

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Каспийский государственный университет технологий и инжиниринга им.  
Ш. Есенова

Институт Нефти и Газа

Кафедра «Нефтегазовое дело»

**Айткулов А.У., Закенов С.Т., Койшина А.И.**

Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных  
месторождений

Методическое указание по дисциплине «Разработка и эксплуатация газовых и  
газоконденсатных месторождений» по выполнению практических работ  
(для студентов специальности - 05В070800 «Нефтегазовое дело»)

Актау, 2011г.

УДК 622.221

СОСТАВИТЕЛИ: Айткулов А.У., Закенов С.Т., Койшина А.И. Методические указания по дисциплине «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений» – Актау: КГУТиИ им. Ш. Есенова, 2010, с.21.

В настоящих методических указаниях даются рекомендации и советы по изучению отдельных разделов, тем программы курса «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений», вопросы для самопроверки.

Рецензент: д.т.н. профессор Кулиев Ю.М.

Рекомендованы к изданию решением Учебно – методического совета Каспийского государственного университета технологий и инжиниринга им. Ш. Есенова

© Каспийский государственный университет технологий и инжиниринга им. Ш. Есенова, 2010

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
I.    Практическое занятие №1	
Определение коэффициентов вязкости, сверхсжимаемости и плотности газа известного состава при заданном давлении и температуре.....	5
II.   Практическое занятие №2	
Определение пластового и забойного давления по барометрической формуле. Расчет распределения давления по стволу скважины.....	9
III.  Практическое занятие №3	
Определение распределения температуры по стволу работающей скважин.....	12
IV.  Практическое занятие №4	
Определение параметров пласта по данным исследования скважин при стационарных и нестационарных режимах фильтрации.....	14
V.   Практическое занятие №5	
Определение показателей разработки газовой залежи при газовом режиме..	17
VI.  Практическое занятие № 6	
Определение коэффициента Джоуля-Томсона.....	19
Литература.....	21

## В В Е Д Е Н И Е

«Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений» является изучение студентами специальности - 05В070800, вопросов, связанных с технологией эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин, их исследованием, основанных на знании физических свойств природных газов; проектирования и анализа разработки газовых и газоконденсатных месторождений; сбора, промышленной подготовки, транспорта и подземного хранения газа.

Целью является практических занятий, обучение студентов практическим расчетам определения физических свойств газа, фильтрационных параметров пласта и скважин и технологических показателей разработки газовой залежи.

## ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 1

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ВЯЗКОСТИ СВЕРХСЖИМАЕМОСТИ И ПЛОТНОСТИ ГАЗА ИЗВЕСТНОГО СОСТАВА ПРИ ЗАДАННОМ ДАВЛЕНИИ И ТЕМПЕРАТУРЕ

**Цель занятия:** Научить студентов определять коэффициенты вязкости, сверхсжимаемости, а также рассчитать плотность газа при заданном давлении и температуре.

#### 1.1. Теоретическая часть

Вязкостью называется свойство жидкостей и газов, характеризующее сопротивляемость скольжению или сдвигу одной их части относительно другой. Количественно вязкость характеризуется значением  $\mu$ , называемым коэффициентом динамической вязкости. Вязкость углеводородных газов зависит от температуры и давления.

Определить кинематическую вязкость метана. Коэффициент динамической вязкости метана при  $25^{\circ}\text{C}$  и  $P = 1\text{кгс}/\text{см}^2$  равен  $1108 \cdot 10^7 \text{ П} \cdot \text{с}$ . Плотность метана при указанных температуре и давлении равна  $\rho = 0.657\text{кг}/\text{м}^3$

Для определения многих физических свойств природных газов используется уравнение состояния. Уравнением состояния называется аналитическая зависимость между параметрами, описывающими изменение простого и сложного вещества. В качестве таких параметров используется давление, объем и температура.

Менделеев и Клайперон предложили следующее уравнение состояния идеальных газов:

$$\rho \cdot v = G \cdot R \cdot T \quad (1.1)$$

где  $P$  - абсолютное давление, Па;  $v$  - объем,  $\text{м}^3$ ;

$G$  - масса вещества, кг;  $T$  - абсолютная температура, К;

$R$  - удельная газовая постоянная, Дж/(кг\*К).

Идеальная называется газ, для которого коэффициент сверхсжимаемости реального газа

$$Z = \frac{p \cdot v}{G \cdot R \cdot T} = 1, \quad (1.2)$$

Экспериментальная проверка уравнения (1.1) показала, что изменение свойств реальных газов нельзя описать зависимостью (1.2), т.е. реальный газ подчиняется закону идеального газа.

