

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Ухтинский государственный технический университет»
(УГТУ)

М. Е. Рожкин

**Практикум по разработке и эксплуатации газовых
и газоконденсатных месторождений**

Методические указания к выполнению практических работ
по специальности 130503 (РЭНГМ)

Ухта 2012

УДК 622.276

Р 63

Рожкин, М. Е.

Практикум по разработке газовых и газоконденсатных месторождений [Текст] : метод. указания к выполнению практических работ по специальности 130503 (РЭНГМ) / М. Е. Рожкин. – Ухта : УГТУ, 2012. – 22 с.

Методические указания предназначены для выполнения двух контрольных работ студентами специальности: 130503 – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» по дисциплине «Разработка газовых и газоконденсатных месторождений» на 5 курсе, а также для практических занятий студентов очной формы обучения.

Содержание методических указаний соответствует государственным образовательным стандартам специальности и направления.

Методические указания рассмотрены, одобрены и рекомендованы для издания выпускающей кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений и подземная гидромеханика» (протокол № 12 от 25.02.2009).

Рецензент: А. Н. Рочев, доцент кафедры РЭНГМ и ПГ, к.т.н.

В методических указаниях учтены замечания рецензента.

План 2012 г., позиция 233.

Подписано в печать 31.08.2012 г. Компьютерный набор.

Объем 22 с. Тираж 100 экз. Заказ №266.

© Ухтинский государственный технический университет, 2012

169300, г. Ухта, ул. Первомайская, 13.

Типография УГТУ.

169300, г. Ухта, ул. Октябрьская, 13.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / под. ред. Г. А. Зотова, З. С. Алиева. – М. : Недра, 1980. – 301 с.
2. Коротаяев Ю. П. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений / Ю. П. Коротаяев, С. Н. Закиров. – М. : Недра, 1981.
3. Ширковский А. И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений / А. И. Ширковский. – М. : Недра, 1987. – 347 с.
4. Гуревич Г. Р. Справочное пособие по расчету фазовых состояний и свойств газоконденсатных смесей / Г. Р. Гуревич, А. И. Брусиловский. – М. : Недра, 1984. – 264 с.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1 КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА №1	5
2 КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА №2	14
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	22

ВВЕДЕНИЕ

На заочном виде обучения в соответствии с учебными планами дисциплина «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений» изучается студентами специальности 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (РЭНГМ) на 5 и 6 курсах.

Изучение дисциплины «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений» состоит из самостоятельной работы студента с учебниками, учебными пособиями и методическими указаниями с целью подготовки к лекционным и лабораторно-практическим занятиям в аудиториях филиала.

Форма контроля знаний студентов по этой дисциплине:

- защита выполненных контрольных работ;
- сдача зачета.

Каждая контрольная работа состоит из нескольких заданий. В каждом задании необходимо решить задачу. При расчетах следует использовать Международную систему единиц (международное сокращенное название – System International). В русской транскрипции обозначается аббревиатурой СИ. Каждая задача сопровождается пояснениями (методическими указаниями). Номер варианта для заданий выбирается по последнему номеру в студенческом билете студента.

5) При выпадении конденсата (сравниваем $\tilde{P}(t) < P_{н.к.}$) уточняем

$$\tilde{P}_к(t) = \frac{P_n \alpha \Omega_n - Q_{доб}(t) P_{ат} \frac{T_{нл}}{T_{ст}}}{\alpha \Omega_n - V_{к}^{ном}}.$$

6) По **графику 3.2** или **3.3** (в зависимости от варианта) определяется **содержание конденсата** в пластовом газе q_n в кг/м^3 в зависимости от **уточненного давления**.

