$$q_{\text{T}} = 3,33 \cdot 0,6 \cdot 1250 + 3,33 \cdot 4,2 \cdot 315 = 6903 \text{ кДж}/\text{с};$$

$$\tau = \frac{4 \cdot 2,205 \cdot 10^{-3} \cdot 0,85 \cdot 2600 \cdot 3,154 \cdot 10^7}{(45)^2 \cdot (0,8)^2 \cdot (0,85)^2 \cdot (2600)^2} = 0,097;$$

$$\sqrt{\tau} = 0,3116;$$

$$\operatorname{erfc}(0,3116) = 0,6595.$$

Тогда

$$S_{\text{пр}} = \frac{6903 \cdot 45 \cdot 0,8 \cdot 0,85 \cdot 2600}{315 \cdot 4 \cdot 2,205 \cdot 10^{-3} \cdot 0,85 \cdot 2600} [0,726 + 0,352 - 1] = 6949 \text{ м}^2.$$

Задача 5.12. Определить время t , необходимое для прогрева площади, равной 0,5 площади обращенного семиточечного элемента.

Расстояние между нагнетательной и добывающими скважинами в элементе $2\sigma = 200 \text{ м}$; толщина пласта $h = 20 \text{ м}$; коэффициент охвата пласта по толщине $\eta_2 = 0,8$; плотность пласта и окружаю-

щих его пород $\rho_{пл} = \rho_{оп} = 2600$ кг/м³; теплоемкость пласта и окружающих его пород $c_{пл} = c_{оп} = 1,1$ кДж/(кг·К); теплопроводность пласта и окружающих его пород $\lambda_{пл} = \lambda_{оп} = 2,4$ Вт/(м·К); плотность закачиваемой воды $\rho_в = 1000$ кг/м³; темп нагнетания пара $q_п = 400$ т/сут; температура пара $T_п = 275$ °С; степень сухости пара на забое скважины $X_з = 0,6$; теплоемкость воды $c_в = 4,2$ кДж/(кг·К); скрытая теплота парообразования $r_п = 1600$ кДж/кг; начальная температура пласта $T_0 = 20$ °С.

О т в е т: $t = 4,693$ года.

З а д а ч а 5.13. Вычислить количество накопленного в пласте тепла $Q_{тпл}$ и относительные теплотери $\alpha_п$ при движении пара по пласту через 5 лет после его закачки.

Темп нагнетания пара $q_п = 200$ т/сут; температура нагнетаемого пара $T_п = 275$ °С; степень сухости пара на забое нагнетательной скважины $X_з = 0,6$; скрытая теплота парообразования $r_п = 1600$ кДж/кг; теплоемкость воды $c_в = 4,2$ кДж/(кг·К); плотность воды $\rho_в = 1000$ кг/м³; толщина пласта $h = 20$ м; коэффициент охвата пласта по толщине $\eta_2 = 0,8$; начальная пластовая температура $T_0 = 20$ °С; теплопроводность пласта и окружающих его пород $\lambda_{пл} = \lambda_{оп} = 2,4$ Вт/(м·К); теплоемкость пласта и окружающих его пород $c_{пл} = c_{оп} = 1,1$ кДж/(кг·К); плотность пласта и окружающих его пород $\rho_{пл} = \rho_{оп} = 2600$ кг/м³.

Объем прогретой части пласта рассчитать по формуле Маркса—Лангенхейма (см. 5.8). Относительные теплотери можно определить по формуле

$$\alpha_п = \frac{Q_т - Q_{тпл}}{Q_т}, \quad (5.9)$$

где $\alpha_п$ — относительные потери тепла, доли единицы; $Q_т$ — количество поступившего в пласт тепла, кДж; $Q_{тпл}$ — количество накопленного в пласте тепла, кДж.

О т в е т: $Q_{тпл} = 1,34 \cdot 10^5$ кДж; $\alpha_п = 0,34$.

З а д а ч а 5.14. Найти количество накопленного тепла в пласте $Q_{тпл}$ и относительной теплотери $\alpha_п$ через 5 лет после начала нагнетания пара в пласт.

Темп нагнетания пара $q_п = 421$ т/сут; степень сухости пара на забое нагнетательной скважины $X_з = 0,6$; скрытая теплота испарения $r_п = 1600$ кДж/кг; теплоемкость воды $c_в = 4,2$ кДж/(кг·К); плотность закачиваемой воды $\rho_в = 1000$ кг/м³; толщина пласта $h = 20$ м; коэффициент охвата пласта процессом по толщине $\eta_2 = 0,8$; начальная пластовая температура $T_0 = 20$ °С; теплоемкость пласта и окружающих его пород $c_{пл} = c_{оп} = 1,1$ кДж/(кг·К); плотность пласта и окружающих его пород $\rho_{пл} = \rho_{оп} = 2600$ кг/м³; теплопроводность пласта и окружающих его пород $\lambda_{пл} = \lambda_{оп} = 2,4$ Вт/(м·К); температура закачиваемого пара $T_п = 275$ °С.

Распределение температуры в пласте определяют по формуле Ловерье (5.2). В этом случае для учета скрытой теплоты испарения

вводится фиктивная теплоемкость воды

$$\bar{c}_в = c_в + \frac{r_п X_з}{T_п - T_о},$$

где $\bar{c}_в$ — фиктивная теплоемкость воды, кДж/(кг·К).

Относительные теплотери определяют по формуле (5.9).

О т в е т : $Q_{тп,л} = 3,74 \cdot 10^{11}$ кДж; $\alpha_п = 0,76$.

З а д а ч а 5.15. Определить относительные потери тепла $\alpha_п$ при движении пара по стволу нагнетательной скважины и в пласте через 3 года после закачки.

Темп нагнетания пара $q_п = 360$ т/сут; степень сухости пара на устье нагнетательной скважины $X_y = 0,8$; теплоемкость воды $c_в = 4,2$ кДж/(кг·К); скрытая теплота парообразования $r_п = 1634$ кДж/кг; диаметр скважины $d_c = 0,168$ м; средняя начальная температура в скважине $T_{ср} = 10$ °С; температура нагнетаемого пара $T_п = 266$ °С; глубина скважины $H = 500$ м; толщина пласта $h = 20$ м; коэффициент охвата пласта по толщине процессом $\eta_2 = 0,7$; начальная пластовая температура $T_о = 20$ °С; плотность пласта и окружающих скважину пород $\rho_{пл} = \rho_{оп} = 2600$ кг/м³; теплоемкость пласта и окружающих скважину пород $c_{пл} = c_{оп} = 1$ кДж/(кг·К); теплопроводность пласта и окружающих скважину пород $\lambda_{пл} = \lambda_{оп} = 2$ Вт/(м·К); температуропроводность пласта и окружающих его пород $\kappa_{пл} = \kappa_{оп} = 1 \cdot 10^{-6}$ м²/с.

Объем прогретой части пласта следует рассчитывать с использованием формулы Маркса—Лангенхейма (5.8). Степень сухости пара на забое нагнетательной скважины принимается постоянной и равной степени сухости через 1 год после начала закачки пара. Относительные теплотери вычисляются по формуле (5.9).

О т в е т : $\alpha_п = 0,5$.

§ 2. ПОДГОТОВКА ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ.

РАСЧЕТ ИНИЦИИРОВАНИЯ ГОРЕНИЯ В ПЛАСТЕ

При расчете показателей внутрипластового горения необходимо знать значения таких специфических параметров, как концентрация топлива, кинетические константы процесса окисления нефти кислородом воздуха, удельный расход воздуха на выжигание единицы объема пласта и др. В задаче 5.16 показано, как по результатам лабораторных экспериментов определяют концентрацию топлива и удельный расход воздуха. Вариантами задачи 5.16 являются задачи 5.17—5.19. Определению скорости реакции нефти с кислородом воздуха по результатам лабораторных исследований и расчету времени самовоспламенения посвящена задача 5.20. Ее варианты — задачи 5.21 и 5.22. Методику вычисления кинетических параметров процесса окисления нефти используют в задаче 5.23. Задача 5.24 — вариант задачи 5.23. Способ расчета динамики прогрева призабойной зоны нагнетательной скважины при закачке

в нее горячего воздуха применен в задаче 5.25 с вариантами 5.26 и 5.27.

Задача 5.16. С целью определения исходных данных для проектирования процесса внутрипластового горения проводились эксперименты на специальных лабораторных установках, основным узлом в которых был узел кернодержателя. Кернодержатель набивали пористой средой и насыщали нефтью. В начале модели был создан фронт горения, который затем перемещался к другому концу модели благодаря непрерывному нагнетанию воздуха. В ходе опыта измеряли расход и определяли состав газов горения. За время эксперимента был выжжен объем породы $V_r = 1,3 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3$. Данные о расходе и составе газов горения приведены в табл. 40.

Таблица 40

Время замера, ч-мин	Расход газов горения, м ³ /с	Концентрация компонентов в газах горения, %				
		N ₂	O ₂	CO ₂	CO	Другие газы
13-45	0,456	81,2	6,3	10,1	1,3	1,1
14-00	0,478	79,3	5,7	12,3	1,5	1,2
14-15	0,481	78,9	6,9	11,8	1,0	1,4
14-30	0,496	80,2	7,3	10,7	0,9	0,9
14-45	0,507	79,7	6,9	11,3	0,9	1,2
15-00	0,512	79,1	6,8	11,7	0,9	1,5
15-15	0,516	79,9	7,1	10,9	1,3	0,8
15-30	0,521	79,9	7,0	11,1	1,1	0,9
15-45	0,520	78,9	6,6	12,6	0,8	1,1
16-00	0,525	79,1	7,5	11,2	0,9	1,3
16-06	0,531	80,4	7,4	10,3	0,9	1,0

До начала эксперимента состав закачиваемого воздуха определяли с помощью хроматографа. Следует отметить, что при замерах концентраций газов, входящих в состав воздуха, азот и аргон не разделялись. Поэтому под концентрацией азота следует понимать концентрацию смеси этих двух инертных газов. Были получены следующие результаты: концентрация кислорода в воздухе $C_{\text{воз O}_2} = 0,207$, концентрация азота в воздухе $C_{\text{воз N}_2} = 0,793$.

Результаты расчетов по определению количества газов, вышедших из модели, приведены в табл. 41 и 42. Общий объем газов горения $V_{\text{гг}} = 0,4268 \text{ м}^3$; объем вышедшего азота $V_{\text{N}_2} = 0,3394 \text{ м}^3$; объем кислорода $V_{\text{O}_2} = 0,0291 \text{ м}^3$; объем двуокиси углерода $V_{\text{CO}_2} = 0,0488$; объем окиси углерода $V_{\text{CO}} = 0,0044 \text{ м}^3$; объем вышедших из модели других газов $V_{\text{др}} = 0,0049 \text{ м}^3$.

Требуется определить концентрацию топлива и удельный расход воздуха по результатам лабораторных экспериментов.

Решение. Исходя из предположения, что аргон и азот в реакциях не участвуют, можно определить количество воздуха, по-

Таблица 41

Промежуток времени между замерами, с	Средний расход газов горения, 10^{-4} м ³ /с	Средняя концентрация компонентов в газах горения, %				
		N ₂	O ₂	CO ₂	CO	Другие газы
900	0,472	80,2	6,0	11,2	1,4	1,1
900	0,480	79,1	6,3	12,0	1,2	1,3
900	0,489	79,5	7,1	11,2	0,9	1,1
900	0,502	79,9	7,2	11,0	0,9	1,1
900	0,510	79,4	6,8	11,5	0,9	1,3
900	0,514	79,5	6,9	11,3	1,1	1,1
900	0,519	79,9	7,1	11,0	1,2	0,8
900	0,521	79,4	6,8	11,8	0,9	1,0
900	0,523	79,0	7,1	11,9	0,8	1,2
360	0,528	79,7	7,4	10,7	0,9	1,1

Таблица 42

Номер интервала времени между замерами	Общий объем вышедших газов горения, 10^{-2} м ³	Объем газов, вышедших из модели, м ³				
		N ₂ , 10^{-2} м ³	O ₂ , 10^{-3} м ³	CO ₂ , 10^{-3} м ³	CO, 10^{-4} м ³	Другие газы, 10^{-4} м ³
1	4,25	3,41	2,6	4,8	6,0	5,0
2	4,32	3,42	2,7	5,2	5,0	6,0
3	4,40	3,50	3,1	5,0	4,0	5,0
4	4,52	3,61	3,2	5,0	4,0	5,0
5	4,59	3,64	3,1	5,3	4,0	6,0
6	4,63	3,68	3,2	5,2	5,0	5,0
7	4,67	3,73	3,3	5,1	6,0	4,0
8	4,69	3,72	3,2	5,6	4,0	5,0
9	4,71	3,72	3,3	5,6	4,0	6,0
10	1,90	1,52	1,4	2,0	2,0	2,0
За все время эксперимента	0,4268	0,3394	0,0291	0,0488	0,0044	0,0019

ступающего в модель за все время эксперимента (в м³):

$$V_{\text{воз}} = \frac{V_{N_2}}{C_{\text{воз } N_2}},$$

$$V_{\text{воз}} = \frac{0,3394}{0,793} = 0,428 \text{ м}^3.$$

Объем кислорода (в м³), поступившего в модель,

$$V'_{O_2} = V_{\text{воз}} C_{\text{воз } O_2}.$$

Объем кислорода, вступившего в реакцию с топливом, составит

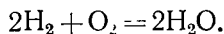
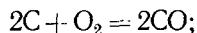
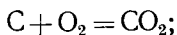
$$V''_{O_2} = V'_{O_2} - V_{O_2};$$

$$V''_{O_2} = 0,0886 - 0,0291 = 0,0595 \text{ м}^3.$$

Удельный расход воздуха на выжигание единицы объема пласта

$$R_{\text{воз}} = \frac{V_{\text{O}_2}''}{V_{\text{r}} C_{\text{воз O}_2}} = \frac{0,0595}{1,3 \cdot 10^{-3} \cdot 0,207} = 221 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Реакцию горения углеводородного топлива можно представить в виде элементарных реакций горения углеродного скелета (углерода) и водорода:



Таким образом, при образовании $22,4 \text{ м}^3 \text{ CO}_2$ сгорает 12 кг углерода. На образование $22,4 \text{ м}^3 \text{ CO}$ расходуется 6 кг углерода. Утилизация $22,4 \text{ м}^3 \text{ O}_2$ соответствует сгоранию 4 кг водорода.

Масса углерода, которая затрачивается на образование двуокиси углерода, составит

$$M_1 = \frac{V_{\text{CO}_2} 12}{22,4},$$

$$M_1 = \frac{0,0488 \cdot 12}{22,4} = 0,0261 \text{ кг}.$$

На образование V_{CO} расходуется следующее количество углерода:

$$M_2 = \frac{V_{\text{CO}} 6}{22,4},$$

где M_2 — масса углерода, из которого образовалась окись углерода, кг,

$$M_2 = \frac{0,0044 \cdot 6}{22,4} = 0,00118 \text{ кг}.$$

Предполагая, что кислород расходуется только на образование CO_2 , CO и H_2O , можно определить объем этого компонента, который участвовал в окислении водорода:

$$V_{\text{O}_2}''' = V_{\text{O}_2}'' - V_{\text{CO}_2} - 0,5V_{\text{CO}},$$

где V_{O_2}''' — объем кислорода, который израсходован при образовании воды, м^3 ,

$$V_{\text{O}_2}''' = 0,0595 - 0,0488 - 0,5 \cdot 0,0044 = 0,0085 \text{ м}^3.$$

Масса сгоревшего водорода определяется по формуле

$$M_3 = \frac{V_{\text{O}_2}''' 4}{22,4};$$

$$M_3 = \frac{0,0085 \cdot 4}{22,4} = 0,00152 \text{ кг}.$$

Общее количество топлива, сгоревшего при проведении опыта, составит

$$M_T = M_1 + M_2 + M_3;$$

$$M_T = 0,0261 + 0,00118 + 0,00152 = 0,288 \text{ кг.}$$

Концентрация топлива в пласте составит

$$z_T = M_T/V_T;$$

$$z_T = 0,0288/1,3 \cdot 10^{-3} = 22,15 \text{ кг/м}^3.$$

Задача 5.17. Найти удельный расход воздуха $R_{\text{воз}}$ на выжигание единицы объема пласта при внутрислоевоом горении по результатам лабораторных исследований.

Эксперимент проводился по методике, которая описана в задаче 5.16.

За время эксперимента был выжжен объем пласта $V_T = 1,35 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3$. Остальные необходимые для расчета данные приведены в табл. 43.

Таблица 43

Время проведения замера, ч-мин	Расход газов горения, $10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}$	Концентрация компонентов в газах горения, %				
		N ₂	O ₂	CO ₂	CO	Другие газы
15-00	0,428	80,4	7,4	10,3	0,9	1,0
15-15	0,436	81,2	6,3	10,1	1,3	1,1
15-30	0,422	79,9	7,0	11,1	1,1	0,9
15-45	0,438	78,9	6,6	12,6	0,8	1,1
16-00	0,442	80,2	7,3	10,7	0,9	0,9
16-15	0,451	79,1	6,8	11,7	0,9	1,5
16-30	0,473	78,7	7,1	11,8	1,0	1,4
16-45	0,465	79,1	7,5	11,2	0,9	1,3
17-00	0,482	79,3	5,7	12,3	1,5	1,2
17-15	0,501	79,7	6,9	11,3	0,9	1,2
17-30	0,507	78,9	7,1	10,9	1,3	1,8

О т в е т: $R_{\text{воз}} = 210,7 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Задача 5.18. Рассчитать концентрацию топлива z_T в пласте по результатам лабораторных экспериментов.

Методика проведения опытов описана в задаче 5.16. Объем выжженной породы в ходе эксперимента составил $V_T = 1,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3$. Остальные необходимые для расчета данные приведены в табл. 44.

О т в е т: $z_T = 32,4 \text{ кг/м}^3$.

Задача 5.19. Определить по результатам лабораторных экспериментов удельный расход воздуха $R'_{\text{воз}}$ на сжигание единицы массы топлива при внутрислоевоом горении.

Эксперименты проводились по методике, которая описана в задаче 5.16. Исходные данные для расчета приведены в табл. 45.

О т в е т: $R'_{\text{воз}} = 10 \text{ м}^3/\text{кг}$.

Таблица 44

Время проведения замера, ч-мин	Расход газов горения, 10^{-4} м ³ /с	Концентрация компонентов в газах горения, %				
		N ₂	O ₂	CO ₂	CO	Другие газы
10-45	0,465	81,2	6,3	10,1	1,3	1,1
11-00	0,478	79,3	5,7	12,3	1,5	1,2
11-15	0,481	78,9	6,9	11,8	1,0	1,4
11-30	0,496	80,2	7,3	10,7	0,9	0,9
11-45	0,507	79,7	6,9	11,3	0,9	1,2
12-00	0,512	79,1	6,8	11,7	0,9	1,5
12-15	0,516	79,9	7,1	10,9	1,3	0,8
12-30	0,521	79,9	7,0	11,1	1,1	0,9
12-35	0,520	78,9	6,6	12,6	0,8	1,1
13-00	0,525	79,1	7,5	11,2	0,9	1,3
13-06	0,531	80,4	7,4	10,3	0,9	1,0

Таблица 45

Время проведения замера, ч-мин	Расход газов горения, 10^{-4} м ³ /с	Концентрация компонентов в газах горения, %				
		N ₂	O ₂	CO ₂	CO	Другие газы
10-00	0,541	81,2	6,3	10,1	1,3	1,1
10-15	0,552	79,3	5,7	12,3	1,5	1,2
10-30	0,578	80,2	7,3	10,7	0,9	0,9
10-45	0,581	79,9	7,1	10,9	1,3	0,8
11-00	0,584	79,9	7,0	11,1	1,1	0,9
11-15	0,589	79,1	7,5	11,2	0,9	1,3
11-30	0,592	78,9	6,9	11,8	1,0	1,4
11-45	0,597	79,7	6,9	11,3	0,9	1,2
12-00	0,602	78,9	6,6	12,6	0,8	1,1

Задача 5.20. До начала осуществления процесса внутрипластового горения проводят пробную закачку воздуха в пласт.

Давление в пласте $p = 6 \cdot 10^7$ Па, начальная пластовая температура $T_0 = 293$ К, плотность кислорода при нормальных условиях $\rho_{O_2} = 1,43$ кг/м³; теплоемкость пласта $c_{пл} = 1$ кДж/(кг·К); плотность пласта $\rho_{пл} = 2600$ кг/м³; нефтенасыщенность $s_n = 0,8$; пористость пласта $m = 0,25$; плотность нефти $\rho_n = 891$ кг/м³; объемный коэффициент $\beta_0 = 1,03$; количество тепла, выделяющееся при утилизации 1 кг кислорода, $J_{O_2} = 12\,000$ кДж/кг; энергия активации процесса окисления нефти кислородом воздуха $E = 71\,176$ кДж/(К·моль); универсальная газовая постоянная $R_T = 8,314$ Дж/(К·моль).

Для замера скорости реакции кислорода воздуха с нефтью были проведены эксперименты на лабораторной установке, основной частью которой является толстостенная емкость, заполняемая нефтенасыщенной породой и помещаемая в термостат. Температура

в термостате поддерживается равной начальной пластовой. Затем в модель закачивается воздух под давлением, равным пластовому. В ходе опыта для предотвращения сегрегации нефти и воздуха кернодержатель медленно вращается. Через некоторое время после начала эксперимента из кернодержателя отбирается проба газа для анализа. По снижению концентрации кислорода судят о скорости реакции нефти с кислородом воздуха. При проведении эксперимента в кернодержатель было помещено 0,05 кг нефти (M_H) и закачено 0,025 м³ воздуха ($V_{\text{воз}}$).

Результаты замеров состава газа в кернодержателе приведены в табл. 46.

Таблица 46

Время, прошедшее после начала эксперимента, с	Концентрация компонентов				
	O ₂	N ₂	CO ₂	CO	Другие газы
0	0,207	0,793	0	0	0
981 000	0,188	0,812	0	0	0

Необходимо определить время самовоспламенения нефти в пласте.

Решение. Скорость реакции нефти с кислородом воздуха рассчитывается по формуле

$$\omega = \frac{V_{\text{воз}} [C_{\text{воз O}_2} - C_{\text{гг O}_2}] \rho_{\text{O}_2}}{M_H t_*},$$

где $V_{\text{воз}}$ — объем воздуха, закачанного в модель, м³; $C_{\text{воз O}_2}$ — концентрация кислорода в закачиваемом воздухе, доли единицы; $C_{\text{гг O}_2}$ — концентрация кислорода в газе после проведения эксперимента, доли единицы; ρ_{O_2} — плотность кислорода, кг/м³; M_H — масса помещенной в кернодержатель нефти, кг; t_* — продолжительность эксперимента;

$$\omega = \frac{0,025 [0,207 - 0,188] 1,43}{0,05 \cdot 981000} = 1,38 \cdot 10^{-8} \text{ кг/(кг} \cdot \text{с)}.$$

Так как условия проведения эксперимента близки к начальным пластовым, можно считать, что по полученным результатам определена скорость реакции при начальных пластовых условиях.

Время самовоспламенения определяют по формуле, полученной Тадемой и Вайдемой [10],

$$t_c = \frac{\beta_0 c_{\text{пл}} \rho_{\text{пл}} T_0^2 \left(1 + 2 \frac{T_0}{B}\right)}{m s_H \rho_H J_{\text{O}_2} \omega_0 B}, \quad (5.10)$$

где ω_0 — скорость реакции при начальных пластовых условиях кг/(кг·с); $B = E/R_T$.

Продолжительность самовоспламенения нефти в пласте зависит в основном от начальной стадии этого процесса, когда температура близка к начальной пластовой. Поэтому при выводе формулы (5.10) не учитывались теплотери в окружающие пласт породы. Так как при незначительных температурах скорость взаимодействия нефти с кислородом воздуха мала, то предполагалось, что существует избыток кислорода и что нефть окисляется во всем объеме. Формула (5.10) позволяет получать результаты с хорошей для инженерных расчетов точностью, если время самовоспламенения не превышает примерно $2,6 \cdot 10^6$ с (30 сут).

$$B = 71176/8,3736 = 8500 \text{ К};$$

$$t_c = \frac{1,03 \cdot 1 \cdot 2600 (293)^2 \left(1 + 2 \frac{293}{8500}\right)}{0,25 \cdot 0,8 \cdot 891 \cdot 12000 \cdot 1,38 \cdot 10^{-8} \cdot 8500} = 9,786 \cdot 10^5 \text{ с} = 11,3 \text{ сут.}$$

Задача 5.21. Вычислить время самовоспламенения нефти t_c в пласте при нагнетании в него воздуха.

Начальная пластовая температура $T_0 = 40^\circ\text{C}$; пластовое давление $p = 5 \cdot 10^6$ Па; энергия активации нефти $E = 70\,000$ кДж/(К·моль); плотность нефти $\rho_n = 887$ кг/м³; объемный коэффициент $\beta_0 = 1,05$; пористость пласта $m = 0,2$; теплоемкость пласта $c_{пл} = 1,1$ кДж/(кг·К); нефтенасыщенность пласта $s_n = 0,8$; количество выделяющегося при утилизации 1 кг кислорода тепла $J_{O_2} = 12\,000$ кДж/кг; плотность пласта $\rho_{пл} = 2600$ кг/м³.

Для определения скорости реакции кислорода с нефтью был проведен эксперимент по методике, которая описана в задаче 5.20. Масса загруженной в кернодержатель нефти $M_n = 0,035$ кг; давление воздуха в кернодержателе $p_{воз} = 5,05 \cdot 10^6$ Па; температура в кернодержателе $T_k = 20^\circ\text{C}$; объем закачанного в кернодержатель воздуха $V_{воз} = 8 \cdot 10^{-4}$ м³; плотность кислорода $\rho_{O_2} = 1,43$ кг/м³. Остальные данные приведены в табл. 47.

При решении задачи необходимо учитывать, что температура при проведении лабораторного эксперимента ниже начальной пластовой.

О т в е т: $t_c = 7,89 \cdot 10^5$ с = 9,13 сут.

Задача 5.22. Рассчитать время воспламенения нефти в пласте t_c при нагнетании в него воздуха.

Начальная пластовая температура $T_0 = 40^\circ\text{C}$; пористость пласта $m = 0,2$; нефтенасыщенность пласта $s_n = 0,8$; плотность нефти $\rho_n = 887$ кг/м³; пластовое давление $p = 10^7$ Па; плотность пласта $\rho_{пл} = 2600$ кг/м³; теплоемкость пласта $c_{пл} = 1,1$ кДж/(кг·К); энергия активации реакции окисления нефти кислородом воздуха $E = 70\,000$ кДж/(к·моль); объемный коэффициент $\beta_0 = 1,05$; показатель степени при парциальном давлении кислородом $\bar{n} = 1,0$; количество выделяющегося при утилизации 1 кг кислорода тепла $J_{O_2} = 12\,000$ кДж/кг.

Таблица 47

Время, прошедшее после начала опыта, с	Концентрация компонентов в газе, отобранном из кернодержателя, доли единицы		
	O ₂	N ₂	Другие газы
0	0,209	0,791	0
187 200	0,183	0,814	0,003

Таблица 48

Время, прошедшее после начала опыта, с	Концентрация компонентов в отобранном из кернодержателя газе, доли единицы		
	O ₂	N ₂	Другие газы
0	0,209	0,791	0
187 200	0,183	0,814	0,003

Для определения скорости реакции кислорода с нефтью был проведен эксперимент по методике, которая описана в задаче 5.20. Масса помещенной в кернодержатель нефти $M_n = 0,035$ кг; давление воздуха в кернодержателе $p_k = 2,05 \cdot 10^7$ Па; температура в кернодержателе $T_k = 20$ °С; объем закачанного в кернодержатель воздуха $V_{\text{воз}} = 8 \cdot 10^{-4}$ м³; плотность кислорода $\rho_{\text{O}_2} = 1,43$ кг/с³. Остальные данные приведены в табл. 48.

При решении задачи необходимо учитывать, что температура и давление при проведении лабораторного эксперимента отличались от соответствующих пластовых условий.

О т в е т: $t_c = 3,95 \cdot 10^5$ с = 4,6 сут.

З а д а ч а 5.23. При определении показателей внутрипластового горения с использованием математических моделей необходимо знать кинетические константы процесса окисления нефти кислородом воздуха. С этой целью лабораторные эксперименты проводились на установке, которая описана в задаче 5.20. Результаты экспериментов приведены в табл. 49.

Таблица 49

Номер эксперимента	Скорость реакции, кг/(кг·с)	Температура, К	Среднее парциальное давление кислорода в модели пласта, 10 ⁴ Па
1	$3,34 \cdot 10^{-10}$	293,1	5,02
2	$1,46 \cdot 10^{-9}$	305,8	4,95
3	$3,09 \cdot 10^{-9}$	319,6	4,65
4	$1,48 \cdot 10^{-8}$	337,1	4,82
5	$3,3 \cdot 10^{-8}$	352,1	4,88
6	$5,44 \cdot 10^{-8}$	357,1	4,90

Требуется определить энергию активации реакции окисления нефти кислородом воздуха.

Р е ш е н и е. Степень окисленности нефти при экспериментах менялась незначительно и была крайне низкой, поэтому ее изменением можно пренебречь. Можно учесть колебания парциального

давления кислорода, если все данные привести к одному среднему значению парциального давления.

Среднее значение парциального давления (в Па).

$$p_{\text{ср } O_2} = \frac{\sum p_{\text{зам } O_2}}{n_{\text{ЭК}}},$$

где $n_{\text{ЭК}}$ — число проведенных экспериментов,

$$p_{\text{ср } O_2} = \frac{29,22 \cdot 10^4}{6} = 4,87 \cdot 10^4 \text{ Па.}$$

Скорость реакции, приведенная к определенному значению парциального давления кислорода, можно вычислить по следующей формуле:

$$\omega_{\text{пр}} = \omega_{\text{зам}} \left(\frac{p_{\text{ср } O_2}}{p_{\text{зам } O_2}} \right)^{\bar{n}},$$

где $\omega_{\text{пр}}$ — скорость реакции, приведенная к среднему значению парциального давления кислорода, кг/(кг·с); $p_{\text{зам } O_2}$ — среднее парциальное давление кислорода в i -м опыте; $\omega_{\text{зам}}$ — замеренная скорость реакции в i -м опыте, кг/(кг·с).

Поскольку во всех экспериментах скорость реакции замерялась при небольших значениях давления, то можно считать, что $\bar{n} = 1$. Результаты вычислений приведены в табл. 50.