Поэтому одним из способов учета отклонения свойств реального газа от идеального является определение коэффициента сверхсжимаемости -  $z$

Определить коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях, если известно, что абсолютное пластовое давление  $P_{пл}=18\text{МПа}$ , пластовая температура  $T_{пл}=318\text{ К}$ , относительная плотность газа (по воздуху)  $P_{z.от.} = 0,745$ . Состав газа приведен в таблице 1.1

### Состав газа для определения коэффициента

Таблица 1.1

Компоненты	Объемное содержание, доли единиц	$P_{кр}$ , МПа	$Y \cdot P_{кр}$ , МПа	$T_{кр}$ , К	$Y \cdot T_{кр}$ , К
Метан, $\text{CH}_4$	0,75	4,73	3,55	190	143
Этан, $\text{C}_2\text{H}_6$	0,08	4,98	0,40	305	24,4
Пропан, $\text{C}_3\text{H}_8$	0,09	4,34	0,30	370	33,4
Изобутан, $\text{C}_4\text{H}_{10}$	0,04	3,87	0,15	425	17,0
Изопентан, $\text{C}_5\text{H}_{12}$	0,04	3,40	0,14	470	18,8
	1,0	-	4,54	-	236,6

Под плотностью или объемной массой тела понимают отношение массы тела в состоянии покоя к его объему. В качестве единиц измерения плотности в СИ принимают килограмм на кубический метр ( $\text{кг}/\text{м}^3$ ).

Плотность газа (в  $\text{кг}/\text{м}^3$ ) в нормальных физических условиях (при 0,1013 МПа и 273 К) можно определить по его молекулярной массе  $M$ :

$$\rho_0 = \frac{M}{22.41}, \quad (1.3.)$$

Пересчет плотности на другое давление (при той же температуре) проводится по формуле:

$$\rho = \frac{\rho_0 \cdot P}{0.1013}, \quad (1.4.)$$

где,  $P$ - давление, МПа.

Часто для характеристики газа применяют относительную плотность его по воздуху при нормальных условиях, т.е. при 0,1013 МПа и 273 К:

$$\Delta_0 = \frac{\rho_0}{1.293}, \quad (1.5.)$$

$$\Delta_0 = \rho_{C7+B} = 0.884$$

Определить плотность насыщенного углеводородного конденсата по приведенному давлению и температуре.

Абсолютное давление  $P = 70 \text{ кгс}/\text{см}^2 = 7,0 \text{ МПа}$ ; абсолютная температура  $T = 399,8 \text{ К}$ . Молекулярная масса  $M_{C7+B} = 295$ . плотность  $\rho_{C7+B} = 0.884$ .

Критические параметры компонентов и результаты вычислений представлены в таблице 1.2., которые взяты из работы /1/

Исходные данные и результаты расчета вычислений

Таблица 1.2

Компоненты	X <sub>i</sub>	X <sub>i</sub> *P <sub>кр</sub>	X <sub>i</sub> T <sub>кр</sub>	X <sub>i</sub> V <sub>кри</sub>	X <sub>i</sub> Z <sub>кри</sub>	X <sub>i</sub> M <sub>i</sub>
Метан, CH <sub>4</sub>	0,220	10,1	14,9	21,9	0,064	3,52
Этан, C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,021	1,03	6,5	3,2	0,006	0,64
Пропан, C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,013	0,54	4,7	2,5	0,004	0,56
Изобутан, C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,012	0,46	5,0	3,3	0,004	0,72
Нормальный бутан, C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,008	0,47	3,5	2,1	0,0022	0,47
Изопентан, C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,008	0,25	3,6	2,4	0,0021	0,56
Нормальный пентан, C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,004	0,15	2,1	1,4	0,0012	0,32
Гексан, C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,008	0,23	4,0	2,9	0,0021	0,67
C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,705	9,417	546,0	705,2	0,148	208,0
Компоненты	!X <sub>i</sub>	!X <sub>i</sub> *P <sub>кр</sub>	! X <sub>i</sub> *T <sub>кр</sub>	! X <sub>i</sub> * V <sub>кри</sub>	! X <sub>i</sub> *Z <sub>кри</sub>	! X <sub>i</sub> *M <sub>i</sub>
Азот 2	0,0001	0,06	0,02	0,01	0,0001	0
	1,0	22,7	617,3	744,8	0,2328	215,5

А также P<sub>кр</sub>C7+B= 14.5 кг/см<sup>2</sup>; T<sub>кр</sub>.C7+B=680 К.

## 1.2 Методика выполнения работы

Кинематическая вязкость определяется по формуле:

$$\gamma = \frac{\mu}{\rho} \cdot \frac{M^2}{сек}, \quad (1.6.)$$

где,  $\mu$  – коэффициент динамической вязкости, мПа \* с;  
 $\rho$  – плотность, кг/м<sup>3</sup>.

Значение динамической вязкости приведены в системе СГС, необходимо его выразить в системе СИ, т.е.  $1108 \cdot 10^{-7}$  х

$$0.1 \cdot Па \cdot с = 11.08 \cdot 10^{-6} мПа \cdot с = 11,08 \cdot 10^{-6} Па \cdot с,$$

Коэффициент сжимаемости можно определить графическим методом.