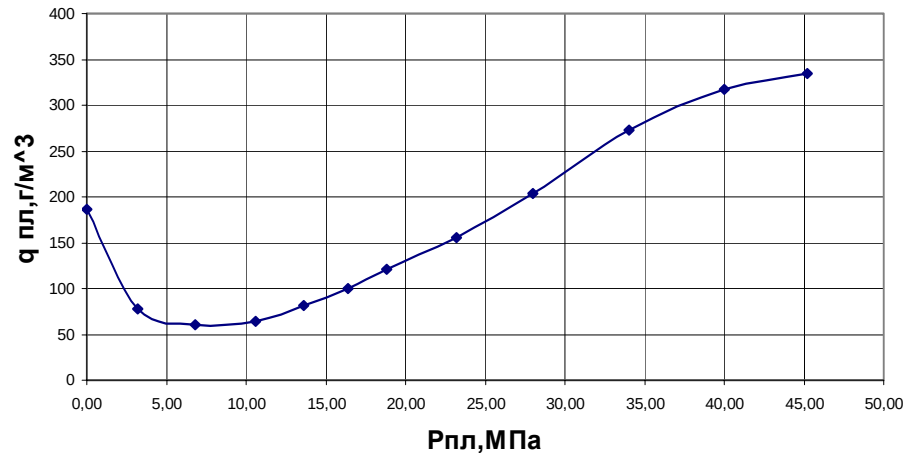
7) Определяется **количество** извлеченного **стабильного конденсата** $Q_к = q_n Q_{доб}(t)$ на каждый год разработки.

Полученные параметры сводятся в таблицу.

Год	$Q_{доб}(t)$, млрд м ³	$Q_{доб}^*(t)$, млрд м ³	$\tilde{P}(t)$, МПа	$V_{ном}^к$, м ³	$\tilde{P}_к(t)$, МПа	$Q_к$, м ³
1						
2						
3 и т. д.						

1 КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА №1

Рис.3.3.Содержание конденсата в пластовом газе для недонасыщенной залежи. Дегазированный конденсат.



Методические указания

Рассчитать показатели разработки газоконденсатных залежей насыщенной и ненасыщенной на 5 лет.

Расчет идет следующим образом:

- 1) Рассчитывается $Q_{доб}(t)$ и $Q_{доб}^*(t)$ на каждый год разработки.
- 2) Считаем режим газовым, средневзвешенное давление на каждый год разра-

$$\tilde{P}(t) = P_n - \frac{P_{ам} Q_{доб}^*(t)}{\alpha \Omega_n} \cdot \frac{T_{пл}}{T_{см}}$$

Для этого определяем начальный газонасыщенный поровый объем

$$\alpha \Omega_n = \frac{P_{ам} Q_{зан}}{P_{пл}}$$

- 3) По **графику 3.1** находим **пластовые потери конденсата q в кг/м³** в зависимости от **полученного давления**.

- 4) Рассчитываем **количество конденсата** выпавшего в пласт $V_k^{nom} = \frac{q \cdot Q_{доб}(t)}{\rho}$ на каждый год разработки.

Задача 1

Постановка задания

1. Пересчет объемного состава газа в массовый.
2. Рассчитать коэффициент сверхсжимаемости газа при заданных температуре и давлении тремя способами:
 - а) по двум параметрам;
 - б) по трем параметрам.
3. Рассчитать вязкость газа (построить графики $\mu(P)$, $\mu(T)$) при следующих условиях:
 - 1) $T = 60^\circ\text{C}$ при $P = (1, 10, 20, 30, 100, 200, 300, 400)$ атм;
 - 2) $P = 100$ атм при $T = (60, 100, 120, 150, 180, 200)^\circ\text{C}$.

Исходные данные

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CH ₄	20,0	19,0	18,0	17,6	18,2	22,1	23,0	21,0	22,0	21,0
C ₂ H ₆	12,0	11,2	19,2	18,1	12,2	13,0	10,2	11,2	9,8	10,2
C ₃ H ₈	36,0	32,0	36,0	30,0	29,0	35,0	34,0	36,0	38,0	38,7
iC ₄ H ₁₀	3,0	11,0	1,4	6,7	15,8	3,3	5,7	5,4	2,3	2,7
C ₄ H ₁₀	12,0	10,0	11,0	12,0	10,0	11,0	12,0	10,0	11,0	12,0
C _{5+в}	9,0	8,6	8,2	8,6	7,2	7,8	7,9	8,3	8,6	8,2
N ₂	8,0	8,2	6,2	7,0	7,6	7,8	7,2	8,1	8,3	7,2
T, К	303	292	300	303	292	300	303	292	300	303
P, МПа	18	21	16	18	21	16	18	21	16	18

Методические указания

1. Пересчет объемного состава газа в массовый.
Объемный состав газа можно пересчитать в массовый для каждого компонента смеси по формуле:

$$g_i = x_i M_i / \sum_{i=1}^n x_i M_i,$$

где g_i – массовая доля компонента в газе;

x_i – объемная доля компонента;

M_i – молекулярная масса компонента.

Проверка: $\sum g_i = 1$.

