

Министерство образования Республики Беларусь

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

Институт повышения квалификации
и переподготовки

Кафедра «Нефтегазоразработка и гидронефтематика»

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ПРАКТИКУМ

для слушателей специальности переподготовки
**9-09-0724-01 «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений»**
заочной формы обучения

Гомель 2024

УДК 622.276(075.8)
ББК 33.36я73
Р17

*Рекомендовано кафедрой «Нефтегазоразработка
и гидроневмоавтоматика» ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 2 от 24.06.2024 г.)*

Составители: *Н. А. Демяненко, В. М. Ткачев*

Рецензент: начальник управления геологии и разработки месторождений
РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» *В. В. Привалов*

Разработка нефтяных и газовых месторождений : практикум для слушателей специальности переподготовки 9-09-0724-01 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» заоч. формы обучения / сост.: Н. А. Демяненко, В. М. Ткачев. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2024. – 88 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

Изложены задания, посвященные расчету основных показателей разработки месторождений, как при естественных природных режимах разработки залежей, так и с применением воздействия на пласты.

Содержащиеся в практикуме задания могут выполняться слушателями как самостоятельно, так и под руководством преподавателя. Приведены краткие теоретические аспекты изучаемых тем, расчетные задачи и исходные данные с вариантами для индивидуального решения.

Для слушателей специальности переподготовки 9-09-0724-01 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» ИПКиП.

УДК 622.276(075.8)
ББК 33.36я73

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2024

СОДЕРЖАНИЕ

Введение 4	
1. ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 1. Состав и физико-химические параметры природного газа.....	5
2. ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 2. Подсчет запасов нефти и газа и попутных компонентов.....	16
3. ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 3. Определение давления на контуре питания полосовой залежи при упругом режиме разработки.....	21
4. ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 4. Определение давления на контуре питания круговой залежи при упругом режиме разработки.....	26
5. ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 5. Определение показателей при упругом режиме разработки залежи.....	29
6. ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 6. Прогнозирование показателей разработки месторождения и оценки эффективности использования пластовой энергии».....	34
7. ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 7. Определение давления нагнетания, числа нагнетательных скважин и количества нагнетаемой жидкости.....	44
8. ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 8. Определение предельных дебитов скважин при разработке нефтегазовых залежей с целью достижения максимальных КИН.....	49
9. ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 9. Вытеснение нефти смешивающимися с ней агентами.....	57
10. ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 10. Планирование кислотной обработки.....	61
11. ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 11. Распределение температуры по глубине добывающей скважины.....	68
12. ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 12. Разработка нефтяных месторождений тепловыми методами.....	72
13. ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 13. Определение коэффициента продуктивности нефтяной скважины и установление характера притока нефти к забою скважины.....	78
Литературы.....	86

ВВЕДЕНИЕ

Слушатели, изучающие курс «Разработка нефтяных и газовых месторождений», помимо усвоения теоретических основ должны овладеть методиками и практическими навыками расчетов процессов извлечения нефти и газа из недр.

Известно, что теоретические знания, полученные слушателями, быстрее становятся руководством к действию, если на их основе решаются задачи, даже не очень сложные. В данном практикуме, с учетом представлений о сущности процессов разработки нефтяных и газовых месторождений, предлагаются методики решения задач, основанные на полученной в вузе математической подготовке.

Современное проектирование разработки нефтяных и газовых месторождений требует сложных расчетов с использованием лицензионных программных продуктов и мощных вычислительных средств. Однако, простейшие модели, лежащие в основе задач, рассмотренных в данном практикуме, позволяют быстро получить качественные результаты без использования длительных расчетов на основе более сложных моделей. Поэтому, прежде чем использовать гидродинамические симуляторы для построения геолого-технологических моделей месторождений, можно сделать оценку на основе простейших балансовых соотношений и упрощенных моделей, часть из которых рассмотрена в данном практикуме.

Практикум является учебным пособием по расчетной части курса «Разработка нефтяных и газовых месторождений». Рассмотрены задачи по проектированию систем разработки нефтяных и газовых месторождений, построению моделей нефтяных пластов, разработке месторождений, как на естественных природных режимах, так и с применением различных методов воздействия на пласт. Слушатель на практических занятиях будет работать по следующей схеме:

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

Вариант индивидуального задания для решения слушателю выдается преподавателем.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 1

Состав и физико-химические параметры природного газа

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

1. Теоретическая часть

1.1. Основные термодинамические параметры состояния вещества

Физическое состояние вещества определяется тремя параметрами: давлением, температурой и удельным объемом. Давление – это сила, действующая по нормали на единицу поверхности. Единица давления в системе СИ: P [н/м^2] – паскаль (Па).

Абсолютное давление P – это давление, отсчитываемое от абсолютного нуля. Оно входит чаще всего во все физические законы. Если абсолютное давление больше атмосферного (барометрического P_0), то $P = P_0 + P_{\text{и}}$, где $P_{\text{и}}$ – избыточное давление. Если абсолютное давление $P < P_0$, то $P = P_0 - P_{\text{в}}$, где $P_{\text{в}}$ – показания вакуумметра, измеряющего разрежение. В расчетах всегда следует пользоваться абсолютным давлением. Однако большинство приборов, как правило, измеряют избыточное давление, если они не изолированы от атмосферы. Поэтому к их показаниям надо добавлять атмосферное давление P_0 .

Температура – это параметр, характеризующий тепловое состояние вещества, то есть энергию, с которой движутся его молекулы. Она измеряется в системе СИ по термодинамической шкале Кельвина. Единица измерения 1° Кельвина. Кроме того, как известно, температура измеряется и по международной стоградусной шкале в градусах Цельсия ($^\circ\text{C}$). Если T_0 $^\circ\text{K}$ – абсолютная температура в градусах Кельвина, а t – температура, измеряемая в градусах Цельсия ($^\circ\text{C}$), то $T = t + T_0 = t + 273,15^\circ$, где, $T_0 = 273,15$ $^\circ\text{K}$ – нулевая точка по шкале Цельсия (это соответствует точке затвердевания чистой воды).

Удельный объем – это объем единицы массы вещества определяется соотношением:

$$v = \frac{V}{m} = \frac{1}{\rho},$$

где V , m , ρ – объем, масса, плотность вещества соответственно.

В нефтедобывающей практике различают следующие понятия:
– нормальный объем – это объем при нормальных условиях: то есть при давлении $P = P_0 = 0,101325$ МПа и температуре $T = T_0 = 273,15$ °К = 0 °С.

– стандартный объем – объем при стандартных условиях: то есть при давлении $P = P_0 = P_{ст} = 0,101325$ МПа и температуре $T = T_{ст} = 293,15$ °К = 20 °С.

1.2. Расчет свойств газа по его компонентному составу

Результатом исследования пластовых проб газа и нефти является в первую очередь их компонентный состав (т.е. количественный состав), зная который можно рассчитать практически все физико-химические свойства нефти и газа, используемые в расчетах по технологии добычи.

Количество вещества n – характеризует число структурных элементов в данном веществе (атомов, молекул, других частиц). Единицей количества вещества в системе СИ является 1 моль. 1 моль – это такое количество вещества, в котором содержится столько же структурных элементов, сколько атомов в 12 г изотопа углерода-12. Согласно закону Авогадро, 1 кмоль любого газа занимает при нормальных условиях объем $22,414$ м³, называемый нормальным молекулярным объемом. Соответственно стандартный молекулярный объем равен $24,05$ м³.

Компонентный состав нефтяного газа может быть выражен в молекулярных, массовых долях и процентах. Молекулярная доля компонента в смеси газов при нормальных условиях практически точно совпадает с объемной долей этого компонента. Если задан объемный состав газа (смеси), то его можно пересчитать в массовый состав по формуле:

$$G_i = \frac{y_i M_i}{\sum_{i=1}^k (y_i M_i)}, \quad (1.1)$$

где G_i – массовая доля (доли единицы или проценты) компонента i в смеси газов; y_i – объемная (молекулярная) доля компонента в смеси газов; M_i – молекулярная масса i -ого компонента; k – число компонентов.

При этом если объемный состав задан в процентах, то его можно принять за 100 молей. Тогда доля каждого компонента в процентах будет выражать число его молей.

Если состав задан в массовых долях или массовых процентах, то его можно пересчитать в объемные доли или проценты по уравнению:

$$y_i = \frac{G_i}{M_i \sum_{i=1}^k (N_i)}, \quad (1.2)$$

где $N_i = G_i / M_i$ – число молей i – го компонента в смеси.

Если массовый состав смеси выражен в процентах, то его удобно принять за 100 кг и для определения числа молей каждого компонента необходимо его массу (численно равную процентному содержанию в смеси) разделить на его молекулярную массу. Часто при расчетах необходимо знать среднюю молекулярную массу, а также плотность (и относительную по воздуху) плотность попутного и нефтяного газа. Средняя молекулярная масса газа по данным его объемного (молекулярного) состава равна:

$$\overline{M}_r = \sum_{i=1}^k (y_i M_i) \frac{1}{100}, \quad (1.3)$$

если объемная доля y_i задана в процентах, и

$$\overline{M}_r = \sum_{i=1}^k (y_i M_i), \quad (1.4)$$

если объемная доля y_i задана в долях единицы.

Средняя молекулярная масса газа по данным его массового состава рассчитывается по формулам:

$$\overline{M}_r = \frac{100}{\sum_{i=1}^k \left(\frac{G_i}{M_i} \right)}, \quad (1.5)$$

если массовая доля G_i задана в процентах, и

$$\overline{M}_r = \frac{1}{\sum_{i=1}^k \left(\frac{G_i}{M_i} \right)}, \quad (1.6)$$

если массовая доля G_i задана в долях единицы.

Средняя плотность газа по вычисленной средней молекулярной массе при нормальных условиях равна:

$$\rho_{r0} = \frac{\overline{M}_r}{22,414 \text{ м}^3}, \quad \left(\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right). \quad (1.7)$$

Для стандартных условий средняя плотность газа равна:

$$\rho_{\text{гст}} = \frac{\overline{M}_{\text{г}}}{22,05 \text{ м}^3}, \left(\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right). \quad (1.8)$$

Относительная плотность газа по воздуху определяется из выражения:

$$\rho_{\text{г}} = \frac{\rho_{\text{г0}}}{1,293} = \frac{\rho_{\text{гст}}}{1,205} = \frac{\overline{M}_{\text{г}}}{28,98}, \quad (1.9)$$

где $1,293 \text{ кг/м}^3$ – плотность воздуха при нормальных условиях; $1,205 \text{ кг/м}^3$ – плотность воздуха при стандартных условиях.

В таблице 1.1 приведены некоторые физические параметры компонентов природных газов, часто используемые при технических расчетах.

Таблица 1.1

Физико-химические свойства компонентов природных газов

Параметры	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	i-С ₄ Н ₁₀	n-С ₄ Н ₁₀	i-С ₃ Н ₁₂
Молекулярная масса	16,043	30,070	44,097	58,124	58,124	72,151
Газовая постоянная, Дж/(кг·К)	523,3	288,8	217,7	188,4	188,4	159,1
Температура кипения при нормальном давлении, °С	-161,3	-88,6	-42,2	-10,1	-0,5	+28,0
Критические:						
температура, °К	190,7	306,2	369,8	407,2	425,2	461,0
абсолютное давление, МПа	4,7	4,9	4,3	3,7	3,8	3,3
коэффициент сжимаемости	0,290	0,285	0,277	0,283	0,274	0,268
плотность, кг/м ³	2,0	210,0	225,5	232,5	225,8	-
Плотность при нормальных условиях, кг/м ³	0,717	1,344	1,967	2,598	2,598	3,220
Относительная плотность по воздуху	0,5545	1,038	1,523	2,007	2,007	2,488
Динамическая вязкость при нормальных условиях, мПа·с	0,0103	0,0083	0,0075	0,0069	0,0069	0,0062
Удельная теплоемкость при нормальных условиях, Дж/(кг·К):						
при постоянном давлении C_p	2219,0	1729,1	1574,2	1494,7	1494,7	1452,8
при постоянном объеме C_v	1695,7	1440,3	1356,5	1306,3	1306,3	1293,7
Отношение теплоемкостей при 273 °К C_p/C_v	1,309	1,200	1,160	1,144	1,144	1,123
Теплопроводность при 273 °К, Вт/(м·К)	0,0300	0,0180	0,0148	0,0135	0,0135	0,0128

Продолжение таблицы 1.1

Параметры	n-C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	CO ₂	H ₂ S	N ₂	H ₂ O
Молекулярная масса	72,151	88,178	44,011	34,082	28,016	18,016
Газовая постоянная, Дж/(кг·К)	159,1	138,0	192,6	259,5	297,3	502,5
Температура кипения при нормальном давлении, °С	+ 36,2	+ 69,0	- 78,5	- 61,0	- 195,8	+ 100,0
Критические:						
температура, °К	470,4	508,0	304,2	373,6	126,2	647,1
абсолютное давление, МПа	3,4	3,1	7,4	9,0	3,4	22,1
коэффициент сжимаемости	0,269	0,264	0,274	0,268	0,291	0,230
плотность, кг/м ³	232,0	-	468,0	-	310,6	-
Плотность при нормальных условиях, кг/м ³	3,220	3,880	1,977	1,539	1,251	0,805
Относительная плотность по воздуху	2,488	2,972	1,520	1,191	0,970	0,622
Динамическая вязкость при нормальных условиях, мПа·с	0,0062	0,0059	0,0138	0,0117	0,0166	0,0128
Удельная теплоемкость при нормальных условиях, Дж/(кг·К):						
при постоянном давлении C_p	1452,8	1410,0	845,7	1063,4	1042,5	2009,7
при постоянном объеме C_v	1293,7	1272,0	653,1	803,9	745,2	1507,2
Отношение теплоемкостей при 273 °К C_p/C_v	1,123	1,108	1,295	1,323	1,399	1,333
Теплопроводность при 273 °К, Вт/(м·К)	0,0128	-	0,0137	0,0119	0,0238	-

Задача 1

Пересчитать объемный состав нефтяного газа, выделенного при однократном разгазировании нефти в условиях $t = 20\text{ °С}$ и $P = P_0 = 0,1013\text{ МПа}$ в массовый и определить его физические характеристики. Состав газа и молекулярные массы каждого компонента приведены в первых четырех столбцах таблицы 1.2.

Таблица 1.2

Компонентный состав нефтяного газа

№ пп	Компонентный состав	Объемное содержание, y_i , %	Молекулярная масса, M_i , кг/моль	Масса компонента, $y_i \cdot M_i$, кг	Массовый состав, G_i	
					Доли	%
1	CH ₄	35,5	16,04	569,5	0,176	17,6
2	C ₂ H ₆	23,9	30,07	718,7	0,222	22,2
3	C ₃ H ₈	19,4	44,097	855,5	0,264	26,4
4	i-C ₄ H ₁₀	2,5	58,124	145,3	0,045	4,5
5	n-C ₄ H ₁₀	6,7	58,124	389,4	0,12	12
6	i-C ₅ H ₁₂	1,8	72,151	129,9	0,04	4
7	n-C ₅ H ₁₂	1,7	72,151	122,7	0,038	3,8
8	C ₆ H ₁₄₊ высш.	1,1	88,178	96,9	0,029	2,9
9	CO ₂	0,5	44,011	22,0	0,007	0,7
10	N ₂	6,9	28,016	193,3	0,059	5,9
	Итого	100,0	-	3243,2	1,0	100%

Решение

Используя формулу (1.1), проводим необходимые вычисления масс, а затем и массовых долей каждого компонента и заполняем последние три столбца таблицы 1.2.

Далее по формуле (1.3) определяем среднюю молекулярную массу газа. Она будет равна:

$$\overline{M}_g = \sum_{i=1}^k (y_i M_i) \cdot \frac{1}{100} = \frac{3243,2}{100} = 32,43 \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}.$$

По формуле (1.7) определяем плотность газа при нормальных условиях:

$$\rho_{г0} = \frac{\overline{M}_g}{22,414 \text{ м}^3} = \frac{32,43}{22,414} = 1,447 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

При стандартных условиях плотность газа находим по формуле (1.8):

$$\rho_{гст} = \frac{\overline{M}_g}{24,05 \text{ м}^3} = \frac{32,43}{24,05} = 1,348 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Относительную плотность газа по воздуху находим по формуле (1.9):

$$\rho_g = \frac{\overline{M}_g}{28,98} = \frac{32,43}{28,98} = 1,119.$$

1.3. Расчет физических свойств газов по уравнению состояния

Нефтяной газ существенно отличается от идеального газа прежде всего за счет эффекта сверхсжимаемости. Для оценки физических параметров газов часто используют уравнения состояния идеального газа. К ним относятся:

1) Закон Бойля-Мариотта:

$$PV = \text{const}, \quad P_1V_1 = P_2V_2, \quad \text{при } T = \text{const.}$$

2) Закон Гей-Люсака:

$$\frac{V}{T} = \text{const}, \quad \frac{V_1}{T_1} = \frac{V_2}{T_2}, \quad \text{при } P = \text{const.}$$

3) Закон Шарля:

$$\frac{P}{V} = \text{const}, \quad \frac{P_1}{V_1} = \frac{P_2}{V_2}, \quad \text{при } V = \text{const.}$$

Общая зависимость между объемом, давлением и температурой для газа имеет вид:

$$\frac{P_0V_0}{T_0} = \frac{P_1V_1}{T_1} = \frac{P_2V_2}{T_2} = \text{const}, \quad (1.10)$$

где P_0 , V_0 ($V_{\text{ст}}$), T_0 ($T_{\text{ст}}$) – параметры газа при нормальных или стандартных условиях.

Обобщенное уравнение состояния идеального газа Клайперона-Менделеева, выведенное на основе (1.1) с учетом закона Авогадро, имеет вид:

$$PV = n\bar{R}T, \quad (1.11)$$

где n – число молей; \bar{R} – универсальная (молярная) газовая постоянная.

Численное значение постоянной можно получить, введя в уравнение (1.11) молярный объем:

$$V_M = V/n = 22,414 \text{ м}^3/\text{кмоль}.$$

При $P = P_0 = 0,101325 \text{ МПа}$ и $T_0 = 273,15 \text{ °К}$:

$$\bar{R} = \frac{101325 \cdot 22,44}{273,15} = 8,314 \cdot 10^3 \frac{\text{Дж}}{\text{кмоль} \cdot \text{°К}},$$

то есть универсальная газовая постоянная численно равна работе расширения 1 кмоль идеального газа при повышении температуры на 1°К и не зависит от природы газа.

Так как число молей газа равно $n = G/M_r$, то обобщенное уравнение состояния для произвольной массы газа будет иметь вид:

$$PV = GRT, \quad (1.12)$$

где $R = \frac{\bar{R}}{M_r}$ – удельная газовая постоянная, Дж/(кг·°К).