Таблица 50

Номер эксперимента	Скорость реакции, приведенная к среднему парциальному давлению, кг/(кг·с)	$1/T, 10^{-3}$ (1/К)	$1/T^2, 10^{-6}$ (1/К ²)	$\ln \omega_{\text{пр}}$	$\ln \omega_{\text{пр}}/T$
1	$3,24 \cdot 10^{-10}$	3,4118	11,6404	-21,85028	-0,0745488
2	$1,44 \cdot 10^{-9}$	3,2701	10,6936	-20,35862	-0,0665747
3	$3,24 \cdot 10^{-9}$	3,1289	9,79008	-19,54769	-0,0611628
4	$1,49 \cdot 10^{-8}$	2,9665	8,8	-18,02190	-0,0534620
5	$3,29 \cdot 10^{-8}$	2,8482	8,11219	-17,22979	-0,0490739
6	$5,41 \cdot 10^{-8}$	2,8003	7,84188	-16,73243	-0,0468558
Σ		18,4258	56,87815	-113,74071	-0,351678

Формула, описывающая зависимость скорости реакции нефти с кислородом воздуха, имеет следующий вид:

$$\omega = A_0 p_{O_2}^{\bar{n}} \exp \left(-\frac{E}{R_g T} - \bar{K}f \right), \quad (5.11)$$

где ω — скорость реакции нефти с кислородом воздуха, кг/(кг·с); A_0 — предэкспоненциальный множитель, кг/[кг (Па) ^{\bar{n}} ·с]; p_{O_2} —

парциальное давление кислорода, Па; E — энергия активации, кДж/(моль · К); R_r — универсальная газовая постоянная, кДж/(моль · К); T — абсолютная температура, К; \bar{K} — коэффициент, учитывающий влияние степени окисленности нефти на скорость реакции; f — степень окисленности нефти, доли единицы; n — показатель степени при парциальном давлении кислорода, доли единицы.

Энергию активации необходимо определять с использованием метода наименьших квадратов. Для этого зависимость (5.11) необходимо привести к линейному виду. Прологарифмировав правую и левую части (5.11), получим

$$\ln \omega = \ln \bar{A} - B(1/T), \quad (5.12)$$

где

$$\bar{A} = A_0 \rho_{O_2}^{\bar{n}} \exp(-\bar{K}f);$$

$$B = E/R_r.$$

Так как в опытах $f = 0$ и все величины скорости реакции приведены к одному значению парциального давления кислорода, то

$$\bar{A} = A_0 \rho_{O_2}^{\bar{n}} = \text{const}.$$

Тогда значение коэффициента B вычисляют по формуле

$$B = \frac{n_{\text{эк}} \sum_{i=1}^{n_{\text{эк}}} \frac{\ln \omega_{i \text{ нр}}}{T_i} - \sum_{i=1}^{n_{\text{эк}}} \ln \omega_{i \text{ нр}} \sum_{i=1}^{n_{\text{эк}}} \frac{\ln \omega_{i \text{ нр}}}{T_i}}{n_{\text{эк}} \sum_{i=1}^{n_{\text{эк}}} \frac{1}{T_i^2} - \left(\sum_{i=1}^{n_{\text{эк}}} \frac{1}{T_i} \right)^2},$$

где $n_{\text{эк}}$ — число замеров скорости реакции; $\omega_{i \text{ нр}}$ — скорость реакции нефти с кислородом воздуха в i -м опыте, кг/(кг · с); T_i — температура кернодержателя в i -м опыте, К;

$$B = \frac{6 \cdot 0,351678 - 113,74071 \cdot 0,0184258}{6 \cdot 56,87815 \cdot 10^{-6} - (18,4258)^2 \cdot 10^{-6}} = -8133 \text{ К};$$

$$E = BR_r = 8133 \cdot 8,3736 = 68102 \text{ кДж/моль}.$$

Задача 5.24. Вычислить энергию активации E по результатам лабораторных исследований кинетики окисления нефти.

Эксперименты проводились по методике, которая описана в задаче 5.20. Результаты опытов приведены в табл. 51. По результатам предыдущих исследований было определено, что показатель степени при парциальном давлении кислорода в формуле (5.11) $\bar{n} = 1,0$, а коэффициент, учитывающий влияние степени окисленности нефти на скорость реакции, $\bar{K} = 5$.

Таблица 51

Номер эксперимента	Скорость реакции; кг/(кг·с)	Температура кернодержателя, К	Среднее парциальное давление кислорода, 10^5 Па	Степень окисленности нефти
1	$3,34 \cdot 10^{-9}$	294,1	4,98	0,003
2	$1,41 \cdot 10^{-8}$	306,8	5,01	0,008
3	$3,01 \cdot 10^{-8}$	318,6	4,70	0,013
4	$1,49 \cdot 10^{-7}$	337,1	4,93	0,029
5	$3,35 \cdot 10^{-7}$	352,0	4,80	0,056
6	$3,41 \cdot 10^{-7}$	357,3	4,83	0,098

При решении задачи необходимо замеренные скорости реакции привести к средним значениям парциального давления кислорода и степени окисленности нефти.

О т в е т: $E = 64\ 510$ кДж/(моль·К).

З а д а ч а 5.25. В нагнетательную скважину с целью прогрева призабойной зоны пласта при инициировании процесса внутрипластового горения закачивается горячий воздух.

Темп нагнетания воздуха $q_{\text{воз}} = 6 \cdot 10^4$ м³/сут; температура воздуха $T = 300$ °С; теплоемкость воздуха $c_{\text{воз}} = 1$ кДж/(кг·°С); плотность воздуха $\rho_{\text{воз}} = 1,3$ кг/м³; толщина пласта $h = 10$ м; коэффициент охвата пласта по толщине $\eta_2 = 0,8$; начальная пластовая температура $T_0 = 20$ °С; теплопроводность пласта и окружающих его пород $\lambda_{\text{пл}} = \lambda_{\text{оп}} = 8$ Вт/(м·К); теплоемкость пласта и окружающих его пород $c_{\text{пл}} = c_{\text{оп}} = 1,1$ кДж/(кг·К); плотность пласта $\rho_{\text{пл}} = 2600$ кг/м³.

Определить температуру пласта T на расстоянии 0,5 м от нагнетательной скважины через 1 день после начала прогрева.

Р е ш е н и е. Температуру пласта можно рассчитать по зависимости, полученной А. Б. Золотухиным,

$$\tilde{\theta} = \frac{(r^*)^2}{12\nu(1 - \sqrt{u})}, \quad (5.13)$$

где

$$r^* = \frac{r}{h\eta_2};$$

$$\nu = \frac{q_{\text{воз}}\rho_{\text{воз}}c_{\text{воз}}}{4\pi h\lambda_{\text{пл}}\eta_2};$$

$$u = \frac{T - T_0}{T_{\text{воз}} - T_0};$$

$$\tilde{\theta} = \frac{\lambda_{\text{пл}}t}{c_{\text{пл}}\rho_{\text{пл}}h^2\eta_2^2};$$

r — расстояние от оси нагнетательной скважины, м; t — время нагнетания агента, с.

Для условий задачи преобразуем формулу (5.13) к виду

$$T = T_0 + (T_{\text{воз}} - T_0) \left[1 - \frac{(r^*)^2}{12 \nu \theta} \right].$$

Подставив исходные данные, получим

$$r^* = 0,5 / (10 \cdot 0,8) = 0,0625;$$

$$\nu = \frac{0,07 \cdot 1,3 \cdot 1}{4 \cdot 3,14 \cdot 10 \cdot 0,8 \cdot 8 \cdot 10^{-3}} = 0,1132;$$

$$\tilde{\theta} = \frac{8 \cdot 10^{-3} \cdot 8,64 \cdot 10^4}{1,1 \cdot 2600 \cdot 10^2 (0,8)^2} = 0,003776.$$

Тогда

$$T = 20 + (3000 - 20) \left[1 - \frac{(0,0625)^2}{12 \cdot 0,1132 \cdot 3,776 \cdot 10^{-3}} \right]^2 = 88 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

З а д а ч а 5.26. Вычислить время t , через которое температура пласта достигнет $329,6 \text{ } ^\circ\text{C}$ на расстоянии 1 м от нагнетательной скважины при закачке в пласт воздуха.

Расход воздуха $q_{\text{воз}} = 1000 \text{ м}^3/\text{сут}$; температура нагнетаемого воздуха $T_{\text{воз}} = 500 \text{ } ^\circ\text{C}$; объемная теплоемкость нагнетаемого воздуха $c_{\text{воз}} = 1,507 \text{ кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{K})$; толщина пласта $h = 10 \text{ м}$; начальная пластовая температура $T_0 = 20 \text{ } ^\circ\text{C}$; объемная теплоемкость пласта $c_{\text{пл}} = 2860 \text{ кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{K})$; теплопроводность пласта $\lambda_{\text{пл}} = 2,4 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{K})$.

О т в е т: $t = 8,64 \cdot 10^5 \text{ с} = 10 \text{ сут}$.

З а д а ч а 5.27. Найти расход воздуха $q_{\text{воз}}$, при котором температура пласта будет равна $200 \text{ } ^\circ\text{C}$ на расстоянии $3,3 \text{ м}$ через 100 сут после начала закачки горячего воздуха.

Толщина пласта $h = 10 \text{ м}$; начальная пластовая температура $T = 20 \text{ } ^\circ\text{C}$; плотность пласта $\rho_{\text{пл}} = 2600 \text{ кг}/\text{м}^3$; теплоемкость пласта $c_{\text{пл}} = 1,1 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{K})$; теплопроводность пласта $\lambda_{\text{пл}} = 2,4 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{K})$; плотность воздуха $\rho_{\text{воз}} = 1,3 \text{ кг}/\text{м}^3$; теплоемкость воздуха $C = 1,1 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{K})$; температура нагнетаемого воздуха $T_{\text{воз}} = 500 \text{ } ^\circ\text{C}$.

О т в е т: $q_{\text{воз}} = 5,787 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3/\text{с} = 5000 \text{ м}^3/\text{сут}$.

§ 3. РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ВЛАЖНОГО ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ И ЗАКАЧКИ В ПЛАСТ ПАРА. ЗАДАЧИ ДЛЯ УЧЕБНОЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЫ

При разработке нефтяных месторождений с применением влажного внутрипластового горения (ВВГ) в пласт вместе с воздухом закачивается вода. В результате этого в пласте образуется высокотемпературная зона, заполненная продуктами горения, азотом и водяным паром. В передней части этой зоны выпариваются легкие фракции нефти и остается кокс, который затем сгорает.

Изменение отношения количества закачиваемой в пласт воды к количеству закачиваемого воздуха (водо-воздушного отношения) может приводить к существенному изменению температурного поля и скорости окислительной реакции. При проектировании ВВГ необходимо уметь рассчитывать его технологические параметры. С расчетом этих параметров связаны задачи 5.28К—5.31К.

Приближенный способ оценки показателей разработки нефтяного месторождения при нагнетании в него водяного пара дан в задаче 5.32К, вариант которой — задача 5.33К.

Задачи 5.34Н—5.38Н предназначены для учебной научно-исследовательской работы.

Задача 5.28К. Нефтяное месторождение, толщина продуктивного пласта которого составляет 17 м, насыщенное нефтью вязкостью $\mu_n = 100$ мПа·с, разрабатывается с самого начала, т. е. после ввода из промышленной разведки в разработку, с применением метода влажного внутри пластового горения (ВВГ).

Система разработки — однорядная, при этом длина одного элемента («полуэлемента») $l = 400$ м, а ширина $b_0 = 200$ м (общий $s_c = 8 \cdot 10^4$ м²/скв). Коэффициент охвата пласта процессом ВВГ по толщине $\eta_{гт} = 0,882$, а по площади $\eta_{гп} = 0,9$.

Абсолютная проницаемость пласта $k = 0,8 \cdot 10^{-12}$ м²; пористость $m = 0,22$; плотность нефти $\rho_n = 0,85 \cdot 10^3$ кг/м³; плотность горючих пород $\rho_r = 2,5 \cdot 10^3$ кг/м³; теплоемкость пород $c_r = 1,257$ кДж/(кг·°С); коэффициент теплопроводности пород кровли и подошвы пласта $\lambda_r = 3$ (Вт/(м·°С)); температуропроводность пород $\kappa_r = 9 \cdot 10^{-7}$ м²·с = 0,07776 м²·сут. Среднее пластовое давление в элементе $\bar{p} = 10^2$ Па.

При осуществлении влажного горения в нагнетательную скважину закачивается воздух с расходом $0,926$ м³/с = $80 \cdot 10^3$ м³/сут при $T = 30$ °С, так что в каждый элемент поступает $40 \cdot 10^3$ м³/сут воздуха. По данным лабораторных исследований процесса ВВГ содержание кокса в породе пласта составляет $z_r = 28$ кг/м³, теплота сгорания кокса $A = 25,14 \cdot 10^3$ кДж/кг; стехиометрический коэффициент $\alpha = 11,2$ м³/кг. Пластовая температура $T_{пл} = 30$ °С.

Начальная нефтенасыщенность пласта $s_{но} = 0,93$; насыщенность связанной водой $s_{св} = 0,07$. Относительные проницаемости пласта для нефти, воды и газов зависят линейно от соответствующих насыщенностей. Остальные исходные данные, необходимые для расчета ВВГ, указаны в решении задачи.

Технология осуществления ВВГ в элементе системы разработки такова, что в начальной стадии ВВГ в пласте создаются высокотемпературные зоны (паровое плато, зона горения) таким образом, что фронт конвекции x_r (рис. 67) движется быстрее, чем фронт горения, в 1,5 раз. Начальная стадия ВВГ продолжается до момента времени $t = t_1$, когда фронт горения достигнет расстояния $x_{ф} = 50$ м. Затем наступает стадия установившегося ВВГ, когда скорость фронта конвекции $v_r = dx_r/dt$ равна скорости фронта горения $v_{ф} = dx_{ф}/dt$. Эта последняя стадия продолжается до конца

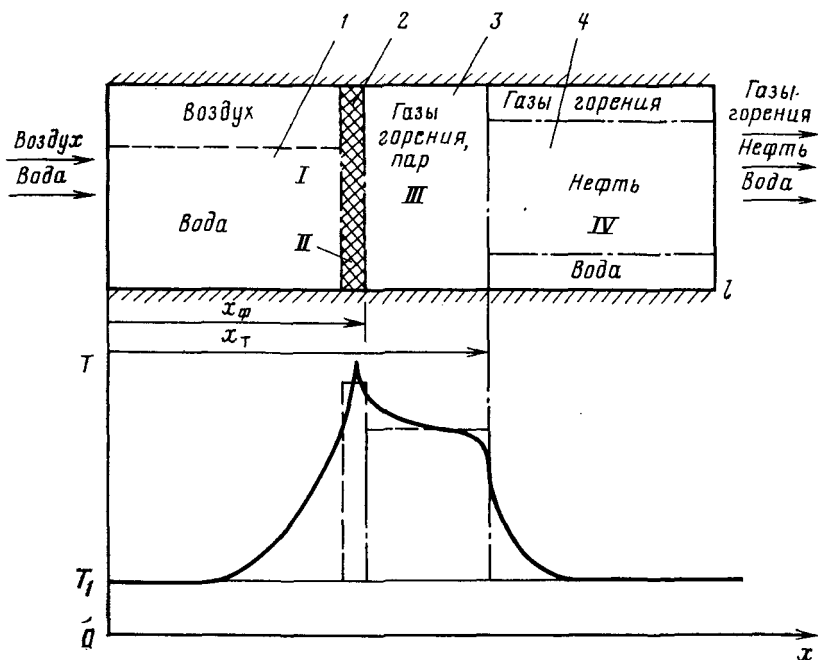


Рис. 67. Схема влажного внутрислоевого горения (ВВГ). Зоны: 1 — I; 2 — горения II; 3 — парового плато III; 4 — IV

разработки элемента пласта методом ВВГ, т. е. до момента времени, когда $x_t = l$.

Требуется определить для рассматриваемого элемента пласта температуру $T_{ш}$ в паровом плато в зоне III, водо- и газонасыщенности в зонах I, III и IV, водовоздушное отношение $\lambda_{вв}$ на входе в пласт, дебиты нефти и воды, обводненности продукции в среднем за начальную стадию и в течение всего остального времени ВВГ.

На основе экспериментальных и теоретических исследований процесса принимается, что средняя температура в зоне II постоянная и составляет $T_* = 330^\circ\text{C}$, а длина зоны II $\Delta\xi = 1$ м.

Решение 1. Расчет начальной стадии создания высокотемпературной зоны в пласте.

При определении технологических показателей разработки пласта методом ВВГ, а также параметров самого процесса ВВГ применим одну из разновидностей так называемых зонных моделей, описание которых можно найти, например, в книге [5].

Согласно модели, используемой при решении настоящей задачи, поле температуры и насыщенностей в пласте при ВВГ разбивается на несколько характерных зон. На рис. 67 сплошной линией показано распределение температуры в пласте, наблюдаемое, например, в лабораторных экспериментах, а пунктирной — расчетное распределение температуры, принимаемое в «зонной» модели про-

цесса, на основе которой будут рассчитываться технологические показатели ВВГ.

В соответствии со схемой распределения веществ и температуры в пласте, показанной на рис. 67, в зоне *I* в пласте совместно движутся воздух и вода, в узкой зоне *II* происходит основная часть внутрислоевого окислительной реакции. В этой зоне находятся водяной пар, кислород, реагирующий с нефтяным остатком — коксом, газообразные вещества, остающиеся или получающиеся в результате реакции горения (азот, углекислый газ, окись углерода), именуемые в дальнейшем как «газы горения». Водяной пар в зоне *II* во многих случаях, по-видимому, бывает перегретым.

Зона *III* (паровое плато) содержит в основной своей части газы горения и водяной пар, а в части, прилегающей к зоне *IV*, где происходят сложные процессы дистилляции легких фракций нефти и образование кокса,— смесь всех движущихся в пласте веществ. Однако приближенно принимается, что в зоне *III* содержатся только газы горения и водяной пар. В зоне *IV* происходит совместное движение газов горения, нефти и воды.

Граница между *III* и *IV* зонами считается фронтом конвекции с координатой x_{τ} , а за координату фронта горения x_{ϕ} , условно для удобства расчетов, принимается граница между зонами *II* и *III*.

Определим скорость фронта горения v_{ϕ} , исходя из стехиометрии горения.

Имеем следующую формулу:

$$v_{\phi} = v_{\text{от}}/R_{\text{воз}}, \quad v_{\text{от}} = q_{\text{воз}}/S, \quad (5.14)$$

где $q_{\text{воз}}$ — расход закачиваемого в пласт воздуха в нормальных условиях, м³; S — площадь поперечного сечения пласта; $R_{\text{воз}}$ — объем воздуха, требующийся для выжигания кокса из 1 м³ пласта в целом, м³.

Соответственно для $R_{\text{воз}}$ имеем формулу

$$R_{\text{воз}} = \alpha z_{\tau}, \quad (5.15)$$

где z_{τ} — содержание кокса в 1 м³ пласта, кг/м³; α — стехиометрический коэффициент.

Согласно исследованиям процесса ВВГ, проведенным применительно к конкретным условиям рассматриваемого месторождения, $\alpha = 11,2$ м³/кг. По условию задачи $z_{\tau} = 28$ кг/м³. Следовательно, $R_{\text{воз}} = 11,2 \cdot 28 = 313,6$ м³/м³.

Поскольку по условию задачи коэффициент охвата пласта процессом по площади $\eta_{\text{пл}} = 0,9$, а по толщине $\eta_{\text{т}} = 0,882$, то за эффективную ширину пласта примем $b = b_0 \cdot 0,9 = 200 \cdot 0,9 = 180$ м, а за эффективную толщину пласта $h = h_0 \cdot 0,882 = 17 \times 0,882 = 15$ м. Тогда $S = bh = 180 \cdot 15 = 2700$ м².

По формуле (5.14) с учетом того, что $q_{\text{воз}} = 0,46$ м³/с = 40×10^3 м³/сут

$$v_{\phi} = \frac{40 \cdot 10^3}{2700 \cdot 313,6 \cdot 0,864 \cdot 10^5} = 0,547 \cdot 10^{-6} \text{ м/с} = 0,04724 \text{ м/сут}.$$

По условию задачи в начальной стадии ВВГ скорость фронта конвекции $v_{\tau} = 1,5 v_{\phi} = 1,5 \cdot 0,04724 = 0,07086$ м/сут.

Перейдем к определению температуры T_{III} в зоне III, учитывая, что по условию задачи температура в зоне окислительной реакции II задана и остается в течение всего процесса ВВГ постоянной, равной $T_* = 330$ °С.

Вначале получим формулу для текущего ухода тепла из зоны III в кровлю и подошву пласта. В соответствии с условием задачи и ее схематизацией будем считать, что температуры в зонах I и IV равны пластовой, так что $T_I = T_{IV} = T_{пл}$. Будем также приближенно принимать, что средняя температура в зоне III остается неизменной в течение всей начальной стадии процесса ВВГ. Если бы температура в зоне I была равной температуре в зоне III, т. е. при $0 \leq x \leq x_{\tau}$ значение $T = T_{III}$, то тепловые потери в кровлю и подошву пласта за счет теплопроводности можно определить по формуле

$$q_{\tau III}^1 = \int_0^t \frac{2\lambda_{\tau}(T_{III} - T_{пл})v_{\tau}bd\tau}{[\pi\kappa_{\tau}(t - \tau)]^{1,2}}. \quad (5.16)$$

Однако согласно схеме, представленной на рис. 67, температура при $x \leq x_{\phi}$ снижается скачком до пластового значения. Если же рассматривать только уход тепла из зоны III, то необходимо принимать, что уже при $x \leq x_{\phi}$ температура снижается до пластовой. При этом нужно учитывать, что граница зон III и IV движется со скоростью v_{τ} , а граница зон II и III — со скоростью v_{ϕ} . Учитывая сказанное, получаем

$$\begin{aligned} q_{\tau III} &= \int_0^t \frac{2\lambda_{\tau}(T_{III} - T_{пл})v_{\tau}bd\tau}{[\pi\kappa_{\tau}(t - \tau)]^{1,2}} - \int_0^t \frac{2\lambda_{\tau}(T_{III} - T_{пл})v_{\phi}bd\tau}{[\pi\kappa_{\tau}(t - \tau)]^{1,2}} = \\ &= \frac{2\lambda_{\tau}\Delta T_{III}}{(\pi\kappa_{\tau})^{1,2}} \int_0^t \frac{(v_{\tau} - v_{\phi})bd\tau}{(t - \tau)^{1,2}}, \quad \Delta T = T_{III} - T_{пл}. \end{aligned} \quad (5.17)$$

По условию задачи $v_{\tau} = 1,5$, $v_{\phi} = \text{const}$. Следовательно, $v_{\tau} - v_{\phi} = 0,5 v_{\phi}$. В этом случае

$$\begin{aligned} q_{\tau III} &= \frac{2\lambda_{\tau}\Delta T_{III}0,5v_{\phi}b}{(\pi\kappa_{\tau})^{1,2}} \int_0^t \frac{d\tau}{(t - \tau)^{1,2}} = \\ &= 2\lambda_{\tau}\Delta T_{III}bv_{\phi} \left(\frac{t}{\pi\kappa_{\tau}} \right)^{1,2}. \end{aligned} \quad (5.18)$$

В более общем же случае, когда существует другое, но постоянное отношение v_{τ}/v_{ϕ} , имеем

$$q_{\tau III} = 2\lambda_{\tau}\Delta T_{III}bv_{\phi} \left(\frac{v_{\tau}}{v_{\phi}} - 1 \right) \left(\frac{t}{\pi\kappa_{\tau}} \right)^{1,2}. \quad (5.19)$$

В соответствии с условием задачи зона окислительной реакции с не изменяющейся во времени шириной $\Delta\xi$ и температурой T_* движется в пласте также со скоростью v_Φ .

Обозначим через t_* время, за которое фронт горения проходит в пласте расстояния $\Delta\xi$. В этом случае $t_* = \Delta\xi/v_\Phi$.

Выражение для текущих тепловых потерь из зоны II пласта в кровлю и подошву получаем аналогично формуле (5.17). Имеем

$$\begin{aligned} q_{\text{тII}} &= \frac{2\lambda_\tau b v_\Phi (T_* - T_{\text{пл}})}{(\pi\kappa_\tau)^{1/2}} \left[\int_0^t \frac{d\tau}{(t-\tau)^{1/2}} - \int_{t_*}^{t-t_*} \frac{d\tau}{(t-\tau)^{1/2}} \right] = \\ &= \frac{2\lambda_\tau b v_\Phi \Delta T_*}{(\pi\kappa_\tau)^{1/2}} \left[\int_0^t -2\sqrt{t-\tau} - \int_{t_*}^{t-t_*} -2\sqrt{t-\tau} \right] = \\ &= \frac{2\lambda_\tau b v_\Phi \Delta T_*}{(\pi\kappa_\tau)^{1/2}} [2\sqrt{t} + 2\sqrt{t_*} - 2\sqrt{t-t_*}]. \end{aligned}$$

При $t \gg t_*$ имеем

$$q_{\text{тII}} = 4\lambda_\tau b v_\Phi \Delta T_* \left(\frac{t_*}{\pi\kappa_\tau} \right). \quad (5.20)$$

Поскольку согласно условию задачи из зон I и IV тепло не уходит в кровлю и подошву пласта ($T_I = T_{IV} = T_{\text{пл}}$), то при $t \gg t_*$ полные тепловые потери в кровлю и подошву q_τ можно определить следующим образом:

$$\begin{aligned} q_\tau &= q_{\text{тII}} + q_{\text{тIII}} = 2\lambda_\tau b v_\Phi \left[\Delta T_{\text{III}} \left(\frac{t}{\pi\kappa_\tau} \right)^{1/2} + \right. \\ &\quad \left. + 2\Delta T_* \left(\frac{t_*}{\pi\kappa_\tau} \right)^{1/2} \right]. \end{aligned} \quad (5.21)$$

Тепловые потери в кровлю и подошву пласта Q_τ , накопленные ко времени t , получают интегрированием (5.21). Имеем

$$\begin{aligned} Q_\tau &= Q_{\text{тII}} + Q_{\text{тIII}} = 4\lambda_\tau b \Delta T_* v_\Phi \left(\frac{t_*}{\pi\kappa_\tau} \right)^{1/2} t + \\ &\quad + \frac{4}{3} \lambda_\tau b v_\Phi \Delta T_{\text{III}} \frac{t^{3/2}}{(\pi\kappa_\tau)^{1/2}}. \end{aligned} \quad (5.22)$$

В соответствии со схемой процесса ВВГ, представленной на рис. 67, для количества тепла $Q_{\text{пл}}$, накопленного к моменту времени t в самом пласте, имеем следующую формулу:

$$\begin{aligned} Q_{\text{пл}} &= c_\tau \rho_\tau (1-m) bh \Delta T_{\text{III}} (v_\tau - v_\Phi) t + \\ &\quad + mc_{\text{в}} \rho_{\text{в}} s_{\text{III}} \Delta T_{\text{III}} (v_\tau - v_\Phi) bht + \\ &\quad + m(c_{\text{р}} \rho_{\text{п}} + c_\tau \rho_\tau) (1-s_{\text{III}}) bh \Delta T_{\text{III}} (v_\tau - v_\Phi) t + \\ &\quad + c_\tau \rho_\tau (1-m) \Delta T_* bh \Delta \xi, \end{aligned} \quad (5.23)$$

где s_{II} и s_{III} — соответственно насыщенности водой в зонах *II* и *III*. Количество тепла Q_* , выделившегося в пласте к моменту времени t в результате реакции горения, выражается следующим образом:

$$Q_* = z_r A b h (v_{\Phi} t - \Delta \xi). \quad (5.24)$$

Согласно балансу тепла имеем

$$Q_* = Q_r + Q_{пл}. \quad (5.25)$$

Как видно из структуры формул, с помощью которых определяли Q_* , Q_r и $Q_{пл}$, члены, входящие в указанные выше величины, по-разному зависят от времени t . Это означает, что либо в случае постоянства ΔT_* и ΔT_{III} в зоне *III* будет изменяться насыщенность s_{III} пласта жидкой водной фазой, либо в случае существования в зоне *III* только перегретого пара ΔT_{III} не останется постоянной. Однако при сравнительно небольшом продвижении в пласте фронта горения ΔT_{III} может изменяться в сравнительно небольших пределах, так что приближенно в этих случаях можно считать, что ΔT_{III} равна среднему значению $\overline{\Delta T_{III}}$ в зоне *III* и постоянна в течение рассматриваемого времени протекания ВВГ.

Расчет технологических показателей ВВГ начнем с зоны *IV*, в которой необходимо определить насыщенности зоны нефтью, газами горения и водой и, как наиболее важный показатель, скорость фильтрации воды v_{BIV} в зоне *IV*.

Для этого рассмотрим совместное движение газов горения, нефти и воды в зоне *IV*.

Обозначая насыщенность зоны *IV* газами горения s_{rIV} водой s_{iV} , нефтью $s_{нIV}$, имеем

$$s_{rIV} + s_{нIV} + s_{iV} = 1. \quad (5.26)$$

Для скоростей фильтрации соответствующих веществ известны следующие выражения:

$$v_r = - \frac{k k_r (s_r)}{\mu_r} \frac{\partial p}{\partial x}, \quad v_n = - \frac{k k_n (s_n)}{\mu_n} \frac{\partial p}{\partial x},$$

$$v_B = - \frac{k k_B (s_B)}{\mu_B} \frac{\partial p}{\partial x}, \quad (5.27)$$

где k_r , k_n и k_B — относительные проницаемости соответственно для газа, нефти и воды.

Примем, исходя из условия задачи, что относительные проницаемости в зоне *IV* для газов, нефти и воды линейно зависят от соответствующих насыщенностей, а именно

$$k_r = \frac{s_r - s_{r0}}{1 - s_{св}}, \quad k_n = \frac{s_* - s - s_r}{1 - s_{св}}, \quad k_B = \frac{s - s_{св}}{1 - s_{св}}, \quad (5.28)$$

где s_{r0} — насыщенность пористой среды газом, при которой проницаемость для газа равна нулю; $s_{св}$ — насыщенность пласта связанной водой; s_* — водогазонасыщенность, при которой проницаемость для нефти становится равной нулю.

