

ПЕРВОЕ ВЫСШЕЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ УЧЕБНОЕ ЗАВЕДЕНИЕ РОССИИ



**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования**

САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

УТВЕРЖДАЮ

**Руководитель программы
аспирантуры
доцент Д.В. Мардашов**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ
ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ ПО ДИСЦИПЛИНЕ
РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Подготовка научных и научно-педагогических кадров в аспирантуре

Область науки:	2. Технические науки
Группа научных специальностей:	2.8. Недропользование и горные науки
Научная специальность:	2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
Направленность (профиль):	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
Отрасли науки:	Технические
Форма освоения программы аспирантуры:	Очная
Срок освоения программы аспирантуры:	4 года
Составитель:	к.т.н., доцент Мардашов Д.В.

Санкт-Петербург

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
ТЕМА 1. Применение метода материального баланса для нефтяного месторождения.....	4
ТЕМА 2. Определение продуктивности скважины.....	7
ТЕМА 3. Относительные фазовые проницаемости. Кривая фракционного потока.	9
ТЕМА 4. Восстановление относительных фазовых проницаемостей. Уравнения Кори (Corey)	11
ТЕМА 5. Пересчеты составов газовых и жидких смесей. Определение содержания тяжелых углеводородов в смеси.....	15
ТЕМА 6. Определение Режимы Работы Газовой Залежи.....	21
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	24

ВВЕДЕНИЕ

С развитием технологий появляется все более сложные варианты расчетов, которые практически невозможно решить без наличия компьютера и большой вычислительной мощности. Этот же курс направлен на изучение основные необходимых каждому инженеру нефтяного дела для понимания основных принципов расчетов по темам которые отражены в лекционных занятиях. Расчеты затрагивают такие темы как расчет продуктивности скважин, оценка свойств жидких углеводородных систем, а также расчеты материального баланса залежи.

Основной целью выполнения практических занятий является изучение основных физико-химических свойств пласта, процессов, протекающих в залежах и скважинах, а также обучение аспирантов методам расчета задач образовательного курса.

Методические указания к практическим занятиям предназначены для теоретической подготовки аспирантов направления 21.06.01 – Геология, разведка и разработка полезных ископаемых

ТЕМА 1. Применение метода материального баланса для нефтяного месторождения

Основные формулы:

Уравнение материального баланса для недонасыщенной залежи в режиме истощения

$$NpBo = N * Boi * \Delta P * Ce \quad (1.1)$$

Уравнение материального баланса для недонасыщенной залежи с активным аквифером или реализацией системы ППД

$$NpBo = N * Boi * \Delta P * Ce + We + (Winj - Wp) * Bw \quad (1.2)$$

Уравнение материального баланса в насыщенной залежи:

$$NpBo + GpBg - Np Rs Bg = N(Bo - Boi + (Rsi - Rs)Bg) + NBoi \Delta P(Cw Sw + Cf)/(1 - Swi) + We + (Winj - Wp)Bw + GinjBg \quad (1.3)$$

Дано:

Геологические запасы	100 000 000 т
Накопленная добыча нефти	350 000 т
Накопленная добыча воды	280 000 м3
Накопленная закачка воды	610 000 м3
Эффективная сжимаемость	0.00021 1/атм
Объемный коэффициент нефти	1.12
Объемный коэффициент воды	1
Начальное пластовое давление	220 атм
Текущее пластовое давление	160 атм
Плотность нефти	0.88 г/см3

Часть 1: Пользуясь методом материального баланса, рассчитайте приток воды из-за контура для месторождения, которое разрабатывается в течение 5 лет.

Часть 2: Пользуясь методом материального баланса, рассчитайте пластовое давление через пять лет после начала разработки по данным предыдущего упражнения в случае

отсутствия активного контура питания (приток воды из-за контура = 0).

