

**Министерство образования Республики Беларусь**

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

**Институт повышения квалификации и переподготовки**

**Кафедра «Разработка, эксплуатация нефтяных  
месторождений и транспорт нефти»**

**Т. В. Атвиновская**

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

**ПРАКТИКУМ**

**по одноименному курсу**

**для слушателей специальности**

**1-70 05 75 «Трубопроводный транспорт, хранение**

**и реализация нефтегазопродуктов»**

**заочной формы обучения**

**Гомель 2017**

УДК 622.691.24(075.8)  
ББК 35.514-309.5я73  
А92

*Рекомендовано кафедрой «Разработка, эксплуатация нефтяных месторождений  
и транспорт нефти» ГГТУ им. П. О. Сухого  
(протокол № 7 от 09.02.2016 г.)*

Рецензент: зав. сектором модел. исслед. БелНИПИнефть канд. техн. наук *И. В. Лымарь*

**Атвиновская, Т. В.**  
А92 Проектирование, создание и эксплуатация подземных хранилищ газа : практикум по одноим. курсу для слушателей специальности 1-70 05 75 «Трубопроводный транспорт, хранение и реализация нефтегазопродуктов» заоч. формы обучения / Т. В. Атвиновская. – Гомель : ГГТУ им. П. О Сухого, 2017. – 34 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: <https://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

В пособии содержатся необходимые сведения для ознакомления студентов с задачами по основному изучаемым темам курса «Проектирование, создание и эксплуатация подземных хранилищ газа» в соответствии с программой данной дисциплины.

УДК 622.691.24(075.8)  
ББК 35.514-309.5я73

© Учреждение образования «Гомельский  
государственный технический университет  
имени П. О. Сухого», 2017

## Предисловие

Цель методических указаний к практическим занятиям по курсу «Проектирование, создание и эксплуатация подземных хранилищ газа» – дать расширенные теоретические знания студентам.

В методических указаниях 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.

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

Слушатель на практических занятиях работает по следующей схеме:

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

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

## Введение

Подземное хранилище газа (ПХГ) – это комплекс инженерно-технических сооружений в пластах-коллекторах геологических структур, горных выработках, а также в выработках-емкостях, созданных в отложениях каменных солей, предназначенных для закачки, хранения и последующего отбора газа, который включает участок недр, ограниченный горным отводом, фонд скважин различного назначения, системы сбора и подготовки газа, компрессорные цеха.

ПХГ сооружаются вблизи трассы магистральных газопроводов и крупных газопотребляющих центров для возможности оперативного покрытия пиковых расходов газа. Они создаются и используются с целью компенсации неравномерности (сезонной, недельной, суточной) газопотребления, а также для резервирования газа на случай аварий на газопроводах и для создания стратегических запасов газа.

В настоящее время наибольшее распространение получили ПХГ созданные в пористых пластах (истощенные месторождения и водоносные структуры). Кроме пористых пластов пригодны для создания хранилищ и залежи каменных солей (создаваемые путем размыва так называемой каверны), а также в горных выработках залежей каменного угля и др. полезных ископаемых.

Наибольший объем резерва газа хранится в ПХГ, созданных на базе истощенных газовых и газоконденсатных месторождений. Менее емкими хранилищами являются соляные каверны, есть также единичные случаи создания ПХГ в кавернах твердых пород.

В настоящее время на территории Беларуси находится три ПХГ: Осиповичское, Прибугское и Мозырское — общей мощностью около 1 млрд куб. м. Первые два находятся в водоносных слоях и характеризуются низким дебитом скважин. Совокупный суточный отбор газа из Осиповичского и Прибугского ПХГ составляет 8 млн куб. м. Мозырское ПХГ в соленосных отложениях позволяет извлекать 10 млн куб. м газа в сутки.

Осиповичское ПХГ – одно из действующих газохранилищ в Беларуси. Расположено оно недалеко от райцентра на глубине 500 метров. Газохранилище было сооружено в 1976 году и с тех пор выполняет «важнейшую функцию» по обеспечению топливом потребителей в регионе, включающем более десятка районов

Минской, Могилевской и Гомельской областей. Предназначение газохранилища — покрытие неравномерностей в потреблении газа зимой и летом.

Объем активно закачиваемого газа составляет 360 млн. куб. м.

