

Министерство образования Республики Беларусь

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

Кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных
месторождений и транспорт нефти»

А. В. Захаров, С. В. Козырева, Т. В. Атвиновская

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

*Рекомендовано учебно-методическим объединением
высших учебных заведений Республики Беларусь по образованию
в области горнодобывающей промышленности в качестве практикума
для студентов высших учебных заведений, обучающихся
по специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений»*

Электронный аналог печатного издания

Гомель 2012

УДК 622.276(075.8)
ББК 33.36я73
3-38

Рецензенты: зав. отд. исслед. нефти и нефтепродуктов БелНИПИнефть
канд. техн. наук *А. Г. Ракутько*;
зав. лаб. проблем охраны труда БелНИПИнефть
канд. техн. наук *Е. Е. Кученева*

Захаров, А. В.

3-38 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. – 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://alis.gstu.by/StartEK/>. – Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-985-535-117-8.

Изложены основные сведения о параметрах газовых и нефтяных пластов, приведена методика расчета режимов работы газовых пластов: температур, давлений, дебитов.

Для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

УДК 622.276(075.8)
ББК 33.36я73

ISBN 978-985-535-117-8

© Захаров А. В., Козырева С. В.,
Атвиновская Т. В., 2012
© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2012

Предисловие

Цель практикума – дать расширенные теоретические и практические знания студентам в области разработки нефтяных и газовых месторождений.

В данный практикум включены задачи по основным изучаемым темам курса. В начале каждого практического занятия приводятся краткие теоретические аспекты изучаемой темы, далее – расчет задачи и исходные данные для индивидуального решения. Основная цель задач для индивидуального решения – самостоятельный поиск студентами оптимальных решений.

Настоящий практикум поможет студентам закреплять теоретический материал, изучаемый на лекциях.

Студент на практических занятиях работает по следующей схеме:

- 1) изучает теоретические аспекты рассматриваемой темы;
- 2) изучает условия и исходные данные индивидуального задания;
- 3) проводит расчеты в тетради, которые должны быть аккуратно оформлены, написаны четким почерком, без помарок;
- 4) представляет решенное индивидуальное задание к защите.

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

Практическое занятие № 1

Определение температуры газа в пласте и температурного градиента

Цель занятия: изучение температурного режима газового пласта его влияние на эксплуатацию скважин.

Теоретическая часть

Температурный режим газового пласта, скважин, промысловых и магистральных газопроводов является одной из важнейших характеристик, существенно влияющих на эксплуатацию этих объектов.

Особое значение температурного режима скважин возникло в связи с открытием и дальнейшей разработкой крупных залежей природного газа и газоконденсата.

Низкие температуры и высокие давления в условиях насыщения газа влагой приводят к образованию газовых кристаллогидратов и льда в скважинах и наземных сооружениях. Эти образования закупоривают проходное сечение и нарушают эксплуатацию объектов вплоть до прекращения подачи газа.

Высокие температуры, характерные для ряда районов, также осложняют эксплуатацию подземного и наземного газового оборудования. Так, с повышением температуры происходит удлинение обсадных труб с образованием горф (складок), что приводит к их разрыву. Может произойти разрыв промысловых газопроводов в тех случаях, когда после компрессорных станций газ не охлаждается.

На температуру газа в скважине и газопроводе влияют:

- температура пласта и вышележащих пород;
- условия эксплуатации скважины и газопроводов (диаметр и конструкция скважины, дебит газа, депрессия на пласт);
- температура окружающего воздуха.

Температура горных пород

На температуру поверхностных слоев земли влияет температура окружающего воздуха ($T_{\text{возд}}$).

Это влияние распространяется до определенной глубины (L_c), на которой отмечается постоянная суточная температура. Обычно этот слой залегает на глубине не более 1–2 м.

Ниже залегает слой (L_n) с постоянной годовой температурой, называемый нейтральным слоем или поясом постоянных температур.

Глубину нейтрального слоя (L_n), точнее глубину подошвы слоя, можно приближенно определить по глубине слоя постоянных суточных температур (L_c).

Глубина нейтрального слоя определяется

$$L_n = 19,1L_c, \text{ м.} \quad (1.1)$$

Температура на глубине нейтрального слоя (T_n) соответствует среднегодовой температуре земной поверхности ($T_{зем}$) в данном районе, которая выше среднегодовой температуры воздуха на 1°C :

$$T_n = T_{зем} = T_{возд} + 1, \text{ }^\circ\text{C.} \quad (1.2)$$

Температура горных пород ($T_{пор}$) ниже нейтрального слоя увеличивается с глубиной согласно геотермическому градиенту ω , показывающему направление и степень (интенсивность) изменения температуры.

Величина геотермического градиента изменяется с глубиной и зависит от характеристики горных пород, слагающих разрез; для различных месторождений он изменяется в пределах от $0,015$ – $0,09$ град/м.

Средний геотермический градиент ω для месторождения можно определить (если замерена пластовая температура в одной из скважин) по формуле

$$\omega = \frac{T_L - T_n}{L - L_n}, \text{ град/м, } ^\circ\text{C/м,} \quad (1.3)$$

где T_L – замеренная температура пород на глубине L ; T_n – температура на глубине нейтрального слоя L_n .

Температура газа в пласте (пластовая температура) близка к температуре пород, слагающих продуктивный горизонт. Поэтому ее обычно определяют исходя из величины среднего геотермического градиента:

$$T_{пл} = T_n \omega (L_{скв} - L_n), \text{ }^\circ\text{C,} \quad (1.4)$$

где $L_{скв}$ – глубина скважины на середину интервала перфорации, м.

Расчетная часть

Определить температурный градиент и температуру газа в пласте в зоне работы газовой скважины, применяя формулы (1.3), (1.4), по известным значениям:

- среднегодовой температуре окружающего воздуха $T_{\text{возд}}$;
- глубины слоя с постоянной суточной температурой L_c ;
- глубине замера температуры в стволе скважины L ;
- температуре на глубине замера T_L ;
- глубине скважины $L_{\text{скв}}$.

Исходные данные представлены в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Исходные данные

Номер варианта	$L_{\text{скв}}$, м	L_c , м	$T_{\text{возд}}$, °С	L , м	T_L , °С
1	1250	0,75	5	150	11
2	1500	1,0	7	165	12
3	1750	1,25	9	180	16
4	2000	1,75	11	195	17
5	2250	2,0	13	210	18
6	1270	0,75	6	200	13
7	1600	1,0	8	175	15
8	1700	1,25	10	170	15
9	1800	1,75	12	155	18
10	1900	2,0	14	185	20
11	2100	0,75	16	190	22
12	2200	1,0	15	205	21
13	1300	1,25	5	150	11
14	1400	1,75	7	165	12
15	1350	2,0	9	180	16
16	1450	0,75	11	195	17
17	1550	1,0	13	210	18
18	1650	1,25	6	200	13
19	1750	1,75	8	175	15
20	1850	2,0	10	170	15
21	1950	0,75	12	155	18
22	2050	1,0	14	185	20
23	2150	1,25	16	190	22
24	2250	1,75	15	205	21
25	2280	2,0	12	165	18
26	1690	0,75	8	185	14
27	1670	1,0	6	195	13
28	1480	1,25	7	200	14
29	1530	1,75	5	210	12
30	1920	2,0	9	180	15

Практическое занятие № 2

Определение дебита газовой скважины

Цель занятия: изучение основных параметров при исследованиях газовых скважин и их применение в расчетах добычи природного газа.