2. Рассчитать коэффициент сверхсжимаемости газа при заданных температуре и давлении тремя способами:

- а) по двум параметрам;
- б) по трем параметрам.

а) коэффициент сверхсжимаемости газа – это коэффициент, учитывающий отклонение реальных газов от закона идеального.

$$PV = zRT.$$

Критическим называется такое состояние вещества, при котором плотность вещества и его насыщенного пара равны друг другу. Параметры, соответствующие этому состоянию, называются критическими параметрами.

Когда природный газ содержит меньше 10 об.% высококипящих углеводородных компонентов, критические параметры определяются как псевдокритические по составу газа.

$$p_{кр} = \sum x_i p_{кри}.$$

$$T_{кр} = \sum x_i T_{кри}.$$

Приведенными параметрами называются отношения соответствующих параметров к их критическим значениям:

$$p_{пр} = p / p_{кр};$$

$$T_{пр} = T / T_{кр}.$$

Зная приведенные параметры, по графику определяют коэффициент сверхсжимаемости.

б) в тех случаях, когда суммарная молярная концентрация высококипящих углеводородных и неуглеводородных компонентов превышает 10%, а также при наличии в газе полярных веществ для определения z вводится третий параметр – фактор ацентричности молекул смеси, который определяется по следующей формуле:

$$\omega = \sum x_i \omega_i.$$

Коэффициент сверхсжимаемости по трем параметрам определяется по формуле:

$$z = z^{(0)} + \omega z^{(1)}.$$

Рис.3.1.Пластовые потери конденсата,г/м³.Скв.74-Западный Соплесск (16-21.08.84г.) (дегазированный конденсат).

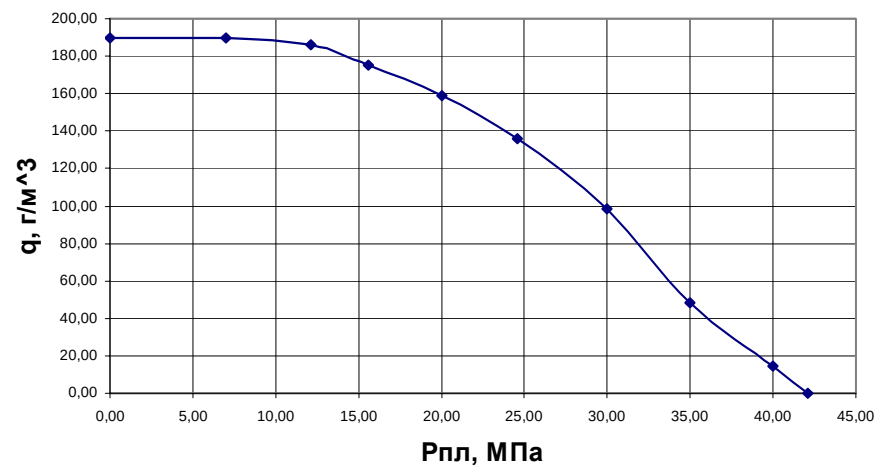
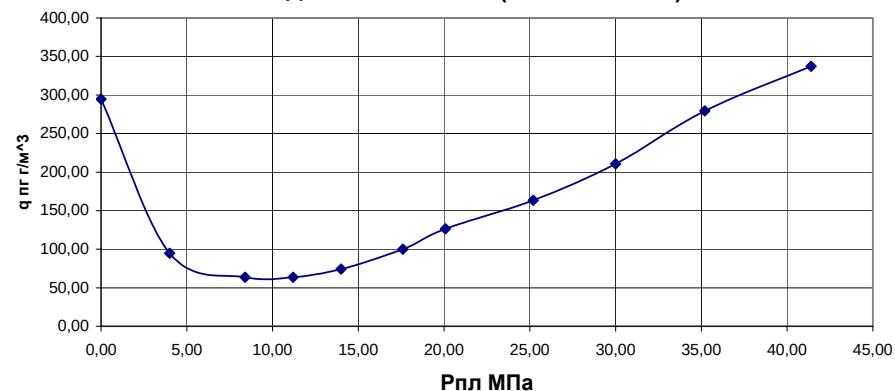


Рис.3.2.Содержание конденсата в пластовом газе.Скв.74 - Западный Соплесск (16-21.08.84 г.)