Из зоны *III* в зону *IV* входит количество нефти, пропорциональное скорости v_T , а также первоначальному содержанию нефти в пласте за вычетом количества сгоревшего кокса, так что

$$v_H = \left(m s_{H0} - \frac{z_T}{\rho_K} \right) v_T, \quad (5.29)$$

где ρ_K — плотность кокса.

Вычислим v_{HIV} . Принимая $\rho_K = 0,95 \cdot 10^3$ кг/м³ и учитывая, что $m = 0,22$; $s_{H0} = 0,93$; $s_{CB} = 0,07$; $v_T = 1,5 v_\Phi = 0,07086$ м/сут, получим

$$v_{HIV} = \left(0,22 \cdot 0,93 - \frac{28}{0,95 \cdot 10^{-3}} \right) 0,07086 = 0,0124 \text{ м/сут.}$$

Составим отношение

$$\frac{v_T}{v_{HIV}} = \frac{\mu_H (s_{rIV} - s_{r0})}{\mu_T (s_* - s_{IV} - s_{rIV})}. \quad (5.30)$$

Будем полагать, согласно закону идеальных газов, при среднем давлении в пласте $\bar{p} = 10^7$ Па, что

$$v_{rIV} = v_{r0} \frac{p_0}{p} = \frac{40 \cdot 10^3 \cdot 10^5}{180 \cdot 15 \cdot 10^7} = 0,1481 \text{ м/сут.}$$

При $s_{r0} = 0,05$ значение $s_* = 0,95$. Учитывая, что в зоне *IV* $\mu_H = 100$ мПа·с, $\mu_T = 0,02$ мПа·с, в соответствии с формулой (5.30) получаем

$$\frac{0,1481}{0,0124} = \frac{100 (s_{rIV} - 0,05)}{0,02 (0,95 - s_{IV} - s_{rIV})}.$$

Выишем отношение

$$\frac{v_{BIV}}{v_{HIV}} = \frac{\mu_H (s_{IV} - s_{CB})}{\mu_B (s_* - s_{IV} - s_{rIV})}. \quad (5.31)$$

Из этого отношения получаем выражение для v_{BIV} :

$$v_{BIV} = \frac{1,24 (s_{IV} - 0,07)}{0,9 - s_{IV}}. \quad (5.32)$$

Таким образом, на основе теории установившегося трехфазного течения в зоне *IV* получены уравнения (5.30) и (5.31) для определения трех неизвестных v_{BIV} , s_{IV} и s_{rIV} . Недостающее третье уравнение получаем на основе выражения для скорости конвективного переноса тепла на границе зон *III* и *IV* в виде

$$v_T = \frac{c_T \rho_T v_T + c_H \rho_H v_H + c_B \rho_B v_B}{c_T \rho_T (1 - m) + m [c_H \rho_H (1 - s - s_r) + c_B \rho_B s + c_T \rho_T s_r]}. \quad (5.33)$$

Систему уравнений (5.30), (5.31) и (5.33) будем решать методом последовательных приближений.

Из приведенного отношения для v_{rIV}/v_{nIV} получаем

$$\frac{v_{rIV}}{v_{nIV}} = \frac{0,1481}{0,0124} = 11,94 = \frac{5000(s_{rIV} - 0,05)}{0,95 - s_{rIV} - s_{rIV}}$$

Положим в качестве первого приближения $s_{rIV} = 0$. Тогда в первом приближении

$$11,94 = \frac{5000(s_{rIV} - 0,05)}{0,95 - s_{rIV}}; \quad s_{rIV} = 0,052.$$

Учитывая значение s_{rIV} и плотности газов в формуле (5.33), можно пренебречь членом $c_r \rho_r s_r$.

Подставим в выражение (5.33) формулу (5.32) и соответствующие числовые значения входящих в нее величин. Имеем, полагая $c_{rIV} = 0,5c_b$,

$$c_r \rho_r v_{rIV} = c_r \rho_{r0} v_{r0} = 1 \cdot 1,3 \cdot \frac{40 \cdot 10^3}{180 \cdot 15} = 19,26 \text{ кДж}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C} \cdot \text{сут}),$$

$$c_n \rho_n v_{nIV} = 2,095 \cdot 0,85 \cdot 10^3 \cdot 0,0124 = 22,08 \text{ кДж}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C} \cdot \text{сут}),$$

$$c_r \rho_r (1 - m) = 2,45 \cdot 10^3 \text{ кДж}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C}),$$

$$m c_{b0} s_{rIV} = 0,22 \cdot 4,19 \cdot 10^3 s_{rIV} = 0,9218 \cdot 10^3 s_{rIV} \text{ кДж}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C}),$$

$$m c_n \rho_n (1 - s_{rIV} - s_{rIV}) = 0,3918 (0,948 - s) 10^3 \text{ кДж}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C}),$$

$$0,07086 = \frac{19,26 + 22,08 + 4,19 \cdot 10^3 \frac{0,24(s_{rIV} - 0,07)}{0,9 - s_{rIV}}}{2,45 \cdot 10^3 + 0,3918(0,948 - s_{rIV}) 10^3 + 0,9418 \cdot 10^3}$$

$$\text{или } 38,97 s_{rIV}^2 + 5320 s_{rIV} - 506,4 = 0.$$

Решая это квадратное уравнение, получаем $s_{rIV} = 0,095$.

При определении s_{rIV} в первом приближении было принято, что $s_{rIV} = 0$. Тогда $s_{rIV} = 0,052$. При уточнении этого значения с учетом того, что $s_{rIV} = 0,095$, получим $s_{rIV} = 0,0519$. Таким образом, разница между первым и вторым приближением находится в четвертом знаке.

Итак, получаем следующие значения насыщенностей в зоне IV: $s_{rIV} = 0,052$; $s_{rIV} = 0,095$; $s_{nIV} = 1 - s - s_r = 0,853$. Следовательно, зона IV в основном будет занята нефтью, через которую тонкими слоями протекают газы горения и вода.

Определим скорость фильтрации воды v_{wIV} по формуле (5.32).

Имеем

$$v_{wIV} = \frac{1,24(0,0095 - 0,07)}{0,9 - 0,095} = 0,03851 \text{ м/сут.}$$

Расход воды, фильтрующейся в зоне IV,

$$q_{wIV} = v_{wIV} s = 0,03851 \cdot 180 \cdot 15 = 104 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Из механизма процесса ВВГ и его схемы (см. рис. 67) следует, что водовоздушное отношение будет различным в разных зонах пласта.

Принимая приближенно, что расход газов горения равен расходу воздуха, для водовоздушного отношения $\lambda_{\text{вв}}$ в зоне *IV* получаем следующее значение:

$$\lambda_{\text{ввIV}} = \frac{104}{40 \cdot 10^3} = 2,6 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Перейдем к определению параметров ВВГ в зоне *III*.

Вычислим приращение средней температуры $\Delta \bar{T}_{\text{III}} = \Delta T_{\text{III}} = T_{\text{III}} - T_{\text{пл}}$ в зоне *III* при $x_{\text{г}} = 75$ м и $x_{\text{ф}} = 50$ м. Соответствующее указанному значению $x_{\text{ф}}$ время t_1 можно определить следующим образом:

$$t_1 = \frac{x_{\text{ф}}}{v_{\text{ф}}} = \frac{50}{0,04724} = 1058,4 \text{ сут.}$$

Вычислим $Q_*(t)$ по формуле (5.24). Имеем $Q_*(t_1) = 28 \cdot 25,14 \times \times 10^3 \cdot 180 \cdot 15 (50 - 1) = 93,13 \cdot 10^9$ кДж.

Количество тепла, ушедшего в кровлю и подошву пласта ко времени t_1 , определим по формуле (5.22). Получаем

$$\begin{aligned} Q_{\text{г}}(t_1) &= \lambda_{\text{г}} b v_{\text{ф}} \left[4 \Delta T_* \left(\frac{t_*}{\pi x_{\text{г}}} \right)^{1,2} t + \frac{4}{3} \Delta T_{\text{III}} \frac{t_1}{(\pi x_{\text{г}})^{1,2}} \right] = \\ &= 2,592 \cdot 10^2 \cdot 180 \cdot 0,04724 \left[4 \cdot 300 \left(\frac{21,17}{3,14 \cdot 0,07776} \right)^{1,2} 1058,4 + \right. \\ &+ \left. \frac{4}{3} \Delta T_{\text{III}} \frac{1058,4^{3,2}}{(3,14 \cdot 0,07776)^{1,2}} \right] = 23,33 \cdot 10^9 (1,117 + 0,00878 \Delta T_{\text{III}}); \\ t_* &= \frac{1}{0,04724} = 21,17 \text{ сут.} \end{aligned}$$

Определять $Q_{\text{пл}}(t_1)$ по формуле (5.23) затруднительно, так как заранее неизвестно, присутствует ли в зоне *III* вода в жидкой фазе или она существует только в виде пара. Поэтому находить ΔT_{III} и возможную насыщенность s_{III} жидкой водной фазой в зоне *III* будем также путем последовательных приближений.

В качестве первого приближения положим $s_{\text{III}} \approx 0$, т. е. будем считать, что вода в зоне *III* находится в виде насыщенного пара. Тогда, пренебрегая третьим и пятым членами в формуле (5.23), получаем

$$\begin{aligned} Q_{\text{пл}}(t) &\approx c_{\text{г}} \rho_{\text{г}} (1 - m) b h \Delta T_{\text{III}} 0,5 v_{\text{ф}} t + \\ &+ c_{\text{г}} \rho_{\text{г}} (1 - m) \Delta T_* b h \Delta \xi = 2,45 \cdot 10^3 \cdot 180 \cdot 15 \Delta T_{\text{III}} \times \\ &\times 0,5 \cdot 0,04724 \cdot 1058,4 + 2,45 \cdot 10^3 \cdot 180 \cdot 15 \cdot 300 \cdot 1 = \\ &= 0,1654 \cdot 10^9 \Delta T_{\text{III}} + 1,98 \cdot 10^9. \end{aligned}$$

Используя уравнение теплового баланса (5.25), имеем

$$93,13 = 26,06 + 0,2048 T_{\text{III}} + 0,1654 T_{\text{III}} + 1,98;$$

$$65,09 = 0,3702 \Delta T_{\text{III}}; \quad \Delta T_{\text{III}} = 176 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$T_{\text{III}} = 176 + 30 = 206 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Таким образом, в первом приближении температура в зоне III равна 206 °С. Определим, насколько верно предположение о том, что $s_{III} = 0$. Если $s_{III} = 0$, то вода в зоне III должна переноситься в зону IV в парообразном состоянии.

Парциальное давление p_{II} насыщенного водяного пара в смеси с газами горения можно определить по следующей формуле:

$$p_{II} = 10^{-3}T^4. \quad (5.34)$$

В формуле (5.34) p_{II} выражено в Па, а T в °С.

На основе законов идеальных газов имеем для массового содержания g_{II} пара в объеме V следующее выражение:

$$g_{II} = \frac{10^{-3}T^4 M_B V}{R(T + 273,2)}, \quad (5.35)$$

где M_B — молекулярная масса воды (пара), кг/моль; R — универсальная газовая постоянная ($R = 8,31 \cdot 10^3$ Дж/кмоль · °С).

Для массового содержания газов соответственно получаем

$$g_r = \frac{(p - 10^{-3}T^4) M_r V}{R(T + 273,2)}, \quad (5.36)$$

где M_r — молекулярная масса газов горения, кг/кмоль. При $T = 206$ °С по формулам (5.35) и (5.36) при $V = 1$ м³ и с учетом того, что $M_r = 30$ кг/кмоль, $\rho_{r0} = 1,3$ кг/м³, имеем

$$g_{II} = \frac{10^{-3} \cdot 206^4 \cdot 18 \cdot 1}{8,31 \cdot 10^3 (206 + 273,2)} = 8,14 \text{ кг};$$

$$g_r = \frac{(10^7 - 10^{-3} \cdot 206^4) 30 \cdot 1}{8,31 \cdot 10^3 \cdot 479,2} = 61,77 \text{ кг} = 47,52 \text{ м}^3.$$

Таким образом, в зоне III на 47,52 м³ газов будет приходиться 8,14 кг воды в виде пара. Следовательно, в 1000 м³ газов будет содержаться 0,1713 м³ воды. Если расход газов приблизительно принять равным расходу воздуха, т. е. $q_{воз} = 40 \cdot 10^3$ м³/сут, то в паровой фазе через зону III может переноситься воды в паровой фазе только $0,1713 \cdot 40 = 6,852$ м³/сут.

Через зону IV для обеспечения заданной скорости конвекции v_t должно, как было вычислено, переноситься воды 10 м³/сут. Следовательно, через зону III должно переноситься довольно много воды в жидкой фазе. В качестве второго приближения примем $s_{III} = 1$. Тогда для $Q_{пл}(t)$ будем иметь выражение

$$Q_{пл}(t) \approx c_{tr} \rho_r (1 - m) bh \Delta T_{III} 0,5 v_{\phi} t + c_{tr} \rho_r (1 - m) \Delta T_* bh \Delta \xi + \\ + m c_{в} \rho_{в} bh \Delta T_{III} 0,5 v_{\phi} t = 0,2276 \cdot 10^9 \Delta T_{III} + 1,98 \cdot 10^9.$$

По второму приближению из теплового баланса находим

$$93,13 = 26,06 + 0,2048 \Delta T_{III} + 0,2276 \Delta T_{III} + 1,98;$$

$$65,09 = 0,4324 \Delta T_{III}; \quad \Delta T_{III} = 151 \text{ °С}; \quad T_{III} = 181 \text{ °С}.$$

Средняя между первым и вторым приближением температура \bar{T}_{III} в зоне III составит $\bar{T}_{III} = (206 + 181)/2 = 193,5$ °С.

Определим насыщенность s_{III} жидкой водной фазой в зоне III , принимая $T_{III} = \bar{T}_{III}$ и исходя из тех же гидродинамических предположений, что и при определении насыщенностей в зоне IV .

Имеем для отношения скорости фильтрации газов к скорости фильтрации воды в зоне III выражение

$$\frac{v_{гIII}}{v_{вIII}} = \frac{k_{г}\mu_{в}}{k_{в}\mu_{г}}. \quad (5.37)$$

Принимая

$$k_{г} = \frac{s_* - s}{s_* - s_{св}}, \quad k_{в} = \frac{s - s_{св}}{s_* - s_{св}},$$

имеем

$$\frac{v_{гIII}}{v_{вIII}} = \frac{\mu_{в}(s_* - s_{III})}{\mu_{г}(s_{III} - s_{св})}.$$

Для $v_{г}$ имеем выражение

$$v_{г} = \frac{v_{г0}\rho_0(\bar{T}_{III} + 273,2)}{\bar{\rho}(273,2 + T_{пл})}.$$

Обозначим

$$a = \frac{v_{г0}\rho_0(\bar{T}_{III} + 273,2)\mu_{г}}{\bar{\rho}(273,2 + 30)\mu_{в}v_{вIII}}.$$

Учтем то, что в газовой фазе находятся не только газы горения, но и пары воды.

Поэтому $q_{г0} = 40 \cdot 10^3 (61,77 + 8,14)/61,77 = 45,3 \cdot 10^3$ м³/сут. Соответственно $q_{вIII} = 104 - 6,852 = 97,15$ м³/сут. Тогда с учетом того, что $T = 193,5$ °С, $\mu_{в} = 0,5$ мПа·с,

$$a = \frac{45,3 \cdot 10^3 \cdot 10^5 \cdot 466,2 \cdot 0,02}{10^7 \cdot 303,2 \cdot 0,5 \cdot 97,148} = 0,2868.$$

Из приведенных формул получаем

$$s_{III} = \frac{s_* + as_{св}}{a + 1} = \frac{0,95 + 0,2868 \cdot 0,07}{1,2868} = 0,754.$$

Объем зоны III увеличивается со скоростью $v_{т} - v_{ф} = 0,5 v_{ф}$. Расход воды Δq_{III} , необходимый на приращение содержания воды в зоне III , определяем следующим образом:

$$\begin{aligned} \Delta q_{III} &= mbh(v_{т} - v_{ф})s_{III} + (g_{II}/\rho_{II})g_{II}(v_{т} - v_{ф})mbh = \\ &= 0,22 \cdot 2,7 \cdot 10^3 \cdot 0,5 \cdot 0,04724(0,754 + 0,00814) = \\ &= 0,01403 \cdot 10^3 \cdot 0,7621 = 10,70 \text{ м}^3/\text{сут}. \end{aligned}$$

Таким образом, в зону III из зон I и II должна поступать с расходом $q_{вIII} = q_{вIV} + \Delta q_{вIII} = 104 + 10,7 = 114,7$ м³/сут.

Определим водонасыщенность в зоне I . Водонасыщенность в зоне II , незначительную по размерам, не изменяющуюся во времени, не будем учитывать.

Из зоны I в зоны II и III должна перетекать вода при расходе $q_{вI} = q_{вIII} = 114,7 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Аналогично предыдущему имеем

$$\frac{q_{гI}}{q_{вI}} = \frac{\mu_{в}(s_* - s_1)}{\mu_{г}(s_1 - s_{св})};$$

$$q_{гI} = \frac{q_{г0} \rho_0}{\rho} = \frac{40 \cdot 10^3 \cdot 10^5}{10^7} = 400 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}};$$

$$\frac{q_{гI} \mu_{г}}{q_{вI} \mu_{в}} = \frac{400 \cdot 0,02}{114,7 \cdot 1} = 0,06975.$$

Отсюда $s_1 = 0,893$.

Прибавление расхода воды $\Delta q_{вI}$ на заполнение зоны I определяем следующим образом:

$$q_{вI} = mbh v_{ф} s_1 = 0,22 \cdot 2,7 \cdot 10^3 \cdot 0,04724 \cdot 0,892 = 25,06 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Следовательно, расход воды $q_{в}$ в сечении $x = 0$, т. е. на входе в пласт,

$$q_{в} = q_{вI} + \Delta q_{вI} = 114,7 + 25,06 \approx 140 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Таким образом, водовоздушное отношение $\lambda_{вв}$ при входе в пласт составит

$$\lambda_{вв} = 140 / (40 \cdot 10^3) = 3,5 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Определим время безводной эксплуатации элемента, дебиты нефти и воды, а также газовый фактор в добывающей скважине.

Поскольку скорость фильтрации воды $v_{вIV}$ в зоне IV равна $0,03851 \text{ м}/\text{сут}$, а водонасыщенность $s_{IV} = 0,095$, то скорость движения воды в зоне IV

$$\omega_{вIV} = \frac{v_{вIV}}{ms_{IV}} = \frac{0,03851}{0,22 \cdot 0,095} = 1,8426 \text{ м}/\text{сут}.$$

Расстояние, равное $l = 400 \text{ м}$, вода пройдет за время \bar{t} . При этом $\bar{t} = l / \omega_{вIV} = 400 / 1,8426 = 217,08 \text{ сут}$.

Следовательно, период безводной эксплуатации будет длиться всего $218,08 \text{ сут}$.

Поскольку скорость фильтрации нефти $v_{нIV}$ в зоне IV равна $0,0124 \text{ м}/\text{сут}$, то расход нефти $q_{нIV} = 0,0124 \cdot 2,7 \cdot 10^3 = 33,5 \text{ м}^3/\text{сут}$, а расход воды $q_{вIV} = 104 \text{ м}^3/\text{сут}$. Учитывая, что в добывающую скважину поступают нефть, вода и газы из противоположного симметрично расположенного элемента, то полный дебит нефти $q_{н} = 67 \text{ м}^3/\text{сут}$, дебит воды $q_{в} = 208 \text{ м}^3/\text{сут}$, дебит газа $q_{г} = 80 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{сут}$.

В безводный период эксплуатации дебит нефти по скважине $q_{нс} = 67 + 208 = 275 \text{ м}^3/\text{сут}$. В водный период начальной стадии ВВГ дебит нефти в добывающей скважине $q_{нс} = 67 \text{ м}^3/\text{сут}$, дебит воды $208 \text{ м}^3/\text{сут}$. Следовательно, обводненность $\nu = 208 / 275 = 0,756$. Если учесть, что в 1 м^3 нефти нефтяного газа содержится 30 м^3 , то в безводный период нефтяного газа будет добываться

$30 \cdot 275 = 8,25 \cdot 10^3$ м³/сут. Суммарный (по углеводородному и по газам горения) газовый фактор в безводный период эксплуатации

$$\Gamma_0 = \frac{40 \cdot 10^3 + 8,25 \cdot 10^3}{275} = 175,4 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

В водный период эксплуатации суммарный газовый фактор можно определить следующим образом:

$$\Gamma = \frac{40 \cdot 10^3 + 30 \cdot 67}{67} = 627 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Суммарный газовый фактор в расчете на нефть и воду

$$\Gamma_1 = \frac{40 \cdot 10^3 + 30 \cdot 67}{275} = 153 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Расчет установившейся стадии процесса ВВГ.

Согласно условию задачи предполагается, что после создания в части элемента пласта, прилегающей к нагнетательной скважине, высокотемпературной зоны — парового плато, процесс ВВГ ведется при условии $v_\phi = v_r$. Технологически это осуществляется путем уменьшения расхода закачиваемой в элемент воды при сохранении расхода закачиваемого воздуха, т. е. при уменьшении $\lambda_{вв}$.

В случае установившегося ВВГ, когда уход тепла в кровлю и подошву пласта из зоны III становится постоянным, получаем (аналогично предыдущим выкладкам) следующее выражение для тепловых потерь из зоны III при $t \ll t_y$:

$$q_{тIII} = 4\lambda_r b v_\phi \Delta T_{IIIy} \left(\frac{t_y}{\pi \lambda_r} \right)^2,$$

где T_{IIIy} — приращение температуры в зоне III при установившемся ВВГ; t_y — время, за которое в пласте может быть создано паровое плато длиной $\Delta \zeta$ при установившемся ВВГ.

Расход тепла из зоны II определяют по той же формуле (5.20). Таким образом, суммарное текущее количество тепла q_r , уходящего из зон II и III, т. е., по сути дела, полное количество тепла, уходящего в кровлю и подошву, определяем по формуле

$$q_r = q_{тII} + q_{тIII} = 4\lambda_r b v_\phi \left[\Delta T_{IIIy} \left(\frac{t_y}{\pi \lambda_r} \right)^2 + \Delta T_* \left(\frac{t_*}{\pi \lambda_r} \right)^2 \right]. \quad (5.38)$$

Как видно, q_r постоянен и не зависит от текущего времени t . Текущее количество поступившего в пласт тепла q_* в результате реакции горения находится дифференцированием выражения (5.24), т. е.

$$q_* = \frac{dQ_*}{dt} = z_r A b h v_\phi. \quad (5.39)$$

Поскольку при установившемся ВВГ тепло в самом пласте не накапливается, то $q_T = q_*$. Приравнявая (5.38) и (5.39), получаем

$$\frac{4\lambda_T}{(\pi\kappa_T)^{1/2}} (\Delta T_{III} t_y^{1/2} + \Delta T_* t_*^{1/2}) = z_T A h; \quad t_y = \frac{\Delta \zeta}{v_\phi}.$$

Отсюда

$$\Delta T_{III} = \left(\frac{\Delta \zeta}{v_\phi} \right)^{-1.2} \left[\frac{z_T A h (\pi\kappa_T)^{1/2}}{4\lambda_T} - \Delta T_* t_*^{1/2} \right], \quad (5.40)$$

где $\Delta \zeta$ — длина высокотемпературной зоны III, определяемая при расчете параметров в начальной стадии процесса ВВГ.

Как было показано в § 1, за начальную стадию создания ВВГ фронт конвекции продвинулся на расстояние $x_T = 75$ м, а фронт горения — на расстояние $x_\phi = 50$ м, так что $\Delta \zeta = x_T - x_\phi = 25$ м. Тогда $t_y = 25/0,04724 = 529$ сут.

Выше было определено, что $t_* = 21,17$ сут. По формуле (5.40) получаем

$$\Delta T_{III} = (529)^{-1/2} \left[\frac{28 \cdot 25 \cdot 14 \cdot 10^3 \cdot 15 \cdot (3,14 \cdot 0,07776)^{1/2}}{4 \cdot 2,592 \cdot 10^2} - 300(21,17)^{1/2} \right] = 159 \text{ } ^\circ\text{C}; \quad T_{III} = 189 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Таким образом, температура в зоне III при установившемся ВВГ немного отличается от средней температуры в этой зоне в начальной стадии ВВГ, когда она составляет $193,5 \text{ } ^\circ\text{C}$.

При установившемся ВВГ $v_T = v_\phi$. Следовательно, из формулы (5.33) в этом случае получаем

$$v_\phi = \frac{c_T \rho_T v_T + c_H \rho_H v_H + c_B \rho_B v_B}{c_T \rho_T (1 - m) + m [c_H \rho_H (1 - s - s_T) + c_B \rho_B s + c_T \rho_T s]}. \quad (5.41)$$

В приведенной формуле изменяется значение v_H . Поскольку $v_T = v_\phi$, на основе (5.29) получаем

$$v_H = \left(m s_{H0} - \frac{z_T}{\rho_K} \right) v_\phi = \left(0,22 \cdot 0,93 - \frac{28}{0,95 \cdot 10^3} \right) 0,04724 = 0,008271 \text{ м/сут};$$

$$q_{H1} = 0,008271 \cdot 2,7 \cdot 10^3 = 22,33 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Дебит нефти q_H , притекающей к добывающей скважине с двух сторон, $q_H = 2 q_{H1} = 44,66 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Значение $c_H \rho_H v_H = 2,095 \cdot 0,85 \cdot 10^3 \cdot 0,008271 = 14,73 \text{ кДж}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$.

Используя значения остальных величин, входящих в (5.41), приходим к квадратному уравнению для определения s_{IVy} :

$$25,982 s_{IVy}^2 + 3541,9 s_{IVy} - 331,97 = 0.$$

Отсюда

$$s_{IV} = 0,0943;$$

$$v_B = \frac{0,8271(0,0943 - 0,07)}{0,9 - 0,0943} = 0,02495 \text{ м/сут};$$

$$q_{BIV} = 0,02495 \cdot 180 \cdot 15 = 67,37 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Таким образом, расход воды, поступающей в зону *IV* из зоны *III* в стадии установившегося ВВГ, снижается по сравнению с начальной стадией ВВГ в 1,54 раза.

При установившемся ВВГ размер зоны *III* не изменяется. Изменение водонасыщенности в зоне *III* при переходе от начальной стадии ВВГ к установившемуся ВВГ не учитываем. Рассчитаем изменение водонасыщенности в зоне *I* и расход воды Δq_{BIV} , необходимый для заполнения зоны *I* по мере продвижения фронта горения. Используя те же соображения, что и в § 1, имеем

$$\frac{q_{GI}}{q_{BIV}} = \frac{\mu_B (s_* - s_{IV})}{\mu_G (s_{IV} - s_{CB})}.$$

Отсюда

$$\frac{q_{GI} \mu_G}{q_{BIV} \mu_B} = \frac{400 \cdot 0,02}{28,5 \cdot 1} = 0,2807;$$

$$s_{IV} = 0,757;$$

$$\Delta q_{BIV} = mbh v_{\phi} s_{IV} = 0,22 \cdot 2,7 \cdot 10^3 \cdot 0,04724 \cdot 0,757 = 21,24 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Полный расход воды, закачиваемой в пласт на стадии установившегося ВВГ,

$$q_{BIV} = 67,37 + 21,24 = 88,61 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Водовоздушное отношение на этой стадии

$$\lambda_{BIV} = \frac{88,61}{40 \cdot 10^3} = 2,215 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Таким образом, водовоздушное отношение при установившемся ВВГ уменьшено по сравнению с его значением в начальной стадии ВВГ почти в 1,6 раза.

Как было показано, на установившейся стадии ВВГ дебит нефти q_n составит 44 61 м³/сут, а дебит воды $q_B = 2 q_{BIV} = 134,74$ м³/сут, обводненность продукции $v = 134,74 / (134,74 + 44,61) = 0,751$. Следовательно, обводненность продукции несколько снизится по сравнению с обводненностью на начальной стадии ВВГ. Это снижение произойдет не сразу, а постепенно.

Определим время окончания разработки элемента пласта с применением ВВГ. Начальная стадия ВВГ завершится, когда $x_T = 75$ м, а $x_{\phi} = 50$ м. Это произойдет через 1058,4 сут с начала процесса ВВГ.

Чтобы фронт конвекции прошел расстояние в 400 м, т. е. до конца элемента, нужно, чтобы фронт горения продвинулся на

375 м. Следовательно, разработка элемента закончится за время

$$t_k = \frac{375}{0,04724} =$$

$$= 7938,2 \text{ сут} = 21,75 \text{ года.}$$

На рис. 68 показана зависимость дебита нефти и обводненности от времени для элемента скважины.

Задача 5.29К. В одном из вариантов разработки нефтяного месторождения с использованием ВВГ предполагается расположить скважины по семиточечной схеме (рис. 69) при расстоянии между нагнетательной и добывающими скважинами $r_k = 200$ м.

Среднее пластовое давление на месторождении $\bar{p} = 10^7$ Па; пористость пород продуктивного пласта $m = 0,25$; вязкость нефти $\mu_n = 50$ мПа·с, ее плотность $\rho_n = 0,85 \cdot 10^3$ кг/м³, вязкость закачиваемого в пласт воздуха предполагается равной вязкости газов горения $\mu_r = 0,02$ мПа·с.

Абсолютная проницаемость пород $k = 10^{-12}$ м²; толщина пласта $h_0 = 13,33$ м; относительные проницаемости для воздуха, газа, нефти и воды линейным образом зависят от соответствующих насыщенностей, так же как и в задаче 5.28К, но $s_{н0} = 0,95$, $s_{св} = 0,05$, $s_* = 0,95$, $s_{г0} = 0,05$. Пластовая температура довольно высока и составляет $T_{пл} = 60$ °С.

Теплофизические свойства пласта: $c_T = 1,3$ кДж/(кг·°С); $\lambda_T = 3,01$ Вт/(м·°С); $\kappa_T = 0,08$ м²/сут.

