



Министерство образования Республики Беларусь

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

Кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных  
месторождений и транспорт нефти»

**А. В. Захаров, С. В. Козырева, Т. В. Атвиновская**

# **ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СОЗДАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА**

**ПРАКТИКУМ**

**по одноименному курсу  
для студентов специальности 1-51 02 02  
«Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»  
дневной и заочной форм обучения**

**Электронный аналог печатного издания**

**Гомель 2012**

УДК 622.691.24(075.8)  
ББК 33.362я73  
3-38

*Рекомендовано к изданию научно-методическим советом  
машиностроительного факультета ГГТУ им. П. О. Сухого  
(протокол № 4 от 12.12.2011 г.)*

Рецензенты: заведующий отделом исследования нефти и нефтепродуктов  
канд. техн. наук *А. Г. Ракутько*;  
заведующий лабораторией проблем охраны труда БелНИПИнефть  
канд. техн. наук *Е. Е. Кученева*

**Захаров, А. В.**

3-38 Проектирование, создание и эксплуатация подземных хранилищ газа : практикум по од-  
ноим. курсу для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и  
газовых месторождений» днев. и заоч. форм обучения / А. В. Захаров, С. В. Козырева, Т. В. Ат-  
виновская. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2012. – 42 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://alis.gstu.by/StartEK/>. – Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-985-535-065-2.

Представлены расчеты подземных хранилищ газа в пористых и проницаемых горных породах, в ис-  
тощенных газовых месторождениях, в выработанных нефтяных месторождениях, в водонасыщенных кол-  
лекторах, в отложениях каменной соли.

Для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых место-  
рождений» дневной и заочной форм обучения.

УДК 622.691.24(075.8)  
ББК 33.362я73

ISBN 978-985-535-065-2

© Захаров А. В., Козырева С. В.,  
Атвиновская Т. В., 2012  
© Учреждение образования «Гомельский  
государственный технический университет  
имени П. О. Сухого», 2012

## Предисловие

Цель настоящего издания – дать расширенные теоретические и практические знания студентам в области проектирования, создания и эксплуатации хранилищ газа.

В практикум включены задачи по основным изучаемым темам курса. В начале каждого практического занятия 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.

Практикум поможет студентам закрепить теоретический материал, изучаемый на лекциях.

Студент на практических занятиях работает по следующей схеме:

1. Изучает теоретические аспекты рассматриваемой темы.
2. Изучает условия и исходные данные индивидуального задания.
3. Расчеты проводит в тетради, должны быть аккуратно оформлены, написаны четким почерком, без помарок.
4. Решенное индивидуальное задание предоставляет к защите.

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

# Практическое занятие № 1

## Основные законы газового состояния

*Цель работы:* ознакомление с основными физическими свойствами хранимых продуктов и горных пород, вмещающих подземные хранилища газов.

### 1.1. Теоретическая часть

#### Основные законы газового состояния

В качестве меры количества вещества принимается масса вещества в состоянии покоя. Масса вещества измеряется в кг.

Отношение массы газа к его объему называется *плотностью*:

$$\rho = \frac{m}{V},$$

где  $m$  – масса газа, кг;  $V$  – объем газа, м.

Плотность является параметром вещества и не зависит от пункта измерения.

Величина обратной плотности называется *удельным объемом*, т. е.

$$v = \frac{1}{\rho} = \frac{V}{m},$$

где  $v$  – удельный объем вещества, м<sup>3</sup>/кг.

*Давление* в общем случае – это нормальная составляющая силы, действующей на единицу поверхности стенки сосуда, вмещающего вещество. Для характеристики состояния вещества используются понятия: абсолютное, избыточное и барометрическое давление. *Абсолютное давление* ( $P$ ) является параметром состояния вещества и представляет собой давление вещества на стенки сосуда. *Избыточное давление* ( $P_{\text{изб}}$ ) представляет собой разность между абсолютным давлением вещества и барометрическим давлением среды ( $P_{\text{бар}}$ ):

$$P_{\text{изб}} = P - P_{\text{бар}}.$$

Или разность между барометрическим давлением и абсолютным давлением (когда  $P_{\text{бар}} > P$ ):

$$P_{\text{вак}} = P_{\text{бар}} - P,$$

где  $P_{\text{вак}}$  – давление, показываемое вакуумметром.

Измерительными приборами замеряется избыточное давление. В гидравлических расчетах и в расчетах тепло- и массообменных процессов используется значение абсолютного давления.

В практике широко используются законы газового состояния, написанные для идеальных газов, в которых молекулярные силы равны нулю, а объем самих молекул бесконечно мал по сравнению с объемом межмолекулярного пространства.

Таблица 1.1

**Физико-химические свойства основных компонентов,  
входящих в состав природного газа**

Показатели	Вещество								
	Метан	Этан	Пропан	и-Бутан	н-Бутан	и-Пентан	н-Пентан	Азот	Углекислый газ
Химическая формула	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>
Молекулярная масса	16,04	30,07	44,09	58,12	58,12	72,15	72,15	28,02	44,01
Температура кипения при атмосферном давлении, °С	-161,3	-88,6	-42,2	-10,1	-0,5	28,0	36,2	-195,8	-78,5
Плотность в газообразном виде при $t = 0$ °С, кг/м <sup>3</sup>	0,717	1,344	1,977	2,598	2,598	3,22	3,22	1,25	1,972
Плотность в жидком виде при $t$ кипения, кг/м <sup>3</sup>	416	546	585	582	600	625	637	634,1	948,2
Плотность при критических температуре и давлении, кг/м <sup>3</sup>	162	210	225,5	232,5	225,8	–	232	311	468
Плотность по воздуху	0,554	1,049	1,55	2,077	2,096	2,654	2,674	0,967	1,529
При испарении получается паров:									
из 1 л жидкости	417,3	277,7	257,1	222,3	224,7	193,9	195,8	–	–
из 1 кг жидкости	139,3	746,7	508,8	385,4	386	311,1	311,1	–	–
Удельная газовая постоянная, Дж/кг · град	518,7	276,6	188,7	143,1	143,1	115,2	115,2	296,7	189,0

Многие реальные газы при определенных условиях (невысокие давления и не совсем низкие температуры) близки к идеальным. Поэтому законы газового состояния достаточно объективно отражают их свойства и поведение при изменении внешних условий.

### ***Закон Бойля-Мариотта***

Закон Бойля-Мариотта гласит, что при постоянной температуре (изотермический процесс) объем данной массы газа обратно пропорционален давлению:

$$\frac{V_0}{V} = \frac{P}{P_0}$$

или при постоянной температуре произведение давления газа на его объем есть величина постоянная:

$$P_0 \cdot V_0 = P \cdot V = \text{const.} \quad (1.1)$$

Учитывая, что плотность газа есть отношение его массы к занимаемому объему

$$\rho = \frac{m}{V},$$

можно записать, что

$$\frac{v_0}{v} = \frac{\rho}{\rho_0} \quad (1.2)$$

или

$$\frac{\rho_0}{\rho} = \frac{P_0}{P}. \quad (1.3)$$

При постоянной температуре давление газа прямо пропорционально его плотности.

### ***Закон Гей-Люссака***

Закон Гей-Люссака определяет изменение удельного объема идеального газа в зависимости от температуры при постоянном давлении. Объем данной массы газа при постоянном давлении есть линейная функция температуры (изобарический процесс):

$$\frac{v - v_0}{v_0} = \alpha_0(t - t_0).$$

При  $t = 0 \text{ } ^\circ\text{C}$

$$v = v_0(1 + \alpha_0 \cdot t), \quad (1.4)$$

где  $v$  – удельный объем газа при температуре  $t$  и давлении  $P$ ;  $v_0$  – удельный объем газа при температуре  $0\text{ }^\circ\text{C}$  и том же давлении  $P$ ;  $\alpha_0$  – температурный коэффициент объемного расширения идеального газа при  $0\text{ }^\circ\text{C}$ , сохраняющий то же значение при всех давлениях и одинаковый для всех идеальных газов.

$$\alpha_0 = \frac{1}{273,15},$$

т. е. все идеальные газы при постоянном давлении с повышением температуры на  $1\text{ }^\circ\text{C}$  расширяются на  $\frac{1}{273,15}$  часть того объема, который они занимали при  $0\text{ }^\circ\text{C}$ .

Закон Гей-Люссака можно сформулировать еще следующим образом: при постоянном давлении отношение удельного объема идеального газа к его абсолютной температуре есть величина постоянная:

$$\frac{v_1}{T_1} = \frac{v_2}{T_2} = \text{const.} \quad (1.5)$$

### ***Закон Шарля***

Согласно закону Бойля-Мариотта  $P \cdot V = \text{const.}$  В этом случае при нагревании идеального газа на  $1\text{ }^\circ\text{C}$  при постоянном объеме давление его увеличивается на постоянную величину, равную  $\frac{1}{273,15}$  первоначального давления. По закону Шарля давление изменяется линейно с температурой при постоянном объеме (изохорический процесс):

$$P = P_0(1 + \beta \cdot t), \quad (1.6)$$

где  $P_0$  – давление газа при температуре  $0\text{ }^\circ\text{C}$ ;  $P$  – давление газа при температуре  $t$ ;  $\beta = 1/273,15$  – термический коэффициент повышения давления газа.

Для абсолютной температуры можно записать

$$\frac{P_0}{T_0} = \frac{P}{T} = \text{const.}$$

### ***Уравнение состояния идеального газа***

Законы Бойля-Мариотта, Гей-Люссака и Шарля могут быть объединены в одно общее математическое уравнение, связывающее три ве-

личины: давление, объем и температуру идеального газа. В этом случае получается уравнение

$$P \cdot v = R \cdot T, \quad (1.7)$$

которое называется уравнением состояния идеального газа или уравнением Клайперона.

Величина  $R$  называется универсальной газовой постоянной.  $T$  – абсолютная температура;  $v$  – удельный объем газа при данных температуре ( $T$ ) и давлении ( $P$ ).

Уравнение (1.7) может быть записано также в виде:

$$\frac{P}{\rho} = R \cdot T,$$

где  $\rho$  – плотность газа,  $\text{кг/м}^3$ .

Для любого количества газа уравнение состояния будет:

$$P \cdot V = m \cdot R \cdot T, \quad (1.8)$$

где  $V$  – полный объем газа,  $\text{м}^3$ .

Газовая постоянная является работой расширения единицы количества газа (1 кг) при нагревании его на  $1^\circ\text{C}$  при постоянном давлении.

Газовая постоянная  $R$  некоторых газов,  $\text{дж/кг} \cdot \text{К}$ :

метан	-518,67	н-бутан	-143,08
этан	-276,64	н-пентан	-115,23
пропан	-188,68	воздух	-287,04

### ***Закон Авогадро***

Закон Авогадро звучит следующим образом: в равных объемах любых газов, взятых при одинаковых температуре и давлении, содержится одинаковое число молекул. Экспериментально установлено и теоретически доказано, что грамм-молекула любого газа при нормальных условиях занимает объем 22,4 л. Этот объем называется молярным объемом (число Авогадро).

Закон Авогадро показывает, что объем одного киломоля идеального газа не зависит от природы газа и вполне определяется параметрами физического состояния газа (давлением и температурой).

