

Министерство образования Республики Беларусь

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

Кафедра «Разработка и эксплуатация
нефтяных месторождений и транспорт нефти»

С. В. Козырева

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ
по одноименному курсу
для студентов специальности 1-51 02 02
«Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»**

**В двух частях
Часть 1**

Гомель 2009

УДК 622.276(075.8)
ББК 33.361я73
К59

*Рекомендовано научно-методическим советом
машиностроительного факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 1 от 24.09.2007 г.)*

Рецензент: доц. каф. «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений
и транспорт нефти» ГГТУ им. П. О. Сухого канд. техн. наук *С. А. Мурашко*

Козырева, С. В.

К59

Разработка нефтяных и газовых месторождений : лаборатор. практикум по одноим. курсу для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений». В 2 ч. Ч. 1 / С. В. Козырева. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2009. – 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://lib.gstu.local>. – Загл. с титул. экрана.

Приводятся определения физико-химических, критических и приведенных параметров газа, главного показателя, главных параметров движения фильтрации. Рассмотрены примеры решения задач.

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

УДК 622.276(075.8)
ББК 33.361я73

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2009

Предисловие

Цель методических указаний к лабораторным занятиям по курсу – дать расширенные теоретические знания студентам.

В методических указаниях включены задачи по основным изучаемым темам курса. В начале каждой лабораторной работы приводятся краткие теоретические аспекты изучаемой темы, далее – расчет задачи и исходные данные для индивидуального решения. Основная цель задач для индивидуального решения – самостоятельный поиск студентами оптимальных решений.

Методические указания по лабораторным занятиям поможет студентам закреплять теоретический материал, изучаемый на лекциях.

Студент на лабораторных занятиях работает по следующей схеме:

1. изучает теоретические аспекты рассматриваемой темы
2. изучаются условия и исходные данные индивидуального задания
3. расчеты проводятся в тетради, должны быть аккуратно оформлены, написаны четким почерком, без помарок
4. решенное индивидуальное задание представляется к защите.

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

Лабораторная работа 1

«Состав и физико-химические параметры природного газа»

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

1. Теоретическая часть

Основные понятия молекулярно-кинетической теории

Молекулярно кинетическая теория устанавливает связь между макроскопическими и микроскопическими параметрами вещества. При этом используются следующие понятия:

- количество вещества
- постоянная Авогадро
- молярная масса
- молярный объем
- относительная молекулярная масса

Количество вещества характеризует число структурных элементов (атомов, молекул, ионов и т.д.) в данной системе. Поскольку число молекул в макроскопическом теле очень велико, для определения количества вещества в данном теле сравнивают число молекул N в этом теле с числом атомов N_A в 0,012 кг (или в 12 г) изотопа углерода ^{12}C . Обозначается греческой буквой ν .

Единицей количества вещества в СИ принят моль:

$$n = \frac{N}{N_A} \text{ (моль)}, \quad P = \frac{F}{S}$$

Отсюда при $N=N_A$ $n=1$ моль

1 моль – количества вещества, содержащее столько же структурных элементов, сколько содержится атомов в 0,012 кг ^{12}C .

Постоянная (или число) Авогадро. Из определения количества вещества $N_A = \frac{N}{n}$ есть величина постоянная, равная числу структурных элементов в одном моле вещества:

$$N_A = 6,023 \times 10^{23}, \text{ моль}^{-1}$$

Закон Авогадро «В равных объемах различных газов при одинаковых давлении и температуре содержится одинаковое число молекул»

Следствие из закона Авогадро: «Моль любого газа при одинаковых условиях занимает один и тот же объем».

Молярный объем V_m – величина равная отношению объема V к количеству вещества n :

$$V_m = \frac{V}{n}, \quad (\text{м}^3/\text{моль})$$

Еще одна формулировка Закона Авогадро

«Молярный объем V_m идеального газа:

- при нормальных термобарических условиях равен $22,414 \times 10^{-3}$ м³/моль или 22,414 л/моль и называется нормальным молярным объемом;

- при стандартных термобарических условиях равен $24,05 \times 10^{-3}$ м³/моль или 24,05 л/моль и называется стандартным молярным объемом»

Молярная масса M какого-либо вещества – величина, равная отношению массы вещества m к количеству вещества n :

$$M = \frac{m}{n}, \quad (\text{кг/моль})$$

Так из формулировки определения количества вещества n молярная масса углерода ^{12}C : $M^{12}\text{C} = 0,012$ кг/моль

Относительная молекулярная масса M_r

Поскольку массы атомов и молекул чрезвычайно малы, при расчетах обычно используют не абсолютные, а относительные значения масс, которые получают путем сравнения масс атомов и молекул данного вещества с атомной единицей массы - а.е.м.

За атомную единицу массы принята 1/12 массы атома углерода ^{12}C

$$1 \text{ а.е.м.} = 1,66057 \times 10^{-27}, \quad \text{кг}$$

Относительная молекулярная масса M_r – отношение массы молекулы вещества m_M к 1/12 массы атома углерода ^{12}C :

$$M_r = \frac{m_M}{1/12 m_{^{12}\text{C}}} = \frac{12 m_M}{m_{^{12}\text{C}}}$$

(аналогично определяется относительная атомная масса A_r)

Относительная молекулярная (атомная) масса каждого химического элемента указана в периодической таблице Менделеева:

A_r водорода (H) = 1,00797, A_r гелия (He) = 4,0026 и т.д.

При расчетах их значения округляются до ближайшего целого числа: A_r (H) = 1,0, A_r (He) = 4

Если вещество состоит из молекул, которые образованы из атомов различных химических элементов, то: относительная молекулярная масса M_r данного вещества равна сумме относительных атомных масс $\sum A_{r_i}$ элементов, входящих в состав данного вещества.

Пример: Относительная молекулярная масса воды (H_2O)

$$M_{r_{\text{H}_2\text{O}}} = 2 \times A_{r_{\text{H}}} + A_{r_{\text{O}}} = 2 \times 1 + 16 = 18$$

Связь между молярной массой M и относительной молекулярной массой M_r :

- числовое значение молекулярной массы **M**, выраженное в кг/моль, численно равно относительной молекулярной массе **Mr**, деленной на 1000.

$$M = 0,001 \times Mr$$

- числовое значение молекулярной массы **M**, выраженное в г/моль, численно равно относительной молекулярной массе **Mr**

Пример: $M(KOH) = \frac{Mr(KOH)}{1000} = \frac{M}{1000} = \frac{Mr}{1000} = \frac{(39+16+1)}{1000} = 0,056$, кг/моль

Относительные атомные массы **Ar** отдельных элементов, входящих в состав природного газа (из периодической таблицы Менделеева)

Таблица 1 Относительные атомные массы отдельных элементов, входящих в состав природного газа

	Элемент	Ar
C	Углерод	12
H	Водород	1
O	Кислород	16
S	Сера	32
N	азот	14

Состав природного газа

Природные газы газовых, газоконденсатных и нефтегазовых месторождений представляют собой многокомпонентную смесь предельных углеводородов с химической формулой C_nH_{2n+2} . До 98% по объему в составе природного газа занимает метан. в виде примесей в газах находятся азот, углекислый газ, сероводород и редкие газы.

Компонентный количественный состав газов определяется по результатам исследования пластовых проб газа с помощью газоаналитических методов. Зная состав компонентный состав газа можно рассчитать все физико-химические свойства газа.

Компонентный состав газа может быть выражен в объемных, массовых и молярных долях – концентрация компонентов в газе:

Объемная концентрация *i*-го компонента – объем *i*-го компонента, деленный на объем всей смеси:

$$V(\%) = \frac{V_i}{\sum V_i} \cdot 100, (\%)$$

Массовая концентрация *i*-го компонента - масса *i*-го компонента, деленный на массу всей смеси:

$$M = \frac{m_i}{\sum m_i} * 100, (\%)$$

Мольная доля i-го компонента – количество молей i-го компонента, деленный на количество молей всей смеси:

$$Y_i = \frac{n_i}{\sum n_i}, \sum Y_i = 1$$

Из закона Авогадро следует, что между объемной и мольной концентрацией существует пропорциональная зависимость. Отсюда объемные и мольные доли равны по значениям.

Средняя относительная молекулярная масса природного газа определяется как сумма произведений относительных молекулярных масс M_i молекул, входящих в данную газовую смесь, на объемное содержание (долю) Y_i i-го компонента:

$$Mr_{cp} = \sum M_i \times Y_i$$

Плотность природного газа

По определению плотность вещества есть отношение массы вещества на занимаемый ею объем: $\rho = \frac{m}{V}$

Из определения молярной массы $M = \frac{m}{n}$ и молярного объема $V_m = \frac{V}{n}$ получаем: $\rho = \frac{M}{V_m}$, а $M = Mr \times 10^{-3}$.

При нормальных условиях $V_m = 22.414 \cdot 10^{-3}$ (м³/моль)

При стандартных условиях $V_m = 24.05 \cdot 10^{-3}$ (м³/моль)

Отсюда $\rho_0 = \frac{Mr}{22,4}$ и $\rho_{cn} = \frac{Mr}{24,05}$

В практике газодобычи используют относительную плотность газа по воздуху:

$$\rho_{отн.возд.} = \frac{\rho_{газа}}{\rho_{возд}}$$

Плотность воздуха равна 1,293 кг/м³ при нормальных условиях и 1,205 кг/м³ при стандартной:

$$\rho_{отн.возд.} = \frac{Mr}{28,98}$$

Расчетная часть

Используя формулы в теоретической части решить следующие задачи:

Задача 1. Определить относительные молекулярные массы углеводородов с химической формулой C_nH_{2n+2} , входящих в состав природного газа

Задача 2. Определить среднюю относительную молекулярную массу природного газа, исходя из его компонентного состава.

Задача 3. Определить плотность газа при нормальных и стандартных условиях, а также относительную плотность газа по воздуху.