Для расчета состояния реальных газов пользуются уравнением (1.12), в которое вводится коэффициент сверхсжимаемости, учитывающий отклонение реальных газов от идеальных:

$$PV = zGRT. \quad (1.13)$$

Величина z является двумерной функцией и зависит от приведенных значений давления и температуры, т.е. $z = f(P_{пр}, T_{пр})$. Для реального природного или попутного газа приведенные параметры давления и температуры равны:

$$P_{пр} = \frac{P}{P_{пкр}}; T_{пр} = \frac{T}{T_{пкр}}, \quad (1.14)$$

где P, T – действительные давление и температура;

$P_{пкр} = \sum_{i=1}^k y_i P_{кри}; T_{пкр} = \sum_{i=1}^k y_i T_{кри}$ – псевдокритические (среднекритические) параметры газа, вычисляемые по правилу аддитивности при известных молярных концентрациях компонентов в смеси и их критических параметрах $P_{кри}$ и $T_{кри}$.

Приведенные параметры смеси углеводородных и небольшого (до 5%) количества не углеводородных газов (без азота) можно определить по аппроксимационным формулам Ляпкина П. Д.:

$$P_{пр} = \frac{P}{10^5 \cdot (46.9 - 2.06 \cdot \bar{\rho}_{гy}^{-2})}; T_{пр} = \frac{T}{(97 + 172 \cdot \bar{\rho}_{гy})}, \quad (1.15)$$

где $\bar{\rho}_{гy}$ – относительная по воздуху плотность смеси газов (кроме азота), которую можно определить по относительной (по воздуху) плотности всего газа при стандартных условиях:

$$\bar{\rho}_{гy} = \frac{\bar{\rho}_r - \bar{\rho}_a y_a}{(1 - y_a)}, \quad (1.16)$$

где $\bar{\rho}_a$ – относительная плотность азота по воздуху, равная 0,97; $\bar{\rho}_r$ – относительная плотность всего газа; y_a – молярная доля азота при стандартных условиях.

Коэффициент сверхсжимаемости газовой смеси, состоящей из углеводородных компонентов и азота, определяют по следующей формуле:

$$z = z_y y_y + z_a y_a, \quad (1.17)$$

где z_y и z_a – коэффициенты сверхсжимаемости углеводородной части газа (графики Брауна и Катца) и азота; y_y – объемная (молярная) доля углеводородной части газа.

При технологических расчетах, особенно с применением ЭВМ, удобно использовать следующие аппроксимационные уравнения для функции $z = f(P_{\text{пр}}, T_{\text{пр}})$. Для углеводородной составляющей газа в области давлений и температур, наиболее часто встречающихся в практике эксплуатации нефтяных скважин ($P = 0-20$ МПа, $T = 273-355$ °К):

1) При $0 \leq P_{\text{пр}} \leq 3,8$ и $1,17 \leq T_{\text{пр}} < 2,0$

$$z_y = 1 - P_{\text{пр}} \cdot \left(\frac{0,18}{T_{\text{пр}} - 0,73} - 0,135 \right) + 0,016 P_{\text{пр}}^{3,45} \cdot \frac{1}{T_{\text{пр}}^{6,1}}. \quad (1.18)$$

2) При $0 \leq P_{\text{пр}} \leq 1,45$ и $1,05 \leq T_{\text{пр}} < 1,17$

$$z_y = 1 - 0,23 P_{\text{пр}} - (1,88 - 1,6 T_{\text{пр}}) \cdot P_{\text{пр}}^2. \quad (1.19)$$

3) При $1,45 \leq P_{\text{пр}} \leq 4,0$ и $1,05 \leq T_{\text{пр}} \leq 1,17$

$$z_y = 0,13 P_{\text{пр}} + (6,05 T_{\text{пр}} - 6,26) \cdot T_{\text{пр}} \cdot \frac{1}{P_{\text{пр}}^2}. \quad (1.20)$$

Для азота в интервале давлений $P = 0-20$ МПа и температур $T = 280-380$ °К:

$$z_a = 1 + 0,564 \cdot 10^{-10} \cdot (T - 273)^{3,71} \cdot P^{\frac{14,7}{\sqrt{T-273}}}. \quad (1.21)$$

Для расчета плотности газа и его объема при данных термодинамических условиях (P, T), отличных от нормальных или стандартных (когда $z = z_0 = 1$), используется уравнение состояния (1.13), из которого следуют соотношения:

$$\rho_r(P, T) = \rho_{r0} \frac{P T_0}{z P_0 T}, \quad (1.22)$$

$$V(P, T) = V_0 z \frac{P_0 T}{P T_0}, \quad (1.23)$$

где V_0 ($V_{\text{ст}}$), ρ_{r0} ($\rho_{\text{гст}}$) – объем и плотность газа при нормальных или стандартных условиях [P_0, T_0 ($T_{\text{ст}}$)].

Задача 2

Рассчитать коэффициент сверхсжимаемости z , плотность и объем нефтяного газа при абсолютном давлении $P = 3$ МПа и температуре $T = 308$ °К. Объем газа, добываемого с каждым кубическим метром нефти при нормальных условиях составляет $V_0 = 60$ м³/м³. Компонентный молярный состав газа приведен в таблице 1.3. Относительная плотность газа по воздуху $\rho_r = 1,119$, а плотность при нормальных условиях $\rho_{r0} = 1,447$ кг/м³.

Таблица 1.3

Компонентный молярный состав газа

№ пп	Компонентный состав	Объемное содержание, $y_i, \%$	Объемные доли без азота, y_i	$P_{крi},$ МПа	$T_{крi},$ °К	произведения	
						$y_i \cdot P_{крi}$	$y_i \cdot T_{крi}$
1	CH ₄	35,5	0,381	4,7	190,7	1,79	72,66
2	C ₂ H ₆	23,9	0,257	4,9	306,2	1,26	78,69
3	C ₃ H ₈	19,4	0,208	4,3	369,8	0,89	76,92
4	i-C ₄ H ₁₀	2,5	0,027	3,7	407,2	0,09	10,99
5	n-C ₄ H ₁₀	6,7	0,072	3,8	425,2	0,27	30,61
6	i-C ₅ H ₁₂	1,8	0,019	3,3	461,0	0,06	8,76
7	n-C ₅ H ₁₂	1,7	0,018	3,4	470,4	0,06	8,47
8	C ₆ H ₁₄₊ высш.	1,1	0,012	3,1	508,0	0,04	6,09
9	CO ₂	0,5	0,005	7,4	304,2	0,06	1,52
10	N ₂	6,9	-	-	-	-	-
	Итого	100,0	1,0		Сумма	4,5	294,7

Решение

Определяем коэффициент сверхсжимаемости углеводородной части газа z_y , для чего исключаем из состава газа азот $y_a = 0,069$ и пересчитываем концентрацию углеводородных компонентов y'_i , (см. таблицу 1.3), используя выражение:

$$y'_i = \frac{y_i}{(1 - y_a)}$$

Приведенные параметры по данным компонентного состава рассчитываем по формулам (1.14). Для этого рассчитываем в таблице псевдокритические параметры углеводородной части газа:

$$P_{пкр} = 4,5 \text{ МПа}; T_{пкр} = 294,7 \text{ °К},$$

откуда приведенные параметры равны:

$$P_{\text{пр}} = \frac{3,0}{4,5} = 0,666; \quad T_{\text{пр}} = \frac{308}{294,7} = 1,05.$$

Относительную плотность углеводородной составляющей газа определяем по формуле (1.16):

$$\bar{\rho}_{\text{гy}} = \frac{1,119 - 0,97 \cdot 0,069}{1 - 0,069} = 1,129.$$

Приведенные параметры углеводородной части газа можно считать и по формулам Ляпкина:

$$P_{\text{пр}} = 3,0 \cdot \frac{10^6}{\left[10^5 \cdot (46,9 - 2,06 \cdot 1,129^2) \right]} = 0,678;$$

$$T_{\text{пр}} = \frac{308}{(97 + 172 \cdot 1,129)} = 1,06.$$

Коэффициент сверхсжимаемости углеводородной части газа рассчитывается по аппроксимационной формуле (1.19):

$$z_{\text{y}} = 1 - 0,23 \cdot 0,678 - (1,88 - 1,6 \cdot 1,058) \cdot 0,678^2 = 0,758.$$

Коэффициент сверхсжимаемости азота найдем по формуле (1.21):

$$z_{\text{a}} = 1 + 0,564 \cdot 10^{-10} \cdot (308 - 273)^{3,71} \cdot 3^{\frac{14,7}{\sqrt{308-273}}} \cong 1,0.$$

Коэффициент сверхсжимаемости нефтяного газа по формуле (1.17) равен:

$$z = 0,758 \cdot (1 - 0,069) + 0,069 \cdot 1 = 0,775.$$

Плотность газа при $P = 3$ МПа и $T = 308$ °К, учитывая, что его плотность при нормальных условиях $1,447$ кг/м³, составляет по формуле (1.22):

$$\rho_{\text{г}} = 1,447 \cdot \frac{3 \cdot 273}{0,775 \cdot 308 \cdot 0,1} = 49,6 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Объем газа, добываемого с 1 м³ нефти при $P = 3$ МПа и $T = 308$ °К, определяем по формуле (1.23):

$$V = 60 \cdot 0,775 \cdot \frac{0,1 \cdot 308}{3 \cdot 273} = 1,75 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}.$$

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 2

Подсчет запасов нефти и газа и попутных компонентов

Цель занятия: изучение теоретических аспектов методов подсчета запасов.

2.1. Теоретическая часть, подсчет запасов объемным методом

Объемный метод подсчета запасов нефти является основным методом подсчета запасов нефти и газа. Он применим для подсчета запасов нефти при любом режиме работы залежи в контуре любой категории запасов. Сущность объемного метода подсчета запасов заключается в определении массы нефти или объема свободного газа, приведенных к стандартным условиям залегающих в пустотном пространстве пород-коллекторов.

Подсчет запасов объемным методом проводят в следующей последовательности:

- определение объема пород-коллекторов, содержащих УВ;
- определение средней пористости пород-коллекторов;
- определение средней нефтегазонасыщенности пород-коллекторов;
- приведение объема углеводородов к стандартным условиям.

Начальные геологические запасы нефти подсчитываются по формуле:

$$Q_{н0} = F h_{эф.н} K_{п} K_{н} \theta \delta_{н}, \quad (2.1)$$

где $Q_{н0}$ – начальные геологические запасы нефти, тыс. т; F – площадь залежи, тыс. м²; $h_{эф.н}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина, м; $K_{п}$ – коэффициент открытой пористости, доли ед.; $K_{н}$ – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.; θ – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти, доли ед.; $\delta_{н}$ – плотность нефти в поверхностных условиях, т/м³.

Начальные геологические запасы газа, растворенного в нефти, определяются по начальным геологическим запасам нефти и начальному газосодержанию нефти, определенному по пластовым пробам при их дифференциальном разгазировании:

$$Q_{г.р,0} = Q_{н0} \frac{r_0}{1000}, \quad (2.2)$$

где $Q_{г.р,0}$ – геологические запасы растворенного в нефти газа, млн m^3 ; r_0 – начальное газосодержание нефти, m^3/t ; $Q_{н0}$ – геологические запасы нефти, тыс. т.

Подсчет геологических запасов попутных компонентов (серы, металлов и др.), содержащихся в нефти, проводится по формуле:

$$Q_{комп,0} = Q_{н0} \frac{П_{комп,0}}{100}, \quad (2.3)$$

где $Q_{комп,0}$ – геологические запасы компонента, тыс. т; $П_{комп,0}$ – процентное содержание компонента в нефти; $Q_{н0}$ – геологические запасы нефти, тыс. т.

Подсчет начальных запасов свободного газа залежи объемным методом проводится по следующей формуле:

$$Q_{г,0} = F h_{эф.г} K_{п} K_{г} \frac{P_0 \alpha_0 - P_{ост} \alpha_{ост}}{P_{ст} \alpha_{ст}} \cdot \frac{T + T_{ст}}{T + T_{пл}}, \quad (2.4)$$

где $Q_{г,0}$ – начальные геологические запасы свободного газа, млн m^3 ; F – площадь залежи, тыс. m^2 ; $h_{эф.г}$ – эффективная газонасыщенная толщина, м; $K_{п}$ – коэффициент открытой пористости, доли ед.; $K_{г}$ – коэффициент газонасыщенности, доли ед.; P_0 – среднее начальное пластовое давление в залежи, МПа; α_0 – поправка, обратно пропорциональная коэффициенту сжимаемости реальных газов z_0 при давлении P_0 : $\alpha_0 = 1 / z_0$; $P_{ост}$ – среднее остаточное давление, устанавливающееся в залежи, когда давление на устье добывающих скважин будет равно стандартному, МПа; $\alpha_{ост}$ – соответствующая $P_{ост}$ поправка на сжимаемость реальных газов, равная $\alpha_{ост} = 1 / z_{ост}$; $P_{ст}$ – давление при стандартных условиях, равное 0,1 МПа; T – абсолютная температура, равная $273^\circ C$; $T_{ст} = +20^\circ C$; $T_{пл}$ – средняя пластовая температура в залежи, $^\circ C$. Подсчет геологических запасов стабильного конденсата, содержащегося в газе, проводится по формуле:

$$Q_{к0} = Q_{г0} П, \quad (2.5)$$

где $Q_{к0}$ – геологические запасы стабильного конденсата, тыс. т; $Q_{г0}$ – геологические запасы свободного газа, млрд m^3 ; $П$ – потенциальное содержание конденсата, $г/м^3$.

Подсчет геологических запасов этана, пропана, бутанов, сероводорода, углекислого газа проводят по следующей формуле:

$$Q_{комп,0} = Q_{г0} П_{комп}, \quad (2.6)$$

где $Q_{комп,0}$ – запасы компонента, тыс. т; $Q_{г0}$ – геологические запасы свободного газа, млрд m^3 ; $П_{комп}$ – потенциальное содержание компонента, $г/м^3$.

Потенциальное содержание компонента определяется по формуле:

$$P_{\text{КОМП}} = l_{\text{КОМП}} \frac{\sigma_{\text{КОМП}}}{100}, \quad (2.7)$$

где $l_{\text{КОМП}}$ – процентное содержание компонента в пластовом газе; $\sigma_{\text{КОМП}}$ – плотность компонента при 0,1 МПа и 20°С, г/м³.

Запасы полезных компонентов, содержащихся в нефти и газе в промышленных количествах, а также их перспективные и прогнозные ресурсы соответственно подсчитываются или оцениваются по тем же категориям и в тех же границах, что и содержащие их полезные ископаемые.

При подсчете запасов подсчетные параметры измеряются в следующих единицах: толщина в метрах; давление в мегапаскалях (с точностью до десятых долей единицы); площадь в тысячах квадратных метров; плотность нефти, газа, конденсата и воды в килограммах на кубический метр (с точностью до тысячных долей единицы); коэффициенты пористости и нефтегазонасыщенности в долях единицы с округлением до сотых долей; коэффициенты извлечения нефти и конденсата в долях единицы с округлением до тысячных долей.

При определении степени подготовки месторождения (залежи) к разработке необходимо сравнить запасы различных категорий. Решение о вводе месторождения (залежи) в промышленную разработку может быть принято, если доля извлекаемых запасов категории С1 составляет не менее 80%, а доля извлекаемых запасов категории С2 – не более 20% от суммы извлекаемых запасов категорий С1 + С2.

При водонапорном и упруговодонапорном режимах пластовое давление в процессе разработки выше давления насыщения, поэтому величина газового фактора постоянная.

2.2. Подсчет запасов нефти, газа и попутных компонентов

Задача

Нефтегазовая залежь включает нефтенасыщенную часть и газовую шапку. Рассчитать в соответствии с выражениями (2.1)-(2.7) начальные геологические запасы нефти, газа и полезных компонентов, содержащихся в нефти и газе для нефтегазовой залежи площадью F , тыс. м², с эффективной нефтенасыщенной толщиной $h_{\text{эф.н}}$, м, средним коэффициентом пористости $K_{\text{п}}$, %, средним коэффициентом нефтена-

сыщения K_n , %, начальным газонасыщением нефти r_0 , м³/т и начальным пластовым давлением P_0 , МПа (таблица 2.1). Другие параметры залежи и содержащихся в ней компонентов приведены в таблице 2.2

Таблица 2.1

Исходные данные для расчета

Вар.	F , тыс. м ²	$h_{эф.н.}$, м.	K_n , %	$K_{гн}$, %	r_0 , м ³ /т	P_0 , МПа
1	300000	24	11	70	80	30
2	250000	21	12	71	75	28
3	350000	20	13	73	77	26
4	400000	19	14	72	70	25
5	450000	33	10	69	65	29
6	200000	11	15	68	40	31
7	150000	15	16	74	45	33
8	300000	30	17	75	48	35
9	250000	25	18	73	90	40
10	350000	22	19	72	96	34
11	400000	18	20	70	80	30
12	450000	16	11	71	75	28
13	200000	14	12	73	77	26
14	150000	10	13	72	70	25
15	550000	24	14	69	65	29
16	500000	23	10	68	40	31
17	475000	24	15	74	45	33
18	400000	21	16	75	48	35
19	425000	20	17	73	90	40
20	350000	19	18	72	96	34
21	400000	33	19	70	80	30
22	450000	11	20	71	75	28
23	200000	15	13	73	77	26
24	150000	30	14	72	70	25
25	550000	25	10	69	65	29
26	500000	22	15	68	40	31
27	475000	18	16	74	45	33
28	400000	16	17	75	48	35
29	425000	14	18	73	90	40
30	375000	10	19	72	96	34
31	325000	24	20	70	88	28

Таблица 2.2

Параметры залежи и углеводородов

№ п.п.	Наименование параметра	Знач. парам.	Ед. изм.
1	Пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти, θ	0,87	д. ед
2	Плотность нефти в поверхностных условиях, δ_n	0,879	г/м ³
3	Содержание серы в нефти, $P_{\text{комп,сер}}$	0,8	%
4	Эффективная газонасыщенная толщина, $h_{\text{эф.г}}$	8,9	м
5	Коэффициент газонасыщенности, K_r	0,85	д. ед
6	Среднее остаточное давление, устанавливающееся в залежи, когда давление на устье добывающих скважин будет равно стандартному, $P_{\text{ост}}$	5	МПа
7	Коэффициенту сжимаемости реальных газов Z_0 при давлении P_0	0,95	д. ед
8	Коэффициенту сжимаемости реальных газов $Z_{\text{ост}}$ при давлении $P_{\text{ост}}$	0,8	д. ед
9	Давление при стандартных условиях, $P_{\text{ст}}$	0,1	МПа
10	Абсолютная температура, T	273	° С
11	Нормальная температура, $T_{\text{ст}}$	20	° С
12	Средняя пластовая температура в залежи, $T_{\text{пл}}$	70	° С
13	Потенциальное содержание конденсата в газе, P	350	г/м ³
14	Процентное содержание сероводорода в пластовом газе, $l_{\text{H}_2\text{S}}$	0,5	%
15	Процентное содержание углекислого газа в пластовом газе, l_{CO_2}	1,5	%
16	Процентное содержание этана в пластовом газе, l_3	8,0	%
17	Процентное содержание пропана в пластовом газе, $l_{\text{п}}$	3,5	%
18	Процентное содержание бутана в пластовом газе, l_6	7,6	%
19	Плотность сероводорода при 0,1 МПа и 20° С, $\sigma_{\text{H}_2\text{S}}$	1539	г/м ³
20	Плотность углекислого газа при 0,1 МПа и 20° С, σ_{CO_2}	1980	г/м ³
21	Плотность этана при 0,1 МПа и 20° С, σ_3	1342	г/м ³
22	Плотность пропана при 0,1 МПа и 20° С, $\sigma_{\text{п}}$	2019	г/м ³
23	Плотность бутана при 0,1 МПа и 20° С, σ_6	2703	г/м ³

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 3

Определение давления на контуре питания полосовой залежи при упругом режиме разработки

Цель занятия: изучение теоретических основ разработки залежей на упругом режиме.