### ***Закон Грэма***

В соответствии с законом Грэма скорость диффузии газа обратно пропорциональна корню квадратному его плотности. Распростра-

няя этот закон на истечение газа из малых отверстий, закон Грэма гласит, что при одинаковых давлениях и температурах скорости истечения разных газов  $\omega$  из малых отверстий обратно пропорциональны корням квадратным их плотности  $\rho$ , т. е.

$$\frac{\omega_1}{\omega_2} = \frac{\sqrt{\rho_2}}{\sqrt{\rho_1}}. \quad (1.9)$$

Естественно, что время истечения газов  $\tau$  через малые отверстия обратно пропорционально скорости истечения этих газов или прямо пропорционально корням квадратным их плотности:

$$\frac{\tau_1}{\tau_2} = \frac{\omega_2}{\omega_1} = \frac{\sqrt{\rho_1}}{\sqrt{\rho_2}}. \quad (1.10)$$

### *Закон Дальтона*

Согласно закону Дальтона давление газовой смеси равно сумме давлений, производимых каждым компонентом в отдельности, т. е.

$$P_{\Sigma} = P_1 + P_2 + \dots + P_n = \Sigma P_i.$$

Согласно этому уравнению каждый компонент в смеси газов ведет себя независимо от других, и, следовательно, он сохраняет все свои физические свойства независимо от количества компонентов, находящихся в этой смеси. Каждый из компонентов, входящих в газовую смесь, имеет свою упругость, которая называется парциальным давлением. Следовательно, общее давление смеси газов равно сумме парциальных давлений компонентов, входящих в эту смесь. С учетом закона Бойля-Мариотта сумма парциальных объемов равна общему объему

$$V_1 + V_2 + \dots + V_n = V.$$

Парциальное давление газа в смеси определяется по формуле

$$P_i = P \frac{V_i}{V},$$

где  $\frac{V_i}{V} = y$  – объемная или молекулярная концентрация компонента в газовой смеси;  $P$  – общее давление;  $V$  – общий объем газовой смеси.

Таким образом

$$P_i = y_i \cdot P. \quad (1.11)$$

### Закон Рауля

Растворение газа в жидкости происходит до тех пор, пока парциальное давление газа не сравняется с парциальным давлением жидкости. Наступает момент равновесия фаз.

Закон Рауля устанавливает, что парциальное давление любого компонента в жидкой смеси равно молекулярной концентрации его в жидкости, умноженной на упругость его паров в чистом виде при данной температуре, т. е.

$$P_i = x_i \cdot \theta_i, \quad (1.12)$$

где  $P_i$  – парциальное давление компонента в жидкой смеси;  $x_i$  – молекулярная концентрация компонента в жидкости;  $\theta_i$  – упругость паров компонента при данной температуре.

Общее давление или упругость паров жидкости  $P$ , состоящей из нескольких компонентов, равно сумме парциальных давлений этих компонентов:

$$P = P_1 + P_2 + \dots + P_n = x_1 \cdot \theta_1 + x_2 \cdot \theta_2 + \dots + x_n \cdot \theta_n.$$

При равновесии фаз парциальные давления компонента в паровой фазе (над жидкостью) и в жидкой фазе (в жидкости) будут одинаковы, тогда закон Рауля примет следующий вид:

$$y_i \cdot P = x_i \cdot \theta_i, \quad (1.13)$$

где  $y_i \cdot P$  – парциальное давление компонента в паровой (газовой) фазе (согласно закону Дальтона);  $x_i \cdot \theta_i$  – парциальное давление в жидкой фазе (согласно закону Рауля).

Используя уравнение (1.13), можно определить состав пара, находящегося в равновесии с жидкостью, зная состав жидкой смеси:

$$y_i = x_i \frac{\theta_i}{P}, \quad (1.14)$$

или определить состав жидкой смеси:

$$x_i = y_i \frac{P}{\theta_i}. \quad (1.15)$$

Из приведенных уравнений следует, что

$$\theta_i = k_i \cdot P, \quad y_i = k_i \cdot x_i.$$

Константы равновесия  $k$  отдельных компонентов зависят от температуры и давления и определяются из специально составленных графиков.

Таблица 1.2

**Упругость насыщенных паров предельных (парафиновых)  
углеводородных газов**

Температура, °С	Упругость паров, МПа					
	этан	пропан	изо-бутан	н-бутан	изо-пентан	н-пентан
-50	0,542	0,069	—	—	—	—
-40	0,756	0,107	—	—	—	—
-30	1,03	0,161	—	—	—	—
-20	1,374	0,232	—	—	—	—
-10	1,788	0,332	0,105	0,087	—	—
0	2,308	0,448	0,15	0,1	0,033	0,023
+10	2,922	0,617	0,211	0,143	0,051	0,036
+20	3,672	0,817	0,289	0,197	0,075	0,055
+30	4,504	1,06	0,386	0,274	0,106	0,079
+40	—	1,353	0,508	0,365	0,146	0,112
+50	—	1,71	0,656	0,481	0,197	0,154
+60	—	2,122	0,837	0,62	0,263	0,208
+70	—	2,501	1,05	0,785	0,344	0,274
+80	—	3,176	1,303	0,981	0,44	0,356
+90	—	3,788	1,594	1,21	0,555	0,454
+100	—	4,254*	1,93	1,48	0,69	0,572

\* Упругость паров при критической температуре.

**Закон Генри**

Закон Генри гласит, что при постоянной температуре весовое количество газа, растворяющегося в жидкости, прямо пропорционально абсолютному давлению над жидкостью:

$$\frac{q}{P} = \text{const.}$$

Или иначе: при постоянной температуре весовая концентрация газа в растворе пропорциональна его давлению:

$$q = k \cdot P, \tag{1.16}$$

где  $q$  – весовая концентрация газа в растворе;  $P$  – абсолютное давление;  $k$  – постоянная Генри, или коэффициент растворимости.

Количество газа, растворенного в жидкости, зависит от температуры и давления, а также от свойств газа и жидкости. Если в жидкости растворено несколько газов, то весовая концентрация ( $q$ ) каждого из них в растворе пропорциональна упругости его паров (парциальному давлению) в газовой фазе при установившемся равновесии.

## 1.2. Практическая часть

Используя формулы, представленные в теоретической части, решить следующие задачи:

**Задача 1.** В подземном резервуаре природный газ находится под буферным давлением, равным  $P_1$ , МПа. При той же температуре производится закачка газа в резервуар до давления хранения  $P_2$ , МПа. Во сколько раз изменится плотность газа в резервуаре?

**Задача 2.** В подземном резервуаре объемом  $V_1$ , м<sup>3</sup>, хранится природный газ под давлением  $P_1$ , МПа, и температуре  $T_1$ , К. Резервуар соединяется со вторым резервуаром объемом  $V_2$ , м<sup>3</sup>, в котором находится газ при атмосферном давлении. Определить температуру газа, при которой в обоих резервуарах сохранится давление  $P_1$ .

**Задача 3.** После закачки природного газа в подземный резервуар газ имеет температуру, равную  $T$ , К, и давление  $P$ , МПа. Температура окружающего резервуара массива каменной соли составляет  $T_c$ , К. Определить давление газа в резервуаре после выравнивания температуры газа и окружающего массива каменной соли.

**Задача 4.** Определить массу газа, находящегося в подземном резервуаре объемом  $V$ , м<sup>3</sup>, при температуре  $T$ , К, и давлении  $P$ , МПа.

**Задача 5.** В подземном резервуаре хранится газ под давлением  $P$ , МПа. Газ состоит из метана с молярной концентрацией  $y_1 = 0,80$ ; этана с  $y_2 = 0,15$  и пропана  $y_3 = 0,05$ . Определить парциальное давление этих компонентов в смеси.

**Задача 6.** В шахтном резервуаре хранится сжиженный газ, состоящий из пропана –  $X$  %, изо-бутана –  $Y$  % и н-бутана –  $Z$  %. Определить парциальное давление компонентов при  $T$  °С и состав паровой фазы.

**Задача 7.** В шахтном резервуаре, построенном в многолетнемерзлых породах, хранится сжиженный газ, паровая фаза которого состоит (в весовых процентах) из: этана, %; пропана, %; изо-бутана, %; н-бутана, %; изо-пентана, %. Определить состав жидкой фазы при температуре окружающих пород  $0$  °С.

Исходные данные приведены в табл. 1.3.

Таблица 1.3

## Исходные данные

Вариант	Задача 1		Задача 2			Задача 3			Задача 4			Задача 5	Задача 6				Задача 7					
	$P_1$ , МПа	$P_2$ , МПа	$V_1$ , тыс. м <sup>3</sup>	$V_2$ , тыс. м <sup>3</sup>	$T_1$ , К	$P_1$ , МПа	$T$ , К	$T_c$ , К	$P$ , МПа	$V$ , тыс. м <sup>3</sup>	$T$ , К	$P$ , МПа	$P$ , МПа	$X$	$Y$	$Z$	$T$ , °С	этан	пропан	изо-бутан	н-бутан	изо-пентан
1	2,5	12,5	50	10	293	10	303	293	12,5	150	293	15	12	40	25	35	30	2,1	64,4	22	3,8	7,7
2	3,0	15,0	60	10	293	10	310	293	15,0	120	293	15	20	30	35	35	20	4,6	65,3	12	1,2	16,9
3	4,5	18,5	75	15	293	20	325	293	18,5	130	293	20	10	25	55	20	10	3,8	58,4	21	7,5	9,3
4	3,0	9,0	65	20	293	20	308	293	9,0	125	293	15	20	45	15	40	0	7,6	46,8	33	3,5	9,1
5	2,5	7,5	80	15	293	10	313	293	7,5	145	293	10	10	50	20	30	10	5,9	65,3	25	2,2	1,6
6	3,5	14,0	55	10	293	20	318	293	14,0	150	293	20	15	45	35	20	20	2,7	45,5	12	25,6	14,2
7	2,0	10,0	65	20	293	10	325	293	10,0	125	293	20	25	40	30	30	30	8,6	65,3	18	1,2	6,9
8	3,5	17,5	45	20	293	15	330	293	17,5	145	293	10	10	55	15	30	0	5,3	55,5	21	2,5	15,7
9	4,0	12,0	85	10	293	25	328	293	12,0	160	293	20	15	45	25	30	20	4,5	65,4	23	2,1	5,0
10	1,0	5,0	90	20	293	10	315	293	5,0	135	293	10	20	40	15	45	10	6,3	43,2	19	18,2	13,3
11	2,3	11,5	45	10	293	10	310	293	11,5	180	293	15	15	25	35	40	20	5,1	54,6	20	25	13,3
12	3,8	15,2	60	15	293	20	302	293	15,0	155	293	25	10	25	20	55	10	2,4	43,5	24	18	12,1
13	4,5	13,5	85	25	293	15	308	293	18,5	145	293	10	15	45	35	20	0	3,8	36,5	32	15	12,7
14	2,8	14,0	45	10	293	10	315	293	9,0	150	293	15	20	50	30	20	10	6,2	45,6	18	18	12,2
15	3,6	18,0	75	15	293	20	320	293	7,5	160	293	20	15	45	15	40	20	4,8	62,4	20	10	2,8
16	2,5	12,5	70	20	293	20	315	293	14,0	130	293	15	10	40	25	35	10	4,7	58,4	25	7,0	4,9
17	3,0	9,0	60	15	293	10	325	293	10,0	125	293	10	20	55	20	25	0	8,4	46,8	23	12,0	9,8
18	2,5	9,0	80	10	293	20	308	293	17,5	145	293	15	15	25	35	40	10	6,3	65,3	24	2,3	2,1
19	3,5	7,5	85	15	293	10	313	293	17,5	150	293	20	15	20	30	50	20	4,2	45,5	18	15	17,3
20	2,5	14,0	55	20	293	15	318	293	12	125	293	15	20	35	15	50	10	6,3	65,3	17	4,5	6,9
21	3,5	10,0	45	15	293	25	325	293	5,0	145	293	10	15	30	25	45	0	1,8	55,5	15	12	15,7
22	2,0	17,5	50	10	293	20	330	293	11,5	160	293	20	10	15	20	65	10	2,7	65,4	20	5,6	6,3
23	3,5	17,5	65	20	293	20	328	293	15,2	135	293	15	20	25	35	40	20	8,6	43,2	25	13	10,2
24	2,5	12	75	15	293	15	315	293	9,0	180	293	10	20	20	45	35	10	5,3	54,6	26	12,5	1,6
25	1,0	5,0	70	10	293	10	310	293	12,5	155	293	20	10	35	50	15	0	4,5	58,4	18	12,8	6,3
26	3,8	11,5	60	20	293	20	302	293	15,0	130	293	20	20	30	45	25	10	6,3	46,8	22	12,5	12,4
27	5,0	15,2	55	20	293	20	303	293	18,5	150	293	10	10	15	40	45	30	5,1	65,3	18	6,8	4,8
28	2,7	13,5	80	10	293	10	310	293	9,0	120	293	20	15	25	55	20	20	2,4	45,5	15	25	12,1
29	2,8	14,0	65	20	293	20	325	293	7,5	130	293	10	25	20	45	35	30	3,8	65,3	10	17	3,9
30	3,5	17,5	55	10	293	10	308	293	14,0	125	293	15	10	35	40	25	30	6,2	55,5	12	6,5	19,8

## Практическое занятие № 2

### Критические и приведенные параметры природного газа

*Цель работы:* применение основ теории фазовых состояний при инженерных расчетах в подземном хранении природного газа.