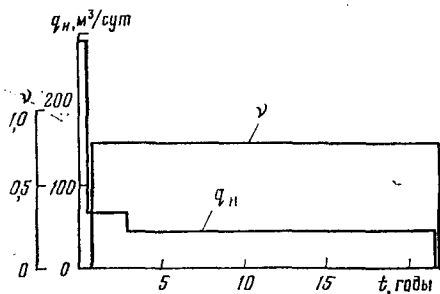


Рис. 68. Зависимость q_n и v от t для элемента пласта

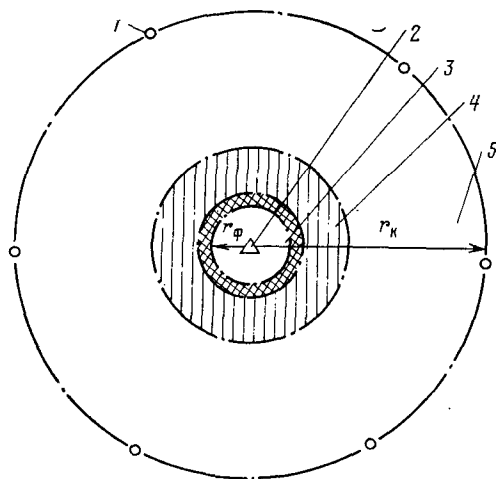


Рис. 69. Схема процесса ВВГ при семиточечном расположении скважин. Скважины:

1 — добывающая; 2 — нагнетательная. Зоны: 3 — I; 4 — III; 5 — IV

Плотность пород $\rho_T = 2,6 \cdot 10^3$ кг/м³.

Лабораторные исследования ВВГ показали, что содержание кокса в породах пласта $z_T = 25 \cdot 10^3$ кг/м³, теплота сгорания кокса $A = 25 \times 10^3$ кДж/кг; стехиометрический коэффициент $\alpha = 11,2$ м³/кг.

Технологически ВВГ решено осуществлять следующим образом.

Прежде всего в процессе иницирования горения вокруг скважины создается высокотемпературная зона радиусом $r_* = 20$ м в течение времени, равного t_* , путем закачки в нагревательную скважину воздуха с расходом $q_{\text{воз}} = 0,694$ м³/с = $60 \cdot 10^3$ м³/сут.

Затем при $t > t_*$ наступает начальная стадия ВВГ, в течение которой в пласте создается паровое плато. Расход воздуха в течение всего процесса разработки элемента пласта сохраняется неизменным и составляет $q_{\text{воз}} = 60 \cdot 10^3$ м³/сут.

В начальной стадии ВВГ осуществляется закачка в пласт воды одновременно с воздухом таким образом, чтобы «площадь конвекции» $S_T = \pi r_T^2$ (см. рис. 69) росла в два раза быстрее, чем выжженная площадь $S_{\text{фв}} = \pi r_{\text{ф}}^2$. Начальная стадия ВВГ заканчивается в момент времени, когда фронт горения достигает радиуса $r_{\text{ф}} = r_{\text{ф1}} = 50$ м.

После завершения начальной стадии ВВГ наступает стадия установившегося ВВГ, когда $dS_T/dt = dS_{\text{ф}}/dt$. Эта стадия длится до окончания разработки элемента пласта, когда $S_{\text{ф}} = \pi r_{\text{к}}^2$. Коэффициент охвата пласта процессом по толщине $\eta_{2T} = 0,9$ и по площади $\eta_{2\text{п}} = 0,9$.

Требуется определить среднюю температуру T_* в зоне II (см. рис. 69) при $t \leq t_*$, требуемые расходы закачиваемой в пласт воды и водовоздушные отношения в различных зонах, температуру в зоне III, дебиты нефти и воды в различные стадии процесса ВВГ для одного элемента пласта.

Р е ш е н и е. 1. Расчет технологических показателей начальной стадии ВВГ.

Будем считать, что в начальной стадии ВВГ движение всех веществ в элементе пласта является радиальным, охват пласта по площади — полный. Поэтому $h = h_0 \eta_{2T} = 13,33 \cdot 0,9 = 12$ м.

Получим формулы для определения скорости увеличения со временем выжженной площади $S_{\text{ф}}$ и площади конвекции S_T . Для выжженного объема пласта $V_{\text{ф}}$ и выжженной площади $S_{\text{ф}}$ имеем выражения

$$\frac{dV_{\text{ф}}}{dt} = \frac{q_{\text{воз}}}{R_{\text{воз}}}; \quad V_{\text{ф}} = S_{\text{ф}} h; \quad \frac{dS_{\text{ф}}}{dt} = \frac{q_{\text{воз}}}{h R_{\text{воз}}}. \quad (5.42)$$

Имеем далее

$$R_{\text{воз}} = \alpha z_T = 11,2 \cdot 25 = 280 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Вычислим насыщенности в зоне IV. По аналогии с задачей 5.28К для расхода нефти, перетекающей из зоны III в зону IV, имеем

выражение

$$q_{нIV} = \left(m S_{н0} - \frac{z_T}{\rho_K} \right) h \frac{dS_T}{dt}. \quad (5.43)$$

Поскольку по условию задачи в начальной стадии ВВГ $dS_T/dt = 2(dS_\Phi/dt)$, из (5.43) и (5.42) имеем

$$q_{нIV} = \left(m s_{н0} - \frac{z_T}{\rho_T} \right) 2h \frac{dS_\Phi}{dt} = 2 \left(0,25 \cdot 0,95 - \frac{25}{0,95 \cdot 10^3} \right) \times \\ \times \frac{q_{воз}}{R_{воз}} = 2 \left(0,25 \cdot 0,95 - \frac{25}{0,95 \cdot 10^3} \right) \frac{60 \cdot 10^3}{280} = 90,51 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Также по аналогии с задачей 5.28К имеем для отношения расхода газов горения $q_{гIV}$ в зоне IV к расходу нефти в этой зоне.

$$\frac{q_{гIV}}{q_{нIV}} = \frac{\mu_H}{\mu_G} \left(\frac{s_{гIV} - s_{г0}}{s_* - s_{IV} - s_{гIV}} \right).$$

Будем вычислять $s_{гIV}$ по предыдущей формуле методом последовательных приближений. В качестве первого приближения положим водонасыщенность в зоне IV равной нулю, т. е. $s_{IV} = 0$, а также расход газов горения равным расходу воздуха, т. е. $q_{гIV0} = 60 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{сут.}$ В пластовых условиях

$$q_{гIV} = q_{гIV0} \frac{p_0}{p} = 60 \cdot 10^3 \frac{1}{100} = 600 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Из предыдущей формулы получаем

$$\frac{q_{гIV}}{q_{нIV}} = \frac{600}{90,51} = 6,629 = \frac{50}{0,02} \left(\frac{s_{гIV} - 0,05}{0,95 - s_{гIV}} \right).$$

Отсюда в первом приближении $s_{гIV} = 0,0524$.

Для определения расхода воды в зоне IV используем соотношения, аналогичные (5.31) и (5.33). Имеем

$$h \frac{dS_T}{dt} = \frac{c_T \rho_T q_{гIV} + c_H \rho_H q_{нIV} + c_B \rho_B q_{BIV}}{c_T \rho_T (1 - m) + m [c_H \rho_H (1 - s_{IV} - s_{гIV}) + c_B \rho_B s_{IV} + c_{гIV} \rho_{гIV} s_{гIV}]}; \quad (5.44)$$

$$\frac{q_{BIV}}{q_{нIV}} = \frac{\mu_H (s_{IV} - s_{сн})}{\mu_B (s_* - s_{IV} - s_{гIV})}. \quad (5.45)$$

Вычислим значения величин, входящих в формулу (5.44). Получаем

$$c_T \rho_T q_{гIV} = c_T \rho_{г0} q_{г0} = 1 \cdot 1,3 \cdot 60 \cdot 10^3 = 78 \cdot 10^3 \text{ кДж}/(^\circ\text{C} \cdot \text{сут});$$

$$c_H \rho_H q_{нIV} = 2,095 \cdot 0,85 \cdot 10^3 \cdot 90,51 = 161,18 \cdot 10^3 \text{ кДж}/(^\circ\text{C} \cdot \text{сут});$$

$$c_T \rho_T (1 - m) = 1,3 \cdot 2,6 \cdot 10^3 \cdot 0,75 = 2,535 \cdot 10^3 \text{ кДж}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C});$$

$$m c_B \rho_B s_{IV} = 0,25 \cdot 4,19 \cdot 10^3 s_{IV} = 1,0475 \cdot 10^3 s_{IV};$$

$$m c_H \rho_H (1 - s_{IV} - s_{гIV}) = 0,25 \cdot 2,095 \cdot 0,85 \cdot 10^3 (1 - 0,0524 - s_{IV}) = \\ = 0,4452 \cdot 10^3 (0,9476 - s_{IV}).$$

Поскольку в начальной стадии ВВГ $h (dS_r/dt) = 2 (q_{\text{воз}}/R_{\text{воз}})$, после подстановки приведенных значений и выражений в (5.44) с учетом (5.45) имеем

$$0,4286 \cdot 10^3 = \frac{78 \cdot 10^3 + 161,18 \cdot 10^3 + 4,19 \cdot 10^3 \frac{50 \cdot 90,51 (s_{IV} - 0,05)}{0,8976 - s_{IV}}}{2,535 \cdot 10^3 + 1,0475 s_{IV} 10^3 + 0,4452 \cdot 10^3 (0,9475 - s_{IV})}$$

Последним членом в знаменателе правой части формулы (5.44) пренебрегаем ввиду его малости. Последнее выражение приводится к квадратному уравнению для s_{IV} , т. е.

$$s_{IV}^2 + 76,53 s_{IV} - 7,245 = 0.$$

Решая это уравнение, получаем, что $s_{IV} = 0,095$. Для расхода воды в зоне IV $q_{в IV}$ из уравнения (5.45) получаем

$$q_{в IV} = 90,51 \frac{(0,095 - 0,05) 50}{0,8976 - 0,095} = 253,7 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Определим уточненное значение $s_{r IV}$ с учетом того, что $s_{IV} = 0,095$. Имеем

$$\frac{q_{r IV}}{q_{в IV}} = \frac{2500 (s_{r IV} - 0,05)}{0,95 - 0,095 - s_{r IV}} = 6,629.$$

Отсюда $s_{r IV} = 0,052$. Разница между первым и вторым приближениями при вычислении $s_{r IV}$ находится в четвертом знаке после запятой. Примем за окончательное среднее значение

$$s_{r IV} = \frac{0,052 + 0,0524}{2} = 0,0522.$$

Определим температуру T в зоне II_* при ее образовании в процессе иницирования горения, т. е. при $0 \leq t \leq t_*$. Определим t_* из условия

$$t_* = \frac{\frac{\pi r_*^2}{ds_{\Phi}}}{dt} = \frac{\frac{\pi r_*}{q_{\text{воз}}}}{h R_{\text{воз}}} = \frac{3,14 \cdot 20^2 \cdot 12 \cdot 280}{60 \cdot 10^3} = 70,34 \text{ сут.}$$

Суммарное количество тепла, уходящего в кровлю и подошву пласта за этот период,

$$Q_{\tau}(t_*) = \frac{8 \lambda_{\tau} q_{\text{воз}} \Delta T_* t_*^{\frac{3}{2}}}{3 (\pi \kappa_{\tau})^{\frac{1}{2}} R_{\text{воз}} h} = \frac{8,26 \cdot 10^2 \cdot 60 \cdot 10^3 \cdot 70,34^{\frac{3}{2}} \Delta T_*}{3 (3,14 \cdot 0,08)^{\frac{1}{2}} 280 \cdot 12} = 1,457 \cdot 10^7 \Delta T_* \text{ кДж.}$$

За счет процесса горения за период t_* в пласте выделится количество тепла

$$Q_*(t_*) = 25 \cdot 25 \cdot 10^3 \cdot 12 \cdot 3,14 \cdot 20^2 = 9,42 \cdot 10^9 \text{ кДж.}$$

В пласте будет содержаться количество тепла (предполагается, что при $t \leq t_*$ происходит сухое горение)

$$Q_{\text{пл}}(t_*) \approx c_{\tau} \rho_{\tau} (1 - m) \Delta T_* \pi r_*^2 h = \\ = 2,535 \cdot 10^3 \cdot 3,14 \cdot 20^2 \cdot 12 \Delta T_* = 3,82 \cdot 10^7 \Delta T_*$$

При расчете $Q_{\text{пл}}(t_*)$ теплоемкостью воздуха, содержащегося в порах пласта, пренебрегаем.

Из условия, что $Q_* = Q_{\text{пл}} + Q_{\tau}$, получаем среднюю температуру в зоне II, создающейся вблизи скважины:

$$942 = (3,82 + 1,457) \Delta T_*; \quad \Delta T_* = 178,5 \text{ } ^\circ\text{C}; \\ T = 60 + 178,5 \text{ } ^\circ\text{C} = 238,5 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

При такой температуре, согласно данным о скорости окислительных процессов, с учетом того, что пластовое давление вблизи скважины превышает 10^7 Па, горение кокса будет происходить весьма интенсивно.

Вычислим среднюю температуру в зоне III на время окончания начальной стадии ВВГ — стадии создания парового плато в пласте. При этом будем учитывать следующее. При $t > t_* = 70,34$ сут в скважину начинают закачивать воду с достаточно большим расходом, так что даже в зоне IV $q_{\text{в IV}} = 253,7$ м³/сут. Температура в зоне II при этом существенно снизится и фактически можно будет считать, что в этой зоне, как и в зоне III, температура одинаковая. Температура T_{III} также будет уменьшаться во времени при расширении зоны III.

Однако при определении количества тепла, уходящего в кровлю и подошву, в целях упрощения расчетных формул будем считать, что температура в зоне III в течение всей начальной стадии ВВГ оставалась постоянной, равной некоторой осредненной температуре T_{III} . Знать эту температуру необходимо для суждения о возможности протекания реакции горения в пласте.

Вычислим длительность t_1 начальной стадии ВВГ. Имеем

$$t_1 = \frac{S_{\phi 1}}{\frac{dS_{\phi}}{dt}} = \frac{\pi r_{\phi 1}^2}{\frac{q_{\text{воз}}}{hR_{\text{воз}}}} = \frac{3,14 \cdot 50^2 \cdot 12 \cdot 280}{60 \cdot 10^8} = 439,6 \text{ сут.}$$

При определении $\Delta \bar{T}_{\text{III}} = \bar{T}_{\text{III}} - T_{\text{пл}}$ не будем учитывать переходный период от стадии иницирования горения к начальной стадии ВВГ, а будем считать, что ВВГ началось с момента $t = 0$. Поскольку уход тепла в кровлю и подошву пласта происходит в соответствии с принятой схемой, только из зоны III для темпа тепловых потерь из этой зоны имеем следующее выражение:

$$q_{\tau \text{III}} - q_{\tau} = \frac{2\lambda_{\tau} \Delta \bar{T}_{\text{III}}}{(\pi \kappa_{\tau})^{1/2}} \int_0^t \frac{\left(\frac{dS_{\tau}}{d\tau} - \frac{dS_{\phi}}{d\tau} \right) d\tau}{(t - \tau)^{1/2}} =$$

$$\begin{aligned}
&= \frac{2\lambda_{\tau}\Delta\bar{T}_{III} \frac{dS_{\Phi}}{dt}}{(\pi\kappa_{\tau})^{1/2}} \int_0^t \frac{d\tau}{(t-\tau)^{1/2}} = \\
&= \frac{2\lambda_{\tau}\Delta\bar{T}_{III}q_{\text{ВОЗ}}}{(\pi\kappa_{\tau})^{1/2}R_{\text{ВОЗ}}h} \int_0^t -2(t-\tau)^{1/2} = \\
&= \frac{4\lambda_{\tau}\Delta\bar{T}_{III}q_{\text{ВОЗ}}}{R_{\text{ВОЗ}}h} \left(\frac{t}{\pi\kappa_{\tau}}\right)^{1/2}. \tag{5.46}
\end{aligned}$$

Скорость поступления в пласт тепла за счет реакции горения выражается следующим образом:

$$q_* = \frac{dQ_*}{dt} = z_{\tau}Ah \frac{dS_{\Phi}}{dt} = \frac{z_{\tau}Aq_{\text{ВОЗ}}}{R_{\text{ВОЗ}}}. \tag{5.47}$$

В первом приближении положим, что $s_{III} = 1$. В этом случае для скорости накопления тепла в пласте получаем следующее приближенное выражение:

$$\begin{aligned}
q_{\text{пл}} &= \frac{dQ_{\text{пл}}}{dt} \approx [c_{\tau}\rho_{\tau}(1-m) + mc_{\text{в}}\rho_{\text{в}}] \Delta\bar{T}_{III}h \times \\
&\times \left(\frac{dS_{\tau}}{dt} - \frac{dS_{\Phi}}{dt}\right) = [c_{\tau}\rho_{\tau}(1-m) + mc_{\text{в}}\rho_{\text{в}}] \Delta\bar{T}_{III}h \frac{dS_{\Phi}}{dt} = \\
&= [c_{\tau}\rho_{\tau}(1-m) + mc_{\text{в}}\rho_{\text{в}}] \Delta T_{III} \frac{q_{\text{ВОЗ}}}{R_{\text{ВОЗ}}}. \tag{5.48}
\end{aligned}$$

Подставляя значения соответствующих величин в формулы (5.46), (5.47) и (5.48), при $t = t_1$ получаем

$$\begin{aligned}
q_{\tau} &= \frac{4 \cdot 2,6 \cdot 10^2 \Delta\bar{T}_{III} \cdot 60 \cdot 10^3}{280 \cdot 12} \left(\frac{439,6}{3,14 \cdot 0,08}\right)^{1/2} = \\
&= 0,55 \cdot 10^6 \Delta\bar{T}_{III};
\end{aligned}$$

$$q_* = 25 \cdot 25 \cdot 10^3 \frac{60 \cdot 10^3}{280} = 133,93 \cdot 10^6 \text{ кДж/сут};$$

$$\begin{aligned}
q_{\text{пл}} &= (25,35 \cdot 10^3 + 1,0175 \cdot 10^3) \Delta\bar{T}_{III} \frac{60 \cdot 10^3}{280} = \\
&= 0,7677 \cdot 10^6 \Delta\bar{T}_{III}.
\end{aligned}$$

Учитывая, что $q_* = q_{\text{пл}} + q_{\tau}$, получаем $133,93 = (0,7677 + 0,55) \Delta\bar{T}_{III}$; $\Delta T_{III} = 101,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$; $\bar{T}_{III} = 161,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Основываясь на полученном значении T_{III} , определим водонасыщенность в зоне III (второе приближение).

Используя предыдущие формулы и полагая, что $\mu_{\text{в}} = 0,5 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ при $T = T_{III}$, получаем

$$s_{III} = \frac{s_* + as_{\text{св}}}{a + 1};$$

$$a = \frac{q_{\text{гo}} p_0 (\bar{T}_{\text{III}} + 273,2) \mu_{\text{г}}}{\bar{p} (273,2 + 60) \mu_{\text{в}} q_{\text{вIII}}} = \frac{60 \cdot 10^3 \cdot 10^5 (161,6 + 273,2) 0,02}{10^7 (273,2 + 60) 0,5 \cdot 253,7} = 0,1234;$$

$$s_{\text{III}} = \frac{10,95 + 0,1234 \cdot 0,05}{1,1234} = 0,851.$$

Уточним значение S_{III} с учетом того, что часть воды переносится в зоне III в паровой фазе. Определим эту часть. Имеем

$$g_{\text{п}} = \frac{10^{-3} \cdot 161,6^4 \cdot 18 \cdot 1}{8,31 \cdot 10^3 (161,6 + 273,2)} = \frac{10^{-3} \cdot 1,616^4 \cdot 10^8 \cdot 18}{8,31 \cdot 10^3 \cdot 434,8} = 3,4 \text{ кг};$$

$$q_{\text{г}} = \frac{(10^7 - 10^{-3} \cdot 161,6^4) 30 \cdot 1}{8,31 \cdot 10^3 \cdot 434,8} = \frac{10^7 (1 - 0,0682) 30}{8,31 \cdot 10^3 \cdot 434,8} = 77,4 \text{ кг} = 59,54 \text{ м}^3.$$

На 59,54 м³ газов приходится 3,4 кг воды. Следовательно, на каждые 1000 м³ газов будет приходиться 57,1 кг воды в паровой фазе, т. е. вместе с 60 · 10³ м³ газов в паровой фазе в сутки будет переноситься 3,4 т = 3,43 м³ воды. Таким образом, через зону III в сутки будет перетекать в жидкой фазе 253,7 — 3,43 = 250,3 м³ воды. С учетом этого получаем, что насыщенность s_{III} жидкой водной фазой в зоне III равна 0,85, что незначительно отличается от насыщенности при втором приближении ($s_{\text{III}} = 0,851$).

Определим водонасыщенность в зоне I.

Приращение расхода воды за счет увеличения зоны III определяем следующим образом:

$$\Delta q_{\text{вIII}} = m S_{\text{III}} h \frac{dS_{\Phi}}{dt} = 0,25 \cdot 0,85 \cdot \frac{60 \cdot 10^3}{280} = 45,5 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Таким образом, расход воды в зоне I

$$q_{\text{вI}} = 253,7 + 45,5 = 299,2 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Имеем

$$\frac{q_{\text{гI}} \mu_{\text{г}}}{q_{\text{вI}} \mu_{\text{в}}} = \frac{600 \cdot 0,02}{299,2 \cdot 1} = 0,04011;$$

$$S_1 = 0,915;$$

$$\Delta q_{\text{вI}} = m S_1 h \frac{dS_{\Phi}}{dt} = 0,25 \cdot 0,915 \cdot 2,143 \cdot 10^2 = 49,02 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Расход воды, втекающей в пласт,

$$q_{\text{в}} = 299,2 + 49,02 = 348,2 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Таким образом водовоздушное отношение на входе в пласт в начальной стадии ВВГ

$$\lambda_{\text{вв}} = \frac{348,2}{60 \cdot 10^3} = 5,8 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Длительность периода безводной эксплуатации скважин элемента определяем следующим образом.

Истинная скорость движения воды w_{BIV} в зоне IV в начальной стадии ВВГ выражается формулой

$$\frac{dr_B}{dt} = w_{BIV} = \frac{q_{BIV}}{S_{IImsIV}},$$

где r_B — радиус, на который проникла вода в пласт. Отсюда

$$r_B dr_B = \frac{q_{BIV}}{2\pi h ms_{IV}}. \quad (5.49)$$

В эту формулу следует подставить значение h с учетом охвата пласта по площади, т. е. $h = 12 \cdot 0,9 = 10,8$ м.

Из соотношения (5.49) получаем формулу для определения времени t_B обводнения элемента пласта, исходя из условия $r_B = r_K$:

$$t_B = \frac{\pi r_K^2 ms_{IV} h}{q_{BIV}} = \frac{3,14 \cdot 200^2 \cdot 0,25 \cdot 0,095 \cdot 10,8}{253,7} = 127 \text{ сут.}$$

Таким образом, добывающие скважины элемента обводняются уже в период начальной стадии ВВГ. Учитывая, что при семиточечной схеме расположения скважин на одну нагнетательную приходятся две добывающие скважины, получаем следующее значение дебита нефти одной добывающей скважины в период безводной эксплуатации, т. е. при $0 \leq t \leq t_B$,

$$q_{nc} = \frac{253,7 + 90,51}{2} = 172,1 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

В период водной эксплуатации начальной стадии ВВГ, т. е. при $t_B \leq t \leq t_1$,

$$q_{nc} = \frac{90,51}{2} = 45,26 \text{ м}^3/\text{сут}; \quad q_{вс} = \frac{253,7}{2} = 126,9 \text{ м}^3/\text{сут};$$

обводненность продукции элемента

$$v_3 = \frac{253,7}{253,7 + 90,51} = 0,737.$$

2. Расчет технологических показателей при установившемся режиме ВВГ.

Пренебрегая, как и в задаче 5.28К, переходным периодом от начальной стадии к установившемуся ВВГ, имеем на основе приведенных соображений следующее выражение для количества текущего тепла q_T , уходящего в кровлю и подошву пласта при установившемся режиме ВВГ:

$$q_T = \frac{4\lambda_T q_{воз} \Delta T_{IIIIV}}{R_{воз} h}.$$

Как было указано, считается, что температура одинакова в зонах II и III.

Время установившейся стадии t_y полагаем равным $t_1 = 439,6$ сут.

При установившемся режиме ВВГ накопления тепла в зоне III не происходит, так что

$$q_T = q_* = z_T A \frac{q_{\text{воз}}}{R_{\text{воз}}}.$$

Отсюда имеем

$$\frac{4\lambda_T \Delta T_{IIIy}}{h} \left(\frac{t_y}{\pi \kappa_T} \right)^{1/2} = A z_T$$

или

$$\Delta T_{IIIy} = \frac{A z_T h}{4\lambda_T} \left(\frac{\pi \kappa_T}{t_y} \right)^{1/2} = 155,13 \text{ } ^\circ\text{C}; \quad T_{IIIy} = 215,13 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Таким образом, температура в зоне III при установившемся режиме ВВГ повысилась по сравнению с температурой в начальной стадии, как и следовало ожидать.

Определим насыщенности и дебиты скважин при установившемся режиме ВВГ.

Для зоны IV в первом приближении ($s_{IV} = 0$)

$$\frac{q_{rIV}}{q_{нIV}} = \frac{\mu_n (s_{rIV} - s_{r0})}{\mu_r (s_* - s_{rIV})};$$

$$q_{нIV} = \left(m s_{н0} - \frac{z_T}{\rho_k} \right) \frac{q_{\text{воз}}}{R_{\text{воз}}} = 45,26 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Принимая $q_{rIV} = 600 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $p = p = 10^7$ Па, имеем из предыдущих формул $s_{rIV} = 0,0547$. Для определения водонасыщенности в зоне IV имеем формулы

$$\frac{q_{\text{воз}}}{R_{\text{воз}}} = \frac{c_r \rho_r q_{rIV} + c_n \rho_n q_{нIV} + c_B \rho_B q_{BIV}}{c_r \rho_r (1 - m) + m [c_n \rho_n (1 - s_{IV} - s_{rIV}) + c_B \rho_B s_{IV} + c_r \rho_r s_{rIV}]};$$

$$\frac{q_{BIV}}{q_{нIV}} = \frac{\mu_n (s_{IV} - s_{сн})}{\mu_B (s_* - s_{IV} - s_{rIV})}.$$

После подстановки соответствующих значений величин, входящих в приведенные формулы, получаем следующее уравнение:

$$s_{IV}^2 + 76,23 s_{IV} - 6,965 = 0; \quad s_{IV} = 0,0912.$$

Уточненное значение s_{rIV} (второе приближение) составит $s_{rIV} = 0,0545$, что мало отличается от значения при первом приближении.

$$q_{BIV} = 45,26 \frac{50 (0,0912 - 0,05)}{0,95 - 0,0912 - 0,0545} = 115,92 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Обводненность продукции добывающих скважин

$$v_c = \frac{115,92}{115,92 + 45,26} = 0,719.$$

После расчетов, аналогичных приведенным, получаем

$$s_1 = 0,866;$$

$$\Delta q_{в1} = 0,25 \cdot 0,866 \cdot 2,143 \cdot 10^2 = 46,4 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

В зоне III при установившемся режиме ВВГ не происходит накопления воды.

Поэтому

$$q_{в} = q_{в1V} + \Delta q_{в1} = 115,92 + 46,4 = 162,32 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

На входе в элемент пласта водовоздушное отношение при установившемся ВВГ будет

$$\lambda_{вв} = \frac{162,32}{60 \cdot 10^3} = 2,7 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Таким образом, при установившемся ВВГ водовоздушное отношение на входе в элемент уменьшается более чем в 2 раза по сравнению с этим отношением в начальной стадии ВВГ.

Дебиты добывающих скважин элемента при установившемся ВВГ

$$q_{ис} = \frac{45,26}{2} = 22,63 \text{ м}^3/\text{сут.}; \quad q_{в} = 58 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

В рассматриваемой задаче зона III при подходе к радиусу расположения добывающих скважин в элементе ($r = r_k$) станет узкой, поэтому можно считать за срок окончания разработки то время, когда фронт горения достигнет радиуса $r = r_k$:

В результате время окончания разработки элемента t_k составит

$$t_k = \frac{S_{\phi}}{\frac{dS_{\phi}}{dt}} = \frac{\pi r_k^2}{\frac{q_{воз}}{hR_{воз}}} = \frac{\pi r_k^2 h R_{воз}}{q_{воз}} =$$

$$= \frac{3,14 \cdot 200^2 \cdot 10,8 \cdot 280}{60 \cdot 10^3} = 6330,2 \text{ сут} = 17,34 \text{ года.}$$

Задача 5.30К. При проектировании процесса разработки нефтяного месторождения, описанного в задаче 5.28К, решено рассмотреть иной вариант, нежели в задаче 5.28К при сохранении однорядной схемы расположения скважин. Все свойства месторождения принимаются, естественно, в данном варианте такими же, что и в задаче 5.28К.

Однако параметры системы разработки и технология ВВГ несколько изменяются.

Так, $l = 500 \text{ м}$; $b_0 = 200 \text{ м}$; $\eta_{2T} = 0,9$; $\eta_{2П} = 0,92$. В нагнетательную скважину закачивается воздух с расходом $q_{воз} = 0,810 \text{ м}^3/\text{с} = 70 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{сут.}$ При образовании парового плато, т. е. в начальной стадии ВВГ, фронт конвекции x_T намечено продвигать по пласту в 1,7 раза быстрее фронта горения x_{ϕ} . За началь-

ную стадию ВВГ фронт горения продвигается в пласте на расстояние $x_{\phi 1} = 40$ м. За это время фронт конвекции уйдет на расстояние $x_{\tau 1} = 68$ м, следовательно, $\Delta \xi = 68 - 40 = 28$ м.

После завершения начальной стадии ВВГ продолжается при установившемся режиме. Разработка элемента пласта заканчивается, когда фронт конвекции дойдет до линии добывающих скважин $x_{\tau} = l$.

Требуется рассчитать в рассматриваемом варианте для элемента пласта все те показатели, которые были определены в задаче 5.28К.

З а д а ч а 5.31К. Второй вариант разработки месторождения, рассмотренного в задаче 5.29К, состоит в использовании ВВГ при семиточечной схеме расположения скважин, но при иных параметрах системы разработки и технологии ВВГ.

Так, в данном варианте $r_{\kappa} = 300$ м; расход закачиваемого в скважину воздуха $q_{\text{воз}} = 0,810 \text{ м}^3/\text{с} = 70 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{сут}$; $r_{*} = 25$ м; площадь конвекции S_{τ} растет в 1,75 раза быстрее площади выжженной зоны S_{ϕ} в начальной стадии ВВГ. В начальной стадии фронт горения доходит до расстояния $r_{\phi} = r_{\phi 1} = 70$ м. Затем процесс ВВГ ведется в установившемся режиме при $dS_{\tau}/dt = dS_{\phi}/dt$ и сохранении расхода воздуха.