Для этого определяют P<sub>пр</sub> и T<sub>пр</sub>.

Приведение давление и температура определяются по формулам:

$$P_{пр} = \frac{P_{пл}}{\sum(y \cdot P_{кр})} \quad (1.7.)$$

$$T_{пр} = \frac{T_{пл}}{\sum(y \cdot T_{кр})} \quad (1.8)$$

После расчета P<sub>пр</sub> и T<sub>пр</sub> коэффициент сжимаемости определяются по кривым Брауна.

Одновременно для сравнения коэффициент сжимаемости газа определяется по формулам А.З.Истомина.

Определяются среднеквадратические давление и температура по следующим формулам:

$$P_{cp.kp} = (4,957 - 0,464 : \rho_{от}) \cdot 10^6, \text{ МПа} \quad (1.9)$$

$$P_{cp.kp} = 171,5 \rho_{r.om} + 97, \text{ К} \quad (1.10)$$

Приведение давление и температура определяются по формулам:

$$P_{np} = \frac{P_{nl}}{P_{cp.kp}}, \quad (1.11)$$

$$T_{np} = \frac{T_{nl}}{T_{cp.kp}}, \quad (1.12)$$

Коэффициент сжимаемости газа определяется по следующей формуле:

$$Z = 1 - 10^{-2} (0,76T_{np}^3 - 9,36T_{np} + 13)(8 - P_{np})P_{np} \quad (1.8)$$

Расчеты для определения плотности проводятся в следующей последовательности:

$$\frac{T_{кр.сЗ_b}}{T_{кип}} = 2,1898 - 0,1735\left(\frac{T_{кр}}{100}\right) + 0,00685\left(\frac{T_{кр}}{100}\right), \quad (1.9)$$

Ацентрический фактор определяется по формуле:

$$\omega_i = \frac{3}{7} \left[ \frac{\lg \frac{P_{кр}}{T_{ат}}}{\frac{T_{кр}}{T_{кип}}} \right] - 1, \quad (1.13)$$

где,  $P_{ат}$ - атмосферное давление, МПа;

$T_{кип}$ - температура кипения, К;

Сжимаемость  $Z_{кр} = 0,29 - 0,092 * Wi$

$$(1.14)$$

Критический молярный объем определяется:

$$g_{кр} = \frac{Z_{кр} \cdot R \cdot T_{ка}}{P_{кр}} \frac{\text{см}^3}{\text{моль}} \quad (1.15)$$

где,  $R=82,1$

Приведенная температура:

$$T_{np} \frac{T_{nl}}{T_{кр}} \quad (1.16)$$

Приведенная плотность определяется по формуле:

$$\rho_{np} = 1,2 + (5,56 - 11,03 \cdot Z_{см})(1 - T_{np})^{0,6Z_{см}+0,31} \quad (1.17)$$

Плотность газа определяется из выражения

$$\rho_{\text{пр}} = \rho_{\text{пр}} \cdot \frac{\sum X_i \cdot M_i}{\sum X_i \cdot g_i} \quad \text{г/см}^3 \quad (1.18)$$

### 1.3 Оформление работы

Работа оформляется в виде краткой записки, где излагается характер изменения рассчитываемых параметров в зависимости от давления и температуры.

## ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 2

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАСТОВОГО И ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЙ ПО БАРОМЕТРИЧЕСКОЙ ФОРМУЛЕ. РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ПО СТВОЛУ СКВАЖИНЫ

**Цель занятия:** Научить студентов провести самостоятельно расчет для определения пластового, забойного давлений и распределения давлений по стволу скважины.

#### 2.1 Теоретическая часть

Пластовое и забойное давления определяются с целью установить технологический режим работы пласта и скважины. Расчет распределения давления по стволу работающей скважины проводится для установления оптимального условия работы скважины: Определить пластовое давление на устье скважины.

Скважина имеет следующую характеристику: абсолютное статическое давление, измеренное на устье скважины равно  $95.5 \text{ кгс/см}^2$ ; глубина скважины 1020м; температура пласта равна  $62^\circ \text{C}$ ; температура газа на устье закрытой скважины  $27,3^\circ \text{C}$ ; относительная плотность газа равна  $\bar{\rho}=0,58$ .

