

Міністерство освіти і науки України  
НТУ «Дніпровська політехніка»

**КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ**  
**З ДИСЦИПЛІНИ**  
«Процеси підземного зберігання вуглеводнів»  
**ДЛЯ СТУДЕНТІВ СПЕЦІАЛЬНОСТІ**  
185 «Нафтогазова інженерія та технології»

Дніпро  
2018

## ВСТУП

В умовах дефіциту енергетичних ресурсів в Україні і необхідності імпорту вуглеводневої сировини актуальною стає проблема забезпечення країни паливом.

В сучасних умовах народно-господарської діяльності країни надійність забезпечення її паливом характеризується рівнем технічної озброєності і ефективності нафтогазової промисловості.

Разработка газовых месторождений включает процессы извлечения газа из недр, сбора его на поверхности, учета количества извлеченного газа и транспортирование его потребителю. Эффективная добыча газа из недр обеспечивается рациональной эксплуатацией скважин и наземного оборудования транспортно-технологической системы. Особенностью скважинной технологии добычи газа является создание герметизированной транспортно-технологической системы от разрабатываемого пласта до потребителя.

Для безперебійного забезпечення споживачів паливом та ефективного функціонування газопроводів в системі «видобуток-транспортування-споживання палива» споруджуються наземні та підземні газосховища. Обумовлено це нерівномірністю споживання газу в літній і зимовий періоди.

## 1.ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО СИСТЕМИ ГАЗОПОСТАЧАННЯ

### Професійні компетенції (Ключові терміни)

1. Системи газозабезпечення
2. Магістральні газопроводи
3. Газорозподільні мережі
4. Споживачі природного газу
5. Нерівномірність споживання газу
6. Класифікація газових мереж за тиском
7. Резерви газопостачання

### 1.1. Структура діючих систем газопостачання

(Як. С. 5 – 8)

Разработка газовых месторождений включает процессы извлечения газа из недр, сбора его на поверхности, учета количества извлеченного газа и транспортирование его потребителю. Основными потребителями природного газа являются:

- промышленные предприятия;
- теплоэлектроцентрали и котельне;
- коммунальне, общественные и бытовые предприятия населенных пунктов.

Система газоснабжения потребителей состоит (с.228 ) из тесно связанных между собой трех элементов:

- источника газоснабжения (газовый промысел или газобензиновый завод);
- магистрального газопровода со всеми сооружениями;
- газораспределительных городских сетей.

Для эффективного использования этих элементов необходимо, чтобы все они работали согласованно и с полной нагрузкой. С этой целью вблизи основных потребителей газа в газотранспортную систему вводится сеть подземных хранилищ газа (ПХГ).

Україна володіє потужною газотранспортною системою, яка складається з 37,6 тис. км газопроводів різного призначення та продуктивності, 73

компресорних станцій із 110 компресорними цехами, 1607 газорозподільних станцій, 13 підземних сховищ газу загальною ємністю за активним газом понад 32 млрд. м<sup>3</sup> та об'єктів інфраструктури.

Наявність підземних сховищ газу дає змогу забезпечити роботу газотранспортної системи протягом року з продуктивністю близької до номінальної. Активна ємність підземних сховищ газу України є другою у Європі, що дає можливість надавати європейським країнам послуги з підземного зберігання газу. Таким чином, активна підтримка ефективної роботи ПСГ є головним резервом виробничих потужностей у газовій галузі України.

Особенность функционирования системы газоснабжения городов и промышленных предприятий состоит в том, что весь сложный путь газа от пласта до потребителя должен быть герметизирован.

Природный газ от места добычи поступает по магистральным газопроводам на *газораспределительные станции* (ГРС) городов и крупных населенных пунктов.

**Газораспределительная станция** – установка, понижающая давление газа при подаче его в распределительные сети потребителя.

Перемещение газа по трубопроводам осуществляется за счет избыточного давления, создаваемого головными и промежуточными *компрессорными станциями* (КС).

**Головные** компрессорные станции располагаются непосредственно у места добычи газа, а **промежуточные** на трассе газопровода через 125 – 150 км.

Структурная схема системы транспортирования газа от источника газоснабжения и распределение его потребителям приведена на рис.1.1.

Газотранспортная система включает в себя промышленную установку *подготовки газа к транспортированию* (ПГТ), устанавливаемую вблизи источника газа, и магистральный газопровод, берущий начало на выходе ПГТ и заканчивающийся у крупных потребителей. В конце газопровода сооружаются крупные ГРС, на входе которых оборудуются *контрольно-регистрающие пункты* (КРП) магистрального газопровода. Система газоснабжения городов и

поселков состоит из газораспределительных сетей и внутреннего оборудования, образующими городскую газовую сеть.

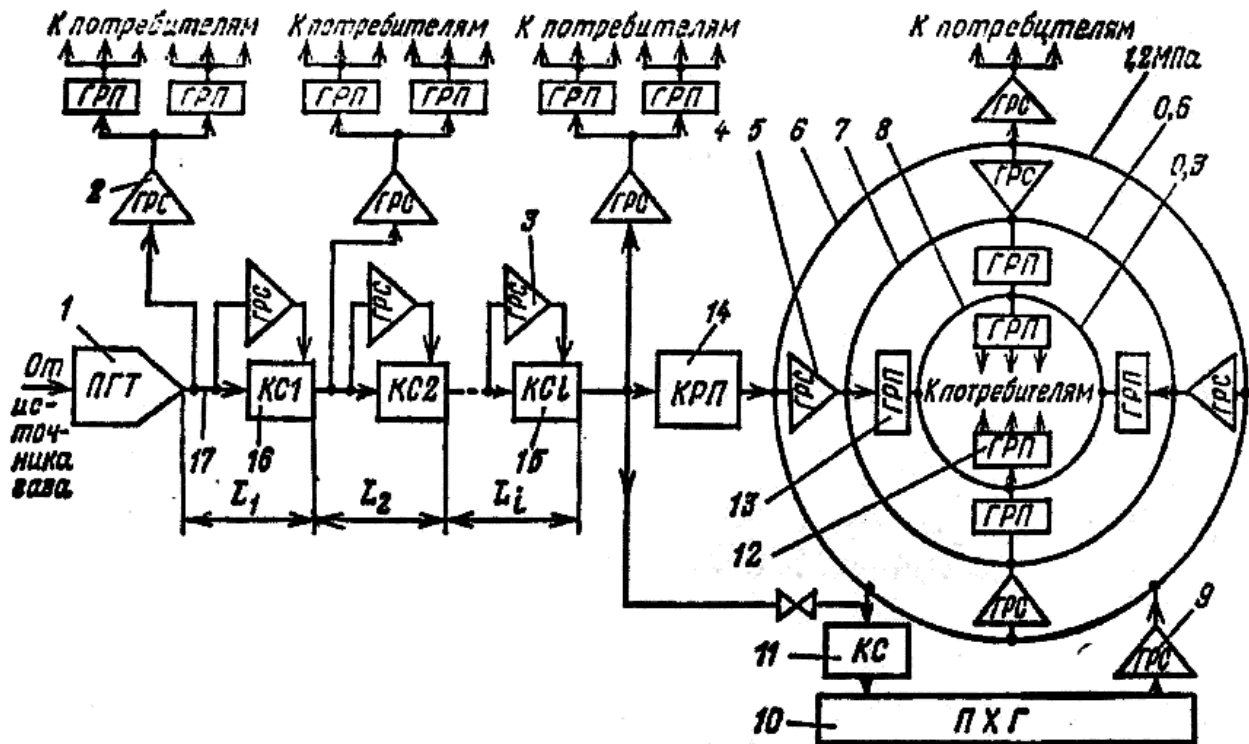


Рисунок 1.1. - Структурная схема системы газоснабжения:

1 – система подготовки газа к транспорту (ПГТ); 2 – ГРС попутных отборов газа, 3 – ГРС для собственных нужд КС; 4 – газораспределительный пункт (ГРП) попутного газа по трассе магистрального газопровода; 5 – ГРС системы газоснабжения; 6 – кольцо системы газоснабжения высокого давления (1,2 МПа); 7 – кольцо системы газоснабжения высокого давления (0,6 МПа); 8 – кольцо системы газоснабжения среднего давления (0,3 МПа); 9 – ГРС подземного хранения газа; 10 – подземное хранилище газа (ПХГ); 11 – КС для закачки в подземное хранилище газа; 12 – ГРП системы газоснабжения кольца среднего давления; 13 – ГРП системы газоснабжения кольца высокого давления; 14 – контрольно-регистрирующий пункт (КРП) магистрального газопровода; 15 – конечная КС магистрального газопровода; 16 – начальная КС магистрального газопровода; 17 – линейный участок магистрального газопровода,  $L_1$ ,  $L_2$ ,  $L_3$  – длины линейных участков

Основными элементами городской системы газоснабжения являются:

- газопроводы различного назначения;
- узлы редуцирования газов - *городские распределительные пункты (ГРП)*;
- *городские распределительные станции (ГРС)*;

- индивидуальные регуляторы давления, обеспечивающие постоянство давления у приборов;

- газохранилища (газгольдеры), компенсирующие неравномерность суточного потребления газа.

Городские газовые сети оборудуются приборами измерения давления, устройствами связи, сигнализации, автоматики и запорной арматурой (клапанами, кранами, задвижками, водяными затворами и др.) для отключения отдельных участков сети или зданий при авариях, ремонтных работах и т.д.

В зависимости от назначения *распределительные* газовые сети делятся на *распределительные* газовые сети и *вводы*.

**Распределительные** газовые сети предназначены для подачи газа от ГРС, ГРП и хранилища газа к местам потребления.

**Вводы** в здания и сооружения служат для подачи газа непосредственно потребителям.

По городским газовым сетям газ подается под определенным избыточным давлением, в зависимости от которого различают: газовые сети низкого давления – до 0,005 МПа (0,05 кгс/см<sup>2</sup>); среднего – от 0,005 до 0,3 МПа (0,05 – 3 кгс/м<sup>2</sup>); высокого – от 0,3 до 0,6 МПа (3 – 6 кгс/см<sup>2</sup>) и высокого – от 0,6 до 1,2 МПа (6 – 12 кгс/см<sup>2</sup> или 600 – 1200 кН/м<sup>2</sup>).

К газовым сетям низкого давления присоединяются жилые и общественные здания, а также мелкие коммунально-бытовые предприятия.

Газовые сети среднего и высокого (до 0,6 МПа) давления служат для питания распределительных газопроводов низкого и среднего давления через общегородские распределительные пункты, а также газопроводов промышленных и крупных коммунально-бытовых предприятий через местные распределительные пункты и газорегуляторные установки;

Сети высокого (до 1,2 МПа) давления предназначены для подачи газа к хранилищам и крупным промышленным предприятиям.

## 1.2. Особенности режимов потребления газа

Расходование газа промышленными и особенно бытовыми и коммунальными потребителями, как правило, неравномерно и колеблется в течение суток, недели, месяца и года. В этой связи различают *сезонные, суточные и часовые* колебания потребления газа:

**Сезонная** (месячная) неравномерность потребления газа вызвана увеличением расхода газа на отопление в зимнее время, а также некоторым уменьшением его потребления летом на коммунально-бытовые нужды.

**Суточная** неравномерность потребления газа по дням недели вызвана существующим укладом жизни населения, режимом работы предприятий и изменением температуры наружного воздуха. Колебания расхода газа происходят в результате увеличения потребления газа в воскресенье, праздничные дни, а также из-за изменения расхода газа на отопительные нужды.

**Часовая** неравномерность расхода газа по часам суток вызывается:

- уменьшением потребления газа на бытовые нужды в ночное время (утром и вечером потребление газа больше среднечасового, а ночью меньше);
- значительным сокращением потребления газа на промышленные нужды из-за сменности их работы;
- неравномерностью потребления газа объектами коммунального хозяйства в течение суток.

На рис. 1.2 приведен график суточного газопотребления, который характеризует режим работы потребителя. Избыток газа в течение суток (площадь ABD) равен недостатку газа (площадь СБЕ) за данные сутки.

Суточная неравномерность потребления компенсируется обустройством специальных емкостей для накапливания избыточного газа, подаваемого по газопроводу в ночные часы, с целью подачи его в городскую сеть в дневные часы. Для этого используют газгольдеры высокого давления, аккумулирующие емкости последних участков магистральных газопроводов и аккумулирующие способности разветвленной газораспределительной сети высокого давления.

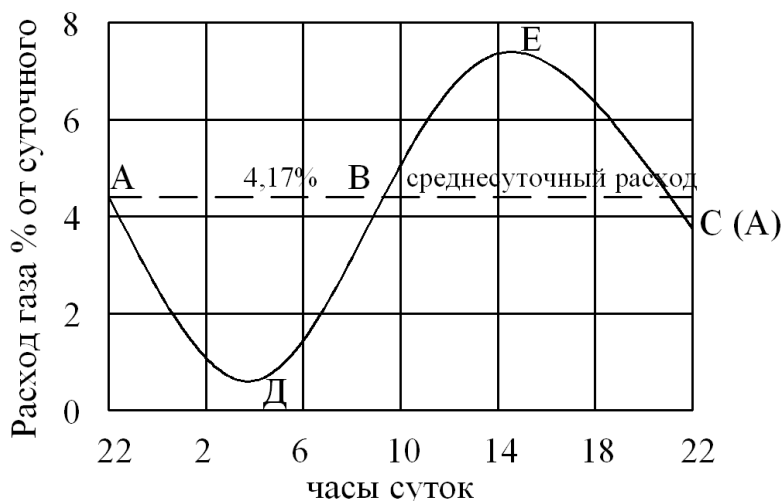


Рисунок 1.2 - График суточного газопотребления

Часовая неравномерность потребления газа компенсируется путем использования аккумулирующей способности последних участков газопроводов, отводов магистральных газопроводов к крупным потребителям и промышленным районам. Значительная часть неравномерности расхода газа компенсируется также за счет аккумулирующей способности разветвленной газораспределительной сети высокого давления.

### 1.3 Методы компенсации сезонных, суточных и часовых колебаний потребления газа

Неравномерный характер потребления газа бытовыми, коммунальными и промышленными потребителями требует применения эффективных методов компенсации сезонных, суточных и часовых колебаний.

Для покрытия пика неравномерности потребления газа рекомендуют следующие способы: (Гл.8)

- подземное хранение газа;
- использование буферных потребителей;
- использование баз сжиженного газа (пропана и бутана) для получения пропан-воздушной смеси в часы пик;
- использование баз сжиженного природного газа (метана);



- создание резерва пропускной способности магистральных газопроводов и газовых промыслов;
- использование аккумулирующей емкости последних участков магистральных газопроводов;
- использование аккумулирующей способности самого магистрального газопровода на всей его протяженности;
- хранение газа в трубах под высоким давлением;
- хранение газа в газгольдерах.

В газовой промышленности для хранения природного газа преимущественно используются:

- транспортные газопроводы;
- наземные резервуары (газгольдеры);
- подземные газохранилища.

Для каждого из этих способов определяется область эффективного использования природного газа. Например, объем последнего участка газопровода и газгольдеры используют для устранения суточной неравномерности потребления газа

Хранение газа в транспортных газопроводах неразрывно связано с параметрами действующей сети трубопроводов и зависит от их накопительного объема.

Последний участок магистрального газопровода работает в условиях, отличающихся от условий работы промежуточных участков. Массовый расход газа в начале последнего участка постоянен, а в конце – переменный и равен меняющемуся в течение суток отбору газа потребителем. Ночью, когда отбор газа из газопровода меньше расхода в газопроводе, газ накапливается в последнем участке, причем вследствие этого давление в участке растет. В дневные часы, когда отбор превышает расход в газопроводе, давление в последнем участке снижается. Поскольку все время расходы в начале и конце участка неодинаковы, количество газа, накапливаемое в последнем участке,

следует определять по уравнениям неустановившегося движения газа в трубопроводе.

Работа конечного участка магистрального газопровода от компрессорной станции (КС) до ГРС характеризуется нестационарным режимом (постоянно изменяется отбор газа). В ночное время потребление газа меньше подачи, и газ накапливается в газопроводе. Накапливание газа вызывает повышение давления в газопроводе, и количество газа, которое может аккумулировать последний участок газопровода, зависит от максимально возможного давления в нем. При достижении максимально допустимого давления в газопроводе дальнейшее накопление газа прекращается, т. е. аккумулирующая способность газопровода исчерпывается. Если отбор газа не станет больше или равным его поступлению необходимо уменьшить подачу КС. В дневное время потребление газа превышает подачу, газ, аккумулированный в последнем участке газопровода, поступает в город и давление его падает.

Нестационарный режим движения газа наблюдается даже в тот момент, когда количество поступающего газа становится равным потреблению. Для стабилизации режима необходимо какое-то время, т. е. давление газа в конечном участке газопровода устанавливается не сразу. Поскольку потребление газа изменяется непрерывно, то стабильная кривая давления не устанавливается и, следовательно, в конечном участке газопровода режим нестационарный. Можно определить аккумулирующую способность приблизительно по следующим расчетным режимам конечного участка газопровода. В момент, когда нагрузка соответствует среднечасовому расходу, режим стационарный, в остальные моменты (накопление и отбор газа) режимы нестационарные. Аккумулирующий объем магистрального газопровода, определенный по приближенной методике, оказывается на 10-15 % меньше действительного.