3.1. Теоретические основы разработки залежей на упругом режиме

Главное условие упругого режима разработки залежей – превышение пластового давления, точнее давления во всех точках пласта, над давлением насыщения нефти газом ($P_{пл.} > P_{нас.}$). При этом забойное давление в скважинах $P_{заб.}$ не ниже $P_{нас.}$. Нефть в пласте находится в однофазном состоянии. Созданное в добывающей скважине возмущение давления (депрессия) распространяется с течением времени вглубь пласта (наблюдается первая фаза упругого режима). Вокруг скважины образуется увеличивающаяся депрессионная воронка. Приток нефти происходит за счет энергии упругости жидкости (нефти), связанной воды и породы – энергии их упругого расширения. При снижении давления увеличивается объем нефти и связанной воды и уменьшается объем пор; соответствующий объем нефти поступает в скважины. Затем депрессионные воронки отдельных скважин, расширяясь, сливаются. Образуется общая депрессионная воронка, которая по мере отбора нефти распространяется до границ залегания пласта.

Если залежь литологически или тектонически ограничена (замкнута), то в дальнейшем наступает вторая фаза упругого режима, в течение которой на контуре ограничения пласта, совпадающем с контуром нефтеносности, давление уменьшается во времени, уменьшается также давление в залежи. Упругий режим может быть продолжительным при значительном недонасыщении нефти газом. В противном случае этот режим быстро может перейти в режим растворенного газа. В объеме всего пласта упругий запас нефти составляет обычно малую долю (приблизительно 5-10 %) по отношению к общему запасу, однако он может выражать довольно большое количество нефти в массовых единицах. В случае ограниченности залежи во второй фазе проявляется разновидность упругого режима – замкнуто-упругий режим.

Если залежь не ограничена, то общая депрессионная воронка будет распространяться в законтурную водоносную область, значительную по размерам и гидродинамически связанную с залежью. Упругий режим будет переходить во вторую разновидность – упруговодонапорный режим. Упруговодонапорный режим обусловлен проявлением энергии упругого расширения нефти, связанной воды, воды в водоносной области, пород пласта в нефтяной залежи и в водоносной области и энергии напора краевых вод в водоносной области.

Пластовые жидкости и горные породы сжимаемы, они обладают запасом упругой энергии, освобождающейся при снижении пластового давления. Упругие изменения, отнесенные к единице объема, незначительны. Но если учесть, что объемы залежи и питающей ее водонапорной системы могут быть огромны, то упругая энергия пород, жидкостей и газов может оказаться существенным фактором, обуславливающим движение нефти к забоям нефтяных скважин. Чем больше объем пласта, тем больше масса жидкости, которая вовлекается в движение к скважине. Упругие свойства пласта передаются с некоторой скоростью χ :

$$\chi = k/\mu(m\beta_{ж} + \beta_{п}) = k/\mu\beta^*, \quad (3.1)$$

где χ – коэффициент пьезопроводности, м²/с; k – коэффициент проницаемости пласта, м²; μ – абсолютная, или динамическая, вязкость жидкости, Па·с; m – пористость, доли единицы; $\beta_{ж}$ – коэффициент сжимаемости жидкости, 1/Па; $\beta_{п}$ – коэффициент сжимаемости пористой среды, 1/Па; β^* – коэффициент упругоёмкости пласта, 1/Па:

$$\beta^* = m\beta_{ж} + \beta_{п}. \quad (3.2)$$

За счет освобождения упругой энергии пласта, расширения флюидов и горной породы, уменьшения при этом объема порового пространства из залежи добывается объем жидкости:

$$\Delta V_{ж} = \beta^* V_{зал} \Delta P, \quad (3.3)$$

где $\Delta V_{ж}$ – упругий запас жидкости в объеме залежи при перепаде давления ΔP ; $V_{зал}$ – объем залежи.

3.2. Определение давления на контуре питания полосовой залежи при упругом режиме разработки.

Задача

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

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

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

Решение

Изменение давления на контуре для моноклинали в период нарастающих и максимальных отборов можно определить по формуле:

$$P_{\kappa} = P_{\infty} - \left[\frac{q_{\text{год}}\mu}{Bkh} L(t) + \frac{\Delta q_1\mu}{Bkh} L(t-t_1) + \frac{\Delta q_2\mu}{Bkh} L(t-t_2) + \dots + \frac{\Delta q_{\text{кон}}\mu}{Bkh} L(t-t_{\text{кон}}) \right]. \quad (3.4)$$

Для этого рассчитываем годовую добычу нефти для каждого года нарастающей добычи:

$$q_{\text{год}i} = \frac{Q_{\text{бал}} \frac{n}{100}}{T_{\text{нар}}} i.$$

Здесь i – номер года нарастающей добычи, 1, 2, 3 и т. д.

Для каждого года в период нарастающей добычи определяем прирост годовой добычи каждого последующего года по сравнению с предыдущим:

$$\Delta q_i = q_{\text{Годи}} - q_{\text{Годи}-1}.$$

Для периода максимальной добычи (максимальных отборов) также определяем ежегодную годовую добычу нефти:

$$q_{\text{Годи}} = Q_{\text{бал}} \frac{n}{100}.$$

Далее определяем параметр $L(t)$:

$$L(t) = \sqrt{\pi jst},$$

где j – параметр Желтова, равный 25 для периода нарастающей добычи и 45 для периода максимальных отборов; t – период эксплуатации скважин в году, равный $0,9 \cdot 365$. Здесь 0,9 – коэффициент эксплуатации скважин.

Все полученные в результате расчетов данные вводим в формулу (3.4) и вычисляем для каждого года эксплуатации значение давления на контуре питания залежи. Количество точек расчета будет равно сумме лет нарастающей и максимальной добычи. По полученным точкам строим график изменения давления во времени. Первая точка, соответствующая времени 0 равна начальному пластовому давлению P_k или P_∞ .

При расчетах для антиклинальной складки в формуле (3.4) следует использовать множитель:

$$\frac{\mu}{2Bkh}.$$

Необходимое число добывающих скважин для разработки месторождения определяем из выражения:

$$N = \frac{Q_{\text{бал}} \frac{n}{100}}{q \cdot 0,9 \cdot 365}.$$

Соответственно темпы разбуривания залежи определим из выражения:

$$T_{\text{разб}} = \frac{N}{T_n} \left[\frac{\text{СКВ}}{\text{ГОД}} \right].$$

Исходные данные для расчета приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Исходные данные для расчета

Показатель	Вариант																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
B , км	2,2	3,5	2,0	2,4	3,6	1,8	2,6	3,7	1,6	2,8	3,8	2,5	3,0	3,9	4,4	3,2	4,0	4,5	3,4	4,2
$P_{к}$, МПа	12,0	18,2	15,2	13,4	14,8	17,8	15,6	13,8	12,5	17,4	16,4	14,4	12,3	13,9	14,0	16,2	15,0	17,1	18,3	19,8
k , МКМ ²	0,125	0,170	0,240	0,110	0,130	0,180	0,260	0,085	0,135	0,200	0,270	0,075	0,140	0,210	0,285	0,070	0,145	0,220	0,290	0,160
μ , МПа·с	1,05	1,10	1,02	1,08	1,09	1,02	1,03	1,09	1,08	1,04	1,01	1,10	1,07	1,05	1,11	1,05	1,06	1,12	1,03	1,07
$\beta \cdot 10^3$, 1/МПа	1,1	1,0	0,9	1,0	1,5	1,0	1,2	1,1	1,4	0,9	0,8	1,2	1,3	0,7	0,9	1,3	1,2	1,1	1,4	1,1
h , м	20	28	12	22	27	25	15	24	26	14	24	26	18	12	25	28	14	22	25	30
T_H , ГОД	3	4	3	3	5	4	5	4	6	7	6	4	7	8	4	5	4	9	7	5
T_M , ГОД	6	5	5	7	4	6	4	5	3	2	4	5	3	2	5	3	4	2	2	4
n , %/ГОД	3,6	5,0	6,3	3,0	3,5	5,2	6,5	3,2	3,6	5,6	6,6	5,0	4,2	5,6	6,4	5,5	4,4	5,4	6,3	5,0
$Q_{бал}$, МЛН.Т	13,9	42,5	8,9	21,3	52,6	12,2	16,6	48,3	10,4	16,1	62,2	24,5	26,0	29,0	83,6	45,9	37,9	75,7	47,7	78,0
q , т/сут	15	90	50	22	60	95	140	80	65	100	150	35	74	110	200	41	78	120	45	140
ρ_H , кг/м ³	840	885	910	885	845	890	915	874	850	890	920	863	860	905	895	860	870	910	900	880
Тип залежи	МОНО кли наль	анти кли наль	МОНО кли наль	анти кли наль	МОНО кли наль	анти кли наль	МОНО кли наль	анти кли наль	МОНО кли наль	анти кли наль	МОНО кли наль	анти кли наль	МОНО кли наль	анти кли наль	МОНО кли наль	анти кли наль	МОНО кли наль	анти кли наль	МОНО кли наль	анти кли наль

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 4

Определение давления на контуре питания круговой залежи при упругом режиме разработки

Цель занятия: изучение теоретических основ расчета основных показателей разработки круговой залежи при упругом режиме разработки.

Задача

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

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

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

Решение

Определяем ожидаемый максимальный годовой проектный уровень добычи нефти:

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

При этом темпы роста годовых отборов нефти в период нарастающей добычи будут равны:

$$\alpha = \frac{q_{n\text{max}}}{T_n \rho_n} \text{ м}^3/\text{год.}$$

Рассчитываем динамику давления на контуре питания залежи в период нарастающих отборов:

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

где $J(\tau) = 0,5\tau - 0,178 \left[1 - \frac{1}{(1+\tau)^{2,81}} \right] + 0,487 [(1+\tau)\ln(1+\tau) - \tau]$;

$$\tau = \frac{\mathcal{J}ct}{R^2}; \quad t = T_M; \quad \mathcal{J}c = 25; \quad P_\infty = P_k.$$

Рассчитываем изменение давления на контуре питания в период максимальных отборов:

$$P_k(t) = P_\infty - \left[\frac{\alpha\mu}{2\pi kh} J(\tau) - \frac{\alpha\mu}{2\pi kh} J(\tau - \tau_H) \right],$$

где $\tau_H = \frac{\mathcal{J}cT_H}{R^2}$; $\mathcal{J}c = 45$.

Определяем число добывающих скважин, необходимое для разработки залежи:

$$N = \frac{q_{H\max}}{q \cdot 0,9 \cdot 365}$$

Рассчитываем темпы разбуривания залежи:

$$T_{\text{разб}} = \frac{N}{T_H} \left[\frac{\text{СКВ}}{\text{ГОД}} \right].$$

Исходные данные для расчета представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1

Исходные данные для расчета

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

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 5

Определение показателей при упругом режиме разработки залежи

Цель занятия: изучение теоретических основ расчета показателей разработки залежи при упругом режиме.

5.1. Теоретические основы расчета показателей разработки залежей на упругом режиме

Упругость пласта проявляется в начальный период разработки залежи при ее разбуривании, если давление в ней выше давления насыщения, а также в процессе разработки с поддержанием пластового давления при несоответствии темпов отбора и закачки.

Если нефтяная залежь, расположена в обширной водонапорной области, то в зависимости от темпов отбора жидкости и «активности» законтурной области она может работать при упруговодонапорном режиме в этой области, а в пределах нефтяной части может проявляться режим вытеснения негазированной или газированной нефти водой.

Поскольку упругий режим, как правило, кратковременный, то скважины размещают в соответствии с последующим режимом (зачастую водонапорным). При упругом режиме определяют динамику изменения дебитов или давлений в залежи.

Основной формулой упругого режима для точечного стока (источника), пущенного в работу с постоянным дебитом Q (расходом) однородной сжимаемой жидкости в однородном бесконечном пласте, будет:

$$\Delta P = -\frac{Q\mu}{4\pi rh} E_i\left(-\frac{r^2}{4\chi t}\right), \quad (5.1)$$

где ΔP – изменение давления в момент времени t в любой точке пласта, находящейся от точечного стока (источника) на расстоянии r ; t –

время, отсчитываемое с начала работы пласта; $E_i(-u) = \int_u^\infty \frac{e^{-u}}{u} du$ – ин-

тегральная показательная функция, табулированная в зависимости от аргумента $u = \frac{r^2}{4\chi t}$; k – проницаемость, мкм²; h – толщина пласта, м;

μ – абсолютная (динамическая) вязкость жидкости, мПа·с; Q – объемный дебит, м³/с; χ – пьезопроводность, м²/с.

Пьезопроводность пласта рассчитывается по формуле:

$$\chi = \frac{k}{\mu\beta^*}, \quad (5.2)$$

где β^* – коэффициент упругоэластичности насыщенного пласта, Па⁻¹.

Для малых значений аргумента и при $\chi t/r^2 \geq 8,33$ с погрешностью не более 1% после разложения в ряд и удержания первых двух членов ряда можно записать:

$$\Delta P = -\frac{Q\mu}{4\pi rh} \ln \frac{2,25\chi t}{r^2}. \quad (5.3)$$

Если в пласте работает группа скважин, то их взаимодействие (интерференцию) можно учесть с помощью метода суперпозиции (наложения), согласно которому изменение давления в любой точке пласта, равно алгебраической сумме изменений давления ΔP_i , созданных в этой точке работой отдельных стоков и источников, представляющих добывающие и нагнетательные скважины. Тогда с использованием основной формулы упругого режима можно записать для случая одновременного пуска всех скважин в работу:

$$\Delta P = -\frac{\mu}{4\pi rh} \sum_{i=1}^n Q_i \ln \frac{2,25\chi t}{r_i^2} \quad (5.4)$$

или при пуске скважин в различное время:

$$\Delta P = -\frac{\mu}{4\pi rh} \sum_{i=0}^{n-1} Q_{i+1} \ln \frac{2,25\chi(t_1 - t_{i+1})}{r_{i+1}^2}, \quad (5.5)$$

где n – число скважин; Q_i – постоянный объемный дебит стока (положительный) или источника (отрицательный) за номером i ; t , t_i , t_{i+1} – время соответственно с начала пуска всех скважин, первой скважины и $i+1$ -й скважины, причем при $i = 0$, $t_{i+1} = 0$; r_i – расстояние от центра i -й скважины до точки, где определяется ΔP (например, на контуре скважины).

5.2. Расчет показателей разработки залежи при упругом режиме

Задача

Определить нефтеотдачу пласта в зависимости от упругих свойств жидкости и породы.

Однородная по проницаемости и толщине пласта нефтяная залежь, ограниченная контуром нефтеносности и площадью F , окружена кольцевой законтурной водонапорной областью с площадью F_1 . В процессе разработки средневзвешенное давление внутри нефтеносной части залежи изменилось от начального пластового давления $P_{пл}$ до давления насыщения $P_{нас}$. За тот же промежуток времени средневзвешенное давление в законтурной водонапорной части пласта уменьшилось на величину ΔP_1 .

Определить нефтеотдачу, которую можно получить из залежи за счет упругих свойств среды внутри контура нефтеносности и в законтурной части пласта.

Решение

Определим коэффициент сжимаемости нефти при изменении пластового давления в залежи от $P_{пл}$ до $P_{нас}$:

$$\beta_n = (\beta_{n1} - \beta_{n0}) / \beta_{n0} (P_{пл} - P_{нас}).$$

Рассчитываем коэффициент упругоэластичности пласта внутри контура нефтеносности:

$$\beta^* = m[\beta_n(1-S) + \beta_B S] + \beta_{пл}.$$

Вычислим объем нефти, извлекаемый под действием упругих сил внутри контура нефтеносности F :

$$\Delta V_n = \beta^* V_{зал} \Delta P = \beta^* (Fh) \cdot (P_{пл} - P_{нас}).$$

Рассчитаем начальные запасы нефти в залежи:

$$\Delta V_{n0} = Fhm(1-S) / b_{n0}.$$

Определим нефтеотдачу, обусловленную действием только упругих сил внутри контура нефтеносности F :

$$\eta = \frac{\Delta V_n}{\Delta V_{n0}}.$$

Рассчитаем коэффициент упругоэластичности (сжимаемости) пористой среды в законтурной обводненной части пласта F_1 :

$$\beta_1^* = m\beta_B + \beta_{пл}.$$

Найдем объем воды ΔV_B , который поступит в нефтеносный контур F и вытеснит равный по объему объем нефти под действием упругих сил при изменении давления на величину ΔP_1 в законтурной части пласта F_1 :

$$\Delta V_B = \beta_1^* \Delta V_1 \Delta P_1 = \beta_1^* (F_1 h) \Delta P.$$

Вычисляем нефтеотдачу, обусловленную суммарным действием упругих сил внутриконтурной и законтурной областей:

$$\eta_{\Sigma} = \frac{\Delta V_n + \Delta V_B}{\Delta V_{n0}}.$$

Исходные данные для расчета представлены в таблицах 5.1 и 5.2.