Требуется рассчитать все показатели процесса ВВГ для рассматриваемого элемента системы разработки месторождения, которые определялись в задаче 5.29К для стадии инициирования горения, начальной и установившейся стадий ВВГ.

З а д а ч а 5.32К. Нефтяная залежь разбурена по обращенной пятиточечной сетке с расстоянием между добывающими и нагнетательными скважинами $2\sigma = 100$ м; площадь залежи $S_z = 1,75 \cdot 10^7 \text{ м}^2$, средняя толщина пласта в пределах охваченной сеткой скважин части залежи и в целом по площади $h = 20$ м; коэффициент охвата пласта процессом по толщине $\eta_2 = 0,8$; коэффициент охвата пласта процессом по площади $\eta_{2\text{п}} = 0,85$; время разбуривания залежи $t_{*} = 7$ лет; пористость пласта $m = 0,3$; начальная нефтенасыщенность пласта $s_{\text{н}} = 0,85$; начальная водонасыщенность пласта $s_{\text{св}} = 0,15$; начальная температура пласта $T_0 = 20$ °С; плотность пласта и окружающих его пород $\rho_{\text{пл}} = \rho_{\text{оп}} = 2600 \text{ кг/м}^3$; теплопроводность пласта и окружающих его пород $\lambda_{\text{пл}} = \lambda_{\text{оп}} = 8,1 \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)}$; температуропроводность пласта и окружающих его пород $\kappa_{\text{пл}} = \kappa_{\text{оп}} = 2,89 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$; теплоемкость пласта и окружающих его пород $c_{\text{пл}} = c_{\text{оп}} = 1,1 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{К)}$; глубина залегания пласта $H = 250$ м; диаметр пробуренных на залежи нагнетательных скважин $d_c = 0,143$ м; средняя начальная температура в скважине $T_{\text{ср}} = 15$ °С; плотность дегазированной нефти $\rho_{\text{н}} = 913 \text{ кг/м}^3$; объемный коэффициент нефти $\beta_0 = 1,03$; темп качки пара в одну нагнетательную скважину $q_{\text{п}} = 500 \text{ т/сут}$; температура нагнетаемого пара $T_{\text{п}} = 250$ °С; степень сухости пара на устье нагнетательной скважины $X_{\text{г}} = 0,8$; теплосодержание пара $i'' = 2800 \text{ кДж/кг}$; скрытая теплота парообразования $r_{\text{п}} = 1750 \text{ кДж/кг}$; теплоемкость воды $c_{\text{в}} = 4,2 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{К)}$; коэффи-

коэффициент вытеснения нефти холодной водой $\eta_b = 0,65$; коэффициент вытеснения нефти паром $\eta_1 = 0,8$.

Для осуществления паротеплового воздействия на залежи выделено 25 парогенераторов с производительностью 1000 т/сут каждый. Требуется определить показатели разработки залежи.

Решение. Площадь одного пятиточечного элемента составит

$$S_3 = 8\sigma^2,$$

$$S_3 = 8 \cdot 50^2 = 20\,000 \text{ м}^2.$$

Число элементов на залежи

$$n_3 = \frac{S_3 \alpha}{S_3},$$

где S_3 — площадь залежи;

$$n_3 = \frac{1,75 \cdot 10^7 \cdot 0,8}{2 \cdot 10^4} = 700.$$

Пар из парогенератора поступает на устье нагнетательной скважины со степенью сухости 0,8. При движении пара по стволу скважины из-за теплопотерь часть пара конденсируется.

Таблица 52

Время, сут	Степень сухости пара на забое	Время, сут	Степень сухости пара на забое
100	0,740	730	0,750
200	0,744	1095	0,752
365	0,747	1460	0,753

Технология закачки пара в пласт изложена в книге [1]. Степень сухости пара на забое нагнетательной скважины можно определить по формуле (5.7). Результаты расчетов приведены в табл. 52.

Для дальнейших расчетов примем, что степень сухости пара равна 0,74.

Для определения срока разработки рассчитаем динамику прогрева пласта по формуле Маркса—Лангенхейма (5.8).

Количество тепла, поступающего в пласт, будет

$$q_T = q_n X_{\bullet} i''' + q_n (1 - X_{\bullet}) c_b \Delta T_{\text{п}};$$

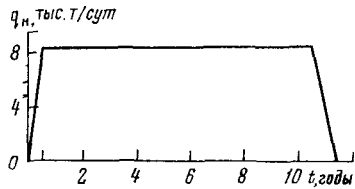
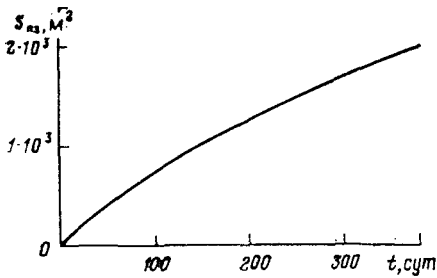
$$q_T = 5,787 \cdot 0,74 \cdot 2800 + 5,787 (1 - 0,74) 4,2 (250 - 20) = 1,35 \cdot 10^4 \text{ кДж/с}.$$

Зависимость площади прогретой зоны пласта $S_{\text{пз}}$ от времени t показана на рис. 70.

Разработка элемента заканчивается в тот момент, когда фронт конденсации достигнет добывающих скважин, т. е. при выполнении следующего условия:

$$S_{\text{пз}} = S_3 \eta_{2\text{п}},$$

где $S_{\text{пз}}$ — площадь прогретой зоны пласта, м^2 .

Рис. 70. Зависимость $S_{пз}$ от t Рис. 71. Зависимость q_n от t 

Из условий задачи следует, что площадь прогретой зоны пласта $S_{пз} = 20\,000 \cdot 0,85 = 17\,000 \text{ м}^2$.

По графику на рис. 70 находим время разработки одного элемента

$$t_3 = 2,454 \cdot 10^7 \text{ с} = 0,778 \text{ года.}$$

За это время будет добыто из элемента следующее количество нефти:

$$Q_{пз} = \frac{S_3 h m S_{пз} \rho_{п1} \eta_2 \eta_{21} \eta_1}{\beta_0};$$

$$Q_{пз} = \frac{20\,000 \cdot 20 \cdot 0,3 \cdot 0,85 \cdot 913 \cdot 0,8 \cdot 0,85 \cdot 0,8}{1,03}$$

$$= 46,286 \cdot 10^6 \text{ кг} = 46,286 \cdot 10^3 \text{ т.}$$

Суммарная добыча нефти со всей залежи составит

$$Q_{п} = Q_{пз} n_3;$$

$$Q_{п} = 46,286 \cdot 10^6 \cdot 700 = 32,4 \cdot 10^9 \text{ кг} = 32,4 \cdot 10^6 \text{ т.}$$

Количество закачанного пара в залежь за все время разработки

$$Q_{п} = q_n t_3 n_3,$$

где $Q_{п}$ — суммарное количество пара, закачанного в залежь, кг;
 t_3 — время разработки одного элемента, с.

$$Q_{п} = 5,787 \cdot 2,454 \cdot 10^7 \cdot 700 = 9,94 \cdot 10^{10} \text{ кг} = 9,94 \cdot 10^7 \text{ т.}$$

Удельный расход пара на добычу 1000 кг нефти

$$\bar{q}_{п} = \frac{Q_{п}}{Q_{пз}} 10^3;$$

$$\bar{q}_{п} = \frac{9,94 \cdot 10^{10}}{32,4 \cdot 10^9} 10^3 = 3070 \text{ кг} = 3,07 \text{ т.}$$

При суммарной производительности парогенераторов 25 тыс. т и приемистости одной нагнетательной скважины 500 т/сут одновременно могут эксплуатироваться не более 50 элементов. Срок

разбуривания залежи 7 лет, поэтому первые 50 нагнетательных скважин из 700 будут задействованы в первые 0,5 года.

Определяя динамику добычи нефти по залежи, можно предположить, что она в первые 0,5 года будет нарастать. Падение добычи нефти начнется после ввода в эксплуатацию последнего элемента и будет продолжаться в течение времени разработки этого элемента, т. е. 0,778 года.

За все остальное время темп добычи можно считать постоянным, так как выходу из эксплуатации одного элемента будет соответствовать введение в разработку нового. Таким образом, динамику добычи нефти можно представить в виде графика, показанного на рис. 71.

В случае одновременного ввода в эксплуатацию всех скважин срок разработки залежи составил бы 10,876 года. Для вычисления общего срока разработки в нашем случае к этой величине необходимо добавить срок разбуривания первых 50 элементов.

$$t_p = 10,876 + 0,5 = 11,38 \text{ года.}$$

Накопленную добычу нефти из залежи можно определить исходя из следующего соотношения:

$$Q_n = \int_0^{t_p} q_n(t) dt.$$

В период постепенного ввода элементов в разработку с начала эксплуатации залежи и до $t_1 = 1,577 \cdot 10^7$ с добыча нефти будет изменяться по следующей формуле:

$$q'_n(t) = \frac{q_{ст\ n} t}{1,577 \cdot 10^7},$$

где $q'_n(t)$ — дебит нефти в период подъема добычи, кг/с.

На завершающем этапе разработки залежи, в последние $2,454 \cdot 10^7$ с, добычу нефти можно определить по зависимости

$$q''_n(t) = \frac{q_{ст\ n}}{2,454 \cdot 10^7} (t_p - t),$$

где $q''_n(t)$ — дебит нефти в период падения добычи, кг/с.

Суммарная добыча нефти за весь срок эксплуатации залежи

$$Q_n = \frac{q_{ст\ n}}{t_1} \int_0^{t_1} t dt + q_{ст\ n} \int_{t_1}^{t_2} dt + \frac{q_{ст\ n}}{t_3 - t_2} \int_{t_2}^{t_3} (t_3 - t) dt,$$

где $q_{ст\ n}$ — стабилизированная добыча нефти, кг/с; $t_1 = 1,577 \cdot 10^7$ с; $t_2 = 3,347 \cdot 10^8$ с; $t_3 = 3,59 \cdot 10^8$ с.

Имеем

$$Q_n = 3,391 \cdot 10^8 q_{ст\ n}.$$

Тогда

$$q_{ст\ n} = \frac{Q_n}{3,391 \cdot 10^8} = \frac{32,4 \cdot 10^9}{3,391 \cdot 10^8} = 95,55 \text{ кг/с} = 8265,52 \text{ т/сут.}$$

Объем добытой воды за весь срок разработки приблизительно можно определить, исходя из предположения, что на поверхность поступает вся закачанная вода за исключением той, которая заместила извлеченную нефть.

При определении количества добытой воды можно пренебречь наличием в пласте несконденсировавшегося пара, а также изменением плотности воды от температуры:

$$Q_{\text{в}} = Q_{\text{п}} - Q_{\text{н}} \frac{\rho_{\text{в}} \beta_0}{\rho_{\text{н}}},$$

где $Q_{\text{в}}$ — суммарное количество добытой воды из залежи за весь срок разработки, кг,

$$\begin{aligned} Q_{\text{в}} &= 9,94 \cdot 10^{10} - 3,24 \cdot 10^{10} \frac{1000 \cdot 1,03}{913} = \\ &= 6,285 \cdot 10^{10} \text{ кг} = 6,285 \cdot 10^7 \text{ т.} \end{aligned}$$

Суммарный объем добытой жидкости из залежи составит

$$Q_{\text{ж}} = Q_{\text{н}} + Q_{\text{в}},$$

$$Q_{\text{ж}} = 3,24 \cdot 10^{10} + 6,285 \cdot 10^{10} = 9,525 \cdot 10^{10} \text{ кг} = 9,525 \cdot 10^7 \text{ т.}$$

Средняя обводненность добываемой жидкости

$$v = \frac{Q_{\text{в}}}{\frac{Q_{\text{н}} \rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{н}}} + Q_{\text{в}}} \cdot 100 \%,$$

где v — средняя объемная обводненность добываемой продукции за весь срок разработки, %,

$$v = \frac{6,285 \cdot 10^{10} \cdot 100}{\frac{3,24 \cdot 10^{10} \cdot 1000}{913} + 6,285 \cdot 10^{10}} \approx 64 \%.$$

З а д а ч а 5.33К. Определить показатели разработки залежи при непрерывном нагнетании пара в пласт.

Залежь разбурена по обращенной семиточечной сетке скважин с расстоянием между ними $2\sigma = 120$ м; число элементов на залежи $n_z = 500$; средняя толщина пласта $h = 35$ м; коэффициент охвата пласта по толщине $\eta_2 = 0,8$; коэффициент охвата пласта процессом по площади $\eta_{2\text{п}} = 0,8$; срок разбуривания залежи $t_* = 5$ лет; пористость пласта $m = 0,3$; начальная нефтенасыщенность пласта $s_{\text{н}} = 0,8$; начальная водонасыщенность пласта $s_{\text{св}} = 0,2$; начальная температура пласта $T_0 = 20$ °С, плотность пласта и окружающих его пород $\rho_{\text{пл}} = \rho_{\text{оп}} = 2500$ кг/м³; теплопроводность пласта и окружающих его пород $\lambda_{\text{пл}} = \lambda_{\text{оп}} = 2$ Вт/(м·К); температуропроводность пласта и окружающих его пород $\kappa_{\text{пл}} = \kappa_{\text{оп}} = 7 \times 10^{-7}$ м²/с; теплоемкость пласта и окружающих его пород $c_{\text{пл}} = c_{\text{оп}} = 0,8$ кДж/(кг·К); глубина залегания пласта $H = 200$ м,

диаметр пробуренных на залежи нагнетательных скважин $d_c = 0,168$ м; средняя начальная температура в скважине $T_{cp} = 15$ °С; плотность дегазированной нефти $\rho_n = 900$ кг/м³; объемный коэффициент нефти $\beta_0 = 1,03$; темп нагнетания пара в одну нагнетательную скважину $q_n = 518,4$ т/сут; температура нагнетаемого пара $T_n = 200$ °С; степень сухости пара на устье паронагнетательной скважины $X_y = 0,8$; теплосодержание пара $i'' = 2730$ кДж/кг, скрытая теплота парообразования $r_n = 1890$ кДж/кг; теплоемкость воды $c_b = 4,2$ кДж/(кг·К); коэффициент вытеснения нефти паром $\eta_1 = 0,8$.

При решении задачи необходимо определить суммарную производительность парогенераторов для разработки залежи за время 20—25 лет.

Задача 5.34Н. При осуществлении процесса нагнетания горячей воды в пласт с целью увеличения нефтеотдачи необходимо определить распределение температуры в пласте в различные моменты времени. Для этого необходимо знать температуру воды на забое нагнетательной скважины. Однако этот показатель меняется во времени. С увеличением времени нагнетания воды растет и температура на забое нагнетательной скважины. При практических расчетах ее принимают средней за весь период нагнетания горячей воды. Следует доказать, что такой подход не вносит существенных погрешностей в расчет, и приближенно оценить возникающие при этом погрешности.

Задача 5.35Н. Исследовать возможные расхождения, возникающие при расчете температурного поля пласта по формулам Маркса—Лангенгейма и Ловерье в случае нагнетания пара.

Задача 5.36Н. Определить предельные размеры оторочки пара (горячей воды) при термическом воздействии на пласт, исходя из условия, что объем дополнительно добытой нефти должен быть больше, чем количество нефти, потребное для работы парогенераторов.

Для решения этой задачи в первую очередь рассчитываем объем добытой нефти при нагнетании холодной воды. Затем определяем добычу нефти при различных размерах оторочки пара. Поскольку прирост нефтеотдачи не пропорционален размерам оторочки, то с ее увеличением удельный расход пара возрастает. Для любых промысловых условий существует оторочка такого размера, когда вся дополнительная добыча нефти будет израсходована для работы парогенератора.

Задача 5.37Н. При выводе формулы (5.7), позволяющей вычислять степень сухости пара на забое нагнетательной скважины, предполагалось, что специальные методы теплоизоляции не применяют. Считается, что использование теплоизоляции необязательно, если степень сухости пара на забое превышает 0,6. У выпускаемых парогенераторов степень сухости пара на выходе составляет 0,8. Требуется построить диаграмму, с помощью которой можно было бы определить возможность осуществления процесса без теплоизоляции скважин.

Задача 5.38Н. Оценить, каким образом проницаемость пласта влияет на возможность осуществления процесса влажного и сверхвлажного внутрипластового горения. При таких способах совместно с воздухом в пласт закачивается вода. Нагнетание двухфазной смеси приводит к резкому увеличению давлений закачки. В зависимости от запроектированных темпов подачи воды и воздуха в нагнетательную скважину существует минимальная проницаемость пласта, при которой возможно осуществление процесса.

§ 1. ФИЛЬТРАЦИЯ ВОДНЫХ РАСТВОРОВ АКТИВНЫХ
ПРИМЕСЕЙ В ПЛАСТЕ

Под физико-химическими методами разработки нефтяных месторождений понимают методы, основывающиеся на вытеснении нефти из пластов растворами различных активных примесей. К таким примесям, улучшающим процесс вытеснения нефти по сравнению с заводнением, относятся поверхностно-активные вещества, полимеры, мицеллообразующие вещества, щелочи, углекислота и др.

При проектировании разработки месторождений нефти с помощью различных физико-химических методов необходимо уметь определять время образования оторочки водного раствора активной примеси и необходимый для ее формирования объем химреагента, скорость продвижения оторочки по пласту, количество адсорбирующегося (т. е. осаждающегося на поверхности породы) химреагента в процессе вытеснения нефти. Кроме того, необходимо оценивать эффективность процесса вытеснения.

Задачи 6.1—6.7 посвящены изучению скорости продвижения фронта активной примеси в пласте в случаях прямолинейной и плоско-радиальной фильтрации жидкостей, определению оптимальных размеров оторочек активных примесей и времени их создания.

Задача 6.1. В водонасыщенный участок пласта шириной $b = 400$ м, толщиной $h = 15$ м, пористостью $m = 0,25$ и с расстоянием между нагнетательной и добывающей галереями $l = 500$ м через нагнетательную галерею закачивается водный раствор ПАВ с концентрацией c_0 и темпом закачки $q = 500$ м³/сут. ПАВ сорбируется скелетом породы по закону Генри, формула которого имеет вид $a(c) = \alpha c$, где α — коэффициент сорбции; $\alpha = 0,2$.

Определить скорость продвижения фронта сорбции ПАВ (фронта ПАВ) и построить график распределения концентрации ПАВ в пласте в произвольный момент времени.

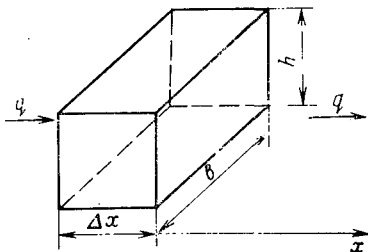


Рис. 72. Элемент прямолинейного пласта

Решение. Для определения скорости фронта ПАВ и распределения их концентрации в пласте выведем уравнение материального баланса. Для этого выделим элемент объема пласта (рис. 72) $\Delta V = \Delta x b h$, в котором будем считать движение жидкостей происходящим вдоль оси Ox , и составим уравнение баланса объема ПАВ.

Воду и водный раствор ПАВ будем считать несжимаемыми жидкостями.

За время Δt в элемент ΔV войдет объем ПАВ

$$Q_1 = q_{\text{ПАВ}} \Delta t = qc(x, t) \Delta t.$$

За то время из элемента ΔV выйдет объем ПАВ

$$Q_2 = q_{\text{ПАВ}} \Delta t = qc(x + \Delta x, t) \Delta t.$$

В момент времени t в элементе объема пласта ΔV было ПАВ

$$Q_3 = m \Delta V [c(\tilde{x}, t) + a(\tilde{x}, t)].$$

За время Δt количество ПАВ изменилось и стало равным

$$Q_4 = m \Delta V [c(\tilde{x}, t + \Delta t) + a(\tilde{x}, t + \Delta t)].$$

Здесь \tilde{x} — некоторая точка интервала Δx , в которой концентрация ПАВ равна среднему значению концентрации в элементе объема ΔV соответственно в моменты времени t и $t + \Delta t$.

Составляя уравнение баланса, получим

$$Q_1 - Q_2 = Q_4 - Q_3,$$

или

$$qc(x, t) \Delta t - qc(x + \Delta x, t) \Delta t = m \Delta V [c(\tilde{x}, t + \Delta t) + a(\tilde{x}, t + \Delta t) - c(\tilde{x}, t) - a(\tilde{x}, t)].$$

Деля обе части полученного уравнения на $\Delta V \Delta t$ и устремляя Δx и Δt к нулю, получим

$$m \frac{\partial}{\partial t} [c + a(c)] + \frac{q}{bh} \frac{\partial c}{\partial x} = 0$$

Вспоминая, что по условию задачи $a(c) = \alpha c$, и производя несложные преобразования, получим окончательную форму уравнения баланса водного раствора ПАВ в первоначально водонасыщенном пласте:

$$\frac{\partial c}{\partial t} + \frac{q}{mbh(1 + \alpha)} \frac{\partial c}{\partial x} = 0. \quad (6.1)$$

Для решения этого уравнения необходимо знать начальные и граничные условия. Сформулируем эти условия.

В начальный момент времени $t = 0$ в пласте отсутствует ПАВ, т. е.

$$c(x, 0) = 0. \quad (6.2)$$

Начиная с момента времени $t = 0$ в пласт через нагнетательную галерею закачивается водный раствор ПАВ с концентрацией закачки $c = c^0$. Таким образом, граничное условие будет иметь вид

$$c(0, t) = c^0. \quad (6.3)$$

Решение задачи (6.1) — (6.3) хорошо известно, результат определяют по формулам

$$c(x, t) = c^0, \quad x \leq \frac{q}{mbh(1 + \alpha)} t, \quad (6.4)$$

$$c(x, t) = 0, \quad x > \frac{q}{mbh(1 + \alpha)} t.$$

Отсюда следует, что фронт сорбции ПАВ движется со скоростью

$$v_c = \frac{v}{m(1 + \alpha)};$$

где v — линейная скорость фильтрации,

$$v = q/(bh) = 500/(400 \cdot 15) = 0,0833 \text{ м/сут.}$$

Подставляя в выражение для скорости фронта сорбции ПАВ значение скорости фильтрации v и заданные по условию задачи значения пористости и коэффициента сорбции ПАВ, находим v_c :

$$v_c = 0,0833/(0,25 \cdot 1,2) = 0,277 \text{ м/сут.}$$

Распределение концентрации ПАВ в пласте вдоль оси Ox в произвольный момент времени t в соответствии с формулой (6.4) имеет вид, изображенный на рис. 73.

Задача 6.2. В первоначально насыщенный пласт толщиной $h = 10$ м и пористостью $m = 0,2$ через нагнетательную галерею шириной $b = 300$ м закачивается водный раствор полиакриламида (ПАА) с концентрацией $c^0 = 0,001$ и темпом закачки $q = 400 \text{ м}^3/\text{сут.}$ ПАА сорбируется пористой средой по закону Генри (изотерма сорбции Генри).

$$a(c) = \alpha c, \quad \text{где } \alpha = 0,3.$$

Найти распределение концентрации ПАА в пласте в любой момент времени t и скорость фронта ПАА v_c (скорость фронта сорбции ПАА). Движение жидкостей считать прямолинейным.

О т в е т:

$$c(x, t) = \begin{cases} c^0 = 0,001, & x \leq x_c(t), \\ 0 & , \quad x > x_c(t), \end{cases}$$

$$v_c = 0,513 \text{ м/сут.}$$

Задача 6.3. В водонасыщенный участок пласта, имеющий $r_k = 200$ м и толщину $h = 10$ м и пористость $m = 0,2$, через центральную скважину радиусом $r_c = 0,1$ м закачивается водный раствор ПАВ с концентрацией c^0 и темпом закачки $q = 250 \text{ м}^3/\text{сут.}$

АВ интенсивно сорбируется пористой средой по закону Генри.

$$a(c) = \alpha c, \quad \text{где } \alpha = 0,3.$$

Определить закон продвижения фронта ПАВ (фронта сорбции ПАВ) и время подхода его к линии отбора, расположенной на рас-

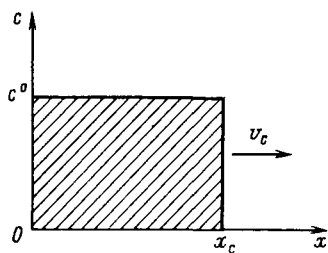
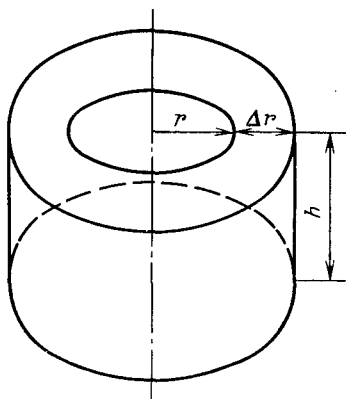


Рис. 73. Зависимость концентрации ПАВ в случае линейной изотермы сорбции ПАВ пористой средой от расстояния

Рис. 74. Схема элемента пласта при плоско-радиальной фильтрации



стоянии $r = r_k = 200$ м от центральной нагнетательной скважины. Движение жидкостей в пласте считать плоско-радиальным, а сами жидкости — несжимаемыми.

Решение. Для определения скорости продвижения фронта ПАВ выведем уравнение, описывающее распределение концентрации ПАВ в пласте. Для этого поступим так же, как и в задаче 6.1, и выделим элемент объема пласта $\Delta V = 2\pi hr\Delta r$ и рассмотрим баланс ПАВ в этом объеме (рис. 74).

За время Δt в элемент войдет объем ПАВ

$$Q_1 = q_{\text{ПАВ}}(r, t) \Delta t = qc(r, t) \Delta t.$$

За то же время Δt из элемента через поперечное сечение с координатой $r + \Delta r$ выйдет объем ПАВ

$$Q_2 = q_{\text{ПАВ}}(r + \Delta r, t) \Delta t = qc(r + \Delta r, t) \Delta t.$$

В момент времени t в элементе объема пласта ΔV содержалось ПАВ

$$Q_3 = m2\pi hr\Delta r [c(\tilde{r}, t) + a(\tilde{r}, t)].$$

За время Δt количество ПАВ изменилось и стало равным

$$Q_4 = m2\pi hr\Delta r [c(\tilde{r}, t + \Delta t) + a(\tilde{r}, t + \Delta t)].$$

Здесь \tilde{r} — некоторая точка между сечениями r и $r + \Delta r$, в которой концентрация равна среднему значению концентрации в выделенном нами элементе объема соответственно в моменты времени t и $t + \Delta t$.

Составляя уравнение баланса, получим

$$Q_1 - Q_2 = Q_4 - Q_3$$

или

$$q[c(r, t) - c(r + \Delta r, t)] \Delta t = 2\pi mhr\Delta r [c(\tilde{r}, t + \Delta t) + a(\tilde{r}, t + \Delta t) - c(\tilde{r}, t) - a(\tilde{r}, t)].$$

Деля обе части полученного уравнения на $\Delta V \Delta t$ и устремляя Δr и Δt к нулю, получим (замечая, что при $\Delta r \rightarrow 0$ $\tilde{r} \rightarrow r$)

$$m \frac{\partial}{\partial t} [c(r, t) + a(r, t)] + \frac{q}{2\pi h r} \frac{dc}{dr} = 0$$

или с учетом того, что $a(c) = \alpha c$,

$$\frac{\partial c}{\partial t} + \frac{q}{2\pi m h (1 + \alpha) r} \frac{\partial c}{\partial r} = 0. \quad (6.5)$$

Это и есть дифференциальное уравнение баланса концентрации ПАВ в водонасыщенном пласте.

Для его решения необходимо знать начальные и граничные условия. Сформулируем их. В начальный момент времени в пласте отсутствует ПАВ, т. е.

$$c(r, 0) = 0. \quad (6.6)$$

Начиная с момента времени $t = 0$ в пласт закачивается водный раствор ПАВ с концентрацией $c = c^0$. Поэтому граничное условие имеет вид

$$c(r_c, t) = c^0. \quad (6.7)$$

С помощью замены переменных

$$\xi = \frac{r^2 - r_c^2}{r_k^2 - r_c^2}, \quad \tau = \frac{qt}{m(1 + \alpha)\pi h(r_k^2 - r_c^2)} \quad (6.8)$$

приведем условия задачи (6.5) — (6.7) к более удобному для решения виду. Вычисляя производные, входящие в уравнение (6.5), последовательно получим

$$\frac{\partial c}{\partial r} = \frac{\partial c}{\partial \xi} \frac{d\xi}{dr} = \frac{2r}{(r_k^2 - r_c^2)} \frac{\partial c}{\partial \xi};$$

$$\frac{\partial c}{\partial t} = \frac{\partial c}{\partial \tau} \frac{d\tau}{dt} = \frac{q}{m\pi h(1 + \alpha)(r_k^2 - r_c^2)} \frac{\partial c}{\partial \tau}.$$

Подставляя полученные соотношения в уравнение (6.5), будем иметь

$$\frac{\partial c}{\partial \tau} + \frac{\partial c}{\partial \xi} = 0. \quad (6.9)$$

Начальные и граничные условия примут вид

$$\left. \begin{aligned} c(\xi, 0) &= 0 \\ c(0, \tau) &= c^0 \end{aligned} \right\} \quad (6.10)$$

Решение задачи (6.9) — (6.10) хорошо известно и имеет вид

$$\begin{aligned} c(\xi, \tau) &= c^0, & \xi \leq \tau, \\ c(\xi, \tau) &= 0, & \xi > \tau, \end{aligned}$$

т. е. положение фронта ПАВ определяем с помощью уравнения

$$\xi = \tau.$$

Переходя к размерным величинам, получим

$$c(r, t) = c^0, \quad r^2 \leq r_c^2 + \frac{qt}{m(1+\alpha)\pi h},$$

$$c(r, t) = 0, \quad r^2 > r_c^2 + \frac{qt}{m(1+\alpha)\pi h}.$$

Таким образом, положение фронта ПАВ можно определить по соотношению

$$r_{\Phi}(t) = \sqrt{r_c^2 + \frac{qt}{m(1+\alpha)\pi h}}. \quad (6.11)$$

Дифференцируя обе части уравнения (6.11) по t , найдем скорость продвижения фронта ПАВ

$$v_c(t) = \frac{dr_{\Phi}(t)}{dt} = \frac{q}{2m(1+\alpha)\pi h r_{\Phi}(t)}. \quad (6.12)$$

Таким образом, скорость продвижения фронта ПАВ в случае плоско-радиальной фильтрации падает с течением времени по закону, формула которого имеет вид (6.12).

