

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 советом института повышения
квалификации и переподготовки ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 3 от 26.09.2024 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 / Н. А. Демяненко, В. М. Ткачев. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2024. – 44 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.

Практикум предназначен для слушателей, изучающих дисциплину «Разработка нефтяных и газовых месторождений». В нем изложены задания, посвященные расчету запасов, физических свойств, объемов добычи нефти, показателей разработки залежей, дебитов нефти и газа скважин.

Лабораторные 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 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. ЛАБОРАТОРНОЕ ЗАНЯТИЕ № 1. Оценка объемов добычи нефти экспресс-методом.....	5
2. ЛАБОРАТОРНОЕ ЗАНЯТИЕ № 2. Определение физических свойств нефти в процессе ее однократного разгазирования.....	9
3. ЛАБОРАТОРНОЕ ЗАНЯТИЕ № 3. Определение коэффициента нефтеотдачи в зависимости от упругих свойств элементов пластовой системы (жидкости и породы).....	16
4. ЛАБОРАТОРНОЕ ЗАНЯТИЕ № 4. Расчет показателей разработки нефтяного месторождения в законтурной области пласта при упругом режиме.....	21
5. ЛАБОРАТОРНОЕ ЗАНЯТИЕ № 5. Определение дебитов горизонтальных скважин по различным методикам.....	28
6. ЛАБОРАТОРНОЕ ЗАНЯТИЕ № 6. Определение запасов нефти и газа, и оценка эффективности использования пластовой энергии....	32
7. ЛАБОРАТОРНОЕ ЗАНЯТИЕ № 7. Расчет разработки залежи в газонапорном режиме.....	40
Литература.....	44

ВВЕДЕНИЕ

Лабораторные занятия служат связующим звеном между теорией и практикой. Они позволяют углубить и закрепить теоретические знания, получаемые слушателями на лекциях, проверить научно-теоретические положения расчетным путём, изучить на практике методы расчета основных показателей разработки залежей.

Цель лабораторных занятий по курсу «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» – дать расширенные теоретические и практические знания слушателям.

В практикум включены задачи по основным изучаемым темам курса. В начале каждой лабораторной работы приводятся краткие теоретические аспекты изучаемой темы, далее – схема и расчетные формулы задачи, исходные данные для индивидуального ее решения. Основная цель задач для индивидуального решения – самостоятельное освоение слушателями методов расчета основных показателей разработки месторождений.

Практикум по лабораторным занятиям поможет слушателям закреплять теоретический материал, изучаемый на лекциях.

Слушатель на лабораторных занятиях работает по следующей схеме:

1. Изучает теоретические аспекты рассматриваемой темы.
2. Изучает расчетную схему, формулы и последовательность выполнения расчетов.
3. Изучает исходные данные для выполнения индивидуального задания.
4. Проводит расчеты.
5. По возникшим вопросам консультируется с преподавателем.
6. Расчеты выполняются в тетради, должны быть аккуратно оформлены, написаны четким почерком, без помарок.
7. Решенное индивидуальное задание представляется к защите преподавателю.
8. Каждый слушатель получает свое индивидуальное задание, которое выдается преподавателем.

ЛАБОРАТОРНОЕ ЗАНЯТИЕ № 1

Оценка объемов добычи нефти экспресс-методом

Цель работы: ознакомление с применяемыми методами оперативных расчетов ожидаемых объемов добычи нефти в практике нефтедобычи и приобретение опыта таких расчетов.

1.1 Теоретическая часть

Для оперативной оценки прогнозной добычи нефти по скважине или по залежи наряду особенно на начальных стадиях разработки залежей в отсутствии достаточного объема информации применяются приближенные статистические методы, основанные на математической обработке фактических данных по эксплуатации скважин или всей залежи в целом.

В частности, используется метод кривых падения добычи, когда к фактическим данным падения добычи подбирается аналитическая кривая, которая описывается математическим уравнением определенного вида и наиболее точно отражает фактический темп падения добычи. Для аппроксимации фактических данных падения добычи наиболее часто используют математические зависимости вида:

$$q_n(t) = a(t^{-b}); \quad (1.1)$$

$$q_n(t) = a(e^{-ct}), \quad (1.2)$$

где a , b , c – коэффициенты, определяемые при обработке фактических данных работы скважины; t – период от начала разработки залежи (работы скважины).

Формула (1.2) лежит в основе экспресс-метода оценки добычи нефти, предложенного учеными-нефтяниками Э.Д. Мухарским и В.Д. Лысенко (институт ТатНИПИнефть):

$$q(t) = q_0 e^{-\frac{q_0}{Q_0} t}, \quad (1.3)$$

где q_0 – начальный дебит скважины в момент пуска ее в работу; Q_0 – начальные извлекаемые запасы нефти в залежи, приходящиеся на одну скважину; e – основание натурального логарифма ($e = 2,71828\dots$).

1.2 Расчетная часть

1.2.1 Условие задачи

Рассчитать следующие показатели разработки участка залежи в границах дренирования ее одиночной скважиной:

- текущий дебит скважины по нефти $q_{\text{тек}}$ на конец каждого года эксплуатации n ;
- среднегодовой дебит по нефти $q_{\text{ср}}^n$;
- среднегодовой дебит по воде $q_{\text{вод}}^n$;
- среднегодовую обводненность продукции скважины %Воды;
- годовую добычу нефти по скважине $Q_{\text{н скв}}^n$;
- годовую добычу воды по скважине $Q_{\text{вод скв}}^n$;
- накопленную добычу нефти по скважине с начала ее эксплуатации на конец каждого текущего года $\sum Q_{\text{неф}}^n$;
- накопленную добычу воды по скважине с начала ее эксплуатации на конец каждого текущего года $\sum Q_{\text{вод}}^n$;
- расчет выполнить для первых 10-и лет эксплуатации скважины;
- построить графики динамики изменения по годам эксплуатации всех определенных показателей разработки. Для построения графиков все показатели формируем в виде таблицы, первая колонка которой n соответствует году эксплуатации.

1.2.2 Схема расчета

Текущий дебит скважины по нефти $q_{\text{тек}}$ на конец каждого года эксплуатации n , определим используя формулу экспресс-метода, приведенную к виду:

$$q_{\text{тек}}^n = q_0 e^{-B \cdot n}, \text{ т/сут}, \quad (1.4)$$

где $q_{\text{тек}}^n$ – текущий дебит скважины на конец текущего года эксплуатации n ; q_0 – начальный дебит скважины в момент ввода ее в работу (на начало первого года эксплуатации); B – заданный показатель степени, равный по величине отношению q_0/Q_0 (темпы отбора нефти в первый год эксплуатации скважины); n – текущий год эксплуатации скважины; e – основание натурального логарифма.

Среднегодовой дебит по нефти $q_{\text{ср}}^n$ определяем как среднее арифметическое между дебитами на начало и конец текущего года:

$$q_{\text{ср}}^n = \frac{(q_{n-1} + q_n)}{2}, \text{ т/сут.} \quad (1.5)$$

Среднегодовой дебит по воде $q_{\text{вод}}^n$, принимаем из условия, что режим работы скважины будет характеризоваться постоянным отбором жидкости ($q_{\text{жид}}^1 = q_{\text{жид}}^2 = \dots = q_{\text{жид}}^n = q_0 = \text{const}$), при условии обводнения скважины сначала ее эксплуатации:

$$q_{\text{вод}}^n = q_{\text{жид}}^n - q_{\text{ср}}^n, \text{ т/сут.} \quad (1.6)$$

Среднегодовую обводненность добываемой скважиной продукции % воды, определяем из выражения:

$$\% \text{ }^n \text{ Воды} = \frac{q_{\text{вод}}^n}{q_{\text{жид}}^n} \cdot 100. \quad (1.7)$$

Годовую добычу нефти $Q_{\text{н скв}}^n$ по скважине рассчитываем, предварительно рассчитав дни работы скважины в году t_n , используя заданные годовые коэффициенты эксплуатации скважины $K_{\text{экс}}^n$:

$$t_n = 365 \cdot K_{\text{экс}}^n, \text{ сут;} \quad (1.8)$$

$$Q_{\text{н скв}}^n = q_{\text{ср}}^n \cdot t_n, \text{ ТОННЫ.} \quad (1.9)$$

Годовую добычу воды по скважине $Q_{\text{вод скв}}^n$ определим из выражения:

$$Q_{\text{вод скв}}^n = q_{\text{вод}}^n \cdot t_n, \text{ ТОННЫ.} \quad (1.10)$$

Накопленную добычу нефти $\sum Q_{\text{неф}}^n$ по скважине с начала ее эксплуатации на конец каждого текущего года рассчитаем, просуммировав объемы добычи нефти за каждый год:

$$\sum Q_{\text{неф}}^n = \sum Q_{\text{неф}}^{n-1} + \sum Q_{\text{н.скв}}^n. \quad (1.11)$$

По формуле, аналогичной формуле (1.11), определим накопленную добычу воды по скважине с начала ее эксплуатации на конец каждого текущего года $\sum Q_{\text{вод}}^n$.

Исходные данные для расчета приведены в таблицах 1.1 и 1.2.

Таблица 1.1

Исходные данные для расчета

№ варианта	Нач. дебит жидкости, q_0 , т/сут	Показатель степени B
1	140	0.09
2	150	0.08
3	160	0.07
4	170	0.10
5	180	0.11
6	190	0.09
7	200	0.08
8	210	0.07
9	220	0.10
10	230	0.11
11	140	0.09
12	150	0.08
13	160	0.07
14	170	0.10
15	180	0.11
16	190	0.09
17	200	0.08
18	210	0.07
19	220	0.10
20	230	0.11
21	140	0.09
22	150	0.08
23	160	0.07
24	170	0.10
25	180	0.11
26	190	0.09
27	200	0.08
28	210	0.07
29	220	0.10
30	230	0.11

Таблица 1.2

Коэффициент эксплуатации скважины по годам

Год эксплуатации (n)	Коэффициент эксплуатации, ($K_{экс}$)
1	0,98
2	0,95
3	0,92
4	0,95
5	0,93
6	0,95
7	0,92
8	0,95
9	0,93
10	0,94

ЛАБОРОТОРНОЕ ЗАНЯТИЕ № 2

Определение физических свойств нефти в процессе ее однократного разгазирования

Цель занятия: изучение существующей методики определения основных физических свойств пластовой нефти после ее однократного разгазирования.