Исходные данные

№ вар.	СОСТАВ ГАЗА, % Y_i								$\rho_{\text{относ.}}$
	CH ₄ метан	C ₂ H ₆ этан	C ₃ H ₈ пропан	C ₄ H ₁₀ бутан	C ₅ H ₁₂ пентан	CO ₂	H ₂ S	N ₂	
1	97,8	0,10	0,03	0,002	0,01	0,3	-	-	0,56
2	98,8	0,10	0,02	0,002	-	0,1	-	-	0,56
3	98,6	0,07	0,02	0,13	0,01	0,18	-	-	0,56
4	92,0	4,00	1,1	0,52	0,26	0,12	-	-	0,606
5	95,1	1,1	0,3	0,07	0,03	0,4	-	-	0,578
6	98,3	0,34	0,17	0,04	0,02	0,13	-	-	0,562
7	86,9	6,0	1,6	1,0	0,5	1,2	-	-	0,64
8	92,7	2,1	1,2	1,0	1,2	0,1	-	-	0,568
9	93,2	0,3	3,0	0,55	2,95	0,8	-	-	0,62
10	83,8	5,2	1,3	1,05	0,8	1,0	1,3	5,06	0,667
11	97,8	0,1	0,07	0,003	0,02	0,9	-	1,1	0,6
12	96,3	0,04	0,01	1,2	0,3	2,0	-	-	0,57
13	97,5	0,25	0,22	0,17	0,013	1,1	-	0,75	0,575
14	85,1	4,0	0,8	0,05	1,5	2,5	3,0	3,0	0,58
15	97,3	0,01	0,02	0,3	0,65	1,1	-	0,6	0,583
16	95,0	0,04	0,1	1,1	0,1	2,3	-	1,36	0,61
17	95,7	1,1	0,07	0,1	0,35	1,5	-	1,18	0,63
18	92,4	1,1	2,4	0,75	0,01	0,75	-	2,59	0,64
19	96,6	0,1	0,1	0,1	0,05	1,8	-	1,25	0,66
20	91,7	1,2	0,5	0,04	0,1	2,7	2,1	1,66	0,661
21	89,2	2,1	1,5	1,1	0,07	2,9	1,5	1,63	0,645
22	95,8	0,03	0,1	0,37	0,01	1,4	-	2,29	0,637
23	93,7	3,5	0,62	0,16	0,1	0,75	-	1,17	0,649
24	98,1	0,44	0,27	0,02	0,01	0,8	-	0,36	0,657
25	97,4	0,1	0,01	0,001	0,01	1,7	-	0,78	0,59
26	98,6	0,6	0,07	0,19	0,05	0,2	-	-	0,54
27	95,3	3,2	1,4	0,5	0,01	1,14	-	-	0,62
28	94,7	2,5	1,9	1,4	0,1	1,65	2,1	0,3	0,69
29	96,2	1,8	0,6	0,16	0,65	1,1	-	-	0,53
30	97,1	0,2	0,02	0,08	0,07	0,6	-	-	0,64

Лабораторная работа 2

«Критические и приведенные параметры природного газа»

Цель работы: применение основ теории фазовых состояний систем при инженерных расчетах добычи природного газа, изучение критических параметров природных газов и газоконденсатных залежей и их применение в расчетах добычи природного газа.

1. Теоретическая часть

На рисунке 1 представлены диаграммы в координатах P-T (давление - температура), отображающие изменение фазового состояния системы (жидкое – двухфазное - газообразное) с изменением параметров P и T.

На данных диаграммах существует точка C, называемая критической точкой, которая характеризует раздел между жидким и газообразным состоянием вещества.

однокомпонентная система

многокомпонентная система

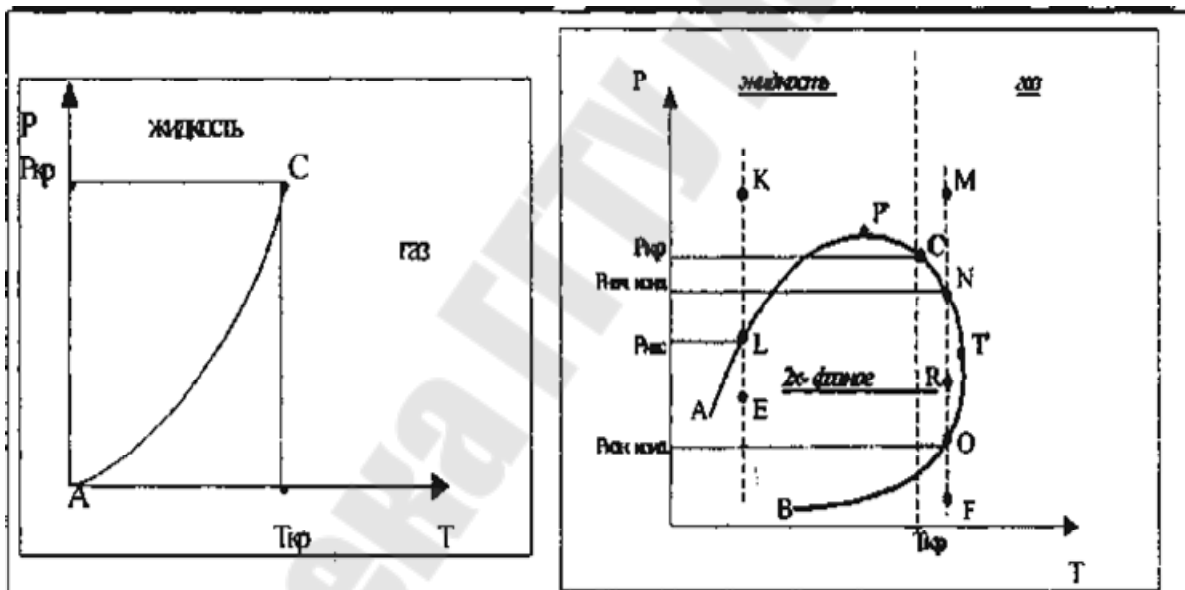


Рис.1 Диаграммы P-T.

Критическая температура $T_{кр}$ чистого вещества (или однокомпонентной системы) – это максимальная температура, при которой жидкая и газообразная фазы могут существовать в равновесии. Выше $T_{кр}$ газ под действием давления любого значения не может быть обращен в жидкость.

Критическое давление $P_{кр}$ чистого вещества (или однокомпонентной системы) – это максимальное давление, соответствующее $T_{кр}$, (то есть давление, необходимое для сжижения газа при $T_{кр}$).

Для многокомпонентных систем, таких как природный газ (смесь углеводородов), значения критических параметров $R_{кр}$ и $T_{кр}$ определяются:

1) как **среднекритические** (или псевдокритические):

$$P_{кр.смеси} = P_{кр1} \cdot Y_1 + P_{кр2} \cdot Y_2 + \dots + P_{крn} Y_n \quad (1)$$

$$T_{кр.смеси} = T_{кр1} \cdot Y_1 + T_{кр2} \cdot Y_2 + \dots + T_{крn} Y_n \quad (2)$$

где: Y_1, Y_2, \dots, Y_n – объемные доли компонентов, входящих в состав газа,

$(P_{кр1}, P_{кр2} \dots P_{крn}); (T_{кр1}, T_{кр2} \dots T_{крn})$ – критические давления и температуры отдельных компонентов.

Таким образом, зная компонентный состав газа и критические параметры отдельных компонентов, можно определить критические параметры всей смеси.

2) по графикам (рис.2 и рис.3) при известной относительной плотности газа по воздуху $\bar{\rho}$

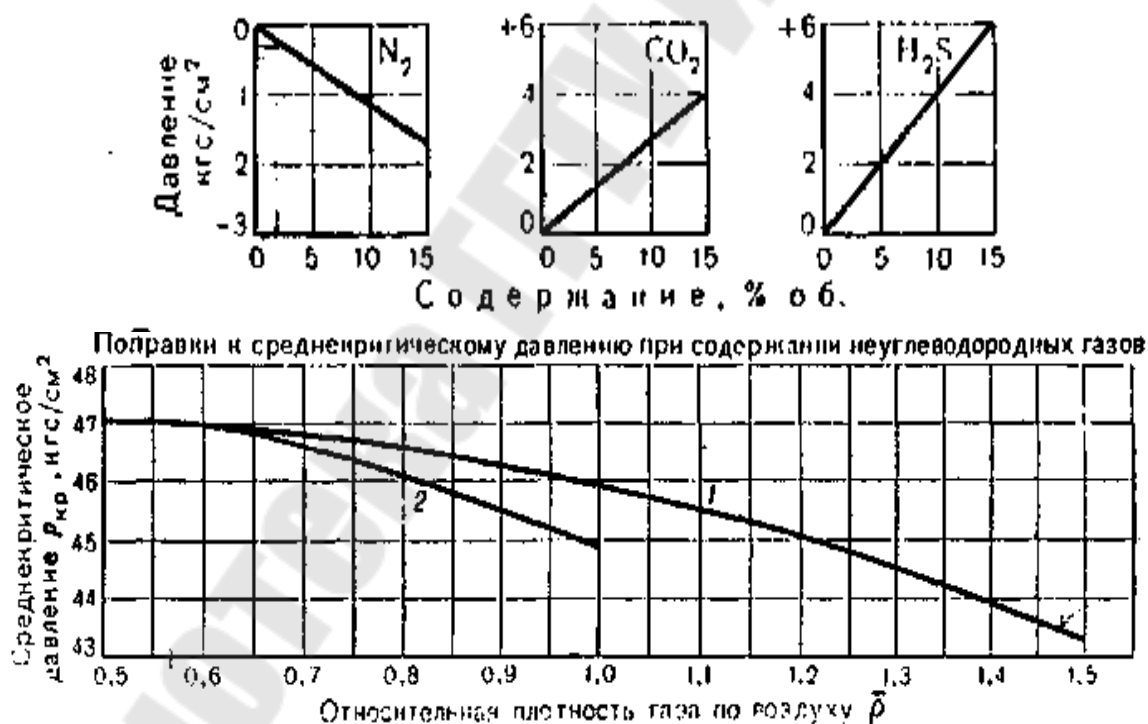


Рис.2 Зависимость среднекритического давления от относительной плотности газа по воздуху

1 – газовые месторождения; 2 – газоконденсатные месторождения

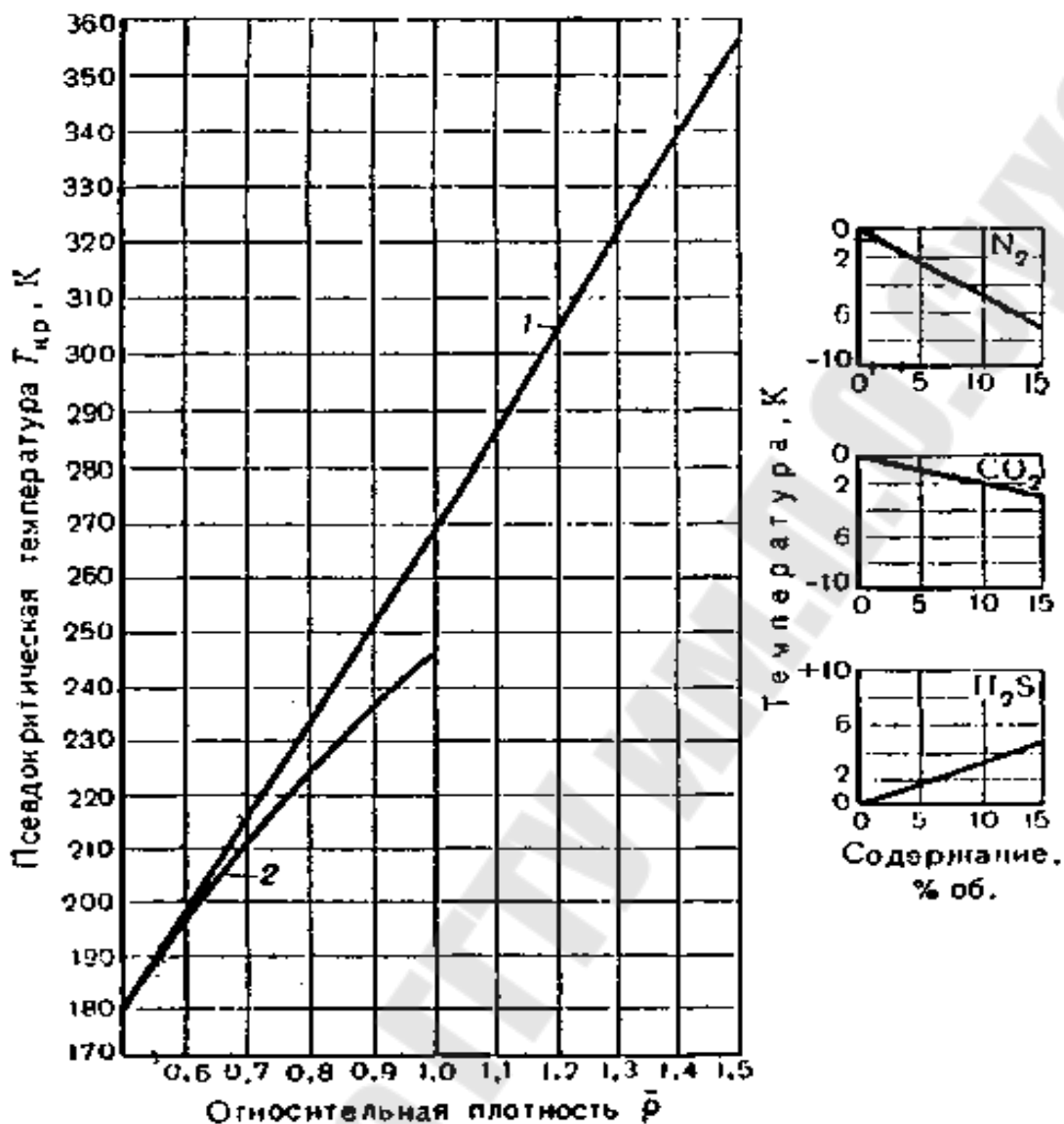


Рис.3 Зависимость среднекритической температуры от относительной плотности газа по воздуху