Найдем время подхода фронта ПАВ к линии отбора. Для этого подставим в соотношение (6.11) значение $r_{\Phi}(t) = r_k$ и, возведя обе части полученного равенства в квадрат, найдем

$$t^* = \frac{m(1+\alpha)\pi h}{q} (r_k^2 - r_c^2) \approx \frac{m(1+\alpha)\pi h}{q} r_k^2 =$$

$$= \frac{0,2 \cdot 1,3\pi 10}{250} 200^2 = 3,58 \text{ года.}$$

Задача (6.4). В семиточечный элемент пласта площадью $S = 100\,000 \text{ м}^2$ через центральную скважину закачивается водный раствор ПАВ с концентрацией c^0 при темпе закачки $q = 500 \text{ м}^3/\text{сут}$. ПАВ адсорбируется пористой средой по закону Генри

$$a(c) = \alpha c,$$

где α — константа Генри, равная 0,25. Толщина пласта $h = 15 \text{ м}$, пористость $m = 0,25$. Пласт полностью насыщен водой.

Определить время подхода фронта ПАВ к добывающим скважинам, а также скорость продвижения этого фронта в начальный и конечный моменты времени. Движение жидкостей считать плоско-радиальным, а сами жидкости — несжимаемыми.

У к а з а н и е. За время подхода фронта ПАВ к добывающим скважинам (т. е. в конечный момент времени t^*) считать время, к которому площадь круга, ограниченная фронтом ПАВ, будет равна площади семиточечного элемента.

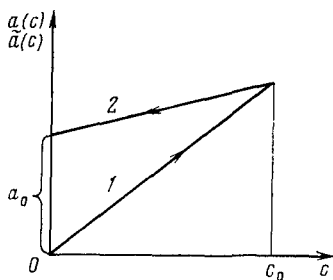


Рис. 75. График зависимости сорбции (1) и десорбции (2) ПАВ пористой породой (случай линейной изотермы сорбции и десорбции):

a_0 — количество ПАВ, необратимо сорбированного породой

О т в е т:

$$t^* = 2,57 \text{ года}; \quad v_c(0) = 170 \text{ м/сут}; \quad v_c(t^*) = 3 \text{ м/сут}.$$

З а д а ч а (6.5). В пласт, первоначально насыщенный водой с пористостью $m = 0,2$ и имеющий размеры $l = 500$ м, $b = 300$ м, $h = 10$ м, закачивается оторочка ПАВ с концентрацией $c^0 = 0,001$ при расходе $q = 400$ м³/сут. Оторочка проталкивается водой с тем же расходом q . ПАВ адсорбируется пористой средой по закону, формула которого имеет вид

$$a(c) = \alpha c,$$

где $\alpha = 0,3$.

На стадии проталкивания оторочки водой происходит десорбция ПАВ (т. е. обратное растворение части адсорбированного ПАВ в прокачиваемой воде).

$$\tilde{a}(c) = \tilde{\alpha}c + (\alpha - \tilde{\alpha})c^0,$$

где $\tilde{\alpha} = 0,1$; $\tilde{a}_0 = (\alpha - \tilde{\alpha})c^0$ характеризует необратимо сорбированное породой количество ПАВ (рис. 75).

Определить оптимальный объем оторочки ПАВ и время, необходимое для ее создания. Оптимальным считать такой объем оторочки, который исчезает при подходе фронта ПАВ к линии отбора. Движение жидкостей считать прямолинейным, а сами жидкости — несжимаемыми.

Р е ш е н и е. На стадии создания оторочки ПАВ решение известно (см. задачу 6.1):

$$c = \begin{cases} c^0, & x \leq v_c t, \\ 0, & x > v_c t. \end{cases}$$

где

$$v_c = \frac{q}{mbh(1 - \alpha)}.$$

Будем считать, что в момент времени $t = t_*$ формирование оторочки закончилось и началась стадия проталкивания ее по пласту водой, закачиваемой с расходом q . Для определения скорости тыла оторочки ПАВ выведем уравнение, описывающее распределение

концентрации активных веществ на стадии проталкивания оторочки закачиваемой водой.

Выделим элемент объема пласта $\Delta V = bh\Delta x$ (см. рис. 72) и рассмотрим баланс объема ПАВ.

За время Δt в элемент ΔV вошел объем ПАВ

$$Q_1 = qc(x, t) \Delta t.$$

За это же время из элемента ΔV вышло следующее количество ПАВ:

$$Q_2 = qc(x + \Delta x, t) \Delta t.$$

В момент времени t в элементе объема ΔV содержалось количество ПАВ

$$Q_3 = m\Delta V [c(\tilde{x}, t) + \tilde{a}(\tilde{x}, t)].$$

которое за время Δt изменилось и стало равным

$$Q_4 = m\Delta V [c(\tilde{x}, t + \Delta t) + \tilde{\alpha}(\tilde{x}, t + \Delta t)].$$

Составляя уравнение баланса, получим

$$Q_1 - Q_2 = Q_4 - Q_3$$

или после подстановки полученных выражений для $Q_1 - Q_4$, деления обеих частей уравнения на $\Delta V \Delta t$ и устремления Δx и Δt к нулю будем иметь

$$m \frac{\partial [c(x, t) + \tilde{a}(x, t)]}{\partial t} + \frac{q}{bh} \frac{\partial c}{\partial x} = 0.$$

Используя выражение для определения $\tilde{a}(c)$, после несложных преобразований получим уравнение распределения концентрации ПАВ в пласте на стадии проталкивания оторочки водой в виде

$$\frac{\partial c}{\partial t} + \frac{q}{m(1 + \tilde{\alpha})bh} \frac{\partial c}{\partial x} = 0. \quad (6.13)$$

Отметим, что в момент времени $t = t_*$ (момент окончания создания оторочки и начала проталкивания ее водой) во всех сечениях пласта, через которые прошел фронт оторочки ПАВ, концентрация ПАВ будет равна концентрации закачки. Таким образом, начальное условие будет иметь вид

$$c(x, t_*) = c^0, \quad x \leq x_\Phi(t_*). \quad (6.14)$$

Начиная с момента времени $t = t_*$ оторочка будет проталкиваться водой, не содержащей ПАВ. Поэтому граничное условие примет вид

$$c(0, t) = 0, \quad t \geq t_*. \quad (6.15)$$

Решение задачи (6.13) — (6.15) хорошо известно. Результат получают по формулам

$$c(x, t) = \begin{cases} 0, & x \leq v_\tau(t - t_*), \\ c^0, & v_\Phi \geq x \geq v_\tau(t - t_*), \end{cases}$$

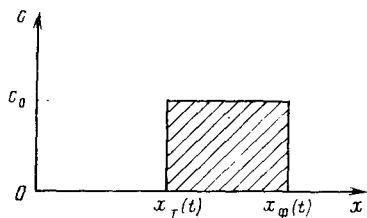


Рис. 76. Зависимость концентрации ПАВ в пласте при проталкивании оторочки раствора водой (случай линейных изотерм сорбции и десорбции ПАВ) от расстояния. Движение жидкостей — прямолинейно-параллельное: c — концентрация ПАВ, $x_{\text{ф}}(t)$ и $x_{\text{т}}(t)$ — соответственно положение фронта и тыла оторочки ПАВ в момент времени t

где $v_{\text{т}}$ — скорость тыла оторочки, определяемая по соотношению

$$v_{\text{т}} = \frac{q}{m(1 + \tilde{\alpha})bh}$$

Характерное распределение концентрации ПАВ в пласте показано на рис. 76.

Найдем время t_* создания оторочки. Из определения оптимального объема оторочки имеем

$$v_{\text{ф}}t^* = \frac{qt^*}{mbh(1 + \alpha)} = l,$$

$$v_{\text{т}}(t^* - t_*) = \frac{q(t^* - t_*)}{mbh(1 + \tilde{\alpha})} = l.$$

Решая эти два уравнения относительно t_* , получим

$$t_* = t^* \frac{mbh(1 + \tilde{\alpha})}{q} = \frac{mbhl(\alpha - \tilde{\alpha})}{q} = \frac{V_{\text{пор}}}{q}(\alpha - \tilde{\alpha}) = \frac{0,2 \cdot 500 \cdot 300 \cdot 10}{400} 0,2 = 4,11 \text{ года.}$$

Объем оторочки ПАВ при этом составит

$$V_{\text{от}} = \frac{qt_*}{1 + \alpha} = \frac{\alpha - \tilde{\alpha}}{1 + \alpha} V_{\text{пор}} = \frac{0,2}{1,3} V_{\text{пор}} \approx 0,15V_{\text{пор}}.$$

Таким образом, для условий нашей задачи оптимальным является объем оторочки ПАВ, равный 15 % порового объема пласта $V_{\text{пор}}$.

Задача 6.6. В водонасыщенный пласт толщиной $h = 5$ м и пористостью $m = 0,27$ через нагнетательную скважину радиусом $r_c = 0,1$ м, расположенную в центре пласта, закачивается оторочка водного раствора полиакриламида (ПАА) концентрацией $c_0 = 0,002$ при расходе $q = 250$ м³/сут. По окончании создания оторочки она проталкивается по пласту водой, закачиваемой в нагнетательную скважину с тем же расходом q . ПАА адсорбируется пористой средой по закону, формула которого имеет вид

$$a(c) = \alpha c, \quad \text{где } \alpha = 0,35.$$

На стадии проталкивания оторочки ПАА водой происходит десорбция полиакриламида по закону, формула которого имеет вид

$$\tilde{a}(c) = \tilde{a}c + (\alpha - \tilde{a})c^0,$$

где $\alpha = 0,05$ — коэффициент десорбции; $(\alpha - \tilde{a})c^0$ — необратимо сорбированное породой количество полиакриламида.

Отбор жидкости производится через добывающую галерею, расположенную на расстоянии $r_k = 200$ м от центра нагнетательной скважины.

Вывести формулу для расчета оптимального объема оторочки ПАА и определить объем оторочки и количество ПАА, необходимое для создания такой оторочки.

У к а з а н и е. Пользуясь решениями, приведенными в задачах 6.3 и 6.5, получить выражения для скоростей движения фронта и тыла оторочки ПАА.

О т в е т:

$$V_{от} = \frac{V_{пор}(\alpha - \tilde{a})}{1 + \alpha};$$

$$V_{от} = 3,77 \cdot 10^4 \text{ м}^3 = 0,222V_{пор};$$

$$V_{ПАА} = 75,4 \text{ м}^3.$$

З а д а ч а 6.7. Определить время t_* закачки в пласт водного раствора полиакриламида (ПАА) для создания оторочки ПАА оптимального объема. Условия задачи те же, что и задачи 6.6.

О т в е т: $t_* = 203,6$ сут.

§ 2. РАСЧЕТ ПРОЦЕССА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ ПРИ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА ПЛАСТ

Хорошо известно, что активные примеси обладают различным избирательным воздействием, повышающим эффективность вытеснения. Например, поверхностно-активные вещества (ПАВ), растворимые в воде, снижают поверхностное натяжение на контакте водный раствор ПАВ — нефть; водные растворы полимеров вследствие повышенной вязкости обладают большей по сравнению с обычной водой вытесняющей способностью; добавка углекислоты в закачиваемую воду повышает вязкость закачиваемого агента и снижает вязкость нефти, т. е. положительно влияет на соотношение подвижностей вытесняемой и вытесняющей фаз, и т. д.

В настоящем параграфе эффективность физико-химических методов добычи нефти изучена с использованием уравнений двухфазной фильтрации несжимаемых жидкостей без учета капиллярных эффектов. При этом влияние активных примесей (ПАВ, полимеров, углекислоты) на результаты вытеснения нефти учитывают по изменениям фазовых проницаемостей и подвижностей нефтяной и водной фаз в пористой среде, происходящим под воздействием этих примесей.

В задачах 6.8К—6.13К исследована эффективность вытеснения нефти растворами активных примесей и рассчитаны некоторые наиболее важные технологические показатели разработки, а именно: текущий и конечный коэффициенты нефтеотдачи, срок разработки, дебиты нефти и воды, оптимальный объем оторочки активной примеси и т. д.

Задача 6.8К. Из прямолинейного элемента пласта длиной $l = 400$ м, шириной $b = 200$ м и толщиной $h = 12,5$ м, вначале заполненного нефтью и связанной водой, осуществляется добыча нефти с помощью закачки водного раствора поверхностно-активного вещества (ПАВ) интенсивностью $q = 200$ м³/сут и концентрацией ПАВ $c^0 = 0,005$. Пористость пласта $m = 0,2$. ПАВ не растворяется в нефти и не изменяет вязкости водного раствора с изменением концентрации c . Начальная водонасыщенность пласта $s_0 = s_{св} = 0,2$; вязкости пластовой нефти и закачиваемого водного раствора ПАВ равны, соответственно, $\mu_n = 5$ мПа·с, $\mu_v = 1$ мПа·с.

ПАВ интенсивно сорбируется скелетом пористой породы. Предположим, что сорбция ПАВ происходит в соответствии с законом Генри (т. е. задана изотерма сорбции Генри) по формуле

$$a(c) = \alpha c, \quad \text{где } \alpha = 0,1.$$

Предположим, что механизм воздействия ПАВ на эффективность вытеснения нефти сказывается вследствие уменьшения остаточной нефтенасыщенности в зависимости от концентрации ПАВ. Формула закона изменения остаточной нефтенасыщенности от концентрации ПАВ c и относительные фазовые проницаемости для воды и нефти имеют вид

$$s_{n \text{ ост}}^*(c) = s_{n \text{ ост}}(1 - 100c)^4;$$

$$k_v(s) = [(s - s_0)/(1 - s_0)]^2; \quad k_n(s) = [(1 - s - s_{n \text{ ост}}^*(c))/(1 - s_0 - s_{n \text{ ост}}^*(c))]^2.$$

Здесь $s_{n \text{ ост}}$ — остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти водой ($s_{n \text{ ост}} = 0,3$).

Определить технологические показатели процесса вытеснения нефти ПАВ: текущую и конечную нефтеотдачу в зависимости от прокачанных поровых объемов и общее количество добытой нефти, а также время разработки залежи. Процесс считать законченным в момент подхода фронта концентрации ПАВ к линии отбора ($x = l$). Влиянием капиллярного давления пренебрегаем. Коэффициент охвата пласта по толщине воздействием η_{2T} принимаем равным 0,8.

Решение. Для решения задачи выведем дифференциальные уравнения, описывающие процесс вытеснения нефти из пласта с помощью активной примеси. Под активной примесью будем понимать такую примесь, добавка которой к вытесняющей фазе (воде) улучшает условия вытеснения нефти из пласта (например, снижает остаточную нефтенасыщенность, улучшает относительные фазовые проницаемости породы для нефти, улучшает соотношение вязкостей

нефти и вытесняющего ее агента и т. д.). Будем считать для общности что активная примесь с концентрацией c в водном растворе может переходить в нефтяную фазу, т. е. растворяться в нефти с образованием концентрации $\varphi(c)$ и адсорбироваться на поверхности скелета пористой среды. Адсорбируемое количество активной примеси обозначим через $a(c)$. В соответствии с условием задачи пренебрегаем влиянием капиллярного давления на процесс вытеснения нефти.

Предположим, что водный раствор активной примеси и нефть — несжимаемые жидкости, а течение жидкостей — прямолинейно-параллельное. Обозначим для определенности индексом v вытесняющую фазу (водный раствор примеси), а индексом n — вытесняемую (нефть).

Тогда уравнение неразрывности для водной фазы можно записать в виде

$$m \frac{\partial s_v}{\partial t} + \frac{\partial x_v}{\partial x} = 0. \quad (6.16)$$

Здесь m — пористость пласта; \bar{v}_v — скорость фильтрации водной фазы; s_v — водонасыщенность.

Получим уравнение неразрывности для концентрации активной примеси. Выделим элементарный объем пласта с площадью поперечного сечения, равной единице, т. е.

$$\Delta V = 1 \cdot \Delta x, \quad (6.17)$$

и рассмотрим баланс объема активной примеси в элементе объема ΔV пласта за время Δt .

За время Δt в элемент ΔV пласта вошло активной примеси $[v_v c + v_n \varphi(c)]/x \Delta t$.

За то же время количество активной примеси, вышедшей из элемента ΔV , составит

$$[v_v c + v_n \varphi(c)]/x + \Delta x \Delta t.$$

В момент времени t в объеме ΔV находилось активной примеси $m \Delta V [s_v c + s_n \varphi(c) + a(c)]/t$.

В момент времени $t + t \Delta$

$$m \Delta V [s_v c + s_n \varphi(c) + a(c)]/t + \Delta t.$$

Составляя уравнение баланса примеси, получим

$$[v_v c + v_n \varphi(c)]/x - [v_v c + v_n \varphi(c)]/x + \Delta x = m \Delta V \{ [s_v c + s_n \varphi(c) + a(c)] \times \\ \times /t + \Delta t - [s_v c + s_n \varphi(c) + a(c)]/t \}.$$

Устремляя Δx и Δt к нулю, с учетом (6.17) получим

$$m \frac{\partial}{\partial t} [s_v c + s_n \varphi(c) + a(c)] + \frac{\partial}{\partial x} [v_v c + v_n \varphi(c)] = 0. \quad (6.18)$$

Уравнение (6.18) и есть уравнение баланса примеси в водной фазе.

Будем считать, что движение фаз в пористой среде подчиняется обобщенному закону Дарси, формула которого имеет вид

$$v_i = - \frac{k k_i (s_B, c)}{\mu_i} \frac{\partial p}{\partial x}, \quad i = B, H, \quad (6.19)$$

где k — абсолютная проницаемость породы; $k_i (s_B, c)$ — относительные фазовые проницаемости для воды и нефти; p — давление.

Используя уравнение неразрывности нефтяной фазы

$$m \frac{\partial s_H}{\partial t} + \frac{\partial v_H}{\partial x} = 0$$

и складывая его с уравнением (6.16) с учетом того, что $s_B + s_H = 1$, получим

$$\frac{\partial}{\partial x} (v_B + v_H) = \frac{\partial v}{\partial x} = 0$$

или

$$v = v(t),$$

что свидетельствует о том, что суммарная скорость фильтрации $v(t)$ одинакова во всех сечениях пласта x в данный момент времени и определяется только граничными условиями (заданным темпом закачки раствора или перепадом давления между линиями нагнетания и отбора).

Выразим суммарную скорость фильтрации $v(t)$ через градиент давления $\partial p / \partial x$. Используя уравнение (6.19), получим

$$v = v_B + v_H = -k \left(\frac{k_B}{\mu_B} + \frac{k_H}{\mu_H} \right) \frac{\partial p}{\partial x},$$

откуда

$$\frac{\partial p}{\partial x} = - \frac{v}{k \left(\frac{k_B}{\mu_B} + \frac{k_H}{\mu_H} \right)} \quad (6.20)$$

Подставляя (6.20) в уравнение (6.19) для водной фазы, получим

$$v_B = f v, \quad (6.21)$$

где

$$f = f(s_B, c) = \frac{k_B / \mu_B}{k_B / \mu_B + k_H / \mu_H}.$$

С учетом (6.21) можно переписать уравнение неразрывности вытесняющей фазы в виде

$$m \frac{\partial s_B}{\partial t} + v \frac{\partial f}{\partial x} = 0. \quad (6.22)$$

Аналогично уравнению (6.22) для раствора активной примеси можно получить следующее уравнение:

$$m \frac{\partial}{\partial t} [s_B c + s_H \Phi(c) + a(c)] + v \frac{\partial}{\partial x} [f c + (1-f) \Phi(c)] = 0. \quad (6.23)$$

Итак, для определения насыщенности пористой среды вытесняющей фазой s_B и концентрации активной примеси имеем следующую систему дифференциальных уравнений в частных производных:

$$m \frac{\partial s_B}{\partial t} + v \frac{\partial f}{\partial x} = 0; \quad (6.24)$$

$$m \frac{\partial}{\partial t} [s_{Bc} + s_n \varphi(c) + a(c)] + v \frac{\partial}{\partial x} [fc + (1-f) \varphi(c)] = 0. \quad (6.25)$$

С учетом того, что $s_B + s_n = 1$, уравнения (6.24), (6.25) перепишем следующим образом (здесь и далее индекс в опускаем):

$$m \frac{\partial s}{\partial t} + v \frac{\partial f}{\partial x} = 0; \quad (6.26)$$

$$m \frac{\partial}{\partial t} [sc + (1-s) \varphi(c) + a(c)] + v \frac{\partial}{\partial x} [fc + (1-f) \varphi(c)] = 0. \quad (6.27)$$

В соответствии с условиями задачи начальные и граничные условия имеют вид

$$\left. \begin{aligned} s(x, 0) &= s_{св} = s_0; & c(x, 0) &= 0 \\ \underline{s(0, t)} &= 1 - s_{н\text{ост}}^*; & c(0, t) &= c^0 \end{aligned} \right\}, \quad (6.28)$$

означающие, что в первоначально обводненный пласт с водонасыщенностью $s_0 = s_{св}$ и концентрацией примеси $c = 0$ осуществляется непрерывная закачка той же активной примеси с концентрацией c^0 .

Для удобства дальнейшего исследования введем безразмерные переменные

$$\xi = \frac{x}{l}; \quad \tau = \frac{1}{ml} \int_0^t v(t) dt = \frac{qt}{mb l h_0},$$

где $h_0 = h \eta_{ст}$. При этом в получаемые от замены переменных уравнения не входят параметры пласта и темп закачки жидкости. Кроме того, все параметры выражены в терминах τ , где τ — отношение объема закачанной жидкости к объему пор пласта, охваченных воздействием. В переменных ξ, τ уравнения (6.26) — (6.28) примут вид:

$$\frac{\partial s}{\partial \tau} + \frac{\partial f}{\partial \xi} = 0; \quad (6.29)$$

$$\frac{\partial}{\partial \tau} [sc + (1-s) \varphi(c) + a(c)] + \frac{\partial}{\partial \xi} [fc + (1-f) \varphi(c)] = 0; \quad (6.30)$$

$$\left. \begin{aligned} s(\xi, 0) &= s_0; & c(\xi, 0) &= 0 \\ \underline{s(0, \tau)} &= s^0; & c(0, \tau) &= c^0 \end{aligned} \right\}. \quad (6.31)$$

При незначительной концентрации активной примеси c растворимость ее в нефти $\varphi(c)$ и количество адсорбируемого вещества $a(c)$ с большой степенью точности могут быть описаны зави-

симостями линейной изотермы растворимости и изотермы сорбции Генри:

$$\begin{aligned} \varphi(c) &= Kc; \\ a(c) &= \alpha c. \end{aligned} \quad (6.32)$$

Из теории систем уравнений типа (6.29) — (6.31) известно, что при справедливости соотношений (6.32) распределение концентрации c активной примеси в пласте имеет вид «ступеньки» (см. рис. 73). В этом случае следует определить скорость v_c движения жидкости, имеющей концентрацию $c = c^0$. Тогда система уравнений, описывающих процесс вытеснения нефти, значительно упрощается и принимает вид:

зона I

$$\begin{aligned} 0 \leq \xi \leq \xi_c(\tau); \\ \frac{\partial s}{\partial \tau} + \frac{\partial f(s, c^0)}{\partial \xi} = 0; \end{aligned} \quad (6.33)$$

зона II

$$\begin{aligned} \xi_c(\tau) < \xi \leq 1; \\ \frac{\partial s}{\partial \tau} + \frac{\partial f(s, 0)}{\partial \xi} = 0. \end{aligned} \quad (6.34)$$

На границе зон I и II, где $\xi = \xi_c(\tau)$, должны выполняться условия неразрывности потока жидкостей. Резкое изменение концентрации при $\xi = \xi_c(\tau)$ («скачок» концентрации) обуславливает резкое уменьшение насыщенности s («скачок» насыщенности). Обозначим значками «—» и «+» значения водонасыщенности соответственно перед скачком и после него.

Тогда начальные и граничные условия для уравнений (6.33) и (6.34) будут иметь вид:

зона I

$$\begin{aligned} s(0, \tau) = s^0; \\ s(\xi, 0) = s_0; \end{aligned} \quad (6.35)$$

зона II

$$\begin{aligned} s(\xi_c, \tau) = s^+; \\ s(\xi, 0) = s_0. \end{aligned} \quad (6.36)$$

Решение задач (6.33), (6.35) хорошо известно из теории фильтрации и имеет вид

$$\xi(s, \tau) = f'(s, c^0) \tau \quad (6.37)$$

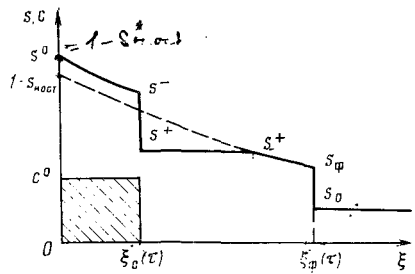
для любых s , удовлетворяющих соотношению

$$s^- \leq s \leq s^0.$$

Найдем распределение насыщенности в зоне II, предполагая, что s^+ уже известна.

Распределение водонасыщенности в зоне II зависит от значения s^+ . Очевидно, что если s^+ больше водонасыщенности на фронте

Рис. 77. График распределения насыщенности водной фазой и концентрации активной примеси в пласте в случае значительной сорбции активной примеси породой (пунктиром показано распределение водонасыщенности при обычном заводнении)



вытеснения нефти водой s_ϕ , т. е. $s^+ > s_\phi$, где s_ϕ определяется так же, как и по теории Баклея—Левретта:

$$s_\phi = s_0 + \frac{f(s_\phi)}{f'(s_\phi)}, \quad (6.38)$$

то решение для зоны II аналогично решению, данному Баклеем—Левреттом, а именно:

$$\xi(s, \tau) = f'(s, 0) \tau \quad (6.39)$$

для любых s , удовлетворяющих неравенству

$$s_\phi \leq s \leq s^+.$$

Для этого случая характерное распределение насыщенности водной фазой s и концентрации примеси c будет таким, как показано на рис. 77.

Если $s^+ < s_\phi$, по пласту перед скачком концентрации будет распространяться «ступенька» насыщенности водой при $s = s^+$ (в противном случае в пласте имелись бы точки с неоднозначным значением насыщенности). Найдем скорость продвижения фронта вытеснения нефти водой в этом случае, для чего рассмотрим уравнение материального баланса воды в зоне II. Рассмотрим моменты времени, при которых фронт вытеснения еще не дошел до линии отбора.

За время t в зону II войдет объем воды

$$V_B = \int_0^t v(t) dt = m \int_0^{x_c(t)} (s - s_0) dx = \int_0^t v(t) dt = m s_0 x_c(t) = m \int_0^{x_c(t)} s dx,$$

который займет поровый объем зоны II, равный, очевидно, V_B , т. е.

$$V_B = m \int_{x_c(t)}^{x_\phi(t)} (s - s_0) dx = m (s^+ - s_0) [x_\phi(t) - x_c(t)].$$

Вводя безразмерные переменные и приравнивая оба эти выражения, получим

$$\tau + s_0 \xi_c(\tau) = \int_0^{\xi_c(\tau)} s d\xi = (s^+ - s_0) [\xi_\phi(\tau) - \xi_c(\tau)]. \quad (6.40)$$

Вычислим интеграл, входящий в это выражение. Заменяя переменную интегрирования ξ на s и используя формулу (6.37), получим

$$d\xi = f''(s, c^0) \tau ds.$$

При этом, очевидно, пределы интегрирования изменятся следующим образом: нижний $\xi = 0$ будет иметь вид $s = s^0$, а верхний $\xi = \xi_c(\tau) - s = s^-$. Тогда

$$\int_0^{\xi_c(\tau)} s d\xi = \tau \int_{s^0}^{s^-} s f''(s, c^0) ds.$$

Вычисляя последний интеграл по частям, получим

$$\begin{aligned} \int_{s^0}^{s^-} s f''(s, c^0) ds &= \tau [s^- f'(s^-, c^0) - s^0 f'(s^0, c^0) - f(s^-, c^0) + f(s^0, c^0)] = \\ &= \tau [1 + s^- f'(s^-, c^0) - f(s^-, c^0)], \end{aligned}$$

где $f(s^0, c^0) = 1$; $f'(s^0, c^0) = 0$.

Учитывая, что из формулы (6.37) следует

$$\xi_c(\tau) = f'(s^-, c^0) \tau, \quad (6.41)$$

и подставляя найденное выражение для интеграла в уравнение (6.40), получим

$$(s^+ - s^0) \xi_\phi(\tau) = \tau [f(s^-, c^0) - (s^- - s^+) f'(s^-, c^0)]. \quad (6.42)$$

Упростим это соотношение.

Из теории фильтрации известно, что на границах области, где насыщенность изменяется скачкообразно, должно соблюдаться следующее:

$$\frac{d\xi_c}{d\tau} = v_c = \frac{f(s^-, c^0) - f(s^+, 0)}{s^- - s^+}; \quad (6.43)$$

$$v_c = \frac{f(s^-, c^0) - \frac{K}{1-K}}{s^- - \frac{\alpha + K}{1-K}}. \quad (6.44)$$

Здесь K и α — константы растворимости соответственно активной примеси в нефти и адсорбции примеси породой.

Дифференцируя уравнение (6.41) по τ , найдем еще одно уравнение для определения безразмерной скорости v_c :

$$\frac{d\xi_c}{d\tau} = v_c = f'(s^-, c^0). \quad (6.45)$$

Из (6.43) и (6.45) следует:

$$f'(s^-, c^0) = \frac{f(s^-, c^0) - f(s^+, 0)}{s^- - s^+}.$$

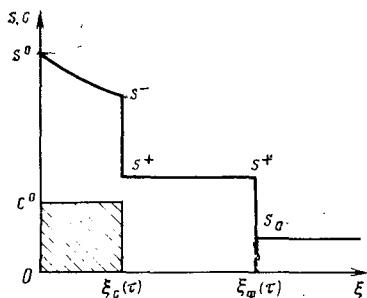


Рис. 78. График распределения насыщенности водной фазой и концентрации активной примеси в пласте в случае слабой сорбции примеси

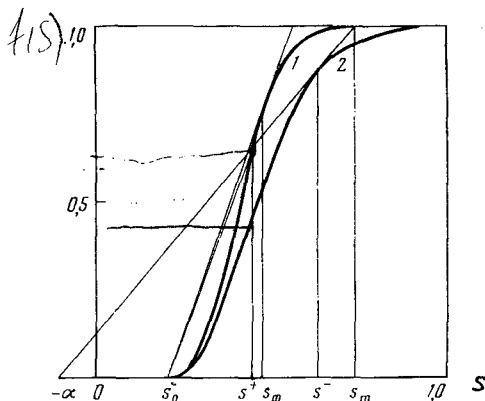


Рис. 79. Зависимость доли водного раствора в ПАВ в потоке от водонасыщенности s при слабой абсорбции. Концентрация ПАВ: 1 - $c = 0$; 2 - $c = c^0$

Подставляя это соотношение в уравнение (6.42), окончательно получим

$$(s^+ - s_0) \xi_\phi(\tau) = f(s^+, 0) \tau,$$

откуда скорость фронта вытеснения нефти водой

$$\frac{\partial \xi_\phi}{\partial \tau} = v_\phi = \frac{f(s^+, 0)}{s^+ - s_0}. \quad (6.46)$$

График характерного распределения насыщенности и концентрации для этого случая показан на рис. 78.