2.1. Теоретическая часть

В большинство инженерных задач по разработке месторождений, технологии добычи нефти, оптимизации режимов эксплуатации скважин свойства нефти, такие как плотность, вязкость, газосодержание, объемный коэффициент и другие, входят в качестве базовых параметров.

Физические свойства нефти в пластовых условиях значительно отличаются от свойств дегазированных нефтей в силу влияния давления, температуры и растворимости газа. В целом нефть можно рассматривать как смесь жидких углеводородных и неуглеводородных составляющих, физические свойства которой можно определить на основе расчета фазовых равновесий с использованием констант фазового равновесия. Однако этот метод довольно трудоемок и часто дает значительное отклонение от экспериментальных измерений. В настоящее время накоплен большой статистический материал по результатам экспериментальных исследований пластовых нефтей многих месторождений в Белоруссии, России и за рубежом. Обработка этого материала позволила получить обобщающие графические и аналитические зависимости для определения физических свойств нефтей в условиях их движения как в пласте, так и в скважинах.

В процессах, связанных с добычей нефти, важное значение имеет определение количества газа и жидкости при различных термодинамических условиях. Количество газа, растворенного в нефти или выделившегося из нее при определенных термодинамических условиях, зависит от способа разгазирования: одно- или многократного. Ориентировочно можно считать, что установившееся движение газожидкостной смеси в скважине – процесс однократный, соответствует процессу однократного разгазирования.

Обычно при экспериментальном исследовании пластовых нефтей давление насыщения определяется при пластовой температуре, а разгазирование осуществляют при $T = 20^\circ\text{C}$.

Дегазированная нефть – это нефть, остающаяся после сепарации пластовой нефти в процессе ее однократного разгазирования до давления $P = 0,1$ МПа при $T = 20^\circ\text{C}$.

При однократном стандартном разгазировании получают следующие физические свойства нефти:

– $\rho_{\text{нд}}$ – плотность дегазированной нефти ($P_0 = 0,1$ МПа, $T_{\text{ст}} = 293^\circ\text{K}$), кг/м^3 ;

– $\mu_{\text{нд}}$ – динамическая вязкость дегазированной нефти при тех же условиях, $\text{мПа}\cdot\text{с}$;

– G – газонасыщенность (газосодержание) пластовой нефти, т.е. отношение объема газа, растворенного в нефти, к массе сепарированной нефти, $\text{м}^3/\text{т}$ (объем газа приведен к нормальным условиям);

– $\rho_{\text{го}}$ – относительная по воздуху плотность газа;

– $T_{\text{пл}}$ – пластовая температура, $^\circ\text{K}$;

– $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, МПа;

– $P_{\text{нас}}$ – давление насыщения пластовой нефти газом при пластовой температуре, МПа;

– $Y_{\text{а}}$ – молярные доля азота в попутном газе однократного разгазирования нефти до 0,1 МПа при $T_{\text{ст}} = 293^\circ\text{K}$;

– $Y_{\text{с1}}$ – молярные доля метана в попутном газе однократного разгазирования нефти до 0,1 МПа при $T_{\text{ст}} = 293^\circ\text{K}$.

Стандартная сепарация пластовой нефти является обязательным экспериментом, проводимым в рамках изучения термодинамических свойств флюида. Эксперимент является самым простым в реализации по сравнению с другими экспериментами, моделирующими разгазирование. Методика заключается в следующем:

1. В ячейку PVT переводят пробу однофазного пластового флюида;

2. Создают начальные термобарические условия в ячейке, перемешивают и стабилизируют флюид;

3. При поддержании в ячейке пластового давления и температуры выдавливают часть флюида в сепаратор, где поддерживаются поверхностные условия. Происходит «мгновенное» разделение однофазного флюида на газовую и жидкую фазу;

4. Замеряют объем полученного газа при поверхностных условиях и массу жидкости;

5. Отбирают пробу газа и жидкости для определения состава хроматографическим способом;

6. Определяют физические свойства жидкости в стандартных условиях (плотность, вязкость, молярная масса).

2.2 Расчетная часть

2.2.1 Условие задача

Определить следующие основные физические свойства нефти в процессе ее однократного разгазирования при давлении $P = 5,5$ МПа и температуре $T = 300,5$ °К:

- текущее равновесное давление насыщения при $T \leq T_{пл}$;
- приведенный к нормальным условиям удельный объем выделившегося газа;
- остаточную газонасыщенность нефти (удельный объем растворенного газа) в процессе ее разгазирования;
- относительную плотность выделившегося газа;
- относительную плотность растворенного газа, остающегося в нефти при данных условиях ее разгазирования;
- объемный коэффициент, предварительно определив удельное приращение объема нефти за счет единичного изменения ее газонасыщенности и температурный коэффициент объемного расширения дегазированной нефти при стандартном давлении;
- плотность газонасыщенной нефти;
- вязкость дегазированной нефти при $P = 0,1$ МПа и $T_{ст} = 293$ °К;
- вязкость дегазированной нефти при $P_0 = 0,1$ МПа и заданной температуре T (К) предварительно определив коэффициенты a_1 и b ;
- вязкость газонасыщенной нефти $\mu_{нт}(P, T)$ на основании эмпирической корреляции указанной вязкости с вязкостью дегазированной нефти при $P_0 = 0,1$ МПа и заданной температуре $\mu_{нд}(T)$;
- поверхностное натяжение газонасыщенной нефти на границе с выделившимся газом.

2.2.2 Схема расчета

Определить основные физические свойства нефти в процессе ее однократного разгазирования при давлении $P = 5,5$ МПа и температуре $T = 300,5$ °К и записываем в таблицу исходных данных (таблица 2.1).

1. Рассчитываем текущее равновесное давление насыщения при $T \leq T_{пл}$:

$$P_{насT} = P_{нас} - \frac{T_{пл} - T}{9,157 + \frac{701,8}{\Gamma \cdot (y_{c1} - 0,8y_a)}}, \text{ МПа}, \quad (2.1)$$

где: y_a – молярная доля азота в попутном газе однократного разгазирования нефти до 0,1 МПа при $T_{ст} = 293^\circ\text{К}$; y_{c1} – молярная доля метана в попутном газе однократного разгазирования нефти до 0,1 МПа при $T_{ст} = 293^\circ\text{К}$; Γ – газонасыщенность (газосодержание) пластовой нефти, т.е. отношение объема газа, растворенного в нефти, к массе сепарированной нефти, $\text{м}^3/\text{т}$ (объем газа приведен к нормальным условиям); $P_{нас}$ – давление насыщения пластовой нефти газом при пластовой температуре, МПа; $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; $T_{пл}$ – пластовая температура, $^\circ\text{К}$.

2. Находим приведенный к нормальным условиям удельный объем выделившегося газа:

$$V_{гв(P,T)} = \Gamma R_{(P)} m_{(T)} \left[D_{(T)} (1 + R_{(P)}) - 1 \right], \text{ м}^3/\text{т}, \quad (2.2)$$

где $R_{(P)}$, $m_{(T)}$, $D_{(T)}$ – вспомогательные коэффициенты.

$$m_{(T)} = 1 + 0,029(T - 293) \cdot (\rho_{нд} \cdot \rho_{го} \cdot 10^{-3} - 0,7966), \quad (2.3)$$

где $\rho_{нд}$ – плотность дегазированной нефти ($P_0 = 0,1$ МПа, $T_{ст} = 293^\circ\text{К}$), $\text{кг}/\text{м}^3$; $\rho_{го}$ – относительная плотность газа по воздуху.

$$D_{(T)} = 10^{-3} \cdot \rho_{нд} \cdot \rho_{го} \cdot (4,5 - 0,00305 \cdot (T - 293)) - 4,785, \quad (2.4)$$

$$R_{(P)} = \frac{1 + \lg P}{1 + \lg P_{насT}} - 1. \quad (2.5)$$

3. Рассчитываем остаточную газонасыщенность нефти (удельный объем растворенного газа) в процессе ее разгазирования:

$$V_{гр(P,T)} = \Gamma \cdot m_{(T)} - V_{гв(P,T)}, \text{ м}^3/\text{т}. \quad (2.6)$$

4. Определяем относительную плотность выделившегося газа:

$$\bar{\rho}_{гв(P,T)} = \alpha \cdot \left[\rho_{го} - 0,0036 \cdot (1 + R_{(P)}) \cdot (105,7 + u \cdot R_{(P)}) \right], \quad (2.7)$$

где: $\alpha = 1 + 0,0054 \cdot (T - 293)$; $u = 10^{-3} \cdot \rho_{нд} \cdot \Gamma - 186$ – вспомогательные коэффициенты.