Таблица 1.1 **Варианты задания для самостоятельного решения**

	Вар. 1	Вар. 2	Вар. 3	Вар. 4	Вар. 5
Геологические запасы	3 613	355	178	9 189	8 621
Накопленная добыча нефти	1 204	118	59	3 063	2 874
Накопленная добыча воды	963	95	47	2 450	2 299
Накопленная закачка воды	2 099	206	103	5 339	5 008
Объёмный коэффициент нефти	1.14	1.25	1.16	1.16	1.30
Объёмный коэффициент воды	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Начальное пластовое давление	136	121	328	188	221
Текущее пластовое давление	109	97	262	150	177
Плотность нефти	0.93	0.88	0.93	0.95	0.96
	Вар. 6	Вар. 7	Вар. 8	Вар. 9	Вар. 10
Геологические запасы	1 662	1 713	1 041	5 517	7 763
Накопленная добыча нефти	554	571	347	1 839	2 588
Накопленная добыча воды	443	457	277	1 471	2 070
Накопленная закачка воды	966	995	605	3 205	4 510
Объёмный коэффициент нефти	1.24	1.60	1.08	1.18	1.20
Объёмный коэффициент воды	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Начальное пластовое давление	313	246	227	154	172
Текущее пластовое давление	251	197	182	123	138
Плотность нефти	0.95	0.94	0.96	0.95	0.92

Условные обозначения

- N – балансовые запасы нефти (м³)
- N_p – накопленная добыча нефти (м³)
- W_p – накопленная добыча воды (м³)
- W_{inj} – накопленная закачка воды (м³)
- W_e – приток воды из-за контура (м³) (aquifer | аквифер)
- G_p – накопленная добыча газа (м³)
- W_o, W_w, W_g – объёмный коэффициент нефти, воды, газа (м³/м³)
- C_o, C_w, C_f – сжимаемость нефти, воды, породы
- S_o, S_w – насыщенность нефтью, водой
- S_{wi} – связанная вода
- R_s – содержание растворенного газа в нефти
- R_p – накопленное газосодержание

ΔP_r – изменение давления от начального пластового (атм)
 V_o, V_w, V_f – объем нефти, объем воды, объем пор (м³)

ТЕМА 2. Определение продуктивности скважины

Основные формулы:

1. Определение продуктивности по формуле:

$$\eta = \frac{q}{P - P_c} \quad (2.1)$$

2. Находим среднюю проницаемость пласта:

$$k_{cp} = \frac{\eta B \mu \cdot \left(\ln \frac{R_k}{r_c} - \frac{3}{4} \right)}{2\pi \cdot h} \quad (2.2)$$

3. По уравнению определим скин-эффект:

$$S = \left(\frac{k}{k_{пд}} - 1 \right) \cdot \left(\ln \frac{R_k}{r_c} - \frac{3}{4} \right) \quad (2.3)$$

Входные данные. Нефтяная скважина работала с дебитом $q=100 \text{ м}^3/\text{сут}$ при забойном давлении $P_c=100 \text{ ат}$. Предварительный замер пластового давления показал, что $P_{пл}=150 \text{ ат}$. Толщина пласта по данным ГИС составила $h=5 \text{ м}$. Радиус дренирования скважины равен $R_k=250 \text{ м}$, радиус скважины $r_c=0,1 \text{ м}$, вязкость нефти $\mu_n = 1,0 \text{ сП}$; объемный фактор $B=1,25 \text{ м}^3/\text{м}^3$. При исследовании керна определена проницаемость пласта по нефти $k = 40 \text{ мД}$.

Задание:

1. Определить продуктивность скважины.
2. Определить проницаемость пласта для найденной продуктивности.
3. Определить, загрязнен ли пласт или имеет активизированную призабойную зону?