Хранилище создано в водоносных пластах в виде «газовой тарелки», трогать которую небезопасно. Данное ПХГ не подлежит расширению ввиду полного использования объема газовой ловушки геологической структуры.

Прибугское ПГХ, расположенное в Каменецком районе, введено в эксплуатацию в 2000 г. На сегодняшний день в нем можно резервировать не более 450 млн. куб. м.

Мозырское газохранилище является третьим по счету в Беларуси (после Осиповичского и Прибугского), создано в отложениях каменной соли на базе хранилища светлых нефтепродуктов ранее существовавшего предприятия «Неман» (Мозырь). Новое ПХГ имеет важное значение для обеспечения надежности поставок газа потребителям, так как его максимальная суточная производительность составит до 20 млн. куб.м в сутки.

Дальнейшее развитие системы подземного газохранилища в Беларуси в основном будет происходить за счет Мозырского подземного хранилища - будут буриться новые емкости каверн в соляных отложениях, также планируется приобретать уже отработанные солевые каверны у предприятия "Мозырьсоль". Мозырское ПХГ является новым и находится в опытно-промышленной эксплуатации.

## **Практическое занятие 1**

### **«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.

#### 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 покрышки. 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. 1).

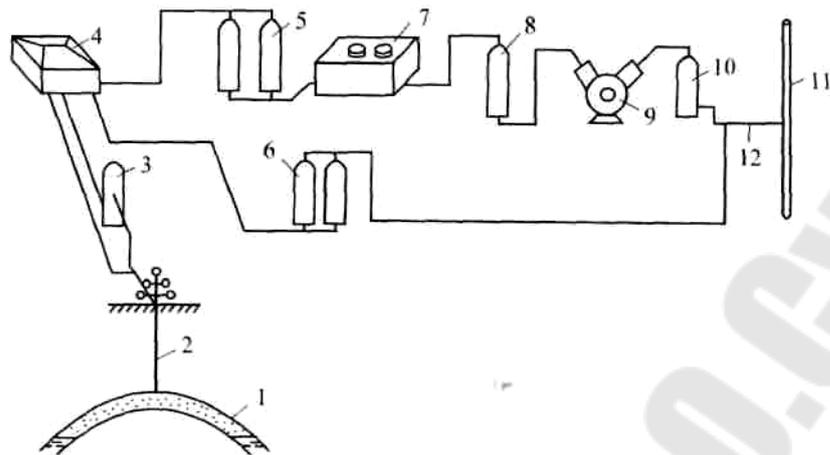


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема эксплуатации подземного хранилища газа: 1 - газовый пласт; 2 - газовая скважина; 3 - сепаратор; 4 - газораспределительный пункт; 5 - сепаратор (охлажденный газ); 6 - установка осушки газа; 7 - градирня; 8 - сепаратор (горячий газ); 9 - компрессор; 10 - пылеуловитель; 11 - магистральный газопровод; 12 - соединительный газопровод.

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).

Контроль за герметичностью подземного хранилища осуществляется в отдельности для скважины и для пласта-коллектора. Испытанию на герметичность подвергается каждая скважина независимо оттого, 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:

$$V = F \times h \times m \times k \times P \times \alpha, \quad (1)$$

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,  $\text{кгс/см}^2$ .

$k = (T + t_{\text{ст}})/(T + t_{\text{пл}})$  – поправка на температуру для приведения объема газа к стандартной температуре

$T$  – абсолютная температура

$t_{\text{ст}} = 20^\circ\text{C}$ ,  $t_{\text{пл}}$  – 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:

$$Q = \frac{Q_1 - Q_2}{P_1 - P_2}, \quad (2)$$

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, м<sup>3</sup>

$P_1$  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:

$$V = Q \times \Delta P, \quad (3)$$

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:

$$V = V_n - Q, \quad (4)$$

где  $V$  – текущий объем газа в пласте, м<sup>3</sup>

$V_n$  – начальный объем газа в пласте, м<sup>3</sup>

$Q$  – добытое количество газа, м<sup>3</sup>.