где $Q_{доб}^*(t)$ – суммарное количество добытого газа на момент времени t определяется из запасов газа $Q_{зан}$, умноженные на годовые отборы с учетом предыдущего года;

$$\alpha\Omega_n = \frac{P_{ам} Q_{зан}}{P_n}.$$

Режим поддержания в скважине максимально допустимой депрессии на пласт учитывая, что $p_k(t) \approx \tilde{p}(t)$, определяется уравнением:

$$\tilde{p}(t) - p_c(t) = \delta.$$

Уравнение притока к забою скважины записывается следующим образом:

$$\tilde{p}^2(t) - p_c^2(t) = Aq(t) + Bq^2(t).$$

Уравнение для потребного числа газовых скважин в момент времени имеет вид:

$$n(t) = \frac{Q(t)}{q(t) \cdot 365 \cdot K_s}.$$

Задача 3. Расчет показателей разработки газоконденсатной залежи

Рассчитать показатели разработки газоконденсатных залежей насыщенной и ненасыщенной за 10 лет. Исходные данные представлены в таблице.

Параметр	Вариант	
	нечетный	четный
Характеристика залежи	насыщенная	недонасыщенная
Начальные запасы газа, Q, млрд м³	120	150
Начальное пласт. дав., $P_{пл}$, МПа	41	45
Давление начала конденсации	41.6	41.6
Годовые отборы газа из залежи, Q_s, %	3	3.2
Газоконденсатная характеристика	См. рис. 3.1, 3.2	См. рис. 3.1, 3.3

Значения $z^{(0)}$ и $z^{(1)}$ в зависимости от приведенных параметров находят по графикам.

3. Расчет вязкости при заданных давлении и температуре.

Определяем вязкость при атмосферном давлении по следующей формуле:

$$\mu_{ам} = \frac{\sum \mu_i x_i \sqrt{M_i}}{\sum x_i \sqrt{M_i}}.$$

Далее определяем критические и приведенные параметры газа.

Согласно графику для найденных P_{np} и T_{np} определяем $\mu = \mu^* \mu_{ам}$.

Задача 2

Подсчет запасов газа объемным методом

Исходные данные

Таблица 2

Параметр	Вариант									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1 Участок										
Коеф-нт пористости, m_1	0.10	0.10	0.12	0.10	0.11	0.10	0.11	0.11	0.12	0.11
Толщина пласта h_1 , м	10	19	12	20	10	14	16	10	12	15
Площадь участка F_1 , м ²	200	120	180	170	180	220	230	210	220	210
Температура T_1 , К	340	320	330	320	315	310	340	320	316	315
Коеф-нт газонасти, α_1	0.6	0.7	0.7	0.6	0.8	0.6	0.7	0.8	0.7	0.6
Пластовое давление P_1 , МПа	20.0	21.0	19.0	17.7	19.8	18.3	19.7	25.4	20.3	18.7
Состав газа 1 участка в объемных долях, %										
CH ₄	20.0	19.0	18.0	17.6	18.2	22.1	23.0	21.0	22.0	21.0
C ₂ H ₆	12.0	11.2	19.2	18.1	12.2	13.0	10.2	11.2	9.8	10.2
C ₃ H ₈	36.0	32.0	36.0	30.0	29.0	35.0	34.0	36.0	38.0	38.7
iC ₄ H ₁₀	3.0	11.0	1.4	6.7	15.8	3.3	5.7	5.4	2.3	2.7
C ₄ H ₁₀	12.0	10.0	11.0	12.0	10.0	11.0	12.0	10.0	11.0	12.0
C ₅ +в	9.0	8.6	8.2	8.6	7.2	7.8	7.9	8.3	8.6	8.2
N ₂	8.0	8.2	6.2	7.0	7.6	7.8	7.2	8.1	8.3	7.2
2 Участок										
Коеф-нт пористости, m_2	0.11	0.08	0.09	0.09	0.10	0.12	0.09	0.09	0.08	0.08
Толщина пласта h_2 , м	20	30	30	30	25	20	50	40	28	45
Площадь участка F_2 , м ²	250	300	450	500	640	360	680	900	470	560

Задача 2. Расчет показателей разработки газовой залежи при режиме постоянной депрессии

Рассчитать показатели разработки газовой залежи с учетом технологического режима постоянной депрессии. Исходные данные представлены в таблице