Для определения количества газа, которое способен аккумулировать газопровод, необходимо определить количество его в газопроводе при режимах, соответствующих моменту окончания накопления газа в газопроводе, и при

режимах, соответствующих моменту, когда потребление газа уменьшается и становится равным среднечасовой подаче (т. е. моменту начала накопления газа). Разница между количествами газа, находящегося в газопроводе в первом и во втором случаях, равна аккумулирующей способности газопровода.

Расчет по формулам неустановившегося движения сложен. Поэтому данный способ не рассматривается при стратегическом хранении газа, а применяется только лишь при суточных колебаниях его потребления. (Польша) В этом случае расчет можно вести методом смены стационарных состояний, погрешность которого находится в пределах 15 – 20%, что при расчете аккумулирующей способности последнего участка газопровода допустимо.

Оценку аккумулирующего объема газопровода  $Q_{ак}$  (при  $T_0 = 273,15$  К и  $p_0 = 0,1$  МПа) можно определить из уравнений стационарного режима газопровода

$$Q_{ак} = \frac{\pi D^2}{4} \cdot \frac{T_0}{T} \cdot \frac{1}{Z} \cdot \frac{p_{ср\ max} - p_{ср\ min}}{p_0}, \quad (1.1)$$

где  $p_{ср\ max}$  и  $p_{ср\ min}$  - средние давления в газопроводе, соответственно относящиеся к режимам с максимальным и минимальным давлением.

Среднее давление в газопроводе находят как

$$p_{ср} = \frac{1}{l} \int_0^l p(x) dx, \quad (1.2)$$

где

$$p(x) = \sqrt{p_H^2 - (p_H^2 - p_K^2) \frac{x}{l}}. \quad (1.3)$$

После интегрирования (1.2) с учетом (1.3) получим

$$p_{ср} = \frac{2}{3} \cdot \frac{p_H^3 - p_K^3}{p_H^2 - p_K^2} = \frac{2}{3} \left( p_H + \frac{p_H^2}{p_H - p_K} \right). \quad (1.4)$$

Конструктивные параметры последнего участка газопровода и размерности газопотребления, должны быть рассчитаны на достаточно высокое

давление, чтобы можно было от них питать городскую сеть (Гл. 19). Таким условиям отвечают газгольдеры с рабочим избыточным давлением от 0,25 до 2,0 МПа. Их сооружают объемом 175 и 270 м<sup>3</sup>. Размеры газгольдера обусловлены максимальными габаритами, установленными для железнодорожных перевозок. Газгольдеры устанавливаются горизонтально и вертикально на специальных опорах. Устанавливают их группами по несколько газгольдеров в одной группе. Для отключения каждого из газгольдеров и их групп предусмотрена отсекающая арматура. Каждый газгольдер и каждая их группа снабжены предохранительными клапанами, срабатывающими, при превышении рабочего давления на 10%.

Зарубежный опыт эксплуатации наземных резервуаров показывает, что хранение природного газа в газгольдерах не рентабельно. Обусловлено это тем, что значительные колебания отбора газа, выступающие в сезонах весна-лето и осень-зима, не могут быть компенсированы с помощью наземных резервуаров малой емкости. Более того, наземные резервуары, выполняемые из листовой стали являются дорогостоящими конструкциями и трудоемкими для реализации мероприятий по соблюдению правил безопасности. В этой связи наземные резервуары используются в газовом хозяйстве главным образом лишь для покрытия суточной неравномерности потребления газа.

Технико-экономические расчеты и уже имеющийся опыт ряда стран показывают, что сооружение громадных наземных хранилищ для покрытия сезонных колебаний газопотребления (сезонная неравномерность достигает сотен и тысяч миллионов кубических метров) сопряжено с большими техническими трудностями, требует больших капиталовложений, создает очаг пожароопасности и поэтому практически неосуществимо.

В этой связи наиболее целесообразным способом компенсации сезонной неравномерности потребления газа является создание подземных хранилищ.

При резких понижениях температуры воздуха в отопительный период эффективен также перевод крупных буферных потребителей на

альтернативное топливо. Поэтому в ряде зарубежных стран вблизи городов сооружают подземные хранилища для сжиженных газов.

#### **1.4 Промышленное назначение и задачи газовых хранилищ**

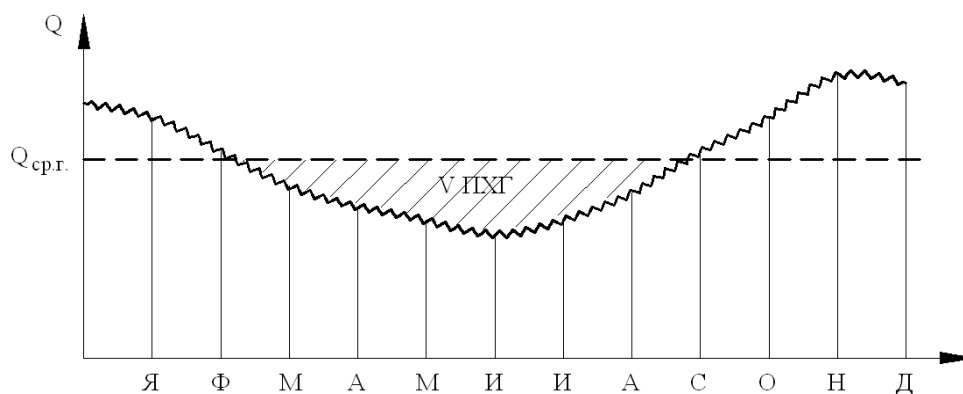
Газовое хранилище – природный или искусственный резервуар для хранения газа. Различают газовые хранилища наземные (газгольдеры) и подземные. Основное промышленное значение имеют подземные газовые хранилища, способные вмещать сотни млн. м<sup>3</sup> (иногда млрд. м<sup>3</sup>) газа.

В отличие от газгольдеров, предназначенных для сглаживания суточной неравномерности потребления газа, подземные газовые хранилища обеспечивают сглаживание сезонной неравномерности. Кроме того подземные газовые хранилища служат аварийным резервом топлива и химического сырья.

В крупных городах существует большой разрыв между зимним и летним потреблением газа. Летом газа потребляется меньше в связи с тем, что отключаются на этот период отопительные сети и многие жители городов выезжают на отдых. Для регулирования газоснабжения в этих случаях прибегают к отключению части компрессоров на КС и газопровод работает с недогрузкой (это приводит к удорожанию перекачки газа).

Иногда сезонная неравномерность потребления газа устраняется введением принудительного графика потребления. При этом промышленные предприятия являются буферным потребителем, сглаживающим неравномерность расхода. В зимнее время такие предприятия отключают от газовой сети. В это время они используют другой вид топлива (уголь, мазут). Летом их подключают к газовой сети.

На рис.1.3 приведен график газопотребления промышленного города по месяцам.



$Q_{\text{ср.г}}$  - среднегодовой расход газа;  $V_{\text{п. хр.}}$  – объем подземного хранилища (объем активного газа)

Рисунок 1.3 - График годового колебания расхода газа.

Анализируя приведенный график можно констатировать, что газотранспортная система, рассчитанная на максимальное потребление газа, на протяжении года будет не загружена. Если же исходить из минимальной подачи, то город в отдельные месяцы не будет полностью обеспечен газом. Поэтому газотранспортную систему сооружают исходя из средней ее производительности, а вблизи крупных потребителей газа создают газовые хранилища.

Хранение летних избытков газа в подземном хранилище вблизи района потребления с выдачей их в период повышенного потребления в городскую сеть является наиболее рациональным решением вопроса покрытия неравномерности.

Следует отметить, что при транспортировании газа по магистральному газопроводу в течение года необходимо соблюдать его полную загрузку. Обусловлено это тем, что только в этом случае будет достигнута наименьшая стоимость перекачки газа. Отношение количества газа, подаваемого газопроводом, к его пропускной способности называется коэффициентом загрузки.

## *Питання для контролю знань та обговорення*

1. Наведіть основні елементи діючих систем газопостачання.
2. В чому полягає особливість системи газопостачання міст і промислових підприємств?
3. Опишіть структуру міської системи газопостачання
4. Наведіть класифікацію газових мереж за тиском
5. Охарактеризуйте сутність сезонного коливання потреб газу
6. Охарактеризуйте сутність добового коливання потреб газу
7. Охарактеризуйте сутність годинного коливання потреб газу
8. Наведіть відомі Вам методи компенсації сезонного, добового та годинного коливання потреб газу
9. В чому полягає акумулююча здатність магістрального газопроводу?
10. Опишіть промислове призначення і задачі газових сховищ.
11. Охарактеризуйте відомі Вам резерви газопостачання.
12. коливання потреб газу
13. В чому полягає різниця методів компенсації сезонного та годинного коливання потреб газу
14. Охарактеризуйте сутність дійсного і акумулюючого об'ємів магістрального газопроводу
15. Приведіть графік річного коливання витрат газу

## Тесты к лекции 1

**001. К основным элементам городской системы газоснабжения относятся:**

- а) газопроводы различного назначения;
- б) подземное хранилище газа (ПХГ);
- в) система подготовки газа к транспорту;
- г) линейный участок магистрального газопровода;
- д) газгольдеры.

**001. Газораспределительные сети снабжения:**

- а) газопроводы различного назначения;
- б) головные компрессорные станции;
- в) система подготовки газа к транспорту;
- г) линейный участок магистрального газопровода;
- д) городские распределительные станции

**001. Описание единой сети газоснабжения:**

- а) газопроводы различного назначения;
- б) подземное хранилище газа (ПХГ);
- в) система подготовки газа к транспорту;
- г) линейный участок магистрального газопровода;
- д) городские распределительные станции

**001. Что входит в городскую систему газоснабжения:**

- а) промежуточные компрессорные станции;
- б) подземное хранилище газа (ПХГ);
- в) система подготовки газа к транспорту;
- г) газопроводы различного назначения;
- д) газгольдеры

**001. К основным элементам городской системы газоснабжения относятся:**

- а) газопроводы различного назначения;
- б) узлы редуцирования газов;
- в) городские распределительные пункты;
- г) городские распределительные станции;
- д) газгольдеры

**001. Структура газоснабжения города:**

- а) газгольдеры;



- б) подземное хранилище газа (ПХГ);
- в) городские распределительные пункты;
- г) линейный участок магистрального газопровода;
- д) газопроводы различного назначения.

**001. Составные части газоснабжения города:**

- а) газопроводы различного назначения;
- б) узлы редуцирования газов;
- в) городские распределительные пункты;
- г) городские распределительные станции;
- д) индивидуальные регуляторы давления.

**001. Основные элементы газоснабжения энергоемких предприятий:**

- а) газопроводы различного назначения;
- б) узлы редуцирования газов;
- в) городские распределительные пункты;
- г) городские распределительные станции;
- д) газгольдеры

**001. В систему газоснабжения городов и населенных пунктов входят:**

- а) нефтегазовые сепараторы;
- б) подземное хранилище газа;
- в) городские распределительные пункты;
- г) городские распределительные станции;
- д) газовые ловушки;

## **2. ТИПИ ГАЗОВИХ СХОВИЩ ТА УМОВИ ЇХ ФУНКЦІОНУВАННЯ**

### **Ключові терміни (професійні компетенції)**

1. Типи газових сховищ
2. Пористі та порожисті підземні резервуари
3. Визначальні параметри ПСГ
4. Інженерні споруди ПСГ
5. Функції ПСГ
6. Максимально допустимий тиск у ПСГ
7. Технологічне призначення свердловин ПСГ.

### **2.1 Призначення та умови розташування підземних газонафтосховищ**

Підземні газонафтосховища набули широкого розповсюдження в світовій практиці як найбільш економічний і екологічний метод зберігання природного і зрідженого газу, нафти і нафтопродуктів.

Підземні сховища для нафти і нафтопродуктів призначені для:

- створення великих товарно-сировинних парків нафтопереробних заводів, нафтохімічних комплексів, розподільних і перевальних баз зберігання;
- компенсації пікових і сезонних нерівномірностей споживання нафтопродуктів;
- накопичення аварійного резерву і запасу нафти, нафтопродуктів і зріджених газів.

Використання для цих цілей наземних газгольдерів, металевих і залізобетонних резервуарів потребує значних капітальних вкладень, витрат металу, бетону, трудових і енергоресурсів, а також відчуження великих площ землі і пов'язане зі значними втратами продуктів, що зберігаються.

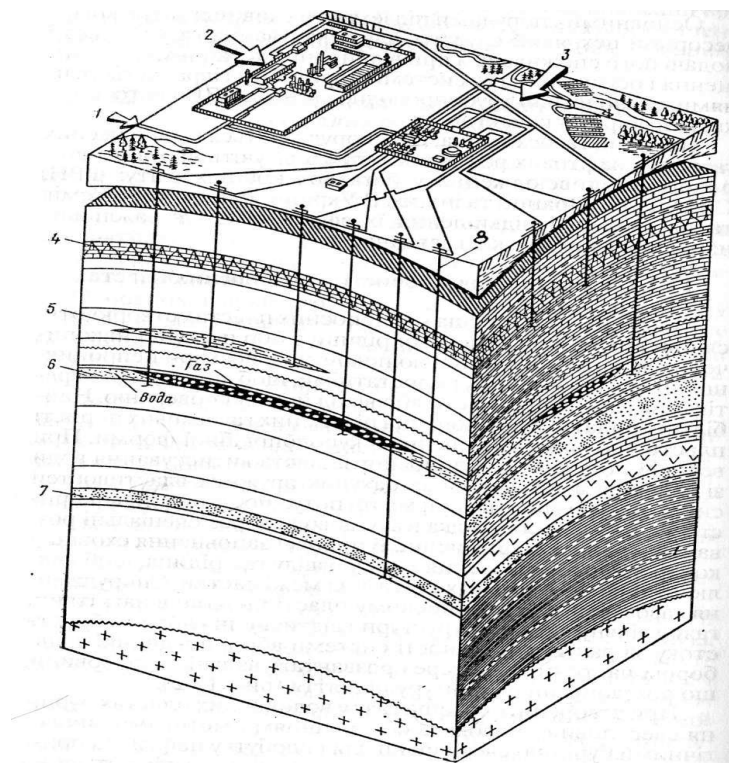
Тому поруч з розвитком і вдосконаленням традиційних методів зберігання рідких і газоподібних вуглеводнів широко застосовуються підземні газонафтосховища.

Для покриття сезонної нерівномірності газоспоживання використовуються наступні типи підземних газонафтосховищ:

- у виснажених нафтових і газових родовищах;
- в пористих водоносних шарах;
- у покладах кам'яної солі розчиненням через бурові свердловини;
- в масивах міцних, щільних гірських порід шахтовим методом і в гірничих виробках відпрацьованих рудників;
- у вічномерзлих породах (льодопородні);
- підземні сховища, що утворені камуфлетними (глибинними) вибухами;
- підземні ізотермічні сховища.

Перші два типи підземних сховищ призначені для зберігання природних газів, останні – для зберігання нафти, нафтопродуктів та зріджених вуглеводневих газів.

Підземне сховище являє собою комплекс споруд (рис. 2.1), що розподіляються на поверхневу (1, 2, 3) і підземну частини (4 - 8).



**Рис. 2.1. Підземне сховище природного газу:**

- 1 – газ із магістрального газопроводу; 2 – компресорна станція; 3 – газорозподільний пункт; 4 – карбонатний пласт; 5 – піщана лінза; 6, 7 – піщані пласти; 8 – розвантажувальні свердловини

Підземна частина включає саме підземне сховище і технологічні свердловини, колони, трубопроводи.

Поверхнева – технологічні установки, обладнання, трубопроводи, зливо-наливні споруди та інше.

Підземні сховища газу (ПСГ) будуються та експлуатуються майже в 25 країнах світу і використовуються як один із основних способів компенсації сезонної нерівномірності споживання газу. Окрім того, підземні сховища газу забезпечують надійність споживання газу при аварійних ситуаціях і можуть створювати певні його резерви.

Споруджують ПСГ в районах споживання газу, а також по трасах магістральних газопроводів.

Згідно з діючими нормами газопостачання пропускна здатність газопроводу від підземного сховища до споживача повинна відповідати сумі відбору газу з підземного сховища і пропускній здатності основної частини магістрального газопроводу.

Тому вже на стадії планового завдання на будівництво магістрального газопроводу розглядається питання про найбільш припустимі способи забезпечення рівномірної роботи газопроводу незалежно від сезонної нерівномірності газоспоживання. У цьому зв'язку вирішення питання про доцільність будівництва ПСГ пов'язано з визначенням графіка місячного, тижневого, добового і погодинного споживання газу.

Необхідність вирішення цього питання обумовлена тим, що для роботи магістрального газопроводу на повну потужність продовж усього року необхідно організувати зберігання літніх надлишків газу поблизу кінцевого пункту, щоб потім, в зимові часи повертати їх споживачу.

Для зберігання великих обсягів природнього газу в першу чергу використовують виснажені газові та нафтові родовища. Найбільш вигідними для підземного зберігання є відпрацьовані родовища нафти і газу, якщо вони розташовані на невеликій відстані від місць споживання.

Економічна ефективність сховища тим вища, чим більша його корисна ємність (яка повинна складати не менше декількох сотен мільйонів кубічних метрів).