#### 2.1. Теоретическая часть

На рис. 2.1 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.

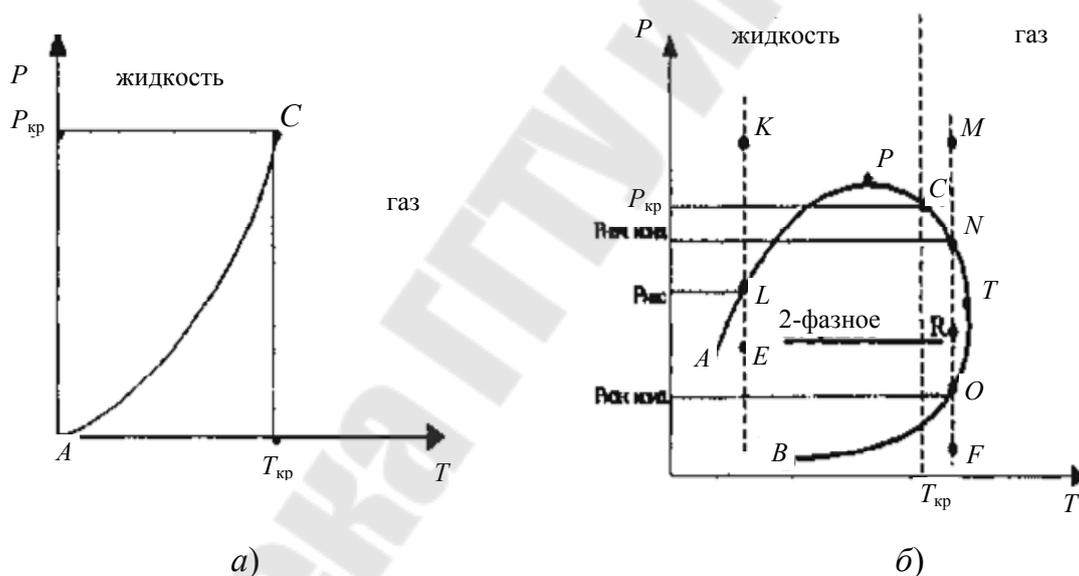


Рис. 2.1. Диаграммы  $P$ – $T$ :

$a$  – однокомпонентная система;  $b$  – многокомпонентная система

Критическая точка  $T_{кр}$  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 либо любого значения не может быть обращен в жидкость.

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

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

1) как среднекритические (или псевдокритические):

$$P_{кр.смеси} = P_{кр1} \cdot Y_1 + P_{кр2} \cdot Y_2 + \dots + P_{крn} \cdot Y_n; \quad (2.1)$$

$$T_{кр.смеси} = T_{кр1} \cdot Y_1 + T_{кр2} \cdot Y_2 + \dots + T_{крn} \cdot Y_n, \quad (2.2)$$

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 корреляционной зависимости для приближенных расчетов:

$$P_{кр} = 49,5 - 3,7 \cdot \bar{\rho}, \text{ атм}; \quad (2.3)$$

$$T_{кр} = 93 + 176 \cdot \bar{\rho}, \text{ К}. \quad (2.4)$$

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  $P_{кр}$ :

$$P_{пр} = \frac{P_{раб}}{P_{кр}}. \quad (2.5)$$

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

$$T_{пр} = \frac{T_{раб}}{T_{кр}}. \quad (2.6)$$

Таблица 2.1

**Критические параметры легких углеводородов и газов,  
входящих в состав природного газа**

Наименование вещества	$T_{кр}, K$	$P_{кр}, MPa$	$V_{кр} \cdot 10^5, м^3/кг$	$\rho_{кр}, кг/м^3$
Метан	190,66	4,49	622	160,6
Этилен	282,4	4,9	441	266,6
Этан	305,75	4,8	490	204
Пропилен	364,6	4,45	424	236
Пропан	370	4,28	455	231
1-Бутилен	419,8	3,9	429	228,1
и-Бутилен	417,9	3,86	429	228,1
и-Бутан	408,2	3,54	451	221,8
н-Бутан	425,17	3,68	439	228
и-Пентан	460,9	3,23	426	229,4
н-Пентан	469,8	3,3	431	232
Азот	126,26	3,29	321	310
Кислород	154,96	4,92	244	410
Воздух	132,5	3,76	310	322,4
Окись углерода	133	3,38	331	302
Двуокись углерода	304,26	7,15	213	469
Сероводород	373,6	8,7	287	348
Водяной пар	647,31	22,54	315	307

## 2.2. Практическая часть

**Задача 1.** В подземном резервуаре хранится газ следующего состава (исходные данные согласно варианту (табл. 2.2)). Определить среднекритические температуру и давление.

Таблица 2.2

### Исходные данные

Номер варианта	Состав газа, %						
	метан	этан	пропан	н-бутан	бутан	пентан	н-пентан
1	91	5	3	1	–	–	–
2	46	24	15	15	–	–	–
3	–	–	75	18	5	–	2
4	78	5	11	–	–	6	–
5	90	4	5	5	–	–	–
6	86	–	–	8	–	2	4
7	78	–	–	7	4	–	11
8	86	–	6	2	–	6	–
9	–	82	4	–	7	–	7

Окончание табл. 2.2

Номер варианта	Состав газа, %						
	метан	этан	пропан	н-бутан	бутан	пентан	н-пентан
10	78	9	6	–	–	7	–
11	83	7	7	–	–	–	3
12	94	–	2	3	–	1	–
13	78	5	6	11	–	–	–
14	86	–	4	5	–	–	5
15	79	–	6	–	6	9	–
16	78	5	11	–	2	–	–
17	90	4	5	1	–	–	–
18	86	–	–	4	7	3	–
19	78	–	–	9	2	–	11
20	86	–	6	2	6	–	–
21	–	82	4	–	4	10	–
22	78	5	11	–	6	–	–
23	90	4	2	–	4	–	–
24	86	–	–	5	6	3	–
25	78	–	–	7	11	4	–
26	90	2	4	4	–	–	–
27	86	7	–	5	–	2	–
28	78	4	–	7	11	–	–
29	86	–	5	3	5	1	–
30	90	4	5	1	–	–	–

### Практическое занятие № 3

## Подземные хранилища газа в пористых и проницаемых горных породах

*Цель работы:* ознакомление с подземными хранилищами в пористых и проницаемых горных породах. Расчет активного и буферного объемов газа.

### 3.1. Теоретическая часть

Наилучшими ПХГ, сооруженными в пористых и проницаемых горных породах, предназначенными для регулирования сезонной неравномерности газопотребления, с экономической точки зрения являются хранилища, построенные на базе истощенных газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений. Это объясняется тем, что отпадает необходимость проведения геолого-разведочных работ, так как известны основные физико-геологические и эксплуатационные параметры пласта-коллектора и его кровли. Кроме того, на месторождении имеется определенное количество эксплуатационных скважин, а также наземный комплекс подготовки газа к транспорту, которые в дальнейшем используются для целей подземного хранения газа.

Строительство ПХГ в истощенном месторождении осуществляется в два этапа. На первом этапе проводится промышленное заполнение хранилища газом, на втором – циклическая эксплуатация.

Эксплуатация подземного хранилища газа, созданного в пористых, проницаемых горных породах осуществляется следующим образом (рис. 3.1).

Газ по соединительному газопроводу 12 из магистрального газопровода 11 поступает в компрессорный цех подземного хранилища. В компрессорном цехе газ первоначально очищается в пылеуловителях 10 от взвешенных твердых частиц и капельной влаги, а потом направляется на прием компрессоров 9. Компромированный газ подается в блок охлаждения и очистки газа от масла, где последовательно сначала проходит через сепаратор (горячий газ) 8, потом охлаждается в градирне 7, далее проходит через сепаратор (охлажденный газ) 5. Для отделения капельного масла (для отделения паров масла в технологическую схему включают адсорберы и фильтры).

Пройдя эти аппараты, охлажденный и очищенный от масла газ поступает по газосборному коллектору на газораспределительный

пункт ГРП 4. В ГРП происходит разделение потока газа по скважинам и замер количества газа, закачиваемого в каждую нагнетательно-эксплуатационную скважину 2.

При отборе газ из эксплуатационных скважин 2 по индивидуальным шлейфам поступает на ГРП 4. При этом предварительно капельная вода из газа отделяется в сепараторах 3 и сбрасывается в специальные замерные емкости. В ГРП производится замер расхода газа, поступающего из каждой скважины. Далее по газосборному коллектору газ поступает на установку осушки газа 6, откуда при температуре, соответствующей точке росы, поступает через соединительный газопровод 12 в газопровод 11.

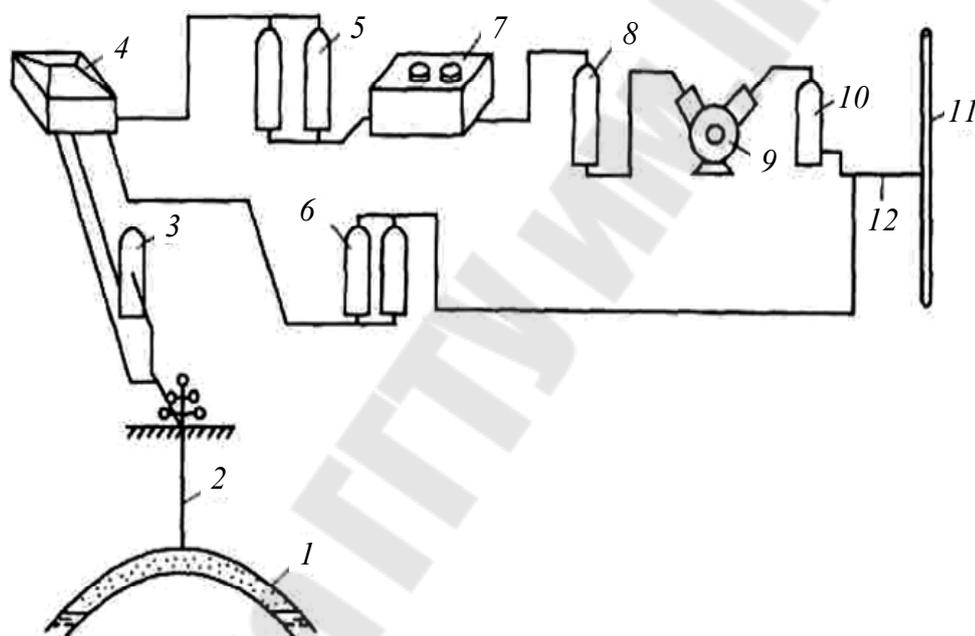


Рис. 3.1. Принципиальная технологическая схема эксплуатации подземного хранилища газа:

- 1 – газовый пласт; 2 – газовая скважина; 3 – сепаратор;
- 4 – газораспределительный пункт; 5 – сепаратор (охлажденный газ);
- 6 – установка осушки газа; 7 – градирия; 8 – сепаратор (горячий газ);
- 9 – компрессор; 10 – пылеуловитель; 11 – магистральный газопровод;
- 12 – соединительный газопровод

Контроль за герметичностью подземного хранилища осуществляется в отдельности для скважины и для пласта-коллектора. Испытанию на герметичность подвергается каждая скважина независимо от того, что ПХГ создается на базе выработанных газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений или ПХГ создается в водоносных пластах.