Теоретическая часть

Существенное отличие физических свойств газа от физических свойств нефти выражается главным образом в его незначительной плотности, высокой упругости, значительно меньшей вязкости, определяет специфику разработки газовых и газоконденсатных месторождений, заключающуюся в том, что газ добывают в основном фонтанным способом. При этом сложная и протяженная система газоснабжения от залежи до потребления полностью герметична и представляет собой единое целое.

Газовые месторождения разделяют на чисто газовые месторождения и газоконденсатные. На газовых месторождениях из скважин поступает чистый газ (природный газ) вместе с небольшим количеством влаги и твердыми частицами механических примесей. Природный газ состоит в основном из легкого углеводорода – метана (94–98 %), не конденсирующегося при изменении пластового давления. Чисто газовые месторождения встречаются редко. Примеры газовых месторождений: Заполярное, Уренгойское, Медвежье (в сеноманских отложениях).

Эксплуатация газовых скважин связана с необходимостью обеспечения заданного дебита газа и газового конденсата. Это во многом зависит от состояния призабойной зоны скважины, степени ее обводненности, наличия в составе газа и конденсата агрессивных компонентов (сероводорода, углекислого газа) и других факторов, среди которых важное значение имеет число одновременно эксплуатируемых продуктивных пластов в одной скважине.

Газовые и газоконденсатные месторождения залегают в земной коре на различных глубинах: от 250 до 10000 м и более. Для извлечения углеводородных компонентов пластового флюида на поверхности земли бурятся газовые и газоконденсатные скважины. Газовые скважины используются для: 1) движения газа из пласта в поверхностные установки промысла; 2) защиты вскрытых горных пород разреза от обвалов; 3) разобщения газоносных, нефтеносных и водоносных пластов друг от друга; 4) предотвращения подземных потерь газа.

Газовые скважины эксплуатируются в течение длительного времени в сложных, резко изменяющихся условиях. Действительно, давление газа в скважинах доходит до 100 МПа, температура газа достигает 523 °К, горное давление за колоннами на глубине 10000 м превышает 250 МПа. В процессе освоения, исследований, капитального ремонта и во время эксплуатации скважин резко изменяются давление, температура и состав газа, движущегося в скважине.

При исследовании газовых скважин с последующей обработкой полученных данных по эмпирической степенной формуле замеряют при закрытой скважине, а также на каждом режиме ее работы давление газа на устье и в кольцевом пространстве и дебит газа в м³/сут.

Уравнение притока газа к скважине описывается двучленной формулой

$$P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2 = aq_0 + bq_0^2, \quad (2.1)$$

где a и b – численные коэффициенты; q_0 – дебит газа, приведенный к нормальным условиям, м³/сут.

Давление на забое скважины определяется по формуле

$$P_{\text{заб}} = P_y \cdot e^{1,293 \cdot 10^{-4} \cdot L \rho_r \frac{T}{T+t}}, \text{ МПа}, \quad (2.2)$$

где P_y – давление на устье скважины, МПа; L – глубина скважины, м; ρ_r – относительная плотность газа в скважине; t – средняя температура в скважине, °С.

Если $b = 0$, то (2.1) представляет собой формулу Дюпюи.

Следовательно,

$$a = \frac{1}{K_0}, \quad (2.3)$$

где K_0 – коэффициент продуктивности скважины при пластовом давлении.

Коэффициент b , учитывающий влияние инерционных сил, определяют по формуле

$$b = \frac{u}{\pi^2 h^2 k_0 \rho_0 r_{\text{пр}}}, \quad (2.4)$$

где u – параметр формы каналов, величина которого зависит от характера и извилистости каналов движения газа; ρ_0 – плотность газа при пластовом давлении; h – мощность пласта; $r_{\text{пр}}$ – приведенный радиус скважины.

Обработку данных измерений дебитов и соответствующих забойных давлений по формуле (2.1) проводят графическим способом и методом наименьших квадратов. Исходное уравнение первого способа имеет вид:

$$\frac{\Delta P}{q_0} = a + bq_0. \quad (2.5)$$

Если $q_0 = x$, $\Delta P/q_0 = y$, то уравнение (2.5) в координатах x, y представляет собой прямую линию, отсекающую на оси ординат величину a . Тангенс угла наклона прямой к оси абсцисс дает величину b (рис. 2.1).

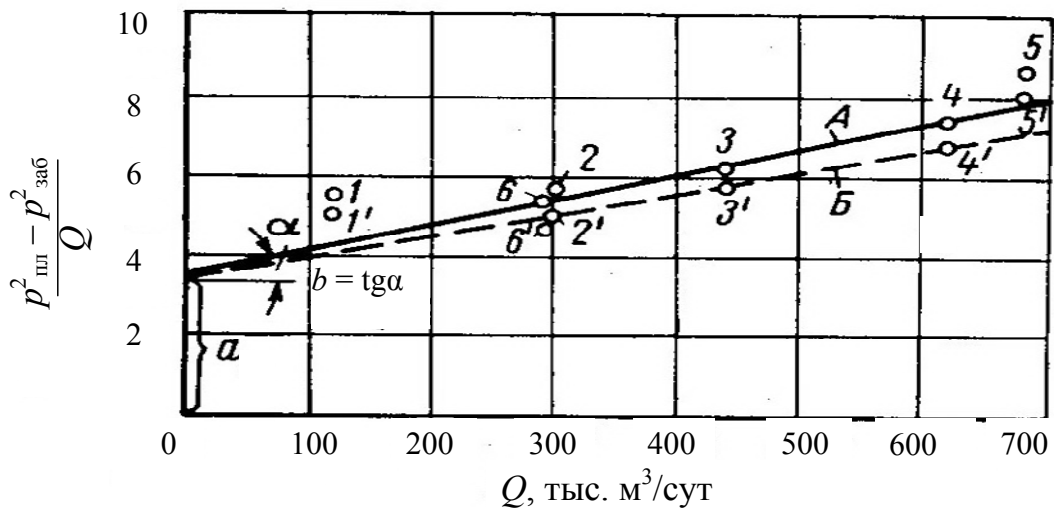


Рис. 2.1. Зависимость депрессии от дебита

Более точные результаты дает метод наименьших квадратов. Расчетные формулы имеют вид:

$$b = \frac{\sum_{i=1}^m \Delta P_i q_i \sum_{i=1}^m q_i^2 - \sum_{i=1}^m \Delta P_i q_i \sum_{i=1}^m q_i^3}{\sum_{i=1}^m q_i^2 \sum_{i=1}^m q_i^4 - \left(\sum_{i=1}^m q_i^3 \right)^2}; \quad (2.6)$$

$$a = \frac{\sum_{i=1}^m \Delta P_i q_i - b \sum_{i=1}^m q_i^3}{\sum_{i=1}^m q_i^2}. \quad (2.7)$$

Расчетная часть

Рассчитать дебит газовой скважины. Принять забойное давление $P_{\text{заб}} = 0,9P_{\text{пл}}$.

Данные испытания скважины приведены в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Данные испытания скважины

Режим замера (N)	1	2	3	4	5
Давление на устье, P_y , МПа	32	32,8	33,5	34,1	34,6
Установившийся дебит газа при нормальных условиях (V_r), м ³ /сут	$1 \cdot 10^6$	$0,8 \cdot 10^6$	$0,6 \cdot 10^6$	$0,37 \cdot 10^6$	0

1. Рассчитываем забойные давления, соответствующие режимам замеров (четыре режима):

$$P_{\text{заб}_N} = P_{y_N} \cdot e^{1,293 \cdot 10^{-4} \cdot L \cdot \frac{\rho_r \cdot T}{1,293 T + t}}, \text{ МПа}, \quad (2.8)$$

где P_y – давление на устье скважины, МПа; L – глубина скважины, м; ρ_r – относительная плотность газа в скважине; t – средняя температура в скважине, К.