Параметр	Вариант									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Нач. пл. дав. P_n , МПа	32	34	30	31	34	32	33	35	30	29
Темп-ра пластовая $T_{пл}$, К	340	320	330	320	315	310	340	320	316	315
Депрессия, МПа	10	9	8	10	9	8	7	10	9	8
Коеф-нт a , МПа ² *сут./ (тыс. м ³)	0.051	0.047	0.024	0.067	0.070	0.056	0.046	0.052	0.045	0.046
Коеф-нт b , (МПа*сут./ тыс. м ³) ²	0.05* 10-2	0.046* 10-2	0.06* 10-2	0.08* 10-2	0.04* 10-2	0.05* 10-2	0.06* 10-2	0.06* 10-2	0.07* 10-2	0.06* 10-2
Коеф-нт экспл-ции скважин	0.8	0.8	0.8	0.7	0.9	0.8	0.7	0.9	0.8	0.8
Начальные запасы газа $Q_{зан}$, млрд м ³	150	99	220	270	200	100	120	100	120	180
Годовые отборы Q_c , %	2.5	3	1.5	2	1.5	3	1.5	2	2.5	2

Методические указания

Изменение во времени средневзвешенного по газонасыщенному объему порового пространства пластового давления определяется из следующего уравнения материального баланса для газовой залежи:

$$\tilde{P}(t) = P_n - \frac{P_{ам} Q_{дог}^*(t)}{\alpha \Omega_n} \cdot \frac{T_{пл}}{T_{см}},$$

Например: $Q_{доб}^*(1 год) = Q_{доб}(1 год)$,

$Q_{доб}^*(2 год) = Q_{доб}(1 год) + Q_{доб}(2 год)$ и т. д. на 5 лет.

2) Из уравнения материального баланса определяется средневзвешенное давление на текущий год.

Например: $\tilde{P}(1 год) = P_n - \frac{P_{ам} Q_{доб}^*(1 год)}{\alpha \Omega_n} \cdot \frac{T_{пл}}{T_{см}}$,

$\tilde{P}(2 год) = P_n - \frac{P_{ам} Q_{доб}^*(2 год)}{\alpha \Omega_n} \cdot \frac{T_{пл}}{T_{см}}$ и т. д. на 5 лет.

3) Из уравнения притока (2) определяем $p_c(t)$ на текущий год разработки.

Например: $p_c(1 год) = \sqrt{\tilde{P}(1 год) - Aq - Bq^2}$,

$p_c(2 год) = \sqrt{\tilde{P}(2 год) - Aq - Bq^2}$ и т. д.

4) Из уравнения (3) определяем потребное число скважин на текущий год разработки.

Например: $n(1 год) = \frac{Q(1 год)}{q \cdot 365 \cdot K_s}$,

$n(2 год) = \frac{Q(2 год)}{q \cdot 365 \cdot K_s}$ и т. д.

Полученные параметры сводим в таблицу.

Год	$Q_{доб}(t)$, млрд м ³	$Q_{доб}^*(t)$, млрд м ³	$\tilde{P}(t)$, МПа	$P_c(t)$, МПа	$n(t)$, шт.
1					
2					
3 и т. д.					

На основании данных таблицы строим графики $Q_{доб}^*(t)$, $\tilde{P}(t)$, $P_c(t)$, $n(t)$.

Продолжение табл. 2

Температура T_2 , К	380	340	350	320	360	318	320	318	325	310
Коэф-нт газонасыщ-ти, α_2	0.7	0.9	0.6	0.5	0.9	0.8	0.7	0.65	0.8	0.7
Пластовое давление P_2 , МПа	18	20	21	19	21	18	22	17	21	23
Состав газа 2 участка в объемных долях, %										
CH ₄	22.0	29.0	38.0	37.6	48.2	32.1	57.0	20.0	22.0	21.0
C ₂ H ₆	10.0	11.2	09.2	8.1	2.2	13.0	8.2	12.2	9.8	10.2
C ₃ H ₈	33.0	22.0	26.0	10.0	9.0	15.0	4.0	30.0	38.0	38.7
iC ₄ H ₁₀	360	10.0	2.4	6.7	15.8	3.3	5.7	9.4	2.3	2.7
C ₄ H ₁₀	10.0	9.0	10.0	10.0	10.0	11.0	10.0	10.0	11.0	12.0
C ₅ +в	11.0	8.6	8.2	10.6	7.2	7.8	7.9	8.3	8.6	8.2
N ₂	8.0	8.2	6.2	7.0	7.6	7.8	7.2	8.1	8.3	7.2

Методические указания

$$Q_{зан} = F h_{cp} m_{cp} \alpha_{cp} \frac{P_{cp} T_{см}}{P_{см} T_{cp} z_{cp}}, \text{ м}^3,$$