5. Находим относительную плотность растворенного газа, остающегося в нефти при данных условиях ее разгазирования:

$$\bar{\rho}_{\text{гр}(P,T)} = \frac{\Gamma \cdot \left(am_{(T)} \rho_{\text{го}} - \frac{\bar{\rho}_{\text{гв}(P,T)} \cdot V_{\text{гв}(P,T)}}{\Gamma} \right)}{V_{\text{гр}(P,T)}}. \quad (2.8)$$

6. Рассчитываем объемный коэффициент, предварительно определив удельное приращение объема нефти за счет единичного изменения ее газонасыщенности и температурный коэффициент объемного расширения дегазированной нефти при стандартном давлении:

$$b_{\text{н}(P,T)} = 1 + \frac{1,0733 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{\text{нд}} \cdot V_{\text{гр}(P,T)} \cdot \lambda_{(T)}}{m_{(T)}} + \alpha_{\text{н}} \cdot (T - 293) - 6,5 \cdot 10^{-4} \cdot P \quad (2.9)$$

где $\lambda(T)$ – единичное изменение газонасыщенности нефти; $\alpha_{\text{н}}$ – температурный коэффициент объемного расширения дегазированной нефти.

$$\lambda_{(T)} = 10^{-3} \left(4,3 - 3,54 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нд}} + \frac{1,0337 \cdot \rho_{\text{гр}(P,T)}}{\alpha} + \frac{5,581 \cdot 10^{-6} \cdot \rho_{\text{нд}} \left(1 - 1,61 \cdot 10^{-6} \rho_{\text{нд}} V_{\text{гр}(P,T)} \right) \cdot V_{\text{гр}(P,T)}}{\alpha} \right); \quad (2.10)$$

$$\alpha_{\text{н}} = 10^{-3} \left(3,083 - 2,638 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нд}} \right), \text{ если } 780 \leq \rho_{\text{нд}} \leq 860, 1/^{\circ}\text{C}; \quad (2.11)$$

$$\alpha_{\text{н}} = 10^{-3} \left(2,513 - 1,957 \cdot 10^{-3} \rho_{\text{нд}} \right), \text{ если } 860 \leq \rho_{\text{нд}} \leq 960, 1/^{\circ}\text{C}.$$

7. Определяем плотность газонасыщенной нефти:

$$\rho_{\text{н}(P,T)} = \frac{\rho_{\text{нд}} \left(\frac{1 + 1,293 \cdot 10^{-3} \cdot \bar{\rho}_{\text{гр}(P,T)} \cdot V_{\text{гр}(P,T)}}{a \cdot m_{(T)}} \right)}{b_{\text{н}(P,T)}}. \quad (2.12)$$

8. Оцениваем вязкость дегазированной нефти при $P = 0,1$ МПа и $T_{\text{ст}} = 293$ °К:

$$\mu_{\text{нд}} = \left[\frac{0,456 \cdot \rho_{\text{нд}}^2}{833 \cdot 10^{-3} - \rho_{\text{нд}}^2} \right]^2 \quad \text{при } 780 < \rho_{\text{нд}} \leq 845, \text{ мПа} \cdot \text{с};$$

$$\mu_{\text{нд}} = \left[\frac{0,658 \cdot \rho_{\text{нд}}^2}{886 \cdot 10^{-3} - \rho_{\text{нд}}^2} \right]^2 \quad \text{при } 845 < \rho_{\text{нд}} < 924, \text{ мПа} \cdot \text{с}.$$
(2.13)

9. Находим вязкость дегазированной нефти при $P_0 = 0,1$ МПа и заданной температуре T (К) предварительно определив коэффициенты a_1 и b :

$$a_1 = 10^{-0,0175 \cdot (293 - T) - 2,58};$$

$$b = (8,0 \cdot 10^{-5} \rho_{\text{нд}} - 0,047) \cdot \mu_{\text{нд}}^{0,13 + 0,002 \cdot (T - 293)};$$

$$\mu_{\text{нд}(T)} = \mu_{\text{нд}} \cdot (T - 293)^{a_1} \cdot e^{b \cdot (293 - T)}, \text{ мПа} \cdot \text{с}.$$
(2.14)

10. Определяем вязкость газонасыщенной нефти $\mu_{\text{нг}(P,T)}$ на основании эмпирической корреляции указанной вязкости с вязкостью дегазированной нефти при $P_0 = 0,1$ МПа и заданной температуре $\mu_{\text{нд}}(T)$ по пункту 9 и количеством газа $V_{\text{гр}(P,T)}$ по пункту 3 растворенного в ней при текущем равновесном давлении насыщения $P_{\text{нас},T}$ по пункту 1.

$$\mu_{\text{нг}(P,T)} = A \cdot \mu_{\text{нд}}^B, \text{ мПа} \cdot \text{с},$$
(2.15)

где A, B – графические функции газосодержания нефти:

$$A = 1 + 0,0129 \cdot V_{\text{гр}(P,T)}^* - 0,0364 \cdot V_{\text{гр}(P,T)}^{*0,85};$$

$$B = 1 + 0,0017 \cdot V_{\text{гр}(P,T)}^* - 0,0228 \cdot V_{\text{гр}(P,T)}^{*0,067},$$

$V_{\text{гр}(P,T)}^*$ – удельный объем растворенного в нефти газа, приведенный к $P_0 = 0,1$ МПа и $T_{\text{ст}} = 288,6^\circ \text{ К}$, $\text{м}^3/\text{м}^3$:

$$V_{\text{гр}(P,T)}^* = 1,055 \cdot 10^{-3} \cdot (1 + 5\alpha_{\text{н}}) \cdot V_{\text{гр}(P,T)} \cdot \rho_{\text{нд}}, \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

11. Рассчитываем поверхностное натяжение газонасыщенной нефти на границе с выделившимся газом:

$$\sigma_{\text{нг}} = \frac{1}{10^{1,58 + 0,05P}} - 72 \cdot 10^{-6} \cdot (T - 305), \text{ Н/м}.$$
(2.16)

Исходные данные для расчета представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1

Исходные данные для расчета

№ варианта	$P_{пл}$, МПа	$T_{пл}$, °К	$\rho_{пл}$, кг/м ³	Γ , м ³ /т	$P_{нас}$, МПа	$\rho_{го}$	y_a	y_{c1}
1	17,5	313	865	55	8,8	1,11	0,061	0,351
2	17,0	315	867	58	9,0	1,12	0,062	0,352
3	17,2	310	868	60	9,2	1,11	0,063	0,353
4	17,4	311	869	61	9,4	1,12	0,064	0,354
5	17,3	309	870	62	9,5	1,11	0,065	0,355
6	16,5	308	865	55	8,8	1,12	0,061	0,351
7	16,9	320	867	58	9,0	1,11	0,062	0,352
8	17,0	315	868	60	9,2	1,12	0,063	0,353
9	16,8	314	869	61	9,4	1,11	0,064	0,354
10	17,5	300	870	62	9,5	1,12	0,065	0,355
11	18,6	302	867	58	9,0	1,12	0,062	0,351
12	18,4	303	868	60	9,2	1,11	0,063	0,352
13	18,3	304	869	61	9,4	1,12	0,064	0,353
14	18,1	305	870	62	9,5	1,11	0,065	0,354
15	16,8	309	867	55	9,0	1,11	0,061	0,351
16	17,5	308	868	58	9,2	1,12	0,062	0,352
17	18,6	320	869	60	9,4	1,11	0,063	0,353
18	18,4	315	870	61	9,5	1,12	0,064	0,354
19	18,3	314	865	62	9,0	1,11	0,065	0,355
20	18,1	300	867	55	9,2	1,12	0,061	0,351
21	17,5	302	868	58	9,4	1,11	0,062	0,352
22	17,0	303	869	60	9,5	1,12	0,063	0,353
23	17,2	304	870	61	9,0	1,12	0,064	0,354
24	17,4	305	867	62	9,2	1,11	0,065	0,355
25	17,3	313	868	58	9,4	1,12	0,062	0,351
26	16,5	315	869	60	9,5	1,11	0,063	0,352
27	16,9	310	870	61	9,0	1,12	0,064	0,353
28	17,0	311	869	62	9,2	1,11	0,065	0,354
29	16,8	309	870	62	9,4	1,12	0,065	0,355
30	17,0	308	867	58	9,5	1,12	0,062	0,351
31	17,2	320	868	60	9,4	1,11	0,063	0,352
32	17,4	315	869	61	9,5	1,12	0,064	0,353
33	17,3	314	870	62	9,0	1,11	0,065	0,354

ЛАБОРАТОРНОЕ ЗАНЯТИЕ № 3

Определение коэффициента нефтеотдачи в зависимости от упругих свойств элементов пластовой системы (жидкости и породы)

Цель занятия: ознакомление с расчетами основных показателей упругого режима разработки залежей, расчет количества нефти и коэффициента нефтеотдачи, которое можно получить из залежи за счет упругих свойств среды.

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, совпадающим 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 :

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

где χ – коэффициент пьезопроводности, $\text{м}^2/\text{с}$; k – коэффициент проницаемости пласта, м^2 ; μ – абсолютная, или динамическая вязкость жидкости, $\text{Па}\cdot\text{с}$; m – пористость коллектора, доли единицы; $\beta_{\text{ж}}$ – коэффициент сжимаемости жидкости, $1/\text{Па}$; $\beta_{\text{п}}$ – коэффициент сжимаемости пористой среды, $1/\text{Па}$; β^* – коэффициент упругоёмкости пласта, $1/\text{Па}$:

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

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

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

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

3.2 Расчетная часть

3.2.1 Условие задачи

Оценить возможный коэффициент извлечения нефти за счет реализации упругого режима разработки для условий следующей залежи:

- средневзвешенное начальное давление пласта $P'_{пл}$;
- начальное пластовое давление в зонах: нефтеносной P_n , водоносной P_b ;
- суммарный объем пласта $V_{п}$;
- доля нефтеносной зоны от объема пласта α_n , водоносной α_b ;
- пористость m ;
- степень снижения давления в зонах: нефтеносной γ_n , водоносной γ_b ;
- объемный коэффициент упругости; нефти β_n , воды β_b , пласта $\beta_{п}$.