Определить забойное давление о работающей скважине. Необходимые исходные данные по вариантам приведены в табл.2.1

Исходные данные для определения забойного давления

Таблица 2.1

№ вариантов	1	2	3	4	5	6	7	8
Дебит газа, $\frac{\text{тыс, м}^3}{\text{сут}}$	5	16,0	28,3	38,9	71,8	114,2	157,2	287,1
Диаметр трубы, Д, см	4,0	5,0	6,2	7,6	10,0	12,7	15,2	20,3
Относительная шероховатость, $\varepsilon$	$7,5 \cdot 10^{-3}$	$6 \cdot 10^{-3}$	$5 \cdot 10^{-3}$	$4 \cdot 10^{-3}$	$3 \cdot 10^{-3}$	$2,5 \cdot 10^{-3}$	$2 \cdot 10^{-3}$	$10^{-3}$
Коэффициент сопротивления $\lambda$	0,027	0,026	0,025	0,24	0,022	0,023	0,021	0,020

## 2.2.Методика выполнения работы

Пластовое давление рассчитывается по формуле:

$$P_{пл} = P_y e^{0.0341 \bar{\rho} L / T_{кр} \cdot Z_{ср}}, \text{ кгс/см}^2 \quad (2.1)$$

где,  $P_y$ - давление на устье скважины, кгс/см<sup>2</sup>;

$L$ - глубина скважины, м;

$Z_{ср}$ - средний по стволу коэффициент сжимаемости газа;

$T_{ср}$ - средняя температура газа в стволе закрытой скважины, К

$$T_{ср} = \frac{T_y + T_{пл}}{2}, \text{ } ^\circ\text{C} \quad \text{или} \quad T_{ср} = T_{ср}(^\circ\text{C}) + 273,15, \text{ } ^\circ\text{K} \quad (2.2)$$

Среднее давление в стволе скважины определяется как среднее арифметическое между давлением в пласте, которое берется по данным соседних скважин или по результатам предварительных измерений. Для нашего примера абсолютное давление в пласте приведены по вариантам в таблице 2.2.

Значение пластового давления по вариантам

Таблица 2.2

№ вариантов	1	2	3	4	5	6	7	8
Пластовое давление, кг/см <sup>2</sup>	118	120	115	105	98	125	130	112

Среднее абсолютное давление определяется по формуле 2.3

По известному значению относительной плотности газа определяются критические давления и температура, т.е.  $P_{кр}$  и  $T_{кр}$  (см. табл. 2.3.)

$$P_{ср} = \frac{P_y + P_{пл.ср.}}{2}, \text{ кгс/см}^2 \quad (2.3)$$

Относительная плотность, $\rho$	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4
$P_{кр}, \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$	47	47	46,8	46,6	46,3	45,9	45,5	45,1	44,4	43,9
$T_{кр}, \text{ К}$	181	198	216	232	251	269	286	304	321	338

Затем по значениям  $P_{пл.ср}$ ,  $P_{кр}$  и  $T_{кр}$  определяются приведенные давления и температура т.е.  $P_{пр}$  и  $T_{пр}$  т.е.

$$P_{пр} = \frac{P_{пл,ср.}}{P_{кр}}, \quad (2.4)$$

$$T_{пр} = \frac{T_{ср.}}{T_{кр}} \quad (2.5)$$

По найденным значениям  $P_{кр}$  и  $T_{кр}$  из таблицы 2.4 определяется значение сверхсжимаемости  $Z$  (по данным из работы)

Значения сверхсжимаемости

Таблица 2.4

$T_{пр}$	0,5	1,1	1,3	1,4	1,5	1,8
	Коэффициент сверхсжимаемости газа ( $Z$ )					
0	1	1	1,0	1	1	1
1	0,6	0,68	0,84	0,87	0,9	0,94
2	0,28	0,37	0,68	0,77	0,83	0,92
3	0,41	0,44	0,63	0,71	0,78	0,89
4	0,54	0,56	0,66	0,72	0,78	0,88
5	0,67	0,63	0,72	0,76	0,81	0,91
6	0,78	0,78	0,80	0,82	0,86	0,95
7	0,90	0,89	0,88	0,90	0,92	0,98
8	1,01	1,00	0,95	0,98	0,97	1,03
9		1,11	1,07	1,05	1,07	1,08
10		1,22	1,15	1,14	1,13	1,15
11		1,31	1,24	1,22	1,21	1,2
12		1,42	1,33	1,30	1,28	1,25
13		1,53	1,42	1,37	1,35	1,31
14		1,63	1,5	1,45	1,43	1,37

Величина забойного давления определяется по формуле из работы:

$$P_{заб} = \sqrt{P_y^2} \cdot e^{0,068 \bar{p} \cdot l} /_{T_{cp} \cdot Z_{cp} + 1,37 \cdot \lambda} \cdot \frac{T_{cp}^2 \cdot Z_{cp}^2 \cdot Q^2}{D^5} \cdot (e^{0,068 \frac{\bar{p} \cdot l}{T_{cp} \cdot Z_{cp}}} - 1) \quad (2.6)$$

где,  $L$ - длина фонтанных труб, м;

$\lambda$  - коэффициент гидравлического сопротивления;

$Q$  - дебит газа, тыс.м<sup>3</sup>/сут;

$D$ - диаметр трубы, см.