2. Определяем пластовое давление в скважине на пятом режиме:

$$P_{\text{пл}} = P_y \cdot e^{1,293 \cdot 10^{-4} \cdot L \cdot \frac{\rho_r \cdot T}{1,293 T + t}}, \text{ МПа}. \quad (2.9)$$

3. Определяем депрессию пласта для четырех режимов:

$$\Delta p_N^2 = P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}_N}^2, \text{ МПа}. \quad (2.10)$$

4. Вычисляем коэффициенты a и b по методу наименьших квадратов. В нашем случае:

$$a = \frac{\sum \left(\frac{\Delta p^2}{V_r} \right) \sum V_r^2 - \sum V_r \sum \Delta p^2}{N \sum V_r^2 - (\sum V_r)^2}; \quad (2.11)$$

$$b = \frac{N \sum \Delta p^2 - \sum V_r \sum \left(\frac{\Delta p^2}{V_r} \right)}{N \sum V_r^2 - (\sum V_r)^2}. \quad (2.12)$$

5. Рассчитываем забойное давление для заданного условия:

$$P_{\text{заб}} = 0,9P_{\text{пл}}, \text{ МПа.} \quad (2.13)$$

6. Пересчитываем депрессию:

$$\Delta p^2 = P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2, \text{ МПа.} \quad (2.14)$$

7. Рассчитываем дебит газовой скважины для заданного условия:

$$V_{\text{г}} = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4b(P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2)}}{2b}, \text{ м}^3/\text{сут.} \quad (2.15)$$

Исходные данные представлены в табл. 2.2.

Таблица 2.2

Исходные данные

Номер варианта	$L, \text{ м}$	$\rho_{\text{г}}$	$t, \text{ }^\circ\text{C}$
1	2500	1,06	47
2	3000	1,01	40
3	2000	1,08	41
4	2100	1,09	42
5	2200	1,02	43
6	2300	1,03	44
7	2400	1,04	45
8	2500	1,05	46
9	2600	1,07	47
10	2700	1,06	48
11	2800	1,01	49
12	2900	1,08	50
13	2050	1,09	47
14	2150	1,02	40
15	2250	1,03	41
16	2350	1,04	42
17	2450	1,05	43
18	2550	1,07	44
19	2650	1,06	45
20	2750	1,01	46
21	2850	1,08	47
22	2950	1,09	48
23	2170	1,02	49
24	2360	1,03	50
25	2480	1,04	48
26	2590	1,05	46
27	2610	1,07	47
28	2740	1,06	49
29	2870	1,08	50
30	2925	1,05	45

Практическое занятие № 3

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

Цель занятия: изучение основ гидродинамических методов исследования скважин и определение основных параметров фильтрации жидкости.

Теоретическая часть

Исследования предполагают достижение стационарности фильтрационного поля пласта, когда дебит и забойное давление остаются неизменными сколь угодно длительное время. О достижении такого состояния при одновременной работе многих скважин можно говорить с большой степенью условности. Продолжительность выхода скважины на квазиустановившийся режим зависит от свойств пласта и амплитуды изменения дебита.

Понятие коэффициента продуктивности исходит из формулы стационарного притока однородной жидкости к единичной скважине конечного радиуса r_c , расположенной в центре кругового пласта радиусом R_k . Решение соответствующей задачи сводится к интегрированию дифференциального уравнения Лапласа для плоскорадиального потока при условии выполнения линейного закона фильтрации Дарси. Впервые эту задачу решил Дюпюи. Формулу притока можно записать в виде:

$$q_0 = \frac{2\pi \div \varepsilon}{b} \frac{P_k - P_c}{\ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (3.1)$$

где q_0 – установившийся дебит жидкости; b – объемный коэффициент пластовой жидкости; P_k и P_c – давление соответственно на внешней и внутренней границах, определяемых радиусом R_k и r_c .

Тогда

$$Q = K(P_k - P_c), \quad (3.2)$$

где Q – дебит скважины при стандартных условиях, т/сут; K – коэффициент продуктивности, т/(сут · Па).

Формула (3.2) получила название формулы притока. Из нее видно, что приток линейно зависит от депрессии или при постоянном давлении на контуре от давления на забое скважины. Из (3.2) следует

$$K = \frac{Q}{(P_k - P_c)}, \quad (3.3)$$

т. е. коэффициент продуктивности есть суточный дебит скважины, приходящийся на единицу депрессии. Можем записать

$$K = \frac{2\pi kh \cdot 86400\rho_n}{b\mu \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}}. \quad (3.4)$$

Графическое изображение зависимости $Q = f(P_k - P_c)$ или $Q = f(P_c)$ называется индикаторной линией. Из (3.2) видно, что индикаторная линия должна быть наклонной прямой с угловым коэффициентом K . Чтобы построить индикаторную линию, необходимо иметь несколько фактических значений дебитов и соответствующие этим дебитам забойные давления P_c .

Если известно пластовое давление в скважине, то индикаторную линию можно строить в функции депрессии $\Delta p = (P_k - P_c)$, т. е. $[Q(\Delta p)]$. Если пластовое давление неизвестно, то индикаторную линию строят в функции забойного давления P_c , т. е. $[Q(P_c)]$. Экстраполируя индикаторную линию до пересечения с осью ординат, можно определить пластовое давление как ординату P , соответствующую нулевому значению дебита (рис. 3.1). Экстраполяция индикаторной линии до пересечения с осью дебитов дает величину так называемого потенциального дебита $Q_{\text{пот}}$, т. е. дебита при нулевом давлении на забое скважины. Эксплуатировать скважины при $Q_{\text{пот}}$ по геологическим и техническим причинам практически нельзя, за исключением скважин с обнаженным забоем, работающих в условиях гравитационного режима. Фактические точки $Q(p)$, получаемые при исследовании скважины на нескольких установившихся режимах, обычно не ложатся точно на прямую, как на рис. 3.1, а дают разброс, иногда значительный. Кроме того, индикаторные линии не всегда получаются прямыми, как это следует из формулы притока (3.2). Искривление индикаторной линии в сторону оси давления означает увеличение фильтрационного сопротивления по сравнению со случаем фильтрации, описываемым линейным законом Дарен. Это объясняется тремя причинами:

1. Образованием вокруг скважины области с двухфазной фильтрацией при забойном давлении ниже давления насыщения. Чем больше эта разница, тем больше радиус области двухфазной (нефть + газ) фильтрации и, следовательно, больше фильтрационное сопротивление.

2. Изменением проницаемости и раскрытости микротрещин в породе при изменении внутрислоевого давления.

3. Превышением скоростей движения жидкости в призабойной зоне критических значений, при которых линейный закон Дарси нарушается.

Искривление в сторону оси дебитов объясняется неодновременным вступлением в работу отдельных прослоев или пропластков и разными значениями в них пластовых давлений.