1 – газовые месторождения; 2 – газоконденсатные месторождения

3) по корреляционной зависимости для приближенных расчетов

$$P_{кр} = 49,5 - 3,7 \cdot \bar{\rho}, \text{ атм} \quad (3)$$

$$T_{кр} = 93 + 176 \cdot \bar{\rho}, \text{ К} \quad (4)$$

Приведенными параметрами состояния называются безразмерные величины, показывающие, во сколько раз действительные параметры состояния газа больше или меньше критических.

Приведенным давлением $P_{пр}$ называется отношение рабочего (фактического) давления газа P к его критическому давлению $P_{кр}$.

$$P_{np} = \frac{P_{раб}}{P_{кр}}, \quad (5)$$

Приведенной температурой T_{np} называется отношение рабочего (фактического) абсолютной температуры газа T к ее критической температуре $T_{кр}$.

$$T_{np} = \frac{T_{раб}}{T_{кр}}, \quad (6)$$

Таблица 1 Критические давления и температуры углеводородов метанового ряда C_nH_{2n+2}

	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	C_6H_{14}
	метан	этан	пропан	бутан	пентан	гексан
$t_{кр} (^{\circ}C)$	-82,5	+33,0	+96,6	+152,0	+197,2	+234,8
$P_{кр} (атм)$	45,8	48,5	43,4	35,7	33,0	39,1

2. Расчетная часть

Задача 1 . Определить критическую температуру и давление природного газа:

- по его молекулярному составу;
- по графическим зависимостям;
- по корреляционным зависимостям.

Задача 2. Определить приведенную температуру и давление природного газа.

Исходные данные

№ вар.	Состав газа, % Y_i								
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	H ₂ S	N ₂	ρ _{относ.}
	метан	этан	пропан	бутан	пентан				
1	97,8	0,10	0,03	0,002	0,01	0,3	-	-	0,56
2	98,8	0,10	0,02	0,002	-	0,1	-	-	0,56
3	98,6	0,07	0,02	0,13	0,01	0,18	-	-	0,56
4	92,0	4,00	1,1	0,52	0,26	0,12	-	-	0,606
5	95,1	1,1	0,3	0,07	0,03	0,4	-	-	0,578
6	98,3	0,34	0,17	0,04	0,02	0,13	-	-	0,562
7	86,9	6,0	1,6	1,0	0,5	1,2	-		0,64
8	92,7	2,1	1,2	1,0	1,2	0,1	-	-	0,568
9	93,2	0,3	3,0	0,55	2,95	0,8	-		0,62
10	83,8	5,2	1,3	1,05	0,8	1,0	1,3	5,06	0,667
11	97,8	0,1	0,07	0,003	0,02	0,9	-	1,1	0,6
12	96,3	0,04	0,01	1,2	0,3	2,0	-	-	0,57
13	97,5	0,25	0,22	0,17	0,013	1,1	-	0,75	0,575
14	85,1	4,0	0,8	0,05	1,5	2,5	3,0	3,0	0,58
15	97,3	0,01	0,02	0,3	0,65	1,1	-	0,6	0,583
16	95,0	0,04	0,1	1,1	0,1	2,3	-	1,36	0,61
17	95,7	1,1	0,07	0,1	0,35	1,5	-	1,18	0,63
18	92,4	1,1	2,4	0,75	0,01	0,75	-	2,59	0,64
19	96,6	0,1	0,1	0,1	0,05	1,8	-	1,25	0,66
20	91,7	1,2	0,5	0,04	0,1	2,7	2,1	1,66	0,661
21	89,2	2,1	1,5	1,1	0,07	2,9	1,5	1,63	0,645
22	95,8	0,03	0,1	0,37	0,01	1,4	-	2,29	0,637
23	93,7	3,5	0,62	0,16	0,1	0,75	-	1,17	0,649
24	98,1	0,44	0,27	0,02	0,01	0,8	-	0,36	0,657
25	97,4	0,1	0,01	0,001	0,01	1,7	-	0,78	0,59
26	98,6	0,6	0,07	0,19	0,05	0,2	-	-	0,54
27	95,3	3,2	1,4	0,5	0,01	1,14	-	-	0,62
28	94,7	2,5	1,9	1,4	0,1	1,65	2,1	0,3	0,69
29	96,2	1,8	0,6	0,16	0,65	1,1	-	-	0,53
30	97,1	0,2	0,02	0,08	0,07	0,6	-	-	0,64

Лабораторная работа 3

«Определение пластового давления по давлению на устье скважины в остановленной скважине»

Цель работы: определение основных параметров для определения пластового давления в остановленной скважине

1. Теоретическая часть

При отсутствии движения равновесие столба газа описывается уравнением:

$$\text{grad}p = \rho \cdot g \quad (1)$$

то есть, градиент давления в любой точке уравновешивается силой тяжести.

где: ρ – плотность газа;

g – ускорение свободного падения.

Учтем уравнение газового состояния

$$\rho = \frac{p}{R \cdot T \cdot z} \quad (2)$$

где: R – универсальная газовая постоянная;

z – коэффициент сверхсжимаемости;

T – температура.

Последнее уравнение удобно привести к виду

$$\rho = \frac{p \cdot \bar{\rho}}{R_g \cdot T \cdot z} \quad (3)$$

где: R_g – газовая постоянная для воздуха;

$\bar{\rho}$ – относительная плотность по воздуху.

Тогда можно получить одно уравнение

$$\frac{dp}{p} = \frac{\bar{\rho} \cdot g}{R_g \cdot T \cdot z} dl \quad (4)$$

где: l – вертикальная координата отсчитывается от устья и направлена вниз.

И если допустить, что температура и коэффициент z постоянны по стволу и равны своим средним значениям, то после интегрирования уравнения (4) от P_y до P_{nl} и от 0 до L получим формулу барометрического нивелирования Лапласа-Бабинэ

$$P_{nl} = P_y \cdot \exp\left(\frac{\bar{\rho} \cdot L \cdot g}{R_g \cdot T_{cp} \cdot z_{cp}}\right) \quad (5)$$

Учитывая значения R_g для массы воздуха в 1 кг, то мы имеем

$$P_{nl} = P_y e^s \quad (6)$$

где: P_{nl} и P_y – давление соответственно на забое и на устье, МПа.

Безразмерный параметр S определяем по формуле

$$S = 0,03415 \cdot \frac{\bar{\rho} \cdot L}{T_{cp} \cdot z_{cp}} \quad (7)$$

где: L – глубина скважины, м (обычно от устья до середины вскрытого интервала, для наклонных скважин L определяют по вертикали h , $h=L \cdot \cos \alpha$);

z_{cp} – средний по стволу коэффициент сверхсжимаемости газа;

T_{cp} – средняя по стволу температура газа, К.

$$T_{cp} = \frac{T_y + T_{nl}}{2} \quad (8)$$

Формулы 7 и 8 используют для расчета по известному устьевому давлению в пласте P_{nl} . Но так как z_{cp} неизвестен и зависит от среднего давления, то P_{nl} устанавливают методом итераций.

2. Расчетная часть

Определить пластовое давление по давлению на устье скважины, используя исходные данные.

Скважина имеет следующие параметры:

P_y – давление на устье, атм

L – глубина скважины до середины интервала перфорации, м

$T_{пл}$ – температура газа в пласте, $^{\circ}\text{C}$

T_y – температура газа на устье, $^{\circ}\text{C}$

1. Определение пластового давления по статическому давлению на устье скважины

$$P_{nl} = P_y \times e^S \quad (\text{атм}) \quad (1)$$

1.1 Определение параметра S

$$S = \frac{0.3415 \times \rho \times L}{T_{cp} \times z_{cp}} \quad (2)$$

1.2 Средняя температура газа по стволу скважины

$$T_{cp} = \frac{T_y + T_{nl}}{2} \quad (\text{К}) \quad (3)$$

1.3 Критическое давление

$$P_{кр} = 49,5 - 3,7 \times \rho \quad (\text{атм}) \quad (4)$$

1.4 Критическая температура

$$T_{кр} = 93 + 176 \times \rho \quad (K) \quad (5)$$

1.5 Приведенная температура газа

$$T_{пр} = \frac{T_{ср}}{T_{кр}} \quad (6)$$

1.6 Определение коэффициента сжимаемости, которое находим методом последовательных приближений

1.6.1 Вначале определим $z_{ср1}$, соответствующее устьевому давлению (используя кривые Брауна)

$$z_{ср1} \quad \text{при} \quad T_{пр} = \frac{T_{ср}}{T_{кр}} \quad \text{и} \quad P_{пр} = \frac{P_y}{P_{кр}} \quad (7)$$