Для оценки  $Z_{cp}$  значение  $P_{cp}$  определяется по формуле:

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \left( P_{зат} + \frac{P_{уст}^2}{P_{зат} + P_{уст}} \right) \quad (2.7)$$

### 2.3 Оформление работы

После завершения расчетов студент должен проанализировать полученные значения исследованных параметров, а также объяснить причину изменения изучаемых показателей.

## ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 3

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПО СТВОЛУ РАБОТАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ

**Цель занятия:** Основной целью занятия является обучение студентов проведению расчетов для определения распределения температуры по стволу работающей скважины.

#### 3.1 Теоретическая часть

Температура газа – один из основных факторов, определяющих условие образования гидратов. Известно, что при движении газа от забоя скважины к устью, а также в газопроводах вследствие дросселирования газа и теплообмена изменяется давление и температура его, что приводит к фазовым превращениям. В связи с этим определение и установление правильного температурного режима работы скважины представляет большой практический интерес.

Определить температуру по стволу работающей скважины при следующих исходных данных:  $t_{пл}$  – пластовая температура равна  $60^{\circ}\text{C}$ ;  $L$  – глубина скважины от устья до середины интервала перфорации равна 1020 м;  $l$  – глубина пласта, т.е. от кровли до точки, где замерена пластовая температура, равна 10 м;  $\omega$  – средний геотермический градиент на участке от  $L$  до  $l$  равен 0,022 град/м;

#### 3.2 Методика выполнения работы

Температура газа по стволу работающей скважины определяется по формуле:

$$t_l = t_{пл} - \omega(L-l) - \Delta t_l e^{-2(L-l)} + \frac{1 - e^{-2(L-l)}}{2} \left( \omega - D \frac{P_z - P_y}{L} - \frac{A}{C_p} \right) \quad (3.1)$$

$$\alpha = \frac{2\Pi \cdot \lambda_{\Pi}}{G \cdot C_{p.f}(\tau)} \quad (3.2)$$

где,  $D_l$  – коэффициент Джоуля-Томсона равен  $0,46 \frac{\text{град}}{\text{кгс/см}^2}$ ;

$P_z$  и  $P_y$  – соответственное давление на забое и на устье работающей скважины, равное соответственно 180 и 20 кгс/см<sup>2</sup>;

$C_p$  – теплоемкость газа равная 62 ккал/кг\*град;  $A$  – Термический эквивалент работы ( $A=1/427$  ккал//кгм);

$\Delta t_l$  – падение температуры газа в призабойной зоне вследствие эффекта Джоуля-Томсона, которое определяется по формуле /3/

$\lambda_n$  – теплопроводность горных пород, которая равна для нашего примера 1,89 ккал/м\*ч\*С ;

$G$  – весовой расход газа равный  $350 \frac{\text{тыс} \cdot \text{кг}}{\text{час}}$ ; - время работы скважины сначала ее эксплуатации, равная 26180 часам;  
 $(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})$  – пластовая депрессия, равная  $70 \text{ кгс/см}^2$ ;  
 $f(\tau)$  - безразмерная функция времени, которая определяется по формуле:

$$f(\tau) = \ln\left(1 + \sqrt{\frac{\lambda n \cdot \tau}{\ln 2_c^2}}\right) \quad (3.3)$$

$r_c$ - радиус скважины, равен 0,084 м;

$h$ - эффективная толщина пласта, равная 28 м.

$C_{\text{п}}$  – объемная теплоемкость горных пород, равная  $700 \text{ ккал/м}^3$

$r_{\text{п}}$  - радиус питания контура скважинный, который составляет  $780 \text{ м}^3$ .

### 3.3 Оформление работы

После окончания расчетов, студент должен анализировать полученные результаты и выяснить какие факторы больше всего влияет на изменение температуры в работающей скважине и изложить свое мнение в идее краткой записи.

## ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 4

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА ПО ДАННЫХ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН ПРИ СТАЦИОНАРНЫХ И НЕСТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМАХ ФИЛЬТРАЦИИ

**Цель занятия:** Научить студентов к расчету определения проницаемости, газопроводности и проводимости пластов по данным исследования скважин полученным при стационарных и нестационарных режимах фильтрации.

#### 4.1. Теоретическая часть

Важнейшие информации о газоносном пласте и скважинах газового месторождения дают газогидродинамические методы исследования газовых и газоконденсатных скважин при стационарных и нестационарных режимах фильтрации. Результаты этих исследований необходимы при определении запасов газа и конденсата, проектировании и анализе разработки месторождений, составлении проектов обустройства, установлении технологических режимов эксплуатации скважин, оценке эффективности различных геолого-технических мероприятий, проводимых на скважинах и т.д.

Определить проницаемость, гидропроводность и проводимость пласта по данным исследования скважин при стационарном режиме фильтрации, при следующих данных (см. табл. 4.1).