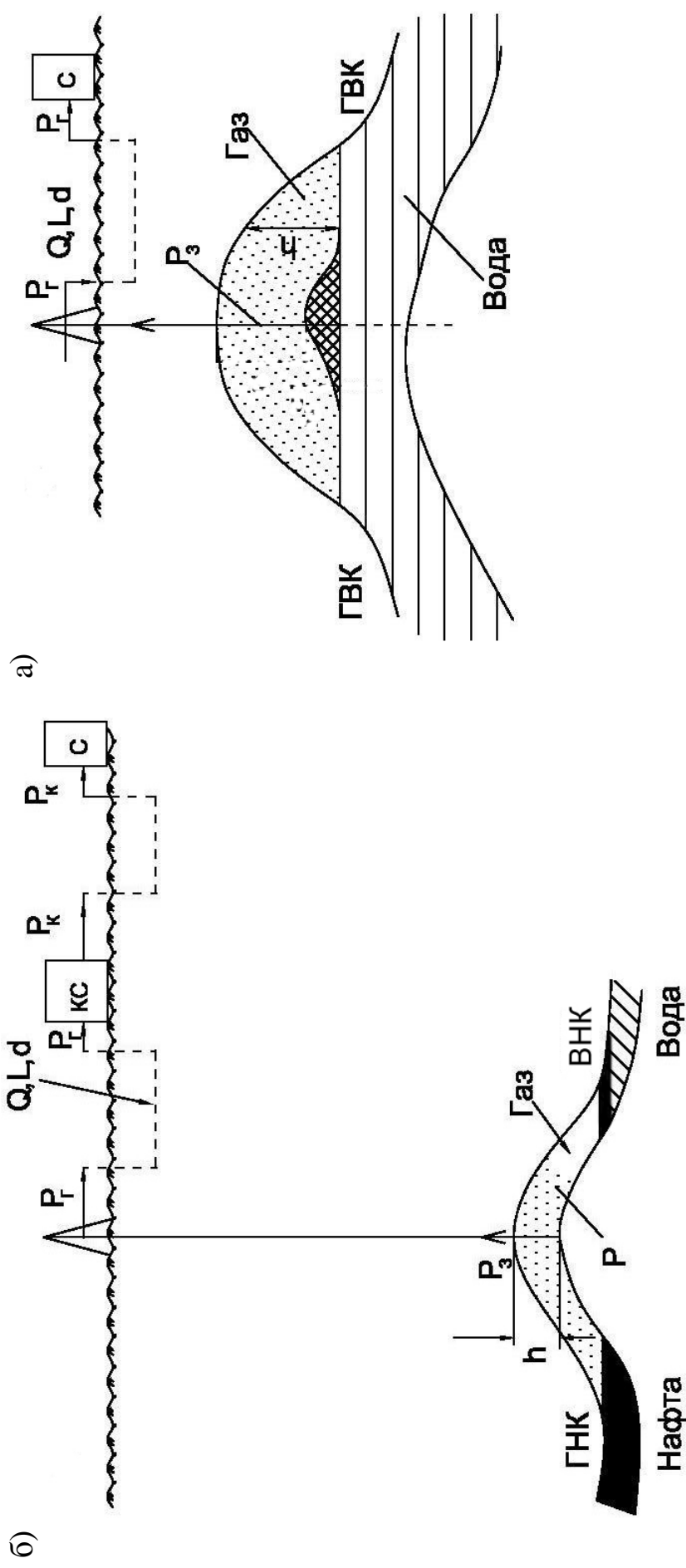
Якщо в геологічному розрізі є декілька пластів, сприятливих для створення в них ПСГ, вибір об'єкту визначається на основі порівняння техніко-економічних показників.

Припустимо, що геолого-фізичні параметри пласта-колектора однакові (форма і розміри структури, товщина пласта, пористість, проникність тощо). Що менша глибина залягання пласта, то більшим повинен бути об'єм залишкового газу для створення одного і того ж тиску на гирлі свердловини і більша кількість видобувних свердловин. В цьому випадку не завжди необхідно будувати компресорну станцію (КС) для закачування газу в пласт, але вона потрібна для подачі газу споживачеві. У кожному конкретному випадку є тільки одна економічно найвигідніша глибина для споруди ПСГ.

*В більшості випадків в районах великих центрів газоспоживання немає частково вироблених газових або нафтових покладів, придатних для створення ПСГ. Проте в геологічному розрізі порід цих районів майже завжди є водонасичені пласти, в пастках яких можна створити ПСГ.*

Перед будівництвом підземного сховища газу проводять дослідні і пробні закачування газу для оцінки параметрів пласта і властивостей рідин та газів, які його насичують, а також для отримання даних про технологічний режим роботи свердловин. На рис. 2.2 наведені схеми підземних сховищ газу у відпрацьованому нафтовому пласті і водонапірній системі.

Для закачування і відбору газу необхідно пробурити певне число свердловин, побудувати споруди для очищення газу від твердих і рідких домішок при закачуванні і осушенні його від води перед подачею споживачеві. Як правило, *нагнітальні свердловини бурять в склепінній частині, наглядові – на крилах складки.*



**Рис. 2.2** Схеми підземних сховищ газу:

а) у відпрацьованому нафтовому пласті;

б) у склепоподібній пастці і водонапірній пластовій системі.

ГВК, ГНК, ВНК – відповідно газонафтовий, газонафтовий і водонафтовий контакти;  $P_3$  – забійний тиск у свердловині;  $P_F$ ,  $P_K$  – відповідно тиск на гирлі свердловини, газового пласта і компресора; КС – компресорна станція; С – споживач газу;  $Q$ ,  $L$ ,  $d$  – відповідно пропускна спроможність, довжина і діаметр газопроводу;  $h$  – висота (товщина) пласта або пастки.

Підвищення тиску при закачуванні газу в пласт сприяє скороченню термінів будівництва ПСГ, зменшенню кількості нагнітальних свердловин; крім того процес зберігання призводить до збільшення об'єму газу і дебітів свердловин, збільшення безкомпресорного періоду подачі газу споживачеві з сховища і підвищення коефіцієнта нафтовіддачі при ПСГ у вироблених нафтових пластах, зменшення потужності КС при відборі газу.

Проте при надмірному підвищенні тиску можливі різні шкідливі наслідки: розкриття тих, що існують або утворення нових тріщин в покрівлі сховища, підземні втрати газу, вибухи і пожежі в будівлях при скупченні в них газу, утворення кристалогідратів вуглеводневих газів в свердловинах. Важливе значення має також темп зростання тиску в підземному сховищі: що менший темп зростання тиску, то більшою мірою можна підвищити тиск.

Максимально допустимий тиск в підземному сховищі залежить від глибини залягання пласта і розмірів площі газоносності, об'ємної маси порід над площею газоносності, структурних і тектонічних особливостей пласта, його покрівлі, а також пластів над покрівлею: міцності, щільності і пластичності покрівлі пласта.

Створення ПСГ відбувається без ускладнень при зміні градієнта тиску до 0,0154 МПа/м, тобто при перевищенні нормального гідростатичного тиску в 1,54 рази. Верхньою межею тиску в деяких випадках вважається гірський тиск на глибині залягання сховища. Встановлено, що за наявності глинистої покривки завтовшки більше 5м максимально допустимий тиск може перевищувати гідростатичний на глибині залягання сховища в 1,3 – 1,5 рази.

При підвищенні тиску в пласті вище за початковий гідростатичний на покрівлі підземного пласта виникає перепад тиску, що іноді може виявитися достатнім, щоб подолати «пороговий тиск», що створюється капілярними силами в порових каналах невеликого радіусу. В цьому випадку почнеться витіснення води газом з порових каналів, і покриття втратить герметичність.

## ***2.2 Експлуатаційні показники ПСГ***

Будівництво ПСГ пов'язано з визначенням графіка місячного, тижневого, добового і погодинного споживання газу. На основі цих даних визначається основний ***експлуатаційний показник ПСГ*** - загальний об'єм газу, необхідний для вирівнювання сезонної нерівномірності газоспоживання.

**Загальний об'єм газу** у підземному сховищі поділяється на дві частини: активний (робочий) і буферний (залишковий) газ.

*Активний газ* – це газ, який використовується для покриття різного виду дефіциту газопостачання. Сюди ж входять державний та оперативний резерви газу.

*Буферний газ* постійно знаходиться у газосховищі під час його експлуатації і призначений для створення певного пластового тиску у ПСГ під кінець відбору активного об'єму газу, що дає змогу забезпечити необхідну продуктивність об'єкта зберігання газу, нормальні умови експлуатації пласта, підземного і наземного обладнання, а також дотримання вимог охорони надр.

За інших рівних умов співвідношення активного і буферного об'ємів газу має бути найбільш можливим, що визначається на основі детального техніко-економічного аналізу. Для більшості ПСГ, які експлуатуються, це співвідношення перебуває в межах 0,3–0,7.

Об'єм газу, необхідний для вирівнювання сезонної нерівномірності газоспоживання може бути визначений трьома методами:



- по числу градусной недостаточности и температуре и количеству тепла, необходимого на один градусо-день недостатка температуры;
- по нормам расхода газа на отопление по всем категориям потребителей;
- по коэффициентам месячной неравномерности газопотребления.

Наиболее надежным способом определения активной емкости подземного хранилища газа является определение ее по коэффициентам месячной неравномерности. При отсутствии данных о годовом потреблении газа для ориентировочных расчетов активной емкости газохранилища используют выражение:

$$Q_a = Q_{\text{Гот}} \alpha \beta + Q_{\text{Гио}} \eta, \quad (8.5)$$

где  $Q_{\text{Гот}}$  — годовое потребление газа на отопление;

$Q_{\text{Гио}}$  — годовая потребность в газе за исключением отопления;

$\alpha$  — коэффициент, учитывающий, что не весь газ, идущий на отопление, входит в активный объем газохранилища ( $\alpha = 0,4-0,8$ );

$\beta$  — коэффициент, учитывающий изменения климата в рассматриваемом районе ( $\beta = 1,2-1,5$ );

$\eta$  — коэффициент, учитывающий повышение расхода газа на технологические нужды зимой ( $\eta = 1,01-1,02$ ).

Производительность газохранилища определяется графиком годового потребления газа. При этом максимальная производительность

$$q_{\text{max}} = (1,5 - 2,0) Q_a / n_0,$$

где  $n_0$  — число дней отбора газа из газохранилища.

При определении общего объема газохранилища необходимо учитывать наличие буферного (остаточного) газа, постоянно находящегося в хранилище в период его эксплуатации, количество которого зависит от режима работы подземного хранилища газа.

При газовом режиме эксплуатации, когда во время работы вода в хранилище не поступает, объем буферного газа можно определить по формуле

$$Q_{\text{б}} = \frac{\Omega Z_{\text{ст}}}{p_{\text{ст}}} \cdot \frac{p_{\text{мин б}}}{Z_{\text{б}}}, \quad (8.6)$$

где  $Q_{\text{б}}$  — объем буферного газа, приведенный к стандартному давлению  $p_{\text{ст}}$  и пластовой температуре  $T_{\text{пл}}$ ;

$\Omega$ —объем парового пространства газонасыщенного коллектора;

$p_{\text{мин б}}$  — минимальное (буферное) рабочее давление в конце периода отбора газа;

$Z_{\text{б}}$  — коэффициент сжимаемости природного газа при  $p_{\text{мин б}}$  и  $T_{\text{пл}}$ ;

$Z_{\text{ст}} = 1$ .

С учетом технических и экономических факторов объем буферного газа лежит в пределах 60-120 % от объема газа, подлежащего хранению.

Максимально допустимое давление в хранилище определяется по формуле

$$p_{\text{макс д}} \leq p_{\text{б1}} = \eta_{\text{г}} p_{\text{гс}}, \quad (8.7)$$

где  $P_{\text{бг}}$  - боковое горное давление;

$\eta_{\text{г}}$ —коэффициент, зависящий от угла внутреннего трения  $\varphi$  горной породы;

$p_{\text{гс}}$  — гидростатическое давление;

$p_{\text{гс}} = \rho_{\text{ср}} g H_0$ ;

$\rho_{\text{ср}}$  — средняя плотность пород,  $\rho_{\text{ср}} = 2650 \text{ кг/м}^3$ ;

$H_0$  — общая мощность пород разреза под кровлей газохранилища.

Для пластичных пород

$$\eta_{\text{г}} = \frac{1,73 - \text{tg}\varphi}{1,73 + 2\text{tg}\varphi} \quad (8.8)$$

При наличии глинистой покрывки мощностью более 3 м максимально допустимое давление можно определить по формуле

$$p_{\text{макс д}} = \eta_0 \rho_{\text{в}} g H_0, \quad (8.9)$$

где  $\eta_0$  — коэффициент, зависящий от степени надежности покрывки, доброкачества цементажа и технологии хранения газа,  $\eta_0 = 1,3-1,5$ ;

$\rho_{\text{в}}$  — плотность воды.

### 2.3 Ефективність роботи ПСГ та вимоги до них

Ефективність роботи підземних сховищ газу визначається *максимальним і мінімальним пластовими тисками*. *Максимальний пластовий тиск* відповідає повному заповненню підземного сховища, *мінімальний* – буферному об'єму газу в пласті.

Окрім цього, розрізняють **максимально допустимий тиск** у ПСГ, який може бути рівним або вищим від максимального. Максимально допустимий тиск у сховищі залежить від конкретних геолого-промислових умов: глибини залягання пласта; висоти пастки, в якій створюється ПСГ; особливостей тектонічної будови структури; товщини, пластичності, міцності та проникності покришки, яка перекриває місткість сховища; режиму роботи пласта тощо.

В кожному окремому випадку він повинен бути визначений на основі детального геолого-промислового аналізу та спеціально проведених лабораторних досліджень.

Вітчизняний та зарубіжний досвід створення ПСГ свідчить про те, що величина максимально допустимого тиску може сягати 1,3–1,5 нормального гідростатичного тиску. Для ПСГ, які створюються у виснажених газових, газоконденсатних та газонафтових покладах, максимальний пластовий тиск часто приймається рівним початковому пластовому тиску, який був до введення їх у розробку. За наявності водонапірного режиму роботи пласта, з метою запобігання обводнення місткості ПСГ, максимальний пластовий тиск повинен бути дещо вищим. У цьому випадку часто приймається, що середній пластовий тиск при експлуатації сховища повинен бути близьким до тиску пластової водонапірної системи. За даних умов слід забезпечити запобігання перетоків газу за структурний поріг пастки та герметичність пласта-покришки.

При створенні ПСГ у пастках пластових водонапірних систем з метою підтримання сформованого газового покладу у заданих об'ємах максимальний пластовий тиск, як правило, становить 1,1–1,4 від нормального гідростатичного тиску.

**Створювані підземні сховища газу повинні відповідати таким вимогам:**

а) підземне сховище газу має розміщатися поблизу великих споживачів газу. Вважається, що оптимальна відстань ПСГ від споживача не повинна перевищувати 0,1 довжини магістрального газопроводу;

б) місткість сховища (або групи сховищ) повинна забезпечувати зберігання даного об'єму активного газу (з врахуванням резерву);

в) для ПСГ, які працюють в сезонному режимі, система облаштування та устаткування (свердловини, ДКС, система підготовки газу) має забезпечити заданий постійний відбір газу протягом 90–100 діб при тривалості сезону відбору 120–150 діб. Резервний об'єм газу повинен бути забезпечений заданими потужностями для його відбору в будь-яку пору року.

Добова продуктивність газосховищ, які працюють у піковому режимі, повинна становити не менше 2 % від об'єму активного газу;

г) оптимальна глибина залягання ПСГ 600–1500м, що забезпечує використання одних і тих же газоперекачувальних агрегатів як при закачуванні, так і при відбиранні газу.

При зменшенні глибини залягання ПСГ закачування газу може здійснюватися безкомпресорним способом, проте за цих умов суттєво збільшується частка буферного газу.

При великих глибинах залягання ПСГ більша частина газу може бути відібрана безкомпресорним способом, але при цьому різко збільшуються капітальні вигради на будівництво свердловин та на компресування газу при закачуванні;

д) пастка, в якій створюється сховище, має бути герметичною. При створенні ПСГ у виснажених родовищах особливу увагу слід приділяти якості будівництва свердловин, які використовуються при розробці.

При створенні ПСГ у водоносних структурах у межах регіональних зон газонафтонагромаджень повинна встановлюватися причина відсутності в останніх покладів газу і нафти;

е) *пласт, в якому створюється сховище, повинен бути щільним, однорідним, з високою проникністю порід-колекторів (0,1 – 0,3 мкм<sup>2</sup>), що забезпечує високі робочі дебіти свердловин при високому ступені його дронування.*

**За технологічним призначенням свердловини на підземних сховищах газу поділяються на:**

а) *нагнітально-видобувні (експлуатаційні) для закачування та відбирання газу;*

б) *нагнітальні (тільки для закачування газу);*

в) *спостережні (для спостережень за тиском газу в межах газового покладу);*

г) *п'єзометричні (для спостережень за тиском у законтурній частині покладу і нижче площини ППК);*

д) *контрольні (для спостережень за контрольними горизонтами, що залягають вище об'єкта зберігання газу);*

е) *розвантажувальні (для розвантажування пласта при створенні ПСГ у водоносних структурах);*

є) *поглинальні (для скидання промстоків та пластових вод, які відбираються при розвантаженні водоносного пласта в процесі створення ПСГ у водоносних структурах);*

ж) *геофізичні (без розкриття пласта), які використовуються для спостережень за зміною газонасиченості вздовж розрізу свердловини.*

Усі свердловини, передбачені бурінням у межах підземного сховища газу, мають бути герметичними. Потрібно виключити витоки газу через нещільності обсадних колон та гирлового обладнання, а також заколонні перетоки газу.