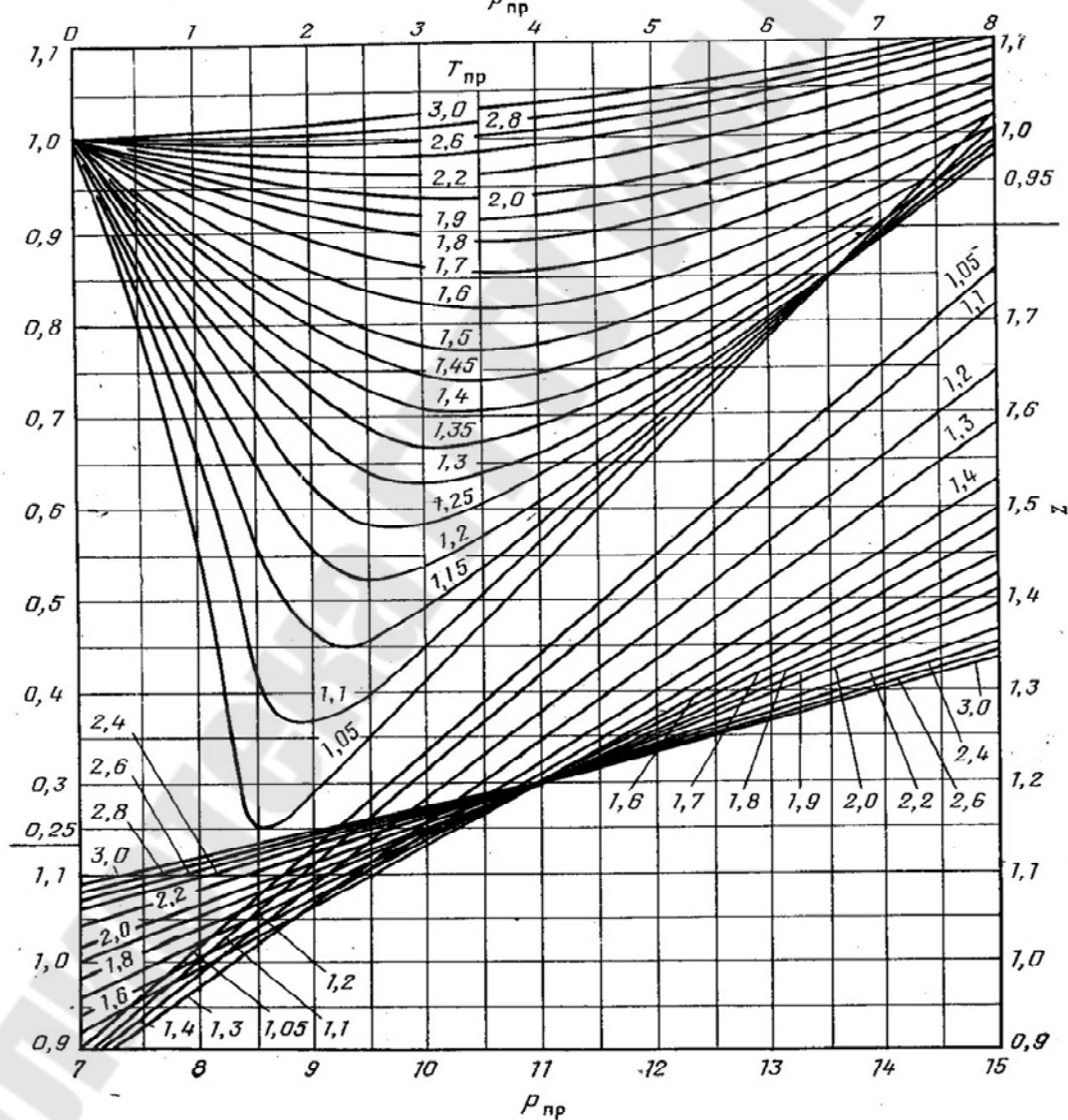


Рис.1. Кривые Брауна для определения коэффициента сжимаемости

1.6.2 Находим параметр S по формуле (2)

1.6.3 Определяем $P_{пл}$ по формуле (1)

1.6.4 Находим среднее давление по стволу скважины

$$P_{cp} = \frac{P_{пл} + P_y}{2} \quad (\text{атм}) \quad (8)$$

1.6.5 Находим новое значение z_{cp} при $T_{пр}$ и $P_{пр} = \frac{P_{cp}}{P_{кр}}$ (9)

1.6.6 Определяем истинное пластовое давление

$$S = \frac{0.03415 \times \rho \times L}{T_{cp} \times z_{cp}} \quad P_{пл} = P_y \times e^S \quad (\text{атм}) \quad (10)$$

Исходные данные

Вар.	P_y , атм	L, м	$T_{пл}$, °C	T_y , °C	$\bar{\rho}$
1	80	1000	40	20	0,56
2	90	1250	50	30	0,6
3	100	1500	60	40	0,65
4	110	1750	70	52	0,62
5	120	2100	80	60	0,54
6	82	1050	42	22	0,58
7	92	1300	52	32	0,67
8	102	1550	56	42	0,62
9	112	1800	72	52	0,58
10	122	2150	82	62	0,52
11	84	1100	44	24	0,6
12	94	1350	54	34	0,64
13	104	1600	64	44	0,57
14	114	1850	74	54	0,63
15	124	2100	84	64	0,67
16	86	1150	46	26	0,62
17	96	1400	56	36	0,66
18	106	1650	66	46	0,56
19	116	1900	76	56	0,58
20	126	2150	86	66	0,6
21	88	1200	48	28	0,64
22	98	1450	58	38	0,68
23	108	1700	68	48	0,55
24	118	1950	78	58	0,58
25	128	2200	88	68	0,55
26	140	2350	98	78	0,69
27	130	2300	90	60	0,59
28	120	2000	85	65	0,54
29	105	1650	62	42	0,61
30	97	1400	56	36	0,53

Лабораторная работа 4

«Определение забойного давления в газовой скважине по величине давления газа в кольцевом пространстве»

Цель работы: применение основ исследования скважин на приток, изучение основных параметров при исследованиях газовых скважин и их применение в расчетах добычи природного газа.

1. Теоретическая часть

Непосредственная задача исследований скважин и пластов заключается в получении данных, характеризующих геолого-физические и гидродинамические свойства продуктивных пластов и отдельных скважин.

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

Требуется найти аналитическое выражение степенного уравнения притока газа, определить потенциальную производительность скважины и построить индикаторную кривую.

Из формулы (1) определяют коэффициент продуктивности K и показатель степени n путем совместного решения нескольких уравнений, составленных для разных режимов.

$$Q = K \cdot (P_{nl}^2 - P_{заб}^2)^n, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (1)$$

Для этого находят абсолютные величины пластового и забойного давления по формуле:

$$p = P_{затр} \cdot e^{1,2 \cdot 10^{-4} \cdot L \cdot \rho_g \cdot \frac{T}{T+t}}, \text{ атм} \quad (2)$$

где: $P_{затр}$ – затрубное давление на устье скважины, атм;

L – длина подъемных труб, м;

ρ_g – относительная плотность газа;

$\frac{T}{T+t}$ – температурный поправочный коэффициент для перехода от $t = 0$ к температуре в скважине.

По числу режимов составляют соответствующее число уравнений притока и попарно решают их относительно показателя степени n .

Определив все параметры, входящие в уравнение притока (P_{nl} , $P_{заб}$, K и n), последовательно задаются более низкими забойными давлениями и определяют соответствующими им дебиты газа вплоть до потенциальной производительности скважины, то есть абсолютно свободный дебит.

По фактическим и найденным по расчету данным строят индикаторную кривую. Пределы экстраполяции этой кривой определяются с учетом допускаемой величины депрессии.

Одночленная степенная формула (1) дает приближенные результаты, так как она не учитывает нарушений линейного режима фильтрации газа в призабойной зоне.

При исследовании газовых скважин с последующей обработкой полученных данных по двучленной формуле замеряют глубинным манометром пластовое и забойное давление при разных режимах, а также дебит газа.

Требуется обработать результаты исследования скважины графическим методом, составить основное уравнение притока газа в скважину и определить абсолютно свободный дебит.

По этим данным вычисляют для каждого режима величины $\Delta p = P_{пл}^2 - P_{заб}^2$ и $\frac{P_{пл}^2 - P_{заб}^2}{Q}$, затем составляют сводную таблицу результатов наблюдений и произведенных вычислений.

Результаты исследований обрабатывают по формуле

$$\frac{\Delta p^2}{Q} = a + bQ \quad (3)$$

Эта формула выражает уравнение прямой линии, построенной в координатах $\frac{\Delta p^2}{Q}$ (ордината) и Q (абсцисса).

Коэффициенты a и b этого уравнения могут быть определены графически. Коэффициент a равен длине отрезка, отсекаемого на оси ординат продолжением индикаторной прямой, а коэффициент b определяется наклоном этой прямой к оси абсцисс.

Абсолютно свободный дебит находят по формуле

$$Q_{абсол.св} = \frac{\sqrt{a^2 + 4 \cdot P_{пл}^2} - a}{2 \cdot b}, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (4)$$

2. Расчетная часть

Требуется определить забойное давление в газовой скважине по давлению на устье и свободный дебит скважины.

Давление на устье обозначим через P_r . Башмак фонтанных труб установлен на глубине 1011 м, а середина продуктивного пласта находится на глубине 1047 м. Плотность нефти γ_n . Средняя температура газа по стволу скважины $T_{ср} = 307,5$ К. Пластовое давление $P_{пл} = 101,4$ атм.

Данные испытания скважины приведены в таблице 1

Таблица 1

№ режима	P_z , атм	z_{cp}	Q , тыс. м ³ /сут
1	90,63	0,865	114,8
2	83,76	0,871	297,2
3	74,93	0,88	440,9
4	53,40	0,89	638,2
5	33,07	0,9	688,8
6	84,59	0,872	293,6

1. Давление у башмака фонтанных труб при работе скважины по кольцевому пространству определяется:

$$P_{баш} = \sqrt{P_z^2 \times e^S + \theta \times Q^2 \times \frac{\sqrt{D + d_n}}{D - d_n}}, \text{ атм} \quad (1)$$

где: θ - безразмерный параметр;

D - внутренний диаметр эксплуатационной колонны в см;

d - наружный диаметр фонтанных труб в см;

λ - коэффициент сопротивления;

$D_{эф}$ - эффективный диаметр труб, по которым движется газ, см.

- 1.1 Параметр θ

$$\theta = 1,377 \times \lambda \times \frac{z_{cp1}^2 \times T_{cp}^2}{D_{эф}^5} \times (e^S - 1) \quad (2)$$

где: S - безразмерный параметр;

z_{cp} - средний коэффициент сжимаемости газа;

T_{cp} - средняя температура газа по стволу скважины, К.

- 1.2 Определим эффективный диаметр труб

$$D_{эф} = \sqrt{D^2 - d_n^2}, \text{ см} \quad (3)$$

- 1.3 Коэффициент сопротивления λ зависит от состояния и величины поверхности трения, а также наличия в кольцевом пространстве муфт.

$$\lambda = \lambda_0 \cdot \sqrt{\frac{D + d_n}{D - d_n}}, \quad (4)$$

В таблице 2 приведен коэффициент сопротивления λ_0 при движении газа по затрубному пространству для условий $Q > Q_{мин}$.