При недостаточной изученности месторождения, низком количестве исходной геолого-промысловой и геофизической информации составляется программа доразведки месторождения и повторного обследования пробуренного фонда скважин. Определяются остаточные запасы газа, нефти, конденсата и сопутствующих компонентов, степень и характер выработанной залежей. Остаточные запасы углеводородов передаются на баланс газохранилища.

Остаточный запас газа, находящегося в месторождении, на базе которого сооружается ПХГ, определяется по трем существующим методам: объемному, по падению давления и по уравнению материального баланса.

Формула для подсчета запасов газа объемным методом имеет следующий вид:

$$V = F \cdot h \cdot m \cdot k \cdot P \cdot \alpha, \quad (3.1)$$

где  $V$  – количество газа, находящегося в ПХГ на дату расчета,  $\text{м}^3$ ;  $F$  – площадь в пределах контура газоносности,  $\text{м}^2$ ;  $h$  – мощность пористой части газоносного пласта,  $\text{м}$ ;  $m$  – коэффициент пористости;  $P$  – среднее абсолютное давление в залежи на дату расчета,  $\text{кгс}/\text{см}^2$ ;  $k = (T + t_{\text{ст}})/(T + t_{\text{пл}})$  – поправка на температуру для приведения объема газа к стандартной температуре;  $T$  – абсолютная температура;  $t_{\text{ст}} = 20$  °C;  $t_{\text{пл}}$  – пластовая температура;  $\alpha$  – коэффициент газонасыщения.

Расчет количества газа, находящегося в ПХГ, по методу падения давления применяется для пластов, в которых первоначальный объем пор, занятых газом, не изменяется по величине в процессе эксплуатации хранилища. Формула подсчета основана на предположении о постоянстве количества извлекаемого газа на 1 бар падения давления во все периоды разработки газовой залежи:

$$Q = \frac{Q_1 - Q_2}{P_1 - P_2}, \quad (3.2)$$

где  $Q$  – количество добытого газа за период разработки газовой залежи от первой до второй даты на 1 бар падения давления,  $\text{м}^3$ ;  $Q_1$  и  $Q_2$  – объемы добытого газа на первую и вторую дату с начала разработки газовой залежи,  $\text{м}^3$ ;  $P_1$  и  $P_2$  – соответствующие давления газовой залежи после добычи соответствующих объемов газа  $Q_1$  и  $Q_2$ , бар.

Промышленный запас газа, находящегося в ПХГ, можно определить по формуле

$$V = Q \cdot \Delta P, \quad (3.3)$$

где  $\Delta P$  – перепад давления между предыдущей и конечной величиной, бар.

Оценка запасов газа по уравнению материального баланса с учетом влияния пластовой воды записывается в виде:

$$V = V_{\text{н}} - Q, \quad (3.4)$$

где  $V$  – текущий объем газа в пласте,  $\text{м}^3$ ;  $V_{\text{н}}$  – начальный объем газа в пласте,  $\text{м}^3$ ;  $Q$  – добытое количество газа,  $\text{м}^3$ .

Активный объем газа подземного хранилища рассчитывается на количество газа, соответствующего сезонному колебанию в газопотреблении. Это количество равно объему газа, ежегодно закачиваемого и отбираемого из хранилища в соответствии с установленным технологическим режимом эксплуатации ПХГ.

Численное значение активного объема газа определяется с использованием коэффициентов месячной неравномерности газопотребления, вычисленных из графика годового потребления газа:

$$k_{\text{max}} = \frac{Q_{\text{max}}}{Q_{\text{cp}}} \text{ и } k_{\text{min}} = \frac{Q_{\text{min}}}{Q_{\text{cp}}}. \quad (3.5)$$

Производительность хранилища по отбору газа определяется из графика годового потребления газа. Величину максимальной производительности хранилища по отбору газа  $q_{\text{max}}$  приблизительно можно принять в 1,5–2 раза выше, чем среднесуточный отбор газа из хранилища за сезон.

$$q_{\text{max}} = (1,5-2) \frac{Q_{\text{a}}}{t_0}, \quad (3.6)$$

где  $t_0$  – продолжительность периода отбора газа из хранилища, ч/сут.

Такой метод определения  $q_{\text{max}}$  справедлив в том случае, когда хранилище предназначено для регулирования сезонных неравномерностей газопотребления.

### ***Буферный газ в подземном хранилище***

Общий объем газа, находящегося в ПХГ, всегда больше активного объема на величину буферного газа, который постоянно находится в пласте-коллекторе для поддержания энергетического потенциала газохранилища.

$$Q_{\text{об}} = Q_{\text{a}} + Q_{\text{б}}, \quad (3.7)$$

где  $Q_{об}$  – общий объем газа,  $м^3$ ;  $Q_a$  – активный объем газа,  $м^3$ ;  $Q_б$  – буферный объем газа,  $м^3$ .

Буферный газ подразделяется на две составляющие. Первую часть составляет газ, который может быть отобран в случае экстренной необходимости или в случае ликвидации ПХГ. Вторую часть составляет газ, который экономически нецелесообразно извлекать из пласта, т. е. остаточный газ.

$$Q_б = Q_{из} + Q_{ос}, \quad (3.8)$$

где  $Q_{из}$  – извлекаемый объем газа,  $м^3$ ;  $Q_{ос}$  – остаточный объем газа,  $м^3$ .

### 3.2. Практическая часть

Определить активный объем газа, подлежащего хранению для региона по коэффициентам месячной неравномерности газопотребления, используя исходные данные (табл. 3.1).

1. Определим объем газа, подлежащего хранению  $Q_a$  (активный объем хранимого газа), по формулам:

$$Q_a = \frac{Q_{г}}{12} \sum_{i=1}^n (k_{max} - 1); \quad (3.9)$$

$$Q_a = \frac{Q_{г}}{12} \sum_{i=1}^n (1 - k_{min}), \quad (3.10)$$

где  $Q_{г}$  – среднегодовой объем потребления газа, определяемый по нормам газопотребления потребителей всех категорий (бытовые, коммунальные и производственные объекты),  $м^3$ ;  $k_{max}$  – коэффициент месячной неравномерности  $>1$ ;  $k_{min}$  – коэффициент месячной неравномерности  $<1$ ;  $n$  – число коэффициентов, которые больше или меньше единицы.

Таблица 3.1

Исходные данные

Номер варианта	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1,244	1,196	1,114	0,958	0,811	0,779	0,743	0,726	0,799	1,151	1,201	1,3
2	1,456	1,186	1,4	1,2	0,45	0,135	0,55	1,65	0,958	0,569	1,45	0,85
3	1,425	0,25	1,245	0,45	0,135	1,152	0,15	1,25	0,85	1,45	0,9	1,23
4	0,8	1,125	0,55	1,243	0,135	1,234	0,2	1,125	0,8	1,15	0,7	1,2
5	1,165	0,958	1,24	0,8	1,1	0,55	1,125	0,75	0,235	1,2	0,546	1,85
6	1,25	1,196	1,365	1,458	0,254	0,569	1,254	0,478	1,456	0,365	0,245	0,425
7	0,245	1,186	0,958	0,245	1,196	0,895	0,758	1,2	0,585	1,196	1,35	1,45

Номер варианта	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
8	1,186	0,25	1,2	1,152	1,186	0,45	1,235	0,15	0,958	1,186	0,85	0,955
9	0,25	1,125	0,85	1,234	0,45	1,25	0,235	1,155	1,2	0,758	1,152	0,79
10	1,125	0,25	1,243	0,55	1,125	0,155	1,114	0,758	0,785	1,125	1,234	0,9
11	0,958	1,196	0,95	0,569	0,25	0,45	1,4	1,35	1,243	1,75	0,55	1,9
12	1,196	1,186	1,2	0,895	1,196	0,45	1,245	0,25	0,958	1,196	0,569	0,85
13	1,186	0,985	0,45	1,152	1,186	0,55	0,8	1,125	1,2	1,186	0,895	0,915
14	0,25	0,8	0,65	1,234	1,2	1,152	1,186	0,45	1,235	0,15	1,152	0,8
15	1,125	0,95	0,569	0,55	1,2	1,152	1,186	0,5	1,4	0,958	0,245	1,196
16	0,958	1,243	0,55	0,569	0,958	1,85	0,743	1,5	1,245	1,196	1,4	0,245
17	1,196	0,565	0,75	0,895	1,2	1,152	0,85	0,958	0,55	1,186	1,245	1,45
18	1,186	1,244	0,85	1,196	0,785	1,234	0,5	1,2	1,24	0,985	0,55	0,15
19	0,25	1,456	0,785	1,186	1,243	0,55	0,895	0,45	1,365	1,125	1,24	0,925
20	1,125	1,425	0,958	0,85	0,958	0,569	1,125	1,243	0,958	1,45	1,365	0,811
21	0,958	0,811	1,2	1,125	1,2	0,895	0,875	0,958	1,2	1,196	0,958	1,196
22	1,196	1,165	0,875	0,958	0,895	0,45	0,745	1,2	0,85	1,186	1,2	1,186
23	1,186	1,244	1,243	1,196	0,45	1,25	0,55	0,8	1,243	0,743	0,726	0,799
24	0,25	1,456	0,958	1,186	1,25	0,155	0,85	0,958	1,4	1,125	1,243	0,725
25	1,125	1,425	1,2	0,85	0,155	0,45	1,114	1,2	1,245	0,785	0,958	0,985
26	0,958	0,895	0,45	1,125	0,45	1,152	1,4	0,85	0,55	1,196	1,4	1,196
27	1,196	0,85	0,958	0,98	0,45	1,234	0,85	0,985	1,24	1,2	1,245	1,186
28	1,186	1,195	1,2	1,196	0,85	0,55	0,89	1,185	1,365	0,9	0,985	0,899
29	0,95	0,898	0,985	1,1	1,152	0,969	1,21	0,9	0,958	1,15	1,23	1,115
30	1,125	1,243	0,95	0,969	0,958	0,895	1,1	1,152	1,2	0,987	1,125	0,825

Определить объем буферного газа при годовом режиме эксплуатации, когда объем порового пространства остается постоянным и при упруговодонапорном режиме, используя исходные данные (табл. 3.2).

1. Определение объема буферного газа при годовом режиме эксплуатации хранилища, когда объем порового пространства остается постоянным:

$$Q_6 = \Omega \frac{P_{\min} \cdot Z_a}{P_a \cdot Z_6}, \quad (3.11)$$

где  $Q_6$  – объем буферного газа, приведенный к атмосферному давлению  $P_a$  и пластовой температуре  $T_{пл}$ , м<sup>3</sup>;  $\Omega$  – объем порового пространства газонасыщенного коллектора, м<sup>3</sup>;  $P_{\min}$  – минимальное (буферное) давление в хранилище к концу периода отбора газа, МПа;  $Z_6$  – коэффициент сжимаемости природного газа при  $P_{\min}$  и  $T_{пл}$ .

2. Определение объема буферного газа при упруговодонапорном режиме по формуле

$$Q_6 = \Omega_k \frac{P_{\min} \cdot Z_a}{P_a \cdot Z_6} + \alpha_k (\Omega_H - \Omega_k) \frac{P_B \cdot Z_a}{P_a \cdot Z_B}, \quad (3.12)$$

где  $\Omega_k$  и  $\Omega_H$  – соответственно начальный (до начала отбора из залежи газа) и конечный объем порового пространства залежи, м<sup>3</sup>;  $P_B$  – средневзвешенное по объему обводненной части порового пространства залежи давление, МПа;  $Z_B$  – коэффициент сжимаемости газа при  $P_B$  и  $T_{пл}$ ;  $\alpha_k$  – коэффициент объемной газонасыщенности обводненной зоны пласта в долях единицы.