Конструкція свердловин повинна відповідати існуючим правилам та нормам. *Всі свердловини, які проходять через об'єкт зберігання газу, слід бурити зі спуском проміжної (технічної) колони до покрівлі продуктивного пласта.*

Якщо нижня частина розрізу складається зі щільних стійких порід, проміжна колона може бути спущена на 100–300м вище покрівлі продуктивного пласта. У ряді випадків при великих глибинах залягання об'єкта зберігання і складних геологічних умовах кількість технічних колон може бути збільшена. Експлуатаційна колона спускається, як правило, до глибини на 10–20м нижче підшови продуктивного пласта.

Якщо об'єкт зберігання представлений масивним водоплавним покладом, експлуатаційна колона може бути спущена на 10–20м нижче площини газо-водяного контакту (ГВК), залежно від характеру дренування покладу.

Згідно з існуючими правилами всі колони цементуються з підйомом цементного розчину до гирла свердловини. Різьбові з'єднання колон повинні забезпечувати повну їх герметичність при проектних технологічних параметрах експлуатації сховища. Розкриття продуктивного пласта здійснюють кумулятивними перфораторами типу ПК-103, ПК-105, ПК-95Н зі щільністю 15–20 отворів на погонний метр. Застосування безкорпусних перфораторів (ПКС-80, ПКС-105) в зв'язку з руйнуванням цементного кільця і колони не рекомендується.

В умовах щільних колекторів розкриття пласта може здійснюватися шляхом спуску готового фільтру, який є продовженням експлуатаційної колони, з наступною манжетною заливкою. В цьому випадку з метою уникнення обводнення вибій свердловини повинен бути встановлений не менше, ніж на 10–15м вище площини ГВК.

При створенні ПСГ у водоносних структурах чи в обводнених газових покладах залежно від умов дренування пласта, розтікання газу в пласті, характеру обводнення свердловин під час відбору газу розкривають тільки нижню або верхню частину продуктивного пласта. При цьому окремі свердловини можуть використовуватись тільки для закачування (нагнітальні) або відбирання газу (видобувні).

В умовах крихких, нестійких колекторів для забезпечення заданої продуктивності свердловини обладнуються спеціальними фільтрами:

гравійними (намивними чи виготовленими на поверхні), дротяними, керамічними, металокерамічними, полімерними тощо. В ряді випадків кріплення привибійної зони здійснюється шляхом закачування спеціальної смоли (фенолформальдегідної, карбамідної, феноло-спиртів та ін.), цементного або цементно-піщаного розчину.

Розкриття продуктивного пласта на ПСГ відкритим вибоєм не рекомендується: ускладнюються умови експлуатації свердловин, не забезпечується надійний контроль за роботою окремих пластів. В умовах низькопроникних колекторів з метою збільшення продуктивності свердловин застосовується той же комплекс робіт з інтенсифікації припливу газу, що і при розробці газових покладів: солянокислотна, глинокислотна, азотноспиртосолянокислотна обробки, гідравлічний розрив пласта, гідронизькострумна перфорація, обробка привибійної зони пласта розчинами ПАР тощо.

Діаметр експлуатаційної та проміжної колон залежить від діаметра насосно-компресорних труб (НКТ), які повинні забезпечити задану продуктивність свердловин з мінімальними витратами енергії та винос з вибою рідини і твердих частинок.

У вітчизняній практиці створення ПСГ, як правило, застосовуються НКТ зі зовнішнім діаметром 73, 88,9 і 114,3мм. Для перших двох діаметр експлуатаційної колони повинен становити 146мм, для третього – 168,3мм.

В окремих випадках при створенні ПСГ в умовах потужних високопроникних колекторів з метою забезпечення високої продуктивності (700 – 1000 тис.м<sup>3</sup>/добу і більше) в якості НКТ може бути використана 168,3мм колона. Діаметр експлуатаційної колони в цьому випадку повинен бути не меншим за 219,1мм.

Діаметр проміжних колон і кондуктора визначається залежно від діаметра експлуатаційної колони та умов будівництва свердловин у даному регіоні.

З метою ефективного очищення вибою свердловини від рідини і породи НКТ спускають або до середини працюючого інтервалу (при його товщині до 20–30м), або до глибини на 10–20м вище нижніх перфораційних отворів.

Виходячи з техніко-економічних міркувань, найбільш раціональною системою розміщення свердловин на структурі є групове розміщення свердловин у склепінні структури з відстанями між свердловинами 70–100м. Але, як свідчить досвід експлуатації ПСГ, у зв'язку з високими темпами закачування і відбирання газу, в цих умовах виникають потужні репресійні та депресійні воронки у склепінні структури і малоактивні (застійні) зони в приконтурних областях, що при фіксованому максимальному та мінімальному пластовому тисках у робочій зоні призводить до суттєвого зниження активного об'єму газу (на 10–30 % і більше) і зростання буферного об'єму газу.

*Виходячи з рівномірного дренажу газозаповненого пласта, оптимальною є умова  $q_i/\alpha_{ni}\Omega_{ni} = const$  (де  $\alpha_{ni}$ ,  $\Omega_{ni}$  – відповідно коефіцієнт початкової газонасиченості і поровий об'єм пласта в зоні дренажу  $i$ -ї свердловини;  $\alpha_{ni}\Omega_{ni}$  – газонасичений поровий об'єм, який дренажується  $i$ -ю свердловиною;  $q_i$  – робочий дебіт  $i$ -ї свердловини).*

*На практиці свердловини переважно розміщують на структурі за рівномірною сіткою зі згущенням у зонах розвитку колекторів, що дає змогу значно зменшити потрібну кількість свердловин.*

## 2.4 Експлуатаційні показники підземного сховища газу

Розрахункові параметри ПСГ визначаються за рекомендованою методикою.

*Максимальний (активний) об'єм газу, який можна закачати в сховище, м<sup>3</sup>:*

$$V_a = \Omega \cdot \left( \frac{P_k}{Z_k} - \frac{P_{\Pi}}{Z_{\Pi}} \right) \cdot 10, \quad (2.1)$$



де  $\Omega$  – об'єм порового простору, м<sup>3</sup>;  $P_n$  і  $P_k$  – початковий і кінцевий тиск у сховищі при закачуванні, МПа;  $Z_n$  і  $Z_k$  – коефіцієнти стисливості газу при  $P_n$  і  $P_k$ .

*Буферний об'єм газу в сховищі, м<sup>3</sup>:*

$$V_6 = 10 \cdot \Omega \cdot P_n. \quad (2.2)$$

*Загальний об'єм газу в сховищі, м<sup>3</sup>:*

$$V_3 = V_a + V_6. \quad (2.3)$$

*Співвідношення об'ємів активного і буферного газу:*

$$\eta = \frac{V_a}{V_6}. \quad (2.4)$$

*Об'єм порового простору сховища при відборі газу:*

$$\Omega = \frac{V_a}{P_k - P_n} \quad (2.5)$$

*Забійний тиск можна визначити за формулою Г.А. Адамова:*

$$P_3 = \sqrt{P_2^2 \cdot e^{2S} + \frac{1,377 \cdot \lambda \cdot Z^2 \cdot T^2}{d^5} \cdot (e^{2S} - 1) \cdot Q^2}, \quad (2.6)$$

де  $P_2$  – тиск газу на гирлі свердловин, МПа;  $\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору фонтанних труб;  $d$  – внутрішній діаметр труб, см;  $Q$  – об'єм закачаного газу на одну свердловину, тис. м<sup>3</sup>/добу;  $T$  – середня температура газу, К;  $T_3$  – температура газу в вибої, К;  $T_2$  – температура газу на буфері свердловини, К;  $e$  – основа натурального логарифма.

$$T = \frac{T_3 + T_2}{2} \quad (2.7)$$

*Показник ступеня  $S$  визначається по формулі:*

$$S = \frac{0,03415 \cdot \Delta \cdot L}{Z \cdot T}, \quad (2.8)$$

де  $\Delta$  – відносна густина газу за повітрям;  $L$  – глибина свердловини, м.

*Тиск на гирлі* нагнітальної свердловини в кінці періоду закачування:

$$P_y = \sqrt{P_3 e^{2S} - \frac{1,377 \cdot Z^2 \cdot T^2 \cdot Q^2}{d^5} \cdot (e^{-2S} - 1)}, \quad (2.9)$$

де  $P_3$  – максимально допустимий тиск у сховищі, Па.

Показник ступеня  $2S$  визначається за формулою:

$$2S = \frac{0,06833 \cdot \Delta \cdot t}{Z \cdot T}. \quad (2.10)$$

Необхідна кількість компресорів для закачування газу в пласт у кінці періоду закачування:

$$n_k = Q/q_k, \quad (2.11)$$

де  $q_k$  – продуктивність одного компресора, м<sup>3</sup>/добу.

## ***Питання для контролю знань та обговорення***

- 1. Охарактеризуйте мережу підземних сховищ газу України.*
- 2. Які географічні умови розташування ПСГ?*
- 3. Наведіть основні елементи ПСГ та вимоги до них.*
- 4. Які режими роботи газових покладів використовують при експлуатації ПСГ?*
- 5. Яке призначення буферного газу?*
- 6. Наведіть основні розрахункові параметри підземного сховища газу.*
- 7. Охарактеризуйте основні технологічні схеми збору, розподілу і обробки газу.*
- 8. Які основні правила експлуатації ПСГ?*
- 9. Які основні параметри визначають при проектуванні будівництва ПСГ у виснаженому газовому родовищі?*
- 10. Наведіть схему нагнітання газу в пласт в умовах газового режиму.*
- 11. Як визначити максимальний об'єм газу в сховищі та максимальний забійний і гирловий тиски в кінці періоду закачування?*
- 12. Як визначити необхідне число видобувних свердловин, число компресорів для роботи ПСГ в умовах газового режиму експлуатації?*
- 13. З яких основних етапів складаються дослідження нагнітально-видобувних свердловин в процесі підземного зберігання газу?*
- 14. Які умови підземного зберігання газу у відпрацьованих нафтових і газоконденсатних родовищах?*
- 15. Як впливають фізико-геологічні параметри пласта – колектора на процеси витіснення, розчинення і випаровування нафти газом?*
- 16. Як визначають основні параметри частково виробленого нафтового пласта?*
- 17. Які методи визначення герметичності покрівлі пастки?*
- 18. Наведіть гідродинамічну розрахункову схему водонасиченого пласта при розрахунках закачування газу.*
- 19. Які методи визначення шляхів руху газу в пласті?*
- 20. Основні методи і схеми розмиву підземних ємностей.*
- 21. Як розрахувати дебіт газової свердловини?*

## Тести до Лекції 2

**002. Підземні газосховища призначені для:**

- а) створення великих баз зберігання газу;
- б) компенсації пікових і сезонних нерівномірностей споживання газу;
- в) городской системы газоснабжения;
- г) накопичення аварійного резерву і запасу;
- д) сброса промстоков .

**002. Для покриття сезонної нерівномірності газоспоживання використовуються слідуочі типи підземних газосховищ:**

- а) у виснажених нафтових і газових родовищах;
- б) у покладах кам'яної солі;
- в) льодопородні;
- г) в пористих водоносних шарах;
- д) ізотермічні.

**002. До основних елементів підземної частини газосховища відносяться:**

- а) пастка, в якій створено ПСГ ;
- б) активна ємність газу;
- в) буферний газ;
- г) водоносні структури;
- д) виснажені ємності .

**002. Свердловини підземних газосховищ за технологічним призначенням поділяються на:**

- а) нагнітально-видобувні;
- б) контрольні;
- в) розвантажувальні;
- г) поглинальні;
- д) геофізичні.

**002. Для покриття пика неравномерности потребления газа рекомендуют:**

- а) - подземное хранение газа;
- б) использование буферных потребителей;
- в) использование баз сжиженного газа для получения пропан-воздушной смеси;
- г) использование баз сжиженного природного газа (метана);
- д) хранение газа в трубах под высоким давлением.

**002. Для покрытия пика неравномерности потребления газа рекомендуют:**

- а) - подземное хранение газа;
- б) использование буферных потребителей;
- в) хранение газа в газгольдерах;
- г) использование баз сжиженного природного газа (метана);
- д) хранение газа в трубах под высоким давлением.

**002. Для покрытия пика неравномерности потребления газа рекомендуют:**

- а) - подземное хранение газа;
- б) использование аккумулирующей емкости последних участков газопроводов;
- в) хранение газа в газгольдерах;
- г) использование баз сжиженного природного газа (метана);
- д) хранение газа в трубах под высоким давлением.

**002. Для покрытия пика неравномерности потребления газа рекомендуют:**

- а) - подземное хранение газа;
- б) использование емкости последних участков магистральных газопроводов;
- в) хранение газа в газгольдерах;
- г) использование баз сжиженного природного газа (метана);
- д) хранение газа в трубах под высоким давлением.

**002. Для покрытия пика неравномерности потребления газа рекомендуют:**

- а) - подземное хранение газа;
- б) использование емкости последних участков магистральных газопроводов;
- в) хранение газа в газгольдерах;
- г) использование баз сжиженного природного газа (метана);
- д) хранение газа в трубах под высоким давлением.

## 3 Режими роботи газових покладів при експлуатації ПСГ (Д-170)

### Ключові терміни (професійні компетенції)

1. Газовий режим ПСГ
2. Пластовий тиск газу, МПа
3. Водонапірний режим ПСГ
4. Етапи відбирання газу з ПСГ
5. Схеми облаштування ПСГ
6. Розрахункові параметри ПСГ
7. ПХГ в водонапорних системах

### 3.1 Газовий режим роботи ПСГ

Під час експлуатації ПСГ, створених у природних та штучних (водоносні структури) газових покладах, виділяють два режими роботи: газовий та водонапірний.

*Газовий режим*, який характеризується незмінним положенням контуру газоносності або незначним переміщенням його при циклічній експлуатації ПСГ, як правило, властивий покладам, розробка яких здійснювалась при газовому режимі або слабкому прояві водонапірного режиму. При газовому режимі можуть працювати також і деякі штучні поклади, створені у водоносних пластах.

Для характеристики режиму роботи *газового покладу* можна використати залежність зведеного середнього безрозмірного пластового тиску  $\bar{p}_{пл}$  від кількості газу в ПСГ  $\sum Q_{ПСГ}$ :

$$\bar{p}_{пл} = \frac{p_{пл} T_{ст}}{z_{пл} p_{ат} T_{пл}},$$

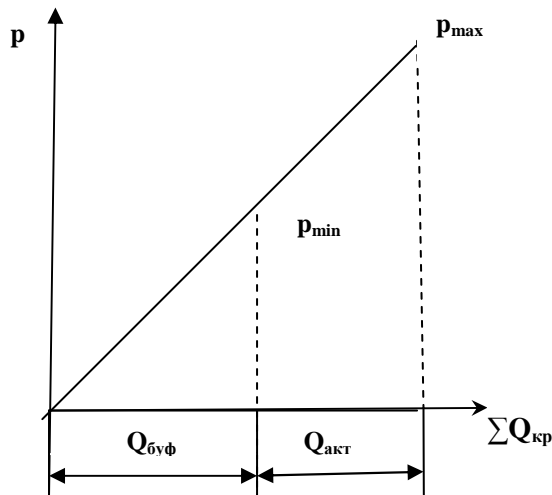
де  $p_{пл}$  і  $p_{ат}$  – відповідно пластовий і атмосферний тиски, МПа;

$T_{пл}$  і  $T_{ст}$  – пластова і стандартна температури, °К;

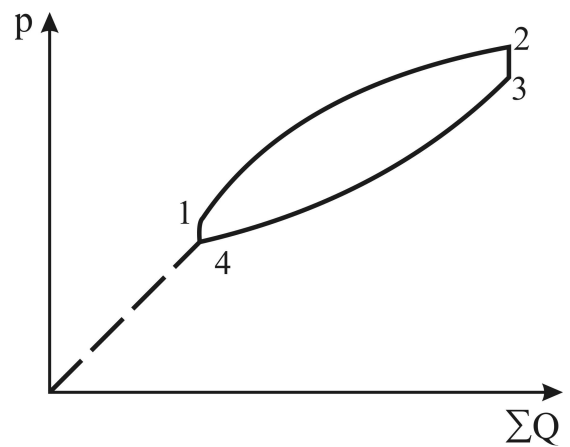
$Z_{пл}$  – коефіцієнт надстисливості газу при  $p_{пл}$  і  $T_{пл}$ .

Як видно з рис. 3.1, ця залежність для умов газового режиму є прямою лінією, яка проходить через початок координат. Котангенс

кута нахилу прямої лінії до осі абсцис дорівнює величині газонасиченого порового об'єму ПСГ.