Внешняя колонна D , дюймы	Внутренняя колонна d_n , дюймы	$Q_{мин}$, тыс. м ³ /сутки	λ_0
3	1,5	19	0,029
4	1,5	45	0,027
5	1,5	87	0,025
4	2,0	40	0,027
5	2,0	84	0,025
4	2,5	26	0,029
5	2,5	70	0,025
6	2,5	112	0,024
5	3	43	0,028
6	3	96	0,026

1.4 Определяем параметр S по формуле

$$S = \frac{0.03415 \times \gamma \times L}{z_{cp1} \times T_{cp}}, \quad (5)$$

2. Забойное давление находим по давлению у башмака, пользуясь формулой

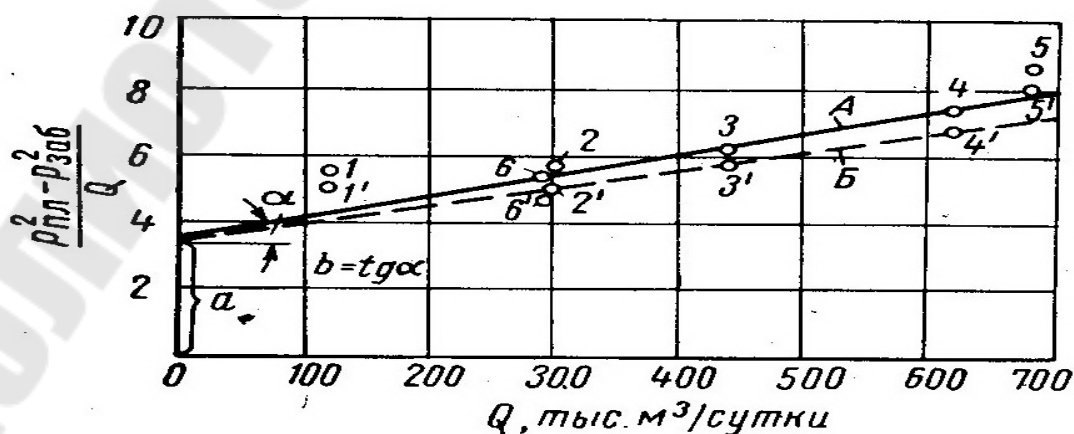
$$P_{заб} = P_{баш} \times (1 + S_2), \text{ атм} \quad (6)$$

где: L_2 – участок длины от середины продуктивного пласта до башмака фонтанных труб, равен 36 м;

S_2 – безразмерный параметр, который определяется

$$S_2 = \frac{0.03415 \times \gamma \times L_2}{z_{cp} \times T_{cp}}$$

3. Строим график зависимости $\frac{P_{пл}^2 - P_{заб}^2}{Q}$ от Q



4. Находим коэффициенты a и b

$$b = tg \alpha, \quad (7)$$

5. Определяем абсолютно свободный дебит скважины при $P_{заб}=0$

$$Q_{абссв} = \frac{\sqrt{a^2 + 4 \times b \times (P_{пл}^2 - 1)} - a}{2 \times b}, \text{ тыс. м}^3/\text{сут} \quad (8)$$

6. Свободный дебит скважины при движении газа по кольцевому пространству

$$Q_{св} = \frac{\sqrt{a^2 + 4(b + \theta) \times (P_{пл}^2 - e^{2 \times s})} - a}{2 \times (b + \theta)}, \text{ тыс. м}^3/\text{сут} \quad (9)$$

Исходные данные

№вар.	Внешняя колонна D , дюймы	Внутренняя колонна d_n , дюймы	γ_n
1	5	2,5	0,57
2	4	2,5	0,5
3	6	2,5	0,51
4	4	2	0,56
5	5	2	0,58
6	3	1,5	0,6
7	4	1,5	0,7
8	5	1,5	0,54
9	5	2,5	0,58
10	4	2,5	0,59
11	6	2,5	0,52
12	5	3	0,53
13	6	3	0,55
14	4	2,5	0,61
15	5	2,5	0,71
16	6	2,5	0,68
17	3	1,5	0,65
18	4	1,5	0,62
19	5	1,5	0,64
20	5	3	0,63
21	6	3	0,66
22	3	1,5	0,69
23	4	1,5	0,7
24	5	2,5	0,51
25	4	2,0	0,58
26	5	2,0	0,65
27	5	3	0,63
28	5	2,5	0,71
29	5	1,5	0,59
30	6	3	0,58

Лабораторная работа 5
«Исследование скважин методом неустановившихся режимов
работы»

Цель работы: применение основ исследования скважин методом неустановившихся режимов работы, изучение основных параметров при исследованиях газовых скважин и их применение в расчетах добычи газа.

1. Теоретическая часть

При разведке новых, особенно сверхглубоких, месторождений встречаются случаи, когда в течение некоторого времени трудно однозначно решить вопрос о том, чем представлены добываемые на поверхность жидкость и газа в условиях пласта: жидкой фазой или газобразной; такие случаи встречаются при открытии месторождений типа газоконденсатных.

Чтобы не ошибиться, можно рассчитать параметры по одному из известных методов в предположении, что в пластовых условиях существует только газовая фаза, а затем только жидкая фаза, и результаты сравнить (при правильных расчетах результаты приблизительно совпадут).

При использовании формул для газа следует дебит жидкости заменить фиктивным дебитом газа в атмосферных условиях $Q_{гф}$ по соотношению

$$Q_{гф} = \frac{Q_{жс} \times P_{пл} \times z \times T}{z_{пл} \times P \times T_{пл}}, \quad (1)$$

где: $Q_{жс}$ – дебит жидкости на поверхности;

z и T – поправочный коэффициент и температура в атмосферных условиях;

$z_{пл}$ и $T_{пл}$ – то же, в пластовых условиях.

Если принять метод обработки для бесконечного пласта, а кривую восстановления построить в координатах $P_{пл}^2 - P_{заб}^2$ и lgt , то получим уравнение

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = A + i \cdot lgt, \quad (2)$$

где: i - угол наклона кривой определяется

$$i = 0,366 \cdot \frac{Q_{го} \cdot \mu}{k \cdot h}, \quad (3)$$

где: Q_{zo} – фиктивный дебит газа;
 μ – вязкость газа;
 k – проницаемость пласта;
 h – толщина пласта.

Находим проводимость пласта

$$\frac{k \times h}{\mu} = 0,366 \frac{Q_{zo}}{i}, \quad (4)$$

Если же принято предложение, что в пласте существует только жидкая фаза, то объемный действительный дебит газа на поверхности следует заменить фиктивным дебитом жидкости $Q_{жф}$

$$Q_{жф} = \frac{Q_g \times P \times z_{пл} \times T_{пл}}{z \times P_{пл} \times T}, \quad (5)$$

Если по аналогии кривая восстановления давления построена в координатах Δp и lgt , то проводимость находим из соотношения

$$\frac{k \times h}{\mu} = 0,183 \frac{Q_{жф}}{i}, \quad (6)$$

Если результаты по формулам 6 и 5 совпадут, можно сделать вывод о том, что в пласте фильтруется однофазная среда.

Гидродинамические исследования скважин помогают выявлять эффективность мер, принимаемых на промыслах для повышения интенсификации добычи нефти и газа.

2. Расчетная часть

Газовая скважина продолжительное время эксплуатировалась по фонтанным трубам на установившемся режиме с дебитом Q . Затем скважину закрыли и сняли кривую восстановления забойного давления во времени.

Требуется определить параметры пласта, не зависящие от состояния призабойной зоны скважины: гидропроводность, проницаемость, объем дренирования.

1. На основе данных таблицы 1 строим кривые восстановления давления в координатах $p^2_s - lgt$ и $lg\Delta p^2 - t$

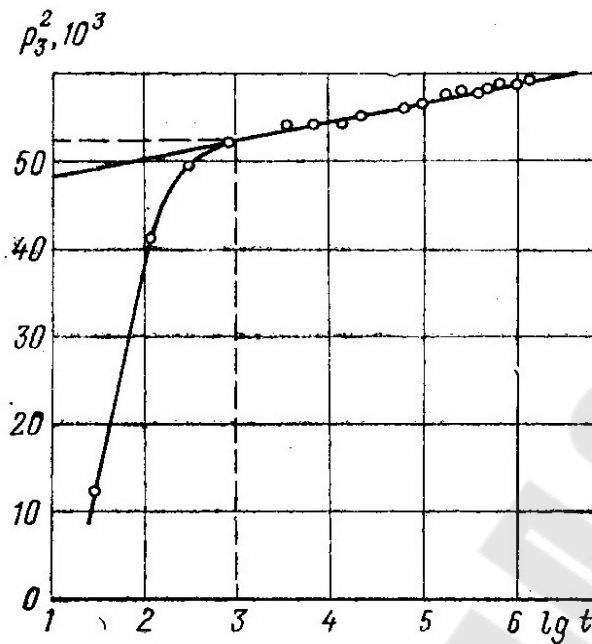


Рис.1 Кривая восстановления давления в газовой скважине p_3^2 от lgt

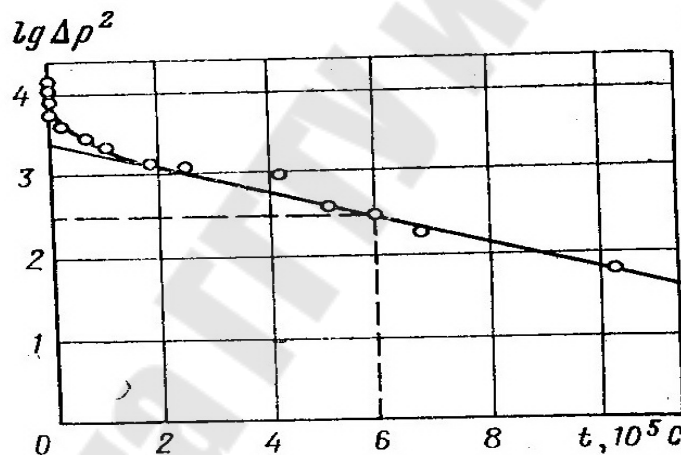


Рис.2 Кривая восстановления давления в газовой скважине $lg\Delta p^2$ от t

2. Находим угловые коэффициенты β и β_1 , которые определяют наклон прямолинейных участков кривых к оси абсцисс.
3. Проницаемость пласта

$$k = 0,366 \times \frac{\mu \times Q \times T_{nl}}{p_0 \times h \times \beta \times T_{cp} \times 86400}, \text{ м}^2 \quad (1)$$

где: p_0 – атмосферное давление, $= 10^5$ Па;
 μ – вязкость нефти, мПа·с;
 h – эффективная мощность пласта, м;
 T_{nl} – пластовая температура, К;
 T_{cp} – средняя температура в скважине, К.

4. Гидропроводность пласта

$$\frac{\kappa \times h}{\mu} = \text{, м}^3/\text{Па}\cdot\text{с} \quad (2)$$

5. Объем дренирования скважины

$$V = \frac{2.09 \times Q \times P_{nl} \times T_{nl}}{\beta \times \beta_1 \times p_0 \times T_{cp}} \text{, м}^3 \quad (3)$$

Исходные данные

№вар.	$Q \cdot 10^6$, м ³ /сут	P_{nl} , МПа	h , м	T_{nl} , К	T_{cp} , К	μ , мПа·с
1	1,3	24,3	20	350	323	2,5
2	1,47	24,1	21	351	324	1,5
3	1,4	24,2	19	350	323	1,4
4	1,56	24,5	18	347	320	2,2
5	1,5	22	17	348	321	2,3
6	1,62	21	22	357	330	2,6
7	1,1	22,7	20	356	329	2,8
8	1,15	23,5	16	345	318	2,9
9	1,37	22,2	15	346	319	2,2
10	1,2	22,6	18	352	325	2,1
11	1,48	21,7	17	353	326	1,6
12	1,25	21,5	19	354	327	1,7
13	1,57	23,9	23	355	328	1,8
14	1,35	24,0	24	350	323	1,9
15	1,62	23,3	21	352	325	1,4
16	1,45	22,8	22	351	324	1,5
17	1,53	22,7	25	350	323	2,4
18	1,43	21,4	20	349	322	2,3
19	1,33	21,9	24	348	321	2,2
20	1,44	22,3	18	347	320	2,1
21	1,47	23,7	17	357	330	2,0
22	1,49	23,2	19	356	329	1,9
23	1,5	21,8	21	355	328	1,8
24	1,54	24,3	20	351	324	1,7
25	1,7	25,3	18	350	323	2,4
26	1,3	24,2	25	348	321	1,6
27	1,4	21,8	21	357	330	1,8
28	1,59	22,6	16	355	328	1,5
29	1,65	23,8	20	350	323	2,3
30	1,42	24,7	18	346	319	2,4

Лабораторная работа 6

«Определение давления нагнетания, числа нагнетательных скважин и количества нагнетаемой жидкости»

Цель работы: определение главных параметров нагнетательных скважин.