3.2.2 Схема расчета

1. Определяем начальный объем нефти в залежи:

$$V_n = V_{п} \alpha_n m, \text{ м}^3. \quad (3.4)$$

2. Рассчитываем начальный объем воды в залежи:

$$V_b = V_{п} \alpha_b m, \text{ м}^3. \quad (3.5)$$

3. Конечное давление в нефтеносной зоне пласта при заданной степени снижения γ_n будет равно:

$$P'_n = P_n \gamma_n, \text{ МПа}. \quad (3.6)$$

4. Конечное давление в водоносной зоне пласта при заданной степени снижения γ_b будет равно:

$$P'_b = P_b \gamma_b, \text{ МПа}. \quad (3.7)$$

5. Объем извлеченной из пласта нефти за счет ее собственного расширения будет равен:

$$\delta_{V_n} = \beta_n (P_n - P'_n) V_n, \text{ м}^3. \quad (3.8)$$

6. Объем извлеченной из пласта нефти за счет расширения воды получим из следующего выражения:

$$\delta_{V_b} = \beta_b (P_b - P'_b) V_b, \text{ м}^3. \quad (3.9)$$

7. Далее рассчитаем объем извлеченной из пласта нефти за счет сжатия породы:

$$\delta_{V_{\Pi}} = \beta_{\Pi} [\alpha_{\Pi} (P_{\text{H}} - P'_{\text{H}}) + \alpha_{\text{B}} (P_{\text{B}} - P'_{\text{B}})] V_{\Pi}, \text{ м}^3. \quad (3.10)$$

8. Определим суммарный объем извлеченной нефти за счет упругих сил:

$$\delta_V = \delta_{V_{\text{H}}} + \delta_{V_{\text{B}}} + \delta_{V_{\Pi}}, \text{ м}^3. \quad (3.11)$$

9. Коэффициент извлечения нефти за счет упругих сил пласт будет равен:

$$\eta_{\text{H}} = \delta_V / V_{\text{H}}. \quad (3.12)$$

Исходные данные для расчета приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Исходные данные для расчета

Ва-ри-ант	$P'_{\text{пл}}$, МПа	P_{H} , МПа	P_{B} , МПа	V_{Π} , $\text{м}^3 \cdot 10^6$	α_{H}	α_{B}	m	γ_{H}	γ_{B}	β_{H} , $1/\text{МПа} \cdot 10^{-4}$	β_{B} , $1/\text{МПа} \cdot 10^{-4}$	β_{Π} , $1/\text{МПа} \cdot 10^{-4}$
1	16,0	18,0	14,0	58	0,2	0,8	0,2	0,5	0,7	8,0	3,0	0,4
2	16,5	18,1	14,1	60	0,2	0,8	0,2	0,5	0,7	8,0	3,0	0,4
3	16,8	18,2	14,2	65	0,2	0,8	0,2	0,5	0,7	8,0	3,0	0,4
4	16,3	18,3	14,0	70	0,2	0,8	0,2	0,5	0,7	8,0	3,0	0,4
5	16,2	18,4	14,3	72	0,2	0,8	0,2	0,5	0,7	8,0	3,0	0,4
6	16,1	18,5	14,8	58	0,2	0,8	0,2	0,5	0,7	8,0	3,0	0,4
7	15,9	18,6	14,9	60	0,2	0,8	0,2	0,5	0,7	8,0	3,0	0,4
8	15,5	18,7	14,0	65	0,2	0,8	0,2	0,5	0,7	8,0	3,0	0,4
9	15,8	18,8	14,1	70	0,2	0,8	0,2	0,5	0,7	8,0	3,0	0,4
10	15,9	18,9	14,2	72	0,2	0,8	0,2	0,5	0,7	8,0	3,0	0,4
11	16,0	18,0	14,0	58	0,2	0,8	0,2	0,5	0,7	8,0	3,0	0,4
12	16,5	18,1	14,3	60	0,2	0,8	0,2	0,5	0,7	8,0	3,0	0,4
13	16,8	18,2	14,8	65	0,2	0,8	0,2	0,5	0,7	8,0	3,0	0,4
14	16,3	18,3	14,9	70	0,2	0,8	0,2	0,5	0,7	8,0	3,0	0,4
15	16,2	18,4	14,0	72	0,2	0,8	0,2	0,5	0,7	8,0	3,0	0,4
16	16,1	18,5	14,1	58	0,2	0,8	0,2	0,5	0,7	8,0	3,0	0,4
17	15,9	18,6	14,2	60	0,2	0,8	0,2	0,5	0,7	8,0	3,0	0,4
18	15,5	18,7	14,0	65	0,2	0,8	0,2	0,5	0,7	8,0	3,0	0,4
19	15,8	18,8	14,3	70	0,2	0,8	0,2	0,5	0,7	8,0	3,0	0,4
20	15,9	18,9	14,8	72	0,2	0,8	0,2	0,5	0,7	8,0	3,0	0,4
21	16,0	18,0	14,9	58	0,2	0,8	0,2	0,5	0,7	8,0	3,0	0,4
22	16,5	18,1	14,0	60	0,2	0,8	0,2	0,5	0,7	8,0	3,0	0,4
23	16,8	18,2	14,1	65	0,2	0,8	0,2	0,5	0,7	8,0	3,0	0,4
24	16,3	18,3	14,2	70	0,2	0,8	0,2	0,5	0,7	8,0	3,0	0,4
25	16,2	18,4	14,0	72	0,2	0,8	0,2	0,5	0,7	8,0	3,0	0,4
26	16,1	18,5	14,3	58	0,2	0,8	0,2	0,5	0,7	8,0	3,0	0,4
27	15,9	18,6	14,8	60	0,2	0,8	0,2	0,5	0,7	8,0	3,0	0,4
28	15,5	18,7	14,9	65	0,2	0,8	0,2	0,5	0,7	8,0	3,0	0,4
29	15,8	18,8	14,2	70	0,2	0,8	0,2	0,5	0,7	8,0	3,0	0,4
30	15,9	18,9	14,3	72	0,2	0,8	0,2	0,5	0,7	8,0	3,0	0,4

ЛАБОРАТОРНОЕ ЗАНЯТИЕ № 4

Расчет показателей разработки нефтяного месторождения в законтурной области пласта при упругом режиме

Цель занятия: ознакомление с расчетами основных показателей разработки залежей при упругом режиме в законтурной области пласта.

4.1 Условие задачи

Внешний и внутренний контуры ВНК однопластового нефтяного месторождения имеют форму близкую к кругу. Площадь залежи представлена кругом с радиусом $R = 2000$ м. При снижении пластового давления в процессе разработки из обширной водоносной области вода поступает в пласт.

Месторождение разбуривается по равномерной сетке.

Добыча жидкости изменяется во времени следующим образом – в течение периода t добыча нарастает за счет разбуривания месторождения. Нарастание добычи происходит с интенсивностью α_0 , м³/год². При $t > t^*$ наступает период максимальной добычи, где t^* – время от начала ввода месторождения в разработку, год.

$$q_{\max} = \alpha_0 t^*.$$

Определить:

- объем запасов нефти, газа и число добывающих скважин, необходимых для разработки залежи.
- изменение пластового давления в пределах залежи за 15 лет разработки;
- построить график изменения давления за 15 лет.

4.2 Схема расчета

1. Определяем объем запасов нефти, газа и число добывающих скважин, необходимых для разработки залежи.

1.1 Геологические (балансовые) запасы нефти в пластовых условиях рассчитаем по объемной формуле:

$$Q_{\text{н.бал.}} = ShK_{\text{п}}(1 - K_{\text{в}}),$$

где $S = \pi R^2$ – площадь залежи, м^2 ; h – эффективная мощность залежи, м ; $K_{\text{п}}$ – коэффициент пористости, д.ед.; $K_{\text{в}}$ – коэффициент водонасыщенности, д.ед.

1.2 Балансовые запасы нефти в поверхностных условиях рассчитаем по формуле:

$$Q_{\text{н.бал.}} = ShK_{\text{п}}(1 - K_{\text{в}}) \frac{\rho_{\text{н}}}{b_{\text{н}}},$$

где $\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти, $\text{т}/\text{м}^3$; $b_{\text{н}}$ – объемный коэффициент нефти.

1.3 Балансовые запасы газа находим из выражения:

$$Q_{\text{г.бал.}} = Q_{\text{н.бал.}} S_{\text{н}},$$

где $S_{\text{н}}$ – газосодержание пластовой нефти, $\text{м}^3/\text{т}$.

1.4 Максимальный дебит жидкости, который будет получен через период время t^* года, т.е. через период времени полного ввода залежи в разработку будет равен:

$$q_{\text{жmax}} = \alpha_0 t^*,$$

где α_0 – интенсивность нарастания добычи нефти, $\text{м}^3/\text{год}^2$.

1.5 Число скважин, которое необходимо пробурить для отбора максимального количества жидкости, определяем по формуле:

$$n = \frac{q_{\text{жmax}}}{\lambda_3 365 q'_{\text{ж}}},$$

где λ_3 – коэффициент эксплуатации скважин; $q'_{\text{ж}}$ – дебит жидкости 1 скважины, $\text{м}^3/\text{сут}$.

1.6 Определяем плотность сетки скважин:

$$S_{\text{с}} = \frac{S}{n}.$$

2. Расчет динамики изменения пластового давления.

2.1 Определим коэффициент пьезопроводности:

$$\chi = \frac{k_{\text{пр}}}{\mu \cdot \beta},$$

где $k_{\text{пр}}$ – коэффициент проницаемости, м^2 ; μ – вязкость воды, $\text{Па}\cdot\text{с}$; β – коэффициент сжимаемости пластовой системы, Па^{-1} .

2.2. Определяем значение безразмерного времени на каждый год из 15 лет разработки по следующей формуле:

$$\tau_i = \frac{\chi \cdot t_i}{R^2},$$

где i – номер года по порядку; t_i – время, с.

Пример расчета времени t_i :

$t_1 = 86400 \cdot 365c$; $t_2 = 2 \cdot 86400 \cdot 365c$; $t_3 = 3 \cdot 86400 \cdot 365c$ и т. д.

2.3 Рассчитаем снижение давление за период разбуривания и ввод месторождения в разработку ($0 \leq t \leq t^*$):

а) Для каждого года ввода месторождения в разработку рассчитаем параметр $I(\tau)$:

$$I = 0,5\tau_i - 0,178\left(1 - (1 + \tau_i)^{-2,81}\right) + 0,487\left[(1 + \tau_i)\ln(1 + \tau_i) - \tau_i\right].$$

б) Рассчитаем снижение давления на конец каждого года ввода месторождения в разработку:

$$\Delta P(\tau) = \frac{0,1432\mu_B\alpha_0R^2}{k_{пр}h\chi(365 \cdot 86400)^2} I(\tau),$$

где R – радиус залежи, м.