Таблица 4.1

Исходные данные для построения индикаторной диаграммы

$P_{пл}^2 P_{заб},^2$ $(\frac{кгс}{см^2})^2$	5000	9800	15000	22000	27000	36800
Q газа, Тыс.м3/сут	70	120	180	225	300	368

Определить проницаемость, гидропроводность пласта и коэффициент гидродинамического несовершенства скважин, при следующих исходные данных: дебит газовой скважины равен  $Q_0 = 1800$  тыс. м<sup>3</sup>/сут; пластовое давление равно 243,2 кгс/см<sup>2</sup>; скважину исследовали при нестационарном режиме и снимали по ней кривую нарастания давления; данные обработки приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2

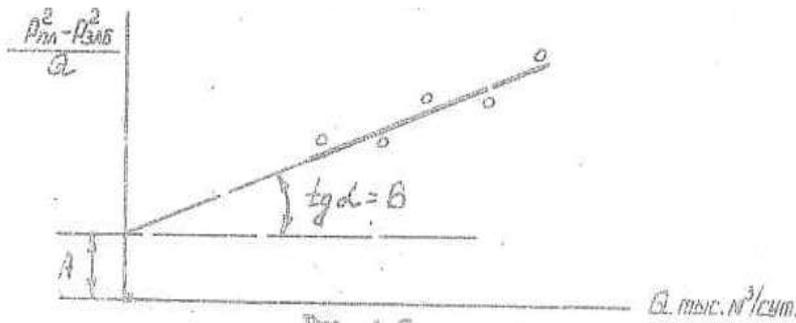
Обработанные данные для построения кривой нарастания давления

t, сек	lgt	P <sub>заб</sub> , кгс/см <sup>2</sup>	t,сек	lgt	P <sub>заб</sub> , кгс/см <sup>2</sup>
0	-	69.6	21600	4.33	234.7
30	1.48	111	25200	4.40	234.8
60	1.78	160	72000	4.86	237.4
120	2.26	212	101000	5.00	233.1
300	2.48	222	158500	5.20	239.0
600	2.78	226	183500	5.26	240.1
900	2.95	229	194000	5.29	240.2
3600	3.56	232	244000	5.39	240.4
7200	3.86	233	417000	5.62	241.8
10800	4.03	234	507000	5.71	242.4
14400	4.16	234.2	590000	5.77	242.6
18000	4.26	234.6	676000	5.83	242.8

## 4.2 Методика выполнения работы

Для того, чтобы определить параметры пласта, по результатам исследования скважин определяется фильтрационные коэффициенты А и В. Для этого по результатам исследований строят индикатору кривую и зависимости

$$\frac{P_{пл}^2 - P_{заб}^2}{Q} = f(a) \quad (\text{см.рис.4.1}) \quad (4.1)$$



Или коэффициенты фильтрационных сопротивлений можно определить по следующим уравнениям:

$$A = \frac{\sum_{\Delta} P_i^2 / Q_i \cdot \sum Q_i^2 - \sum Q_i \cdot \sum_{\Delta} P_i^2}{N \sum Q_i^2 - (\sum Q_i)^2}, \quad (4.2)$$

$$B = \frac{N \sum_{\Delta} P_i^2 - \sum Q_i \sum_{\Delta} P_i^2 / Q_i}{N \sum Q_i^2 - (\sum Q_i)^2} \quad (4.3)$$

Где суммы берут по всем измерениям при испытаниях значениям  $\Delta P^2$  и  $Q$  ( $N$  – число режимов),

После определения коэффициентов  $A$  и  $B$  приступают к определению проницаемости, гидропроводности и проводимости газового пласта по следующим формулам:

Проницаемость по формуле:

$$K = 0.12 \cdot \frac{\mu \cdot T_{пл} \cdot Z}{h \cdot A} \cdot \ln \frac{Rk}{Rc} \quad (4.4)$$

Гидропроводность по формуле:

$$\frac{kh}{\mu} = 0.121 \cdot \frac{T_{пл} \cdot Z}{h \cdot A} \cdot \ln \frac{Rk}{Rc} \quad (4.5)$$

Проводимость по формуле:

$$\frac{k}{\mu} = 0.121 \cdot \frac{T_{пл} \cdot Z}{h \cdot A} \cdot \ln \frac{Rk}{Rc} \quad (4.6)$$

Дополнительные исходные данные приведены в таблице 4.3.