Варианты заданий для самостоятельного решения студентами представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1. Варианты задания для самостоятельного решения

		В-1	В-2	В-3	В-4	В-5
Давление пластовое, атм	$P_{пл}$	150.0	200.0	160.0	185.0	210.0
Давление забойное, атм	$P_з$	100.0	120.0	130.0	90.0	130.0
Дебит скважины, м ³ /сут	q	100.0	70.0	35.0	50.0	65.0
Толщина пласта, м	h	5.0	8.0	7.0	13.0	12.0
Радиус дренирования, м	$R_к$	250.0	250.0	250.0	200.0	200.0
Радиус скважины, м	$r_с$	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Коэффиц. объемный	B	1.25	1.35	1.15	1.20	1.13
Вязкость нефти, сП	μ	1.00	1.30	1.25	0.95	1.42
Проницаемость пласта по данным исследований керна, мД	k	50.0	45.0	25.0	15.0	30.0
		В-6	В-7	В-8	В-09	В-10
Давление пластовое, атм	$P_{пл}$	225.0	215.0	178.0	184.0	160.0
Давление забойное, атм	$P_з$	137.0	142.0	145.0	115.0	120.0
Дебит скважины, м ³ /сут	q	55.0	300.0	150.0	95.0	56.0
Толщина пласта, м	h	7.0	8.2	9.3	5.6	3.2
Радиус дренирования, м	$R_к$	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
Радиус скважины, м	$r_с$	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Коэффиц. объемный	B	1.10	1.15	1.20	1.35	1.38
Вязкость нефти, сП	μ	0.46	1.64	3.50	2.56	0.86
Проницаемость пласта по данным исследований керна, мД	k	15.0	55.0	90.0	100.0	90.0

ТЕМА 3. Относительные фазовые проницаемости. Кривая фракционного потока.

Основные формулы:

Отношение мобильностей

$$M = \frac{k_{rw}/\mu_w}{k_{ro}/\mu_o} \quad (3.1)$$

Фракционный поток для горизонтальной скважины

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro}}{\mu_o} \frac{\mu_w}{k_w}} \quad (3.2)$$

После расчета кривой фракционного потока для определения требуемых параметров необходимо построить касательную от начала кривых к функции.

Часть 1: Постройте кривую относительных проницаемостей по следующей информации. Отметьте концевые точки ОФП.

Часть 2: Вода закачивается в образец керна с ОФП полученными ранее. Определите отношение мобильностей M , а также постройте кривые фракционного потока.

Часть 3: Определите обводненность продукции по полученным кривым.

Таблица 3.1. Относительные фазовые проницаемости

Sw	Krw	Kro
0.20	0.000	0.880
0.25	0.002	0.671
0.30	0.010	0.517
0.35	0.021	0.407

0.40	0.035	0.314
0.45	0.054	0.242
0.50	0.079	0.179
0.55	0.105	0.132
0.60	0.139	0.089
0.65	0.179	0.055
0.70	0.218	0.030
0.75	0.264	0.011
0.80	0.315	0.000

Таблица 3.2. Параметры пластовых флюидов

Пример	Вязкость нефти, μ_o сР	Вязкость воды, μ_w , сР
1	35	0,5
2	4,5	0,5
3	0,4	1

Таблица 3.3 Варианты задания для самостоятельного решения

Вариант	Образец	Вязкость нефти, сПз	Вязкость воды, сПз	Вариант	Образец	Вязкость нефти, сПз	Вязкость воды, сПз
1	1	81.0	0.87	6	1	76.0	0.90
	2	14.0	0.73		2	14.0	0.85
	3	0.72	1.13		3	0.92	1.47
2	1	96.0	0.70	7	1	69.0	0.86
	2	7.0	0.60		2	15.0	0.65
	3	0.59	1.10		3	0.66	1.09
3	1	35.0	0.82	8	1	40.0	0.72
	2	11.0	0.79		2	12.0	0.75
	3	0.96	1.25		3	0.57	1.43
4	1	89.0	0.55	9	1	70.0	0.64
	2	8.0	0.71		2	10.0	0.90
	3	0.99	1.27		3	0.51	1.15
5	1	76.0	0.65	10	1	46.0	0.86
	2	9.0	0.97		2	11.0	0.90
	3	0.81	1.18		3	0.86	1.18

ТЕМА 4. Восстановление относительных фазовых проницаемостей. Уравнения Кори (Corey)

Основные формулы:

Уравнения Кори

$$k_{rw} = (k_{rw})_{sor} \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc}} \right)^{EXW}$$

$$k_{ro} = (k_{ro})_{sw} \left(\frac{1 - S_o - S_w}{1 - S_{or} - S_{wc}} \right)^{EXO}$$

Модифицированные уравнения Кори

$$k_{rw} = (k_{rw})_{sor} \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc}} \right)^X$$

$$X = EXW1 + EXW2 \left(\frac{S_w - S_{min}}{S_{max} - S_{min}} \right)$$

$$k_{ro} = (k_{rw})_{sw} \left(\frac{S_w - S_{min}}{S_{max} - S_{min}} \right)^W$$

$$W = EXO1 + EXO2 \left(1 - \frac{S_w - S_{min}}{S_{max} - S_{min}} \right)$$

Где k_{ro} – относительная проницаемость по нефти

Где k_{ro} – относительная проницаемость по нефти

k_{rw} – относительная проницаемость по воде

$(k_{rw})_{sor}$ – относительная проницаемость по воде при остаточной нефти

k_{ro} – относительная проницаемость по нефти при связанной водонасыщенности

S_o – насыщенность нефтью

S_{or} – насыщенность нефтью

S_w – насыщенность водой

S_{wc} – связанная насыщенность водой

EXO – степень кривизны по нефти

EXW – степень кривизны по воде

S_{wmin} – аксимальна

S_{wmax} – максимальная насыщенность водой

Задача 4.1. Построить МОФП и ХВ по уравнениям Кори с типовыми параметрами для терригенных и карбонатных коллекторов, приведенными в таблице

Таблица 4.1 Параметры для расчета МОФП терригенного коллектора

Параметр	Вар1.	Вар2.	Вар3.	Вар4.	Вар5.
$(k_{rw})_{Sor}$	0.28	0.274	0.31	0.34	0.29
$(k_{ro})_{Swc}$	1	1	1	1	1
EXW	1.9	1.92	1.8	1.99	1.85
EXO	1.99	2.2	2.41	1.85	2.1
S_{or}	0.19	0.25	0.19	0.24	0.34
S_{wc}	0.21	0.25	0.2	0.24	0.19
Параметр	Вар6.	Вар7.	Вар8.	Вар9.	Вар10.
$(k_{rw})_{Sor}$	0.28	0.35	0.4	0.33	0.29
$(k_{ro})_{Swc}$	1	1	1	1	1
EXW	2	2.1	2.05	1.9	1.95
EXO	2	1.8	2.11	2.23	2.01
S_{or}	0.22	0.3	0.27	0.28	0.3
S_{wc}	0.22	0.28	0.19	0.24	0.21

Таблица 4.2 Параметры для расчета МОФП карбонатного коллектора

Параметр	Вар1.	Вар2.	Вар3.	Вар4.	Вар5.
(krw)Sor	0.48	0.474	0.51	0.54	0.49
(kro)Swc	1	1	1	1	1
EXW	1.44	1.49	1.5	1.34	1.56
EXO	1.99	2.2	2.41	1.85	2.1
Sor	0.24	0.25	0.27	0.26	0.29
Swc	0.21	0.25	0.2	0.24	0.19
Параметр	Вар6.	Вар7.	Вар8.	Вар9.	Вар10.
(krw)Sor	0.48	0.55	0.6	0.53	0.49
(kro)Swc	1	1	1	1	1
EXW	1.8	1.5	1.39	1.45	1.56
EXO	2	1.8	2.11	2.23	2.01
Sor	0.26	0.26	0.27	0.31	0.29
Swc	0.22	0.28	0.19	0.24	0.21

**ТЕМА 5. Пересчеты составов газовых и жидких смесей.
Определение содержания тяжелых углеводородов в смеси**

Основные формулы:

Если состав газовой смеси задан в объемных (молярных) процентах, то молекулярная масса газовой смеси

$$M_{см} = \frac{Y_i \cdot M_i}{100}, \quad (5.1)$$

где Y_i – объемный процент i – компонента;
 M_i – молекулярная масса i – компонента, кг/кмоль.