где $F = \sum_{i=1}^n F_i$ – сумма площадей участков, м²;

$h_{cp} = \frac{\sum F_i h_i}{\sum F_i}$ – средневзвешенная толщина пласта, м;

$m_{cp} = \frac{\sum F_i h_i m_i}{\sum F_i h_i}$ – средняя пористость пласта;

$\alpha_{cp} = \frac{\sum F_i h_i \alpha_i}{\sum F_i h_i}$ – средний коэффициент газонасыщенности;

$P_{cp} = \frac{\sum F_i h_i P_i}{\sum F_i h_i}$ – средневзвешенное давление в пласте, МПа;

$$T_{cp} = \frac{\sum F_i h_i T_i}{\sum F_i h_i} - \text{средневзвешенная температура пласте, К;}$$

$$z_{cp} = \frac{\sum F_i h_i z_i}{\sum F_i h_i} - \text{средний коэффициент сверхсжимаемости.}$$

z_i определяется графически для каждого участка при заданном давлении и температуре по приведенным параметрам и по известному составу газа для каждого участка.

Критические параметры смеси определяются по следующим формулам:

$$P_{кр см} = \sum_{i=1}^n P_{кри} ,$$

$$T_{кр см} = \sum_{i=1}^n T_{кри} ,$$

где $P_{кри}$ и $T_{кри}$ – критические параметры i -го компонента (из **таблицы 3**).

По найденным значениям приведенных параметров $P_{пр} = \frac{P}{P_{кр см}}$ и $T_{пр} = \frac{T}{T_{кр см}}$

по графику определяем коэффициенты сверхсжимаемости.

разработки газового месторождения методом последовательной смены стационарных состояний сводится к решению системы из четырех уравнений:

- 1) уравнения материального баланса;
- 2) уравнения технологического режима эксплуатации скважины;
- 3) уравнения притока газа к забою скважины;
- 4) уравнения связи потребного числа газовых скважин, отбора газа из месторождения Q и дебита одной газовой скважины q .

В данном случае мы определяем показатели разработки газовой залежи в условиях **газового режима** и при **пренебрежении реальными свойствами газа**.

Изменение во времени средневзвешенного по газонасыщенному объему порового пространства пластового давления определяется из следующего уравнения материального баланса для газовой залежи:

$$\tilde{P}(t) = P_n - \frac{P_{ат} Q_{доб}^*(t)}{\alpha \Omega_n} \cdot \frac{T_{пл}}{T_{см}},$$

где $Q_{доб}^*(t)$ – суммарное количество добытого газа на момент времени t определяется из запасов газа $Q_{зан}$, умноженные на годовые отборы с учетом предыдущего года,

$$\alpha \Omega_n = \frac{P_{ат} Q_{зан н}}{P_n}.$$

Уравнение притока к забою скважины записывается следующим образом:

$$\tilde{p}^2(t) - p_c^2(t) = Aq(t) + Bq^2(t).$$

Уравнение для потребного числа газовых скважин в момент времени имеет вид:

$$n(t) = \frac{Q(t)}{q(t) \cdot 365 \cdot K_s}.$$

Расчет ведется следующим образом:

1) Рассчитывается $Q_{доб}(t)$ и $Q_{доб}^*(t)$ на каждый год разработки, например:

$$Q_{доб}(1 год) = \frac{Q_{зан н} \cdot \frac{z}{o}}{100\%}, Q_{зан 2} = Q_{зан н} - Q_{доб}(1 год);$$

$$Q_{доб}(2 год) = \frac{Q_{зан 2} \cdot \frac{z}{o}}{100\%}, Q_{зан 3} = Q_{зан 2} - Q_{доб}(2 год),$$

и т. д. до 5 года.