Пример расчета снижения давления на конец первого года разработки месторождения:

$$1 \text{ год: } \Delta P(\tau) = \frac{0,1432 \cdot 10^{-3} \cdot 0,667 \cdot 10^{-6} \cdot 2000^2}{0,5 \cdot 10^{-12} \cdot 10 \cdot 1 \cdot (365 \cdot 86400)^2} I(\tau_1).$$

2.4 Рассчитаем снижение давления за время максимальной добычи ($t > t^*$). Все данные, рассчитанные по каждому году нарастающей и максимальной добычи формируем в виде таблицы.

а) рассчитаем параметры $I(\tau)$ и $I(\tau - \tau^*)$, где τ фактический год разработки месторождения после достижения максимальной добычи; τ^* – год достижения максимальной добычи.

Пример расчета $I(\tau)$ и $I(\tau - \tau^*)$:

Для $t = t^* + 1$ (если $t^* = 3$ года, значит $t = 4$ и т. д.):

$$I(\tau) = 0,5\tau_{t^*+1} - 0,178\left(1 - (1 + \tau_{t^*+1})^{-2,81}\right) + 0,487\left[(1 + \tau_{t^*+1})\ln(1 + \tau_{t^*+1}) - \tau_{t^*+1}\right]$$

$$I(\tau - \tau^*) = 0,5\tau_1 - 0,178\left(1 - (1 + \tau_1)^{-2,81}\right) + 0,487\left[(1 + \tau_1)\ln(1 + \tau_1) - \tau_1\right].$$

Для $t = t^* + 2$ (если $t^* = 3$ года, значит $t = 5$ и т. д.):

$$I(\tau) = 0,5\tau_{t^*+2} - 0,178\left(1 - (1 + \tau_{t^*+2})^{-2,81}\right) + 0,487\left[(1 + \tau_{t^*+2})\ln(1 + \tau_{t^*+2}) - \tau_{t^*+2}\right]$$

$$I(\tau - \tau^*) = 0,5\tau_2 - 0,178\left(1 - (1 + \tau_2)^{-2,81}\right) + 0,487\left[(1 + \tau_2)\ln(1 + \tau_2) - \tau_2\right]$$

и так далее до $t = 15$;

б) рассчитаем снижение давления за период максимальной добычи.

Пример расчета для первого года максимальной добычи для $t = t^* + 1$:

$$\Delta P(\tau) = \frac{0,1432\mu_B\alpha_0 R^2}{k_{пр}h\chi(365 \cdot 86400)^2} \left[I(\tau)_{t^*+1} - I(\tau - \tau^*)_{t^*+1} \right] \text{ и т. д.}$$

2.5 Рассчитаем среднее пластовое давление на конец каждого года из 15 лет:

$$\bar{P}_{пл} = P_{нач.пл} - \Delta P$$

где $P_{нач.пл}$ – начальное пластовое давление, МПа.

Все расчетные данные формируем в виде таблицы 4.1.

Таблица 4.1

Расчетные данные по изменению пластового давления в залежи

Год	τ	$I(\tau)$	$I(\tau - \tau^*)$	$\Delta P(\tau)$, МПа	$\bar{P}_{пл}$, МПа
1	7,9	9,38	-	0,72	19,28
2	15,8	23,05	-	1,77	18,23
3	23,7	38,61	-	2,97	17,03
4	31,5	55,41	4,51	3,54	16,46
5
.....
15

2.6 По результатам расчетов строим график изменения давления за 15 лет разработки месторождения.

Исходные данные для расчетов приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2

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
Нач. пл. давление $P_{\text{нач. пл.}}$, МПа	27	26	25	24	23	22	21	20	19	18	27	26	25	24	23	22	21	20	19	18
Давление насыщ. $P_{\text{нас.}}$, МПа	9	8	7	10	8	9	8	7	10	8	9	8	7	10	8	9	8	7	10	8
Газосодержание $S_{\text{н}}$, м ³ /т	50	70	90	80	100	50	70	90	80	100	50	70	90	80	100	50	70	90	80	100
Коэфф. прониц. $k_{\text{пр}}$, 10^{-12} м ²	0,5	0,4	0,3	0,6	0,5	0,4	0,3	0,6	0,5	0,4	0,3	0,6	0,5	0,4	0,3	0,6	0,5	0,4	0,3	0,6
Коэфф. пор. $k_{\text{п}}$, д.ед.	0,18	0,15	0,16	0,18	0,15	0,16	0,18	0,15	0,16	0,18	0,15	0,16	0,18	0,15	0,16	0,18	0,15	0,16	0,20	0,22
Коэфф. нефтенас. $k_{\text{н}}$, д.ед.	0,70	0,68	0,71	0,75	0,80	0,70	0,68	0,71	0,75	0,80	0,70	0,68	0,71	0,75	0,80	0,70	0,68	0,71	0,75	0,80
Коэфф. водонас. $k_{\text{в}}$, д.ед.	0,30	0,32	0,29	0,25	0,20	0,30	0,32	0,29	0,25	0,20	0,30	0,32	0,29	0,25	0,20	0,30	0,32	0,29	0,25	0,20
Эфф. толщ. пласта h , м	20	25	30	18	35	20	25	30	18	35	20	25	30	18	35	20	25	30	18	35
Вязкость нефти $\mu_{\text{н}}$, мПа·с	2	4	1	3	5	2	4	1	3	5	2	4	1	3	5	2	4	1	3	5
Вязкость воды $\mu_{\text{в}}$, мПа·с	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	740	780	800	760	750	740	780	800	760	750	740	780	800	760	750	740	780	800	760	750
Плотность воды $\rho_{\text{в}}$, кг/м ³	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Объемный коэфф. нефти $b_{\text{н}}$	1,2	1,25	1,22	1,28	1,2	1,25	1,22	1,28	1,2	1,25	1,22	1,28	1,2	1,25	1,22	1,28	1,2	1,25	1,22	1,28

Коэф. сжим. пл. сист. $\beta \cdot 10^{-10}, \text{Па}^{-1}$	0,5	0,6	0,7	0,8	0,5	0,6	0,7	0,8	0,5	0,6	0,7	0,8	0,5	0,6	0,7	0,8	0,5	0,6	0,7	0,8
Дебит жидк. 1 скв. $q, \text{м}^3/\text{сут}$	85	73	75	80	82	85	73	75	80	82	85	73	75	80	82	85	73	75	80	82
Период ввода в разработку $t^*, \text{лет}$	3	4	5	6	3	4	5	6	3	4	5	6	3	4	5	6	3	4	5	6
Коэфф. экспл. λ_3	0,90	0,91	0,92	0,93	0,90	0,91	0,92	0,93	0,90	0,91	0,92	0,93	0,90	0,91	0,92	0,93	0,90	0,91	0,92	0,93
Проект. КИН	0,56	0,52	0,50	0,49	0,56	0,52	0,50	0,49	0,56	0,52	0,50	0,49	0,56	0,52	0,50	0,49	0,56	0,52	0,50	0,49
Компл. параметр $\alpha_0 \cdot 10^6, \text{м}^3/\text{год}$	0,6	0,5	0,4	0,3	0,6	0,5	0,4	0,3	0,6	0,5	0,4	0,3	0,6	0,5	0,4	0,3	0,6	0,5	0,4	0,3

ЛАБОРАТОРНОЕ ЗАНЯТИЕ № 5

Определение дебитов горизонтальных скважин по различным методикам

Цель занятия: выполнить расчеты дебитов горизонтальных скважин используя определение проницаемости пласта исследовани- ем кернового материала лабораторным путем.

5.1 Условие задачи

Для геолого-физических условий, представленных в таблице 5.1:

- рассчитать дебит скважины с горизонтальным окончанием Q_{Γ} по методикам Joshi S.D., Борисова Ю.П., Giger;
- сопоставить полученные результаты;
- определить оптимальную длину горизонтального участка по графику зависимости дебита скважины от длины ГС для 10 значений (от изначального) с шагом в 100 метров по каждой из методик рассмотренных авторов.

Таблица 5.1

Геолого-физические характеристики пласта

Наименование параметра	Условное обозначение	Единицы измерения (СИ)	Значение
Нефтенасыщенная толщина	h	м	5,5
Проницаемость по горизонтали, м ²	k_h	м ²	$443 \cdot 10^{-15}$
Проницаемость по вертикали, м ²	k_v	м ²	$235 \cdot 10^{-15}$
Вязкость нефти	μ_n	Па·с	0,00112
Пластовое давление	$P_{пл}$	Па	$17,5 \cdot 10^6$
Забойное давление	$P_{заб}$	Па	$14,5 \cdot 10^6$
Радиус ствола горизонтального участка скважины	r_c	м	0,1
Радиус контура питания	R_k	м	300
Объемный коэффициент нефти	B_0	д. ед.	1,2
Длина горизонтального ствола	L	м	500

5.2 Схема расчета

1. Рассчитаем дебит ГС по методике Joshi S.D. Для этого необходимо определить параметр анизотропии χ и большую полуось эллипса дренирования α :

$$\chi = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}};$$

$$a = 0,5L \sqrt{0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2R_k}{L}\right)^4}}.$$

Рассчитаем дебит ГС:

$$Q_r = \frac{2\pi k_h h \Delta P}{\mu_n B_0 \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - 0,25L^2}}{0,5L} \right) + \left(\frac{\chi h}{L} \right) \ln \left(\frac{\chi h}{2r_c} \right) \right]}, \text{ м}^3/\text{с}.$$

Для определения суточного дебита умножаем полученный результат на количество секунд в сутках (86 400).