Если состав газовой смеси задан в массовых единицах, то

$$M_{см} = \frac{100}{\sum \frac{g_i}{M_i}}, \quad (5.2)$$

где g_i – массовый процент i – компонента.

Молекулярная масса жидкой газовой смеси находится по формулам:

- если задан молярный состав жидкой смеси

$$M_{см} = \sum M_i \cdot x_i \quad (5.3)$$

- если задан объемный состав жидкой смеси

$$M_{см} = \frac{\sum Y_i \cdot \rho_i}{\sum \frac{Y_i \cdot \rho_i}{M_i}} \quad (5.4)$$

- если задан весовой (массовый) состав жидкой смеси

$$M_{см} = \frac{1}{\sum \frac{g_i}{M_i}},$$

(5.5)

где M_i – молекулярная масса i – компонента жидкой смеси, кг/кмоль;

x_i – мольная доля i – компонента жидкой смеси;

ρ_i – плотность i – компонента в жидком состоянии, кг/м³;

g_i – массовая (весовая) доля i – компонента жидкой смеси;

Для пересчета объемного состава газовой смеси в массовый для каждого компонента используют выражение

$$g_i = \frac{Y_i \cdot M_i}{\sum Y_i \cdot M_i} \cdot 100 \% \quad (5.6)$$

Пересчет объемного состава жидкой смеси в массовый состав производится по формуле

$$g_i = \frac{Y_i \cdot \rho_i}{\sum Y_i \cdot \rho_i} \quad (5.7)$$

где Y_i – объемная доля i – компонента;

g_i – массовая доля i – компонента в жидкой смеси;

ρ_i – плотность i – компонента в жидком состоянии, кг/м³.

Для пересчета состава газовой смеси из массовых единиц в объёмные единицы (молярные) используют выражение

$$Y_i = \frac{g_i}{M_i \sum m_i} \quad (5.8)$$

$m_i = \frac{g_i}{M_i}$ – число молей i – компонента в смеси.

Пересчет весового состава в объемный жидкой газовой смеси производится через плотность жидких компонентов, т.е.

$$Y_i = \frac{g_i}{\rho_i \sum \frac{g_i}{\rho_i}} \quad (5.9)$$

где g_i – массовая доля i – компонента в жидкой смеси;
 ρ_i – плотность i – компонента в жидком состоянии, кг/м³.

Пересчет массового состава жидкой газовой смеси в молярный производится также, как и для газовой смеси, т.е. по формуле (1.8). Плотность газовой смеси при нормальных условиях (P=0,1 МПа, t=0°C) можно определить по формуле:

$$\rho_{ГНУ} = \frac{M}{22,4}, \quad [\text{кг/м}^3] \quad (5.10)$$

где M – молекулярная масса газа, кг/кмоль;
 Плотность газовой смеси при стандартных условиях (P=0,1 МПа, t=20°C) определяется по формуле

$$\rho_{ГСТУ} = \frac{M}{24,05}, \quad [\text{кг/м}^3] \quad (5.11)$$

В расчетах часто пользуются понятием относительная плотность газа по воздуху. Она определяется по формуле

$$\bar{\rho} = \frac{\rho_z}{\rho_{воз}} = \frac{M}{M_{воз}} \quad (5.12)$$

где ρ_z – плотность газа, кг/м³;

$\rho_{воз}$ – плотность воздуха, кг/м³ (при нормальных условиях $\rho_{воз} = 1,293$ кг/м³, при стандартных условиях $\rho_{воз} = 1,205$ кг/м³);

$M_{воз}$ – молекулярная масса воздуха, $M_{воз} = 29$ кг/кмоль.