2 КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА №2

Задача 1. Расчет показателей разработки газовой залежи
на режиме постоянного дебита

Рассчитать показатели разработки газовой залежи с учетом технологического режима постоянного дебита. Исходные данные представлены в таблице

Параметр	Вариант									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Начальное пластовое давление P_n , МПа	32	34	30	31	34	32	33	35	30	29
Температура пластовая $T_{пл}$, К	340	320	330	320	315	310	340	320	316	315
Дебит средней скважины $q_{ср}$, тыс. м ³ /сут.	100	120	80	140	160	200	110	120	150	170
Коэф-нт a , МПа ² *сут./ (тыс. м ³)	0.051	0.047	0.024	0.067	0.070	0.056	0.046	0.052	0.045	0.046
Коэф-нт b , (МПа*сут./ тыс. м ³) ²	0.05* 10-2	0.046* 10-2	0.06* 10-2	0.08* 10-2	0.04* 10-2	0.05* 10-2	0.06* 10-2	0.06* 10-2	0.07* 10-2	0.06* 10-2
Коэф-нт эксплуатации скважин	0.8	0.8	0.8	0.7	0.9	0.8	0.7	0.9	0.8	0.8
Начальные запасы газа $Q_{зан}$, млрд м ³	150	99	220	270	200	100	120	100	120	180
Годовые отборы Q_z , %	2.5	3	1.5	2	1.5	3	1.5	2	2.5	2

Методические указания

Рассчитать показатели разработки газовой залежи за **5 лет** с учетом технологического режима постоянного дебита.

Требуется определить изменение во времени среднего пластового и забойного давлений, дебита и потребного числа скважин. Определение этих показателей

Таблица 3

Основные параметры компонентов природного газа

Показатели	Компоненты							
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	nC ₄ H ₁₀	iC ₄ H ₁₀	nC ₅ H ₁₂	iC ₅ H ₁₂	N ₂
Молекулярная масса	16,042	30,068	44,094	58,120	58,120	72,151	72,151	28,016
Молекулярный объем при 0 ⁰ С и 760 мм.рт.ст.	22,36	22,16	21,82	21,50	21,50	20,87	20,87	22,404
Плотность при 0 ⁰ С и 760 мм.рт.ст., кг/м ³	0,7168	1,356	2,010	2,703	2,668	3,457	3,457	1,25,03
Плотность при 20 ⁰ С и 760 мм.рт.ст, кг/м ³	0,6679	1,263	1,872	2,5185	2,4859	3,221	3,221	1,1651
Относительная плотность (по воздуху)	0,55	1,049	1,562	2,091	2,067	2,674	2,490	0,967
Газовая постоянная, м ⁰ С	52,95	28,19	19,23	14,95	14,95	11,75	11,75	30,26
Теплоемкость при 0 ⁰ С и 760 мм.рт.ст., C_p/C_v , ккал/кг °С	0,5172	0,3934	0,3701	0,3802	0,3802	0,3805	0,3805	0,2482
Коэффициент динамической вязкости при 20 ⁰ С и 760 мм.рт.ст, 10 ⁻⁶ кг*с/м ²	0,39361	0,3273	0,3252	0,3466	0,3466	0,3533	0,3533	0,1770
Фактор ацентричности молекул, ω	1,0484	0,8720	0,7649	0,6956	0,7027	0,6354	0,6507	1,6981
Параметры потенциалов	0,0104	0,0986	0,1524	0,02010	0,1849	0,2539	0,2223	0,040
ε/k , К	140,0	236,0	206,0	208,0	217,0	269,0	269,0	91,5
σ , А ⁰	3,808	4,384	5,420	5,869	5,819	6,099	6,057	3,681
$\delta_{безр}$	-	-	-	-	-	-	-	0
Критическая температура, $T_{кр}$, К	190,55	305,43	369,82	425,16	408,13	469,65	460,39	126,26
Критическое давление $p_{кр}$, кгс/м ²	46,95	49,76	43,33	38,71	37,19	34,35	34,38	34,65
Температура кипения $T_{кип}$, К	111,7	184,6	231,1	272,7	261,5	309,3	301,0	77,3
Теплопроводность при 0 ⁰ С и 760 мм.рт.ст., ккал/м ч °С	0,026	0,016	0,013	0,011	0,010	0,0106	0,0106	0,020