**Рис.3.1. Графік залежності зведеного пластового тиску від кількості газу в ПСГ для умов газового режиму**



**Рис.3.2. Графік залежності зведеного пластового тиску від кількості газу в ПСГ для умов водонапірного режиму**

### 3.2 Водонапірний режим роботи ПСГ

В умовах водонапірного режиму працює більшість штучних покладів, створених у водоносних структурах, а також ПСГ, створені у газових покладах, розробка яких відбувалась при активному прояві пластових вод. Для умов водонапірного режиму графік залежності зведеного середнього безрозмірного пластового тиску від кількості газу в ПСГ має вигляд сплюсненого еліпса (рис.3.2). Під час закачування газу відбувається відтіснення пластової води і збільшення місткості покладу, що на графіку (рис.3.2) характеризується випуклою лінією 1–2. У нейтральному періоді після сезону закачування за рахунок перепаду тиску між покладом і водонапірною системою відбувається подальше розширення газового покладу, яке супроводжується зменшенням тиску (лінія 2–3).

Під час відбирання газу та нейтрального періоду перед закачуванням наявне обводнення покладу, що призводить до зменшення газонасиченого об'єму порового простору, останнього

до вихідної величини (лінії 3 – 4, 4 – 1). Поточне значення газонасиченого порового об'єму покладу на будь-який момент роботи ПСГ, без врахування защемлення газу водою, буде визначатися за формулою:

$$\alpha_{\Pi_i} \Omega_{\Pi_i} = \frac{\alpha_{\Pi_{i-1}} \Omega_{\Pi_{i-1}} \bar{p}_{\Pi_{i-1}} - \Delta Q}{\bar{p}_{\Pi_i}}, \quad (3.1)$$

де  $\Delta Q$  – сумарний об'єм закачування (відбирання) газу за момент часу

$$\Delta t (\Delta t = t_i - t_{i-1}).$$

*Особливості розрахунку технологічних параметрів циклічної експлуатації ПСГ.* При розрахунку технологічних параметрів відбирання газу з ПСГ в умовах газового режиму використовують ті ж рівняння, що і при визначенні показників розробки газового покладу.

Основні розрахункові формули для періоду закачування газу мають такий вигляд:

рівняння матеріального балансу:

$$\tilde{p}_{\Pi_i}(t) = \left( \frac{\tilde{p}_k(t)}{Z(\tilde{p}_k)} + \frac{Q_{\text{зак}}(t)}{\Omega} \right) Z(\tilde{p}), \quad (3.2)$$

де  $\tilde{p}_k$  – мінімальний середньозважений за об'ємом порового простору тиск в ПСГ у кінці періоду відбору газу;

$Q_{\text{зак}}(t)$  – сумарний об'єм газу, закачаного в ПСГ на момент часу  $t$ , зведений до стандартних умов;

рівняння припливу газу до вибою свердловини:

$$\tilde{p}_{\text{виб}}^2(t) - \tilde{p}_{\text{пл}}^2(t) = A(t)q(t) + B(t)q^2(t). \quad (3.3)$$

Для першої фази неусталеної фільтрації газу коефіцієнт фільтраційного опору  $A(t)$  в рівнянні (3.3) залежить не тільки від



середніх значень коефіцієнтів динамічної в'язкості і надстисливості газу  $(\mu Z)_{\text{cp}}$ , але є також функцією положення радіуса збуреної зони пласта  $R(t)$ , який визначається за формулою:

$$R(t) = \sqrt{R_c^2 + 4xt}, \quad (3.4)$$

де  $x$  – коефіцієнт п'єзопровідності газового пласта.

Для другої фази неусталеної фільтрації газу  $R(t) = R_c$ .

Рівняння зв'язку вибійного тиску  $p_{\text{виб}}(t)$ , тиску на головці свердловини  $p_y(t)$  і робочого дебіту газу  $q(t)$ :

$$p_{\text{виб}}(t) = \sqrt{p_y^2 e^{2s} - \Theta q^2(t)}. \quad (3.5)$$

З рівнянь (3.3) і (3.5) одержані такі вирази для визначення робочого дебіту середньої свердловини при закачуванні газу:

$$q(t) = \frac{A(\mu \cdot z)_{\text{cp}}}{2Bz_{\text{cp}}} + \sqrt{\left(\frac{A(\mu \cdot z)_{\text{cp}}}{2Bz_{\text{cp}}}\right)^2 + \frac{p_{\text{виб}}^2(t) - \tilde{p}_{\text{пл}}^2(t)}{Bz_{\text{cp}}}}, \quad (3.6)$$

або

$$q(t) = \frac{A(\mu \cdot z)_{\text{cp}}}{2(Bz_{\text{cp}} + \Theta)} + \sqrt{\left(\frac{A(\mu \cdot z)_{\text{cp}}}{2(Bz_{\text{cp}} + \Theta)}\right)^2 + \frac{p_y^2(t)e^{2s} - \tilde{p}_{\text{пл}}^2(t)}{(Bz_{\text{cp}} + \Theta)}}. \quad (3.7)$$

### 3.3 Технологічні етапи відбирання газу

При складанні технологічного проекту створення ПСГ виділяють два етапи відбирання газу.

**Перший етап** характеризується постійним відбиранням газу (як правило, протягом 90–120 діб) при постійній кількості свердловин. У цей період свердловини працюють в режимі постійного робочого дебіту  $q = \text{const}$ , який встановлюється виходячи з гранично-допустимої пластової депресії в кінці етапу або мінімального робочого тиску на вході ДКС.

Кількість експлуатаційних свердловин визначається за формулою

$$n = K_p \frac{Q}{q_{\text{ср}}}, \quad (3.8)$$

де  $Q$  – заданий постійний відбір газу, тис.м<sup>3</sup>/добу;  $q_{\text{ср}}$  – середній робочий дебіт свердловини при граничнодопустимій пластовій депресії в кінці етапу, тис.м<sup>3</sup>/добу.

**Другий етап** характеризується спадаючим відбором, який контролюється мінімальним робочим тиском на вході ДКС. Свердловини працюють в режимі постійного робочого тиску  $p_y = \text{const}$ . При цьому робочий дебіт у часі постійно зменшується. Кількість свердловин постійна або зменшується за рахунок виводу з експлуатації тимчасово обводнених свердловин.

Розрахунок технологічних показників експлуатації ПСГ для газового режиму проводять в такій послідовності:

1. Задають продуктивність ПСГ на відбирання чи закачування газу і знаходять кількість газу в ПСГ  $\Sigma Q_{\text{ПСГ}}(t)$  на прогнозний момент часу.

2. Визначають поточний середній пластовий тиск в ПСГ:

$$\tilde{p}_{\text{пл}}(t) = \frac{\sum Q_{\text{псг}}(t) p_{\text{ат}} T_{\text{пл}} z(\tilde{p}_{\text{пл}})}{\alpha_{\text{п}} \Omega_{\text{п}} T_{\text{пл}}}. \quad (3.9)$$

3. Знаходять вибійний тиск і робочий дебіт середньої свердловини на момент часу  $t$ : при відбиранні газу – залежно від технологічного режиму експлуатації свердловин; при закачуванні газу – за тими ж методиками, в яких вибійний тиск і робочий дебіт середньої свердловини визначають за формулами (4.5) – (4.7).

4. Визначають робочий тиск у процесі відбирання чи закачування газу.

**У випадку водонапірного режиму** поточний середній пластовий тиск в ПСГ при відбиранні газу знаходять, виходячи з рівняння матеріального балансу для газового покладу при водонапірному режимі.

### 3.4 Принципова технологічна схема і вимоги до облаштування підземного сховища газу

Система облаштування газосховища містить в собі сукупність певним чином розміщених і з'єднаних між собою технічних засобів, необхідних для здійснення запроектованої технології створення та експлуатації ПСГ.

Система облаштування повинна забезпечувати:

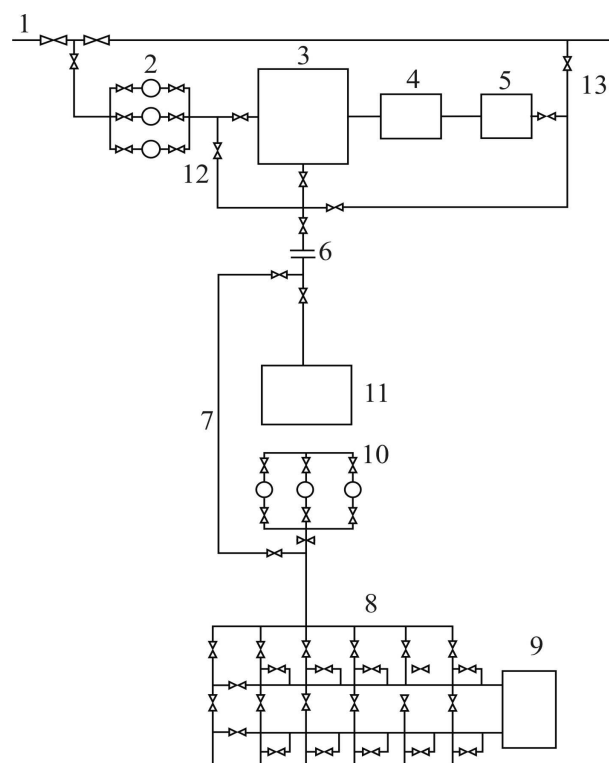
– підготовку газу під час його відбору з ПСГ згідно з існуючими вимогами. Зокрема, у газі повинні бути відсутні тверді домішки, газовий конденсат, точка роси за вологою повинна бути не більше 10°C;

– відсутність у газі під час його закачування механічних домішок, води, конденсату і машинного масла;

– замір кількості газу під час закачування та відбирання як для кожної свердловини зокрема, так і всього об'єкта зберігання в цілому;

– заданий робочий тиск на вході та виході ДКС при мінімальних втратах тиску у промислових комунікаціях.

Принципова технологічна схема облаштування сховища зображена на рис 3.3.



**Рис.3.3. Принципова технологічна схема облаштування підземного сховища газу**

У сезон закачування газ із газопроводу 1 надходить до породовловлювача 2, де очищується від механічних домішок, води і конденсату, потім іде до компресорного цеху 3. Після стиснення газ охолоджується в апараті 4, проходить очистку від машинного масла в масловіддільнику (фільтрах) 5 і надходить до замірного пункту 6. Після заміру газ колектором 7 рухається до газорозподільного пункту 8, далі через шлейфи надходить до окремих свердловин.

Під час відбирання зі сховища газ через газорозподільчий пункт 8 надходить до системи очистки 10, де за допомогою газосепараторів відділяють рідкі та тверді домішки, далі йде до системи осушування 11. Осушений газ іде через замірний пункт до компресорного цеху 3, звідки після охолодження та очистки від машинного масла подається до газопроводу 1.

Для заміру робочих дебітів і проведення дослідницьких робіт на окремих свердловинах під час закачування і відбирання газу служить установка 9, укомплектована замірним приладом і газосепаратором. Під час безкомпресорного закачування чи відбирання газ може подаватися до сховища чи газопроводу через обхідні колектори 12 або 13. Осушування газу, як правило, відбувається за допомогою діетиленгліколю. Для його відновлення служить система регенерації.

У випадку утворення кристалогідратів у стовбурі свердловини, шлейфах чи газорозподільчому пункті застосовується метиловий спирт, який подається через спеціальні трубопроводи.

Компресорні цехи можуть бути укомплектовані поршневыми або відцентровими агрегатами. Із поршневих найбільш широко застосовуються компресори 10–ГКН або МК–8. Великі підземні сховища, як правило, укомплектовуються агрегатами типу Ц–6,3 і Ц–16, продуктивність яких становить відповідно 10 і 30 млн. м<sup>3</sup>/добу.

Залежно від конкретних промислово-геологічних умов схема облаштування сховища значною мірою може бути змінена. Так, при експлуатації ПСГ, створюваних у виснажених газоконденсатних і нафтових покладах, разом з газом може виноситись значна кількість рідких вуглеводнів (конденсату). Для його відділення використовують установки низькотемпературної сепарації або масляної абсорбції.

### 3.5 Буферний газ у підземному сховищі (Д-176)

Буферний газ призначений для створення в сховищі певного тиску в кінці відбору, при якому забезпечується необхідний дебіт газу, що отримується з сховища, дотримуються вимоги охорони надр і умови транспортування газу до району споживання: для зменшення просування води в сховище; збільшення дебітів свердловин; зменшення ступеня стиснення газу на КС.

Що більший об'єм буферного газу, то більший тиск у сховищі і дебіт окремих свердловин, менша загальна кількість свердловин для відбору газу з сховища і ступінь стиснення газу на КС при подачі його споживачеві.

Об'єм буферного газу в підземному сховищі залежить від глибини залягання пастки, фізико-геологічних параметрів пласта-колектора, товщини пласта і кута нахилу структури, режиму експлуатації сховища, технологічного режиму експлуатації свердловин і тиску газу на головці свердловин в кінці періоду відбору газу. Цей тиск у свою чергу залежить від споживача, довжини, діаметру і пропускної спроможності сполучного газопроводу.

Об'єм буферного газу можна визначити з рівняння:

$$Q_b = \Omega_k \frac{\tilde{p}_k z_a}{\tilde{z}_k p_a}, \quad (3.10)$$

де  $\Omega_k$  – постійний об'єм порового простору газонасиченого колектора, м<sup>3</sup>;  $\tilde{p}_k$  – середньозважений за об'ємом порового простору пласта тиск в ПСГ в кінці періоду відбору газу.

Якщо підземне сховище утворене в пастці зцементованого пласта великої потужності, то під час його експлуатації підошовна вода пересуватиметься вгору при відборі газу і вниз при закачуванні. Об'єм газонасиченої частини покладу в цьому випадку змінюється. Частина газу в кінці періоду відбору залишається в необводненій, інша – в обводненій частині колектора. *Режим експлуатації ПСГ за таких умов називається пружно-донапірним.*

Припустимо, що газонасичений колектор представлений міцними, зцементованими породами. Він не обмежує дебіт відбираного зі свердловини газу. Проте в цьому випадку на контактні газ – вода при відборі газу тиск розподіляється нерівномірно,

найменший тиск буде під забоєм свердловини. Раніше плиска (до початку відбору газу) горизонтальна поверхня контакту «газ – вода» деформується, утворюючи під забоєм свердловини так званий *конус підошовної води*. При підйомі цієї води можливе обводнення свердловини. Свердловини на такому підземному сховищі експлуатуються в технологічному режимі граничного безводного дебіта. Конус підошовної води в цьому випадку займає стійке положення. Для подачі газу споживачеві компресорна станція часто не потрібна.

Об'єм буферного газу можна також визначити з рівняння:

$$Q_{\text{б}} = \Omega_{\text{к}} \frac{\tilde{p}_{\text{к}} z_{\text{а}}}{\tilde{z}_{\text{к}} p_{\text{а}}} + \alpha_{\text{к}} (\Omega_{\text{н}} - \Omega_{\text{к}}) \frac{\tilde{p}_{\text{в}} z_{\text{а}}}{\tilde{z}_{\text{в}} p_{\text{а}}} \quad (3.11)$$

або

$$Q_{\text{б}} = \frac{Q_{\text{а}} \frac{\tilde{p}_{\text{к}}}{\tilde{z}_{\text{к}}} [1 + \alpha_{\text{к}} (\psi - 1)]}{\psi \left( \frac{p_{\text{н}}}{z_{\text{н}}} - \alpha_{\text{к}} \frac{\tilde{p}_{\text{к}}}{\tilde{z}_{\text{к}}} \right) - \frac{\tilde{p}_{\text{к}}}{\tilde{z}_{\text{к}}} (1 - \alpha_{\text{к}})} \quad (3.12)$$

де  $\Omega_{\text{н}}$   $\Omega_{\text{к}}$  – відповідно початковий (до початку відбору газу) і кінцевий необводнений об'єми порового простору ПСГ, м<sup>3</sup>;

$\tilde{p}_{\text{к}}$   $\tilde{p}_{\text{в}}$  – середньозважені за об'ємом відповідно необводненої і обводненої частини порового простору пласта приведені тиски, МПа;

$\alpha_{\text{к}}$  – коефіцієнт об'ємної газонасиченості обводненої зони, частки одиниць;

$$\psi = \Omega_{\text{н}} / \Omega_{\text{к}}, \quad (3.13)$$

де  $Q_{\text{а}}$  – об'єм активного газу, м<sup>3</sup>;

$p_{\text{н}}$  – приведений тиск в підземному сховищі до початку відбору газу, МПа.

Об'єм буферного газу, визначений з урахуванням технологічних умов експлуатації підземного сховища, часто не задовольняє економічним вимогам. При цьому витрати на зберігання газу за час роботи сховища більші від мінімальних. Буферний газ є продукцією,

що має певну ціну. Зрозуміло, що чим вища ціна буферного газу, тим менше його повинно бути в сховищі за інших рівних умов.

Об'єм буферного газу окрім технологічних чинників залежить від капітальних вкладень в буріння свердловин, експлуатаційних витрат при їх роботі, вартості одиниці об'єму буферного газу і експлуатаційних витрат на його закачування і заповнення, капітальних вкладень в будівництво КС і експлуатаційних витрат на її роботу.

Об'єм буферного газу складає від 60 до 140 % робочого газу. Витрати на буферний газ і його закачування в ПСГ еквівалентні капітальним вкладенням при споруді ПСГ. Об'єм буферного газу, кількість експлуатаційних свердловин і потужність КС взаємозв'язані.

### 3.6 Розрахунки параметрів підземного сховища газу (Д-178)

Розрахункові параметри ПСГ визначаються за рекомендованою методикою.