Таблица 3.2

**Исходные данные**

Номер варианта	$\Omega$	$\Omega_H$	$\Omega_k$	$P_a$ , МПа	$P_{\min}$ , МПа	$P_B$ , МПа	$Z_a$	$Z_6$	$Z_B$	$\alpha_k$
1	$2,6 \cdot 10^6$	$2,6 \cdot 10^6$	$1,8 \cdot 10^6$	0,1	4,8	3,9	1	0,85	0,7	0,4
2	$2,8 \cdot 10^6$	$2,8 \cdot 10^6$	$1,5 \cdot 10^6$	0,1	5,2	3,7	1	0,93	0,5	0,3
3	$3,2 \cdot 10^6$	$3,2 \cdot 10^6$	$2,3 \cdot 10^6$	0,1	5,4	4,7	1	0,78	0,65	0,6
4	$2,4 \cdot 10^6$	$2,4 \cdot 10^6$	$1,5 \cdot 10^6$	0,1	7,3	5,8	1	0,4	0,5	0,2
5	$2,6 \cdot 10^6$	$2,9 \cdot 10^6$	$1,7 \cdot 10^6$	0,1	5,8	3,4	1	0,85	0,7	0,4
6	$2,8 \cdot 10^6$	$2,8 \cdot 10^6$	$1,3 \cdot 10^6$	0,1	6,5	5,2	1	0,93	0,5	0,3
7	$3,2 \cdot 10^6$	$3,2 \cdot 10^6$	$2,4 \cdot 10^6$	0,1	7,3	4,5	1	0,78	0,65	0,6
8	$2,4 \cdot 10^6$	$2,9 \cdot 10^6$	$1,2 \cdot 10^6$	0,1	6,8	3,5	1	0,4	0,5	0,2
9	$2,6 \cdot 10^6$	$2,8 \cdot 10^6$	$1,3 \cdot 10^6$	0,1	7,4	3,8	1	0,85	0,7	0,4
10	$2,8 \cdot 10^6$	$2,8 \cdot 10^6$	$1,5 \cdot 10^6$	0,1	6,4	4,2	1	0,93	0,5	0,3
11	$3,2 \cdot 10^6$	$3,2 \cdot 10^6$	$2,4 \cdot 10^6$	0,1	7,2	3,9	1	0,78	0,65	0,6
12	$2,4 \cdot 10^6$	$2,9 \cdot 10^6$	$1,5 \cdot 10^6$	0,1	6,9	4,5	1	0,4	0,5	0,2
13	$2,6 \cdot 10^6$	$2,6 \cdot 10^6$	$1,3 \cdot 10^6$	0,1	7,5	5,2	1	0,85	0,7	0,4
14	$2,8 \cdot 10^6$	$2,7 \cdot 10^6$	$1,2 \cdot 10^6$	0,1	6,5	4,5	1	0,93	0,5	0,3
15	$3,2 \cdot 10^6$	$3,2 \cdot 10^6$	$2,3 \cdot 10^6$	0,1	5,8	3,5	1	0,78	0,65	0,6
16	$2,4 \cdot 10^6$	$3,4 \cdot 10^6$	$1,5 \cdot 10^6$	0,1	6,5	4,7	1	0,4	0,5	0,2
17	$2,6 \cdot 10^6$	$2,8 \cdot 10^6$	$1,9 \cdot 10^6$	0,1	7,2	5,8	1	0,85	0,7	0,4
18	$2,8 \cdot 10^6$	$2,8 \cdot 10^6$	$1,4 \cdot 10^6$	0,1	5,2	3,4	1	0,93	0,5	0,3
19	$3,2 \cdot 10^6$	$3,2 \cdot 10^6$	$2,1 \cdot 10^6$	0,1	5,4	5,2	1	0,78	0,65	0,6
20	$2,4 \cdot 10^6$	$2,8 \cdot 10^6$	$1,5 \cdot 10^6$	0,1	7,3	4,5	1	0,4	0,5	0,2
21	$2,6 \cdot 10^6$	$2,7 \cdot 10^6$	$1,3 \cdot 10^6$	0,1	5,8	3,5	1	0,85	0,7	0,4
22	$2,8 \cdot 10^6$	$2,9 \cdot 10^6$	$1,5 \cdot 10^6$	0,1	6,5	3,8	1	0,93	0,5	0,3
23	$3,2 \cdot 10^6$	$3,2 \cdot 10^6$	$2,1 \cdot 10^6$	0,1	7,3	4,2	1	0,78	0,65	0,6
24	$2,4 \cdot 10^6$	$2,4 \cdot 10^6$	$1,5 \cdot 10^6$	0,1	6,8	3,9	1	0,4	0,5	0,2
25	$2,6 \cdot 10^6$	$2,6 \cdot 10^6$	$1,1 \cdot 10^6$	0,1	7,4	4,7	1	0,85	0,7	0,4
26	$2,8 \cdot 10^6$	$2,8 \cdot 10^6$	$1,5 \cdot 10^6$	0,1	6,4	5,8	1	0,93	0,5	0,3
27	$3,2 \cdot 10^6$	$3,2 \cdot 10^6$	$2,1 \cdot 10^6$	0,1	7,2	3,4	1	0,78	0,65	0,6
28	$2,4 \cdot 10^6$	$2,4 \cdot 10^6$	$1,4 \cdot 10^6$	0,1	6,9	5,2	1	0,4	0,5	0,2
29	$2,6 \cdot 10^6$	$2,6 \cdot 10^6$	$1,5 \cdot 10^6$	0,1	5,2	4,5	1	0,85	0,7	0,4
30	$2,8 \cdot 10^6$	$2,8 \cdot 10^6$	$1,2 \cdot 10^6$	0,1	6,8	3,5	1	0,93	0,5	0,3

## Практическое занятие № 4

### Подземные хранилища в истощенных газовых и газоконденсатных месторождениях

*Цель работы:* ознакомление с подземными хранилищами в истощенных газовых и газоконденсатных месторождениях. Определение основных технологических параметров.

#### 4.1. Теоретическая часть

Истощенные газовые и газоконденсатные месторождения во многих случаях являются наилучшими объектами для создания в них подземных хранилищ природного газа. Месторождение полностью разведано, известны геометрические размеры и форма площади газоносности, геолого-физические параметры пласта, начальные давления, температура и состав газа, изменение во времени дебитов скважин, режим эксплуатации скважин, герметичность покрышки. На месторождении имеется определенный фонд эксплуатационных и наблюдательных скважин, промышленные сооружения для получения товарного газа.

При проектировании подземного хранилища в истощенных газовых и газоконденсатных месторождениях необходимо определить: максимально допустимое и минимально необходимое давление газа в хранилище, объем активного и буферного газов, число нагнетательно-эксплуатационных скважин, тип компрессорного агрегата и общую мощность компрессорной станции, тип и размер оборудования для очистки и осушки газа.

Для разработки технологического проекта эксплуатации ПХГ, созданного на базе истощенного газового месторождения пластового типа (рис. 4.1), кроме вышеперечисленных известных параметров, имеющих общепромысловый характер, необходимо знать параметры, относящиеся к эксплуатации хранилища. В основном они относятся к процессам закачки и отбора газа из хранилища.

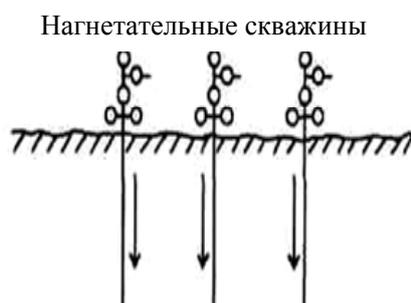


Рис. 4.1. Схема истощенной газовой залежи пластового типа

Основными технологическими параметрами *процесса закачки газа* являются: максимальный объем газа, который можно закачать в хранилище, изменение во времени давлений в хранилище, на забоях и устьях нагнетательных скважин, необходимое число компрессоров для закачки газа и др.

Основными технологическими параметрами *процесса отбора газа* из хранилища, которые необходимо дополнительно определить, являются: пластовое и забойное давление газа, потребное число эксплуатационных скважин и их дебит.

Объем закачанного газа на момент времени  $\tau$ , приведенный к атмосферному давлению и пластовой температуре, можно определить по уравнению

$$Q_3(\tau) = \frac{\Omega \cdot z_{\text{атм}}}{P_{\text{атм}}} \left[ \frac{\bar{P}(\tau)}{z(\bar{P})} - \frac{P_{\text{н}}}{z_{\text{н}}} \right], \quad (4.1)$$

где  $\Omega = \sigma \cdot \Omega_0$  – газонасыщенный объем порового пространства,  $\text{м}^3$ ;  $\sigma$  – коэффициент газонасыщенности;  $\Omega_0$  – общий объем порового пространства пласта-коллектора,  $\text{м}^3$ ;  $P_{\text{атм}}$  – нормальное давление газа, равное 1 атм. (техническая атмосфера) = 0,1 МПа;  $\bar{P}(\tau)$  – средневзвешенное по газонасыщенному объему порового пространства пласта давление в момент времени  $\tau$ , МПа;  $z(\bar{P})$  – коэффициент сжимаемости газа при  $\bar{P}$  и  $T_{\text{пл}}$ ;  $P_{\text{н}}$  – начальное давление газа в хранилище (до закачки газа), МПа;  $z_{\text{н}}$  – коэффициент сжимаемости газа при  $P_{\text{н}}$  и  $T_{\text{пл}}$ .

## 4.2. Практическая часть

Определить максимальный объем газа в хранилище, максимальное забойное и устьевое давление в конце периода закачки, необходимое число поршневых компрессоров, используя исходные данные

1. Определение максимального объема закачанного газа, приводящего пластовое давление газа к максимально допустимой величине по формуле

$$Q_{3 \text{ max}} = \frac{\Omega \cdot z_{\text{атм}}}{P_{\text{ат}}} \left( \frac{P_{\text{max}}}{z_{\text{max}}} - \frac{P_{\text{н}}}{z_{\text{н}}} \right), \text{ м}^3, \quad (4.2)$$

где  $\Omega = \sigma \cdot \Omega_0$  – газонасыщенный объем порового пространства,  $\text{м}^3$ ;  $P_{\text{атм}}$  – нормальное давление газа, равное 1 атм. (техническая атмосфера) = 0,1 МПа;  $P_{\text{max}}$  – максимально допустимое давление газа в хранилище, МПа;  $P_{\text{н}}$  – начальное давление газа в хранилище (до закачки

газа), МПа;  $z_n$  – коэффициент сжимаемости газа при  $P_n$  и  $T_n$ ;  $z_{\max}$  – коэффициент сжимаемости газа при  $P_{\max}$  и  $T_{\max}$ ;  $z_{\text{атм}}$  – коэффициент сжимаемости газа при  $P_{\text{атм}}$  и  $T_{\text{атм}}$ .

2. Если принять темп закачки газа постоянным  $q_3(t) = \text{const}$ , то время закачки газа в хранилище можно определить по формуле

$$\tau = \frac{Q_{3 \max}}{q_3}, \quad (4.3)$$

где  $q_3$  – темп закачки.

3. Определение максимального объема газа в хранилище по формуле

$$Q_{\max} = \frac{\Omega \cdot z_{\text{атм}} \cdot P_{\max}}{P_{\text{атм}} \cdot z_m}, \text{ м}^3. \quad (4.4)$$

4. Определение забойного давления при линейном законе фильтрации, когда  $B = 0$ , по формуле

$$P_\zeta(\tau) = \sqrt{\bar{P}^2(\tau) + A \frac{q_3(\tau)}{n}}, \quad (4.5)$$

где  $A$  – коэффициент фильтрационного сопротивления, определяемый по данным исследования нагнетательных скважин при установившемся режиме.