Определение параметров газового пласта по данным, полученным, путем исследования скважин в нестационарном режиме строится, кривая зависимости  $P_{заб}^2 = f(\lg t)$  и по этой кривой определяются коэффициенты  $\alpha$  и  $\beta$  (см. рис.4.2)



Рис. 4.2

20

Таблица 4.3

№ вариантов	1	2	3	4	5	6	7	8
$T_{пл}, ^\circ C$	50	40	58	60	72	62	56	47
Толщина h, м	10,1	12,8	5,8	9,2	10,5	11,5	7,6	6,8
Z	0,82	0,91	0,87	0,52	0,67	0,72	0,62	0,88
Rk, М	52	480	610	780	1100	710	680	540
Rc, М	0,152	0,180	0,142	0,130	0,125	0,148	0,138	0,152

По полученным значениям и определяют параметр гидропроводности:

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{42 \cdot 4Q \cdot P_{AT} \cdot T_{пл} \cdot Z}{\beta \cdot T_{CT}} \quad (4.7)$$

Проницаемость пласта ( по известному значению эффективной толщины ) :

$$k = \frac{42 \cdot 4 \cdot Q \cdot P_{AT} \cdot T_{пл} \cdot Z \cdot \mu}{\beta \cdot T_{CT}} \quad (4.8)$$

При известном коэффициенте В, отношение параметров

$$\frac{\mathfrak{S}}{R_{c-np}^2} = 0445 \cdot \exp\left[2,3 \frac{\alpha - P_{3.0}^2 - B \cdot Q_0^2}{\beta}\right] \quad (4.9)$$

Коэффициента гидродинамического несовершенства

$$C = 1.15 \cdot \left( \frac{\alpha - P_3^2 - B \cdot Q_0^2}{\beta} \right) - \lg \frac{2.25 \cdot \mathfrak{Z}}{R_{c.пр}^2} \quad (4.10)$$

где,  $P_{ат}$  - абсолютное атмосферное давление равное 1 кгс/см<sup>2</sup>;

$T_{пл}$  – пластовая температура, К;

$T_{ст}$ - стандартная температура, равная 293К.

$Z$  - коэффициент сверхсжимаемости;

$\mu$  - вязкость газа, Сп или мПа\*с;

$h$  - эффективная толщина, м;

$\mathfrak{Z}$  - коэффициент пьезопроводности пласта, см<sup>2</sup>/сек;

$R_{c.пр.}$  - приведенный радиус скважины, см;

$P_{3,0}$  - забойное давление, кгс/см<sup>2</sup>.

Значения вышеприведенных параметров приведены в таблице 4.4.

Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8
$T_{пл}, ^\circ C$	55	70	72	92	87	102	69	78
$Z$	1,0	0,97	01,07	0,87	1,02	1,05	0,71	0,91
$\mu, МПа \cdot c$	0,021	0,035	0,018	0,021	0,022	0,025	0,024	0,022
$h, м$	15	21	14,8	22,1	18,5	10,5	5,9	6,8
$P_{3,0}$	100	101	98	88	82	78	65	92

## 4.2 Оформление работы

Работа завершается краткой запиской, где студент проанализирует полученные данные и должен объяснить, как будет изменяться изучаемые параметры при изменении величин, влияющих на них.

## ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 5

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ ПРИ ГАЗОВОМ РЕЖИМЕ

**Цель занятия:** Обучение студентов к выполнению расчетов определения показателей разработки газовой залежи, а также научить их творчески анализировать полученные результаты.

#### 5.1. Теоретическая часть

Расчет показателей разработки является одним из основных технологических разделов проекта разработки газового месторождения.

Показатели газовой залежи рассчитываются путем проведения газогидродинамических расчетов и при этом определяются:

- изменение во времени величин пластовых и забойных давлений при различных темпах;
- необходимое число добывающих скважин и их изменения во времени;

А также проводят:

- расчеты продвижения контурных и подошвенных вод в процессе разработки месторождения;
- расчеты процессов нагнетания газа или воды при поддержании пластового давления;
- различные газогидродинамические расчеты, проводимые в процессе анализа разработки месторождений и др.

В настоящем занятии предлагается определить показатели разработки газовой залежи при газовом режиме при следующих исходных данных: запасы газа равны 280 млрд.  $m^3$ , рабочая депрессия 28 кгс/см<sup>2</sup>, коэффициенты А и В определяются по данным задачи из темы №4, начальное пластовое давление равно  $P_H=300$ кгс/см<sup>2</sup>; число скважин  $n=13$ ; начальный дебит  $q$  скважины берется по данным практических занятий №4.

## 5.2 Методика выполнения работы

Объем добываемого газа на первый год определяется из выражении:

$$Q_{ГАЗ}(t) = n \cdot q_r(t) \quad (5.1)$$

где,  $n$ - число скважин в первом году, равное 5; во втором году  $n=5$ ; а в третьем году  $n=3$ ;  $q_r(t)$  – начальный дебит газа; который рассчитывается по данным раздела 4.

Затем определяется значение средневзвешенного по газонасыщенному объему порового пространства, пластового давления:

$$\bar{P}_{пл}(t) = R_H - \frac{P_{АГ} \cdot Q_{доб}(t)}{\tau \cdot \Omega_H} \quad (5.2)$$

где,  $Q_{доб}(t)$ - накопленная добыча газа во времени  $t$ ;

$\tau$  - средняя газонасыщенность;

$\Omega_H$  - начальный объем порового пространства залежи,  $m^3$ .