*Максимальний (активний) об'єм газу, який можна закачати в сховище, м<sup>3</sup>:*

$$V_a = \Omega \cdot \left( \frac{P_k}{Z_k} - \frac{P_n}{Z_n} \right) \cdot 10, \quad (3.14)$$

де  $\Omega$  – об'єм порового простору, м<sup>3</sup>;  $P_n$  і  $P_k$  – початковий і кінцевий тиск у сховищі при закачуванні, МПа;  $Z_n$  і  $Z_k$  – коефіцієнти стисливості газу при  $P_n$  і  $P_k$ .

*Буферний об'єм газу в сховищі, м<sup>3</sup>:*

$$V_b = 10 \cdot \Omega \cdot P_n. \quad (3.15)$$

*Загальний об'єм газу в сховищі, м<sup>3</sup>:*

$$V_z = V_a + V_b. \quad (3.16)$$

*Співвідношення об'ємів активного і буферного газу:*

$$\eta = \frac{V_a}{V_b}. \quad (3.17)$$

Об'єм порового простору сховища при відборі газу:

$$\Omega = \frac{V_a}{P_k - P_{II}} \quad (3.18)$$

Забійний тиск можна визначити за формулою Г.А. Адамова:

$$P_3 = \sqrt{P_2^2 \cdot e^{2S} + \frac{1,377 \cdot \lambda \cdot Z^2 \cdot T^2}{d^5} \cdot (e^{2S} - 1) \cdot Q^2}, \quad (3.19)$$

де  $P_2$  – тиск газу на гирлі свердловин, МПа;  $\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору фонтанних труб;  $d$  – внутрішній діаметр труб, см;  $Q$  – об'єм закачаного газу на одну свердловину, тис. м<sup>3</sup>/добу;  $T$  – середня температура газу, К;  $T_3$  – температура газу в вибої, К;  $T_2$  – температура газу на буфері свердловини, К;  $e$  – основа натурального логарифма.

$$T = \frac{T_3 + T_2}{2} \quad (3.20)$$

Показник ступеня  $S$  визначається по формулі:

$$S = \frac{0,03415 \cdot \Delta \cdot L}{Z \cdot T}, \quad (3.21)$$

де  $\Delta$  – відносна густина газу за повітрям;  $L$  – глибина свердловини, м.

Тиск на гирлі нагнітальної свердловини в кінці періоду закачування:

$$P_y = \sqrt{P_3 e^{2S} - \frac{1,377 \cdot Z^2 \cdot T^2 \cdot Q^2}{d^5} \cdot (e^{-2S} - 1)}, \quad (3.22)$$

де  $P_3$  – максимально допустимий тиск у сховищі, Па.

Показник ступеня  $2S$  визначається за формулою:



$$2S = \frac{0,06833 \cdot \Delta \cdot t}{Z \cdot T} \quad (3.23)$$

Необхідна кількість компресорів для закачування газу в пласт у кінці періоду закачування:

$$n_k = Q/q_k \quad (3.24)$$

де  $q_k$  – продуктивність одного компресора, м<sup>3</sup>/добу.

### **Сезонная неравномерность газопотребления и способы компенсации**

В крупных городах существует большой разрыв между зимним и летним потреблением газа. Летом потребляется меньше в связи с отключением отопления и отъездом жителей на отдых. В этих случаях отключают часть компрессоров на КС, и газопровод работает с недогрузкой, что приводит удорожанию перекачки газа.

Иногда вводят принудительный график газопотребления. В зимнее время предприятия отключают от газовой части сети и они используют другой вид топлива – уголь, мазут.

Наиболее рационально – хранение летних избытков газа в подземном хранилище (ПХГ) вблизи района потребления с выдачей их в период повышенного потребления в городскую сеть. В этом случае имеет место полная загрузка газопровода в течение года. Отношение количества газа, подаваемого газопроводом к его пропускной способности, называется коэффициентом загрузки.

Если нет подземного хранилища (ПХГ), то магистральный газопровод проектируют на зимнее потребление. В летнее время часть оборудования простаивает. При наличии подземного хранилища магистральный газопровод проектируют на среднемесячную потребность газа. Избыток газа в летний период будет закачиваться в подземное хранилище (ПХГ), а в зимний пополняться из него.

При этом все КС от промысла до ПХГ будут работать круглый год с полной нагрузкой. Станции от ПХГ до потребителя летом будут с пониженной подачей, а зимой – с повышенной.

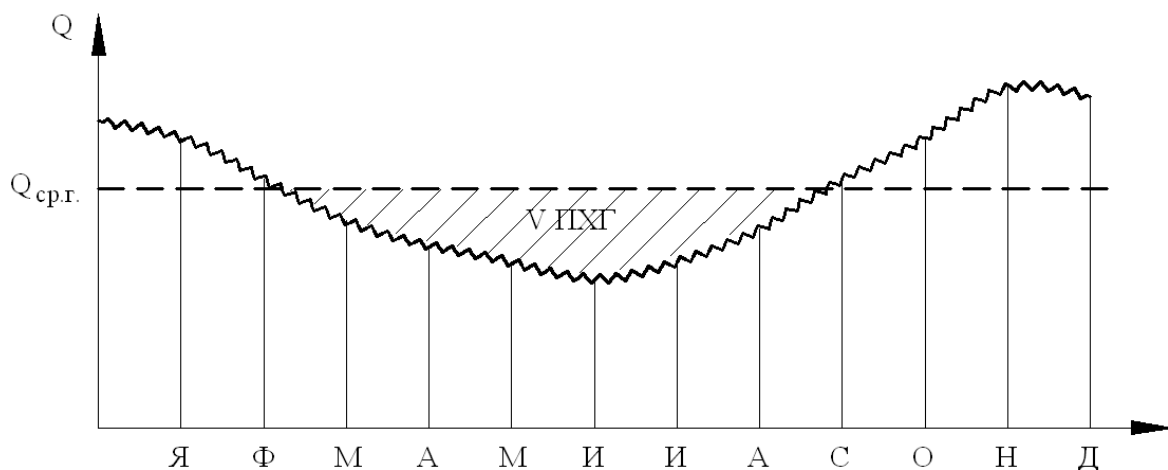
Для определения требуемой вместимости ПХГ составляют график потребления газа, которое должно быть равно разности между количествами подаваемого и потребляемого за сезон (летний и зимний) газа.

При составлении баланса подачи и расхода газа потребителем имеет место 5 категорий:

1. Бытовое потребление – дом, пища, теплая вода;

2. Коммунально-бытовое потребление – бани, школы, больницы и т.д.;
3. Промышленное потребление;
4. Отопление жилых и общественных зданий;
5. Потребление газа а/т.

На основании СНиП в соответствии с нормами расходы строятся годовые графики, на основании которых определяется сезонная неравномерность, которую компенсируют ПХГ.



Как вы уже знаете, ПХГ устраивают в истощенных газовых и нефтяных месторождениях, в водоносных пластах, в соляных куполах. В искусственных выработках – заброшенных шахтах – хранят сжиженные газы.

Экономическая эффективность ПХГ тем выше, чем больше его полезная вместимость. Она должна составлять не менее нескольких сотен миллионов кубометров. ПХГ в истощенных пластах более эффективны:

- наличие залежи гарантирует возможности хранения газа;
- при обустройстве ПХГ отпадает необходимость проведения разведочных работ, бурения скважин и т.д.
- возможность использования промысловых коммуникаций;
- допустимое давление в подземном хранилище можно принять разным или несколько большим первоначального давления.

Проектирование, создание и эксплуатация ПХГ имеют свои особенности, однако в основу положен принцип разработки газовых месторождений.

В истощенных нефтяных залежах при хранении газа часть тяжелых углеводородов оставшейся нефти переходит в газообразное состояние и извлекается из пласта вместе с хранимым газом.

### **ПХГ в водонапорных системах**

Создают путем вытеснения или оттеснения воды газом. При вытеснении вода из пласта удаляется через разгрузочные скважины, при оттеснении – перемещается в водонапорную систему.

Пласт – коллектор, предназначенный для ПХГ, должен находиться вблизи мест потребления для снижения затрат на коммуникации по транспортированию. Для предотвращения потерь газа кровля пласта должна быть плотной и прочной. На глубинах 300 – 100 м. мощность кровли из глины, крепких известняков и доломитов без трещин и разломов может быть достаточной величины 5 – 15 м. Находящийся в ловушке газ снизу и по краям подпирается водой.

Наиболее экономичными считают ПХГ на глубине 300 – 600 м.

К ПХГ газ подается по отводу от магистрального газопровода с давлением 2 - 2,5 МПа.

Газ поступает в пылеуловитель (1), затем в компрессоры для компримирования (2) в две ступени до 11 – 12,5 МПа. После охлаждения в холодильниках (3) или градирне газ очищают от компрессорного масла, т.к. при попадании масла в поры пласта ухудшается проницаемость призабойной зоны и уменьшается продуктивность скважины. Установка по очистке от масла состоит из циклонных сепараторов (4), угольных адсорберов (5) и керамических фильтров (6), с помощью которых улавливаются частицы сконденсированных тяжелых углеводородов и масла.

Пройдя все эти аппараты, охлажденный и очищенный газ поступает на ГРП (7) для распределения его потока по скважинам и замера количества газа, закачиваемого в каждую скважину.

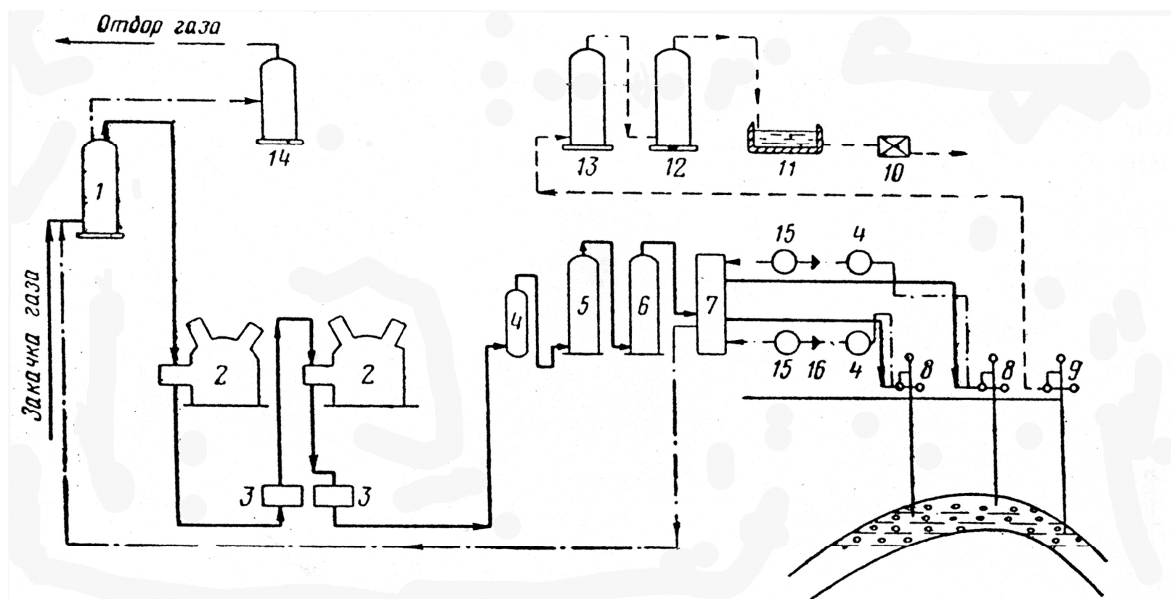


Рис. Технологическая схема закачки и отбора газа из подземного хранилища в водоносном пласте:

1 — пылеуловитель; 2 — газомотокомпрессор; 3 — холодильник; 4 — циклонный сепаратор; 5 — угольный адсорбер; 6 — керамический фильтр; 7 — газораспределительный пункт; 8 — эксплуатационные скважины; 9 — разгрузочные скважины; 10 — насос; 11 — бассейн; 12 — трап низкого давления; 13 — трап высокого давления; 14 — контактор; 15 — газосепаратор; 16 — редуцирующий штуцер

При отборе газ из эксплуатационных скважин поступает на ГРП (7) по индивидуальным шлейфам, куда для предотвращения гидратообразования подают метиловый спирт. На ГРП производят двухступенчатую сепарацию газа от капельной влаги в циклонных сепараторах.

Редуцируют давление газа с помощью индивидуальных штуцеров, понижая давление до величины, необходимой конкретному потребителю. Далее газ направляется на диэтиленгликолевую установку осушки, пройдя через пылеуловителя а оттуда с точкой росы – 2- 5<sup>0</sup>С поступает в магистральный газопровод и идет потребителю.

При эксплуатации ПХГ в водоносном пласте вытесняемая вода при закачке попадает в трапы высокого (13) и низкого (12) давления, оттуда в бассейн (11) и далее насосом закачивается через поглоотительные скважины в более удаленные пласты.

## *Питання для контролю знань та обговорення*

1. Які режими роботи газових покладів визначають при експлуатації ПСГ?
2. Призначення буферного газу?
3. Наведіть основні розрахункові параметри підземного сховища газу.
4. Охарактеризуйте технологічні схеми збору, розподілу і обробки газу
5. Охарактеризуйте основні етапи відбирання газу
6. В якій послідовності виконують розрахунок технологічних показників експлуатації ПСГ для газового режиму?
7. Які основні параметри визначають при проектуванні будівництва ПСГ у виснаженому газовому родовищі?
8. Наведіть схему нагнітання газу в пласт в умовах газового режиму.
9. Як визначити максимальний об'єм газу в сховищі та максимальний забійний і гирловий тиски в кінці періоду закачування?
10. Як визначити необхідне число видобувних свердловин, число компресорів для роботи ПСГ в умовах газового режиму експлуатації?
11. З яких основних етапів складається процес закачування газу із газопроводу?
12. З яких основних етапів складається процес відбирання газу зі сховища?
13. Які показники визначають об'єм буферного газу в підземному сховищі?
14. Які заходи використовуються для запобігання утворення кристалогідратів у стовбурі свердловини?
15. Яким чином буферний газ впливає на економічні показники підземного зберігання газу?

## Тести до Лекції 3

**003.** При експлуатації ПСГ виділяють такі режими роботи:

- а) максимальний пластовий тиск
- б) газований тиск;
- в) мінімальний газований тиск;
- г) водонапірний тиск;
- д) нормальний гідростатичний тиск.

**003.** Технологічні проекти ПСГ передбачають наступні етапи відбирання газу:

- а) з постійним відбиранням;
- б) нейтральний період;
- в) зі спадаючим відбором;
- г) водонапірний режим;
- д) газований режим .

**003.** При відборі газу з газосховища система його облаштування повинна забезпечувати:

- а) підготовку газу під час його відбору;
- б) відсутність у газі твердих домішок;
- в) відповідну точку роси за вологою;
- г) відсутність у газі конденсату;
- д) відсутність.

**003.** При закачуванні газу в газосховище система облаштування ПСГ повинна забезпечувати:

- а) відсутність у газі конденсату;
- б) відсутність у газі механічних домішок;
- в) відсутність у газі води;
- г) відсутність у газі машинного масла ;
- д) заданий робочий тиск на вході дотискувальної компресорної станції.

**003.** Для закачування газу із газопроводу система облаштування ПСГ повинна включати:

- а) породовловлювач для очистки газу від механічних домішок;
- б) компресорний цех;
- в) охолоджувальні апарати;
- г) масловіддільнику;
- д) замірного пункту.

**003. Для відбирання газу з ПСГ система його облаштування повинна включати:**

- а) газорозподільчий пункт;
- б) систему очистки газу від твердих домішок;
- в) систему осушки ;
- г) компресорний цех ;
- д) систему охолодження газу.

**003. Установа для заміру робочих дебітів і проведення дослідницьких робіт комплектується:**

- а) замірним приладом;
- б) обхідними колекторами;
- в) газосепаратором;
- г) поршневим агрегатом;
- д) від центровим агрегатом.

**003. Для боротьби з кристалогідратами застосовується:**

- а) низькотемпературна сепарація;
- б) метиловий спирт;
- в) система регенерації ;
- г) діетиленгліколь;
- д) масляна абсорбція.

**003. Система облаштування ПСГ повинна забезпечувати:**

- а) підготовку газу під час його відбору;
- б) замір кількості газу під час його закачування;
- в) замір кількості газу під час його відбирання;
- г) заданий робочий тиск на вході ДКС;
- д) заданий робочий тиск на виході ДКС.

## 4. Технологічні схеми та процеси підземних газосховищ (збір, розподіл та обробка газу) (Д-180)

### Ключові терміни (професійні компетенції)

1. Устаткування наземної частини ПСГ
2. Сутність процесу закачування газу у сховище
3. Сутність процесу відбору газу з ПСГ
4. Технологічні схеми для нагнітання газу
5. Обладнання ПСГ для відбору газу.
6. Регулярні дослідження свердловин.
7. Методи герметизації підземних сховищ.

### 4.1 Загальні відомості про процеси зберігання газу

Газ, що закачується в підземне сховище, стискається компресорами до необхідного тиску. В процесі стиснення газ нагрівається і забруднюється парами компресорного масла.

Сконденсовані на забої свердловини пари масла огортають зерна піску, зменшують перетин порових каналів і фазову проникність для закачуваного газу. Це, у свою чергу, сприяє зменшенню витрат закачуваного газу і підвищенню тиску нагнітання. Тому нагрітий газ перед закачуванням в свердловину охолоджують з метою зменшення додаткової температурної напруги в арматурі фонтану, обсадній колоні, цементному камені за колоною, виникнення відриву цементного каменя від колони і утворення тріщин в ньому, тобто для збереження герметичності свердловин.