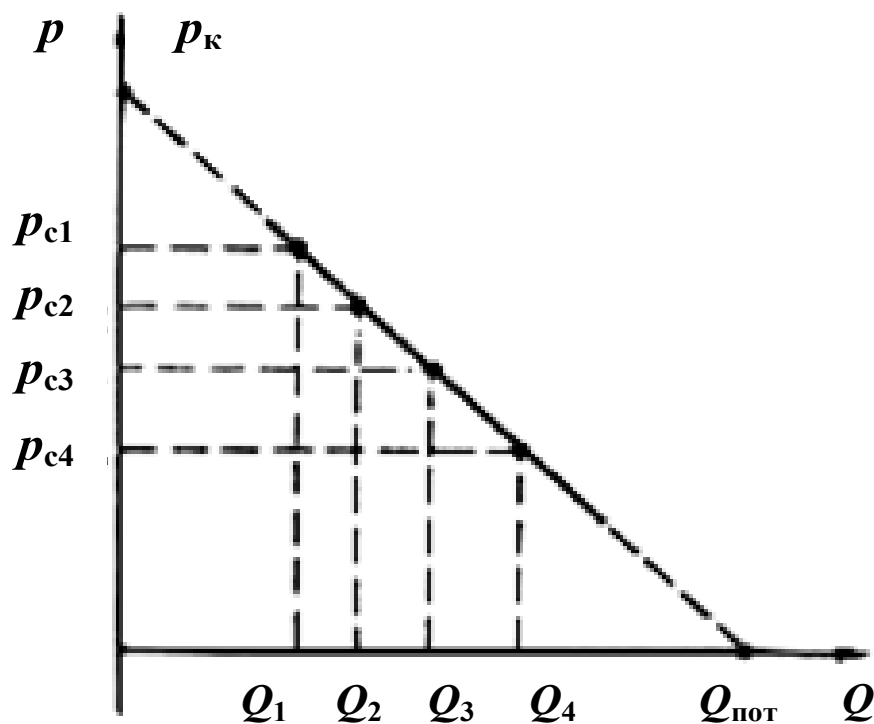


Рис. 3.1. Построение зависимости $Q(P_c)$ по четырем фактическим точкам

Расчетная часть

По результатам исследования нефтяной скважины методом установившихся отборов (то есть при стационарном режиме исследования) определить коэффициент продуктивности.

1. Строим индикаторную диаграмму в зависимости $Q = f(\Delta P^n)$, для этого рассчитываем депрессию на пласт для каждого режима:

$$\Delta p = (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}), \text{ атм.} \quad (3.5)$$

2. Устанавливаем характер притока нефти к забою скважины относительно выполнения основного закона фильтрации и, следовательно, определяем значение показателя степени n :

$$n = \frac{\ln \frac{Q_1}{Q_2}}{\ln \left(\frac{P_{\text{пл}} - P_{\text{заб1}}}{P_{\text{пл}} - P_{\text{заб2}}} \right)}. \quad (3.6)$$

3. Рассчитываем коэффициент продуктивности скважины для каждого режима отбора нефти из скважины при ее исследовании:

$$K_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{п}}}{(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}_n})}, \text{ т/сут} \cdot \text{ атм.} \quad (3.7)$$

4. Переводим значения дебитов скважины по нефти из весовых в объемные единицы измерения, используя значение плотности нефти в поверхностных условиях:

$$Q_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{п}} \cdot 1000}{\rho_{\text{неф.пов}}}, \text{ м}^3/\text{сут}, \quad (3.8)$$

где $\rho_{\text{неф.пов}}$ – плотность нефти в поверхностных условиях, равная 800 кг/м^3 .

Пересчитываем коэффициент продуктивности для новых единиц измерения дебитов:

$$K_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{п}}}{(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}_n})}, \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{ атм.} \quad (3.9)$$

Переводим значения величин давлений из атмосфер в МПа и пересчитываем коэффициент продуктивности, соблюдая новую размерность входящих величин:

$$1 \text{ атм} = 0,980665 \cdot 10^5 \text{ Па};$$

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

$$K_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{п}}}{(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}_n})}, \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{ МПа.} \quad (3.10)$$

Исходные данные представлены в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Исходные данные

Номер варианта	$P_{пл}$, атм	$P_{заб}$, атм	Q , т/сут
1	250	248	3
		245	7,5
		240	15
		235	22,5
		230	30
2	250	248	4,6
		245	11,5
		240	23
		235	34,5
		230	46
3	250	248	9,6
		245	24
		240	48
		235	72
		230	96
4	250	248	7
		245	17,5
		240	35
		235	52,5
		230	70
5	250	248	10,8
		245	27
		240	54
		235	81
		230	108
6	265	262	4,5
		259	9
		254	16,5
		249	24
		244	31,5
7	265	262	6,9
		259	13,8
		254	25,3
		249	36,8
		244	48,3
8	265	262	14,4
9	265	259	28,8
		254	52,8
		249	76,8
		244	100,8

Продолжение табл. 3.1

Номер варианта	$P_{плз}$, атм	$P_{заб}$, атм	Q , т/сут
9	265	262	10,5
		259	21
		254	38,5
		249	56
		244	73,5
10	265	262	16,2
		259	32,4
		254	59,4
		249	86,4
		244	113,4
11	325	320	7,5
		315	15
		310	22,5
		305	30
		300	37,5
12	325	320	11,5
		315	23
		310	34,5
		305	46
		300	57,5
13	325	320	24
		315	48
		310	72
		305	96
		300	120
14	325	320	17,5
		315	35
		310	52,5
		305	70
		300	87,5
15	325	320	27
		315	54
		310	81
		305	108
		300	135
16	340	336	6
		331	13,5
		326	21
		321	28,5
		316	36
17	340	336	9,2
		331	20,7
		326	32,2
		321	43,7
		316	55,2

Продолжение табл. 3.1

Номер варианта	$P_{пл}, атм$	$P_{заб}, атм$	$Q, т/сут$
18	340	336	19,2
		331	43,2
		326	67,2
		321	91,2
		316	115,2
19	340	336	14
		331	31,5
		326	49
		321	66,5
		316	84
20	340	336	21,6
		331	48,6
		326	75,6
		321	102,6
		316	129,6
21	310	304	9
		299	16,5
		294	24
		289	31,5
		284	39
22	310	304	13,8
		299	25,3
		294	36,8
		289	48,3
		284	59,8
23	310	304	28,8
		299	52,8
		294	76,8
		289	100,8
		284	124,8
24	310	304	21
		299	38,5
		294	56
		289	73,5
		284	91
25	310	304	32,4
		299	59,4
		294	86,4
		289	113,4
		284	140,4
26	250	248	4,6
		245	11,5
		240	23
		235	34,5
		230	46

Окончание табл. 3.1

Номер варианта	$P_{пл}$, атм	$P_{заб}$, атм	Q , т/сут
27	325	320	24
		315	48
		310	72
		305	96
		300	120
28	340	336	14
		331	31,5
		326	49
		321	66,5
		316	84
29	265	262	10,5
		259	21
		254	38,5
		249	56
		244	73,5
30	250	248	10,8
		245	27
		240	54
		235	81
		230	108

Практическое занятие № 4 **Определение коэффициента нефтеизвлечения** **за счет упругих свойств среды внутри контура** **нефтеносности**

Цель занятия: ознакомление с основными определениями и расчетами основных показателей разработки залежи при упругом режиме.

Теоретическая часть

Нефтяной пласт – это упругая, деформируемая пористая среда, насыщенная упругими жидкостями (нефтью и водой). При вскрытии пласта начинают проявляться его упругие свойства, находящиеся в равновесии.

В результате снижения пластового давления по мере извлечения жидкости и газа, насыщающих поровое пространство, а также деформации твердого скелета пласта в основном вследствие изменения взаимно-

го расположения зерен под давлением вышележащих пород объем жидкости расширяется, а объем порового пространства сокращается.

Объемные изменения определяются коэффициентами сжимаемости, величина которого зависит не только от давления, но и от температуры. При этом чем больше нефть насыщена газом, тем больше коэффициент сжимаемости.

Коэффициент сжимаемости показывает, на какую величину изменяется объем жидкости, газа или породы при изменении давления на 10^5 н/м².