2. Рассчитаем дебит ГС по методике Борисова Ю.П. Для этого вначале рассчитываем фильтрационное сопротивление J , определяемое по формуле:

$$J = \ln \frac{4R_k}{L} + \frac{\chi^* h}{L} \ln \left(\frac{\chi^* h}{2r_c} \right);$$

$$Q_r = \frac{2\pi k_h h \Delta P}{\mu_n B J}, \text{ м}^3/\text{с}.$$

Для определения суточного дебита умножаем полученный результат на количество секунд в сутках (86 400).

3. Рассчитаем дебит ГС по методике Giger. Фильтрационное сопротивление J определяем из выражения:

$$J = \frac{1 + \left[1 - \left(\frac{L}{2R_k} \right)^2 \right]^{0,5}}{\frac{L}{2R_k}} + \frac{\chi^* h}{L} \ln \left(\frac{\chi^* h}{2r_c} \right).$$

Дебит ГС будет равен:

$$Q_r = \frac{2\pi k_h h \Delta P}{\mu_n B J}, \text{ м}^3/\text{с}.$$

Для определения суточного дебита умножаем полученный результат на количество секунд в сутках (86 400).

4. Сопоставляем полученные результаты в таблице 5.2.

Таблица 5.2

Сопоставление результатов расчетов дебитов скважин

Автор методики	Полученное значение дебита, м ³ /сут	Отклонение от мин. значения, %
Joshi S.D.		
Борисов Ю.П.		
Giger		

5. Рассчитаем дебиты скважины для 10 значений длины горизонтального участка с шагом в 100 метров по каждой из представленных методик, результаты расчета сформировать в виде таблицы 5.3 и по ним строим графическую зависимость дебитов от длины горизонтального ствола.

Таблица 5.3

Расчет зависимости дебита горизонтальной скважины от его длины

Длина горизонтального участка L , м	Дебит ГС, м ³ /сут		
	Joshi S.D.	Борисов Ю.П.	Giger
100			
200			
300			
400			
500			
600			
700			
800			
900			
1000			
1100			
1200			
1300			
1400			
1500			
1600			
1700			
1800			
1900			
2000			

6. По результатам расчета, сведенным в таблицу 5.3 строим графические зависимости дебитов от длины горизонтального ствола для каждой из методик расчета.

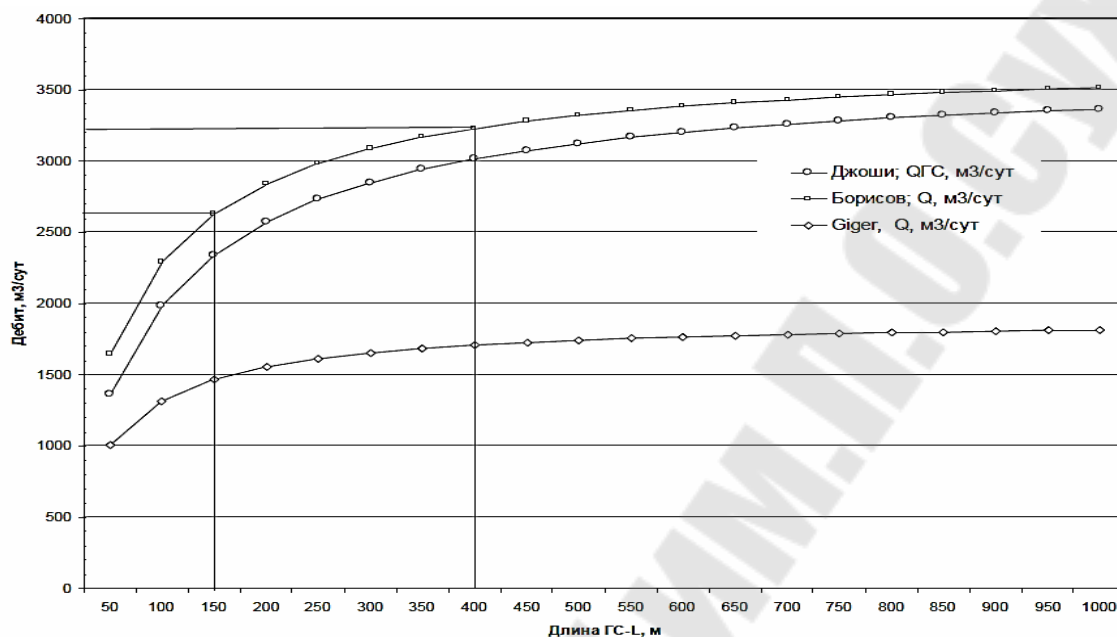


Рис. 5.1. Пример построения графиков дебита горизонтальной скважины от длины горизонтального участка

7. По результатам построения на графиках определяем оптимальную длину горизонтальной части ствола (предельную длину, при которой еще наблюдается достаточно интенсивное нарастание дебита).

Исходные данные для расчета представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4

Исходные данные для расчета

№ вариант	L , м	h , м	k_h , мД	k_v , мД	μ , мПа·с	$P_{пл}$, МПа	$P_{заб}$, МПа	r_c , м	R_K , м
1	800	20	220	80	1,12	18	14	0,1	470
2	600	15	300	110	1,55	25	15		550
3	900	18	150	50	1,33	20	13		320
4	1000	33	250	50	1,40	35	18		250
5	700	22	220	80	1,12	18	14		220
6	800	30	300	75	1,55	25	15		280
7	600	32	150	30	1,33	20	13		350
8	900	25	250	80	1,40	35	18		300
9	1000	28	220	110	1,12	18	14		330
10	700	20	300	50	1,55	25	15		400
11	800	15	150	50	1,33	20	13		470
12	600	18	250	80	1,40	35	18		550
13	900	33	220	75	1,12	18	14		320
14	1000	22	300	30	1,55	25	15		250
15	700	30	150	110	1,33	20	13		220
16	800	32	250	50	1,40	35	18		280
17	600	25	220	50	1,12	18	14		350
18	900	28	300	80	1,55	25	15		300
19	1000	14	150	75	1,33	20	13		330
20	700	16	250	30	1,40	35	18		400

ЛАБОРАТОРНОЕ ЗАНЯТИЕ № 6

Определение запасов нефти и газа, и оценка эффективности использования пластовой энергии

Цель занятия: ознакомление с основными определениями и расчетами основных параметров подсчета запасов нефти и природного газа по методу материального баланса.

6.1 Теоретическая часть

Метод материального баланса применяют для определения начальных запасов углеводородов в пласте и установления объема вторгшейся в продуктивный пласт воды из водоносного бассейна.

Обобщенные уравнения материального баланса. Если в пласте имеется газовая шапка, то нефть первоначально насыщена газом. Энергия вытеснения заключенная в растворенном в нефти газе и пополняется за счет энергии газа в шапке. Влияние газовой шапки учитывается ее относительным объемом:

$$\Gamma = \frac{V_{\text{св.г}}}{V_{\text{нач.неф}}}, \quad (6.1)$$

где $V_{\text{св.г}}$ – начальный пластовый объем свободного газа в шапке; $V_{\text{нач.неф}}$ – начальный пластовый объем нефти.

Обобщенное уравнение материального баланса – уравнение объемного баланса утверждает, что алгебраическая сумма объемных изменений нефти, свободного газа и воды в пласте должна равняться нулю в процессе его дренирования.

Для расчетов необходимо следующие данные:

1. Начальное пластовое давление и среднее пластовое давление.
2. Добыча товарной нефти, общая добыча газа с вычетом его объема, закачанного обратно в пласт.
3. Относительный объем газовой шапки, коэффициенты пластового объема нефти и газа, а также коэффициент растворимости газа в нефти.
4. Отобранное количество воды из пласта и количество воды, вторгшейся в продуктивный пласт из бассейна питания.

Изменение объема нефти. Если начальный объем нефти в пласте равен $Q_3 \cdot b_{\text{но}}$, то к моменту времени t , когда среднее давление в пласте составит P , объем оставшейся в пласте нефти будет равен:

$$(Q_3 - Q_{\text{из}}) \cdot b_{\text{н}}, \quad (6.2)$$

где Q_3 – объем геологических запасов; $Q_{из}$ – накопленный объем отобранной из пласта нефти; $b_{но}$ и $b_{н}$ – начальный и текущий (на момент времени разработки t) объемный коэффициент нефти.

Уменьшение объема нефти в пласте к моменту времени t определяется как разность между начальным и остаточным объемами:

$$\Delta = Q_3 b_{но} - (Q_3 - Q_{из}) b_{н}. \quad (6.3)$$

Изменение объема свободного газа. Отношение начального объема свободного газа в пласте к начальному объему нефти можно определить так:

$$\Gamma = \frac{G_c B_{г0}}{Q_3 b_{но}}, \quad (6.4)$$

где $b_{но}$ – объемный коэффициент нефти при начальном пластовом давлении; G_c – объем свободного газа в пласте $B_{г0}$ – объемный коэффициент газа при начальном пластовом давлении.

Тогда начальный объем свободного газа будет равен:

$$G_c B_{г0} = \Gamma Q_3 b_{но}. \quad (6.5)$$

Объем оставшегося в пласте газа определяется как разность между начальным объемом газа, свободного и растворенного в нефти, и объемом газа, добытого из пласта, и оставшегося в нем в растворенном виде, то есть:

$$G_c = \left[\frac{\Gamma Q_3 b_{но}}{B_{г0}} + Q_3 R_{г0} \right] - Q_{из} R_P - (Q_3 - Q_{из}) R_{г}, \quad (6.6)$$

где $R_{г0}$, $R_{г}$ – объем растворенного газа в единице объема нефти соответственно при начальном и текущем пластовых давлениях.

Изменение объема воды. Очевидно, что уменьшение объема нефти и свободного газа в пласте должны компенсироваться увеличением объема воды. Если не наблюдается вторжение воды в пласт ($W_P = 0$) то начальный объем нефти будет равен:

$$Q_3 = \frac{Q_{из} [B_0 + (R_P - R_{г0}) B_{г}] + b_{в} W_{из}}{B_0 - B_{00} + \frac{\Gamma B_{00}}{B_{г0}} (B_{г} - B_{г0})}, \quad (6.7)$$

где B_0 – двухфазный коэффициент пластового объема нефти при давлении P ; B_{00} – то же, при начальном пластовом давлении.