В процесі зберігання газ збагачується парами води. При відборі з його потоком виносяться суспензії (піщинки, частинки глини, цементного каменя тощо). Тому в процесі відбирання із сховища газ очищається від твердих суспензій і осушується від вологи.

До поверхневого устаткування ПСГ пред'являють такі вимоги:

- 1) обробка відбираного з ПСГ газу до кондицій протягом всього циклу відбору газу і подачі його до магістрального газопроводу;
- 2) використання тиску газу для отримання товарних кондицій відбираного газу з сховища;
- 3) дистанційне керування і контроль (експлуатація без участі обслуговуючого персоналу);
- 4) відповідність законам про охорону навколишнього середовища.



На рис. 4.1 приведена схема устаткування ПСГ, згідно з якою передбачені компресорні цехи, блоки осушення газу і очищення його від механічних домішок і масла, газорозподільні пункти (ГРП) і свердловини. Компресорні цехи оснащені компресорами типу 10ГК і 10ГКМ, а також газомотокомпресорами типу 10ГКН. Для виміру кількості газу, що закачується, і відбираного зі свердловин, видалення вологи з газу при відборі, регулювання тиску закачування і відбору побудовані газорозподільні пункти, на яких встановлені сепаратори, автомати відключення і будівлі, де знаходяться регулюючі клапани і витратоміри для кожної свердловини.

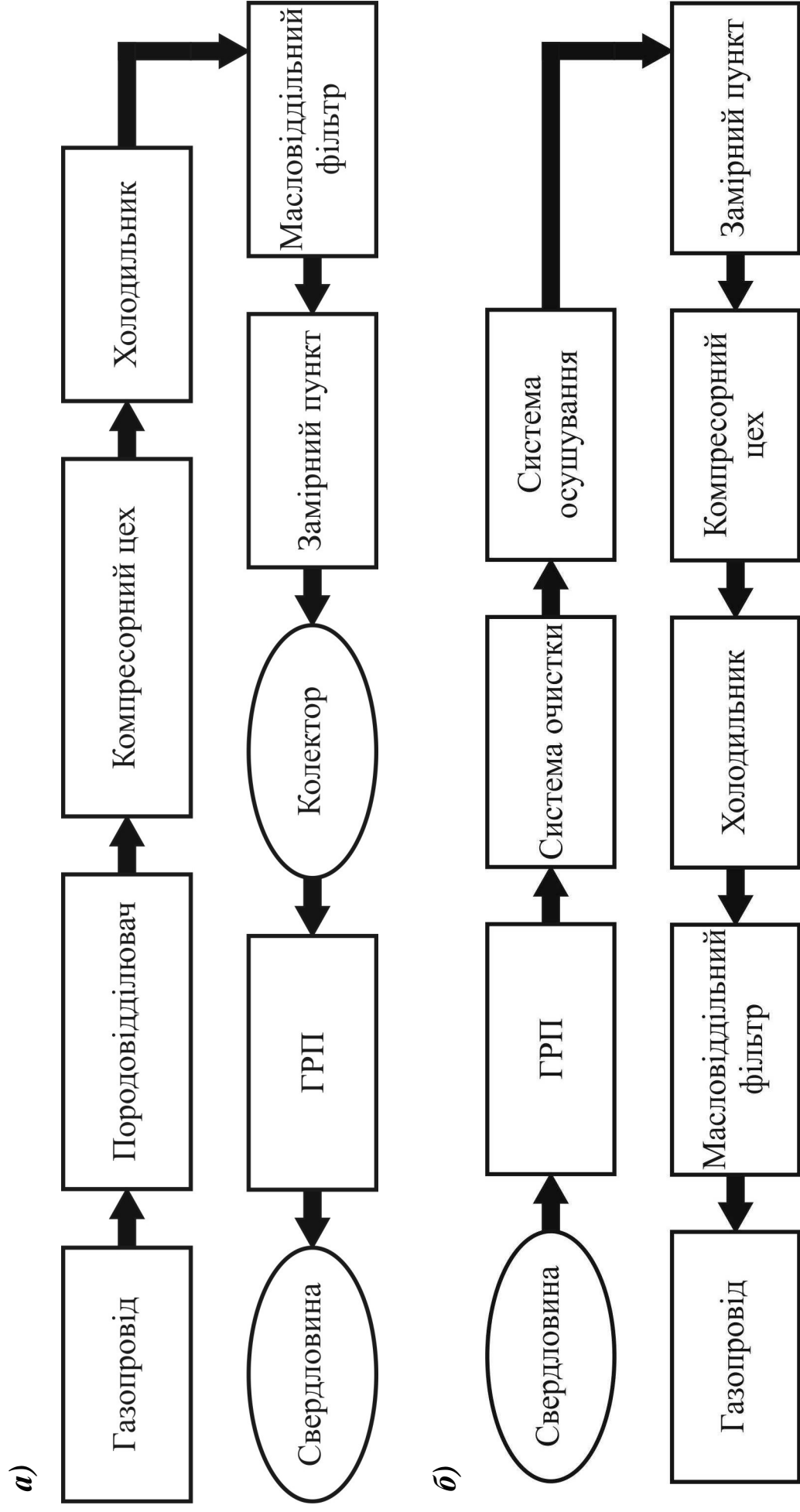
Принципові технологічні схеми облаштування ПСГ при нагнітанні і відборі газу наведено на рис. 4.1, 4.2.

## 4.2 Процеси закачування газу

Газопроводом діаметром 500 мм під тиском 2,5 – 3,6 МПа газ, заздалегідь очищений від зважених твердих частинок і краплинної вологи у вертикальних масляних пиловловлювачах, прямує до газомоторних компресорів типу 10ГК для компримування в два ступені. Потім він поступає на установку очищення від компресорного масла, де послідовно проходить через чотири ступені очищення: циклонні сепаратори 1 (гарячий газ); циклонні сепаратори 2 (охолоджений газ); вугільні адсорбери 4 і керамічні фільтри 5.

У сепараторах уловлюються крупні частинки масла (20 – 30 мкм), а дрібніші – у вугільних адсорберах. Сорбентом служить активоване вугілля у формі циліндриків діаметром 3 – 4мм і висотою 8мм. Насичений маслом сорбент регенерують за допомогою пари.

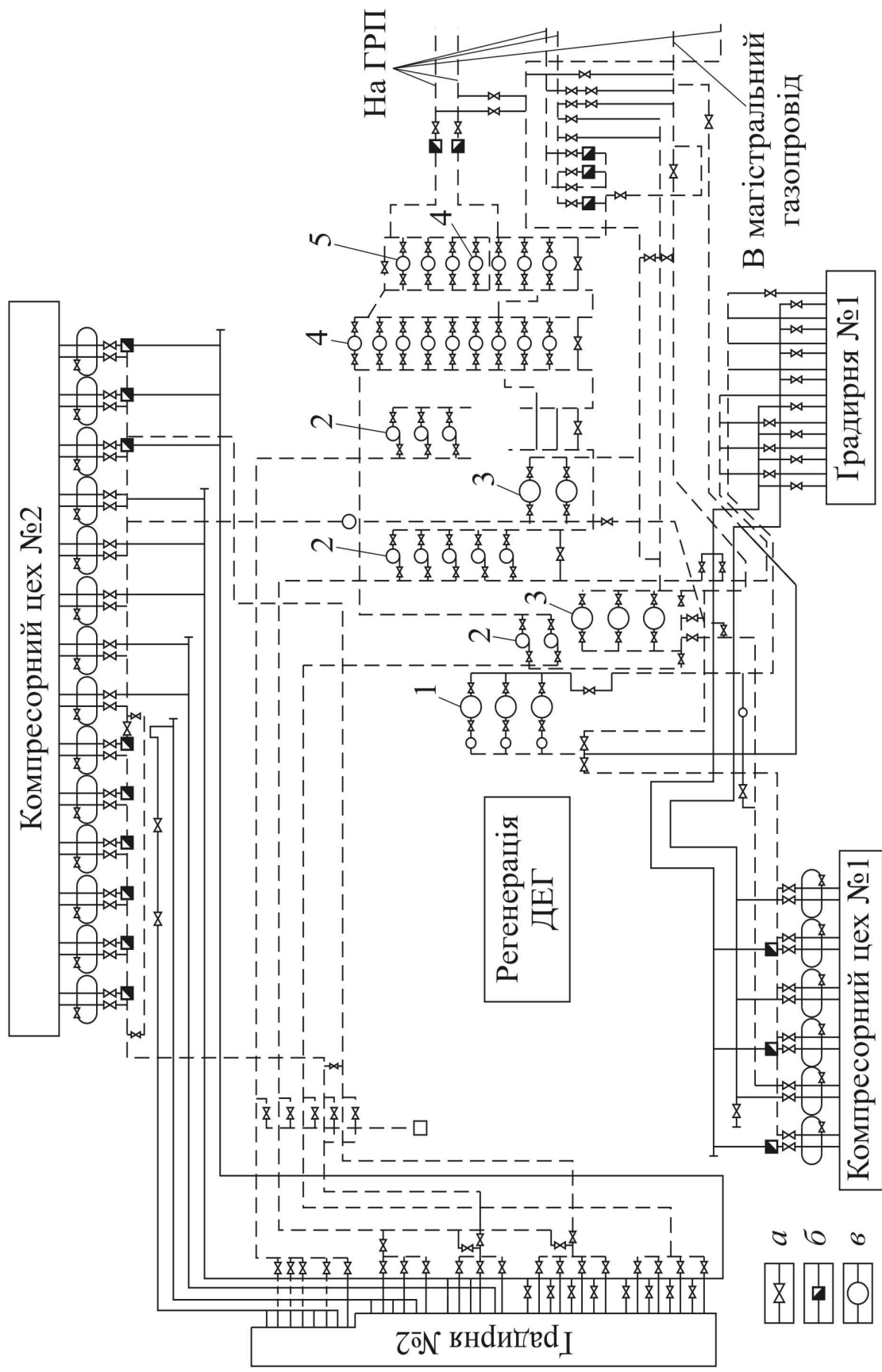
Найтонше очищення від дрібнодисперсних масляних частинок здійснюється в керамічних фільтрах, які мають певні коефіцієнти проникності і пористості. Керамічний фільтр складається з трубок, виготовлених з фільтруючого матеріалу, один кінець яких наглухо закритий. Трубки розміщено групами в міцному корпусі. Показник забруднення трубок – збільшення перепаду тиску на вході і виході фільтру понад 0,027 МПа. Регенерацію фільтруючих трубок здійснюють шляхом зворотного продування і промивки розчинниками твердих і рідких частинок.



**Рис.4.1** Принципова технологічна схема облаштування ПСГ:

*а) при нагнітанні газу;*

*б) при відборі газу.*



**Рис.4.2. Схема устаткування підземного газосховища.**

1 і 2 – циклонні сепаратори; 3 – піловловлювачі; 4 – вугільні адсорбери; 5 – керамічні фільтри;  
 а – кран або засувка; б – зворотний клапан; в – вимірні клапан; г – вимірні клапан

Досвід експлуатації споруди з очищення газу від масла показав їх достатню ефективність. У  $1000\text{м}^3$  газу, що закачується в пласт після очищення, міститься 0,4 – 0,5г масла. Пройшовши ці апарати, охолоджений і очищений від масла газ поступає газозбірним колектором на ГРП, де його потік розділяється по свердловинах і заміряється кількість газу, що закачується в кожен свердловину.

### 4.3 Процеси відбору газу з газосховища

При відборі газ із свердловин поступає на ГРП індивідуальними шлейфами. З газом, який відбирають зі сховища, може виноситися пісок навіть при дуже невеликих депресіях (0,03 – 0,04 МПа). Для запобігання винесення піску з пласта в свердловину забій її обладнують спеціальними фільтрами або призабійну зону укріплюють терпкими речовинами. Волога, що уловлюється на ГРП, автоматично скидається в спеціальні ємності вимірів.

Далі газозбірним колектором газ поступає до установки осушення, звідки при точці роси –  $2^\circ$  потрапляє до магістрального газопроводу. Для осушення газу використовують діетилен-гліколь (ДЕГ). Блок осушення складається з котельної, двох – трьох абсорберів – контакторів, випарної колони, холодильників-випарювачів і насосної.

У контакторах газ проходить через шар 94%-ного ДЕГ, що знаходиться на тарілках. ДЕГ поглинає пари води, а осушений газ поступає у верхню частину контактора, де встановлена спеціальна насадка для уловлювання крапель, що відносяться потоком газу. Насичений ДЕГ регенерує за допомогою перегрітої пари у випарювальній колоні. Вологу у вигляді пари відводять в атмосферу. Процес осушення газу повністю автоматизований. ДЕГ уловлюється в сепараторах і з відбійників подається на регенерацію.

Наявність парів масла в стислому газі, необхідність його охолодження вимагають будівництва складних і дорогих установок і устаткування на території ПСГ. Для здешевлення і спрощення технології підготовки газу до закачування і обробки відбіраного з сховища газу доцільно застосовувати багатоступінчаті відцентрові нагнітачі. Як привід для відцентрових нагнітачів можна використовувати авіаційні двигуни АІ-20, НК-12МВ.

#### 4.4 Умови експлуатації підземних сховищ газу (Д-185)

До складу підземних сховищ газу відносяться:

- штучний поклад з об'ємами буферного та активного газу;
- компресорна станція;
- установка підготовки газу;
- свердловини усіх категорій;
- газопровід – підключення;
- промислова газозбірна система (внутрішньопромислові трубопроводи);
- будівлі й споруди;
- об'єкти утилізації пластових, стічних і промислових вод;
- інші передбачені проектом об'єкти.

На ПСГ до початку експлуатації мають бути підготовлені:

- компресорна станція (КС) для закачування газу;
- установки очищення газу від рідини та механічних домішок на вході КС;
- трубопроводи, колектори, сепараційні установки з регулюючою і запірною арматурою;
- установки осушення газу, регенерації метанолу (ДЕГ);
- допоміжні споруди й устаткування.

Технологічним режимом закачування (відбору) ПСГ визначаються об'єм і тривалість закачування (відбору) газу, періодичність циклів та інші показники. Не допускаються відтік газу за межі проектного контуру і перетік газу в інші горизонти. Має бути забезпечений постійний контроль за вмістом у газі "закачування" і "відбору" води, конденсату та інших компонентів.

Експлуатація свердловин ПСГ допускається тільки ліфтовими трубами і не допускається експлуатаційною колоною

Згідно з технологічними режимами експлуатації ПСГ має бути встановлений оптимальний режим, який забезпечує заплановані обсяги закачування і відбору газу з урахуванням таких факторів:

- запобігання виносу піску;
- запобігання обводненню свердловини в процесі відбору газу;
- недопустимості гідратуутворення й утворення піщаних пробок у стволі свердловини;
- необхідності підтримування заданого гирлового тиску;
- працездатності фільтра.

Режим роботи свердловини регулюється штуцером, встановленим на газозбірному пункті або гирлі.

Нормальна експлуатація ПСГ зв'язана з регулярними дослідженнями свердловин, які поділяються на поточні, контрольні і спеціальні.

*Поточні* – з метою встановлення технологічного режиму роботи і перевірки продуктивної характеристики свердловини.

*Контрольні* – для вибіркової перевірки стану окремих свердловин.

*Спеціальні* – з метою з'ясування причин, які впливають на продуктивну характеристику й умови експлуатації свердловин і сховища в цілому.

Із моменту пуску ПСГ у промислову експлуатацію мають бути організовані замір і облік кількості газу, який використовується для створення сховища і закачаного та відібраного газу при експлуатації, витрат на технологічні операції, а також облік усіх видів втрат газу.

*Контроль за експлуатацією ПСГ, що визначається технологічною схемою, здійснюється у дві стадії:*

- при дослідно-промисловій експлуатації;
- при циклічній експлуатації.