Таблица 5.1

**Основные геолого-физические свойства пласта
и пластовых флюидов**

№ п. п.	Наименование параметра	Единица измерения	Значение параметра
1	Толщина пласта внутри контура нефтеносности и в законтурной части, h	м	12
2	Проницаемость пород пласта в нефтеносной части и за контуром нефтеносности, k	$\frac{2}{\text{м}}$	$0.5 \cdot 10^{-10}$
3	Вязкость нефти в пластовых условиях, μ_n	мПа·с	1.63
4	Вязкость воды, μ_b	мПа·с	1,0
5	Пористость породы, m	%	22
6	Начальный коэффициент водонасыщенности нефтеносной части пласта, S	%	20
7	Коэффициент сжимаемости пор в породе пласта, $\beta_{п}$	1/МПа	$2 \cdot 10^{-4}$
8	Коэффициент сжимаемости нефти, β_n	1/МПа	$12 \cdot 10^{-4}$
9	Коэффициент сжимаемости воды, β_b	1/МПа	$4.2 \cdot 10^{-4}$
10	Объемный коэффициент нефти при начальном пластовом давлении $P_{пл}$, $b_{но}$	ед.	1,12
11	Объемный коэффициент нефти при давлении насыщения $P_{нас}$, $b_{п1}$	ед.	1,18

Таблица 5.2

Исходные данные для расчета по вариантам

Вариант	$F, \cdot 10^3, \text{ м}^2$	$F_1 \cdot 10^3, \text{ м}^2$	$P_{пл}, \text{ МПа}$	$P_{нас}, \text{ МПа}$	$\Delta P_1, \text{ МПа}$
1	300000	400000	31	7	8,0
2	250000	450000	32	6	7,5
3	350000	200000	33	7	7,7
4	400000	150000	34	8	7,0
5	450000	550000	30	6	6,5
6	200000	500000	35	6	4,0
7	150000	475000	36	7	4,5
8	300000	400000	27	7	4,8
9	250000	425000	28	8	9,0
10	350000	350000	29	6	9,6
11	400000	400000	30	7	8,0
12	450000	450000	31	6	7,5
13	200000	200000	32	5	7,7
14	150000	150000	33	5	7,0
15	550000	550000	34	6	6,5
16	500000	300000	37	6	4,0
17	475000	250000	35	7	4,5
18	400000	350000	36	7	4,8
19	425000	400000	37	8	9,0
20	350000	450000	28	8	9,6
21	400000	200000	29	7	8,0
22	450000	150000	30	7	7,5
23	200000	300000	33	5	7,7
24	150000	250000	34	7	7,0
25	550000	350000	30	6	6,5

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 6

Прогнозирование показателей разработки месторождения и оценка эффективности использования пластовой энергии

Цель занятия: изучение теоретических основ расчета основных показателей разработки нефтегазовой залежи и эффективного использования пластовой энергии.

6.1. Теоретические основы механизма эффективного использования пластовой энергии при разработке месторождений углеводородов

Жидкость из пласта в скважину поступает под действием перепада давления между пластом и забоем скважины. Поэтому пластовое давление – основной фактор, определяющий текущее энергетическое состояние залежи. Точнее, следует говорить не об абсолютной величине этого параметра, а об его соотношении с нормальным пластовым давлением на глубине залегания данной залежи, которое равно давлению столба воды равной высоты. Различают залежи, у которых начальное пластовое давление превышает эту величину (аномально-высокое пластовое давление – АВПД) и залежи с более низким начальным давлением (аномально низкое пластовое давление – АНПД).

Различают два типа источников пластовой энергии – естественные и искусственные. К естественным источникам относятся упругость пластовой системы, напор пластовых вод, наличие свободного газа (в виде газовой шапки), энергия растворенного газа, напор, обусловленный силой тяжести. Пластовую энергию можно поддерживать искусственным способом – закачкой в пласт воды, пара или газа. В зависимости от того, какой источник пластовой энергии преобладает, формируется определенный режим разработки. Рассмотрим последовательно каждый из этих режимов.

В начальном состоянии пластовая система, под которой понимается вмещающий коллектор, нефтяная часть и контактирующий с ней водоносный бассейн, находится в сжатом состоянии, определяемом начальным пластовым давлением. Отбор нефти из залежи приводит к снижению там давления, в результате чего происходит расширение частиц породы, нефти и воды. А это, в свою очередь, уменьшает па-

дение пластового давления. Таким образом, в процессе разработки начальная упругая энергия сжатия пластовой системы уменьшается. Метод разработки нефтяного месторождения, основанный на использовании запаса упругой энергии пластовой системы, называется разработкой на естественном режиме.

Горные породы, нефть и вода имеют сравнительно небольшие коэффициенты сжимаемости. Так, для воды $\beta = 0,5 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$, для нефтей $\beta = 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$, для горных пород – на порядок ниже. Поэтому даже при полном снижении давления от начального пластового до атмосферного за счет упругой энергии можно извлечь всего несколько процентов от начальных запасов месторождения (не более 3-5%). Однако если объем водоносного бассейна значительно превышает объем нефтяной залежи, то ситуация меняется. В этом случае при снижении давления прирост объема воды за счет расширения может стать соизмеримым с объемом нефтяной части, что приведет к увеличению вытесненной из пласта нефти.

Реализация такого режима в сильной степени зависит от темпов отбора нефти из залежи. При высоких темпах водоносный бассейн не успевает реагировать на изменение давления в нефтяной части, вследствие чего пластовое давление не будет поддерживаться за счет вторжения воды в нефтяную зону. Существенным недостатком водонапорного режима является неконтролируемое вторжение воды в нефтяную залежь. Это приводит к преждевременному обводнению добывающих скважин, неравномерному обводнению различных зон пласта, как по толщине, так и по простиранию.

Подсчет упругого запаса пластовой энергии залежей, содержащих тяжелые нефти с повышенным содержанием асфальтено-смолистых фракций, имеет свои особенности. При изменении давления увеличение объема таких нефтей происходит с некоторым запаздыванием. Поэтому изменение пластового давления в залежи будет зависеть не только от отобранного объема нефти, но и от времени отбора, т. е. от его темпа. Однако эффект будет ощущаться лишь при реализации естественного режима в «чистом» виде. При внедрении в залежь воды, влиянии свободного газа или действии других факторов эта особенность будет мало ощутимой.

Напор пластовых вод может оказать влияние на показатели разработки и эксплуатации нефтяного месторождения в случае крутопадающего водоносного пласта. Систему водоносный пласт – нефтеносный пласт можно рассматривать как два сообщающихся сосуда.

Снижение давления в нефтяной части за счет отбора нефти из скважин компенсируется подпором воды из «сообщающегося сосуда» – водоносного пласта. Таким образом, формируется водонапорный режим.

Поддержание пластового давления при эксплуатации месторождения может происходить за счет энергии расширения свободного газа, находящегося в купольной части залежи. Такое скопление газа называется «газовой шапкой», а соответствующий режим разработки – режимом газовой шапки.

При разработке месторождения на таком режиме стараются не отбирать газ из газовой шапки, поскольку это приведет к уменьшению запаса пластовой энергии. При этом начинается выделение газа из нефти в нефтяной части и развивается режим растворенного газа. Кроме того, при больших отборах газа из газовой шапки может произойти сильное падение давления в газовой части, в результате уровень газонефтяного контакта начнет повышаться – произойдет вторжение нефти в газовую зону. Часть нефти смочит породу и будет потеряна для добычи.

При снижении давления из нефти выделяется растворенный газ. Упругость сжатых пузырьков газа является одним из источников пластовой энергии. Режим разработки, основанный на использовании этого вида пластовой энергии, называется режимом растворенного газа. Нефтеотдача месторождения на таком режиме не превышает 20-30% от начальных запасов. Обычно режимы газовой шапки и растворенного газа проявляются вместе с различной интенсивностью.

Достоверно определить режим разработки нефтяной залежи, особенно на ранней стадии, зачастую затруднительно. Это связано с тем, что непосредственным наблюдением нельзя определить, что вытесняет нефть в пласте – вода или газ, какая именно вода – законтурная, например, или закачиваемая извне (если действует несколько причин, то какая из них преобладающая). Графики для определения режимов разработки также малоприменимы, поскольку для их надежного построения требуются соответствующие данные промысловых замеров в течение достаточно длительного периода, не менее нескольких лет, не говоря уже о том, что массовые замеры дебитов, пластовых давлений и газовых факторов по всем скважинам трудоемка и часто нереализуемая задача. В таких условиях целесообразно использование косвенных, диагностирующих показателей. С одной стороны, эти показатели должны хорошо коррелироваться с режимами

разработки, с другой, быть достаточно просто и точно измеримы. Таким образом, задача определения режима разработки сводится к задаче его диагностирования по набору косвенных признаков. Поскольку результаты замеров случайным образом могут изменяться от скважины к скважине, а также во времени, то для обработки промысловой информации необходимо применять методы теории вероятности и математической статистики.

Для определения режима разработки нефтяного пласта, например, степени развития на месторождении водонапорного режима, может быть использован диагностирующий подход. Исследованиями установлено, что соотношения объемов воды и нефти влияют на составы, как свободного газа, так и газа, растворенного в нефти. В связи с этим состав добываемого газа может быть использован как информативный признак для определения режима разработки пласта.

При водонапорном режиме увеличивается объем пласта, занятый водой, т. е. отношение $V_{\text{н}}/V_{\text{г}}$ растет. По этой же причине снижение этого отношения свидетельствует о проявлении режима растворенного газа. Зная зависимость состава газа от величины этого отношения, определяя изменение его состава, можно диагностировать развитие того или иного режима. Поскольку различные компоненты по-разному реагируют на изменение соотношения $V_{\text{н}}/V_{\text{г}}$, то используется интегральный показатель, характеризующий изменение компонентного состава. В связи с тем, что физическое обоснование связи изменения того или иного компонента с изменением отношения $V_{\text{н}}/V_{\text{г}}$ дать затруднительно, для диагностирования режима подобным образом используется метод ранговой классификации.

Важным параметром нефтяной залежи кроме пластового давления является давление насыщения нефти газом $P_{\text{нас}}$. При снижении пластового давления ниже этой величины из нефти начинает выделяться газ. Давление насыщения определяют на основе лабораторных исследований проб нефти. Применение этого метода затруднительно при глубокозалегающих пластах из-за сложностей отбора представительных проб нефти. Поэтому возникает необходимость в использовании экспресс-метода достоверной оценки давления насыщения, а также и текущего пластового давления в залежи.

Такой метод заключается в определении зависимости давления насыщения от характерных параметров нефтяной залежи. Анализ, проведенный по большому числу нефтяных месторождений, показал, что на давление насыщения влияют: плотность, нефти; содержание в

нефти парафинов, асфальтенов, смол; компонентный состав растворенного газа; содержание в нефти углекислого газа, азота, а также пластовая температура и газовый фактор. Перечисленные признаки, характеризующие свойства нефти и газа, могут быть определены по поверхностным анализам.

Затем строят математическую зависимость давления насыщения от указанных факторов. Таким образом, оказывается возможным без проведения соответствующих глубинных замеров и отбора глубинных проб только по данным устьевой информации прогнозировать давление насыщения.

С другой стороны, процедура определения давления насыщения по косвенным показателям требует апробирования для оценки ее точности и надежности. Для этого полученные зависимости проверяются по точным значениям данной величины, например при наличии представительных глубинных проб. Если апробация метода дает удовлетворительные результаты, то его можно использовать в тех случаях, когда точные определения провести по той или иной причине нельзя.

Естественно, что в чистом виде все рассмотренные выше режимы в реальных условиях не встречаются. Обычно одновременно проявляются различные источники пластовой энергии с той или иной интенсивностью. Режим работы залежи в процессе эксплуатации изменяются. Как правило, основную роль играет какой-либо один фактор, а остальные являются второстепенными. По мере эксплуатации происходит смена главенствующего фактора. Такое изменение может происходить, в частности, естественным путем. Например, при начальном пластовом давлении в залежи, превышающем давление насыщения. В начальный период будет развиваться упругий режим, а затем главенствующим становится режим растворенного газа. Аналогичным образом вследствие инерционности водяной зоны или наличия плохопроницаемых границ может задерживаться проявление упруговодонапорного режима. Другой причиной инерционности может явиться ползучесть пород, когда сжатие скелета при снижении давления происходит не мгновенно, а с запаздыванием.

Разработка месторождений только за счет естественных источников пластовой энергии малоэффективна и позволяет получить небольшие конечные коэффициенты нефтеотдачи. Это связано с быстрым истощением начальных запасов пластовой энергии по мере отбора нефти из залежи. Для повышения эффективности существующего режима разработки используют искусственное воздействие на нефтя-

ную залежь. При этом можно как улучшить характеристики существующего режима работы залежи, так и заменить его на более эффективный в данных условиях.

Основным видом разработки месторождений в настоящее время является режим разработки с поддержанием пластового давления. Методы поддержания пластового давления различаются как по способу ввода агентов в пласт, так и по их составу и свойствам.

Для поддержания пластового давления в пласт закачивают воду, водные растворы полимеров, щелочные растворы, пены, газ, углекислый газ, пар, эмульсии, мицеллярные растворы и т. п. Выбор того или иного агента для закачки в пласт в каждом конкретном случае определяется свойствами нефти, коллектора, системой разработки и другими причинами. При этом закачиваемый в пласт агент выполняет две основные функции: поддержание пластового давления и улучшение процесса вытеснения нефти из пласта в добывающие скважины.

Закачиваемый агент поступает в пласт через нагнетательные скважины. Располагают нагнетательные скважины по площади месторождения в различном порядке, который определяется условиями конкретного месторождения. На месторождениях высоковязких нефтей применяют тепловые методы воздействия: закачку пара или создание внутрипластового очага горения. В последнем случае под действием высокой температуры происходит интенсивное окисление (горение) части нефти в пласте. Это приводит к образованию большого количества горячих газов. В результате происходит повышение давления в пласте и улучшение вытеснения нефти.

6.2. Расчет основных показателей разработки нефтегазовой залежи и относительной эффективности отдельных видов энергии (газовой шапки, растворенного газа, активной пластовой воды) в вытеснении нефти

Задача

Нефтяная залежь имеет газовую шапку, окружена активной пластовой водой и характеризуется сложным проявлением различных режимов работы продуктивного пласта. Начальное пластовое давление в залежи равно давлению насыщения $P_0 = P_n$, МПа. Начальная доля объема газовой шапки по отношению ко всему объему залежи в пределах контура нефтегазоносности $\alpha_0 = 0.25$ д.ед. Начальное газо-

содержание нефти $\Gamma_0 = 150 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Начальный объемный коэффициент газа $b_{Г0} = 0,006$. Начальный объемный коэффициент нефти $b_{Н0} = 1,475$. Насыщенность порового объема связанной водой $S_{СВ} = 12\%$. Среднее пластовое давление за период опытной эксплуатации залежи снизилось до $P_{пл}$, при котором:

- газосодержание нефти $\Gamma = 125 \text{ м}^3/\text{м}^3$;
- объемный коэффициент газа $b_{Г} = 0,0063$;
- объемный коэффициент нефти $b_{Н} = 1,415$;
- объемный коэффициент воды $b_{В} = 1,028$.

Определить на основе метода материального баланса:

- начальные геологические запасы нефти $G_{Н}$;
- текущую нефтеотдачу η и текущую нефтенасыщенность нефтяной залежи $S_{Н}$ на момент времени, когда пластовое давление в процессе разработки изменилось от давления насыщения $P_{н}$ до текущего давления $P_{пл}$;

- относительную эффективность отдельных видов энергии (газовой шапки, растворенного газа, активной пластовой воды) в вытеснении нефти – $J_{ГШ}$, $J_{РГ}$, $J_{В}$, если за период опытной эксплуатации было добыто:

- безводной нефти $Q_{Н}$, м^3 ;
- газа $V_{Г}$, м^3 ;
- воды $V_{В}$, м^3 ;
- количество законтурной воды, внедрившейся в залежь, составило W , м^3 .

Решение

Определим долю объема газовой шапки от объема начальных геологических запасов нефти в залежи:

$$\alpha = \alpha_0 / (1 - \alpha_0).$$

Определим значение среднего за рассматриваемый период опытной эксплуатации залежи газового фактора:

$$\Gamma^* = V_{Н} / Q_{Н}.$$

Составляем материальный баланс газа в залежи на момент времени, когда пластовое давление снизилось до величины $P_{пл}$ и добыто количество газа $V_{Г}$:

$$\Delta V_{Г} = G_{ГС} + G_{ГР} = \left(\alpha G_{Н} b_{Н0} / b_{Г} + G_{Н} \Gamma_0 - V_{Г} \right) b_{Г}, \quad (6.1)$$

где: ΔV_{Γ} – оставшийся в залежи, приведенный к текущему пластовому давлению объем газа.