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:

$$k_{\max} = \frac{Q_{\max}}{Q_{\text{cp}}} \quad \text{и} \quad k_{\min} = \frac{Q_{\min}}{Q_{\text{cp}}} \quad (5)$$

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

$$q_{\max} = (1,5 - 2) \times \frac{Q_a}{t_o}, \quad (6)$$

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

Такой метод определения  $q_{\max}$  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.

$$Q_{об} = Q_a + Q_б \quad (7)$$

где  $Q_{об}$  – общий объем газа, м<sup>3</sup>  
 $Q_a$  - активный объем газа, м<sup>3</sup>  
 $Q_б$  - буферный объем газа, м<sup>3</sup>

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, то есть остаточный газ.

$$Q_б = Q_{из} + Q_{ос} \quad (8)$$

где  $Q_{из}$  – извлекаемый объем газа, м<sup>3</sup>  
 $Q_{ос}$  - остаточный объем газа, м<sup>3</sup>

## 2. Расчетная часть

Определить активный объем газа, подлежащего хранению для региона по коэффициентам месячной неравномерности газопотребления.

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

$$Q_a = \frac{Q_r}{12} \times \sum_{i=1}^n (k_{\max} - 1) \quad \text{и} \quad Q_a = \frac{Q_r}{12} \times \sum_{i=1}^n (1 - k_{\min})$$

где  $Q_r$  – среднегодовой объем потребления газа, определяемый по нормам газопотребления потребителей всех категорий (бытовые, коммунальные и производственные объекты), м<sup>3</sup>

$k_{\max}$  – коэффициент месячной неравномерности  $>1$

$k_{\min}$  – коэффициент месячной неравномерности  $<1$

$n$  – число коэффициентов, которые больше или меньше единицы.

Таблица 1

## Исходные данные

вар./ коэф.	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
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.

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

$$Q_6 = \Omega \times \frac{P_{\min} \times Z_a}{P_a \times Z_6} ,$$

где  $Q_6$  – объем буферного газа, приведенный к атмосферному давлению  $P_a$  и пластовой температуре  $T_{пл}$ ,  $m^3$

$\Omega$  – объем порового пространства газонасыщенного коллектора,  $m^3$

$P_{min}$  – 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 объем буферного газа при упруговодонапорном режиме по формуле:

$$Q_6 = \Omega_k \times \frac{P_{min} \times Z_a}{P_a \times Z_6} + \alpha_k \times (\Omega_n - \Omega_k) \times \frac{P_b \times Z_a}{P_a \times Z_b}$$

где  $\Omega_k$  и  $\Omega_n$  – соответственно начальный (до начала отбора газ) и конечный объем порового пространства залежи,  $m^3$

$P_b$  – 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 2

Исходные данные

вар	$\Omega$	$\Omega_n$	$\Omega_k$	$P_a$ , 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

Окончание табл. 2

вар	$\Omega$	$\Omega_H$	$\Omega_K$	$P_a$ , МПа	$P_{min}$ , МПа	$P_B$ , МПа	$Z_a$	$Z_6$	$Z_B$	$\alpha_K$
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 2**

### **«Подземные хранилища в истощенных газовых и газоконденсатных месторождениях»**

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

#### 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, промысловые 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.2), 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.

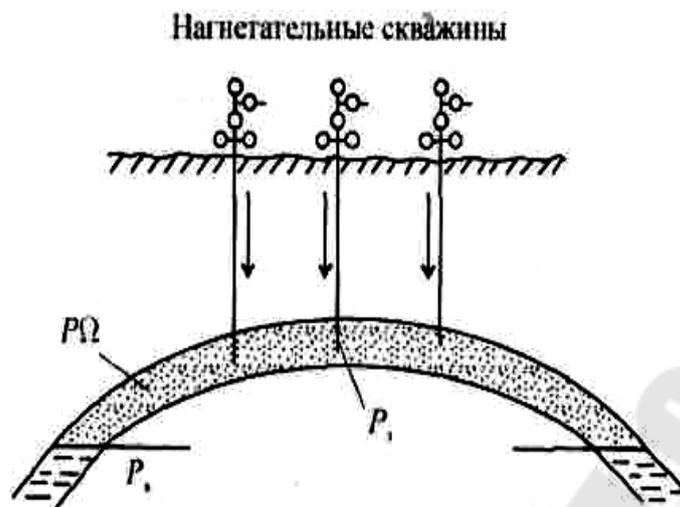


Рис. 2. Схема истощенной газовой залежи пластового типа

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

$$Q_3(\tau) = \frac{\Omega \times z_{\text{ат}}}{P_{\text{ат}}} \times \left[ \frac{\bar{P}(\tau)}{z(\bar{P})} - \frac{P_{\text{н}}}{z_{\text{н}}} \right], \quad (1)$$