Коэффициент объемной упругости можно определить

$$\beta_c = m\beta_n, \quad (4.1)$$

где β_n – коэффициент сжимаемости пористой среды; m – пористость.

Это означает, что объем порового пространства при снижении пластового давления на 10^5 н/м² может сократиться примерно на 0,001 %

Коэффициенты сжимаемости различных нефтей колеблются в весьма широких пределах

$$\beta_c = m\beta_n, \text{ 1/ат.}$$

Коэффициенты сжимаемости воды значительно меньше и колеблются в пределах

$$\beta_b = (2,7-5)10^{-5}, \text{ 1/ат.}$$

Коэффициенты сжимаемости породы значительно меньше и колеблются в пределах

$$\beta_c = (0,3-2)10^{-5}, \text{ 1/ат.}$$

Если при падении пластового давления упругий запас энергии в залежи расходуется на дополнительное движение нефти к забоям скважин, то при поддержании пластового давления или при его подъеме запасы упругой энергии сохраняются.

Часть нефти, добытой из любой залежи, в известной мере извлечена под действием упругих сил. Объем жидкости, который можно добыть из пласта только за счет упругой энергии пласта и насыщающей его жидкости, можно найти по формуле

$$\Delta Q = \beta^* V \Delta p, \text{ м}^3, \quad (4.2)$$

где ΔQ – объем жидкости, который можно извлечь из пласта, м³; β^* – коэффициент упругоёмкости, м²/н; V – объем породы пласта без учета пористости, м³; Δp – заданное падение пластового давления, н/м².

Коэффициент упругоэластичности определяется

$$\beta^* = m\beta_{ж} + \beta_c, 1/\text{ат}, \quad (4.3)$$

где $\beta_{ж}$ – коэффициент сжимаемости жидкости; β_c – коэффициент сжимаемости породы.

Расчет лучше вести отдельно для нефти и для воды, имея соотношение объемов пласта, занятых водой и нефтью:

$$V = V_{н} + V_{в}, \text{ м}^3. \quad (4.4)$$

Тогда получим:

$$\Delta Q = \Delta Q_{н} + \Delta Q_{в}, \text{ м}^3. \quad (4.5)$$

В этом случае подставляются соответственно

$$\beta_{н}^* = m\beta_{н} + \beta_c, 1/\text{ат};$$

$$\beta_{в}^* = m\beta_{в} + \beta_c, 1/\text{ат}.$$

Тогда

$$\Delta Q = (\beta_{н}^* V_{н} + \beta_{в}^* V_{в}) \Delta p, \text{ м}^3. \quad (4.6)$$

Коэффициенты $\beta_{н}^*$ и $\beta_{в}^*$ предложено называть соответственно коэффициентом упругой нефтеемкости пласта и коэффициентом водоемкости пласта.

Нефтеотдача при упруговодонапорном режиме ниже, чем при водонапорном. В первой стадии эксплуатации при упруговодонапорном режиме пластовое давление резко падает, а затем его падение замедляется, следуя общему закону упругого режима. Такой характер изменения пластового давления проявляется всякий раз, как только более или менее резко меняется темп отбора жидкости из скважины. Газовый фактор не меняется.

Расчетная часть

Нефтяная залежь, ограниченная круговым контуром нефтеносности, имеет площадь нефтяной зоны $F_{н}$ и площадь окружающей водоносной зоны $F_{в}$, среднюю толщину пласта h , пористость породы-коллектора m , количество связанной воды $S_{\text{связ.вод}}$. Начальное пластовое давление $P_{\text{пл}}$.

Даны характеристики нефти и пластовой воды: давление насыщения нефти газа $P_{нас}$, объемные коэффициенты нефти при пластовом давлении $B_{н.пл}$ и при давлении насыщения $B_{н.нас}$, коэффициент сжимаемости пластовой воды β_v . Коэффициент сжимаемости пор породы-коллектора $\beta_{пор}$.

С начала разработки из залежи было отобрано $\sum Q = 5 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ нефти в пластовых условиях, и давление в залежи снизилось до давления насыщения.

Требуется определить количество нефти, полученное из залежи за счет упругих свойств среды при снижении средневзвешенного по площади давления от начального пластового до давления насыщения и коэффициент нефтеизвлечения за счет упругих свойств среды внутри контура нефтеносности.

1. Находим упругий запас нефтяной части залежи:

$$\Delta V_n = \beta_{неф}^ж V_{зал} \Delta P, \text{ м}^3, \quad (4.7)$$

где $V_{зал} = F_n h$ – объем залежи, м^3 ; $\Delta P = P_{пл} - P_{нас}$ – снижение давление в залежи, атм; $\beta_{неф}^ж$ – коэффициент упругоёмкости нефтяной залежи: $\beta_{неф}^ж = m\beta_n + \beta_{пор}$, 1/атм.

Коэффициент сжимаемости нефти β_n можно определить

$$\beta_n = \frac{B_{н.нас} - B_{н.пл}}{B_{н.пл} \Delta P}, \text{ 1/атм.} \quad (4.8)$$

2. Определим количество накопленной нефти, добытой за счет вытеснения нефти законтурной водой $V_{внедр.вод}$, внедрившейся в нефтяную зону из законтурной водоносной области, исходя из предположения, что

$$\sum Q_n = \Delta V_n + V_{внедр.вод}, \text{ м}^3. \quad (4.9)$$

3. Падение давления в пределах контура нефтеносности неизбежно нарушит динамическое равновесие за контуром, в водоносной зоне, где также будут проявляться упругие силы, за счет действия которых выделится и затем внедрится в нефтяную зону отбора объем воды ΔV_v . Определим количество законтурной воды ΔV_v , внедрившейся в нефтяную зону за счет проявления упругих сил в законтурной области:

$$\Delta V_v = \beta_{вод}^ж V_{вод} \Delta P, \text{ м}^3, \quad (4.10)$$

где $V_{вод} = F_v \cdot h$ – объем законтурной водоносной области, м^3 ; $\Delta P = P_{пл} - P_{нас}$ – снижение давление в залежи, атм.

Коэффициент упругости водоносной зоны залежи

$$\beta_{\text{вод}}^{\text{ж}} = m\beta_{\text{в}} + \beta_{\text{пор}}, \text{ 1/атм,}$$

где сжимаемость пластовой воды $\beta_{\text{в}} = 4,2 \cdot 10^{-5}$ 1/атм; сжимаемость поровой воды $\beta_{\text{пор}} = 2,0 \cdot 10^{-5}$ 1/атм.