Для этого определим

$$\bar{P}(\tau) = P_n + \frac{P_{\text{атм}} \cdot Q_3(\tau)}{\Omega}. \quad (4.6)$$

5. Определение давления на устье нагнетательных скважин с учетом потерь на трение в различные моменты времени по формуле

$$P_y(\tau) = \sqrt{P_3^2(\tau) e^{-2S} - \Theta \left( \frac{q_3(\tau)}{n} \right)^2}, \quad (4.7)$$

где

$$\Theta = 1,377 \cdot 10^{-6} \cdot \lambda \frac{\bar{T}^2 \cdot z^{-2}}{d^5} (1 - e^{-2S});$$

$$S = 0,03415 \frac{l \cdot \Delta}{\bar{T} \cdot z}, \quad (4.8)$$

где  $l$  – длина фонтанных труб от устья до забоя, м;  $\Delta$  – относительная плотность газа (по выводу);  $\bar{T}$  – средняя по стволу температура газа, К;

$\bar{z}$  – средний по стволу коэффициент сжимаемости газа;  $\lambda$  – коэффициент сопротивления;  $d$  – диаметр фонтанных труб, м.

6. Определение необходимого числа компрессоров для закачки газа в хранилище по формуле

$$n_k = \frac{q_3(\tau)}{q_k}, \quad (4.9)$$

где  $q_k$  – производительность одного компрессора, м<sup>3</sup>/сут.

Таблица 4.1

**Исходные данные**

Номер варианта	$P_{II}$ , МПа	$n$	$P_{max}$ , МПа	$l$ , м	$\bar{T}$ , К	$q_3$ , м <sup>3</sup> /сут
1	3,6	4	7,0	500	293	$0,5 \cdot 10^6$
2	4,2	5	7,5	600	313	$0,6 \cdot 10^6$
3	3,8	6	8,0	800	336	$0,5 \cdot 10^6$
4	2,6	7	8,2	700	370	$0,5 \cdot 10^6$
5	2,4	4	7,6	500	325	$0,5 \cdot 10^6$
6	3,2	5	7,8	600	350	$0,6 \cdot 10^6$
7	3,5	6	8,2	800	375	$0,5 \cdot 10^6$
8	2,9	7	7,0	700	360	$0,5 \cdot 10^6$
9	3,4	4	7,5	500	345	$0,6 \cdot 10^6$
10	3,6	5	8,0	600	300	$0,5 \cdot 10^6$
11	4,2	6	8,2	800	305	$0,5 \cdot 10^6$
12	3,8	7	7,6	700	324	$0,5 \cdot 10^6$
13	2,6	4	7,8	500	338	$0,7 \cdot 10^6$
14	2,4	5	8,5	600	313	$0,5 \cdot 10^6$
15	3,2	6	7,0	800	336	$0,5 \cdot 10^6$
16	3,5	7	7,5	700	370	$0,5 \cdot 10^6$
17	2,9	4	8,0	500	325	$0,5 \cdot 10^6$
18	3,6	5	8,2	600	350	$0,5 \cdot 10^6$
19	4,2	6	7,6	800	375	$0,5 \cdot 10^6$
20	3,8	7	7,8	700	360	$0,5 \cdot 10^6$
21	2,6	4	8,5	500	345	$0,5 \cdot 10^6$
22	2,4	5	7,0	600	300	$0,7 \cdot 10^6$
23	3,2	6	7,5	800	305	$0,5 \cdot 10^6$
24	3,5	7	8,0	700	313	$0,5 \cdot 10^6$
25	2,9	4	8,2	500	336	$0,5 \cdot 10^6$
26	3,6	5	7,6	600	370	$0,6 \cdot 10^6$
27	4,2	6	7,8	800	325	$0,5 \cdot 10^6$
28	3,8	7	8,2	700	293	$0,5 \cdot 10^6$
29	2,6	4	7,0	500	313	$0,5 \cdot 10^6$
30	2,4	5	7,5	600	336	$0,5 \cdot 10^6$

$\Omega = 10 \cdot 10^6$  м<sup>3</sup>;  $d = 13,2$  см;  $\lambda = 0,02$ ;  $\Delta = 0,6$ ;  $q_k = 0,25 \cdot 10^6$  м<sup>3</sup>/сут;  
 $z = 1$ ;  $A = 6,8 \cdot 10^{-6}$ ;  $B = 0$ .

## **Практическое занятие № 5**

### **Подземные хранилища в выработанных нефтяных месторождениях**

*Цель работы:* ознакомление с подземными хранилищами в выработанных нефтяных месторождениях. Определение объема газа в хранилище.

#### **5.1. Теоретическая часть**

Опыт эксплуатации выработанного нефтяного месторождения дает ценный материал для оценки возможности использования его в качестве подземного хранилища газа. Факт существования нефтяного месторождения свидетельствует о герметичности кровли. Кроме того, известны объемы добытой нефти, газа и воды, изменение давлений и дебитов по скважинам, геолого-физические параметры пласта-коллектора и физические свойства нефти, газа и воды.

Для переоборудования нефтепромысла в подземное хранилище газа необходимо обследовать и отремонтировать старые заброшенные или негерметичные скважины, изучить состояние и герметичность шлейфов, промысловых нефтепродуктов и другого оборудования для возможности их использования в процессе подземного хранения газа, реконструировать промысловые газопроводы, построить новые установки для очистки и осушки газа, пробурить новые нагнетательно-эксплуатационные скважины.

Параллельно проводятся исследования с целью определения производительности закачки и отбора нагнетательно-эксплуатационных скважин, режима работы хранилища, максимально возможного объема извлечения остаточной нефти, мероприятий по увеличению производительности скважин, изменения состава газа в процессе его хранения и отбора.

В процессе подземного хранения газа в частично выработанной нефтяной залежи газ будет не только вытеснять нефть к забоям эксплуатационных скважин или к периферии залежи, но и растворять и испарять компоненты нефти и выносить их из пласта на поверхность. На процессы вытеснения, растворения и испарения нефти хранящимся газом влияют многие физико-геологические параметры пласта-коллектора, физические свойства нефти и газа, технологические параметры ПХГ.

Расчеты параметров отбора газа из хранилища, созданного на базе истощенного нефтяного месторождения, аналогичны рассмотренным выше для хранилищ, созданных на базе истощенных газовых месторождений. Однако в этом случае коэффициенты фильтрационного сопротивления будут уменьшаться в процессе эксплуатации хранилища из-за уменьшения насыщенности порового пространства нефтью и связанной водой и увеличения газонасыщенной мощности.

Максимальный объем газа, который можно закачать в выработанную нефтяную залежь при постоянном объеме порового пространства, состоит из трех объемов газа: закачанного в газовую шапку залежи, растворенного в оставшейся нефти и окклюдированного (рис. 5.1):

$$Q_{\xi_{\max}} = Q_{\text{ш}} + Q_{\text{р}} + Q_{\text{о}}. \quad (5.1)$$

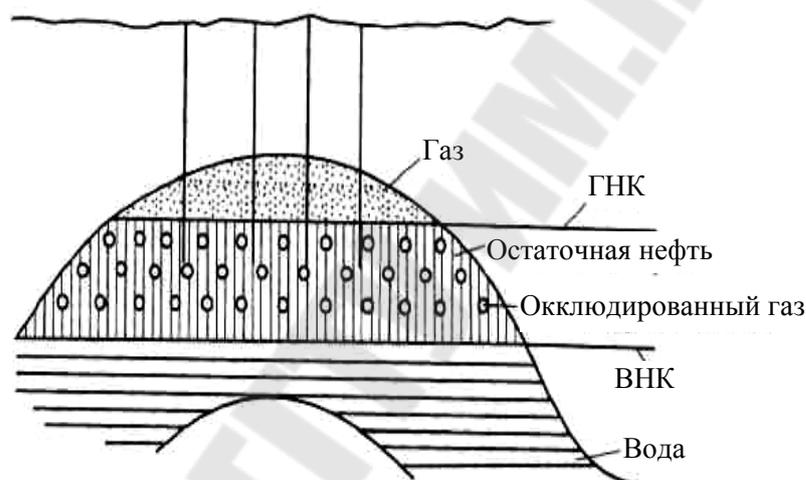


Рис. 5.1. Схематический разрез нефтяной залежи массивного типа в конце разработки

## 5.2. Практическая часть

Определить общий объем газа, который можно закачать в частично выработанное нефтяное месторождение, используя исходные данные (табл. 5.1).

1. Объем газа, закачанного в газовую шапку залежи, вследствие которого давление газа повышается от  $P_{\text{н}}$  – начального до  $P_{\text{max}}$  – максимально допустимого значения, определяется по формуле

$$Q_{\text{ш}} = \frac{\Omega_{\text{г}} \cdot z_{\text{атм}}}{P_{\text{атм}}} \left( \frac{P_{\text{max}}}{z_{\text{max}}} - \frac{P_{\text{н}}}{z_{\text{н}}} \right), \quad (5.2)$$

где  $\Omega_{\text{г}}$  – объем порового пространства, занимаемый в залежи газовой шапкой,  $\text{м}^3$ .

2. Объем газа, растворенного в оставшейся нефти, определяется по формуле

$$Q_p = \frac{\Omega_k}{b_H} \alpha \left( \frac{P_{\max}}{z_{\max}} - \frac{P_H}{z_H} \right), \quad (5.3)$$

где  $\Omega_k = \frac{(G_\xi - G_g)b_H}{\rho_H}$  – объем порового пространства, занимаемый оставшейся нефтью в пласте, м<sup>3</sup>;  $G_\xi$  – начальные запасы в пласте, кг;  $G_g$  – добытое количество нефти, кг;  $\rho_H$  – плотность нефти при стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>;  $b_H$  – объемный коэффициент пластовой нефти;  $\alpha$  – коэффициент растворимости газа в нефти, м<sup>3</sup>/кг.

3. Объем газа, который можно закачать в освободившееся поровое пространство залежи, т. е. объем окклюдируемого газа, определяется по формуле

$$Q_o = \frac{G_g b_H z_{\text{атм}}}{\rho_H P_{\text{атм}}} \left( \frac{P_{\max}}{z_{\max}} - \frac{P_H}{z_H} \right). \quad (5.4)$$

4. Максимальный объем газа, который можно закачать в хранилище, определяется по формуле

$$Q_{\xi \max} = \left( \Omega + \frac{\Omega_k P_{\text{атм}}}{b_H z_{\text{атм}}} \alpha + \frac{G_g b_H}{\rho_H} \right) \left( \frac{P_{\max}}{z_{\max}} - \frac{P_H}{z_H} \right). \quad (5.5)$$

Таблица 5.1

#### Исходные данные

Номер варианта	$P_{\max}$ , МПа	$P_H$ , МПа	$\Omega_k$ , тыс. м <sup>3</sup>	$G_\xi$ , тыс. т	$G_g$ , тыс. т	$b_H$	$\rho_H$ , т/м <sup>3</sup>	$\alpha$ , м <sup>3</sup> /кг
1	8,5	0,5	860	552	384	1,12	0,867	60
2	8,0	1,0	930	525	395	1,15	0,867	60
3	7,0	1,5	88	560	375	1,2	0,867	60
4	7,5	0,8	850	570	380	1,1	0,867	60
5	8,5	0,5	900	590	370	1,15	0,867	60
6	7,5	0,7	870	520	398	1,3	0,867	60
7	8,0	1,0	920	550	385	1,4	0,867	60
8	9,0	1,2	880	555	395	1,7	0,867	60
9	9,5	1,5	860	585	375	1,5	0,867	60
10	8,5	1,3	850	578	396	1,3	0,867	60
11	8,0	0,8	890	595	374	1,2	0,867	60
12	8,5	1,0	900	525	384	1,15	0,867	60

Номер варианта	$P_{\max}$ , МПа	$P_{\text{из}}$ , МПа	$\Omega_{\text{г}}$ , тыс. м <sup>3</sup>	$G_{\zeta}$ , тыс. т	$G_{\text{г}}$ , тыс. т	$b_{\text{н}}$	$\rho_{\text{н}}$ , т/м <sup>3</sup>	$\alpha$ , м <sup>3</sup> /кг
13	7,5	0,5	910	552	365	1,12	0,867	60
14	9,0	1,0	820	525	375	1,15	0,867	60
15	8,0	1,5	850	560	384	1,2	0,867	60
16	7,0	0,8	870	570	395	1,1	0,867	60
17	7,5	0,5	910	590	375	1,15	0,867	60
18	8,5	0,7	900	520	380	1,3	0,867	60
19	7,5	1,0	820	550	370	1,4	0,867	60
20	8,0	1,2	900	555	398	1,7	0,867	60
21	9,0	1,5	870	585	385	1,5	0,867	60
22	9,5	1,3	920	578	395	1,3	0,867	60
23	8,5	0,8	880	595	375	1,2	0,867	60
24	8,0	0,5	860	552	396	1,15	0,867	60
25	8,5	1,0	850	525	374	1,12	0,867	60
26	7,5	1,0	890	560	384	1,15	0,867	60
27	8,0	1,2	900	570	365	1,2	0,867	60
28	7,0	1,5	910	590	375	1,1	0,867	60
29	7,5	1,3	820	520	384	1,15	0,867	60
30	9,0	0,5	900	550	395	1,3	0,867	60

## Практическое занятие № 6

### Подземные хранилища в водонасыщенных коллекторах

*Цель работы:* изучение подземных хранилищ в водонасыщенных коллекторах.