где  $\Omega = \sigma \times \Omega_0$  - газонасыщенный объем порового пространства,  $\text{м}^3$ ;

$\sigma$  - коэффициент газонасыщенности;

$\Omega_0$  - общий объем порового пространства пласта-коллектора,  $\text{м}^3$ ;

$P_{\text{ат}}$  - нормальное давление газа, равное 1 ат. (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  $T_{\text{пл}}$ ;

$P_n$  - начальное давление газа в хранилище (до закачки газа),  
МПа;

$z_n$  - коэффициент сжимаемости газа при  $P_n$  и  $T_{пл}$ .

## 2. Расчетная 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

$$Q_{з. \max} = \frac{\Omega \times z_{ат}}{P_{ат}} \times \left( \frac{P_m}{z_m} - \frac{P_n}{z_n} \right), \text{ М}^3 \quad (1)$$

где  $\Omega = \sigma \times \Omega_0$  - газонасыщенный объем порового пространства,  $\text{М}^3$ ;

$P_{ат}$  - нормальное давление газа, равное 1 ат. (техническая атмосфера) = 0,1 МПа

$P_m$  - максимально допустимое давление газа в хранилище, МПа;

$P_n$  - начальное давление газа в хранилище (до закачки газа), МПа;

$z_n$  - коэффициент сжимаемости газа при  $P_n$  и  $T_n$

$z_m$  - коэффициент сжимаемости газа при  $P_m$  и  $T_m$

$z_{ат}$  - коэффициент сжимаемости газа при  $P_{ат}$  и  $T_{ат}$

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

$$\tau = \frac{Q_{з. \max}}{q_3}, \quad (2)$$

где  $q_3$  - темп закачки.

3. Определение максимального объема газа в хранилище по формуле

$$Q_{\max} = \frac{\Omega \times z_{ат} \times P_m}{P_{ат} \times z_m}, \text{ М}^3 \quad (3)$$

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

$$P_{\zeta}(\tau) = \sqrt{\bar{P}^2(\tau) + A \times \frac{q_{\zeta}(\tau)}{n}}, \quad (4)$$

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

для этого определим

$$\bar{P}(\tau) = P_{\text{н}} + \frac{P_{\text{ар}} \times Q_{\zeta}(\tau)}{\Omega};$$

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

$$P_y(\tau) = \sqrt{P_{\zeta}^2(\tau) \times e^{-2 \times s} - \Theta \times \left[ \frac{q_{\zeta}(\tau)}{n} \right]^2} \quad (5)$$

где

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

$$S = 0,03415 \times \frac{l \times \Delta}{\bar{T} \times \bar{z}}, \quad (7)$$

$l$  - 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. Определим необходимое число компрессоров для закачки газа в хранилище по формуле:

$$n_k = \frac{q_{\zeta}(\tau)}{q_{\text{н}}}, \quad (8)$$

где  $q_{\text{н}}$  - производительность одного компрессора, м<sup>3</sup>/сут.

Таблица 3

## Исходные данные

вар	$P_n$ , МПа	$n$	$P_m$ , 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	$0,5 \cdot 10^6$

$\Omega = 10 \times 10^6 \text{ м}^3$ ;  $d = 13,2 \text{ см}$ ;  $\lambda = 0,02$ ;  $\Delta = 0,6$ ;  $q_n = 0,25 \times 10^6 \text{ м}^3/\text{сут}$ ,  $z = 1$ ;  
 $A = 6,8 \times 10^{-6}$ ;  $B = 0$ ;