1. Теоретическая часть

Воду в пласт нагнетают через ряд нагнетательных скважин, расположенных в водяной области за внешним контуром нефтеносности или газоносности, на некотором расстоянии от него, либо внутри нефтеносной площади, в зависимости от потребностей процесса разработки и технологии добычи нефти и газа.

Необходимо учитывать неоднородность проницаемости по площади и разрезу пласта. Обычно в первую очередь промываются прослойки с более высокой проницаемостью и большей мощностью.

Расстояние между рядами нагнетательных и эксплуатационных скважин принимают не менее 100-200 м. Будем называть линию, проведенную по ряду нагнетательных скважин, линией нагнетания, а по ряду эксплуатационных – линией эксплуатации.

Чем больше нагнетательных скважин и чем меньше расстояния между ними, тем равномернее давление на контур и его перемещение.

При этом весьма важно знать величину среднего давления $P_{нагн}$ на нагнетательных скважинах. В расчетах обычно принимают некоторую среднюю величину начального пластового давления $P_{пл}$ в данной области. Можно рассматривать следующие случаи соотношений между давлением нагнетания и начальным пластовым давлением при условии, что вода нагнетается в целях поддержания или восстановления пластового давления:

- 1) $P_{нагн} = P_{пл}$ (давление нагнетания равно начальному пластовому давлению); это условие относится к случаю, когда количество закачиваемой в пласт воды равно количеству отбираемой из пласта жидкости (и попутного газа), приведенным к одинаковым условиям, то есть когда $Q_{нагн} = Q_{доб}$ при этом вся нагнетаемая вода будет перемещаться только в сторону эксплуатационных скважин.
- 2) $P_{нагн} > P_{пл}$ (давление нагнетания больше начального пластового давления); такое положение возможно, когда $Q_{нагн} > Q_{доб}$. При этом часть закачиваемой жидкости будет уходить в водяную область, то есть в сторону, обратную от эксплуатационных скважин.

Передача давления от нагнетательных скважин к эксплуатационным экранируется первыми рядами скважин.

В процессе эксплуатации, вследствие отбора нефти или газа внутри залежи вода движется вслед за нефтью (газом), проникая в ее пределы. Внешний ряд эксплуатационных скважин постепенно обводняется и при достижении заданного процента обводнения эксплуатацию скважин прекращают – ряд «выключают» из эксплуатации.

Величину давления нагнетания и приемистость нагнетательных скважин определяют только на основании опытных данных.

Приемистость одной нагнетательной скважины

$$q_n = \frac{20 \cdot \pi \cdot k_e \cdot h \cdot (P_{заб} - P_n)}{\mu_e \cdot \xi \cdot \ln \frac{\sigma_n}{\pi \cdot r_c}}, \quad (1)$$

где: k_e – фазовая проницаемость для воды в призабойной зоне нагнетательной скважины, мкм²;

h – толщина пласта, см;

$P_{заб}$, P_n – соответственно давление на забое нагнетательной скважины и давление на линии нагнетания, МПа.

Давление на забое нагнетательной скважины

$$P_{заб} = P_{нас} + \frac{H}{100} - P_{тр}, \quad (2)$$

где: H – средняя глубина скважины, м

$P_{нас}$ – давление на выкиде насосов, МПа

$P_{тр}$ – потери давления на трение в водоводах и в стволе скважины, МПа;

μ_e – вязкость нагнетаемой воды, мПа·с;

ξ – коэффициент, учитывающий загрязнение призабойной зоны нагнетательной скважины;

r_c – приведенный радиус нагнетательных скважин.

Учитывая, что

$$\sigma_n = \frac{L}{2 \cdot n}, \quad (3)$$

$$q_n = \frac{Q_n}{n}, \quad (4)$$

где: L – длина участка линии нагнетания;

n – число нагнетательных скважин на выбранном участке;

Q_n – суммарное количество закачанной воды на том же участке.

После несложных преобразований получим число нагнетательных скважин

$$n = 0,016 \cdot \frac{\mu \cdot \xi \cdot Q_n}{k_e \cdot h \cdot (P_{заб} - P_n)} \cdot \left(\lg \frac{L}{2 \cdot \pi \cdot r_c} - \lg n \right), \quad (5)$$

Уравнение (5) легко решить последовательным приближением. Задавшись интуитивно величиной n и подставив ее в правую часть, найдем первое значение n , подставив которое вторично в правую часть найдем второе значение и т.д. Установив число скважин на том или ином участке, определяем приемистость.

Коэффициент продуктивности

$$K = \frac{20 \cdot \pi \cdot k_e \cdot h}{\mu_e \cdot \xi \cdot \ln \frac{\sigma_n}{\pi \cdot r_c}}, \quad (6)$$

2. Расчетная часть

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

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

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

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

1. Определить параметр A

$$A = \frac{23.6 \times L \times h \times k \times \varphi}{Q \times \mu_e \times b_e}, \quad (1)$$

где: b_e – объемный коэффициент воды, равный 1;

φ – коэффициент совершенства скважины, находим по рис.1.

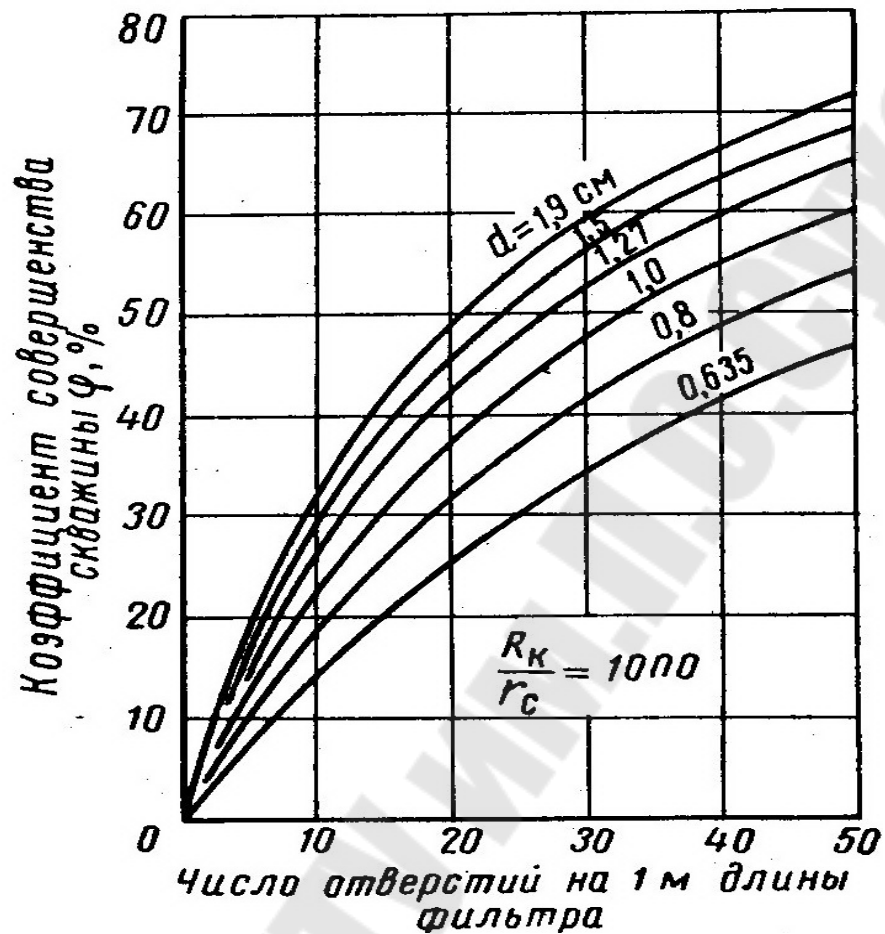


Рис.1 Зависимость коэффициента совершенства скважины от числа отверстий на 1 м длины фильтра

2. Избыточное давление нагнетания у забоя скважины:

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

где: r_c – радиус нагнетательной скважины, равный 0,075 м.

R – расстояние между скважинами, м.

3. Давление нагнетаемой воды у устья скважины (без учета гидравлических сопротивлений в колонне)

$$P_{\text{наг}} = \Delta P + P_{\text{пл}} - \frac{H \times \gamma_w}{10}, \text{ атм} \quad (3)$$

где: ΔP – избыточное давление нагнетания у забоя скважины, атм.

4. Число нагнетательных скважин

$$N = \frac{L}{R}, \text{ шт} \quad (4)$$

5. Количество воды, нагнетаемой в каждую скважину

$$q = \frac{Q}{N}, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (5)$$

6. Величина гидравлических сопротивлений в колонне нагнетательных труб

$$P_{mp} = \frac{0,1 \times \lambda \times H \times w^2 \times \gamma_e}{2g \cdot d}, \text{ атм} \quad (6)$$

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

6.1 Скорость движения воды

$$w = \frac{q_n}{86400 \cdot F}, \text{ м/с} \quad (7)$$

где: q_n – количество воды, нагнетаемая в скважину, м³/сут;
 F – площадь проходного сечения 2,5 " насосно-компрессорных труб, равная 30.2 см².

6.2. Число Рейнольдса

$$Re = \frac{w \times d}{\nu}, \quad (8)$$

где: ν – кинематическая вязкость, равная 0,01;
 d – диаметр насосно-компрессорных труб, мм.

Коэффициент сопротивления

$$\lambda = \frac{0.3164}{Re^{0.25}}, \quad (9)$$

7. Давление нагнетания с учетом гидравлических сопротивлений

$$P''_{нагн} = P_{нагн} + P_{mp}, \text{ атм} \quad (10)$$

8. Коэффициент приемистости скважин

$$K_n = \frac{Q}{\Delta P \cdot N}, \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{атм} \quad (11)$$

Исходные данные

№ вар	L , км	Q , м ³ /сут	$P_{пл}$, атм	h , м	H , м
1	10	9000	90	9	900
2	11	8000	80	9	800
3	12	12000	100	10	1100
4	9	10000	95	12	1200
5	13	11000	105	11	1000
6	14	8500	95	13	950
7	12,5	10500	100	14	1050
8	8	11500	100	15	1250
9	15	12500	100	12	1300
10	7	8600	100	10	950
11	8,5	7050	95	11	1050
12	9,5	11500	100	9	1100
13	10,5	10450	105	14	1150
14	10,5	9500	90	9	950
15	9,5	9000	85	9	900
16	11	8500	100	10	850
17	14	12700	120	12	1270
18	8	9200	90	11	920
19	15	13500	125	13	1350
20	16	14000	130	14	1400
21	15,5	13500	115	15	1350
22	12,5	12250	110	12	1225
23	13,5	13700	105	10	1370
24	11,5	10000	100	11	1000
25	8	8600	80	13	850
26	7,4	9320	105	9	1200
27	13,6	12540	125	12	1300
28	12,8	10840	95	14	1100
29	11,2	11200	100	10	980
30	10,9	7920	120	8,5	1370

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

Лабораторная работа 7

«Определение необходимого давления нагнетания на устье нагнетательных скважин»

Цель работы: определение давления нагнетания на устье нагнетательной скважины (давления, создаваемого на выкиде насоса, закачивающего воду в скважину, для обеспечения проектных условий по годовому отбору нефти и росту при этом пластового давления в залежи)