4. Определим количество накопленной нефти, добытой за счет вытеснения нефти законтурной водой $V_{\text{гидрод.вод}}$, внедрившейся в нефтяную зону из законтурной водоносной области за счет гидродинамического перемещения, исходя из предположения, что

$$V_{\text{внедр.вод}} = \Delta V_{\text{в}} + V_{\text{гидрод.вод}}, \text{ м}^3. \quad (4.11)$$

5. Определим, какая доля $\sum Q_{\text{н}}$ была отобрана за счет проявления упругих сил:

$$\sum Q_{\text{н}} = \Delta V_{\text{н}} + V_{\text{гидрод.вод}} + V_{\text{в}}, \text{ м}^3. \quad (4.12)$$

6. Подсчитать начальные геологические запасы нефти в залежи в пластовых условиях $Q_{\text{бал}}$ по формуле объемного метода:

$$G_{\text{бал}} = F_{\text{н}} h m K_{\text{неф}}, \text{ м}^3, \quad (4.13)$$

где h – толщина нефтенасыщенного пласта, м; m – пористость; $K_{\text{неф}}$ – коэффициент нефтенасыщенности, указывает, какую долю порового объема пласта занимает нефть:

$$K_{\text{неф}} = 1 - S_{\text{связ.вод}}$$

7. Определим коэффициент нефтеизвлечения $\text{КНИ}_{\text{упр}}$ за счет упругих свойств среды внутри контура нефтеносности:

$$\text{КНИ}_{\text{упр}} = \frac{\Delta V_{\text{н}}}{Q_{\text{бал}}}. \quad (4.14)$$

Исходные данные представлены в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Исходные данные

Номер варианта	$F_{\text{н}}$, га	h , м	m	$S_{\text{связ.вод}}$, %	$P_{\text{пл}}$, атм	$P_{\text{нас}}$, атм	$B_{\text{н.пл}}$	$B_{\text{н.нас}}$	$F_{\text{в}}$, га
1	1215	12	0,12	15	340	240	1,25	1,256	12150
2	1220	12	0,11	16	320	219	1,248	1,254	12200
3	1225	12	0,1	17	300	198	1,258	1,252	12250
4	1230	12	0,09	18	280	177	1,244	1,25	12300

Окончание табл. 4.1

Номер варианта	F_n , га	h , м	m	$S_{\text{связ.вод}}$, %	$P_{\text{пл}}$, атм	$P_{\text{нас}}$, атм	$B_{\text{н.пл}}$	$B_{\text{н.нас}}$	F_v , га
5	1235	12	0,12	19	260	156	1,34	1,333	12350
6	1240	12	0,11	20	240	135	1,338	1,331	12400
7	1245	12	0,1	21	220	114	1,336	1,329	12450
8	1250	12	0,09	22	200	93	1,334	1,327	12500
9	1255	12	0,12	22	340	240	1,34	1,33	12550
10	1260	12	0,11	21	320	219	1,338	1,331	12600
11	1265	12	0,1	20	300	198	1,336	1,329	12650
12	1270	12	0,09	19	280	177	1,334	1,327	12700
13	1275	12	0,12	18	260	156	1,25	1,256	12750
14	1280	12	0,11	17	240	135	1,248	1,254	12800
15	1285	12	0,1	16	220	114	1,258	1,252	12850
16	1290	12	0,09	15	200	93	1,244	1,25	12900
17	1295	11	0,12	15	340	240	1,25	1,256	12950
18	1300	11	0,11	16	320	219	1,248	1,254	13000
19	1305	11	0,1	17	300	198	1,258	1,252	13050
20	1310	11	0,09	18	280	177	1,244	1,25	13100
21	1315	11	0,12	19	260	156	1,34	1,333	13150
22	1320	11	0,11	20	240	135	1,338	1,331	13200
23	1325	11	0,1	21	220	114	1,336	1,329	13250
24	1330	11	0,09	22	200	93	1,334	1,327	13300
25	1335	11	0,12	22	340	240	1,34	1,333	13350
26	1340	11	0,11	21	320	219	1,338	1,331	13400
27	1345	11	0,1	20	300	198	1,336	1,329	13450
28	1350	11	0,09	19	280	177	1,334	1,327	13500
29	1355	11	0,12	18	260	156	1,25	1,256	13550
30	1360	11	0,11	17	240	135	1,248	1,254	13600

Практическое занятие № 5

Расчет основных показателей разработки нефтяной залежи

Цель занятия: ознакомление с основными понятиями и определениями в разработке и расчет основных показателей разработки.

Теоретическая часть

Для характеристики процесса извлечения нефти из недр применяют показатели, определяющие по времени как интенсивность, так и степень извлечения нефти, воды и газа.

Добыча нефти q_n – основной показатель, суммарный по всем добывающим скважинам, пробуренным на объект в единицу времени, и среднесуточная добыча $q_{н.с.}$, приходящаяся на одну скважину.

Добыча жидкости $q_{ж}$ – суммарная добыча нефти и воды в единицу времени. Из скважин в нефтеносной части залежи в течение какого-то времени безводного периода эксплуатации скважин добывают чистую нефть. По большинству месторождений рано или поздно продукция их начинает обводняться. С этого момента времени добыча жидкости превышает добычу нефти.

Рассмотренные показатели отражают динамическую характеристику процесса извлечения нефти, воды и газа. Для характеристики процесса разработки за весь прошедший период времени используют интегральный показатель – *накопленную добычу*. Накопленная добыча нефти отражает количество нефти, добытое по объекту за определенный период времени с начала разработки, т. е. с момента пуска первой добывающей скважины.

Помимо рассмотренных абсолютных показателей, выражающих количественно добычу нефти, воды и газа, используют и относительные, характеризующие процесс извлечения продуктов пласта в долях от запасов нефти.

Темп разработки z – отношение годовой добычи нефти к извлекаемым запасам, выражается в процентах. Этот показатель изменяется во времени, отражая влияние на процесс разработки всех технологических операций, осуществляемых на месторождении как в период его освоения, так и в процессе регулирования.

В практике анализа и проектирования разработки нефтяных месторождений используют также показатели, характеризующие темпы

отбора запасов нефти во времени: темп отбора балансовых запасов \bar{z} и темп отбора остаточных извлекаемых запасов γ . По определению

$$\bar{z} = \frac{q_H(t)}{G}, \quad (5.1)$$

где $q_H(t)$ – годовая добыча нефти по месторождению в зависимости от времени разработки; G – балансовые запасы нефти.

Если $z = \frac{q_H}{N}$ – темп разработки, то связь между \bar{z} и z выражается равенством

$$\bar{z} = z(t)\eta_k, \quad (5.2)$$

где N – извлекаемые запасы нефти; η_k – нефтеотдача к концу срока разработки месторождения.

Темп отбора остаточных извлекаемых запасов нефти

$$\varphi(t) = \frac{q_H(t)}{N - Q_H(t)} = \frac{q_H(t)}{N_{\text{ост}}(t)}, \quad (5.3)$$

где $Q_H(t)$ – накопленная добыча нефти по месторождению в зависимости от времени разработки.

Накопленная добыча нефти

$$Q_H = \int_0^t q_H(\tau) d(\tau), \quad (5.4)$$

где t – время разработки месторождения; τ – текущее время.

Интегральный показатель процесса добычи нефти:

$$\xi(t) = \int_0^t z(\tau) d\tau = \int_0^t \frac{1}{N} = \int_0^t q_H(\tau) d\tau = \frac{Q_H(t)}{N}, \quad (5.5)$$

где $\xi(t)$ – коэффициент использования извлекаемых запасов. Его значение непрерывно возрастает, стремясь к единице, т. к. добыча нефти к концу разработки становится равной извлекаемым запасам.

По аналогии текущую нефтеотдачу или коэффициент отбора балансовых запасов определяют из выражения

$$\eta(t) = \int_0^t \bar{z}(\tau) d\tau = \int_0^t \frac{\int_0^{\tau} q_H(\tau) d\tau}{G} = \frac{Q_H(t)}{G}. \quad (5.6)$$

К концу разработки месторождения, т. е. при $t = t_k$, нефтеотдача

$$\eta_k(t) = \int_0^{t_k} \bar{z}(\tau) d\tau = \frac{Q_H(t_k)}{G} = \frac{N}{G}. \quad (5.7)$$

Обводненность продукции B – отношение дебита воды к суммарному дебиту нефти и воды. Этот показатель изменяется во времени от нуля до единицы:

$$B = \frac{q_B}{q_B + q_H} = \frac{q_H}{q_{\text{ж}}}.$$

Характер изменения показателя B зависит от ряда факторов. Один из основных – отношение вязкости нефти к вязкости воды в пластовых условиях μ_0 .