Если отсутствует в залежи свободный газ ($\Gamma = 0$), то уравнение примет вид:

$$Q_3 = \frac{Q_{из} [B_0 + (R_P - R_{г0}) B_{г}] - (W_P - b_B W_{из})}{B_0 - B_{00}}. \quad (6.8)$$

Если в залежи отсутствует начальная газовая шапка и недостаточен напор воды, уравнение баланса сводится к виду:

$$Q_3 = \frac{Q_{из} [B_0 + (R_P - R_{г0}) B_{г}]}{B_0 - B_{00}}. \quad (6.9)$$

Определение объема вторжения воды в продуктивный пласт.

Расход вторгающейся в пласт воды $\left(\frac{dW_P}{dt}\right)$ можно считать пропорционально снижению пластового давления относительно первоначально значения, то есть

$$\left(\frac{dW_P}{dt}\right) = K (P_0 - P) \quad (6.10)$$

или в интегральной форме:

$$W_P = K \int_0^t (P_0 - P) dt, \quad (6.11)$$

где K – константа, характеризующая интенсивность вторжения воды в нефтяную часть залежи.

Если пластовое давление постоянное в течение некоторого периода разработки, а расход при отборе пластовой жидкости переменный, можно определить объем вторжения воды из суммы добычи нефти, газа и воды за рассматриваемый период стабилизированного давления:

$$\Delta W_P = B_0 Q_{из} + (\Delta G_P - R_{г0} \Delta Q_{из}) B_{г} + b_B \Delta W_{из}, \quad (6.12)$$

где ΔG_P , $\Delta Q_{из}$, $\Delta W_{из}$ – добыча газа, нефти и воды соответственно в стандартных условиях.

Константу заводнения (интенсивность вторжения воды в нефтяную часть залежи) находят из соотношения:

$$K = \frac{\Delta W_P}{\Delta t (P_0 - P_{ст})}, \quad (6.13)$$

где: $P_{ст}$ – стабилизированное среднее пластовое давление.

6.2 Условия задачи

Нефтяная залежь имеет газовую шапку, составляющая V^* всего объема залежи в пределах контура нефтеносности. Дано начальное пластовое давление $P_{пл}$, пластовая температура $T_{пл}$.

По данным лабораторных исследований установлено:

- начальное количество газа r_0 ;
- начальный объемный коэффициент b_0 ;
- начальный коэффициент сжимаемости газа z_0 ;
- плотность нефти ρ_n .

За первый год эксплуатации среднее пластовое давление упало до P_1 . За это время было добыто безводной нефти Q_1 , газа V_1 .

В течение второго года эксплуатации пластовое давление было почти постоянным P_t . Добыча за этот год составила нефти Q_2 , газа V_2 и воды d_w .

Объемный коэффициент к концу второго года был b_t , содержание растворенного газа r_t , коэффициент сжимаемости газа z_t .

Определить количество запасов нефти, газа и оценить эффективность использования пластовой энергии при разработке залежи.

6.3 Схема расчета

1. Определяем отношение объема газовой шапки к объему нефтяной залежи:

$$\alpha = \frac{V^*}{100 - V^*},$$

где V^* – объем газовой шапки, %.

2. Начальный объемный коэффициент газа определим из выражения:

$$B_0 = z_0 \frac{T_{пл}}{273} \cdot \frac{1}{P_{пл}},$$

где $T_{пл}$ – пластовая температура, °К; $P_{пл}$ – начальное пластовое давление, атм.

3. Рассчитываем объемный коэффициент газа к концу второго года разработки:

$$B_t = z_t \frac{T_{пл}}{273} \cdot \frac{1}{P_t},$$

где z_t – коэффициент сжимаемости газа на конец второго года разработки; P_t – пластовое давление на конец второго года разработки.

4. Двухфазный объемный коэффициент (нефти и газа) к концу второго года разработки будет равен:

$$U_t = b_t + (r_0 - r_t)B_t,$$

где b_t – конечный объемный коэффициент нефти; r_0 – начальное количество газа, растворенного в нефти, $\text{м}^3/\text{м}^3$; r_t – конечное количество газа, растворенного в нефти, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

5. Рассчитываем объем добычи нефти за время $t = 2$ года разработки залежи:

$$Q = \frac{Q_1 + Q_2}{\rho_n}, \text{ м}^3,$$

где Q_1, Q_2 – добыча нефти за первый и второй годы разработки залежи, т; ρ_n – плотность нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$.

6. Рассчитываем объем добычи газа за время $t = 2$ года разработки залежи:

$$V = V_1 + V_2, \text{ м}^3,$$

где V_1, V_2 – объем газа, полученные за первый и второй годы разработки залежи, м^3 .

7. Определяем средний газовый фактор в течение 2-х лет разработки залежи:

$$G_0 = \frac{V}{Q}, \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

8. В течение второго года эксплуатации общий перепад давления оставался постоянным и равным:

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - P_t, \text{ атм.}$$

9. Среднесуточная добыча нефти за второй год разработки составляла:

$$q = \frac{Q_2}{dt}, \text{ м}^3,$$

где dt – число дней работы в году, принять равным 360.

10. Средний газовый фактор за второй год разработки составил:

$$G_t = \frac{V_2}{Q_2}, \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

11. Среднесуточная добыча воды за второй год разработки составляла:

$$q = \frac{dw}{dt}, \text{ м}^3.$$

12. Количество контурной воды, внедрившейся в нефтяную залежь, получим из выражения:

$$W = K_{\text{пр}} \int_0^t (P_{\text{пл}} - P_t) dt \cdot 30, \text{ м}^3,$$

где $K_{\text{пр}}$ – коэффициент пропорциональности (коэффициент продуктивности) равный:

$$K_{\text{пр}} = \frac{(U_t + B_t \cdot (G_t - r_0))q + \frac{dw}{dt}}{P_{\text{пл}} - P_t}, \text{ м}^3/\text{сутки на 1 атм}.$$

Так как работа в течение первого года эксплуатации велась с переменным перепадом от 0 до 20 атм (средний перепад $\Delta P_{\text{ср1}} = 10$ атм), а в течение второго года перепад оставался постоянным ($\Delta P_{\text{ср11}} = 20$ атм), то искомый интеграл возьмем за каждый год t отдельно, поставив пределы времени в месяцах:

$$\int_0^t (P_{\text{пл}} - P_t) dt = \Delta P_{\text{ср}}^1 \cdot t_1 - \Delta P_{\text{ср}}^1 \cdot t_2 + \Delta P_{\text{ср}}^{11} \cdot t_3 - \Delta P_{\text{ср}}^{11} \cdot t_4,$$

где $t_1 = 12, t_2 = 0, t_3 = 24, t_4 = 12$.

13. Начальный запас нефти в пласте будет равен:

$$N = \frac{Q(U_t + B_t(G_0 - r_0)) - W + dw}{\alpha b_0 \left(\frac{B_t}{B_0} - 1 \right) + (U_t - b_0)}, \text{ м}^3.$$

14. Начальный запас свободного газа, приведенный к нормальным условиям, составит:

$$V_0 = \frac{\alpha N b_0}{B_0}, \text{ м}^3.$$

15. Рассчитаем количество растворенного газа, приведенное к нормальным условиям:

$$V_p = r_0^* N, \text{ м}^3.$$

16. Суммарное количество добытых нефти и газа, приведенное к пластовым условиям будет равно:

$$V = Q^* [U_t + B_t^* (G_t - r_0)], \text{ м}^3.$$

17. Определим относительную эффективность отдельных видов энергии участвующих в вытеснении нефти. Доля участия воды в вытеснении нефти будет равна:

$$J_{\text{в}} = \frac{W - dw}{Q(U_t + B_t(G_0 - r_0))}.$$

Доля участия газовой шапки в вытеснении нефти составит:

$$J_{\text{гш}} = \frac{\alpha b_0 N \left(\frac{B_t}{B_0} - 1 \right)}{Q(U_t + B_t(G_0 - r_0))}.$$

Доля участия растворенного газа в вытеснении нефти составит:

$$J_{\text{рг}} = \frac{N(U_t - b_0)}{Q(U_t + B_t(G_0 - r_0))}.$$

18. Определяем вероятный коэффициент нефтеотдачи:

$$K_{\text{от}} = J_{\text{в}} K_{\text{в}} + J_{\text{гш}} K_{\text{гш}} + J_{\text{рг}} K_{\text{рг}},$$

где $K_{\text{в}} = 0,7$, $K_{\text{гш}} = 0,5$, $K_{\text{рг}} = 0,35$ – коэффициенты нефтеотдачи при водонапорном, газонапорном режимах и режиме растворенного газа.