### **Практическое занятие 3**

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

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

#### **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, окклюдированного (рис. 3):

$$Q_{\xi \max} = Q_{\text{ш}} + Q_{\text{р}} + Q_{\text{о}} \quad (1)$$

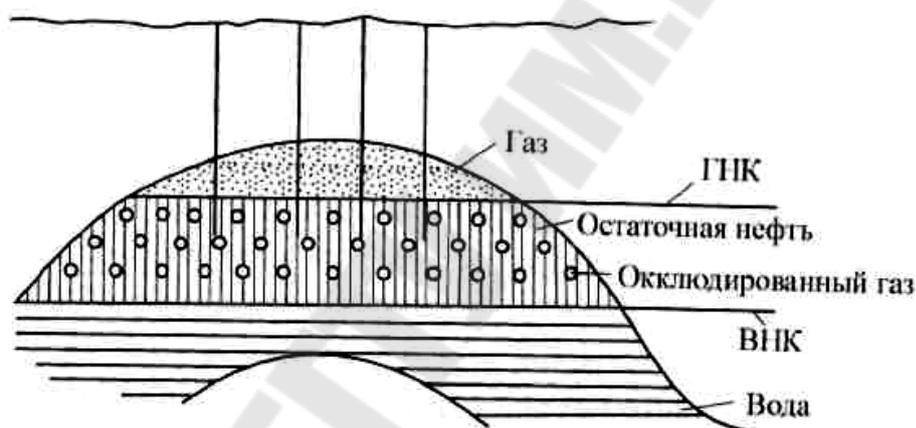


Рис. 3. Схематический разрез нефтяной залежи массивного типа в конце разработки

## 2. Практическая часть

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

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

$$Q_{\text{ш}} = \frac{\Omega_{\text{г}} \times z_{\text{ар}}}{P_{\text{ар}}} \times \left( \frac{P_{\text{м}}}{z_{\text{м}}} - \frac{P_{\text{н}}}{z_{\text{н}}} \right), \quad (1)$$

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:

$$Q_p = \frac{\Omega_k}{b_H} \times \alpha \times \left( \frac{P_m}{z_m} - \frac{P_H}{z_H} \right) \times \frac{z_{ат}}{P_{ат}}, \quad (2)$$

где  $\Omega_k = \frac{(G_\xi - G_g) \times b_H}{\rho_H}$  - 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:

$$Q_o = \frac{G_g \times b_H \times z_{ат}}{\rho_H \times P_{ат}} \times \left( \frac{P_m}{z_m} - \frac{P_H}{z_H} \right). \quad (3)$$

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

$$Q_{\xi_{max}} = Q_{ш} + Q_p + Q_o. \quad (4)$$

Таблица 4

Исходные данные

вар	$P_m$ , 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
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

Окончание табл. 4

вар	$P_m$ , МПа	$P_{II}$ , МПа	$\Omega_r$ , тыс.м <sup>3</sup>	$G_z$ , тыс.т.	$G_g$ , тыс.т.	$b_n$	$\rho_n$ , т/м <sup>3</sup>	$\alpha$ , м <sup>3</sup> /кг
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 4

### «Подземные хранилища в водонасыщенных коллекторах»

Цель работы: изучение подземных хранилищ в водонасыщенных коллекторах. Уравнение баланса газа в залежи.

#### 1. Теоретическая часть

При проектировании ПХГ в ловушках водонасыщенных коллекторов существует опасность потерь газа через кровлю хранилища, каналы в цементном камне за колонной скважин, тектонические нарушения горных пород и другие возможные пути миграции газа. Поэтому в процессе разведки и опытной закачки газа **необходимо:**

- доказать герметичность кровли ловушки,
- рассчитать коэффициент проницаемости водонасыщенного коллектора,
- определить остаточную водонасыщенность при вытеснении воды газом,
- измерить или вычислить объемную газонасыщенность обводненной зоны при отборе газа,
- определить продуктивные характеристики эксплуатационных скважин,
- изучить прочность газонасыщенного коллектора
- разработать мероприятия по укреплению призабойной зоны скважин.

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 годов. Геолого-разведочные работы были начаты в 1956 году. В результате в 1959 году была начата закачка газа в первое хранилище газа в водоносном пласте.

Основываясь на теории создания газохранилищ в малоамплитудных ловушках, в 1963 году 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.*

Такие ПХГ обычно сооружаются путем оттеснения воды на периферию пласта-коллектора за счет упругих свойств воды и горной породы.

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

*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 этот 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:

$$\Omega_r + \alpha \times (\Omega_0 - \Omega_r) \times \frac{\bar{P}_B \times z_B}{z_B \times P_B} = \frac{(Q_3 - Q_d) \times z_B}{P_B}, \quad (1)$$

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 необводненной части залежи, кгс/см<sup>2</sup>.

$\frac{P_B}{z_B}$  - средневзвешенное приведенное давление в обводненной части залежи, кгс/см<sup>2</sup>.