Средняя плотность жидкой газовой смеси если, ее состав задан в молярных единицах находится по формуле:

$$\rho_{см} = \frac{\sum X_i \cdot M_i}{\sum \frac{X_i \cdot M_i}{\rho_i}} = \frac{M_{см}}{\sum \frac{X_i \cdot M_i}{\rho_i}} \quad (5.13)$$

где X_i – молярная концентрация i – компонента;

Если состав жидкой газовой смеси задан в массовых единицах, то плотность жидкой газовой смеси находится по формуле:

$$\rho_{см} = \frac{1}{\sum \frac{g_i}{\rho_i}} \quad (5.14)$$

Если состав жидкой газовой смеси задан в объемных единицах, то средняя плотность жидкой газовой смеси находится по формуле:

$$\rho_{см} = \sum Y_i \cdot \rho_i \quad (5.15)$$

Если дан объемный или молярный состав газовой смеси, то содержание тяжелого углеводорода в газе в г/м³ определяют по формуле:

$$A = 10 \cdot y_i \cdot \rho_i, \quad (5.16)$$

где y_i – объемная (молярная) концентрация тяжелого углеводорода в газе, выраженная в %.

ρ_i – плотность данного тяжелого углеводорода, кг/м³.

Если дан весовой состав газовой смеси, то содержание тяжелых углеводородов определяют по формуле:

$$A = 10 \cdot g_i \cdot \rho_{см}, \quad (5.17)$$

где g_i – массовая концентрация тяжелого компонента в газе, выраженная в %;

$\rho_{см}$ – плотность смеси, кг/м³.

После определения содержания в газе отдельных компонентов находят концентрацию в нем n-бутана и газового бензина. При этом считают, что в газовый бензин целиком переходят пентан плюс вышекипящие и некоторая часть n-бутана, равная половине содержания пентана плюс вышекипящие.

Входные данные. Задание:

Задача 5.1 Состав газа задан в объемных (молярных) процентах. Выразить состав данной смеси в массовых процентах, определить молекулярную массу смеси, плотность газовой смеси при нормальных и стандартных условиях, а также её относительную плотность по воздуху.

Задача 5.2 Задан состав жидкой смеси в массовых долях. Пересчитать этот массовый состав жидкой смеси газа в молярный, а также найти молекулярный вес и плотность жидкой смеси. Если известно, что плотность компонентов смеси в жидком состоянии составляет: $\rho_{C_3H_8} = 510$ кг/м³, $\rho_{C_4H_{10}} = 580$ кг/м³, $\rho_{C_5H_{12}} = 630$ кг/м³.

Задача 5.3 По объемному составу газа требуется определить содержание тяжелых углеводородов, а также содержание в нем пропановой, бутановой фракций и газового бензина.

Таблица 5.1 Исходные данные (состав газа в объемных процентах) для задачи 4.1

Состав газа	Номер варианта									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CH ₄	55	65	71	60	68	58	73	63	67	70
C ₂ H ₆	20	15	13	25	17	18	12	19	21	20
C ₃ H ₈	14	11	8	10	8	12	11	10	7	7
C ₄ H ₁₀	11	9	8	5	7	12	4	8	5	3

Таблица 5.2 Исходные данные (состав жидкой смеси в массовых долях) для задачи 5.2

Состав газа	Номер варианта									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
C_3H_8	0,1	0,11	0,05	0,1	0,15	0,1	0,12	0,15	0,1	0,05
C_4H_{10}	0,3	0,19	0,15	0,35	0,2	0,22	0,18	0,27	0,18	0,2
C_5H_{12}	0,6	0,7	0,8	0,55	0,65	0,68	0,7	0,58	0,72	0,75

Таблица 5.3 Исходные данные (объемный состав газа) для задачи 5.3

Состав газа	Номер варианта									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CH_4	61	60	58	59	56	63	65	62	66	57
C_2H_6	15	16	16	17	20	13	15	14	13	19
C_3H_8	12	10	12	8	10	12	10	12	9	13
i- C_4H_{10}	4	6	5	6	5	4	5	4	6	4
n- C_4H_{10}	4	4	5	5	5	4	3	4	3	4
C_5H_{12}	4	4	4	5	4	4	2	4	3	3

ТЕМА 6. Определение Режимы Работы Газовой Залежи

При газовом режиме текущее средневзвешенное пластовое давление из уравнения материального баланса.