Оставшийся в залежи объем газа состоит из растворенного в нефти газа $G_{\Gamma P}$, равного:

$$G_{\Gamma P} = (G_H - Q_H) \Gamma b_{\Gamma}$$

и свободного газа (газовой шапкой) $G_{\Gamma C}$:

$$G_{\Gamma C} = (\alpha G_H b_{H0} + G_H b_{H0}) - (G_H - Q_H) b_H - (W - b_B V_B).$$

Решаем уравнение материального баланса (6.1) относительно G_H (геологических запасов нефти):

$$G_H = \frac{Q_H [b_H + b_{\Gamma} (\Gamma^* - \Gamma)] - (W - b_B V_B)}{\alpha b_{H0} (b_{\Gamma} / b_{\Gamma 0} - 1) + b_H - b_{H0} + b_{\Gamma} (\Gamma_0 - \Gamma)}$$

Введем обозначение:

$$B = b_H + (\Gamma_0 - \Gamma) b_{\Gamma}$$

Этот коэффициент B можно условно назвать двухфазным объемным коэффициентом. Он характеризует изменение единицы объема нефти с растворенным в ней газом при снижении давления от текущего пластового до атмосферного. Получим расчетную формулу для определения начальных геологических запасов нефти G_H , которую и решаем:

$$G_H = \frac{Q_H [B + (\Gamma^* - \Gamma_0) b_{\Gamma}] - (W - b_B V_B)}{B - b_{H0} + \alpha b_{H0} (b_{\Gamma} / b_{\Gamma 0} - 1)}. \quad (6.2)$$

За период опытной эксплуатации залежи коэффициент нефтеотдачи при снижении пластового давления от P_H до $P_{пл}$ и добыче нефти в объеме Q_H , составил:

$$\eta = \frac{Q_H}{G_H}.$$

Определим на конец периода опытной эксплуатации залежи значение текущей нефтенасыщенности пласта:

$$S_H = \frac{(G_H - Q_H) b_H}{G_H b_{H0}} (1 - S_{CB}) = (1 - \eta) \frac{b_H}{b_{H0}} (1 - S_{CB}).$$

Обратим внимание на то, что в выражении (6.2) для начальных геологических запасов нефти первое слагаемое в числителе выражает общее количество добытых нефти и газа, приведенное к пластовым условиям при текущем пластовом давлении:

$$Q_{\text{HГ}} = Q_{\text{H}} \left[B + (\Gamma^* - \Gamma_0) b_{\Gamma} \right]. \quad (6.3)$$

Преобразуем выражение (6.2) следующим образом:

$$G_{\text{H}} \left[B - b_{\text{H0}} + \alpha b (b_{\Gamma} / b_{\Gamma_0} - 1) \right] = Q_{\text{H}} \left[B + (\Gamma^* - \Gamma_0 b_{\Gamma}) \right] - (W - V_{\text{B}} b_{\text{B}}). \quad (6.4)$$

Разделим левую и правую часть уравнения (6.4) на выражение (6.3):

$$G_{\text{H}} \frac{B - b_{\text{H0}}}{Q_{\text{H}} \left[B + (\Gamma^* - \Gamma_0 b_{\Gamma}) \right]} + G_{\text{H}} \frac{\alpha b (b_{\Gamma} / b_{\Gamma_0} - 1)}{Q_{\text{H}} \left[B + (\Gamma^* - \Gamma_0 b_{\Gamma}) \right]} = 1 - \frac{(W - V_{\text{B}} b_{\text{B}})}{Q_{\text{H}} \left[B + (\Gamma^* - \Gamma_0 b_{\Gamma}) \right]}. \quad (6.5)$$

В то же время известно, что суммарная энергия всех видов энергии, обеспечившая добычу нефти из залежи равна:

$$J_{\text{PГ}} + J_{\text{ГШ}} + J_{\text{В}} = 1. \quad (6.6)$$

Сопоставив выражения (6.5) и (6.6), можно определить долю участия отдельных видов пластовой энергии в общей добыче из залежи. Доля участия газовой шапки в вытеснении нефти составляет:

$$J_{\text{ГШ}} = G_{\text{H}} \frac{\alpha b_{\text{H0}} (b_{\Gamma} / b_{\Gamma_0} - 1)}{Q_{\text{H}} \left[B + (\Gamma^* - \Gamma_0) b_{\Gamma} \right]}.$$

Доля участия активной пластовой воды в вытеснении нефти равна:

$$J_{\text{В}} = \frac{(W - V_{\text{B}} b_{\text{B}})}{Q_{\text{H}} \left[B + (\Gamma^* - \Gamma_0) b_{\Gamma} \right]}.$$

Доля участия растворенного газа в вытеснении нефти:

$$J_{\text{PГ}} = G_{\text{H}} \frac{B - b_{\text{H0}}}{Q_{\text{H}} \left[B + (\Gamma^* - \Gamma_0) b_{\Gamma} \right]}.$$

Исходные данные для расчета приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1

Исходные данные для расчета

Номер варианта	$Q_H, \text{м}^3 \cdot 10^6$	$V_T, \text{м}^3 \cdot 10^6$	$V_B, \text{м}^3 \cdot 10^4$	$W, \text{м}^3 \cdot 10^6$
1	1,06	175	5	1,2
2	1,10	180	10	1,5
3	1,15	190	7,5	1,8
4	1,11	178	5	2,0
5	1,08	185	10	2,2
6	1,09	175	7,5	1,2
7	1,12	180	5	1,5
8	1,06	190	10	1,8
9	1,10	178	7,5	2,0
10	1,15	185	5	2,2
11	1,11	175	10	1,2
12	1,08	180	7,5	1,5
13	1,09	190	5	1,8
14	1,12	178	10	2,0
15	1,07	185	7,5	2,2

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 7

Определение давления нагнетания, числа нагнетательных скважин и количества нагнетаемой жидкости при вытеснении нефти закачиваемой водой путем искусственного заводнения залежи

Цель занятия: изучение теоретических основ расчета основных показателей разработки залежи, вытесняя нефть водой при законтурном заводнении.

7.1. Теоретические основы вытеснения нефти водой при законтурном заводнении залежей

Законтурное заводнение – это закачка в скважины воды для вытеснения нефти из пород-коллекторов. При законтурном заводнении воду закачивают в пласт через специальные нагнетательные скважины, размещаемые за внешним контуром нефтеносности по периметру залежи. Эксплуатационные нефтяные скважины располагаются внутри контура нефтеносности рядами, параллельными контуру.

Наиболее благоприятные объекты для осуществления законтурного заводнения – пласты, сложенные однородными песками и песчаниками с хорошей проницаемостью и не осложненные нарушениями.

Пласты, сложенные карбонатными коллекторами, не всегда могут дать положительные результаты при законтурном заводнении, т. к. в них отдельные участки могут не сообщаться с остальной площадью системой каналов и трещин.

При добыче высоковязкой нефти процесс закачки воды в пласт в законтурные нагнетательные скважины также может быть малоэффективным, т. к. менее вязкая вода при движении в пласте будет обгонять нефть, прорываясь к отдельным скважинам.

Схема разработки нефтяной залежи с применением законтурного заводнения приведена на рисунке 7.1.

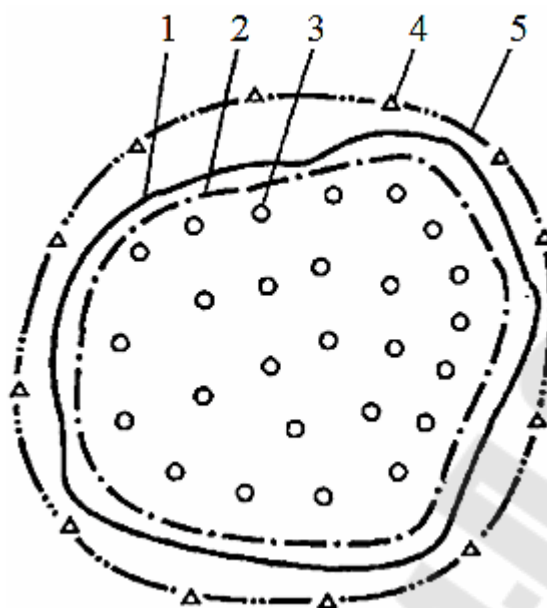


Рис. 7.1 Схема разработки нефтяной залежи с применением законтурного заводнения:
 1 – внешний контур нефтеносности; 2 – внутренний контур нефтеносности;
 3 – добывающие скважины; 4 – нагнетательные скважины; 5 – контур нагнетательных скважин

7.2. Определение давления нагнетания, числа нагнетательных скважин и количества нагнетаемой жидкости при вытеснении нефти закачиваемой водой путем искусственного заводнения залежи

Задача

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

Пластовое давление $P_{пл}$, мощность залежи h . Проницаемость пласта $k = 1$ Д; вязкость воды $\mu_v = 1$ сПз; удельный вес воды $\gamma_v = 1$ г/см³.

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

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

Построить графики зависимости давления нагнетания и коэффициента приемистости от расстояния между нагнетательными скважинами R , м.

Решение

Определяем параметр A эксплуатации нагнетательной скважины в оптимальном режиме, который равен:

$$A = \frac{23,6Lhk\varphi}{Q\mu_B b_V},$$

где: b_V – объемный коэффициент воды, равный 1; φ – коэффициент совершенства скважины, находим из рисунка 7.2, зависимости коэффициента совершенства скважины от числа отверстий на 1 м длины фильтра (интервала перфорации).

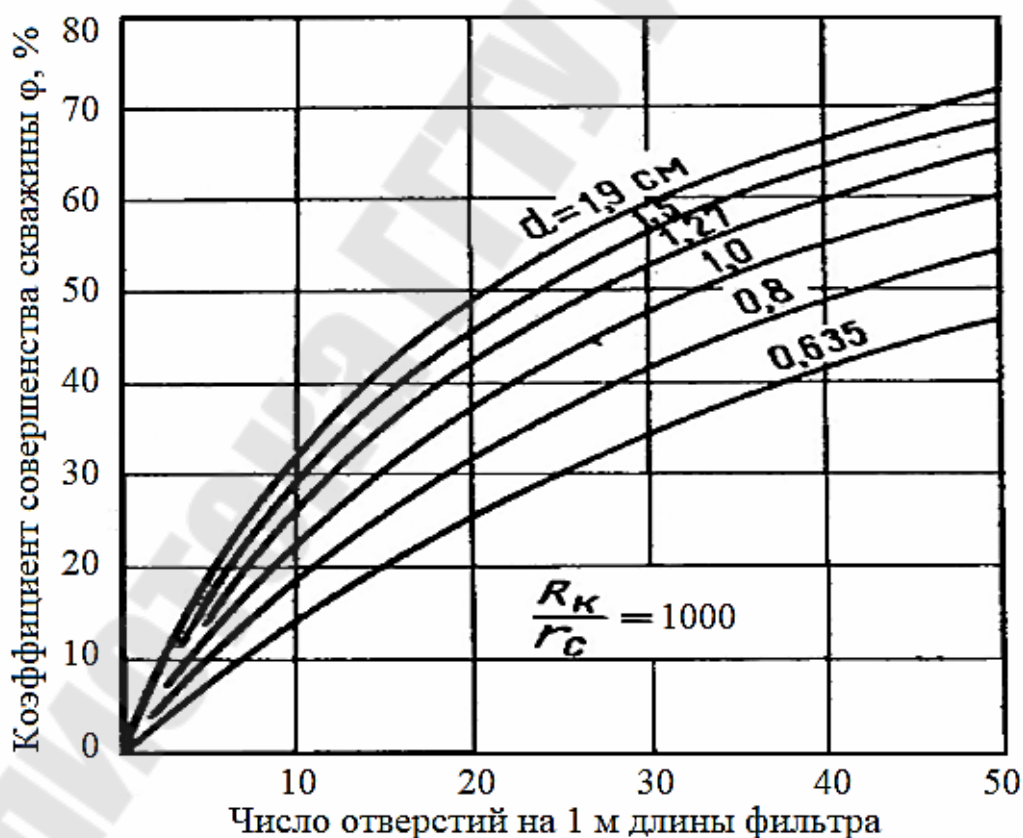


Рис. 7.2. Зависимости коэффициента совершенства скважины от числа отверстий на 1 м длины фильтра

Рассчитываем ожидаемое избыточное давление нагнетания на забое нагнетательных скважин:

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

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

Рассчитываем давление нагнетания воды на устье скважины (без учета гидравлических сопротивлений в колонне НКТ):

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

где ΔP – избыточное давление нагнетания на забое скважины, атм.

Определяем необходимое количество нагнетательных скважин для нагнетания воды в пласт:

$$N = \frac{L}{R}, \text{ шт.}$$

Определяем среднюю приемистость скважин:

$$q = \frac{Q}{N}, \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Рассчитываем величину гидравлических сопротивлений в колонне нагнетательных труб (НКТ):

$$P_{\text{тр}} = \frac{0,1\lambda H w^2 \gamma_{\text{в}}}{2gd}, \text{ атм,}$$

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

Скорость движения воды в НКТ будет равна:

$$w = \frac{q_n}{86400F}, \text{ м/с.}$$

Коэффициент гидравлических сопротивлений определим из выражения:

$$\lambda = \frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}},$$

где число Рейнольдса: $\text{Re} = \frac{wd}{\nu}$; ν – кинематическая вязкость, равная μ/ρ .

Определяем давление нагнетания воды на забое скважины с учетом гидравлических сопротивлений:

$$P''_{\text{нагн}} = P_{\text{нагн}} + P_{\text{тр}}, \text{ атм.}$$

Рассчитываем средний коэффициент приемистости скважин:

$$K_n = \frac{Q}{\Delta PN}, \text{ м}^3/\text{сут}\cdot\text{атм.}$$

Все показатели рассчитываем для $R = 100, 250, 500, 750, 1000$ и 2000 м и строим графики зависимости давления нагнетания и коэффициента приемистости от расстояния между нагнетательными скважинами R , м. Исходные данные для расчета приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1

Исходные данные для расчета

Номер варианта	L , км	Q , м ³ /сут	$P_{пл}$, атм	h , м	H , м
1	10	9000	90	9	900
2	11	8000	80	9	800
3	12	12000	100	10	1100
4	9	10000	95	12	1200
5	13	11000	105	11	1000
6	14	8500	95	13	950
7	12,5	10500	100	14	1050
8	8	11500	100	15	1250
9	15	12500	100	12	1300
10	7	8600	100	10	950
11	8,5	7050	95	11	1050
12	9,5	11500	100	9	1100
13	10,5	10450	105	14	1150
14	10,5	9500	90	9	950
15	9,5	9000	85	9	900
16	11	8500	100	10	850
17	14	12700	120	12	1270
18	8	9200	90	11	920
19	15	13500	125	13	1350
20	16	14000	130	14	1400
21	15,5	13500	115	15	1350
22	12,5	12250	110	12	1225
23	13,5	13700	105	10	1370
24	11,5	10000	100	11	1000
25	8	8600	80	13	850
26	7,4	9320	105	9	1200
27	13,6	12540	125	12	1300
28	12,8	10840	95	14	1100
29	11,2	11200	100	10	980
30	10,9	7920	120	8,5	1370

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

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 8

Определение предельных дебитов скважин при разработке нефтегазовых залежей с целью достижения максимальных КИН

Цель занятия: изучение теоретических основ проектирования разработки нефтегазовых залежей.

8.1. Теоретическая часть основ проектирования предельных дебитов скважин при разработке нефтегазовых залежей

Нефтегазовая залежь имеет газовую шапку и может подстилаться активной подошвенной водой. Поэтому при планировании предельных дебитов скважин надо избежать образования газовых и водяных конусов (прорыва в скважины газа и воды).

8.1.1. Определение условного предельного безгазового дебита нефти скважины

Скважина, эксплуатирующая нефтяную оторочку нефтегазовой залежи при отсутствии подошвенной воды, должна вскрывать пласт таким образом, чтобы верхние перфорационные отверстия находились по вертикали на расстоянии h_0 от первоначального газонефтяного контакта, а вся вскрытая скважиной толщина, отсчитываемая от подошвы пласта, составляет h_c . Схема притока нефти к скважине нефтегазового месторождения с образованием газового конуса представлена на рисунке 8.1.

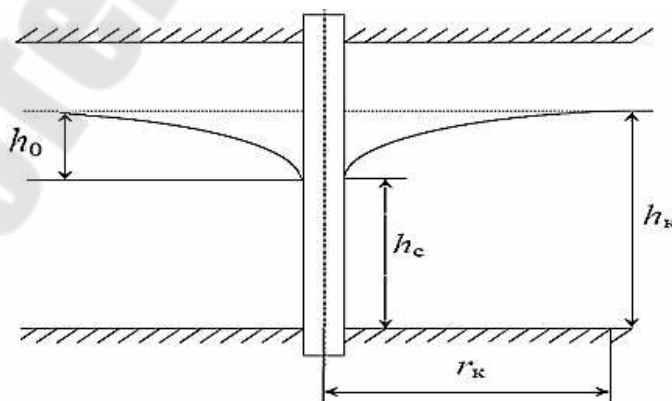


Рис. 8.1. Схема образования в скважине, вскрывшей нефтегазовую залежь газового конуса

8.1.2. Определение начального предельного безгазово-безводного дебита нефти скважины

Скважина, предназначенная для разработки нефтяной оторочки нефтегазовой залежи, подстилаемой водой, должна перфорироваться только в интервале, расположенном в середине нефтенасыщенной толщи. При этом, расстояние от верхних перфорационных отверстий до первоначального положения газонефтяного контакта составляет h_0 . На таком же расстоянии должны находиться нижние перфорационные отверстия от первоначального положения водонефтяного контакта. Схема притока нефти к скважине нефтегазового месторождения с образованием газового и водяного конусов представлена на рисунке 8.2.

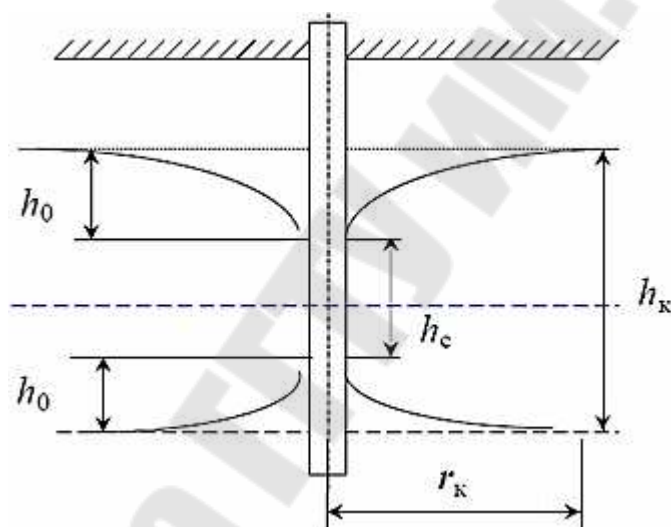


Рис. 8.2. Схема образования газового и водяного конусов в скважине, вскрывшей нефтегазовую залежь

8.2. Определение предельных дебитов скважин при разработке нефтегазовых залежей с целью достижения максимальных КИН

Задачи

Задача 1. Разработка нефтяной оторочки нефтегазовой залежи. Скважина, эксплуатирующая нефтяную оторочку нефтегазовой залежи, вскрывает пласт таким образом, что верхние перфорационные отверстия находятся по вертикали на расстоянии h_0 , м от газонефтяного контакта, а вся вскрытая скважиной толщина пласта составляет

h_1 , м. Проницаемость пласта k , м^2 , вязкость нефти μ_n , $\text{мПа}\cdot\text{с}$, удельный вес нефти γ , $\text{Н}/\text{м}^3$, плотность газа в пластовых условиях ρ_g , $\text{т}/\text{м}^3$. Месторождение разрабатывается с использованием семиточечной схемы расположения скважин при расстояниях между ними 2σ , м. Радиус скважины r_c , м. Необходимо определить условный предельный безгазовый дебит скважины.

Решение

Дебит нефтяных скважин должен быть ограничен по причине недопущения подтягивания газовых конусов. Согласно приближенной методике расчета конусообразования, основанной на упрощенной теории фильтрации жидкости со свободной поверхностью, приближенно считается, что давление в каждом цилиндрическом сечении пласта определяется высотой столба нефти в данном сечении. Формула для предельного безгазового дебита нефти (такого дебита, при котором в скважину притекает только нефть) имеет вид:

$$q_n = \frac{\pi k \Delta \gamma (h_k^2 - h_c^2)}{\mu_n \ln \frac{r_k}{r_c}} \cdot 86400, \text{ м}^3/\text{сут}, \quad (8.1)$$

где h_k – высота столба нефти на условном контуре питания с радиусом; $r_k = \sigma$, отсчитываемая от подошвы пласта (рисунок 8.1); h_c – высота вскрытия нефтяной части залежи (высота столба нефти, отсчитываемая от подошвы пласта при $r = r_c$); $\Delta \gamma = \gamma_n - \gamma_g$.

Исходные данные для расчета представлены в таблице 8.1.