19. Определяем возможную суммарную добычу нефти из залежи:

$$Q_{\text{об}} = NK_{\text{от}}\rho, \text{ м}^3.$$

20. Рассчитываем начальные запасы нефти при отсутствии в залежи газовой шапки ($\alpha = 0$):

$$N = \frac{Q(U_t + B_t(G_0 - r_0)) - (W - dw)}{U_t - b_0}, \text{ м}^3.$$

21. Определяем начальные запасы нефти при отсутствии в залежи газовой шапки и активной пластовой воды, то есть при разработке залежи за счет энергии растворенного газа:

$$N = \frac{Q(U_t + B_t(G_0 - r_0))}{U_t - b_0}, \text{ м}^3.$$

Исходные данные для расчета представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1

Исходные данные для расчета

№ варианта	V^* , %	$P_{пл}$, атм	$T_{пл}$, К	r_0 , м ³ /м ³	b_0	z_0	ρ_H	P_b , атм	$Q_1 \cdot 10^5$, т
1	15	200	363	150	1,475	0,9	0,85	180	5
2	20	240	370	160	1,475	0,91	0,84	220	5,5
3	10	205	365	170	1,475	0,89	0,83	185	5
4	12	210	350	140	1,475	0,86	0,85	190	4,5
5	13	215	363	145	1,465	0,85	0,86	195	5
6	14	210	371	155	1,465	0,88	0,81	190	5,5
7	11	200	368	165	1,465	0,9	0,8	180	4,5
8	16	190	370	135	1,48	0,87	0,82	170	6
9	17	220	358	175	1,48	0,85	0,85	200	6,5
10	18	200	359	145	1,48	0,91	0,86	180	5
11	13,5	210	364	165	1,475	0,9	0,84	190	5
12	9	200	368	150	1,465	0,9	0,83	180	5,5
13	19	235	363	145	1,465	0,9	0,82	215	4
14	17	240	370	145	1,475	0,9	0,85	220	5
15	18	195	375	150	1,475	0,91	0,84	175	5,5

Продолжение исходных данных

№ варианта	$V_1 \cdot 10^6$, м ³	$Q_2 \cdot 10^5$, т	$V_2 \cdot 10^6$, м ³	dw , м ³	b_t	z_1	r_t
1	100	4	75	$5 \cdot 10^4$	1,415	0,85	125
2	100	4,5	75		1,415	0,86	135
3	105	4	80		1,415	0,84	145
4	110	3,5	85		1,415	0,81	115
5	100	4	75		1,405	0,8	120
6	95	4,5	70		1,405	0,83	130
7	90	3,5	65		1,405	0,85	140
8	100	5	75		1,42	0,82	110
9	110	5,5	85		1,42	0,8	150
10	105	4	80		1,42	0,86	120
11	100	4	75		1,415	0,85	140
12	100	4,5	75		1,405	0,85	125
13	105	3	80		1,405	0,85	120
14	105	4	80		1,415	0,85	120
15	105	4,5	80		1,415	0,86	125

ЛАБОРАТОРНОЕ ЗАНЯТИЕ № 7

Расчет разработки залежи в газонапорном режиме

Цель занятия: ознакомление с расчетом основных параметров процесса при разработке залежи в газонапорном режиме.

7.1 Теоретическая часть

При газонапорном режиме, или режиме газовой шапки, нефть вытесняется к скважинам под давлением расширяющегося газа, находящегося в свободном состоянии в повышенной части пласта. Этот процесс аналогичен процессу вытеснения нефти водой с той лишь разницей, что вода вытесняет нефть в повышенные части залежи, а газ – в пониженные. Объем газа, находящегося под давлением в газовой шапке, всегда меньше объема водонапорной системы, окружающей нефтяную залежь, поэтому запас энергии сжатого газа ограничен.

В связи с низкой по отношению к нефти вязкостью газа могут происходить прорывы его к забоям добывающих скважин с оттеснением от них нефти, что существенно снижает нефтеотдачу при газонапорном режиме. Выход газа из газовой шапки, а также эксплуатация скважин с высоким дебитом недопустима, так как прорывы газа приводят к неконтрольному расходу газовой энергии при одновременном уменьшении притока нефти. Поэтому при газонапорном режиме необходимо тщательно контролировать процесс эксплуатации скважин, расположенных вблизи газовой шапки, ограничивать их дебит, а в случае резкого увеличения газа, выходящего из скважины вместе с нефтью, даже прекращать их эксплуатацию. Для повышения эффективности разработки нефтяной залежи с газовым режимом в ее повышенную часть следует нагнетать газ с поверхности, что позволяет поддерживать, а иногда и восстанавливать газовую энергию в залежи. Для залежей с газовой шапкой характерно равенство начального пластового давления и давления насыщения. Поэтому при создании депрессии на пласт происходит выделение растворенного газа и нефть движется по пласту за счет энергии его расширения. Часть газа сегрегирует в повышенные зоны и пополняет газовую шапку. Это способствует замедлению темпов снижения пластового давления, а также обуславливает малое значение газового фактора для скважин, удаленных от ГНК. При разработке залежи в условиях газонапорного

режима пластовое давление постоянно снижается. Темпы его снижения зависят от соотношения объемов газовой и нефтяной частей залежи, темпов отбора нефти из пласта.

Темпы годовой добычи нефти в процентах от НИЗ на II стадии разработки могут быть довольно высокими (до 8-10%), примерно такими же, как и при водонапорном режиме.

Конечный КИН может достигать 0,4-0,5. Невысокие значения КИН объясняются неустойчивостью фронта вытеснения (опережающим перемещением газа по наиболее проницаемым частям пласта), образованием конусов газа, пониженной эффективностью вытеснения нефти газом, по сравнению с водой.

Благоприятные условия для наиболее эффективного проявления газонапорного режима – высокая проницаемость коллекторов, большие углы наклона пластов и небольшая вязкость нефти.

7.2 Условия задачи

Рассчитать необходимый темп снижения забойного давления для поддержания постоянного дебита добывающих скважин и допустимый срок эксплуатации залежи, разрабатываемой в газонапорном режиме. Определить также коэффициент извлечения нефти. Количество нефтяных скважин n , суммарный относительный темп отбора Q' , извлекаемые запасы нефти V_n , коэффициент продуктивности скважины

K , расчетное время τ , комплекс параметров $ZT/Z_{пл}T_{пл} = 1$; начальное

пластовое давление $P_{гш}$, начальный объем газовой шапки $V_{гш}$, минимально допустимое значение забойного давления (из условий эксплуатации) $P_з$. Дебит всех добывающих скважин принимается одинаковым.

7.3 Схема расчета

1. Определяем абсолютный суммарный темп отбора нефти:

$$Q = Q'V_n, \text{ м}^3/\text{год.}$$

2. Рассчитываем дебит одной скважины:

$$q = \frac{Q}{365nK_{\text{эксп}}}, \text{ м}^3/\text{сут},$$

где $K_{\text{эксп}}$ – коэффициент эксплуатации фонда добывающих скважин, равный 0,92.

3. Находим необходимую депрессию в добывающей скважине для обеспечения заданного дебита:

$$\Delta P_{\text{н}} = q/K, \text{ МПа.}$$

4. Определяем начальное забойное давление, которое будет при работе скважин с заданной депрессией:

$$P_{30} = P_{\text{гш}} - \Delta P, \text{ МПа.}$$

5. Определим пластовое давление, которое будет в пласте через расчетное время τ после запуска скважин в работу:

$$P_{\text{пл}} = [V_{\text{гш}} / (V_{\text{гш}} + \tau Q)] \cdot \frac{zT}{z_{\text{пл}} T_{\text{пл}}} P_{\text{гш}}, \text{ МПа.}$$

6. Определим забойное давление около скважин через расчетное время τ :

$$P_{3\tau} = P_{\text{пл}} - \Delta P_{\text{н}}, \text{ МПа.}$$

7. Рассчитаем темп снижения в залежи забойного давления во времени:

$$dP/dt = (P_{30} - P_{3\tau})/\tau, \text{ МПа/год.}$$

8. Определим допустимое снижение давления в залежи:

$$[\Delta P_3] = P_{30} - P_3, \text{ МПа.}$$

9. Рассчитаем допустимый срок разработки залежи при заданном темпе отбора нефти:

$$T = [\Delta P_3] / \left(\frac{dP}{d\tau} \right), \text{ год.}$$

10. Оценим объем извлеченной нефти за период T :

$$V_T = QT, \text{ м}^3.$$

11. Определим коэффициент извлечения нефти:

$$\eta_{\text{н}} = V_T / V_{\text{н}}.$$

Исходные данные для расчета приведены в таблицах 7.1 и 7.2.

Таблица 7.1

Исходные данные для расчета

Вариант	1-3	4-6	7-9	10-12	13-15	16-18	19-21
n	12	15	18	19	20	16	14
Q' , 1/год	0,033	0,034	0,035	0,037	0,040	0,038	0,036
$V_{н}$, $\text{м}^3 \cdot 10^6$	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4
K , $\text{м}^3/\text{с} \cdot \text{Па} \cdot 10^{-9}$	0,3	0,35	0,38	0,40	0,41	0,44	0,45
τ , ГОДЫ	2	3	4	2	3	4	2

Таблица 7.2

Исходные данные для расчета

Вариант	$P_{гш}$, МПа	$V_{гш}$, $\text{м}^3 \cdot 10^6$	P_3 , МПа
1, 4, 7, 10, 13, 16, 19	15,8	5,5	7,0
2, 5, 8, 11, 14, 17, 20	22,4	8,6	6,5
3, 6, 9, 12, 15, 18, 21	28,0	9,2	6,0

Литература

1. Грезина, О. А. Разработка и проектирование нефтяных месторождений. Учебно-методическое пособие к выполнению лабораторных работ. Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет. – 2018. – 49 с.
2. Добыча и подготовка нефти: лабораторный практикум / сост.: А. С. Николайченко, Л. М. Зиновьева. – Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2018. – 104 с.
3. Козырева, С. В. Разработка нефтяных и газовых месторождений: лаборатор. практикум по одноим. курсу для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка нефтяных и газовых месторождений» днев. формы обучения / С.В. Козырева. – Гомель: ГГТУ им. П.О. Сухого, 2012. – 42 с.
4. Козырева, С. В. Разработка нефтяных и газовых месторождений: лаборатор. 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. – 37 с.
5. Основы промысловой геологии и разработки месторождений нефти и газа: методическое руководство к выполнению лабораторных работ. / Составители: Н.Г. Нургалиева, Р.К. Тухватуллин, Р.Ф. Вафин. – Казань: 2006. – 72 с.
6. 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.
7. Разработка нефтегазовых месторождений (продвинутый уровень): Методические указания к практическим занятиям / Санкт-Петербургский горный университет. Сост.: С.В. Мигунова, Е.С. Клыкова. СПб: 2019. – 31 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.
9. 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.

10. Янукян, А. М. Разработка нефтяных и газовых месторождений. Методические указания по выполнению лабораторных работ. Учебное пособие. Тюмень: ТИУ. – 2022. – 21.

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 12.12.24.

Рег. № 51Е.

<http://www.gstu.by>