$$\frac{P_n}{Z_n} = \frac{P_T}{Z_T} + \frac{Q_d \cdot T_{nl} \cdot P_{cm}}{\Omega \cdot T_{cm}} = \frac{P_T}{Z_T} + \frac{Q_d}{\alpha} \quad (6.1)$$

где P_n , P_T – начальное и текущее пластовое давление залежи;

Z_n , Z_T – начальный и текущий коэффициент сверхсжимаемости;

P_n/Z_n , P_T/Z_T – начальное и текущее средневзвешенное пластовое давление залежи, соответственно;

Q_d – количество отобранного газа из залежи;

Ω – поровый объем пласта, занятый газом;

T_{nl} , T_{cm} – пластовая и стандартная температуры.

$$\alpha = \frac{\Omega \cdot T_{cm}}{T_{nl} \cdot P_{cm}} \quad (6.2)$$

Из уравнения (4.1) выразим текущее средневзвешенное пластовое давление, тогда получим:

$$\frac{P_T}{Z_T} = \frac{P_n}{Z_n} - \frac{Q_d}{\alpha} \Rightarrow P_T^* = P_n^* - \frac{Q_d}{\alpha} \quad (6.3)$$

Так как при газовом режиме $\Omega = \text{const}$, значит при газовом режиме коэффициент $\alpha = \text{const}$,

$$\alpha = \frac{Q_d}{P_n^* - P_T^*} \quad (6.4)$$

Задача 6.1

Определить режим работы газовой залежи, если начальное пластовое давление равно P_0 МПа. При отборе из месторождения Q_1 млрд.м³ газа средневзвешенное пластовое

давление снизилось до P_1 МПа, при отборе Q_2 млрд.м³ газа давление снизилось до P_2 МПа, при отборе Q_3 млрд.м³ – до P_3 МПа, при отборе Q_4 млрд.м³ - до P_4 МПа, при отборе Q_5 млрд.м³ – до P_5 МПа. Относительная плотность газа по воздуху $\bar{\rho}$, пластовая температура $T_{пл}$ °С.

Таблица 6.1 Исходные данные для задачи 6.1

Параметры	Номер варианта									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q_1	0,55	0,45	0,65	0,6	0,5	0,4	0,7	0,35	0,65	0,55
Q_2	1,35	1,25	1,45	1,4	1,3	1,2	1,5	1,15	1,55	1,1
Q_3	2,6	2,5	2,7	2,65	2,55	2,45	2,75	2,4	2,8	2,35
Q_4	3	2,9	3,1	3,05	2,95	2,85	3,15	2,8	3,2	2,75
Q_5	5	4,9	5,1	4,8	4,95	4,85	5,15	4,8	5,2	4,75
P_0	41	43	42	45	40	44	46	39	38	47
P_1	30	32	31	34	29	33	35	28	27	36
P_2	22	24	23	26	21	25	27	20	19	28
P_3	13	15	14	17	12	16	18	11	10	19
P_4	10	12	11	14	9	13	15	8	7	16
P_5	4	6	5	7	3	6	8	3	2	9
$\bar{\rho}$	0,5	0,7	0,8	0,75	0,9	0,65	0,8	0,85	0,6	0,8
$T_{пл}$	30	32	35	33	31	34	37	36	39	38

Задача 6.2

Определить режим работы газовой залежи, если абсолютное начальное пластовое давление равно P_0 МПа, относительная плотность газа по воздуху $\bar{\rho}$, пластовая температура $T_{пл}$ °С. При отборе из залежи Q_1 млрд.м³ газа средневзвешенное пластовое давление снизилось до P_1 МПа, при отборе Q_2 млрд.м³ газа давление снизилось до P_2 МПа, при отборе Q_3 млрд.м³ – до P_3 МПа, при отборе Q_4 млрд.м³ - до P_4 МПа, при отборе Q_5 млрд.м³ – до P_5 МПа.