1. Теоретическая часть

Технология закачки воды связана с некоторыми понятиями и определениями, которые характеризуют процесс, его масштабы, степень компенсации отборов закачкой, сроки выработки запасов, число нагнетательных и добывающих скважин и др. К числу таких характеристик относится количество нагнетаемой воды. При искусственном водонапорном режиме, когда отбор нефти происходит при давлении в пласте выше давления насыщения, объем отбираемой жидкости, приведенный к пластовым условиям, должен равняться объему нагнетаемой жидкости, также приведенной к пластовым условиям, г. е. к пластовой температуре и давлению. Поскольку в этих условиях пластовая продукция состоит только из нефти и воды, а газ находится в растворенном состоянии, то можно написать следующее уравнение баланса расходов жидкостей, приведенных к пластовым условиям:

$$Q_{наг} \cdot b_g = (Q_n \cdot b_n + Q_g \cdot b'_g + Q_{ум}) \cdot k, \quad (1)$$

где: $Q_{наг}$ - объемный расход нагнетаемой воды при стандартных условиях (например, м³/г);

b_g - объемный коэффициент нагнетаемой воды, учитывающий увеличение объема воды при нагревании до пластовой температуры и уменьшение ее объема при сжатии до пластового давления;

Q_n - объемная добыча нефти (суммарный дебит) при стандартных условиях (дебит товарной нефти);

b_n - объемный коэффициент нефти, учитывающий ее расширение за счет растворения газа, повышения температуры и незначительное сжатие от давления;

Q_g - объемная добыча извлекаемой из пласта воды, измеренная при стандартных условиях;

b'_g - объемный коэффициент извлекаемой минерализованной воды, который может отличаться от объемного коэффициента для пресной воды;

$Q_{ут}$ - объемный расход воды, уходящей во внешнюю область (утечки);

k - коэффициент, учитывающий потери воды, при периодической работе нагнетательных скважин на самоизлив, при порывах водоводов и по другим технологическим причинам.

Из уравнения (1) находят расход нагнетаемой воды $Q_{наг}$. Очевидно, число нагнетательных скважин $n_{наг}$, их средний дебит $q_{наг}$ и расход нагнетаемой воды $Q_{наг}$ связаны соотношением

$$Q_{наг} = q_{наг} \cdot n_{наг}, \quad (2)$$

Если по результатам опытной эксплуатации нагнетательных скважин или по результатам расчета известен их дебит $q_{наг}$, то из (2) определяют необходимое число нагнетательных скважин $n_{наг}$. Если $n_{наг}$ предопределено схемой размещения скважин, то из (2) определяют средний дебит нагнетательной скважины $q_{наг}$, который зависит от гидропроводности пласта в районе нагнетательной скважины и от репрессии, т. е. от величины давления нагнетания воды.

Дебит нагнетательной скважины находят гидродинамическими расчетами всей системы добывающих и нагнетательных скважин или приближенно по формуле радиального притока, преобразованной для репрессии. Давление нагнетания и дебиты должны находиться в технически осуществимых пределах и не должны превышать возможностей технологического оборудования. Некоторое регулирование этих величин возможно воздействием на призабойную зону нагнетательных скважин для улучшения их поглотительной способности (кислотные обработки, гидроразрывы и др.).

В технологии добычи нефти часто пользуются такими понятиями, как «давление на линии нагнетания» и «давление на линии отбора». Введение этих понятий упрощает физическую картину фильтрации жидкости от линии расположения нагнетательных скважин к рядам добывающих скважин, а также позволяет однозначно характеризовать депрессию обуславливающую приток жидкости к линиям отбора. Давление на линии нагнетания - это среднеинтегральное давление в пласте вдоль линии нагнетательных скважин. Вокруг нагнетательных скважин образуются репресссионные воронки, обращенные вверх с наибольшим давлением (вершина воронки) на забоях нагнетательных скважин (рис.1).

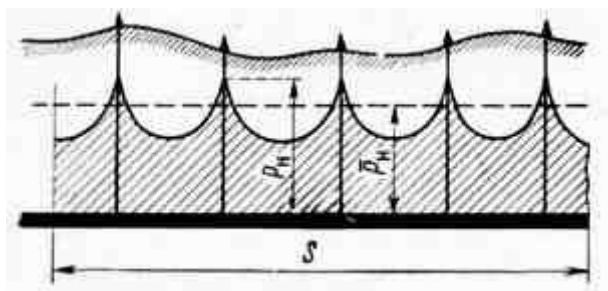


Рис.1. Изменение давления вдоль линии нагнетания

На рисунке ординаты заштрихованной части эпюры - абсолютные величины давлений в пласте, изменяющиеся вдоль S . Средняя ордината, т. е. высота P_n прямоугольника длиной S и площадью $P_n \cdot S$, - среднеинтегральное давление.

По определению

$$P_n = \frac{F}{S} \quad (3)$$

где: F - заштрихованная площадь эпюры давлений.

Забойные давления нагнетательных скважин могут быть разными. Закон распределения давления вокруг забоя скважин близок к логарифмическому. Используя формулу для распределения давления при радиальном течении, можно построить кривые распределения давления между нагнетательными скважинами. Таким образом, по эпюре распределения давления вдоль линии нагнетания в реальном конкретном случае может быть определена площадь эпюры F , а по формуле (3) найдено давление на линии нагнетания. Существуют весьма простые расчетные методы определения давления на линии нагнетания, однако эти методы справедливы только при одинаковых забойных давлениях во всех нагнетательных скважинах, равных расстояниях между скважинами и однородном пласте. Расчетная формула имеет вид

$$\bar{P}_n = P_n - Q \cdot \varpi, \quad (4)$$

где: P_n - давление на забоях нагнетательных скважин (во всех скважинах одинаковое);

Q - суммарный дебит нагнетательного ряда;

w - внутреннее фильтрационное сопротивление нагнетательного ряда

$$\varpi = \frac{\mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot n} \cdot \ln \frac{\sigma}{\pi \cdot r_{np}}, \quad (5)$$

где: μ - вязкость воды;

k - проницаемость;

h - толщина пласта;

- n - число скважин в ряду;
- σ - половина расстояния между нагнетательными скважинами;
- r_{np} - приведенный радиус нагнетательной скважины.

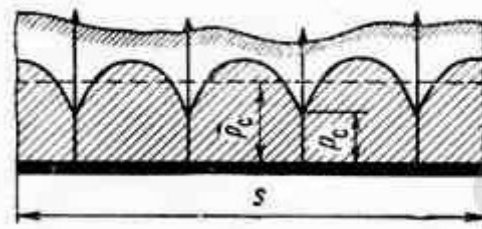


Рис.2. Изменение давления вдоль линии отбора

Давление на линии отбора определяется аналогично, т. е. как среднеинтегральное давление вдоль линии добывающих скважин. В добывающих скважинах депрессионная воронка обращена вершиной вниз (рис.2). Давление на линии отбора равно

$$P_c = \frac{F}{S} \quad (6)$$

где: F - заштрихованная площадь эпюры давлений.

При аналитических расчетах

$$\bar{P}_c = P_n + Q \cdot \sigma, \quad (7)$$

где: P_c - давление на забоях добывающих скважин данного ряда (одинаковые во всем ряду);

Q - дебит добывающих скважин данного ряда, расположенных в пределах длины S .

Среднее давление на линии нагнетания меньше забойных давлений в нагнетательных скважинах ($P_n' < P_n$), а среднее давление на линии отбора больше забойных давлений в добывающих скважинах ($P_c' > P_c$). Величина $P_n' - P_c' = \Delta P$, называется депрессией между линией нагнетания и линией отбора. От величины этой депрессии зависит дебит добывающих рядов скважин, который увеличивается с ростом ΔP . Увеличение депрессии может быть достигнуто как за счет увеличения давления на линии нагнетания P_n , так и за счет снижения давления на линии отбора P_c .

2. Расчетная часть

Залежь нефти находится в пробной эксплуатации. Всего из залежи с начала разработки отобрано нефти $\sum Q_n$. При этом пластовое

давление снизилось на $\Delta P_{тек} = P_{пл.нач} - P_{пл.тек}$. По линейной графической зависимости изменения давления от накопленного отбора $P_{пл} = f(\sum Q_n)$ определен режим работы залежи как упругий.

Дальнейшую разработку залежи планируется проводить с поддержанием пластового давления путем закачки в пласт пресной воды плотностью $\rho_e = 1000 \text{ кг/м}^3$ через одну нагнетательную скважину.

Требуется определить необходимое давление нагнетания на устье нагнетательной скважины (то есть давление, создаваемого на выкиде поверхностного насоса, закачивающего воду в скважину), для обеспечения проектных условий по годовому отбору нефти $Q_{н.проект}$ и росту при этом $\Delta P_{рост}$ пластового давления в залежи ($\Delta P_{рост} = P_{пл.проект} - P_{пл.тек}$)

1. Определить удельный отбор нефти (УО) на 1 атм падения пластового давления

$$UO = \frac{\sum Q_n}{\Delta P_{тек}}, \text{ м}^3/\text{атм} \quad (1)$$

2. Определить годовой объем закачки $Q_{зак.const}$, необходимый для сохранения $P_{пл.тек}$ на достигнутом уровне при запроектированном годовом отборе нефти $Q_{н.проект}$

$$Q_{зак.const} = Q_{н.проект}, \text{ м}^3 \quad (2)$$

3. Определить дополнительный объем закачки $\Delta Q_{зак.рост}$, необходимый для роста текущего пластового давления $P_{пл.тек}$ до $P_{пл.проект}$

$$\Delta Q_{зак.рост} = UO \cdot \Delta P_{рост} = UO \cdot (P_{пл.проект} - P_{пл.тек}), \text{ м}^3 \quad (3)$$

4. Определить общий объем закачки $Q_{зак.год}$

$$Q_{зак.год} = Q_{зак.const} + \Delta Q_{зак.рост}, \text{ м}^3 \quad (4)$$

5. Определить расчетную приемистость нагнетательной скважины $q_{прием}$

$$q_{прием} = \frac{Q_{зак.год}}{365 \cdot K_{экс}}, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (5)$$

где: $K_{экс}$ – коэффициент эксплуатации скважины, равный 0,95

6. Определить необходимое забойное давление $P_{заб}$ в нагнетательной скважине для ее работы с расчетной приемистостью, используя линейное уравнение притока воды в пласт при ее закачке

$$P_{заб} = P_{пл.тек} + \frac{q_{прием}}{K_{прод}}, \text{ атм} \quad (6)$$

где: $K_{прод}$ – коэффициент продуктивности

7. В свою очередь величина забойного давления складывается из гидростатического давления, созданного весом столба воды в стволе скважины $P_{гидрост}$ и давления нагнетания, создаваемого нагнетательным насосом на устье нагнетательной скважины $P_{нагн}$ (без учета потерь давления на трение в стволе скважины)

$$P_{заб} = P_{гидрост} + P_{нагн}$$

$$P_{гидрост} = \frac{H_{скв} \cdot \rho_v}{10}, \text{ атм} \quad (7)$$

где: $H_{скв}$ – глубина скважины, м

ρ_v – плотность воды, кг/м³.

Отсюда

$$P_{наг} = P_{заб} - P_{гидрост}, \text{ атм} \quad (8)$$

Лабораторная работа 8

«Определение коэффициента приемистости, проницаемости и пьезопроводности нагнетательных скважин»

Цель работы: определение главных параметров нагнетательных скважин при их исследовании.

1. Теоретическая часть

Исследование скважин при неустановившемся режиме или исследование методом восстановления (падения) давления основано на изучении неустановившихся процессов фильтрации, происходящих в пласте при остановке и пуске скважин. Этим методом можно исследовать скважины, в которых однофазная жидкость.