#### 6.1. Теоретическая часть

Во многих случаях в районах крупных центров газопотребления нет выработанных газовых или нефтяных залежей, пригодных для создания подземных хранилищ газа. Однако в геологическом разрезе пород этих районов почти всегда имеются водонасыщенные пласты, в ловушках которых можно создать подземные хранилища газа.

Промышленное освоение водоносных структур с целью подземного хранения природного газа началось в нашей стране с 50-х гг. Геолого-разведочные работы были начаты в 1956 г. В результате в 1959 г. была начата закачка газа в первое хранилище газа в водоносном пласте.

Основываясь на теории создания газохранилищ в малоамплитудных ловушках, в 1963 г. было построено единственное в мире Гатчинское (под Санкт-Петербургом) газохранилище в горизонтальном пласте, расположенное там, где геологическими исследованиями структурные ловушки не выявлены.

Обязательным условием эксплуатации подземного хранилища является наличие непроницаемого экрана в его кровле. Следовательно, в процессе разведки и опытной закачки газа необходимо определить степень герметичности кровли, ловушки, а также рассчитать коэффициент проницаемости водонасыщенного коллектора, изучить его прочностные свойства, определить продуктивные характеристики эксплуатационных скважин.

Водоносная структура считается надежной для строительства ПХГ, если ее кровля представлена глинистыми породами мощностью 50–100 м. Однако на практике используются и менее мощные покровы.

На первой стадии сооружения хранилища, когда начинается разведочная закачка газа, в водоносном пласте отсутствует газовый объем. В этом случае закачка газа осуществляется через одну скважину, расположенную в куполе поднятия. Дополнительные скважины подключаются под закачку после подхода к ним газа.

Этап промышленной закачки хранилища газом начинается при условиях, когда в пласте имеется достаточно большой объем газа. Поэтому данный этап характеризуется сочетанием процессов вытеснения воды из ловушки с параллельной эксплуатацией сооружаемого хранилища и изменения давления газа во времени.

На этапе циклической эксплуатации хранилища, расположенного в водоносном пласте, необходимо определить максимальное, минимальное, среднее и текущее давление газа в пласте, а также вычислить максимальный, минимальный и средний объемы порового пространства, занятого газом. Знание максимальной величины необходимо для определения динамики расширения газового объема и выхода его за пределы ловушки. Минимальные значения указанных параметров необходимо знать для прогнозирования условия обводнения скважин.

Уравнение баланса газа в залежи:

$$\Omega_{\Gamma} + \alpha(\Omega_0 - \Omega_{\Gamma}) \frac{\bar{P}_B z_B}{z_B P_B} = \frac{(Q_3 - Q_D) z_B}{P_B}, \quad (6.1)$$

где  $\Omega_r$  и  $\Omega_0$  – соответственно текущий и начальный объемы порового пространства газонасыщенной части залежи, м<sup>3</sup>;  $\alpha$  – коэффициент объемной газонасыщенности обводненной зоны в долях от эффективной пористости;  $\frac{\bar{P}_B}{z_B}$  – средневзвешенное приведенное давление в обводненной части залежи, кгс/см<sup>2</sup>.

## 6.2. Практическая часть

Определить коэффициент остаточной газонасыщенности и коэффициент газоотдачи подземного хранилища, используя исходные данные.

1. Определение объема вторгшейся воды в залежь:

$$Q_B \cong \Omega_0 - \frac{(Q_3 - Q_d)P_a z_B}{P_B z_a}. \quad (6.2)$$

2. Определение объема добытого газа из обводненной части залежи за счет вторжения воды

$$\Delta Q_d = Q_d - \Omega_0 \left( \frac{P_0}{z_0} - \frac{P_B}{z_B} \right), \quad (6.3)$$

где  $\frac{P_0}{z_0}$  – начальное приведенное давление в залежи, кгс/см<sup>2</sup>.

3. Определение объема оставшегося газа в обводненной зоне:

$$Q_0 = Q_B \frac{P_0}{z_0} - \Delta Q_d = \alpha (\Omega_0 - \Omega_r) \frac{\bar{P}_B}{z_B}. \quad (6.4)$$

4. Определение объема чисто газонасыщенной части залежи:

$$\Omega_r = \frac{(Q_3 - Q_d)z_d}{P_B} - \frac{\left( Q_B \frac{P_0}{z_0} - \Delta Q_d \right) z_B}{P_B}. \quad (6.5)$$

5. Определение коэффициента объемной газонасыщенности обводненной зоны:

$$\alpha = \frac{\left( Q_B \frac{P_0}{z_0} - \Delta Q_d \right) \frac{\bar{P}_B}{z_B}}{(\Omega_0 - \Omega_r) \bar{P}_B}. \quad (6.6)$$

6. Определение коэффициента газоотдачи обводненной зоны:

$$\beta = 1 - \alpha \frac{\bar{P}_B \cdot z_0}{z_B \cdot P_0}. \quad (6.7)$$

Таблица 6.1

Исходные данные

Номер варианта	$P_0/z_0$ , МПа	$P_B/z_B$ , МПа	$P_B/z_B$ , МПа	$\Omega_0$ , м <sup>3</sup>	$Q_{дв}$ , м <sup>3</sup>
1	3,0	1,5	1,5	$9,95 \cdot 10^6$	$208,1 \cdot 10^6$
2	3,5	1,2	1,2	$9,85 \cdot 10^6$	$220,3 \cdot 10^6$
3	4,0	1,7	1,7	$9,8 \cdot 10^6$	$215,8 \cdot 10^6$
4	3,8	1,8	1,8	$9,95 \cdot 10^6$	$215,5 \cdot 10^6$
5	4,2	1,9	1,9	$9,85 \cdot 10^6$	$223,4 \cdot 10^6$
6	4,0	1,3	1,3	$9,7 \cdot 10^6$	$234,8 \cdot 10^6$
7	3,9	1,5	1,5	$9,55 \cdot 10^6$	$225,3 \cdot 10^6$
8	3,8	1,4	1,4	$9,6 \cdot 10^6$	$215,8 \cdot 10^6$
9	3,5	1,6	1,6	$9,75 \cdot 10^6$	$210,0 \cdot 10^6$
10	4,2	1,2	1,2	$9,85 \cdot 10^6$	$215,0 \cdot 10^6$
11	3,8	1,5	1,5	$9,85 \cdot 10^6$	$121,5 \cdot 10^6$
12	4,3	1,4	1,4	$9,70 \cdot 10^6$	$218,5 \cdot 10^6$
13	4,5	1,6	1,6	$9,6 \cdot 10^6$	$217,5 \cdot 10^6$
14	3,5	1,8	1,8	$9,5 \cdot 10^6$	$221,0 \cdot 10^6$
15	3,0	1,5	1,5	$9,9 \cdot 10^6$	$205,5 \cdot 10^6$
16	3,0	1,5	1,5	$9,8 \cdot 10^6$	$220,3 \cdot 10^6$
17	3,5	1,2	1,5	$9,95 \cdot 10^6$	$215,8 \cdot 10^6$
18	4,0	1,7	1,2	$9,85 \cdot 10^6$	$215,5 \cdot 10^6$
19	3,8	1,8	1,7	$9,7 \cdot 10^6$	$223,4 \cdot 10^6$
20	4,2	1,9	1,8	$9,55 \cdot 10^6$	$234,8 \cdot 10^6$
21	4,0	1,3	1,9	$9,6 \cdot 10^6$	$225,3 \cdot 10^6$
22	3,9	1,5	1,3	$9,75 \cdot 10^6$	$215,8 \cdot 10^6$
23	3,8	1,4	1,5	$9,85 \cdot 10^6$	$210,0 \cdot 10^6$
24	3,5	1,6	1,4	$9,85 \cdot 10^6$	$215,0 \cdot 10^6$
25	4,2	1,2	1,6	$9,70 \cdot 10^6$	$121,5 \cdot 10^6$
26	3,8	1,5	1,2	$9,6 \cdot 10^6$	$218,5 \cdot 10^6$
27	4,3	1,4	1,5	$9,5 \cdot 10^6$	$217,5 \cdot 10^6$
28	4,5	1,6	1,4	$9,9 \cdot 10^6$	$221,0 \cdot 10^6$
29	3,5	1,8	1,6	$9,8 \cdot 10^6$	$205,5 \cdot 10^6$
30	3,0	1,5	1,8	$9,95 \cdot 10^6$	$220,3 \cdot 10^6$

## **Практическое занятие № 7**

### **Подземные хранилища, создаваемые в отложениях каменной соли**

*Цель работы:* изучение ПХГ в отложениях каменной соли, расчет давления в процессе закачки газа и при отборе газа из резервуара.

#### **7.1. Теоретическая часть**

Если ПХГ в пористых структурах предназначены в основном для сглаживания сезонной неравномерности газопотребления, то ПХГ, созданные в каменной соли, могут быть использованы преимущественно для покрытия пиковых нагрузок, поскольку могут эксплуатироваться в «рывковом» режиме с производительностью отбора из единичной скважины, на порядок превышающий темпы отбора газа из скважины ПХГ в пористых структурах.

ПХГ в каменной соли включает в себя на стадии строительства: технологические скважины, подземные выработки-емкости, водорассольный комплекс (водозаборы, насосные станции для воды и рассола, нагнетательные скважины, водо- и рассолопроводы, рассолоотстойники и т. д.), контрольно-наблюдательные скважины, производственно-административные здания, инженерные коммуникации. На стадии эксплуатации – парк подземных резервуаров, наземный технологический комплекс (компрессорная станция, установки очистки и охлаждения газа, узел замера расхода газа, установки подготовки газа к транспорту, газовые шлейфы и коллекторы и др.), производственно-административные здания, инженерные коммуникации.

Процесс растворения соли при строительстве подземных резервуаров геотехнологическим методом через буровые скважины относится к внутренней задаче массообмена. Этот процесс описывается уравнениями движения, энергии, диффузии, неразрывности. Для полного решения задачи процесса подземного растворения соли необходимо воспользоваться численными методами расчета, применение которых не всегда является простым. Поэтому в настоящее время в основном расчет параметров процесса подземного растворения соли осуществляется с применением критериальных уравнений. Эмпирические коэффициенты, входящие в критериальные уравнения, определяются экспериментально на основании моделирования конкретной

технологии, на основе которой будут в дальнейшем сооружаться подземные резервуары данного хранилища.

Принципиальная технологическая схема эксплуатации подземного хранилища природного газа, созданного в отложениях каменной соли, приводится на рис. 7.1.