Таблица 6.2 Исходные данные для задачи 6.2

Параметры	Номер варианта									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q_1	0,4	0,35	0,45	0,47	0,42	0,38	0,44	0,39	0,43	0,46
Q_2	0,8	0,75	0,85	0,87	0,82	0,78	0,84	0,79	0,83	0,86
Q_3	1,3	1,25	1,35	1,37	1,32	1,28	1,34	1,29	1,33	1,36
Q_4	2	1,95	2,05	2,07	2,02	1,98	2,04	1,99	2,03	2,06
Q_5	2,2	2,15	2,25	2,27	2,22	2,18	2,24	2,19	2,23	2,26
P_0	8	8,1	7,8	8,4	7,9	8,2	8,5	8,35	8,25	8,6
P_1	6,8	6,9	6,6	7,2	6,7	7	7,3	7,15	7,05	7,4
P_2	6,2	6,3	6	6,6	6,1	6,4	6,7	6,55	6,45	6,8
P_3	5,2	5,3	5	5,6	5,1	5,4	5,7	5,55	5,45	5,8
P_4	3	3,1	2,8	3,4	2,9	3,2	3,5	3,35	3,25	3,6
P_5	2	2,1	1,98	2,4	1,9	2,2	2,5	2,35	2,25	2,6
$\bar{\rho}$	0,7	0,7	0,8	0,75	0,7	0,65	0,8	0,85	0,6	0,8
$T_{шт}$	55	54	56	53	57	52	49	50	51	55

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Основная:

1. Петраков Д.Г. Разработка нефтяных и газовых месторождений [Электронный ресурс]: Учебник / Д.Г. Петраков, Д.В. Мардашов, А.В. Максютин / Национальный минерально-сырьевой университет «Горный». СПб, 2016. – 526 с.

<http://www.bibliocomplectator.ru/book/&id=71703;>

http://irbis.spmi.ru/jirbis2/components/com_irbis/pdf_view/

2. Карнаухов М.Л. Современные методы гидродинамических исследований скважин: справочник инженера по исследованию скважин [Электронный ресурс] / М.Л. Карнаухов, Е.М. Пьянкова. – М., Инфра-Инженерия, 2010. – 432 с.

http://biblioclub.ru/index.php?page=book_view_red&book_id=144684

3. Безносиков А.Ф. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений [Электронный ресурс]: учебное пособие / А.Ф. Безносиков, И.А. Синцов, М.И. Забоева, Д.А. Остапчук. – Тюмень: ТИУ, 2016. – 80 с.

<https://e.lanbook.com/reader/book/91818/#>

4. Ягафаров А.К. Разработка нефтяных и газовых месторождений [Электронный ресурс]: учебное пособие / А.К. Ягафаров, И.И. Клещенко, Г.П. Зозуля, Ю.В. Зейгман, М.К. Рогачев, Г.А. Шлеин. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 396 с.

<https://e.lanbook.com/reader/book/28321/#1>

Дополнительная:

5. Слюсарев Н.И. Гидродинамические исследования нефтяных скважин и пластов [Текст]: Учебное пособие / Н.И. Слюсарев. – СПб, СПГГИ, 2002. – 67 с.

6. Алтунин А.Е. Технологические расчеты при управлении процессами нефтегазодобычи в условиях неопределенности [Электронный ресурс] / А.Е. Алтунин, М.В. Семухин, О.Н. Кузяков. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 187 с.

<https://e.lanbook.com/reader/book/91824/#2>

7. Васильев В.А. Инновационные технологии разработки нефтяных месторождений [Элек-тронный ресурс]: учебное пособие / В.А. Васильев, Л.М. Зиновьева, М.В. Краюшкина. – Ставрополь: изд-во СКФУ, 2014. – 125 с.

http://biblioclub.ru/index.php?page=book_view_red&book_id=457769

8. Сизов В.Ф. Управление разработкой залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами [Электронный ресурс]: учебное пособие. – Ставрополь: изд-во СКФУ, 2014. – 136 с.

http://biblioclub.ru/index.php?page=book_view_red&book_id=457629