$Q_3$  и  $Q_D$  - соответственно начальные запасы газа и объем отобранного газа из залежи, **приведенные к атмосферному давлению и пластовой температуре**, в м<sup>3</sup>. (Т.е. все отношения  $P/z$  делить на  $P_{ат}$ )

$$Q_3 = \Omega_0 \times \frac{P_0}{z_0}, \text{ м}^3.$$

$P_{ат}(P_a)$  - нормальное давление газа, равное 1 ат. (техническая атмосфера) = 0,1 МПа

$z$  - коэффициент сжимаемости = 1

## 2. Практическая часть

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

1. Определение объема вторгшейся воды в залежь

$$Q_e \cong \Omega_0 - \frac{(Q_3 - Q_D) \times P_a \times z_B}{P_B \times z_a} \quad (1)$$

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

$$\Delta Q_D = Q_D - \Omega_0 \times \left( \frac{P_0}{z_0} - \frac{P_B}{z_B} \right), \quad (2)$$

где  $P_0 / z_0$  - начальное приведенное давление в залежи, МПа.

3. Определение объема оставшегося газа в обводненной зоне

$$Q_0 = Q_B \times \frac{P_0}{z_0} - \Delta Q_D. \quad (3)$$

4. Определение объема чисто газонасыщенной части залежи

$$\Omega_r = \frac{(Q_3 - Q_D) \times z_B}{P_B} - \frac{\left( Q_B \times \frac{P_0}{z_0} - \Delta Q_D \right) \times z_B}{P_B}. \quad (4)$$

5. Определение коэффициента объемной газонасыщенности

обводненной зоны

$$\alpha = \frac{\left( Q_B \times \frac{P_0}{z_0} - \Delta Q_D \right) \times \bar{z}_B}{(\Omega_0 - \Omega_r) \times \bar{P}_B} \quad (5)$$

6. Определение коэффициента газоотдачи обводненной зоны

$$\beta = 1 - \alpha \times \frac{\bar{P}_B \times z_0}{z_B \times P_0} \quad (6)$$

Таблица 5

Исходные данные

вар	$P_0/z_0$ , МПа	$P_B/z_B$ , МПа	$\bar{P}_B/\bar{z}_B$ , МПа	$\Omega_0$ , м <sup>3</sup>	$Q_D$ , м <sup>3</sup>
1	3,03	1,56	2,29	$9,95 \cdot 10^6$	$208,1 \cdot 10^6$
2	3,05	1,2	2,29	$9,75 \cdot 10^6$	$205,3 \cdot 10^6$
3	3,12	1,7	2,29	$9,80 \cdot 10^6$	$215,8 \cdot 10^6$
4	3,0	1,8	2,29	$9,9,5 \cdot 10^6$	$208,5 \cdot 10^6$
5	3,2	1,9	2,29	$9,8,5 \cdot 10^6$	$203,4 \cdot 10^6$
6	3,07	1,3	2,29	$9,70 \cdot 10^6$	$209,8 \cdot 10^6$
7	2,9	1,5	2,29	$9,55 \cdot 10^6$	$205,3 \cdot 10^6$
8	3,08	1,4	2,29	$9,60 \cdot 10^6$	$205,8 \cdot 10^6$
9	3,5	1,6	2,29	$9,75 \cdot 10^6$	$210,0 \cdot 10^6$
10	3,2	1,2	2,29	$9,85 \cdot 10^6$	$205,0 \cdot 10^6$
11	3,08	1,5	2,29	$9,85 \cdot 10^6$	$201,5 \cdot 10^6$
12	3,3	1,4	2,29	$9,70 \cdot 10^6$	$218,5 \cdot 10^6$
13	3,5	1,6	2,29	$9,60 \cdot 10^6$	$217,5 \cdot 10^6$
14	3,5	1,8	2,29	$9,50 \cdot 10^6$	$221,0 \cdot 10^6$
15	3,0	1,5	2,29	$9,90 \cdot 10^6$	$205,5 \cdot 10^6$
16	3,08	1,5	2,29	$9,80 \cdot 10^6$	$220,3 \cdot 10^6$
17	3,02	1,29	2,29	$9,95 \cdot 10^6$	$205,8 \cdot 10^6$
18	2,9	1,7	2,29	$9,85 \cdot 10^6$	$205,5 \cdot 10^6$
19	3,8	1,8	2,29	$9,75 \cdot 10^6$	$223,4 \cdot 10^6$
20	4,2	1,9	2,29	$9,55 \cdot 10^6$	$234,8 \cdot 10^6$
21	3,5	1,3	2,29	$9,60 \cdot 10^6$	$225,3 \cdot 10^6$
22	3,3	1,5	2,29	$9,75 \cdot 10^6$	$215,8 \cdot 10^6$
23	3,08	1,4	2,29	$9,85 \cdot 10^6$	$210,0 \cdot 10^6$
24	3,5	1,6	2,29	$9,85 \cdot 10^6$	$215,0 \cdot 10^6$
25	3,3	1,2	2,29	$9,70 \cdot 10^6$	$221,5 \cdot 10^6$
26	2,9	1,5	2,29	$9,60 \cdot 10^6$	$218,5 \cdot 10^6$
27	3,0	1,4	2,29	$9,50 \cdot 10^6$	$217,5 \cdot 10^6$
28	3,3	1,6	2,29	$9,90 \cdot 10^6$	$221,0 \cdot 10^6$
29	3,5	1,8	2,29	$9,80 \cdot 10^6$	$205,5 \cdot 10^6$
30	3,0	1,5	2,29	$9,95 \cdot 10^6$	$220,3 \cdot 10^6$