Для определения v_c , s^- и s^+ имеем три уравнения (6.43) — (6.45), которые удобно записать в виде, позволяющем решить каждое из них независимо от других:

$$f'(s^-, c^0) = \frac{f(s^-, c^0) - \frac{K}{1-K}}{s^- - \frac{\alpha - K}{1-K}}; \quad (6.47)$$

$$v_c = f'(s^-, c^0); \quad (6.48)$$

$$\frac{f(s^-, c^0) - f(s^+, 0)}{s^- - s^+} = v_c. \quad (6.49)$$

Как следует из этих уравнений, из первого определяем s^- , из второго — v_c , из третьего — значение насыщенности s^+ за скачком концентрации.

Уравнения (6.47) — (6.49) удобно решать, применяя графоаналитическую технику. На диаграмме $s, f(s)$, называемой фазовой, построим функции $f(s, c^0)$ и $f(s, 0)$ (см. рис. 79) и проведем касательную из точки с координатами $\left(-\frac{\alpha + K}{1-K}, -\frac{K}{1-K}\right)$ к кривой

$f(s, c^0)$. На абсциссе в точке касания получим величину s^- , а в точке пересечения касательной с кривой $f(s, 0)$ найдем s^+ . Далее, очевидно, по тангенсу угла наклона касательной к оси абсцисс определим скорость v_c .

Две разобранные возможные ситуации ($s^+ > s_{\text{ф}}$ и $s^+ \leq s_{\text{ф}}$) соответствуют случаям сильной и слабой адсорбции закачиваемой активной примеси пористой средой. В обоих случаях фронту вытеснения нефти примесью предшествует фронт вытеснения нефти водой. Однако при значительной адсорбции фронт вытеснения нефти водой и передняя часть профиля водонасыщенности полностью совпадают с фронтом вытеснения нефти и профилем водонасыщенности при обычном заводнении (показано пунктиром на рис. 77).

Таким образом, сильно сорбирующаяся примесь не изменяет момента начала обводнения добываемой продукции. Прирост нефтеотдачи получают лишь на поздней стадии разработки (к моменту подхода фронта концентрации к линии отбора). При закачке слабо сорбирующейся примеси ($s^+ < s_{\text{ф}}$) происходит отставание фронта вытеснения нефти водой по сравнению с обычным заводнением, т. е. увеличивается безводный период добычи, а прирост нефтеотдачи получаем уже на ранней стадии добычи нефти.

После изложенных замечаний относительно решения уравнений, описывающих процесс вытеснения нефти раствором активной примеси, перейдем к решению нашей задачи, используя графоаналитический метод решения, описанный выше.

Для этого построим функцию доли водного раствора ПАВ с концентрацией $f(s, c^0)$ и доли воды $f(s, 0)$ в потоке фильтрующихся жидкостей в зависимости от насыщенности водной фазой s , используя заданные соотношения для относительных фазовых проницаемостей.

Построим вначале зависимость $f(s, 0)$, придавая водонасыщенности s значения от s_0 до $1 - s_{\text{н ост}}$ в равноотстоящих точках с шагом

$$\Delta s = \frac{(1 - s_0 - s_{\text{н ост}})}{M - 1},$$

где M — общее число точек, для которых следует определить искомую функцию $f(s, 0)$. Аналогично находим функцию $f(s, c^0)$. Данные расчетов приведены в табл. 53 и на рис. 79.

Далее, воспользовавшись методикой, описанной выше, определяем водонасыщенности s^- , s^+ и $s_{\text{ф}}$.

Учитывая, что по условию задачи растворимость ПАВ в нефти отсутствует, и полагая в уравнении для нахождения s^- значение $K = 0$, получим

$$f'(s^-, c^0) = \frac{f(s^-, c^0)}{s^- - \alpha}.$$

Проводя касательную к кривой $f(s, c^0)$ из точки с координатами $(-\alpha, 0)$, находим значение s^- (см. рис. 79):

$$s^- = 0,625.$$

Таблица 53

s	$f(s, 0)$	s	$f(s, c^0)$	s	$f(s, 0)$	s	$f(s, c^0)$
0,200	0,000	0,200	0,0	0,463	0,707	0,611	0,840
0,226	0,006	0,241	0,013	0,489	0,787	0,652	0,889
0,253	0,026	0,282	0,055	0,516	0,852	0,693	0,926
0,279	0,064	0,323	0,130	0,542	0,902	0,735	0,952
0,305	0,122	0,364	0,232	0,568	0,939	0,776	0,971
0,331	0,199	0,406	0,351	0,595	0,965	0,818	0,984
0,358	0,294	0,447	0,475	0,621	0,982	0,858	0,992
0,384	0,399	0,488	0,591	0,647	0,993	0,899	0,997
0,411	0,508	0,529	0,692	0,674	0,998	0,940	0,999
0,437	0,613	0,570	0,774	0,700	1,000	0,981	1,000

По рис. 79 находим абсциссу точки пересечения построенной касательной с кривой $f(s, 0)$, после чего определим значение s^+ :

$$s^+ = 0,440.$$

Графическим построением находим точку s_{Φ} пересечения касательной к кривой $f(s, 0)$, проведенной из точки с координатами, $(s_0, 0)$:

$$s_{\Phi} = 0,475.$$

Отметим, что s_{Φ} есть не что иное, как корень уравнения (6.38) найденный графическим способом.

Из сравнения s_{Φ} и s^+ заключаем, что $s^+ < s_{\Phi}$. Следовательно, фронт вытеснения нефти будет отставать от фронта вытеснения нефти при обычном заводнении (случай малой сорбируемости ПАВ пористой средой). Характерный график распределения насыщенности водной фазой и концентрации ПАВ приведен на рис. 78.

Перейдем к расчету нефтеотдачи. Для этого разобьем весь срок разработки залежи на два этапа, соответствующих безводному периоду и периоду добычи обводненной продукции.

Очевидно, что в безводный период добычи нефти вследствие предположения о несжимаемости жидкостей объем добытой нефти равен объему закачанного в пласт раствора ПАВ, т. е.

$$V_{\text{н}} = V_{\text{зак в}} = qt.$$

Из формулы для определения коэффициента нефтеотдачи следует, что

$$\eta = \frac{V_{\text{н}}}{V_{\text{зак в}}} = \frac{qt}{mbhl(1-s_0)}$$

или в безразмерных переменных

$$\eta = \frac{\tau}{1-s_0} \eta_{2\tau}, \quad (6.50)$$

где τ — безразмерное время; $\eta_{2\tau}$ — коэффициент охвата пласта воздействием.

Определим момент окончания безводного периода нефтеотдачи. Скорость движения фронта вытеснения нефти дается выражением (6.46), интегрируя которое по τ , получаем

$$\xi_{\Phi}(\tau) = \frac{f(s^+, 0)}{s^+ - s_0} \tau.$$

Очевидно, безводный период заканчивается в момент подхода фронта вытеснения к добывающей галерее (линии отбора).

Полагая $x_{\Phi}(t) = l(\xi_{\Phi}(\tau) = 1$ в безразмерных переменных), получим

$$\tau_* = \frac{s^+ - s_0}{f(s^+, 0)}. \quad (6.51)$$

Определяя значение $f(s^+, 0)$ с помощью рис. 79, находим

$$\tau_* = \frac{0,440 - 0,200}{0,645} = 0,372$$

или в размерных величинах

$$t_* = \frac{mbh_0 l}{q} \tau_* = \frac{0,2 \cdot 200 \cdot 10 \cdot 400}{200} \cdot 0,372 = 297,6 \text{ сут.}$$

1

Вычислим коэффициент нефтеотдачи на конец безводного периода добычи нефти, подставив значение τ_* в формулу (6.50):

$$\eta_* = \frac{\tau_* \eta_{2T}}{1 - s_0} = \frac{0,372 \cdot 0,8}{0,8} = 0,372.$$

В период добычи обводненной продукции расчет коэффициента нефтеотдачи будем проводить следующим образом. Очевидно, что имеем соотношение

$$V_{\text{доб н}}(t) = V_{\text{зак в}}(t) - V_{\text{доб в}}(t).$$

Деля обе части этого уравнения на геологические запасы нефти получим текущий коэффициент нефтеотдачи на момент времени t

$$\eta = \frac{V_{\text{зак в}}(t) - V_{\text{доб в}}(t)}{V_{\text{зан}}}$$

Далее очевидно, что

$$V_{\text{зак в}}(t) = qf;$$

$$V_{\text{доб в}}(t) = \int_{t_*}^t q_{\text{в}}(l, t) dt = \int_{t_*}^t qf(s^+, 0) dt = qf(s^+, 0)(t - t_*),$$

так как добыча воды начинается с момента времени $t = t_*$.

Таким образом,

$$\eta = \frac{qt - qf(s^+, 0)(t - t_*)}{mbhl(1 - s_0)}$$

или в безразмерных величинах

$$\eta = \left[\frac{\tau [1 - f(s^+, 0)] - \tau_* f(s^+, 0)}{1 - s_0} \right] \eta_{2T}.$$

Подставляя выражение для τ_* (6.51), окончательно находим

$$\eta = \frac{\tau [1 - f(s^+, 0)] \cdot s^+ - s_0}{1 - s_0} \eta_{2r}. \quad (6.52)$$

Из этого соотношения следует, что нефтеотдача в водный период при незначительной сорбируемости ПАД нарастает по линейному закону.

Найдем время окончания разработки залежи, которое по условию задачи заканчивается в момент подхода фронта ПАД к линии отбора. Из уравнения (6.41) следует, что положение фронта ПАД в момент времени τ определяется следующим образом:

$$\xi_c(\tau) = f'(s^-, c^0) \tau.$$

Полагая в этом соотношении $x_c(t) = l(\xi_c(\tau) = 1)$, получаем

$$\tau^* = \frac{1}{f'(s^-, c^0)}.$$

Из рис. 79 следует, что

$$f'(s^-, c^0) = \frac{1}{s_m + \alpha},$$

где s_m — координата на оси абсцисс точки пересечения касательной к кривой $f(s, c^0)$ с прямой $f = 1$, откуда

$$\tau^* = s_m + \alpha. \quad (6.53)$$

Подставляя в это соотношение найденное из рис. 79 значение $s_m = 0,740$ и $\alpha = 0,1$, получим

$$\tau^* = 0,740 + 0,1 = 0,840$$

или в размерных величинах

$$t^* = \frac{mbh_0 l}{q} \tau^* = \frac{0,2 \cdot 200 \cdot 10 \cdot 400}{200} \cdot 0,840 = 672 \text{ сут.} \quad (2)$$

Конечный коэффициент нефтеотдачи можно определить по формуле (6.52), подставив значение $\tau = \tau^*$:

$$\eta^* = \frac{[1 - f(s^+, 0)] \tau^* \cdot s^+ - s_0}{1 - s_0} \eta_{2r}. \quad (6.54)$$

Это выражение можно упростить. Из рис. 79 следует, что

$$\frac{1 - f(s^+, 0)}{s_m - s^+} = \frac{1}{s_m + \alpha}.$$

Используя это соотношение и (6.53), находим

$$[1 - f(s^+, 0)] \tau^* = s_m - s^+.$$

После подстановки этого выражения в формулу (6.54) окончательно получим

$$\eta^* = \frac{s_m - s_0}{1 - s_0} \eta_{2r}. \quad (6.55)$$

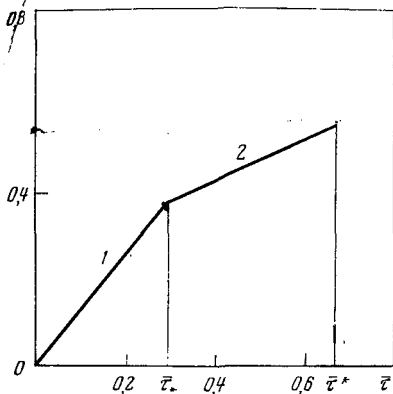


Рис. 80. График зависимости текущей нефтеотдачи от количества прокачанного раствора ПАВ в долях порового объема:

1 — период безводной добычи; 2 — период обводненной продукции

Подставляя в (6.55) исходные данные, находим конечный коэффициент нефтеотдачи

$$\eta^* = \frac{(0,740 - 0,2) \cdot 0,8}{0,8} = 0,540.$$

Наиболее удобно результаты вычисления коэффициента нефте-

отдачи представить в виде графика зависимости его от количества прокачанного раствора ПАВ $\bar{\tau} = \tau \eta_{2T}$. Результаты таких расчетов по данным примера приведены на рис. 80.

Определим общий объем добытой нефти $V_n(t^*)$. Из формулы для определения коэффициента нефтеотдачи следует, что

$$V_n(t^*) = V_{\text{зап}} \eta^*(t^*).$$

Подставляя исходные данные, получаем

$$V_n(t^*) = mbhl(1 - s_0) \eta^* = 0,2 \cdot 200 \cdot 12,5 \cdot 400 \cdot 0,8 \cdot 0,540 = 86400 \text{ м}^3.$$

По распределению насыщенности (см. рис. 79) обводненность добываемой продукции будет постоянной и равной $f(s^+, 0)$, т. е.

$$v_w = f(s^+, 0) = 0,645.$$

Таким образом, определены все технологические показатели разработки полосообразной залежи при закачке водного раствора ПАВ, которые требовалось найти по условию задачи.

Задача 6.9К. Из круговой залежи радиусом $r_k = 200$ м, толщиной $h = 12,5$ м, имеющей начальную водонасыщенность s_0 , равную 0,2, и пористость $m = 0,2$, вытесняется нефть вязкостью $\mu_n = 10$ мПа·с при закачке в нагнетательную скважину, расположенную в центре залежи, водного раствора полиакриламида (ПАА) с концентрацией $c^0 = 0,001$ и расходом $q = 250$ м³/сут.

Вязкость водной фазы при закачке раствора ПАА в зависимости от его концентрации можно определить следующим образом:

$$\mu_{\text{вф}} = \mu_{\text{в}} (1 + 0,93 \cdot 10^3 c + 0,74 \cdot 10^6 c^2),$$

где $\mu_{\text{в}}$ — вязкость чистой воды ($\mu_{\text{в}} = 1$ мПа·с). При этом содержание остаточной нефти

$$s_{\text{н ост}}^*(c) = s_{\text{н ост}}^*(1 - 100c)^3,$$

где $s_{\text{н ост}}$ — остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти водой ($s_{\text{н ост}} = 0,3$)

ПАА не растворяется в нефти и сорбируется скелетом пористой среды по закону (изотерма сорбции Генри), формула которого имеет вид

$$a(c) = \alpha c,$$

где $\alpha = 0,7$.

Зависимости относительных фазовых проницаемостей нефти и воды (водной фазы) от насыщенности принять такими же, как и в задаче 6.8К.

Определить текущую и конечную нефтеотдачу при вытеснении нефти раствором ПАА в зависимости от прокачанных поровых объемов, время разработки залежи и общий объем добытой нефти. Процесс считать законченным к моменту подхода фронта концентрации ПАА к линии отбора, за которую принимаем круговую галерею, расположенную на расстоянии $r_k = 200$ м от центра залежи. Движение жидкостей считать плоскорадиальным. Коэффициент охвата пласта по толщине воздействием η_{2T} принять равным 0,8.

Р е ш е н и е. Прежде чем переходить к решению поставленной задачи, выведем уравнения неразрывности для водной фазы и определения концентрации ПАВ при плоско-радиальном течении жидкостей.

Выделим элементарный объем пласта

$$\Delta V = 2\pi h_0 r \Delta r$$

и рассмотрим баланс объема водной фазы в элементе за время Δt .

За это время количество водной фазы, поступившей в элемент пласта, составило

$$q_{в|_r} \Delta t = qf(s, c)|_r \Delta t.$$

За то же время количество водной фазы, вытекающей из этого элемента, будет

$$q_{в|_{r+\Delta r}} \Delta t = qf(s, c)|_{r+\Delta r} \Delta t.$$

Очевидно, что разница между ними равна количеству водной фазы, накопленной в элементе пласта за время Δt , т. е.

$$[qf(s, c)|_r - qf(s, c)|_{r+\Delta r}] \Delta t = m \Delta V [s(\tilde{r}, t + \Delta t) - s(\tilde{r}, t)],$$

где \tilde{r} — радиус некоторой точки элемента ΔV пласта (т. е. $r \leq \tilde{r} \leq r + \Delta r$).

Подставляя в последнее уравнение выражение для ΔV и деля обе части на $\Delta r \Delta t$, получим

$$\frac{[qf(s, c)|_r - qf(s, c)|_{r+\Delta r}]}{\Delta r} = 2m\pi h_0 r \frac{[s(\tilde{r}, t + \Delta t) - s(\tilde{r}, t)]}{\Delta t}.$$

Устремляя Δr и Δt к нулю и учитывая, что $q(r) = q(r + \Delta r)$, получим

$$m \frac{\partial s}{\partial t} = \frac{q}{2\pi h_0 r} \frac{\partial f(s, c)}{\partial r} = 0, \quad \text{где } h_0 = h\eta_{2T}. \quad (6.56)$$

Уравнение неразрывности для раствора ПАА получаем аналогично (6.56). Выделив тот же элементарный объем ΔV , запишем балансовые соотношения.

За время Δt количество раствора ПАА, поступившего в элемент объемом ΔV , составило

$$q_{вс}|_r \Delta t.$$

(Здесь учтен тот факт, что ПАА не растворяется в нефти, т. е. $\varphi(c) = 0$, и, следовательно, нефтяной фазой не переносится).

За то же время из элемента ΔV количество вышедшего раствора ПАА составит

$$q_{вс}|_{r+\Delta r} \Delta t.$$

В момент времени t в элементе объема ΔV пласта находилось ПАА

$$m\Delta V (sc + \alpha c)|_t.$$

В момент времени $t + \Delta t$

$$m\Delta V (sc + \alpha c)|_{t+\Delta t}.$$

Составляя уравнение баланса, получим

$$(q_{вс}|_r - q_{вс}|_{r+\Delta r}) \Delta t = m\Delta V [(sc + \alpha c)|_{t+\Delta t} - (sc + \alpha c)|_t]$$

или, деля последнее соотношение на $\Delta r \Delta t$ и устремляя Δr и Δt к нулю, получим

$$m \frac{\partial}{\partial t} (sc + \alpha c) + \frac{1}{2\pi h_0 r} \frac{\partial}{\partial r} (q_{вс}) = 0.$$

Учитывая, что $q_{вс} = qf(s, c)$, окончательно имеем

$$m \frac{\partial}{\partial t} (sc + \alpha c) + \frac{a}{2\pi h_0 r} \frac{\partial}{\partial r} [f(s, c)c] = 0. \quad (6.57)$$

По уравнениям (6.56), (6.57) при соответствующих начальных условиях и условиях на границах пласта можно определить распределение насыщенности водной фазой s и концентрации c в пласте в любой момент времени и, следовательно, все технологические показатели разработки залежи.

В соответствии с условиями задачи сформулируем начальные и граничные условия для уравнений (6.56), (6.57):

В начальный момент времени $t = 0$ в пласте находились нефть и связанная вода. Следовательно,

$$s(r, 0) = s_{св} = s_0; \quad c(r, 0) = 0. \quad (6.58)$$

В это же время через центральную нагнетательную скважину радиусом r_c начала осуществляться непрерывная закачка водного раствора полиакриламида с концентрацией c^0 , т. е.

$$s(r_c, t) = 1 - s_{н\text{ оет}}^*(c^0) = s^0; \quad c(r_c, t) = c^0. \quad (6.59)$$

Уравнения (6.56), (6.57) с помощью замены переменных можно привести к виду

$$\xi = \frac{r^2 - r_c^2}{r_k^2 - r_c^2}; \quad \tau = \frac{qt}{m\lambda h_0 (r_k^2 - r_c^2)}. \quad (6.60)$$

Действительно, вычисляя соответствующие производные, например, для уравнения (6.56), получим

$$\frac{\partial f}{\partial r} = \frac{\partial f}{\partial \xi} \frac{d\xi}{dr} = \frac{2r}{r_k^2 - r_c^2} \frac{\partial f}{\partial \xi};$$

$$\frac{\partial s}{\partial t} = \frac{\partial s}{\partial \tau} \frac{d\tau}{dt} = \frac{q}{m\lambda h_0 (r_k^2 - r_c^2)} \frac{\partial s}{\partial \tau}.$$

Подставляя полученные соотношения в уравнение (6.56), получим

$$\frac{\partial s}{\partial \tau} + \frac{\partial f(s, c)}{\partial \xi} = 0. \quad (6.61)$$

Проводя аналогичные выкладки в отношении уравнения (6.57), находим

$$\frac{\partial}{\partial \tau} (sc + \alpha c) + \frac{\partial}{\partial \xi} [f(s, c)c] = 0. \quad (6.62)$$

Начальные и граничные условия преобразуются к виду

$$s(\xi, 0) = s_0; \quad c(\xi, 0) = 0; \quad (6.63)$$

$$s(0, \tau) = s^0; \quad c(0, \tau) = c^0. \quad (6.64)$$

Такая замена переменных удобна. Во-первых, в уравнениях, записанных в безразмерных переменных, не учитываются параметры пласта и темп закачки жидкости. Во-вторых, с помощью таких уравнений можно сразу же определить необходимые величины как функции от $\bar{\tau} = \tau \eta_{2T}$, т. е. в зависимости от количества закачанного водного раствора ПАА, отнесенного к поровому объему пласта, охваченному воздействием. В-третьих, уравнения (6.61) и (6.62) имеют точно такой же вид, как и соответствующие уравнения для прямолинейно-параллельной фильтрации, что позволяет обобщить полученные результаты для использования при плоскорадиальной фильтрации.

Как указывалось в задаче 6.8К, при $a(c) = \alpha c$ распределение концентрации ПАА будет иметь вид, как показано на рис. 73. В этом случае характер течения можно представить следующим образом: перед фронтом вытесняющей жидкости (водного раствора ПАА) с концентрацией $c = c^0$ фильтруется вода и нефть, а позади него — нефть и водный раствор ПАА.

Преобразуем уравнения (6.61) и (6.62) аналогично тому, как было в задаче 6.8К. Полагая в уравнении (6.62) $c = c^0$, получим

$$\frac{\partial s}{\partial \tau} + \frac{\partial f(s, c^0)}{\partial \xi} = 0, \quad (6.65)$$

$$0 \leq \xi \leq \xi_c(\tau).$$

Полагая в уравнении (6.61) $c = 0$, имеем

$$\frac{\partial s}{\partial \tau} + \frac{\partial f(s, 0)}{\partial \xi} = 0, \quad (6.66)$$

$$\xi_c < \xi < 1.$$

По теории фильтрации решение уравнения (6.65) имеет вид

$$\xi(s, \tau) = f'(s, c^0) \tau \quad (6.67)$$

при любых значениях водонасыщенности s :

$$s^- \leq s \leq s^0, \quad (6.68)$$

где s^- — водонасыщенность за фронтом концентрации ПАА, т. е. при $\xi = \xi_c(\tau)$. Задаваясь различными значениями τ и s с учетом условия (6.68), можно найти положение точки, соответствующее этим значениям s и τ .

Как известно из теории фильтрации и как указано в задаче 6.8К, скорость движения вытесняющей фазы при $c = c^0$ можно определить следующим образом:

$$f'(s^-, c^0) = \frac{f(s^-, c^0)}{s^- + \alpha}; \quad (6.69)$$

$$v_c = f'(s^-, c^0); \quad (6.70)$$

$$\frac{f(s^-, c^0) - f(s^+, 0)}{s^- - s^+} = v_c; \quad (6.71)$$

Найдем зависимости функций $f(s, 0)$ и $f(s, c^0)$ от насыщенности водной фазой способом, описанным в задаче 6.8К. Данные этих расчетов приведены в табл. 54 и на рис. 81.

Таблица 54

s	$f(s, 0)$	s	$f(s, c_0)$	s	$f(s, 0)$	s	$f(s, c)$
0,200	0,000	0,200	0,000	0,463	0,828	0,510	0,709
0,226	0,012	0,231	0,006	0,489	0,881	0,537	0,789
0,253	0,051	0,261	0,027	0,516	0,920	0,567	0,853
0,279	0,121	0,292	0,065	0,542	0,948	0,598	0,903
0,305	0,218	0,322	0,123	0,568	0,968	0,628	0,939
0,331	0,333	0,353	0,201	0,595	0,982	0,659	0,965
0,357	0,454	0,384	0,296	0,621	0,991	0,690	0,983
0,384	0,571	0,414	0,402	0,647	0,996	0,720	0,993
0,411	0,674	0,445	0,511	0,674	0,999	0,751	0,998
0,437	0,760	0,475	0,616	0,700	1,000	0,781	1,000

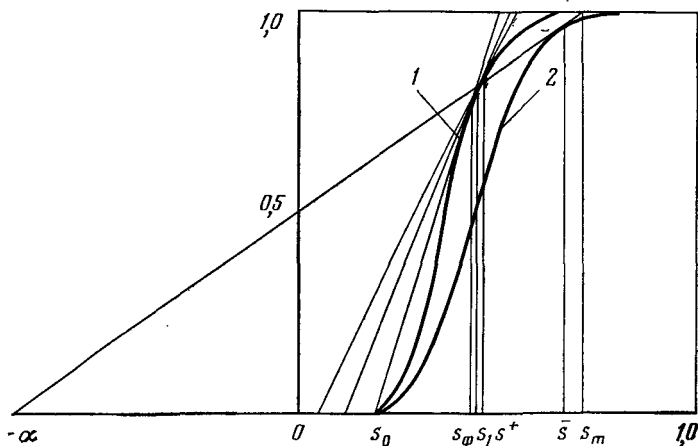


Рис. 81. Зависимость доли водного раствора ПАА в потоке от водонасыщенности s при значительной абсорбции. Концентрация ПАА: 1 — $c = 0$; 2 — $c = c^0$

Далее, применим графоаналитический способ решения уравнений (6.69) — (6.71). Проведем касательную к кривой $f(s, c^0)$, из точки с координатами $(-\alpha, 0)$ и из точки касания восстановим перпендикуляр к оси абсцисс. В точке пересечения перпендикуляра с этой осью получим искомое значение s^- . Выполняя аналогичное построение для точки пересечения касательной с кривой $f(s, 0)$, находим значение s^+ , а по тангенсу угла наклона касательной — скорость продвижения фронта концентрации v_c .

В соответствии с условиями задачи эти величины, соответственно, равны:

$$s = 0,660; \quad s^+ = 0,465; \quad v_c = 0,709.$$

Чтобы решить уравнение (6.66) в области $\xi_c(\tau) \leq 1$, необходимо сравнить значения s^+ и насыщенность на фронте вытеснения нефти обычной водой. Проводя касательную из точки, в которой насыщенность равна s_0 , к кривой $f(s, 0)$, находим точку, соответствующую значению насыщенности на фронте вытеснения нефти $s_{\phi} = 0,430$.

После сопоставления полученных данных видим, что $s_{\phi} < s^+$, т. е. фронт вытеснения нефти при закачке ПАА для условий нашей задачи будет совпадать с фронтом вытеснения нефти обычной водой. В этом случае распределение водонасыщенности будет совпадать с распределением на рис. 77, а решение уравнения (6.66) для любых значений водонасыщенности при условии $s_{\phi} \leq s \leq s^+$ будет иметь вид:

$$\xi(s, \tau) = f'(s, 0)\tau. \quad (6.72)$$

Перейдем к расчету нефтеотдачи. Для этого поступим, как и в задаче 6.8К, и разобьем весь срок разработки залежи на два этапа, соответствующих безводному и водному периодам добычи нефти.

Очевидно, что в безводный период вследствие предположения о несжимаемости жидкостей объем добытой нефти будет равен объему закачанного в пласт раствора ПАА, т. е.

$$V_n(t) = V_{\text{зак в}}(t) = qt. \quad (6.73)$$

Из определения коэффициента нефтеотдачи следует:

$$\eta = \frac{V_n(t)}{V_{\text{зак в}}} = \frac{qt}{2\pi kh(r_k^2 - r_c^2)(1 - s_0)} \quad (6.74)$$

или в безразмерных величинах

$$\eta = \frac{\tau}{1 - s_0} \eta_{2\tau} = \frac{\bar{\tau}}{1 - s_0}, \quad (6.75)$$

где коэффициент нефтеотдачи зависит от τ .

Для построения зависимости коэффициента нефтеотдачи η от τ необходимо знать время окончания безводного периода разработки. Это, очевидно, происходит в момент подхода фронта вытеснения к добывающей галерее. Полагая в формуле (6.72) $s = s_\Phi$ и $\xi = 1$, найдем время τ_* окончания безводного периода:

$$\tau_* = \frac{1}{f'(s_\Phi, 0)}$$

или с учетом соотношения (6.37) получим

$$\tau_* = \frac{s_\Phi - s_0}{f'(s_\Phi, 0)} = \frac{0,430 - 0,200}{0,745} = 0,309$$

или в размерных величинах

$$t_* = \frac{m\pi h_0(r_k^2 - r_c^2)}{q} \tau_* = 310,6 \text{ сут.}$$

Из уравнения (6.75) находим коэффициент нефтеотдачи в момент окончания безводного периода:

$$\eta_* = \frac{\tau_*}{1 - s_0} \eta_{2\tau} = \frac{0,309}{0,8} 0,8 = 0,309.$$

В период добычи обводненной продукции расчет коэффициента нефтеотдачи будем проводить следующим образом.