Показатели	Компоненты							
	C ₆ H ₁₄	C ₇ H ₁₆	C ₈ H ₁₈	H ₂	CO ₂	H ₂ S	воздух	O ₂
Молекулярная масса	86,178	100,198	114,22	2,016	44,011	34,082	28,96	32,0
Молекулярный объем при 0°C и 760 мм.рт.ст.	22,42	22,47	22,71	22,43	22,26	22,14	22,4	-
Плотность при 0°C и 760 мм.рт.ст., кг/м ³	3,845	4,459	5,030	0,0899	1,977	1,539	1,2928	1,429
Плотность при 20°C и 760 мм.рт.ст, кг/м ³	3,583	4,155	4,687	0,0837	1,842	1,434	1,2046	1,3315
Относительная плотность (по воздуху)	2,974	3,450	3,820	0,069	1,529	1,190	1,000	1,105
Газовая постоянная, м ³ /C	9,84	8,46	7,42	420,63	19,27	24,89	29,27	26,47
Теплоемкость при 0°C и 760 мм.рт.ст., C _p /C _v , ккал/кг °C	0,3827	0,3846	0,3856	3,3904	0,1946	0,253	0,2397	0,2185
	0,3600	0,3652	0,3686	2,4045	0,1496	0,192	0,1712	0,156
Коэффициент динамической вязкости при 20°C и 760 мм.рт.ст, 10 ⁻⁶ кг*с/м ²	0,6169	0,5500	0,5030	0,8984	1,3942	1,2025	1,7419	1,948
Фактор ацентричности молекул, ω	0,3007	0,3498	0,4018	0	0,231	0,100	-	0,019
Параметры потенциалов								
ε/k, К	423,0	288,0	333,0	33,3	190	343	78,6	88
σ, Å ⁰	5,916	7,000	7,407	2,968	3,996	3,49	3,711	3,541
δ _{вср}	-	-	-	0	-	0,21	-	0
Критическая температура, T _{кр} , К	507,35	540,15	568,76	33,25	304,2	373,6	37,2	154,78
Критическое давление p _{кр} , кгс/м ²	30,72	27,90	25,35	13,25	75,27	91,85	132,4	51,8
Температура кипения T _{кип} , К	341,9	371,6	398,9	20,4	194,7	211,4	78,8	90
Теплопроводность при 0°C и 760 мм.рт.ст., ккал/м ч°C	0,00966	0,0092	0,0084	0,148	0,012	0,011	0,021	-

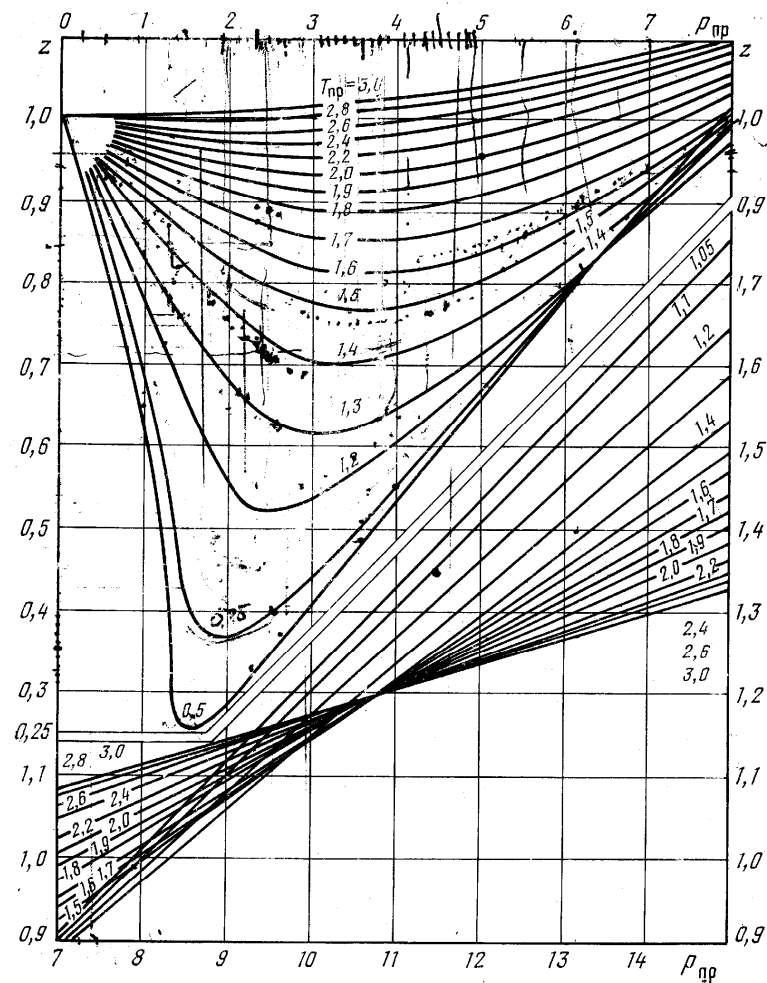


Рис. 11.8. Зависимость коэффициента сверхсжимаемости для природного газа от приведенного давления и температуры