## Практическое занятие 5

### «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.

#### 1. Теоретическая часть

Научно-технический прогресс в горном деле, знание физико-механических и физико-химических свойств горных пород, в частности каменной соли, возможность определения оптимальных форм и геометрических размеров подземных резервуаров послужили основой для развития высокоэффективного подземного способа хранения газообразных и жидких углеводородов. Каменная соль не влияет на качество хранимых углеводородов в процессе их длительного контакта. Подземные резервуары, созданные в отложениях каменной соли, отвечают требованиям длительной устойчивости и герметичности при заданных геометрических характеристиках и залегают на глубинах, обеспечивающих возможность создания необходимого избыточного давления для обеспечения эксплуатационных режимов хранилища.

Около 90 % всех хранимых продуктов размещены в таких хранилищах. Глубина залегания каменной соли изменяется от нескольких метров до 2500 м.

Хранимые продукты могут находиться в газообразном (природный газ, этан, этилен и др.) или жидком (пропан, бутаны, бензин, дизельное топливо и др.) состоянии.

ПХГ создают в отложениях каменной соли (пласты, массивы, штоки), в непроницаемых или практически непроницаемых горных породах, таких как гипс, ангидрит, гранит, глина и др., в заброшенных шахтах, карьерах или других горных выработках, в плотных горных породах специальными методами (ядерные взрывы и др.)

Размыв емкостей каменной соли осуществляется через буровые скважины пресной или слабо минерализованной водой. Применяют два метода размыва.

– *Циркуляционный*-путем закачки пресной или слабо минерализованной воды и выдавливания на поверхность насыщенного рассола (закачку и отбор проводят через одну, две или несколько скважин).

– *Струйный (или орошение)*, когда размыв проводят при помощи струи воды, направляемой на соляные отложения (стенку камеры) в не заполненном жидкостью пространстве с подачей рассола на поверхность погружными насосами или путем вытеснения его сжатым воздухом.

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. 4.