Задача 2. Определение интервала перфорации для получения безгазового дебита нефти. Начальный предельный безгазовый дебит скважины, вскрывающей нефтенасыщенную толщу нефтегазовой залежи, составляет q , $\text{м}^3/\text{сут}$. Для обеспечения добычи нефти с наиболее низким газовым фактором («безгазовой нефти») вскрытие пласта необходимо выполнить таким образом, чтобы не получить газового конуса (прорыва газа в скважину из газовой шапки). Верхние перфорационные отверстия должны находиться ниже первоначального положения газонефтяного контакта (рисунок 8.1). Начальная толщина нефтенасыщенной части пласта составляет h_k , м; $\Delta \gamma =$, $\text{Н}/\text{м}^3$; $R_k = \sigma$, м; r_c , м; k , м^2 ; μ_n , $\text{мПа}\cdot\text{с}$.

Требуется определить мощность интервала перфорации h_c , м в скважине начиная от подошвы пласта.

Решение

Преобразовав выражение (8.1) предыдущей задачи относительно h_c , выполняем расчет и находим значение h_c . Исходные данные для расчета представлены в таблице 8.2.

Задача 3. Определить начальный предельный безгазово-безводный дебит скважины. Скважина, предназначенная для разработки нефтяной оторочки нефтегазовой залежи, подстилаемой водой, перфорируется только в интервале, расположенном в середине нефтенасыщенной толщи (рисунок 8.2). При этом расстояние от верхних перфорационных отверстий до первоначального положения газонефтяного контакта составляет h_o , м. На таком же расстоянии отстоят нижние перфорационные отверстия от первоначального положения водонефтяного контакта. Расстояние от скважины до условного контура питания R_k , м; радиус скважины r_c , м; проницаемость пласта k , м²; $\Delta\gamma_1 = \gamma_n - \gamma_r$, Н/м³, $\Delta\gamma_2 = \gamma_n - \gamma_b$, Н/м³; Вязкость нефти μ_n , мПа·с. Общий интервал перфорации ствола в скважине $h_c = 12$ м.

Определить начальный предельный безгазово-безводный дебит скважины.

Решение

Выделим условно две зоны в области фильтрации нефти вблизи скважины: верхнюю I и нижнюю II (см. рисунок 8.2), разделенные горизонтальной плоскостью, 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 скважины имеем выражение:

$$q_{\text{нI}} = \frac{\pi k \Delta\gamma_1 \left(\left(\frac{h_k}{2} \right)^2 - \left(\frac{h_c}{2} \right)^2 \right)}{\mu_n \ln \frac{r_k}{r_c}} \cdot 86400, \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Соответственно, формула для предельного безводного дебита имеет вид:

$$q_{H2} = \frac{\pi k \Delta\gamma_2 \left(\left(\frac{h_k}{2} \right)^2 - \left(\frac{h_c}{2} \right)^2 \right)}{\mu_n \ln \frac{r_k}{r_c}} \cdot 86400, \text{ м}^3/\text{сут},$$

где: $\Delta\gamma_1 = \gamma_n - \gamma_g$ – разность удельных весов нефти и газа; $\Delta\gamma_2 = \gamma_v - \gamma_n$ – разность удельных весов воды и нефти нефти.

Полный предельный безгазово-безводный дебит нефти определяется суммой указанных дебитов:

$$q_n = q_{H1} + q_{H2}, \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Исходные данные для расчета представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.1

Исходные данные для расчета

Номер варианта	Значения параметров							
	h_0 , м	h_1 , м	$k \cdot 10^{-12}$, м ²	μ_n , мПа·с	γ_n , Н/м ³ ·10 ³	ρ_r , т/м ³ ·10 ⁻³	2 σ , м	r_c , м
1	5	10	2,0	1,0	8,0	0,8	500	0,10
2	6	11	2,3	1,2	8,1	0,7	550	0,12
3	7	12	2,1	1,1	8,2	0,6	540	0,14
4	8	13	2,5	1,3	8,3	0,5	550	0,16
5	9	14	1,8	1,4	8,4	0,5	600	0,17
6	10	15	1,6	1,5	8,4	0,6	580	0,17
7	10	16	1,7	1,6	8,3	0,7	570	0,16
8	9	16	1,8	1,7	8,2	0,8	560	0,15
9	8	15	5,0	1,8	8,3	0,8	590	0,14
10	7	14	6,0	1,9	8,1	0,7	510	0,13
11	6	13	10,0	2,0	8,0	0,6	520	0,12
12	5	12	2,2	2,1	7,9	0,5	530	0,11
13	12	11	3,0	2,2	7,8	0,5	610	0,10

Таблица 8.2

Исходные данные для расчета

Номер варианта	Значения параметров							
	$q, \text{ м}^3/\text{сут}$	$h_k, \text{ м}$	$k \cdot 10^{-12}, \text{ м}^2$	$\mu_n, \text{ мПа}\cdot\text{с}$	$\Delta Y_n, \text{ Н/м}^3 \cdot 10^3$	$\rho_r, \text{ т/м}^3 \cdot 10^{-3}$	$2\sigma, \text{ м}$	$r_c, \text{ м}$
1	15	24	2,0	1,0	8,0	0,8	500	0,10
2	16	20	2,3	1,2	8,1	0,7	550	0,12
3	17	22	2,1	1,1	8,2	0,6	540	0,14
4	18	23	2,5	1,3	8,3	0,5	550	0,16
5	19	24	1,8	1,4	8,4	0,5	600	0,17
6	10	25	1,6	1,5	8,4	0,6	580	0,17
7	10	26	1,7	1,6	8,3	0,7	570	0,16
8	19	26	1,8	1,7	8,2	0,8	560	0,15
9	18	25	5,0	1,8	8,3	0,8	590	0,14
10	17	24	6,0	1,9	8,1	0,7	510	0,13
11	16	23	10,0	2,0	8,0	0,6	520	0,12
12	15	22	2,2	2,1	7,9	0,5	530	0,11
13	12	25	3,0	2,2	7,8	0,5	610	0,10

Таблица 8.3

Исходные данные для расчета

Номер варианта	Значения параметров							
	$h_o, \text{м}$	$h_k, \text{м}$	$k \cdot 10^{-12}, \text{м}^2$	$\mu_n, \text{мПа} \cdot \text{с}$	$\Delta Y_1, \text{Н/м}^3 \cdot 10^3$	$\Delta Y_2, \text{Н/м}^3 \cdot 10^3$	$R_k, \text{м}$	$r_c, \text{м}$
1	5	18	2,0	1,0	8,0	2,2	500	0,10
2	6	20	2,3	1,2	8,1	2,0	550	0,12
3	7	22	2,1	1,1	8,2	2,1	540	0,14
4	5	23	2,5	1,3	8,3	2,3	550	0,16
5	6	24	1,8	1,4	8,4	2,2	600	0,17
6	7	25	1,6	1,5	8,4	2,1	580	0,17
7	7	26	1,7	1,6	8,3	2,2	570	0,16
8	6	26	1,8	1,7	8,2	2,0	560	0,15
9	5	25	5,0	1,8	8,3	2,1	590	0,14
10	7	24	6,0	1,9	8,1	2,2	510	0,13
11	6	23	10,0	2,0	8,0	2,3	520	0,12
12	5	22	2,2	2,1	7,9	2,2	530	0,11
13	6	21	3,0	2,2	7,8	2,1	610	0,10

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 9

Вытеснение нефти смешивающимися с ней агентами

Цель занятия: изучение теоретических основ расчета основных показателей разработки нефтегазовой залежи при вытеснении нефти смешивающимися с ней агентами.

9.1. Теоретическая часть основ вытеснения нефти смешивающимися с ней агентами

Смешивающееся вытеснение – метод увеличения нефтеотдачи, при котором дополнительное вытеснение нефти из низкопроницаемого коллектора достигается путем закачки смешивающегося с ней сжатого газа. При растворении газа в нефти ее вязкость и плотность уменьшаются, а объем увеличивается.

Вытеснение нефти смешивающимися с ней агентами включает вытеснение следующими газами:

- сжиженным нефтяным газом (преимущественно пропаном);
- сжиженным обогащенным жирными компонентами C5+ газом (метаном);
- сухим газом высокого давления (метаном);
- сжиженным неуглеводородным газом – углекислым газом или двуокисью углерода.

9.2. Вытеснение нефти смешивающейся с ней двуокисью углеводорода

Задача

Прямолинейный пласт длиной l , м, шириной b , м, толщиной h , м предполагается разрабатывать путем вытеснения нефти оторочкой двуокиси углерода, продвигаемой водой. Коэффициент охвата пласта процессом вытеснения $\eta_2 = 0,8$. Пористость пласта m , %, вязкость насыщающей пласт нефти μ_n , Па·с, вязкость углекислого газа в пластовых условиях $\mu_r = 0,05 \cdot 10^{-3}$ Па·с, насыщенность связанной водой $S_{св}$, д.ед. Нефть содержит 20 % объемных смол и асфальтенов. При вытеснении нефти оторочкой CO₂ смолы и асфальтены примерно наполовину вытесняются из пласта, а остальная их часть осаждается в пористой среде и не движется. Поэтому следует принять, что в водона-

сыщенной части пласта остаточная нефтенасыщенность (насыщенность смолами и асфальтенами) $S_H = 0,1$ д. ед. и, следовательно, водонасыщенность $S_B = 0,9$ д.ед. Расход закачиваемой в пласт углекислоты и затем воды, приведенной к пластовым условиям, составляет q , м³/сут.

Требуется определить объем оторочки углекислоты $V_{от}$, от объема пласта в % исходя из того, что к моменту подхода к концу пласта, когда $x = l$ в середине области смешения CO_2 и нефти в пласте не остается чистой двуокиси углерода, а подвижность смеси $k\mu = 2,45 \cdot 10^5$ м²/(Па·с).

Решение

Скорость фильтрации при закачке жидкости в пласте определим из выражения:

$$v = q / bh\eta_2, \text{ м/сут.}$$

Скорость фильтрации в пласте в области смешивания нефти и CO_2 будет равна:

$$\omega = v / m(1 - S_H - S_{св}), \text{ м/сут.}$$

Время t подхода сечения оторочки с концентрацией CO_2 $c = 0,5$ д.ед. к концу пласта определим из выражения:

$$t = l / \omega, \text{ м.}$$

Полную длину зоны смешения CO_2 и нефти L рассчитаем по следующей формуле:

$$L = (96\beta Dt)^{1/3}, \text{ м.}$$

В этом выражении: D – коэффициент конвективной диффузии (определяет собой количества вещества, продиффундировавшего через единицу поверхности за единицу времени при градиенте концентрации равном единице). Для CO_2 на границе с нефтью $D = 7,271 \cdot 10^{-7}$, м²/с; $\beta = k\mu(\mu_H - \mu_T) / 2$.

Средний объем оторочки CO_2 , растворенной в нефти в зоне смешения, определяем по следующей формуле:

$$V_{ср} = bmh(1 - S_H - S_{св})L / 2, \text{ м}^3.$$

Поровый объем пласта, охваченный процессом воздействия двуокисью углерода, будет равен:

$$V_{по} = bmhl, \text{ м}^3.$$

Учитывая незначительную растворимость CO_2 в воде по сравнению с ее растворимостью в нефти, полагаем, что в сечении $x = 0$ в воде будет растворяться 5% CO_2 . Следовательно, концентрация CO_2 в воде $\alpha_2 = 0,05$. Объем углекислоты, растворенной в воде к моменту времени t , определим по следующей формуле:

$$V_y = 1,0607bhmS_B \alpha_2 (Dt)^{1/2}, \text{ м}^3.$$

Суммарный объем CO_2 в зоне смешения составит:

$$V_{\text{co}_2} = V_{\text{cp}} + V_y, \text{ м}^3.$$

Объем оторочки CO_2 от объема пласта будет равен:

$$V_{\text{от}} = (V_{\text{co}_2} / V_{\text{по}}) \cdot 100\%.$$

Исходные данные для расчета приведены в таблице 9.1.

Таблица 9.1

Исходные данные для расчета

Номер варианта	$q, \text{ м}^3/\text{сут}$	$l, \text{ м}$	$h, \text{ м}$	$m, \%$	$\mu_n, \text{ П.с}\cdot 10^{-3}$	$b, \text{ м}$	$\eta_2, \text{ д.ед.}$	$S_{\text{св}}, \text{ д.ед.}$
1	450	530	18	20	4,0	250	0,80	0,05
2	455	550	19	21	4,2	270	0,85	0,06
3	460	560	20	22	4,3	300	0,76	0,07
4	465	570	19	23	4,4	310	0,84	0,08
5	470	580	18	24	4,5	320	0,77	0,09
6	475	590	17	25	4,6	330	0,83	0,10
7	480	600	16	24	4,7	350	0,76	0,11
8	485	610	15	23	4,8	340	0,82	0,10
9	490	620	16	22	4,9	330	0,81	0,09
10	495	630	17	25	4,0	320	0,79	0,08
11	400	500	18	24	3,9	310	0,78	0,07
12	410	510	19	25	4,8	350	0,75	0,06
13	420	520	20	26	4,7	360	0,80	0,05

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 10

Планирование кислотной обработки

Цель занятия: изучение теоретических основ расчета основных параметров кислотной обработки и подготовка плана работ.

10.1. Теоретическая часть основ планирования кислотной обработки.

10.1.1. Схема приготовления кислотного состава

В емкость для приготовления кислотного раствора с помощью мерника насосного агрегата помещаем объем воды, равный $V_{в}$, м³. Добавляем к воде:

- $V_{ик}$, м³ ингибитора коррозии В-2;
- $V_{у}$, м³ уксусной кислоты;
- $V_{р}$, м³ товарной соляной кислоты.

Полученный раствор тщательно перемешиваем и измеряем его плотность ареометром. При правильной дозировке плотность должна соответствовать заданной концентрации при температуре замера. Если замеренная плотность больше расчетной, в раствор добавляем воду, если меньше, то товарную кислоту. Обычно корректировка не требуется, если нет грубых ошибок в расчетах или в дозировке реагентов, так как возможные погрешности при расчетах меньше, чем ошибка при замере плотности ареометром.

Затем добавляем в раствор расчетный объем хлористого бария $V_{хб}$, м³ и раствор хорошо перемешиваем.

10.1.2. Схема кислотной обработки скважины

В процессе подготовительных работ выполняем глушение скважины жидкостью глушению.

Поднимаем насосное оборудование.

Нижний интервал продуктивного пласта изолируем, отсекая пакером. Для этого в скважину спускаем следующую компоновку НКТ: хвостовик из НКТ длиной 1 м с внутренним диаметром d и установленным в нем обратным клапаном, пакер, фильтр из НКТ с внутренним диаметром d , длиной 2 м, НКТ с внутренним диаметром d до устья. Устанавливаем пакер на глубине $H_{п}$.

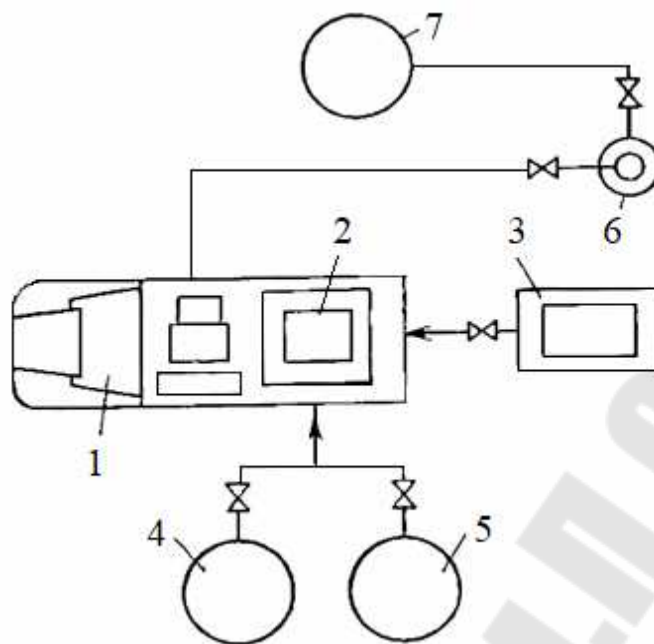


Рис. 10.1. Схема обвязки устьевого оборудования: 1 – насосный агрегат; 2 – мерник насосного агрегата; 3 – технологическая емкость; 4 – емкость для кислотного раствора; 5 – емкость для жидкости глушения; 6 – устье скважина; 7 – емкость для накопления отработанных жидкостей (продуктов реакции)

Обвязываем устьевое оборудование по схеме прямой циркуляции (рисунок 10.1).

При открытом затрубном пространстве закачиваем в НКТ 2 м^3 нефти, проверяем возможность циркуляции. Закрываем задвижку на затрубном пространстве и опрессовываем пакер, подняв давление на агрегате до давления опрессовки эксплуатационной колонны. Выдерживаем скважину при давлении опрессовки 0,5 часа. Если давление на агрегате снижается на значение не более 0,1 МПа, считаем, что пакер герметичен.

Открываем затрубное пространство и в НКТ на циркуляцию закачиваем объем кислотного раствора, равный $V_{\text{к1}}$. Закрываем затрубное пространство и закачиваем в НКТ оставшийся объем кислотного состава.

Продавливаем кислотный раствор в пласт объемом жидкости глушения, равным объему НКТ и затрубного пространства в интервале перфорации над пакером $V_{\text{к1}}$.

Закачку кислотного раствора (после закрытия затрубного пространства) и продавку его в пласт проводим при давлении на агрегате, не превышающем давление опрессовки эксплуатационной колонны.

При закрытом затрубном пространстве оставляем скважину на реакцию кислоты с породой на 2 часа.

По истечении времени реакции открываем задвижку на НКТ и запускаем скважину на самоизлив в рабочую емкость или в линию.

Переводим скважину на жидкость глушения с промывкой до выравнивания плотности скважинной жидкости до плотности жидкости глушения.

Поднимаем компоновку НКТ с пакером. Спускаем насосное оборудование и запускаем скважину в эксплуатацию.

10.2. Расчет основных параметров кислотной обработки и подготовка плана работ

Задача.

Определить необходимое количество реагентов и составить план обработки призабойной зоны соляной кислотой для следующих условий: глубина скважины H , м; вскрытая толщина карбонатного коллектора h , м; диаметр скважины по долоту D , м; пластовое давление $P_{пл}$, МПа; пластовая температура $T_{пл}$, °С; коэффициент проницаемости k , м²; коэффициент продуктивности K , м³/(сут·МПа); внутренний диаметр НКТ d , м.

Первоначально обрабатывают хорошо проницаемый пористый карбонатный пласт 15 %-ным раствором соляной кислоты из расчета v , м³ раствора на 1 м толщины пласта. Плотность кислоты при $t_0 = 25^\circ\text{C}$ ρ_{25} , кг/м³. В связи с близостью подошвенной воды нижние 10 м (h_n) продуктивного пласта отсекают пакером. Искусственный забой скважины, H_n , м находится на 3 м ниже нижних дыр интервала перфорации. В скважину спущена эксплуатационная колонна, с внутренним диаметром $D_k = 0,14$ м. Толщина стенки НКТ $\Delta = 5$ мм. Производительность насосного агрегата при закачке кислоты в пласт $q = 7$ л/с.