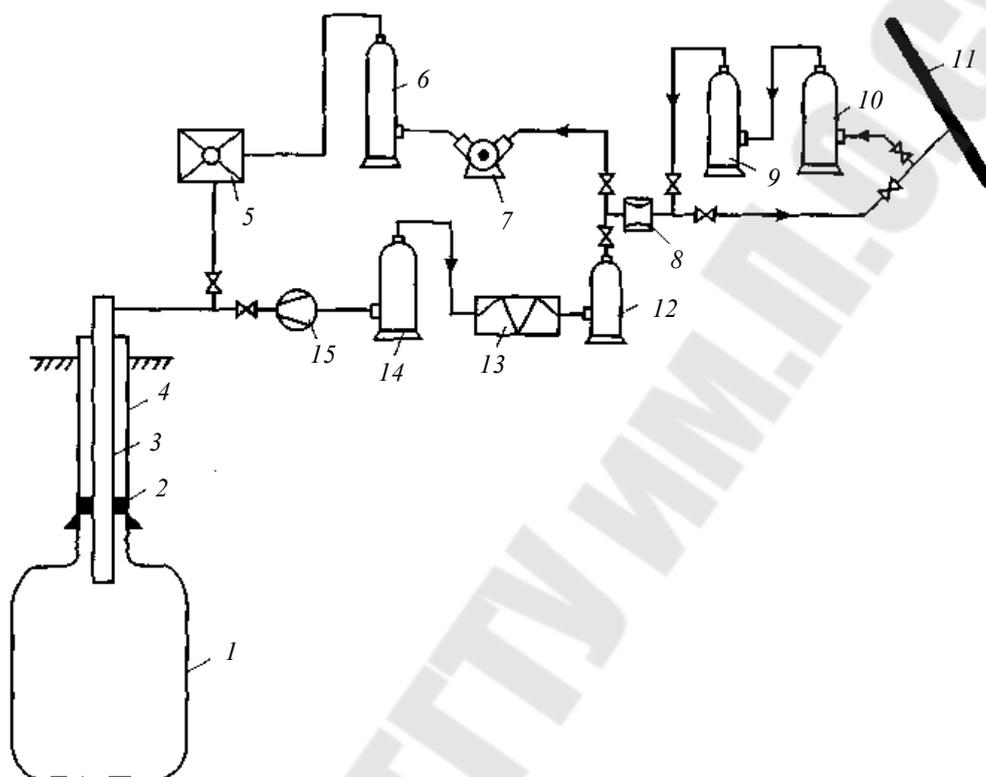


Рис. 7.1. Принципиальная технологическая схема эксплуатации подземного хранилища природного газа:

- 1 – подземный резервуар; 2 – пакер; 3 – подвесная колонна;  
 4 – обсадная колонна; 5 – холодильник; 6 – маслоотбойник; 7 – компрессор;  
 8 – узел замера газа; 9 – фильтр-сепаратор; 10 – пылеуловитель;  
 11 – магистральный газопровод; 12 – установка осушки газа;  
 13 – теплообменник; 14 – сепаратор; 15 – узел дросселирования

Закачка или отбор природного газа в зависимости от режима эксплуатации хранилища осуществляется как в одиночный резервуар, так и группу резервуаров. Закачка газа осуществляется следующим образом. Природный газ из магистрального газопровода 11 по газопроводу-отводу направляется на площадку подземного комплекса хранилища. Если хранилище размещено недалеко от магистрального газопровода, в этом случае газ на площадку хранилища подается без использования дополнительной компрессорной станции. Если хранилище размещено на достаточном расстоянии от магистрального газо-

провода и энергии сжатого газа, находящегося в газопроводе, не хватает для подачи его на площадку хранилища, в этом случае сооружается промежуточная компрессорная станция.

Попадая на площадку наземного комплекса хранилища, газ сначала очищается от твердых механических 10 и жидкокапельных 9 примесей. Затем, проходя через узел замера количества газа 8, поток направляется к компрессорной станции 7. После компрессирования в каждой ступени газ проходит через маслоотделитель 6, охлаждается в холодильнике 5 и направляется на устье подземного резервуара. В выработку-емкость газ закачивается по подвесной колонне.

Межтрубное пространство обсадной 4 и подвесной 3 колонн изолируется с помощью пакера 2 и заполняется антикоррозийной жидкостью.

Отбор газа из выработки-емкости осуществляется по подвесной колонне. Прежде чем газ попадает в магистральный газопровод, он проходит полный цикл подготовки газа к транспорту. При этом изменяются давления, температура и влажность газа. Первоначально в узле дросселирования 15 снижается давление газа до величины, соответствующей давлению в магистральном газопроводе 11. Далее поток газа, поочередно проходя через сепаратор 14 для выделения капельной жидкости (если в газе есть), теплообменник 13, где происходит подогрев газа, установку осушки газа 12 и узел замера 8, подается по газопроводу-отводу в магистральный газопровод 11.

## 7.2. Практическая часть

Определить глубину заложения кровли выработки-емкости подземного резервуара, сооружаемого в непроницаемых горных породах; давление газа в процессе закачки и при отборе из резервуара, используя исходные данные (табл. 7.1).

1. Определение минимальной глубины заложения кровли выработки-емкости подземного резервуара, сооружаемого в непроницаемых горных породах:

$$H_{\min} = \frac{P_{\max}}{\eta \rho_{\text{г}} g} + a, \quad (7.1)$$

где  $P_{\max}$  – максимально допустимое эксплуатационное давление, Па, принимаемое на уровне башмака основной обсадной колонны;  $\eta = 0,85$  – коэффициент надежности по нагрузке;  $a$  – длина необсаженной части

скважины, м;  $\rho_{\text{п}}$  – усредненная плотность пород, залегающих выше башмака основной обсадной колонны, кг/м<sup>3</sup>;  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

2. Определение давления газа в процессе закачки на уровне башмака обсадной колонны при известном значении давления газа на устье скважины:

$$P_y^2 e^a - P_3^2 = \frac{\lambda M^2 z R T H}{F^2 D} \frac{e^a - 1}{a}, \quad (7.2)$$

где  $P_y$  – давление газа на устье скважины, МПа;  $P_3$  – давление газа на уровне башмака обсадной колонны, МПа;  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления;  $M$  – массовый расход газа, кг/ч;  $z$  – коэффициент сжимаемости;  $R$  – газовая постоянная;  $T$  – температура газа, К;  $H$  – глубина скважины, м;  $F$  – площадь поперечного сечения трубы, м<sup>2</sup>;  $D$  – диаметр скважины, м.

$$a = \frac{2gH}{zRT}. \quad (7.3)$$

3. Определение давления газа при отборе из резервуара на уровне башмака обсадной колонны при известном значении давления газа на устье скважины:

$$P_3^2 - P_y^2 = \frac{\lambda M^2 z R T H}{F^2 D} \frac{1 - e^a}{a}. \quad (7.4)$$

Таблица 7.1

#### Исходные данные

Номер варианта	$P_{\text{max}}$ , МПа	$\rho_{\text{п}}$ , кг/м <sup>3</sup>	$a$ , м	$P_y$ , МПа	$H$ , м	$T$ , К	$F$ , м <sup>2</sup>	$D$ , м
1	10	2300	20	0,7	1000	293	73 мм	0,1
2	15	2300	21	0,9	1100	300	73	0,11
3	11	2320	22	0,6	1150	305	73	0,15
4	10,5	2310	23	0,6	1130	280	73	0,12
5	9	2315	24	0,4	1200	290	73	0,13
6	8	2330	25	0,3	1500	293	73	0,14
7	20	2340	20	0,11	1600	300	73	0,2
8	19	2350	21	0,11	1150	305	73	0,18
9	18	2360	22	0,9	1250	280	73	0,17
10	17	2300	23	0,6	1350	290	73	0,16
11	16	2305	24	0,6	1450	300	73	0,15
12	12	2370	25	0,7	1550	305	73	0,14
13	10	2380	20	0,5	1050	310	73	0,13

Окончание табл. 7.1

Номер варианта	$P_{\max}$ , МПа	$\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	$a$ , м	$P_v$ , МПа	$H$ , м	$T$ , К	$F$ , м <sup>2</sup>	$D$ , м
14	21	2390	21	0,11	1700	300	73	0,1
15	22	2300	22	0,12	1600	305	73	0,17
16	23	2310	23	0,13	1500	315	73	0,16
17	20,5	2315	24	0,11	1400	320	73	0,15
18	15,5	2340	25	0,7	1300	330	73	0,14
19	17,5	2350	26	0,8	1200	320	73	0,13
20	19,5	2360	27	0,9	1100	315	73	0,12
21	21,5	2300	28	0,11	1000	310	73	0,10
22	13,5	2310	29	0,6	1050	300	73	0,11
23	14,5	2340	30	0,6	1750	320	73	0,2
24	17	2350	30	0,8	1650	315	73	0,15
25	13	2305	20	0,5	1550	305	73	0,14
26	11	2370	21	0,4	1450	300	73	0,13
27	10,5	2300	22	0,4	1350	293	73	0,12
28	8,5	2330	23	0,4	1250	290	73	0,11
29	9,5	2340	24	0,4	1150	280	73	0,09
30	16,5	2300	25	0,6	1050	293	73	0,1

## Литература

1. Сбор, транспорт и хранение природных углеводородных газов / А. И. Гужов [и др.]. – М. : Недра, 1978. – 405 с.
2. Задора, Г. И. Подземное хранение газов и углеводородных жидкостей в непроницаемых горных породах / Г. И. Задора. – М., 1979. – 26 с.
3. Казарян, В. А. Подземное хранение газов и жидкостей / В. А. Казарян. – М. : РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2006. – 428 с.
4. Коротаяев, Ю. П. Добыча, транспорт и подземное хранение газа / Ю. П. Коротаяев, А. И. Ширковский. – М. : Недра, 1984. – 487 с.
5. Ширковский, А. И. Добыча и подземное хранение газа / А. И. Ширковский, Г. И. Задора. – М. : Недра, 1974. – 192 с.

## Содержание

Предисловие.....	3
<i>Практическое занятие № 1</i>	
Основные законы газового состояния .....	4
<i>Практическое занятие № 2</i>	
Критические и приведенные параметры природного газа .....	14
<i>Практическое занятие № 3</i>	
Подземные хранилища газа в пористых и проницаемых горных породах .....	18
<i>Практическое занятие № 4</i>	
Подземные хранилища в истощенных газовых и газоконденсатных месторождениях .....	25
<i>Практическое занятие № 5</i>	
Подземные хранилища в выработанных нефтяных месторождениях .....	29
<i>Практическое занятие № 6</i>	
Подземные хранилища в водонасыщенных коллекторах .....	32
<i>Практическое занятие № 7</i>	
Подземные хранилища, создаваемые в отложениях каменной соли ...	36
Литература .....	41

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

**Захаров Андрей Викторович  
Козырева Светлана Владимировна  
Атвиновская Татьяна Владимировна**

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СОЗДАНИЕ  
И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПОДЗЕМНЫХ  
ХРАНИЛИЩ ГАЗА**

**Практикум  
по одноименному курсу  
для студентов специальности 1-51 02 02  
«Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»  
дневной и заочной форм обучения**

**Электронный аналог печатного издания**

Редактор *Н. В. Гладкова*  
Компьютерная верстка *М. В. Аникеенко*

Подписано в печать 05.06.12.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».  
Ризография. Усл. печ. л. 2,56. Уч.-изд. л. 2,14.

Изд. № 2.

E-mail: [ic@gstu.by](mailto:ic@gstu.by)

<http://www.gstu.by>

Издатель и полиграфическое исполнение:  
Издательский центр учреждения образования  
«Гомельский государственный технический университет  
имени П. О. Сухого».

ЛИ № 02330/0549424 от 08.04.2009 г.  
246746, г. Гомель, пр. Октября, 48