Темп отбора жидкости – отношение годовой добычи жидкости в пластовых условиях к извлекаемым запасам нефти, выражается в %/г.

Если динамика темпа разработки характеризуется стадиями, то изменение темпа отбора жидкости во времени происходит следующим образом. На протяжении первой стадии отбор жидкости по большинству месторождений практически повторяет динамику темпа их разработки. Во второй стадии темп отбора жидкости по одним залежам остается постоянным на уровне максимального, по другим – уменьшается, а по третьим – возрастает. Такие же тенденции в еще большей степени выражены в третьей и четвертой стадиях. Изменение темпа отбора жидкости зависит от водонефтяного фактора, расхода нагнетаемой в пласт воды, пластового давления и пластовой температуры.

Водонефтяной фактор – отношение текущих значений добычи воды к нефти на данный момент разработки месторождения, измеряется в м³/т. Этот параметр, показывающий, сколько объемов воды добыто на 1 т полученной нефти, является косвенным показателем эффективности разработки и с третьей стадии разработки начинает быстро нарастать. Темп его увеличения зависит от темпа отбора жидкости.

Пластовое давление. В процессе разработки давление в пластах, входящих в объект разработки, изменяется по сравнению с первоначальным. Причем на различных участках площади оно будет неодинаковым: вблизи нагнетательных скважин максимальным, а вблизи добывающих – минимальным. Для контроля за изменением пластового давления используют средневзвешенную по площади или объему пласта величину. Для определения средневзвешенных их значений используют карты изобар, построенные на различные моменты времени.

Расчетная часть

Дано три гипотетические нефтяные залежи с разным геологическим строением, но равными по величине начальными извлекаемыми запасами $Q_{изв}$ (табл. 5.4). Конечный коэффициент извлечения нефти при проектировании принят равным 0,45 при условии поддержания пластового давления. Начальные пластовые давления $P_{пл.нач} = 35,0$ МПа. Давление насыщения $P_{нас} = 16,0$ МПа. Давления фонтанирования $P_{фонт} = 5,0$ МПа.

Годовые темпы отбора от начальных извлекаемых запасов по жидкости (нефть + вода) $z_{ж}$ и $z_{н}$ также в процессе разработки были одинаковы для всех трех залежей (табл. 5.1).

Определить основные показатели разработки.

1. Рассчитываем годовую добычу жидкости по заданным годовым темпам отбора жидкости от начальных извлекаемых запасов для всех трех залежей:

Годовая добыча жидкости

$$Q_{жид_n} = \frac{Q_{изв}}{100} z_{ж_n}, \text{ тыс. т,} \quad (5.8)$$

где n – год разработки.

2. Рассчитываем накопленную (суммарную добычу жидкости) на конец каждого года разработки для всех трех залежей:

$$\begin{aligned} \sum Q_{жид_1} &= Q_{жид_1}; \\ \sum Q_{жид_n} &= \sum Q_{жид_{n-1}} + Q_{жид_n}, \text{ тыс. т,} \end{aligned} \quad (5.9)$$

где n – год разработки.

3. Строим график динамики пластового давления в зависимости от накопленного отбора жидкости $P_{пл} = f(\sum Q_{жид})$ для всех трех залежей и, анализируя полученные графические зависимости, определяем режим работы каждой залежи (табл. 5.2).

4. Рассчитываем годовую добычу нефти по заданным годовым темпам отбора нефти от начальных извлекаемых запасов

$$Q_{неф_n} = \frac{Q_{изв}}{100} z_{н_n}, \text{ тыс. т,} \quad (5.10)$$

где n – год разработки.

5. Рассчитываем накопленную (суммарную) добычу нефти на конец каждого года разработки:

$$\sum Q_{\text{неф}_1} = Q_{\text{неф}_1}, \text{ ТЫС. Т};$$

$$\sum Q_{\text{неф}_n} = \sum Q_{\text{неф}_{n-1}} + Q_{\text{неф}_n}, \text{ ТЫС. Т}, \quad (5.11)$$

где n – год разработки.

6. Рассчитываем годовую добычу воды по рассчитанным годовым отборам жидкости и нефти:

$$Q_{\text{вод}_n} = Q_{\text{жид}_n} - Q_{\text{неф}_n}, \text{ ТЫС. Т}. \quad (5.12)$$

7. Рассчитываем накопленную (суммарную) добычу воды на конец каждого года разработки:

$$\sum Q_{\text{вод}_1} = Q_{\text{вод}_1}, \text{ ТЫС. Т};$$

$$\sum Q_{\text{вод}_n} = \sum Q_{\text{вод}_{n-1}} + Q_{\text{вод}_n}, \text{ ТЫС. Т}. \quad (5.13)$$

8. Рассчитываем среднегодовую обводненность добываемой продукции:

$$\% \text{Воды}_n = \frac{Q_{\text{вод}_n}}{Q_{\text{жид}_n}} 100. \quad (5.14)$$

Рассчитываем по годам среднегодовые дебиты по жидкости и по нефти:

$$q_{\text{жид}_n} = \left(\frac{Q_{\text{жид}_n}}{365 K_{\text{экс}}} \right) / N_{\text{доб}_n}, \text{ Т/Г.}; \quad (5.15)$$

$$q_{\text{неф}_n} = \left(\frac{Q_{\text{неф}_n}}{365 K_{\text{экс}}} \right) / N_{\text{доб}_n}, \text{ Т/Г.}, \quad (5.16)$$

где $K_{\text{экс}}$ – коэффициент эксплуатации скважин, определяющий количество дней работы скважин в году, принимаем равным 0,95; $N_{\text{доб}_n}$ – количество добывающих скважин на конец каждого года разработки, определяем по табл. 5.3.

Определяем фактические доли отобранных начальных извлекаемых запасов %НИЗ на конец каждого года разработки, %:

$$\% \text{НИЗ}_n = \frac{\Sigma Q_{\text{неф}_n}}{Q_{\text{изв}}} 100, \quad (5.17)$$

где n – год разработки.

Определение фактических годовых темпов отбора нефти от начальных извлекаемых запасов ($z_n \% \text{НИЗ}$) на конец каждого года разработки, %:

$$z_n \% \text{НИЗ}_n = \frac{Q_{\text{неф}_n}}{Q_{\text{изв}}} 100, \quad (5.18)$$

где n – год разработки.

Исходные данные представлены в табл. 5.3.

Таблица 5.1

Фактические показатели разработки залежи

Годы разработки	Годовые темпы отбора жидкости от начальных извлекаемых запасов	Годовые темпы отбора нефти от начальных извлекаемых запасов
	$z_{ж}, \%$	$z_n, \%$
Для всех вариантов:		
1	0,5	0,5
2	1,8	1,8
3	3,2	3,2
4	4,2	4,2
5	5,5	5,5
6	6,7	6,7
7	7,3	7,3
8	7,3	7,3
9	7,3	7,3
10	7,3	7,3
11	7,3	7,2
12	7,3	6,3
13	7,3	5,5
14	7,3	4,5
15	7,3	3,5
16	7,3	2,7
17	7,3	2,0
18	7,3	1,8
19	7,3	1,7
20	7,3	1,6