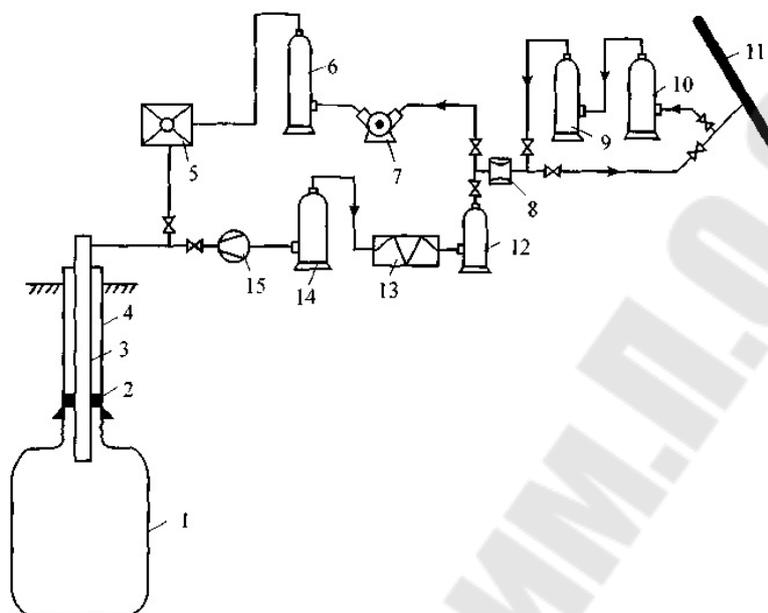


Рис. 4. Принципиальная технологическая схема эксплуатации подземного хранилища природного газа: 1 - подземный резервуар; 2 - пакер; 3 - подвесная колонна; 4 - обсадная колонна; 5 - холодильник; 6 - маслоотбойник; 7 - компрессор; 8 - узел замера газа; 9 - фильтр-сепаратор; 10 - пылеуловитель; 11 - магистральный 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 газопровода 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 жидко капельных (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).

### **Особенности эксплуатации ПХГ в отложениях каменной соли**

Процесс эксплуатации ПХГ состоит из четырех циклов: закачка, хранение, отбор, простой частично или полностью опорожненного хранилища.

Продукт закачивают двумя способами: самотеком и с применением насосов. В период неподвижного состояния продукта в емкости проводят соответствующий контроль за давлением, положением уровней продукта и за оборудованием.

Хранимый продукт при его отборе вытесняют из емкости рассолом, газообразными агентами или другими продуктами. Откачку ведут с помощью погружных насосов. Для подъема газожидкосной смеси по скважине используют газлифт. Во время простоя частично опорожненной емкости контролируют допустимые давления, уровни и состояние оборудования. Продолжительность каждого цикла зависит от назначения ПХГ, простой его следует сокращать до минимума

## 2. Практическая часть

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

$$H_{\min} = \frac{P_{\max}}{\eta \times \rho_n \times g} + a \quad (1)$$

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;

$\rho_n$  – усредненная плотность пород, залегающих выше башмака основной обсадной колонны, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

Таблица 6

Исходные данные

вар	$P_{\max}$ , МПа	$\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	$a$ , м
1	10	2300	20
2	15	2300	21
3	11	2320	22
4	10,5	2310	23
5	9	2315	24
6	8	2330	25
7	20	2340	20
8	19	2350	21
9	18	2360	22
10	17	2300	23
11	16	2305	24
12	12	2370	25
13	10	2380	20
14	21	2390	21
15	22	2300	22
16	23	2310	23
17	20,5	2315	24
18	15,5	2340	25
19	17,5	2350	26
20	19,5	2360	27
21	21,5	2300	28
22	13,5	2310	29
23	14,5	2340	30
24	17	2350	30

Окончание табл. 6

<b>вар</b>	<b><math>P_{\max}</math>, МПа</b>	<b><math>\rho_n</math>, кг/м<sup>3</sup></b>	<b>а, м</b>
25	13	2305	20
26	11	2370	21
27	10,5	2300	22
28	8,5	2330	23
29	9,5	2340	24
30	16,5	2300	25

## Литература

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

## Содержание

<b>Предисловие</b> .....	
<b>Введение</b> .....	
<b>Практическое занятие 1. Подземные хранилища газа в пористых и проницаемых горных породах</b> .....	
<b>Практическое занятие 2. Подземные хранилища в истощенных газовых и газоконденсатных месторождениях</b> .....	
<b>Практическое занятие 3. Подземные хранилища в выработанных нефтяных месторождениях</b> .....	
<b>Практическое занятие 4. Подземные хранилища в водонасыщенных коллекторах</b> .....	
<b>Практическое занятие 5. Подземные хранилища, создаваемые в отложениях каменной соли</b> .....	
<b>Литература</b> .....	

**Атвиновская Татьяна Владимировна**

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

**Практикум  
по одноименному курсу  
для слушателей специальности  
1-70 05 75 «Трубопроводный транспорт, хранение  
и реализация нефтегазопродуктов»  
заочной формы обучения**

Подписано в печать 19.05.17.

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

Ризография. Усл. печ. л. 2,09. Уч.-изд. л. 2,16.

Изд. № 17.

<http://www.gstu.by>

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

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

246746, г. Гомель, пр. Октября, 48.