Решение

Кислотную обработку пласта будем выполнять 15% раствором соляной кислоты. Рассчитаем объем 15% кислотного раствора соляной кислоты, необходимого для обработки ПЗП:

$$V_p = v(h - h_n).$$

Для приготовления указанного объема 15% соляной кислоты необходимо следующий объем товарной соляной кислоты, концентрации последней 27,5%:

$$V_k = V_p x_p (5,09x_p + 999) / [x_k (5,09x_k + 999)],$$

где x_k , x_p – объемные доли (концентрация) кислоты в товарном кислотном растворе и растворе для обработки, соответственно, д.ед.

В качестве замедлителя реакции соляной кислоты с породой и стабилизатора окисных соединений железа используем уксусную кислоту, объем которой определим по формуле:

$$V_y = V_p b_y / c_y,$$

где b_y – оптимальная концентрация уксусной кислоты в кислотном растворе, равная 3%; c_y – объемная доля (концентрация) уксусной кислоты в товарном растворе, равная 80 %.

Для снижения коррозионной активности кислотного раствора в качестве ингибитора коррозии в него добавим реагент В-2, объем которого определим из выражения:

$$V_{ик} = V_p b_{ик} / c_{ик},$$

где $b_{ик}$ – выбранная объемная доля ингибитора коррозии в растворе, 0,2 %; $c_{ик}$ – объемная доля товарного продукта (ингибитора), равная 100 %.

При использовании для солянокислотной обработки технической соляной кислоты в ней содержится до 0,4 % серной кислоты. Ее нейтрализуют добавкой хлористого бария, количество которого определяют по формуле:

$$V_{хб} = 21,3V_p (\alpha x_p / x_k - 0,02) / 4000,$$

где 21,3 – масса хлористого бария (кг), необходимая для нейтрализации 10 кг серной кислоты; $\alpha x_p / x_k$ – объемная доля серной кислоты в приготовленном растворе; α – объемная доля серной кислоты в товарной соляной кислоте, 0,4 %; 0,02 – допустимая объемная доля серной кислоты в растворе, при которой после реакции ее с карбонатными породами соли не выпадают в осадок, %; 4000 кг/м³ – плотность раствора хлористого бария.

Определяем объем воды, необходимой для приготовления 15% кислотного раствора соляной кислоты:

$$V_v = V_p - V_k - V_y - V_{ик} - V_{хб}.$$

Рассчитываем плотность кислотного раствора, который будет применяться для обработки пласта:

$$\rho_p = 999/2 + \sqrt{[(999/2)I + \rho_{к25}(\rho_{к25} - 999)V_k/V_p]}.$$

Определяем глубину установки пакера для отсечения нижней части интервала перфорации:

$$H_{\Pi} = H - 3 - h_{\Pi}.$$

Определяем объем кислотного раствора, необходимый для заполнения им интервала перфорации над пакером и всего объема НКТ:

$$V_{к1} = \left\{ \pi \left[D_k^2 - (d + 2\Delta)^2 \right] (h - h_{\Pi}) \right\} / 4 + (\pi H_{\Pi} d^2) / 4.$$

Рассчитаем плотность жидкости глушения, необходимой для глушения скважины перед подъемом из нее насосного оборудования:

$$\rho_{жг} = [1,05 P_{пл} / (H - 3 - h/2) g] 10^5.$$

Определяем необходимый объем жидкости глушения:

$$V_{жг} = \left\{ \pi \left[D_k^2 - (d + 2\Delta)^2 \right] H_{\Pi} \right\} / 4 + (\pi H_{\Pi} d^2) / 4.$$

Определяем ожидаемое давление на насосном агрегате при закачке кислоты и продавке ее в пласт жидкостью глушения:

$$P_{на} = P_{заб} - P_{жк} + P_{тр},$$

где $P_{заб}$ – ожидаемое забойное давление при закачке кислоты в пласт, МПа; $P_{жк}$ – давление столба кислотного раствора на забой, МПа; $P_{тр}$ – гидравлические сопротивления в НКТ при закачке кислоты в пласт, МПа.

Давление на забой столба кислоты при закачке ее в пласт будет равно:

$$P_{жк} = \rho_p g (H_{\Pi} - h/2) 10^{-6}.$$

Давление столба жидкости глушения при продавке ею кислоты в пласт будет равно:

$$P_{жг} = \rho_{жг} g (H_{\Pi} - h/2) 10^{-6}.$$

Рассчитываем забойное давление, при котором ожидается закачка кислоты в пласт:

$$P_{заб} = P_{пл} + 86400 q 10^{-3} / K.$$

Рассчитываем гидравлические сопротивления в НКТ при закачке кислоты в пласт:

$$P_{тр} = \lambda v_i^2 (H_{\Pi} - h/2) \rho_i / (2d),$$

где ρ_i – плотность закачиваемой жидкости (кислоты или жидкости глушения); v_i – скорость движения жидкости по трубам (кислоты или

жидкости глушения); λ – коэффициент гидравлических сопротивлений.

$$v_i = q10^{-3} / (\pi d l / 4).$$

$$\lambda = 0,3264 / \text{Re}^{0,25}, \text{Re} = 42000 \text{ – число Рейнольдса.}$$

Рассчитываем период закачки с продавкой кислоты в пласт:

$$T = (V_p + V_{\text{жг}}) / q10^{-3}.$$

Исходные данные для расчета приведены в таблице 10.1. После окончания расчета составляем план проведения кислотной обработки.

Таблица 10.1

Исходные данные для расчета и подготовки плана кислотной обработки

Номер варианта	Значения параметров									
	H , м	h , м	$k \cdot 10^{-12}$, м ²	$P_{пл}$, МПа	$T_{пл}$, °C	K , м ³ /сут·МПа	d , м	D_c , м	ν , м ³ /м.п.	ρ_{K25} , кг/м ³
1	1600	30	2,0	17,0	50	50	0,050	0,25	1,2	1134
2	1650	31	2,3	18,0	51	52	0,060	0,24	1,3	1140
3	1700	32	2,1	18,5	52	54	0,050	0,22	1,4	1130
4	1750	33	2,5	19,0	53	56	0,060	0,22	1,5	1137
5	1800	34	1,8	19,5	54	58	0,060	0,24	1,45	1128
6	1850	35	1,6	20,0	55	57	0,050	0,25	1,4	1130
7	1900	36	1,7	20,5	56	51	0,060	0,26	1,35	1134
8	1950	36	1,8	21,0	57	53	0,060	0,25	1,3	1138
9	2000	35	5,0	21,5	58	55	0,05	0,24	1,25	1139
10	2050	34	6,0	22,0	59	51	0,050	0,24	1,2	1137
11	2100	33	10,0	22,5	60	49	0,060	0,22	1,35	1135
12	2150	32	2,2	23,0	61	48	0,050	0,26	1,45	1136
13	2200	31	3,0	23,5	62	47	0,060	0,24	1,4	1137

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 11

Распределение температуры по глубине добывающей скважины

Цель занятия: изучение теоретических основ расчета распределения температуры по глубине добывающей скважины.

11.1. Теоретические основы термодинамических исследований скважин

Известно, что колебания температуры на земной поверхности вызывают изменения температуры на малой глубине. Суточные колебания температуры затухают на глубине менее метра, а годовые – на глубине примерно 15 м. Этот уровень называют нейтральным слоем, ниже которого температура постоянна и равномерно нарастает от действия теплового потока, идущего из глубины земли. Общий тепловой поток земного шара составляет 25,12 млрд. кДж/с. Для создания такого теплового потока нужно в сутки сжигать 50 млрд. м³ метана. Интенсивность или мощность теплового потока q связана простым соотношением с теплопроводностью λ и температурным градиентом $\Gamma = dT/dx$:

$$q = \lambda \frac{dT}{dx}. \quad (11.1)$$

Если тепловой поток постоянен, то, измеряя распределение температурного градиента, можно оценить значения λ горных пород и дифференцировать их по этой величине. В однородной толще осадочных пород геотерма $T(x)$, стационарного теплового потока будет представляться прямой линией с наклоном, соответствующим температурному градиенту земли $\Gamma = dT/dx$, имеющему различные значения в различных геологических районах земли (в среднем $\Gamma \approx 0,03$ °С/м). При чередовании горизонтальных пластов с различными коэффициентами теплопроводности геотерма стационарного теплового потока земли будет представляться ломаной линией, состоящей из прямолинейных отрезков с различными углами наклона. Чем меньше теплопроводность λ , тем больше наклон линии $T(x)$ напротив данного прослоя. Отклонения от естественной геотермы $T(x)$ связываются с гидро- и термодинамическими процессами, происходящими в пластах и, что особенно интересно, в продуктивном перфорированном интервале.

Начальная термограмма, замеренная до пуска скважины в работу, дает представление о естественном невозмущенном тепловом поле Земли. Термограмма работающей скважины отражает все тепловые возмущения, вызванные притоком жидкости или ее поглощением, а также изменением их интенсивности. Поэтому основой для выделения продуктивных или поглощающих интервалов, определения их толщины, интенсивности поглощения и выявления общего состояния призабойной зоны являются различия между геотермой и термограммой действующей скважины.

11.2. Расчет распределения температуры по глубине добывающей скважины

Задача

Рассчитать распределение температуры по глубине фонтанной добывающей скважины для следующих условий: $H_{к.п}$ – глубина кровли продуктивного пласта; $t_{пл}$ – пластовая температура; $d_{вн}$ – внутренний диаметр НКТ; Q_m – массовый дебит скважины; $\rho_{нд}$ – плотность дегазированной нефти. Подъемник спущен до кровли продуктивного горизонта; обводненность продукции $B = 0$; скважина вертикальная.

Решение

Рассчитаем критерий Стантона от массового дебита скважины по следующей формуле:

$$St = \frac{1,763 \cdot 10^{-4}}{\ln(Q_m + 40)} - 0,202 \cdot 10^{-4}.$$

Определяем распределение температуры по стволу скважины с шагом $h = 200$ м при расчете от забоя скважины:

$$t(h) = t_{пл} \left(1 - St \frac{h}{d} \cos \alpha \right), \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Расчеты выполняем для глубин в соответствии с таблицей 11.1.

Таблица 11.1

**Результаты расчета температуры по стволу скважины
снизу вверх**

$h, \text{ м}$	200	400	600	800	1000	1200	1400	$H_{\text{кп}}, \text{ м}$
$t, \text{ }^\circ\text{C}$								

Вычисляем распределение температуры по стволу скважины с шагом 200 м от устья скважины по следующей формуле:

$$T(H) = T_{\text{пл}} - (H_{\text{кп}} - H) \cdot \frac{0,0034 + 0,79\omega \cos \alpha}{10^{\frac{q}{10d^{2,67}}}},$$

где: $T_{\text{пл}}$ – пластовая температура, $^\circ\text{C}$; $H_{\text{кп}}$ – глубина кровли пласта, м; H – текущая глубина, отсчитываемая от устья скважины, м; q – дебит жидкости, приведенный к стандартным условиям, $\text{м}^3/\text{сут}$; ω – геотермический градиент.

Здесь $T_{\text{пл}} = t_{\text{пл}} + 273, \text{ }^\circ\text{C}$; $T_{\text{нс}} = 279 \text{ }^\circ\text{C}$; $H_{\text{кп}}, \text{ м}$; $H_{\text{нс}} = 30 \text{ м}$; $\alpha = 0$.

$$\omega = \frac{T_{\text{пл}} - T_{\text{нс}}}{(H_{\text{кп}} - H_{\text{нс}}) \cos \alpha}, \text{ градус/м};$$

$$q = \frac{Q_{\text{м}}}{86,4\rho_{\text{нд}}}, \text{ м}^3/\text{с}.$$

Результаты расчета заносим в таблицу 11.2.

Таблица 11.2

**Результаты расчета температуры по стволу скважины
сверху вниз**

$H, \text{ м}$	200	400	600	800	1000	1200	1400	$H_{\text{кп}}, \text{ м}$
$t, \text{ }^\circ\text{C}$								

Для обоих расчетов строим графики распределения температуры по стволу скважин.

Исходные данные для расчетов представлены в таблице 11.3.

Таблица 11.3

Исходные данные для расчетов

Номер варианта	$H_{кп}, м$	$t_{пл}, °C$	$d_{вн}^*, м$	$Q_m, т/сут$	$\rho_{нд}, кг/м^3$
1	1700	29	0,0403	51	852,5
2	1500	30	0,062	55	855
3	1600	32	0,0503	60	870
4	1800	28	0,0403	58	852
5	1750	30	0,062	45	848,5
6	1500	29	0,0503	50	850,5
7	1600	32	0,0403	52	849,5
8	1650	35	0,062	56	850
9	1575	25	0,0503	55	852
10	1700	28	0,0403	58	858,5
11	1650	30	0,062	60	857
12	1550	29	0,0503	48	850
13	1900	30	0,0403	49	852
14	2000	32	0,062	50	858,5
15	1800	29	0,0503	53	855
16	1500	30	0,0403	50	870
17	1600	32	0,062	48	852
18	1800	28	0,0403	51	848,5
19	1750	30	0,062	55	850,5
20	1500	29	0,0503	60	849,5
21	1600	29	0,0403	58	850
22	1650	30	0,062	45	852,5
23	1575	32	0,0503	50	588
24	1700	29	0,0503	52	852
25	1500	30	0,0403	56	855
26	1600	32	0,062	55	870
27	1800	28	0,0503	58	852
28	1750	30	0,0403	60	848,5
29	1500	29	0,062	51	850,5
30	1600	30	0,0503	54	852,5

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 12

Разработка нефтяных месторождений тепловыми методами

Цель занятия: изучение теоретических основ расчета показателей разработки залежей при разработке их тепловыми методами.

12.1. Теоретические основы разработки месторождений тепловыми методами

Запасы тяжелых нефтей (ТН) плотностью $> 0,900 \text{ г/см}^3$ и вязкостью $> 1500 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ и природных битумов в мире достигают 1 трлн тонн. Они являются основным энергетическим сырьем XXI века.

Для повышения эффективности разработки месторождений, содержащих тяжелые парафинистые и смолистые нефти, применяют тепловые методы:

- закачку нагретой нефти, нефтепродуктов (конденсата, керосина, дизельного топлива) или воды, обработанной ПАВ;
- закачку пара посредством передвижных парогенераторов;
- электротепловую обработку с помощью специальных самоходных установок;
- непрерывное нагнетание в пласт горючих газов, жидкостей и пара;
- тепловые обработки пластов с помощью процессов горения;
- термокислотные обработки скважин.

Тепловые (термические) методы воздействия на нефтяные пласты весьма перспективны, особенно при разработке залежей с малой проницаемостью пород, содержащих тяжелые, вязкие нефти. Применение этих методов позволяет достигать высоких коэффициентов нефтеотдачи, а также извлекать нефть из залежей, разработка которых обычными методами невозможна или экономически нецелесообразна.

В результате термического воздействия на пласт происходят сложные физико-химические процессы, как в самой нефти, так и в нефтенасыщенных породах. Под действием температуры могут происходить химические превращения углеводородов, называемые пиролизом, в результате которого протекают реакции трех видов: дегидрогенизации, крекинга и конденсации. В пласте также может происхо-

дить высоко- и низкотемпературное окисление, термическое расширение, дистилляция, испарение и другие процессы. Породы, образующие коллектор, не являются инертными по отношению к жидким средам, заполняющим поры, и поэтому активно участвуют в процессах термического воздействия на пласт. Породы и отдельные компоненты нефти могут проявлять каталитические свойства, которые способствуют изменению скоростей окислительных реакций при вытеснении нефти методом внутрислоевого горения. От состава продуктивных пород и особенно наличия в цементирующем материале монтмориллонитовых глин зависит степень их набухания при соприкосновении с конденсатом паровой фазы, а, следовательно, происходит снижение проницаемости пород и эффективности термического процесса. От состава и свойств пород и насыщающих ее жидкостей зависит ход термического воздействия на нефтяные пласты. Главная особенность механизма нефтеотдачи пластов в результате термического воздействия – отставание теплового фронта от гидродинамического. В результате большая часть тепла остается неиспользованной для извлечения нефти.

В зависимости от параметров закачки рабочих агентов, сетки скважин и физико-геологических характеристик продуктивных пластов по истечении времени наступает динамическое равновесие между вводом в пласт и рассеиванием тепловой энергии в окружающие породы. Движение теплового фронта резко замедляется, в пласте остается значительное количество тепловой энергии, которую нельзя использовать. Поэтому главной задачей проектирования разработки нефтяных месторождений термическими методами является эффективное использование вводимой в пласт или генерируемой непосредственно в пласте тепловой энергии в конкретных геолого-физических условиях.

12.2. Расчет показателей разработки залежей тепловыми методами

Задача

Расчет основных показателей разработки нефтяной залежи методом создания внутрислоевого движущегося очага горения. Рассчитать основные показатели разработки пятиточечного элемента участка пласта методом создания внутрислоевого движущегося

очага горения (ВДОГ), имеющего следующие характеристики. Толщина пласта h , м. Коэффициент открытой пористости породы пласта m , %. Пластовая температура t , °С. Расстояние между нагнетательной и эксплуатационной скважинами l , м. Абсолютное давление на забое эксплуатационных скважин P_3 , МПа. Эффективная проницаемость породы для окислителя (воздуха) k , мД. Плотность нефти в пластовых условиях ρ_n , 945 кг/м³. Плотность воды ρ_v , 1000 кг/м³. Нефтенасыщенность пород пласта $S_H - 0.72$. Водонасыщенность $S_B - 0.23$. Радиусы нагнетательных и эксплуатационных скважин r_c , 0.084 м. Объемный коэффициент охвата пласта очагом горения $A_V - 0,575$. Безразмерный параметр формы фронта горения $i_d - 6,06$. Коэффициент нефтеотдачи участков, не охваченных фронтом горения $\eta_n - 0.4$.

Лабораторными экспериментами на модели пласта установлено:

Пористость коллекторов $m_{\square} = 0,4$; Расход топлива (удельное количество коксового остатка) $g'_{ко} = 21$ кг/м³; Удельный расход окислителя $V_{ост} = 12$ м³/кг; Количество образующейся реакционной воды $g_{\square_b} = 25$ кг/м³; Теплота сгорания нефти $Q_H = 10000$ ккал/кг; Теплота сгорания газообразных продуктов $Q_{\Gamma} = 300$ ккал/м³; Вязкость окислителя при пластовой температуре $\mu = 0,018$ мПа·с; Минимальная скорость перемещения фронта горения $w_{\phi} = 0,0375$ м/сут; Максимальная скорость перемещения фронта горения $w'_{\phi} = 0,15$ м/сут.