В соответствии с уравнением (6.72) для любого значения $s = \tilde{s}$ при условии $s_\Phi \leq \tilde{s} \leq s^+$ скорость продвижения жидкости с водонасыщенностью \tilde{s} равна $f'(\tilde{s}, 0)$, а момент подхода ее к линии отбора определяем по формуле (6.72) при $\xi(\tilde{s}, \tau) = 1$.

Отсюда следует, что водонасыщенность \tilde{s} на стенке добывающей галереи в момент времени τ составляет

$$f'(\tilde{s}, 0) = 1/\tau.$$

Выведем выражение для коэффициента нефтеотдачи, соответствующего моменту времени τ . Из определения коэффициента нефтеотдачи η следует:

$$\eta = \frac{2\pi h_0 m \int_{r_c}^{r_k} r(s - s_0) dr}{m\pi h (r_k^2 - r_c^2) (1 - s_0)}$$

или в безразмерных величинах

$$\eta = \frac{\int_0^1 (s - s_0) d\xi}{1 - s_0} = \frac{\int_0^1 s d\xi - s_0}{1 - s_0} \cdot \eta_{2\tau} \quad (6.76)$$

Для вычисления интеграла в (6.76) разобьем его на три части: от $\xi = 0$ до $\xi = \xi(s^-, \tau)$; от $\xi = \xi(s^-, \tau)$ до $\xi = \xi(s^+, \tau)$ и от $\xi = \xi(s^+, \tau)$ до $\xi = 1$, т. е.

$$\int_0^1 s d\xi = \int_0^{\xi(s^-, \tau)} s d\xi + \int_{\xi(s^-, \tau)}^{\xi(s^+, \tau)} s d\xi + \int_{\xi(s^+, \tau)}^1 s d\xi \quad (6.77)$$

Для каждой из областей известно решение $s = s(\xi, \tau)$. Вычислим первый из интегралов, стоящих в правой части (6.77), заменой переменной:

$$d\xi = \tau f''(s, c^0) ds,$$

$$\int_0^{\xi(s^-, \tau)} s d\xi = \tau \int_{s^0}^{s^-} s f''(s, c^0) ds = \tau [s f'(s^-, c^0) - s^0 f'(s^0, c^0) - f(s^-, c^0) + f(s^0, c^0)] = \tau [s^- f'(s^-, c^0) - f(s^-, c^0) + 1],$$

где $f(s^0, c^0) = 1$; $f'(s^0, c^0) = 0$.

С учетом того, что в области $\xi(s^-, \tau) \leq \xi \leq \xi(s^+, \tau)$ $s = s^+$, вычислим второй интеграл:

$$\int_{\xi(s^-, \tau)}^{\xi(s^+, \tau)} s d\xi = s^+ [\xi(s^+, \tau) - \xi(s^-, \tau)] = s^+ [f'(s^+, 0) - f'(s^-, c^0)] \tau.$$

Третий интеграл определяем, как и первый, т. е.

$$\int_{\xi(s^+, \tau)}^1 s d\xi = \tau \int_{s^+}^{\tilde{s}} s f''(s, 0) ds = \tau [\tilde{s} f'(\tilde{s}, 0) - f'(s^+, 0) s^+ - f(\tilde{s}, 0) + f(s^+, 0)].$$

Складывая результаты, получим

$$\int_0^1 s d\xi = \tau [(s^- - s^+) f'(s^-, c^0) - f(s^-, c^0) + 1 + \tilde{s} f'(\tilde{s}, 0) - f(\tilde{s}, 0) + f(s^+, 0)].$$

Но из соотношений (6.69), (6.71) следует

$$(s^- - s^+) f'(s^-, c^0) - f(s^-, c^0) + f(s^+, 0) = 0.$$

Окончательно имеем

$$\int_0^1 s d\xi = \tau [1 + f'(\tilde{s}, 0)\tilde{s} - f(\tilde{s}, 0)];$$

$$\eta = \left\{ \frac{|1 + f'(\tilde{s}, 0)\tilde{s} - f(\tilde{s}, 0)|\tau - s_0}{1 - s_0} \right\} \eta_{2\tau}. \quad (6.78)$$

Определим коэффициент нефтеотдачи к моменту времени, когда частица воды с водонасыщенностью $\tilde{s} = 0,443$ подошла к добывающей галерее. Из рис. 81 находим соответствующее этому значению водонасыщенности $f'(\tilde{s}, 0)$:

$$f'(\tilde{s}, 0) = 2,5.$$

По формуле (6.75) определяем τ :

$$\tau = \frac{1}{f'(\tilde{s}, 0)} = 0,4.$$

По формуле (6.78) находим соответствующую этому моменту времени нефтеотдачу:

$$\eta = \frac{(1 + 2,5 \cdot 0,443 - 0,78) \cdot 0,4 - 0,2}{1 - 0,2} \cdot 0,8 = 0,331.$$

Определим время τ_* подхода к добывающей галерее частицы жидкости с насыщенностью s^+ . Из формулы (6.75) имеем

$$\tau_* = \frac{1}{f'(s^+, 0)}.$$

Определяя значение $f'(s^+, 0)$ по рис. 81, находим

$$\tau_* = \frac{1}{2,0} = 0,5$$

или в размерных величинах

$$t_* = \frac{m\pi h_0 (r_k^2 - r_c^2)}{q} \tau_* = 502,6 \text{ сут.}$$

Для моментов времени $\tau \geq \tau_*$ водонасыщенность на стенке добывающей галереи будет постоянной до конца разработки и равной s^+ .

Выведем формулу для расчета коэффициента нефтеотдачи при $\tau \geq \tau_*$. Используем формулу (6.76), записанную в безразмерных величинах:

$$\eta = \frac{\int_0^1 s d\xi - s_0}{1 - s_0} \eta_{2\tau}.$$

Очевидно, что для моментов времени $\tau \geq \tau_*$ в части пласта $\xi_c(\tau) \leq \xi \leq 1$ насыщенность будет одной и той же во всех точках

пласта и равна s^+ . С учетом этого разобьем интеграл, входящий в последнее уравнение, на два:

$$\int_0^1 sd\xi = \int_0^{\xi_c(\tau)} sd\xi + \int_{\xi_c(\tau)}^1 sd\xi$$

и определим оба интеграла.

Очевидно, что первый из них, стоящий в правой части, идентичен первому из интегралов, входящих в соотношение (6.77):

$$\int_0^{\xi_c(\tau)} sd\xi = \tau [s^- f'(s^-, c^0) - f(s^-, c^0) + 1].$$

Вычисляя второй интеграл, имеем

$$\int_{\xi_c(\tau)}^1 sd\xi = s^+ [1 - \xi_c(\tau)] + s^+ f'(s^-, c^0) \tau.$$

С учетом этих результатов получим

$$\int_0^1 sd\xi = s^+ + \tau [(s^- - s^+) f'(s^-, c^0) - f(s^-, c^0) + 1].$$

С учетом равенства $(s^- - s^+) f'(s^-, c^0) = f(s^-, c^0) - f(s^+, 0)$, вытекающего из формул (6.69) и (6.71), получим

$$\int_0^1 sd\xi = s^+ + \tau [1 - f(s^+, 0)],$$

тогда выражение для определения коэффициента нефтеотдачи η при $\tau \geq \tau_*$ примет вид

$$\eta = \left\{ \frac{[1 - f(s^+, 0)] \tau + s^+ - s_0}{1 - s_0} \right\} \eta_{2\tau}. \quad (6.79)$$

Подсчитаем коэффициент нефтеотдачи в момент времени $\tau = \tau'_*$. Подставив в формулу (6.79) необходимые значения, получим

$$\eta'_* = \frac{[(1 - 0,825) 0,5 + 0,465 - 0,2] 0,8}{0,8} = 0,3525.$$

Так как уравнение (6.79) при $\tau \geq \tau'_*$ есть уравнение прямой, а (τ'_*, η'_*) известна, то для построения этой прямой достаточно найти хотя бы еще одну точку, например точку с координатами τ^*, η^* . Время окончания разработки τ^* по условию задачи соответствует моменту подхода фронта концентрации ПАА к добывающей галерее. Из формул (6.67) и (6.70) имеем

$$\xi_c(\tau) = f'(s^-, c^0) \tau.$$

Подставляя в последнее соотношение $\xi_c = 1$, находим

$$\tau^* = \frac{1}{f'(s^-, c^0)}. \quad (6.80)$$

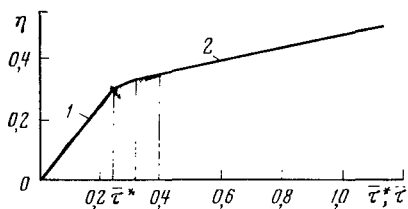


Рис. 82. График зависимости текущей нефтеотдачи от количества прокачанного раствора ПАА в долях порового объема.

Период добычи нефти: 1 — безводной; 2 — обводненной продукции

С учетом рис. 81 имеем

$$f'(s^-, c^0) = \frac{1}{s_m + \alpha},$$

откуда

$$\tau^* = s_m + \alpha = 0,710 + 0,700 = 1,410$$

или в размерных величинах

$$t^* = 3,88 \text{ года.}$$

Подставляя формулу (6.80) в уравнение для определения коэффициента нефтеотдачи (6.79), получим

$$\eta^* = \left\{ \frac{[1 - f(s^+, 0)] \frac{1}{f'(s^-, c^0)} - (s^+ - s_0)}{1 - s_0} \right\} \eta_{2T}.$$

Упростим полученное выражение. Из рис. 81 следует следующее отношение:

$$f'(s^-, c^0) = \frac{1 - f(s^+, 0)}{s_m - s^+},$$

где s_m — абсцисса точки пересечения касательной кривой, $f(s, c^0)$ проведенной из точки $(-\alpha, 0)$ с прямой при $f = 1$.

Подставляя полученное выражение для $f'(s^-, c^0)$ в формулу (6.81), получим окончательное соотношение для определения конечного коэффициента нефтеотдачи в виде

$$\eta^* = \frac{s_m - s_0}{1 - s_0} \eta_{2T}.$$

Отметим, что s_m характеризует среднюю водонасыщенность за фронтом концентрации ПАА.

Подставляя найденное значение s_m в (6.82), находим

$$\eta^* = \frac{(0,710 - 0,2) 0,8}{0,8} = 0,510.$$

Удобнее зависимость коэффициента нефтеотдачи η от количества прокачанных поровых объемов τ изобразить графически (рис. 82).

Общее количество добытой нефти определим следующим образом:

$$V_H(t^*) = V_{\text{зип}} \eta^* = m \pi h r_k^2 (1 - s_0) \eta^* \cdot 128 \cdot 177 \text{ м}^3.$$

Таким образом, определены все показатели процесса вытеснения нефти из круговой залежи раствором полиакриламида.

Задача 6.10К. В первоначально обводненный пласт с начальной водонасыщенностью $s_0 = 0,6$ с целью довытеснения оставшейся нефти закачивается карбонизированная вода с концентрацией $c^0 = 0,005$ при темпе закачки $q = 250$ м³/сут.

Углекислота растворяется в нефти по закону, формула которого имеет вид

$$\varphi(c) = kc,$$

где $k = 0,5$.

Вязкость нефтяной фазы определяют следующим образом:

$$\mu_{нф}(c) = \mu_n \exp(-\alpha kc),$$

где $\alpha = 138$.

При растворении в воде CO₂ вязкость водной фазы повышается:

$$\mu_{вф}(c) = \mu_v (1 + 25c).$$

Наличие CO₂ в вытесняющей фазе с концентрацией c снижает остаточную нефтенасыщенность:

$$s_{н\text{ ост}}^*(c) = s_{н\text{ ост}} = (1 - 100c)^3,$$

где $s_{н\text{ ост}} = 0,3$.

Зависимости относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды от водонасыщенности такие же, как в задаче 6.8К.

Пласт имеет следующие параметры: $r_k = 250$ м; толщина пласта $h = 16$ м; пористость $m = 0,2$. Вязкости нефти и воды соответственно равны: $\mu_n = 10$ мПа·с; $\mu_v = 1$ мПа·с. Коэффициент охвата пласта по толщине воздействием $\eta_{2т}$ принят равным 0,7.

Определить технологические параметры разработки обводнившегося пласта: текущую и конечную нефтеотдачу в зависимости от количества закачанной жидкости, отнесенной к поровому объему пласта, охваченному воздействием; общее время доразработки пласта и общий объем нефти, добытой на стадии доразработки залежи. Процесс доразработки считать законченным к моменту подхода фронта карбонизированной воды к линии отбора. За линию отбора принять круговую галерею, расположенную на расстоянии r_k от центра залежи. Движение жидкостей считать плоскорадиальным.

У к а з а н и е. При решении использовать результаты, полученные в задачах 6.8К и 6.9К.

Задача 6.11К. В пласт, первоначально насыщенный пластовой нефтью вязкостью $\mu_n = 5$ мПа·с и связанной водой ($s_{св} = 0,2$) вязкостью $\mu_{св} = 1$ мПа·с, с целью вытеснения нефти ввиду отсутствия источников снабжения пресной водой закачивается вода, ухудшающая условия вытеснения нефти. Вязкость закачиваемой воды $\mu_{мв} = 1$ мПа·с. Остаточная нефтенасыщенность при вытеснении нефти обычной и с ухудшенными свойствами водами различна и принимает значения $s_{н\text{ ост}} = 0,25$; $s_{н\text{ ост}}^* = 0,35$.

Формулы для определения относительных фазовых проницаемостей имеют вид:

для пластовой воды

$$k_{и}(s) = \frac{(1 - s - s_{и\text{ост}})^2}{(1 - s_{св} - s_{и\text{ост}})^2}; \quad k_{в}(s) = \frac{(s - s_{св})^2}{(1 - s_{св})^2};$$

для морской воды

$$k_{и}(s) = \frac{(1 - s - s'_{и\text{ост}})^{2,5}}{(1 - s_{св} - s^*_{и\text{ост}})^{2,5}}; \quad k_{в}(s) = \frac{(s - s_{св})^2}{(1 - s_{св})^2}.$$

Параметры пласта: $l = 500$ м; $b = 400$ м; $h = 15$ м; $m = 0,25$. Темп закачки q принят равным 500 м³/сут.

Требуется определить технологические показатели процесса вытеснения нефти водой: текущую и конечную нефтеотдачу; общее количество добытой нефти и срок разработки участка. Процесс считать законченным, когда обводненность добываемой продукции достигнет 95 %. Определить потерю в нефтеотдаче (и в объемах добытой нефти) по сравнению с процессом добычи нефти с помощью закачки в пласт обычной (пластовой) воды за одно и то же время. Коэффициент охвата пласта воздействием для обоих процессов считать равным 0,8.

У к а з а н и е. Считать, что закачиваемая вода — это раствор активной примеси в воде, ухудшающий условия вытеснения. Воспользоваться графоаналитической методикой решения, приведенной при решении задачи 6.8К.

З а д а ч а 6.12К. Для оценки эффективности разработки пласта с помощью закачки в него карбонизированной воды проводят опытно-промышленные работы на участке пласта размерами $r_k = 250$ м, $h = 15$ м и пористостью $m = 0,2$. Через центральную скважину в пласт закачивается карбонизированная вода с расходом $q = 500$ м³/сут и концентрацией CO_2 в ней $c^0 = 0,004$. Углекислота растворяется в нефти по закону, формула которого имеет вид $\varphi(c) = kc$, где $k = 0,4$. При этом понижается вязкость нефтяной фазы:

$$\mu_{иф}(c) = \mu_{и} \exp(-\alpha kc),$$

где $\alpha = 150$; $\mu_{и} = 5$ мПа·с.

Карбонизированная вода обладает повышенной по сравнению с обычной водой вязкостью. Зависимость вязкости карбонизированной воды от концентрации CO_2 в ней имеет вид

$$\mu_{вф}(c) = \mu_{в}(1 + 25c),$$

где $\mu_{в} = 1$ мПа·с.

Наличие CO_2 в воде снижает остаточную нефтенасыщенность:

$$s_{и\text{ост}}^*(c) = s_{и\text{ост}}(1 - 100c)^3,$$

где $s_{и\text{ост}} = 0,32$.

Зависимости относительных фазовых проницаемостей от водонасыщенности имеют вид:

при вытеснении нефти обычной водой

$$k_H(s) = \frac{(1 - s - s_{H \text{ ост}})^2}{(1 - s_{св} - s_{H \text{ ост}})^2}; \quad k_B(s) = \frac{(s - s_{св})^2}{(1 - s_{св})^2};$$

при вытеснении нефти карбонизированной водой

$$k_H(s) = \frac{(1 - s - s_{H \text{ ост}}^*)^2}{(1 - s_{св} - s_{H \text{ ост}}^*)^2}; \quad k_B(s) = \frac{(s - s_{св})^{2.5}}{(1 - s_{св})^{2.5}}.$$

Здесь $s_{св} = 0,22$.

Оценить эффективность вытеснения нефти карбонизированной водой по сравнению с обычным заводнением. При расчете показателей заводнения темп закачки воды q принят равным $500 \text{ м}^3/\text{сут}$; коэффициент охвата пласта воздействием $\eta_{2T} = 0,75$; коэффициент охвата пласта при обычном заводнении равен $0,8$.

У к а з а н и е. Считать за показатель эффективности вытеснения нефти карбонизированной водой по сравнению с заводнением отношение коэффициентов нефтеотдачи обоих вариантов разработки за одно и то же время.

З а д а ч а 6.13К. На опытном участке пласта, представляющем собой семиточечный элемент площадью $S = 20\,000 \text{ м}^2$, нефтенасыщенной толщиной $h = 15 \text{ м}$, пористостью $m = 0,23$, начальной нефтенасыщенностью $s_{H \text{ нач}} = 0,78$, проводятся опытно-промышленные работы по вытеснению нефти с помощью закачки в пласт оторочки водного раствора полиакриламида (ПАА) с концентрацией $c^0 = 0,002$ и темпом закачки $q = 250 \text{ м}^3/\text{сут}$. Вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_H = 10 \text{ мПа}\cdot\text{с}$.

Зависимость вязкости водного раствора ПАА от концентрации имеет вид

$$\mu_{вр} = \mu_B (1 + 0,93 \cdot 10^3 c + 0,74 \cdot 10^6 c^2),$$

где μ_B — вязкость пластовой воды ($\mu_B = 1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$).

По данным лабораторных экспериментов установлено, что остаточная нефтенасыщенность при прокачке через нефтенасыщенный образец породы воды ($s_{H \text{ ост}}$) и водного раствора ПАА ($s_{H \text{ ост}}^*$) соответственно составляет $0,30$ и $0,25$.

Лабораторными исследованиями показано, что зависимости относительных фазовых проницаемостей от водонасыщенности имеют вид:

при вытеснении нефти обычной водой

$$k_B(s) = \frac{(s - s_{св})^2}{(1 - s_{св})^2}; \quad k_H(s) = \frac{(1 - s - s_{H \text{ ост}})^{2.5}}{(1 - s_{св} - s_{H \text{ ост}})^{2.5}};$$

при вытеснении нефти раствором ПАА с концентрацией $c^0 = 0,002$

$$k_B(s) = \frac{(s - s_{св})^2}{(1 - s_{св})^2}; \quad k_H(s) = \frac{(1 - s - s_{H \text{ ост}}^*)^{2.5}}{(1 - s_{св} - s_{H \text{ ост}}^*)^{2.5}}.$$

ПАА не растворяется в нефти и адсорбируется скелетом пористой среды в соответствии с уравнением $a(c) = \alpha c$, где $\alpha = 0,5$ (закон Генри).

На стадии проталкивания оторочки водой происходит десорбция (обратное растворение части адсорбированного ПАА в воде, проталкивающей оторочку), при этом

$$\tilde{a}(c) = \tilde{\alpha}c + (\alpha - \tilde{\alpha})c^0,$$

где $\tilde{\alpha} = 0,15$; $(\alpha - \tilde{\alpha})c^0$ — необратимо сорбированное породой количество ПАА (см. рис. 75).

Определяется оптимальный объем оторочки, объем полиакриламида, необходимый для ее создания, и время формирования оторочки. Оптимальным считать объем оторочки, исчезающий при подходе ее фронта к линии отбора. За линию отбора принять круговую галерею радиусом r_k с площадью круга, эквивалентной площади семиточечного элемента. Движение жидкостей считать плоскорадиальным. Коэффициент охвата принять равным 0,8.

§ 3. УЧЕБНЫЕ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ ЗАДАЧИ

При расчетах параметров процесса вытеснения нефти из пластов с помощью различных физико-химических методов приходится решать дифференциальные уравнения, описывающие процесс вытеснения. При этом чем более точно описан реальный процесс, тем более сложными получают уравнения. Часто результаты решения таких уравнений можно получить только численно при использовании мощной электронно-вычислительной техники. Составление уравнений, описывающих в той или иной степени реальный процесс, их анализ и методы их решения относятся к разделу науки, называемому математическим моделированием.

Бурное развитие вычислительной техники дало мощный импульс развитию математического моделирования и поставило ряд новых задач перед специалистами. Современный специалист должен уметь описывать реальные процессы на языке математики, т. е. с помощью дифференциальных уравнений, и применять электронно-вычислительную технику для решения соответствующих задач. В задачах 6.14Н—6.17Н настоящего параграфа рассмотрены некоторые вопросы математического моделирования процесса вытеснения нефти с помощью физико-химических методов добычи. Эти задачи посвящены вопросам составления дифференциальных уравнений совместной фильтрации нефти и водных растворов активных примесей и применению электронно-вычислительной техники для их решения.

Задача 6.14Н. В нефтенасыщенный пласт с начальной водонасыщенностью, равной связанной $s_{св}$, закачивается водный раствор активной примеси с концентрацией c^0 и темпом закачки q . Примесь адсорбируется на поверхности породы по условию $a(c) = \alpha c$ и растворяется в нефти. При этом зависимость концентрации активной примеси в нефтяной фазе от концентрации ее в водном растворе имеет вид $\varphi(c) = kc$. По данным лабораторных иссле-

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_{11} в нефтедобывающем регионе в предположении об усредненном темпе разработки каждого отдельного нефтяного месторождения, одинаковом для всех месторождений региона, определяем по следующей формуле:

$$q_{11} = \int_0^t g_3(\tau) z(t-\tau) d\tau. \quad (7.3)$$

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 $q_{n2} \rightarrow \alpha t_1 = g_{\max}$.

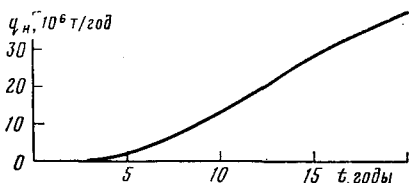
Вычислим по приведенным формулам некоторые показатели. Так, из (7.1) следует

$$g_{\max} = \alpha t_1 = 5 \cdot 10^6 \cdot 10 = 50 \cdot 10^6 \frac{\text{т}}{\text{год}}.$$

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:

$$C_{11} = C_{11n} q_{ж}(i); \quad (7.7)$$

$$C_{11} = C_{11n} q_{ж}(i). \quad (7.8)$$

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

$$C_{с} = 2,26 \cdot 1,502 \cdot 10^5 = 343\,800 \text{ руб}.$$

Задача 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.

Задача 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.

Задача 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: $C_0 = 1,99 \cdot 10^7$ руб; $C_n = 1,61 \cdot 10^7$ руб; $C_n = 2,265 \times 10^6$ руб; $C_v = 3,815 \cdot 10^6$ 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:

$$K_0 = K_{10} n_d(i), \quad (7.13)$$

$$K_t = K_{1т} n_d(i), \quad (7.14)$$

$$K_n = K_{1п} n_d(i), \quad (7.15)$$

где K_0 — 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.

Задача 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:

$$C_a = 6,1 \cdot 10^4 \text{ руб}; \quad C_k = 1,8 \cdot 10^4 \text{ руб};$$

$$C_{ao} = 7,16 \cdot 10^3 \text{ руб}; \quad C_r = 1,544 \cdot 10^4 \text{ руб}.$$

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:

$$C_a = 1,287 \cdot 10^5 \text{ руб}; \quad C_k = 1,68 \cdot 10^5 \text{ руб};$$

$$C_{ao} = 6,138 \cdot 10^4 \text{ руб}; \quad C_r = 5,328 \cdot 10^4 \text{ руб}.$$

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:

$$C_a = 1,038 \cdot 10^7 \text{ руб}; \quad C_k = 3,939 \cdot 10^6 \text{ руб};$$

$$C_{ao} = 1,405 \cdot 10^6 \text{ руб}; \quad C_r = 2,824 \cdot 10^4 \text{ руб}.$$

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

$$\sum C(i) = C_o + C_n + C_n \cdot C_v + C_c + C_k + C_a + C_{ao} + C_r. \quad (7.23)$$

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:

$$\sum K = 4,653 \cdot 10^6 \text{ руб}; \quad \sum C = 8,103 \cdot 10^5 \text{ руб}; \quad C_{\text{ст}} = 23,5 \text{ руб/т}; \\ K_{\text{уд}} = 135 \text{ руб/т}; \quad C_{\text{пр}} = 43,7 \text{ руб/т}.$$

§ 3. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Ниже рассмотрены задачи, связанные с определением экономической эффективности разработки залежей при влажном внутрипластовом 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 внутрипластового 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 внутрислоевого горения.

Показатели разработки приведены в табл. 58. Стоимость обслуживания одной скважины $C_{10} = 14\,500$ руб; затраты на перекачку и хранение 1 т жидкости $C_{1п} = 2,49$ руб; стоимость электроэнергии, потребляемой при добыче 1 т жидкости, $C_{1н} = 0,35$ 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

$$C_{п} = 2,49 \cdot 1,003 \cdot 10^6 = 2,497 \cdot 10^6 \text{ руб;}$$

$$C_{н} = 0,35 \cdot 1,003 \cdot 10^6 = 3,511 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

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:

$$C_o = 3,48 \cdot 10^5 \text{ руб.}; \quad C_n = 1,041 \cdot 10^6 \text{ руб.};$$

$$C_{II} = 1,463 \cdot 10^5 \text{ руб.}; \quad C_B = 2,19 \cdot 10^5 \text{ руб.};$$

$$C_{\text{воз}} = 4,988 \cdot 10^5 \text{ руб.}; \quad C_a = 1,54 \cdot 10^5 \text{ руб.};$$

$$C_k = 4,6 \cdot 10^3 \text{ руб.}; \quad C_{ao} = 2,448 \cdot 10^4 \text{ руб.};$$

$$C_y = 2,83 \cdot 10^5 \text{ руб.}; \quad C_c = 2,515 \cdot 10^5 \text{ руб.};$$

$$C_r = 1,503 \cdot 10^5 \text{ руб.}$$

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 вычисляют 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

$$N_{кр} = s_c \bar{h} \bar{m} \bar{s}_{но} \bar{\rho}_n \eta_k(s_c). \quad (7.39)$$

По формуле (7.39) $\eta_k(s_c)$ определяем по зависимости, данной в условии задачи.

Обозначим

$$a_n = \bar{h} \bar{m} \bar{s}_{но} \bar{\rho}_n. \quad (7.40)$$

Тогда

$$N_{кр} = a_n s_c \eta_k(s_c). \quad (7.41)$$

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

$$g_3(t) = \frac{a_n s_c \eta_k(s_c) E_p f(t)}{\bar{H}_3 E_p + a_n s_c \eta_k(s_c)} = \frac{a_n s_c \eta_k(s_c) E_{гр} f(t)}{\bar{H}_3 E_{гр} + a_n s_c}. \quad (7.42)$$

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

$$Q_{II} = 10^6 \left\{ 40,325 \cdot 20 + \frac{2,6405 \cdot 20^2}{2} + \right.$$

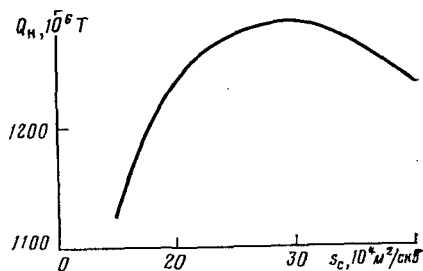


Рис. 84. Зависимость накопленной добычи по объединению за 20 лет от параметра плотности сетки скважин

$$+ 19,7 \left[\frac{20}{0,423} e^{-0,423 \cdot 20} + \frac{1}{0,423^2} (e^{-0,423 \cdot 20} - 1) \right] +$$

$$+ \frac{40,325}{0,423} (e^{-0,423 \cdot 20} - 1) \} = 1129,4 \cdot 10^6 \text{ т.}$$

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

$$Q_n = 10^6 \left\{ 42,75 \cdot 20 + \frac{4,658 \cdot 20^2}{2} + \right.$$

$$+ 12,56 \left[\frac{20}{0,1848} e^{-0,1848 \cdot 20} + \frac{1}{0,1848^2} \times \right.$$

$$\left. \times (e^{-0,1848 \cdot 20} - 1) \right\} + \frac{42,75}{0,1848} (e^{-0,1848 \cdot 20} - 1) \} = 1236 \cdot 10^6 \text{ т.}$$

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 Q_n 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

$$f_э(t) = \frac{dM_э}{dt} = \frac{g_э(t) \bar{H}_э}{N_{кр}}$$

Подставляя в приведенную формулу из (7.37) и (7.41) выражения соответственно для $q_э(t)$ и $N_{кр}$, с учетом того, что $E_p = E_{гр} \eta_k$, получим

$$f_э(t) = \frac{E_{гр} \bar{H}_э f(t)}{\bar{H}_э E_{гр} + a_{псc}} \quad (7.53)$$

На основе (7.35) имеем

$$f_p(t) = \frac{dM_p}{dt} = \frac{g_p(t)}{E_p} = \frac{a_{псc} f(t)}{\bar{H}_э E_{гр} + a_{псc}} \quad (7.54)$$

Складывая для проверки (7.53) и (7.54), находим

$$f_э(t) + f_p(t) = f(t).$$

Вычислим объем эксплуатационного бурения в объединении на новых месторождениях в первом году ($t = 1$ год).

По формуле (7.53)

$$f_э(1) = \frac{500 \cdot 2000 \cdot 10^6 \cdot 1,05}{500 \cdot 2000 + 1,445 \cdot 30 \cdot 10^4} = 0,733 \cdot 10^6 \text{ м/год.}$$

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 $C_э = 150 \cdot 10^3$ 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 $\bar{H}_э = 2000$ м в первый год разработки новых месторождений в объединении будет пробурено:

добывающих скважин

$$n_э = \frac{0,733 \cdot 10^6}{2000} = 367;$$

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 ($s_c = 30 \cdot 10^4 \text{ м}^2/\text{скв}$). 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-	

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 60×90¹/₁₆. 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.