Сущность метода исследования состоит в прослеживании скорости восстановления забойного давления во времени остановки скважины или скорости снижения забойного давления после пуска скважины в эксплуатацию.

При исследовании скважины методом падения давления забойное давление после пуска скважины в эксплуатацию будет снижаться и стремиться своему наименьшему значению, соответствующему установленному отбору жидкости из пласта.

В процессе исследования данные об изменении забойного давления записывают через равные промежутки времени. В соответствии с этими данными кривую восстановления давления строят в координатах ΔP и lgt .

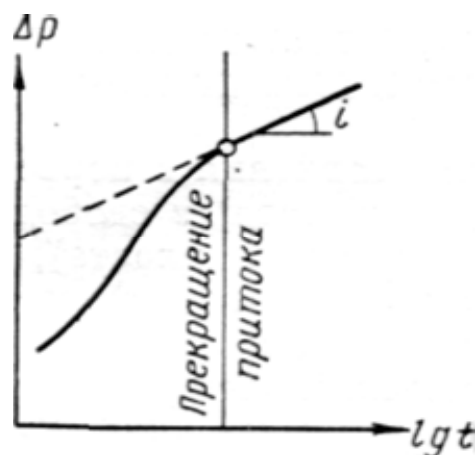


Рис.1 Кривая зависимости ΔP от lgt

Как видно на кривой по истечении некоторого времени появляется прямолинейный участок, который и используют для определения параметров пласта.

По графику определяют уклон (i) прямолинейного участка кривой

$$i = \frac{\Delta P_2 - \Delta P_1}{\lg t_2 - \lg t_1} \quad (1)$$

Далее определяют гидропроводность, пьезопроводность, коэффициент продуктивности и проницаемости.

Коэффициент гидропроводности отражает качественную характеристику гидравлической проводимости пласта в зависимости от проницаемости породы, вязкости протекающей в ней жидкости и мощности пласта. Гидропроводность пласта прямо пропорционально проницаемости и мощности пласта и обратно пропорциональна вязкости протекающей по пласту жидкости.

$$\frac{k \cdot h}{\mu} = , \text{ м}^3/\text{Па}\cdot\text{с} \quad (2)$$

где: h – мощность пласта, м;

μ – вязкость, протекающей жидкости, Па·с.

Коэффициент пьезопроводности пласта характеризует упругие свойства пласта и насыщающих его жидкостей.

$$\chi = \frac{k}{\mu \times \beta^*}, \text{ м}^2/\text{с} \quad (3)$$

где: k – коэффициент проницаемости пласта, м²;

μ – динамическая вязкость жидкости, Па·с;

β^* – коэффициент упругости пласта, 1/Па.

Коэффициент продуктивности характеризует гидродинамические свойства самих скважин и участков пласта, окружающих эти скважины.

2. Расчетная часть

Нагнетательная скважина исследована после установившегося режима путем закачки в пласт воды. Для исследования, прикрывая задвижку, быстро ограничивают расход нагнетаемой воды на 20-40% и наблюдают за изменением давления оп образцовому манометру, установленному на устье скважины. В процессе дальнейшего исследования расход воды поддерживают постоянным. Вначале давление фиксируют через 10 сек, а затем по мере замедления понижения давления, интервалы времени между замерами увеличивают до 1-2ч.

Данные по скважине: расход воды на первом режиме Q_1 , расход воды на втором режиме (после ограничения) Q_2 , мощность пласта h , вязкость воды в пластовых условиях μ , пористость m , коэффициент сжимаемости породы $\beta_n = 1 \cdot 10^{-5}$ 1/ат, коэффициент сжимаемости воды $\beta_g = 2,9 \cdot 10^{-5}$ 1/ат.

Требуется определить коэффициенты проницаемости, приемистости и пьезопроводности.

Полученные данные наблюдений сводим в таблицу 1.

Таблица 1 Данные для построения графика №1

№ точки за-мера	lgt ,	Δp	№ точки за-мера	lgt ,	Δp
1	1	0.6	18	2.3	3.15
2	1.3	1	19	2.34	3.3
3	1.47	1.3	20	2.39	3.3
4	1.6	1.55	21	2.44	3.45
5	1.69	1.6	22	2.49	3.6
6	1.77	2.0	23	2.56	3.6
7	1.84	2.0	24	2.63	3.85
8	1.9	2.1	25	2.78	3.85
9	1.95	2.3	26	2.89	4.15
10	2	2.4	27	2.99	4.3
11	2.04	2.6	28	3.14	4.3
12	2.049	2.8	29	3.29	4.3
13	2.1	2.8	30	3.46	4.4
14	2.14	2.8	31	3.67	4.5
15	2.17	2.95	32	3.9	4.55
16	2.2	2.95	33	4.0	4.6
17	2.25	3.15	34	4.28	4.63
			35	4.4	4.65

1. Строим график восстановления давления в координатах Δp и $\lg t$

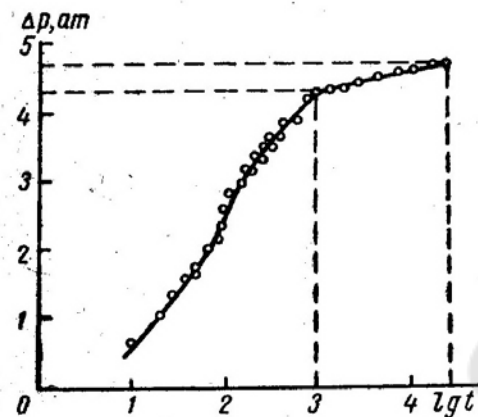


Рис.1 Кривая восстановления давления в нагнетательной скважине в координатах ΔP от $\lg t$

2. Находим наклон прямолинейного участка кривой

$$i = \frac{\Delta p_{35} - \Delta p_{27}}{\lg t_{35} - \lg t_{27}}, \quad (1)$$

3. Определяем средний коэффициент проницаемости пласта в пределах радиуса контура питания

$$k = \frac{0,183 \times \Delta Q \times \mu \times 10^6}{h \times i \times 86400}, \text{ Д} \quad (2)$$

где: ΔQ – разность в объеме закачиваемой воды при первом и втором режимах, м³/сут;

μ – вязкость воды в пластовых условиях, сПз;

h – толщина пласта, см.

4. Строим график 2 в координатах $\ln \frac{d\Delta p}{dt}$ и t

Таблица 2 Данные для построения графика №2

№ точки замера	Время t , с	$\ln \frac{d\Delta p}{dt}$
1	140	-4.6
2	160	-4.9
3	200	-5.28
4	240	-5.58
5	300	-5.7
6	330	-5.7
7	450	-6.17
8	810	-7.09
9	2010	-8.95
10	2890	-9.7
11	4710	-10.18
12	8310	-11.15

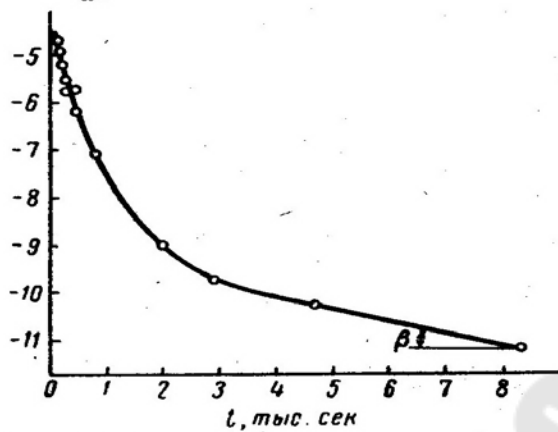


Рис.2 Кривая восстановления давления в нагнетательной скважине
в координатах $\ln \frac{d\Delta p}{dt}$ от t

5. Находим уклон β

$$\beta = \frac{\ln\left(\frac{d\Delta p}{\Delta t}\right)_{11} - \ln\left(\frac{d\Delta p}{\Delta t}\right)_{12}}{t_{12} - t_{11}}, \quad (3)$$

6. Определяем начальную депрессию Δp_{cm}

$$\Delta p_{cm} = \Delta p + 1,115 \times i \times e^{-\beta \times t}, \text{ ат} \quad (4)$$

где: Δp – депрессия в конце прямолинейного отрезка кривой восстановления давления (точка 10);

t – общая продолжительность наблюдений за изменением давления (табл 1).

7. Коэффициент приемистости скважины

$$K = \frac{\Delta Q}{\Delta p_{cm}}, \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{ат} \quad (5)$$

8. Коэффициент пьезопроводности

$$\chi = \frac{\kappa}{\mu \times (m \times \beta_s + \beta_n)}, \text{ см}^2/\text{сек} \quad (6)$$

9. Радиус контура питания

$$R_k = 2,405 \times \sqrt{\frac{\chi}{\beta}}, \text{ см} \quad (7)$$

10. Коэффициент проницаемости призабойной зоны скважины

$$k = \frac{\Delta Q \times \mu \times 2,3 \times \lg \frac{R_k}{r_c} \times 10^6}{2 \times \pi \times h \times \Delta p_{cm} \times 86400}, \text{ Д} \quad (8)$$

где: r_c – радиус забоя скважины, равный 0,1 м;

R_k – радиус контура питания, м;

h – толщина пласта, см.

Исходные данные

№ вар	$Q_1, \text{ м}^3/\text{сут}$	$Q_2, \text{ м}^3/\text{сут}$	$h, \text{ м}$	$\mu, \text{ сПз}$	m
1	550	430	22,8	1,5	0,2
2	560	440	20	1,4	0,18
3	555	435	21,5	1,56	0,17
4	565	445	20,7	1,35	0,23
5	545	425	20,4	1,6	0,21
6	540	420	22,7	1,65	0,22
7	552	432	22,3	1,54	0,19
8	660	540	20,6	1,52	0,215
9	600	480	21,4	1,37	0,175
10	630	510	20,9	1,4	0,192
11	610	490	22,3	1,45	0,185
12	620	500	22,6	1,47	0,223
13	605	485	21,2	1,48	0,225
14	505	385	21,9	1,61	0,231
15	510	390	20,3	1,58	0,201
16	540	420	22,5	1,59	0,195
17	535	415	22,1	1,48	0,187
18	570	450	20,2	1,46	0,217
19	580	460	20,3	1,51	0,17
20	590	470	20,8	1,55	0,16
21	545	425	21,8	1,63	0,24
22	530	410	21,6	1,49	0,25
23	550	430	21,1	1,51	0,21
24	580	460	22,9	1,57	0,22
25	600	480	18,5	1,6	0,16
26	620	500	19,7	1,54	0,19
27	540	520	20,6	1,56	0,23
28	510	400	16,8	1,62	0,18
29	590	470	17,4	1,5	0,14
30	605	485	22,3	1,46	0,11

Список литературы

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

Козырева Светлана Владимировна

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**Лабораторный практикум
по одноименному курсу
для студентов специальности 1-51 02 02
«Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»
В двух частях
Часть 1**

Подписано в печать 01.06.09.

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

Ризография. Усл. печ. л. 2,56. Уч.-изд. л. 2,20.

Изд. № 168.

E-mail: ic@gstu.gomel.by

<http://www.gstu.gomel.by>

Отпечатано на цифровом дуплекаторе
с макета оригинала авторского для внутреннего использования.

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

246746, г. Гомель, пр. Октября, 48.