Решение

Определяем удельное количество коксового остатка в породе пятиточечного элемента разработки участка пласта:

$$g_{k0} = g'_{k0} \frac{1-m}{1-m'}$$

Рассчитываем объем окислителя (воздуха), требующегося для выработки (выжигания) коксового остатка из единицы объема пласта:

$$V_{ок} = g_{k0} V_{ост}$$

Используя объемный коэффициент охвата пласта очагом горения, определим суммарный объем требующегося окислителя для выработки одного пятиточечного элемента системы разработки пласта:

$$u = 4l^2 h V_{ок} A_V$$

Зная минимальную скорость перемещения фронта горения, определим необходимую минимальную плотность потока окислителя:

$$v_f = V_{ок} w_{\phi}$$

Определяем предельный максимальный расход окислителя:

$$V_T^{\text{пп}} = lhv_f i_d.$$

Для сокращения срока разработки пятиточечного элемента участка пласта принимаем максимальную скорость перемещения фронта горения и определяем продолжительность первого периода разработки, при котором расход окислителя достигнет значения $V_T^{\text{пп}}$:

$$t_1 = \frac{V_T^{\text{пп}}}{2\pi h V_{\text{ок}} w_{\phi}'^2}.$$

Определяем количество израсходованного за этот период окислителя:

$$u_1 = \frac{1}{2} V_T^{\text{пп}} t_1.$$

Определяем количество окислителя, израсходованного в основной период разработки элемента пласта:

$$u_2 = u - 2u_1.$$

Рассчитываем продолжительность основного периода разработки элемента пласта:

$$t_2 = \frac{u_2}{V_T^{\text{пп}}}.$$

Суммарная продолжительность разработки всего пятиточечного элемента участка пласта методом ВДОГ составит:

$$t = 2t_1 + t_2.$$

Рассчитаем абсолютное давление на устье нагнетательной скважины при закачке в пласт воздуха, [МПа]:

$$P_H = \left[p_э^2 + \frac{V_T^{\text{пп}} \mu_{\text{ок}} (t + 273)}{7,4k_э h} \left(\ln \frac{l^2}{r_c w_{\phi}' t_1} - 1,238 \right) \right]^{0,5} \cdot 10^5.$$

Для вычисления коэффициента нефтеотдачи необходимо определить количество коксового остатка S_O и углеводородного газа $S_{\text{ТХ}}$, выраженное в долях от порового объема:

$$S_O = \frac{g_{\text{к0}}}{\rho_H m};$$
$$S_{\text{ТХ}} = S_O \frac{V_{\text{ост}} Q_{\Gamma}}{Q_H}.$$

Используя известный объемный коэффициент охвата пласта очагом горения и коэффициент нефтеотдачи участков, не охваченных фронтом горения, определим результирующий коэффициент нефтеотдачи:

$$\eta_H = A_V \left(1 - \frac{S_O + S_{ТХ}}{S_H} \right) + \eta'_H (1 - A_V).$$

Зная результирующий коэффициент нефтеотдачи, определим количество извлекаемой нефти на площади пятиточечного участка пласта ($S=4l^2$) при его разработке методом ВДОГ:

$$V_H = ShmS_H \eta_H.$$

Определяем удельное количество образующейся реакционной воды:

$$g_B = g'_B \frac{1-m}{1-m'}.$$

Вычисляем суммарное количество получаемой воды [m^3]:

$$V_B = A_V Sh \left(S_B m + \frac{g_B}{\rho_B} \right).$$

Принимаем допущение о том, что дебит нефти одного пятиточечного элемента пласта прямо пропорционален расходу окислителя для выработки этого элемента. Исходя из этого допущения, определим дебит нефти элемента в основной (второй) период разработки [$m^3/сут$]:

$$q_{2H} = \frac{V_H}{u} V_T^{np}.$$

Дебит нефти в первый период разработки q_{1H} будет линейно возрастать от 0 до q_{2H} , а в третий период будет убывать от q_{2H} до 0. Исходные данные для расчета представлены в таблице 12.1.

Таблица 12.1

Исходные данные для расчета

Номер варианта	h , м	m , %	t , °C	l , м	P_3 , МПа	k , мД
1	6,0	28	21	150	8,0	170
2	7,0	22	22	140	8,6	175
3	6,5	23	23	155	8,5	180
4	7,5	24	24	145	9,0	185
5	5,5	25	25	155	8,0	190
6	5,0	26	21	130	8,6	170
7	7,3	27	22	135	8,5	175
8	8,0	29	23	165	9,0	180
9	8,5	30	24	160	8,0	185
10	9,0	25	25	170	8,6	190
11	6,0	26	21	150	8,5	170
12	7,0	27	22	140	9,0	175
13	6,5	29	23	155	8,0	180
14	7,5	30	24	145	8,6	185
15	5,5	28	25	155	8,5	190
16	5,0	22	21	130	9,0	170
17	7,3	23	22	135	8,0	175
18	8,0	24	23	165	8,6	180
19	8,5	25	24	160	8,5	185
20	9,0	29	25	170	9,0	190

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 13

Определение коэффициента продуктивности нефтяной скважины и установление характера притока нефти к забою скважины

Цель занятия: изучение основ расчета гидродинамических показателей залежей по результатам исследования скважин методом установившихся отборов.

13.1. Промысловые гидродинамические методы исследования скважин

Под промысловыми гидродинамическими исследованиями понимают совокупность технологических операций по возбуждению пласта путем отбора из него пластовой жидкости или путем закачки в него жидкости и проведение соответствующих замеров дебита и давления на возмущающей и нагнетательных скважинах.

Замеряя при промысловых гидродинамических исследованиях дебит работающей скважины $Q(t)$ и давление на ее забое $P(r_c, t)$ или давление на забое какой-либо пьезометрической скважины $P(R, t)$ удаленной от работающей скважины на известное расстояние R , строят графики изменения этих величин во времени. В самом общем случае эти графики называют кривыми прослеживания за изменением дебита и давления.

На нефтяных промыслах в основном применяют три метода гидродинамических исследований:

- 1) метод восстановления (падения) давления;
- 2) метод прослеживания влияния изменения режима работы скважины на характер изменения давления в удаленных от этой скважины точках пласта (гидропрослушивание);
- 3) метод установившихся отборов (пробных откачек).

Первые два метода более точны, чем третий, применяют их только для залежей с давлением, превышающим давление насыщения (или близким к нему).

Метод установившихся отборов менее точен, но может быть применен в любых условиях.

Метод кривой восстановления давления (КВД) применяется для скважин, фонтанирующих с высокими и устойчивыми дебитами. Ис-

следование методом КВД заключается в регистрации давления в остановленной скважине (отбор жидкости прекращён), которая была закрыта путём герметизации устья после кратковременной работы с известным дебитом (тест Хорнера) или после установившегося отбора (метод касательной). Для определения параметров удалённой от скважины зоны пласта длительность регистрации КВД должна быть достаточной для исключения влияния «послепритока» (продолжающегося притока жидкости в ствол скважины), после чего увеличение давления происходит только за счёт сжатия жидкости в пласте и её фильтрации из удалённой в ближнюю зону пласта (конечный участок КВД).

Продолжительность исследования эксплуатационной скважины методом КВД может составлять от нескольких десятков часов до нескольких недель, благодаря чему радиус исследования охватывает значительную зону пласта. Тем не менее, при большой длительности исследования конечные участки КВД могут быть искажены влиянием соседних скважин на распределение давления в удалённой зоне пласта.

Кривая восстановления уровня (КВУ) применяется для скважин с низкими пластовыми давлениями (с низкими статическими уровнями), то есть нефонтанирующих (без перелива на устье скважины) или неустойчиво фонтанирующих. Вызов притока в таких скважинах осуществляется путём снижения уровня жидкости в стволе скважины методом компрессирования или свабирования.

Регистрация КВУ проводится в остановленной скважине (отбор жидкости прекращён) которая была закрыта путём герметизации устья. Из пласта продолжается затухающий со временем приток, сопровождающийся подъёмом уровня жидкости в стволе скважины. Производится регистрация глубины динамического уровня жидкости (ГЖР – газожидкостного раздела) и ВНР (водонефтяного раздела) с течением времени. Подъём уровня и рост столба жидкости сопровождается увеличением давления. Кривую изменения давления в этом случае называют кривой притока (КП). После полного прекращения притока и восстановления давления выполняют замер статического уровня и пластового давления.

Длительность регистрации КВУ или КП зависит от продуктивности скважины, плотности флюида, площади сечения поднимающегося в стволе скважины потока жидкости и угла наклона ствола скважины.

Обработка КВУ позволяет рассчитать пластовое давление, дебит жидкости и коэффициент продуктивности, а в случае регистрации глубины ВНР – обводнённость продукции. При совместной регистрации глубины уровня жидкости и давления глубинным манометром можно получить оценку средней плотности жидкости.

Метод регистрации индикаторной диаграммы (ИД) применяется с целью определения оптимального способа эксплуатации скважины, изучения влияния режима работы скважины на величину дебита. Индикаторные диаграммы строятся по данным установившихся отборов и представляют собой зависимость дебита от депрессии или забойного давления.

Метод установившихся отборов применим для скважин с высокими устойчивыми дебитами и предусматривает проведение замеров на 4-5 установившихся режимах. Отработка скважины, как правило, проводится на штуцерах с различными диаметрами. При каждом режиме измеряют забойное давление, дебиты жидкой и газообразной фаз пластового флюида, обводнённости.

Основными определяемыми параметрами являются фильтрационно-ёмкостные свойства призабойной зоны. Для более полной оценки фильтрационных характеристик пласта необходимо комплексирование с методом КВД в остановленной скважине.

Гидропрослушивание осуществляется с целью изучения параметров пласта (пьезопроводность, гидропроводность), линий выклинивания, тектонических нарушений и т. п. Сущность метода заключается в наблюдении за изменением уровня или давления в реагирующих скважинах, обусловленным изменением отбора жидкости в соседних возмущающих скважинах. Фиксируя начало прекращения или изменения отбора жидкости в возмущающей скважине и начало изменения давления в реагирующей скважине, по времени пробега волны давления от одной скважины до другой можно судить о свойствах пласта в межскважинном пространстве.

Если при гидропрослушивании в скважине не отмечается реагирование на изменение отбора в соседней скважине, то это указывает на отсутствие гидродинамической связи между скважинами вследствие наличия непроницаемого экрана (тектонического нарушения, выклинивания пласта). Таким образом, гидропрослушивание позволяет выявить особенности строения пласта, которые не всегда представляется возможным установить в процессе разведки и геологического изучения месторождения.

13.2. Расчет гидродинамических показателей залежей по результатам исследования скважин методом установившихся отборов

Задача

Определить коэффициент продуктивности и установить характера притока нефти к забою скважины по результатам гидродинамических исследования нефтяной скважины методом установившихся отборов (то есть при стационарном режиме исследования). Результаты исследований представлены в таблице 13.1.

Таблица 13.1

Результаты исследования скважины на установившихся отборах

Номер варианта	$P_{пл}, ат$	$P_{заб}, атм$	$Q_{пв}, т/сут$	$\Delta P, атм$	$K_{п}, т \cdot сут/атм$	$Q_{по}, м^3 /сут$
1	250	248	3,0			
		245	7,5			
		240	15,0			
		235	22,5			
		230	30,0			
2	250	248	4,6			
		245	11,5			
		240	23,0			
		235	34,5			
		230	46,0			
3	265	262	4,5			
		259	9,0			
		254	16,5			
		249	24,0			
		244	31,5			
4	265	262	6,9			
		259	13,8			
		254	25,3			

Номер варианта	$P_{пл}, ат$	$P_{заб}, атм$	$Q_{пв}, т/сут$	$\Delta P, атм$	$K_{п}, т \cdot сут/атм$	$Q_{по}, м^3 /сут$
		249	36,8			
		244	48,3			
5	265	262	14,4			
		259	28,8			
		254	52,8			
		249	76,8			
		244	100,8			
6	250	248	9,6			
		245	24,0			
		240	48,0			
		235	72,0			
		230	96,0			
7	250	248	7,0			
		245	17,5			
		240	35,0			
		235	52,5			
		230	70,0			
8	250	248	10,8			
		245	27,0			
		240	54,0			
		235	81,0			
		230	108,0			
9	265	262	10,5			
		259	21,0			
		254	38,5			
		249	56,0			
		244	73,5			
10	265	262	16,2			
		259	32,4			
		254	59,4			

Номер варианта	$P_{пл}, ат$	$P_{заб}, атм$	$Q_{пв}, т/сут$	$\Delta P, атм$	$K_{п}, т \cdot сут/атм$	$Q_{по}, м^3 /сут$
		249	86,4			
		244	113,4			
11	325	320	7,5			
		315	15,0			
		310	22,5			
		305	30,0			
		300	37,5			
12	325	320	11,5			
		315	23,0			
		310	34,5			
		305	46,0			
		300	57,5			
13	325	320	24,0			
		315	48,0			
		310	72,0			
		305	96,0			
		300	120,0			
14	325	320	17,5			
		315	35,0			
		310	32,5			
		305	70,0			
		300	87,5			
15	325	320	27,0			
		315	54,0			
		310	81,0			
		305	108,0			
		300	135,0			
16	340	336	6,0			
		331	13,5			
		326	21,0			

Номер варианта	$P_{пл}$, ат	$P_{заб}$, атм	$Q_{пв}$, т/сут	ΔP , атм	$K_{п}$, т·сут/атм	$Q_{по}$, м ³ /сут
		321	28,5			
		316	36,0			
17	340	336	9,2			
		331	20,7			
		326	32,2			
		321	43,7			
		316	55,2			
18	340	336	19,2			
		331	43,2			
		326	67,2			
		321	91,2			
		316	115,2			
19	340	336	14,0			
		331	31,5			
		326	49,0			
		321	66,5			
		316	84,0			
20	340	336	21,6			
		331	48,6			
		326	75,6			
		321	102,6			
		316	129,6			

Решение

Для каждого режима исследований рассчитываем депрессию на пласт и записываем в колонку ΔP таблицы 13.1:

$$\Delta P = (P_{пл} - P_{заб}), \text{ атм.}$$

После расчета ΔP в координатах $Q = f(\Delta P_n)$ строим индикаторную диаграмму. По индикаторной диаграмме устанавливаем характер притока нефти к забою скважины относительно основного закона

фильтрации и, следовательно, определяем значение показателя степени n :

$$n = \frac{\ln \frac{Q_1}{Q_2}}{\ln \left(\frac{P_{\text{пл}} - P_{\text{заб1}}}{P_{\text{пл}} - P_{\text{заб2}}} \right)}.$$

n – показатель степени, характеризующий тип индикаторной линии (ИЛ) и режим фильтрации. Для линейной ИЛ $n = 1$. Для ИЛ, выпуклой к оси дебитов $n < 1$, для ИЛ, вогнутой к оси дебитов $n > 1$.

Для каждого режима отбора нефти из скважины при исследовании рассчитываем коэффициент продуктивности и записываем в колонку таблицы 13.1 $K_{\text{пв}}$, т·сут/атм:

$$K_{\text{пв}} = \frac{Q_{\text{пв}}}{(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}_n})}, \text{ т/сут} \cdot \text{атм}.$$

Переводим значения дебитов скважины по нефти из весовых в объемные единицы измерения, используя значение плотности нефти в поверхностных условиях и записываем в колонку $Q_{\text{по}}$, м³/сут таблицы 13.1:

$$Q_{\text{по}} = \frac{Q_{\text{пв}} \cdot 1000}{\rho_{\text{неф.пов}}}, \text{ м}^3/\text{сут},$$

где $\rho_{\text{неф.пов}}$ – плотность нефти в поверхностных условиях, равная 800 кг/м³.

Пересчитываем коэффициент продуктивности для новых единиц измерения дебитов и записываем в следующую колонку таблицы 13.1:

$$K_{\text{по}} = \frac{Q_{\text{по}}}{(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}_n})}, \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Переводим значения величин давлений из атмосфер в МПа и пересчитываем коэффициент продуктивности, соблюдая новую размерность входящих величин при условии, что 1 атм = 0,980665 МПа:

$$\Delta P_{\text{п}} = (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}_n}), \text{ МПа};$$

$$K_{\text{по}} = \frac{Q_{\text{по}}}{(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}_n})}, \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}.$$

Рассчитываем среднее значение коэффициента продуктивности:

$$K_{\text{п.ср}} = \sum K_{\text{п}i} / n,$$

где K_{pi} – коэффициент продуктивности в $\text{м}^3 \cdot \text{сут} / \text{МПа}$ на каждом из режимов исследований; n – количество режимов исследований.

Литература

1. Желтов, Ю. П. 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.

2. Захаров, А. В. Разработка нефтяных и газовых месторождений: практикум / А. В. Захаров, С. В. Козырева, Т. В. Атвиновская; М-во образования Респ. Беларусь, Гомел. гос. техн. ун-т им. П. О. Сухого. – Гомель: ГГТУ им. П. О. Сухого, 2012. – 37 с.

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

4. Козырева, С. В. Разработка нефтяных и газовых месторождений и транспорт нефти: практикум по одноим. курсу для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» / С. В. Козырева. – Гомель: ГГТУ им. П. О. Сухого, 2010. – 37 с.

5. Козырева, С. В. Разработка нефтяных и газовых месторождений: практикум по одноим. курсу для слушателей специальности 1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» заоч. формы обучения ИПК и ПК / С. В. Козырева. – Гомель: ГГТУ им. П. О. Сухого, 2013. – 41 с.

6. Методические указания к практическим работам и организации самостоятельной работы обучающихся по дисциплине: «Разработка нефтяных и газовых месторождений» для обучающихся всех форм обучения по специальности 21.05.06 «Нефтегазовая техника и технологии» / Сост. Янукян А. П. – Сургут: Тюменский индустриальный университет, 2022. – 68 с.

7. Прищепа, О. М. Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти и газа: Практикум: учебное издание для студентов / О. М. Прищепа, Т. В. Родина, Ю. В. Нефедов. — СПб.: «Реноме», 2019. – 104 с.

8. Санду, С. Ф. Практикум по дисциплине «Разработка нефтяных и газовых месторождений»: учебное пособие / С. Ф. Санду, А. Т. Росляк, В. М. Галкин; Национальный исследовательский Томский Политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 92 с.

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**Практикум
для слушателей специальности переподготовки
9-09-0724-01 «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений»
заочной формы обучения**

**Составители: Демяненко Николай Александрович
Ткачев Виктор Михайлович**

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 25.09.24.

Рег. № 41Е.

<http://www.gstu.by>