Определяется значение забойного давления во времени:

$$P_{заб}(t) = \bar{P}_{пл}(t) - \delta, \quad (5.3)$$

где,  $\delta$  - рабочая депрессия, кгс/см<sup>2</sup>;

Определяется среднее значение дебита скважины по формуле /4/

$$q_{cp}(t) = -\frac{A}{2B} + \sqrt{\frac{A^2}{4B^2} + \frac{1}{B} [\bar{P}_{пл}^2(t) - P_{заб}^2(t)]} \quad (5.4)$$

Затем по известным значениям  $q_{CP}(t)$  и  $n = n(t)$  (число скважин по годам) определяется годовая добыча газа, а потом и накопленная.

Затем весь расчет повторяется по формулам (5.2-5.4) по каждому году.

Расчеты производятся на 10 лет и их результаты сводятся в таблицу.

### 5.3 Оформление работы

Работа оформляется в виде таблицы, где будут приведены по годам объемы добычи газа, значений пластовых давлений и число скважин.

## ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 6

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ДЖОУЛЯ-ТОМСОНА

**Цель занятия:** Обучение студентов к выполнению расчетов определения коэффициента Джоуля-Томсона, а также научить их творчески анализировать полученные результаты.

#### 6.1. Теоретическая часть

Дросселирование – это расширение газа при прохождении через дроссель – местное сопротивление (вентиль, кран, сужение трубопровода и т.д.), сопровождающее изменением температуры. Дросселирование – термодинамический процесс, характеризующийся постоянством энтальпии.

В процессе дросселирования реального природного газа при его движении через штуцер, задвижку, регулятор давления, клапан-отсекатель, колонны труб в скважине, неплотности в оборудовании промыслов уменьшается температура газа.

Изменение температуры газов и жидкостей при расширении называется эффектом Джоуля-Томсона, а  $\varepsilon_i$  называют коэффициентом Джоуля-Томсона.

Величина изменения температуры при снижении давления на 1 атмосферу называется коэффициентом Джоуля-Томсона:

$$\varepsilon = \frac{T_{кр} \cdot f(P_{np}, T_{np})}{P_{кр} \cdot c_p} \quad (6.1)$$

где,  $f(P_{np}, T_{np}) = 2,343T_{np}^{-2,04} - 0,071(P_{np} - 0,8)$

$c_p$  – изобарная молярная теплоемкость природного газа, кДж/(кмоль·К);

$c_p$  можно рассчитать по формуле Л.М. Гухманом и Т.В. Нагаревой:

$$C_p = (3,15 + 0,02203T - 0,149 \cdot 10^{-4}T^2 + \frac{0,238 \cdot M \cdot P^{1,124}}{(\frac{T}{100})^{5,08}}) \cdot 4,1868 \quad (6.2)$$

Если  $\varepsilon_i > 0$ , то газ в процессе дросселирования охлаждается. При  $\varepsilon_i < 0$  газ в процессе расширения нагревается. В случае, если  $\varepsilon_i = 0$ , имеем точку инверсии. В большинстве случаев газ в процессе дросселирования охлаждается, а жидкость нагревается.

В этой задаче следует определить коэффициент Джоуля-Томсона для газа месторождения Амангельды (Жамбылская обл.) при следующих данных:

$$P_{nl} = 20; 10; 2 \text{ МПа};$$

$$T_{nl} = -40; 0; 50; 600^0 \text{ C}$$

### Состав газа для определения коэффициента

Компонент	$y_i$ , объемный состав	$P_{кр_i}$ , МПа	$T_{кр_i}$ , К	$M_i$
$CH_4$	0,8255	4,58	190,7	16,043
$C_2H_6$	0,0901	4,86	306	30,070
$C_3H_8$	0,0462	4,34	369,8	44,097
$i - C_4H_{10}$	0,0074	3,72	407,2	58,124
$n - C_4H_{10}$	0,0126	3,57	425,2	58,124
$i - C_5H_{12}$	0,0032	3,28	461	72,151
$n - C_5H_{12}$	0,0022	3,30	470,4	72,151
$C_6H_{14}$	0,0038	2,96	508	86,178
$CO_2$	0,008	7,496	304,2	44

## ЛИТЕРАТУРА

1. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений. Учебник для вузов, М., «Недра» , 1979, 303с.
2. Юрчук А.М., Истомин А.З. Расчеты в добыче нефти, М., «Недра», 1979, 271с.
3. Коротаев Ю.П. Эксплуатация газовых месторождений, М., 1975, 415с.
4. Закиров С.Н., Лапук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений, М., «Недра» , 1974, 376с.
5. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. Учебник для вузов М., «Недра», 1987, 309с.