Таблица 5.2

Динамика пластового давления $P_{пл}$ (на конец года) по трем залежам

Годы разработки	Залежь 1	Залежь 2	Залежь 3
	$P_{пл1}$, МПа	$P_{пл2}$, МПа	$P_{пл3}$, МПа
1	34,8	33,5	34,0
2	34,7	32,5	32,2
3	34,6	31,5	29,5
4	34,55	30,8	26,0
5	34,5	30,8	21,3
6	34,5	29,2	16,0
7	34,5	28,5	10,3
8	34,5	28,0	5,0
9	34,5	27,5	Далее работа скважин фонтанным способом прекращается
10	34,5	27,0	
11	34,5	26,6	
12	34,5	26,2	
13	34,5	25,9	
14	34,5	25,6	
15	34,5	25,4	
16	34,5	25,2	
17	34,5	25,0	
18	34,5	24,8	
19	34,5	24,6	
20	34,5	24,4	

Таблица 5.3

Темп ввода скважин из бурения

Год разработки n	1	2	3	4	5
Количество скважин, вводимых в n -м году	3	3	4	5	5

Таблица 5.4

Исходные данные

Номер варианта	$Q_{изв}$, тыс. т
1	2000
2	2400
3	2800
4	3200
5	3600
6	4000
7	4400
8	4800

Окончание табл. 5.4

Номер варианта	$Q_{\text{изв}}$, ТЫС. Т
9	5200
10	1700
11	2100
12	2500
13	2900
14	3300
15	3700
16	4100
17	4500
18	4900
19	5300
20	1800
21	2200
22	2600
23	3000
24	3400
25	3800
26	4200
27	4600
28	5000
29	5400
30	1900

Практическое занятие № 6

Формы ведения учета добычи по скважинам на нефтегазодобывающих предприятиях

Цель занятия: научиться заполнять эксплуатационную карточку и работать с данными из ежемесячного эксплуатационного отчета по скважинам.

Теоретическая часть

Принятие решений по выбору метода регулирования и установлению эффективности процесса разработки основывается на данных контроля и анализа.

Под контролем процесса разработки понимают сбор, обработку и обобщение первичной информации о нефтяной залежи с целью получения сведений о текущем состоянии и динамике показателей разработки. Процесс разработки контролируется систематически. По мере накопления данных периодически, а также перед составлением каждого проектного документа выполняют анализ процесса разработки, включающий комплекс исследований, расчетов и логических выводов.

Задача контроля – обеспечение высокого качества первичной информации. Оно определяется перечнем, объемом, точностью измерения и методов обработки. Информация должна включать весь перечень необходимых для анализа сведений. Объем информации по месторождению определяется объемом информации по каждой скважине, который зависит от выбора периодичности замера показателей, а представительность – от выбора момента времени и продолжительности проведения измерений в скважине.

Задачи контроля в начальный период эксплуатации сводятся к подготовке исходных данных для составления проекта разработки. В последующий период основными задачами являются исследование характеристик процессов выработки запасов нефти; определения показателей эффективности систем разработки и методов регулирования.

По применяемым четырем видам контроля процесса разработки можно назвать следующие частные задачи, решаемые нефтегазодобывающими предприятиями (НГДУ):

1. Контроль выработки запасов: учет количества продукции и объема закачки воды (газа); изучение перемещения ВНК и ГНК; изучение полноты выработки продуктивных пластов.

2. Контроль эксплуатационных характеристик пластов и энергетического состояния залежи: исследование профиля притока и приемистости;

определение пластового, забойного, устьевого и затрубного давлений; изучение изменений пластовой температуры; исследование пластов и скважин гидродинамическими и промыслово-геофизическими методами.

3. Контроль технического состояния скважин и работы технологического оборудования, выявление негерметичности, смятия обсадных колонн, износа оборудования, эффективности использования оборудования и др.

4. Контроль осложняющих условий добычи нефти: изучение условий выпадения парафина и солей в пласте, призабойной зоне и скважине; определение условий разрушения пласта и образования песчаных пробок.

Основные способы получения информации при контроле – измерение продукции скважин на поверхности.

Все полученные данные по месторождению (по залежам) берутся по скважинам на данном месторождении и заносятся в ежемесячный эксплуатационный отчет. В данном отчете указывается номер скважины, способ эксплуатации данной скважины и ее производительность, а именно какой дебит нефти, воды, жидкости и газа, обводненность продукции, рабочее давление скважины, каким способом эксплуатации эксплуатируется данная скважина и сколько дней в месяце отработала скважина. В этом отчете указываются все скважины на месторождении. И по данным этого отчета отделы добычи нефти и разработки принимают решения о дальнейшей работе месторождения. Отделы сопоставляют фактические показатели разработки и добычи с данными отчета, предыдущего анализа, выясняют причины изменения каждого показателя.

Заключительной составной частью анализа следует рассматривать прогноз процесса разработки, связанный с предсказанием течения технологических процессов в будущем, как при неизменных условиях, так и при проведении работ по регулированию. Цель его состоит в исследовании тенденций протекания процессов разработки в прежних и новых условиях.

Практическая часть

Преподаватель на уроке индивидуально дает каждому студенту ежемесячный эксплуатационный отчет по скважинам определенного месторождения и копию эксплуатационной карточки (табл. 6.1 и 6.2), объясняет ее заполнение студентам. В ходе занятия студенты прогнозируют работы скважин на данном месторождении и строят график эксплуатации скважины.

Таблица 6.1

Эксплуатационная карточка № 1

Скважина №		НГДУ						Начало бурения		Конец бурения	Глубина скважины		
Месторождение													
Продукт, горизонт, пачка, пласт	Искусственный забой	Дыры перфорации			Дата вступления в эксплуатацию	Начальный дебит первых 30 дней	Вода		Дата окончания эксплуатации	Общая добыча с горизонта			
		Дата перфорации	Интервал перфорации	Кол-во дыр			Дата появления воды	Характер воды		Нефти	Газа	Воды	

Таблица 6.2

Эксплуатационная карточка № 1

Карточка №													
Карточка №					Добыча нефти			Добыча воды			Добыча жидкости		
Год, месяц	Горизонт	Способ эксплуатации	Число дней эксплуатации	Всего дней эксплуатации	За месяц	Среднесуточная добыча	Всего добыто	За месяц	Среднесуточная добыча	Всего добыто	За месяц	Среднесуточная добыча	Всего добыто

Литература

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

Содержание

Предисловие.....	3
<i>Практическое занятие № 1. Определение температуры газа в пласте и температурного градиента.....</i>	<i>4</i>
<i>Практическое занятие № 2. Определение дебита газовой скважины.....</i>	<i>7</i>
<i>Практическое занятие № 3. Определение коэффициента продуктивности нефтяной скважины и установление характера притока нефти к забою скважины.....</i>	<i>12</i>
<i>Практическое занятие № 4. Определение коэффициента нефтеизвлечения за счет упругих свойств среды внутри контура нефтеносности.....</i>	<i>19</i>
<i>Практическое занятие № 5. Расчет основных показателей разработки нефтяной залежи.....</i>	<i>25</i>
<i>Практическое занятие № 6. Формы ведения учета добычи по скважинам на нефтегазодобывающих предприятиях</i>	<i>33</i>
Литература	36

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

Захаров Андрей Викторович
Козырева Светлана Владимировна
Атвиновская Татьяна Владимировна

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Практикум

Электронный аналог печатного издания

Редактор *А. Д. Федорова*
Компьютерная верстка *М. В. Аникеенко*

Подписано в печать 05.06.12.

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

Ризография. Усл. печ. л. 2,32. Уч.-изд. л. 2,29.

Изд. № 11.

E-mail: ic@gstu.by

<http://www.gstu.by>

Издатель и полиграфическое исполнение:
Издательский центр Учреждения образования
«Гомельский государственный технический университет
имени П. О. Сухого».

ЛИ № 02330/0549424 от 08.04.2009 г.

246746, г. Гомель, пр. Октября, 48