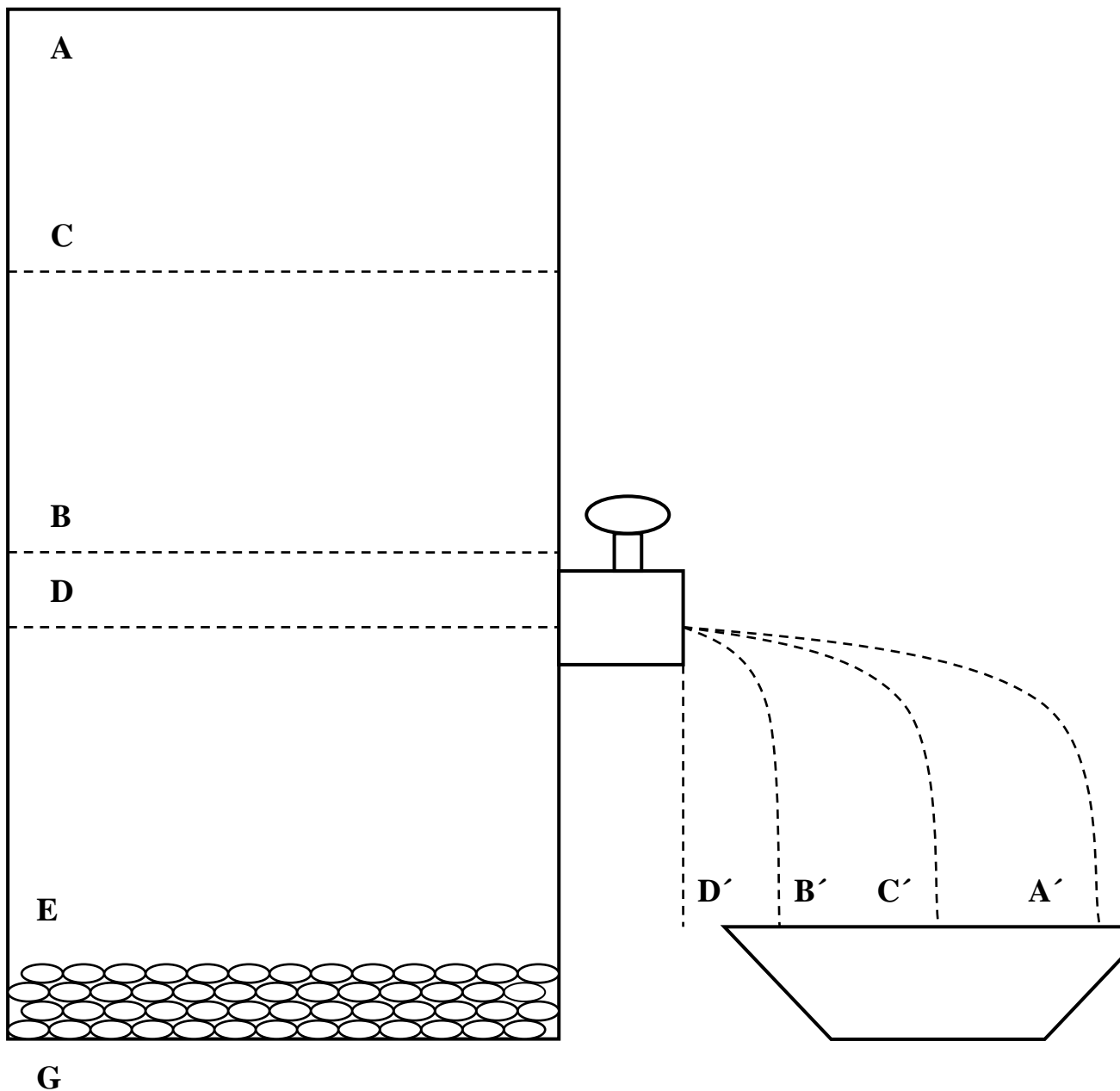
*У період дослідно-промислової експлуатації контролюються герметичність сховища, стан свердловин, уточнюються темпи заповнення, формування контуру покладу, зміни тиску.*

*У період циклічної експлуатації продовжується нагляд за станом свердловин, змінами границі газонасиченої зони, герметичністю сховища. Проводиться газова зйомка площі сховища.*

#### **4.5 Резервуарно–кранова аналогія експлуатації ПСГ**

Наочне управління про призначення і роботу буферного газу дає гідравлічна так звана "резервуарно-кранова" аналогія (рис.4.3). Кількість робочої рідини в резервуарі змінюється між рівнями, позначеними буквами А та В, що асоціюється з активним об'ємом газу в ПСГ. Точка А показує початок відбору рідини при повному заповненні резервуара та асоціюється із пластом сховища за максимального пластового тиску. Позначка В показує рівень, за якого рідина під час витікання з крану ледве досягає ємності, що асоціюється з ринком. В середині сезону відбирання газу рівень

робочої рідини С, знаходячись між рівнями А і В, показує доставку товару на ринок. Для успішного проведення операції необхідний буфер, що знаходиться нижче рівня В. З рис. 4.3 видно, що кількість рідини між рівнями В і D можна відібрати, але це не робиться у зв'язку з потребою мати відповідний рівень води для доставки товару на ринок.



*Рис. 4.3 Резервуарно–кранова аналогія експлуатації ПСГ*

Позначення  $D$  указує рівень, необхідний для роботи крана взагалі. На дні резервуара (зона EG) показано пористу та здатну адсорбувати рідину породу. З рис. 4.3 видно, що після зняття кірки з абсорбованих порід збільшується дренавання рідини, але деяка частина її залишається в резервуарі. Ця аналогія ілюструє фізичний зміст частини буферного об'єму, який фізично неможливо відібрати.

Для роботи зі зниженим буферним об'ємом в зоні DE потрібні додаткові витрати, що в гідравлічній аналогії означає потребу встановлення насоса з двигуном для забезпечення доставки товару на ринок. Вартість насоса з двигуном, їх встановлення та експлуатація аналогічні експлуатації сховища за нижчого пластового тиску, з дорогими додатковими компресорами, установками осушення та очищення, свердловинами тощо.

Чітке уявлення про природу і призначення буферного газу допоможе економічно обґрунтовано підходити до проектування та експлуатації ПСГ.

#### **Приклад 4.1**

Визначити акумулюючу здатність кінцевої ділянки газопроводу довжиною  $L = 100$  км, діаметром  $D = 1220$  мм, з товщиною стінки  $\delta = 14$  мм при середніх тисках у газопроводі  $P_{\text{середн.мах}} = 6$  МПа,  $P_{\text{середн.мін}} = 2$  МПа.

$$V_{\text{ак.}} = 10 \frac{3,14 \cdot 1,192^2}{4} \cdot 10^5 \cdot (6 - 2) = 4,46 \cdot 10^6 \text{ м}^3$$

#### **Приклад 4.2**

Визначити активний і буферний об'єми сховища, загальний об'єм і співвідношення об'ємів при таких даних:

- об'єм порового простору  $\Omega = 22 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ ;
- початковий тиск у сховищі при закачці  $P_{\text{п}} = 2,5$  МПа;
- кінцевий тиск  $P_{\text{к}} = 7$  МПа;
- коефіцієнти стисливості  $Z_{\text{п}}$  і  $Z_{\text{к}}$  для спрощення розрахунку приймаємо таким, що дорівнюють.

Тоді за формулами 4.14; 4.15; 4.16 одержуємо:

*Максимальний (активний) об'єм газу, який можна закачати в сховище,  $\text{м}^3$ :*

$$V_{\text{а}} = 22 \cdot 10^6 \cdot (7 - 2,5) \cdot 10 = 0,99 \cdot 10^9 \text{ м}^3;$$



Буферний об'єм газу в сховищі, м<sup>3</sup>:

$$V_6 = 10 \cdot 22 \cdot 10^6 \cdot 2,5 = 0,55 \cdot 10^9 \text{ м}^3;$$

Загальний об'єм газу в сховищі, м<sup>3</sup>:

$$V_3 = 0,99 \cdot 10^9 + 0,55 \cdot 10^9 = 1,54 \cdot 10^9 \text{ м}^3.$$

Співвідношення активного і буферного об'ємів

$$\eta = \frac{0,99}{0,55} = 1,8.$$

### Приклад 4.3

Визначити максимальний забійний і гирловий тиск у кінці періоду закачки газу за таких вихідних даних:

- початковий тиск у сховищі  $P_{\text{п}} = 2,5$  МПа;
- об'єм порового простору  $\Omega = 22 \cdot 10^6$  м<sup>3</sup>;
- потужність пласта  $h = 12$ м;
- кількість нагнітальних свердловин  $n = 10$ ;
- об'єм закачування газу  $Q = 900$  тис. м<sup>3</sup>/добу;
- максимально допустимий тиск у сховищі  $P_{\text{max}} = 8$  МПа;
- глибина свердловини  $L = 780$ м;
- внутрішній діаметр експлуатаційної колони  $d = 13,2$ см;
- коефіцієнт гідравлічного опору труб  $\lambda = 0,02$ ;
- відносна густина газу за повітрям  $\Delta = 0,6$ ;
- температура газу в приймальному колекторі  $T = 280$ К;
- коефіцієнт стисливості газу (приймаємо)  $Z = 1$ ;
- температура газу в забої  $T_3 = 293$ К;
- продуктивність компресора  $q_{\text{к}} = 576$  тис.м<sup>3</sup>/добу.

Забійний тиск розраховуємо за формулою 4.20, попередньо визначивши значення  $T$ ,  $S$ ,  $P_{\text{г}}$ , за формулами 4.20, 4.21:

$$T = \frac{280 + 293}{2} = 287^{\circ}\text{К};$$

$$S = \frac{0,03415 \cdot 0,6 \cdot 780}{1 \cdot 287} = 0,055;$$

$$P_3 = \sqrt{8^2 \cdot e^{2 \cdot 0,055} + \frac{1,377 \cdot 0,02 \cdot 1 \cdot 287^2}{13,2^5}} \times \sqrt{(e^{2 \cdot 0,055} - 1) \cdot 90^2} = 8,6 \text{ МПа}.$$

Тиск на гирлі нагнітальної свердловини розраховуємо за формулою 4.22, попередньо визначивши показник ступеня  $2S$  за формулою 4.23:

$$2S = \frac{0,06833 \cdot 0,6 \cdot 780}{1 \cdot 287} = 0,11;$$

$$P_3 = \sqrt{8,6^2 \cdot e^{-0,11} - \frac{1,377 \cdot 1 \cdot 287^2 \cdot 90^2}{13,5^2} \cdot (e^{-0,11} - 1)} = 8,15 \text{ МПа.}$$

Кількість компресорів у кінці періоду закачування визначаємо за формулою 4.24:

$$n = \frac{900}{576} = 1,56.$$

Приймаємо 2 компресори.

#### 4.6 Герметизація та випробування підземних сховищ

(Буг-Спор)

**Герметизація підземних сховищ.** Для ізоляції виробок-місткостей і герметичного зберігання нафтопродуктів і зріджених газів у стовбурах і колекторних виробках споруджують герметичні перемички. Перемички повинні задовольняти наступним вимогам:

витримувати розрахункове навантаження (тиск, створений продуктом, що зберігається, до 1,5 МПа);

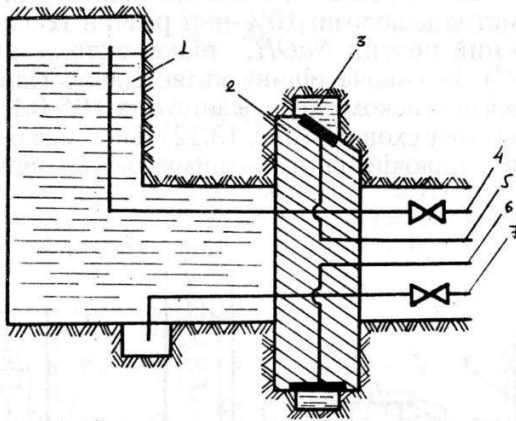
витримувати ударне навантаження (тиск, що виникає при вибуху парів нафтопродукту) від можливої розгерметизації технологічних комунікацій;

забезпечити герметичність конструкції перемички і контакт з непроникною товщею вміщуючих гірських порід, в яких розмішуються виробки-місткості;

забезпечити герметичне пропускання через перемичку необхідних технологічних трубопроводів. Перемички виконуються із матеріалів, які не підлягають дії продуктів, що зберігаються, і не впливають на їх товарні якості. В основному застосовують металеві і бетонні перемички, останні споруджуються з високоякісних практично непроникних бетонів марок М400-М500.

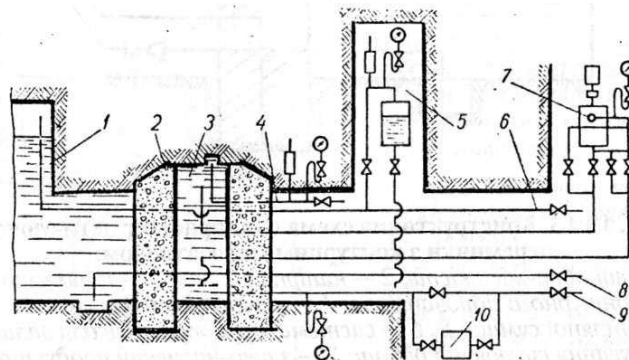
У сховищах нафтопродуктів споруджують одинарні перемички низького тиску з контурним гідрозатвором (рис. 4.4), а у сховищах зріджених газів –

подвійні (рис. 4.5), між якими закачується під тиском ізолююча рідина.



1 – виробка-місткість; 2 – напірна стінка; 3 – порожнина контурного гідрозатвора; 4 – трубопровід для відводу пароповітряної суміші; 5, 6 – система трубопроводів для заливання і перемішування ізолюючої рідини; 7 – зливо-наливний продуктопровід

Рисунок 4.4 - Конструктивна схема одинарної герметизуючої перемички з контурним гідрозатвором



1 – виробка-місткість; 2 – напірні стінки герметичної перемички; 3 – порожнина гідрозатвора з ізолюючою рідиною; 4 – трубопровід для випуску повітря із гідрозатвора; 5 – система підтримання надлишкового тиску у гідрозатворі; 6 – дихаючий трубопровід; 7 – грязьовий насос з системою перемішування рідини; 8 – зливо-наливний трубопровід; 9 – трубопровід для заливання ізолюючої рідини; 10 – насос для подавання ізолюючої рідини

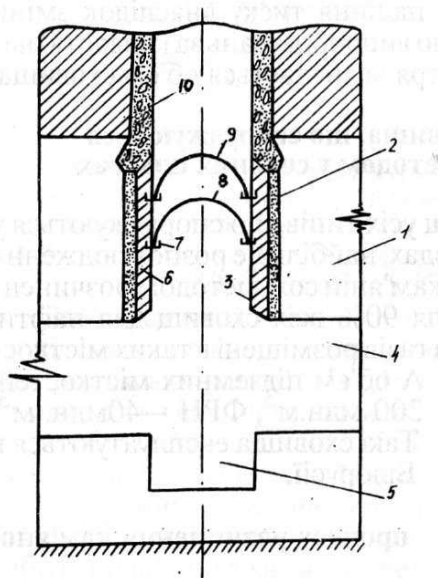
Рисунок 4.5 - Конструктивна схема подвійного герметизуючого пристрою, заснованого на принципі гідрозатвора

Ізолююча рідина (рис. 4.5, 3) являє собою гідрозатвор і знаходиться під тиском, що перевищує на 0,05-0,1 МПа тиск зріджених газів у сховищі. Тиск між бетонними стінками в ізолюючій рідині підтримується спеціальною системою.

Хімічний склад ізолюючої рідини включає 10%-ний водний розчин бентонітового порошку I класу і хімічні реагенти-стабілізатори (5%-ний розчин карбоксиметилцелюлози; 10%-ний розчин гексаметафосфату; 3%-ний розчин NaOH; рідке скло з щільністю  $1,02 \text{ г/см}^3$ ).

Враховуючи те, що внаслідок проведення буровибухових робіт у стінці виробок має місце тріщинуватість (глибина тріщин у масиві до 30-60 см), при проектуванні герметичних перемичок їх параметри вибираються із умов перекриття зон тріщинуватості (підвищеної проникності) порід. Для цього напірні стінки перемичок розташовують у врубах, глибина яких при будівництві кожного конкретного сховища визначається за фактичним станом вміщуючих порід.

У сховищах, призначених для зберігання одного виду продукту, як правило, перемички споруджують горизонтально у нижній частині стовбура і з металевих сферичних деталей (рис. 4.6).



*1 – робоча товща порід; 2 – продуктонепроникний розчин; 3 – залізобетонна сорочка; 4 – виробка-місткість; 5 – зумпф; 6 – металева зварна обечайка; 7 – кільцеві металеві коміри; 8, 9 – металеві перемички; 10 – опорний вінець кріплення стовбура*

Рисунок 4.6 - Конструктивна схема горизонтальної подвійної металевої перемички, розташованої у нижній частині стовбура

Міцність напірних бетонних стінок вертикальних герметичних перемичок обчислюють, враховуючи стиск і сколювання порід у врубах, можливість зрізання тіла перемичок за периметром виробок, які ізолюємо, і недопущення утворення тріщин в бетоні під дією напруженого стану, що виникає в тілі перемички.

Враховуючи умови роботи перемички на зрізання, її товщина може бути визначена за формулою

$$\sigma = \frac{n \cdot P \cdot a \cdot b}{2(a + b)R_{зр} \cdot m_y}, \quad (4.1)$$

де  $n = 1,2 \dots 1,3$  – коефіцієнт запасу міцності перемички;

$P$  – навантаження на перемичку, МПа;

$a, b$  – розміри виробки, в яку вмуровують перемичку ( $a$  – ширина,  $b$  – висота) см;

$R_{зр}$  – розрахунковий опір бетону перемички на зрізання. МПа:

$$R_{зр} = 0,75 \sqrt{R_{мм} \cdot R_p}, \quad (4.2)$$

де  $R_{мм}$  – межа міцності бетону на стискання, МПа;

$R_p$  – межа міцності бетону на розтягування, МПа, для практичних обчислень

$$R_p = (0,064 - 0,065) \cdot R_{мм}, \quad (4.3)$$

$m_y = 0,5$  – коефіцієнт умов роботи.

Напірні стінки перемичок розташовують у врубах, глибину яких при будівництві кожного конкретного сховища визначають за фактичним станом порід, величиною зони підвищеної проникності, яка міститься навколо підземної виробки, і з умови зрізання породи.

**Випробування підземних сховищ.** Для перевірки на герметичність підземні сховища шахтового типу опресовують. Сховища для зберігання

пропану опресовують стиснутим повітрям під тиском 1,2 - 1,4 МПа на протязі 24 г. При позитивних результатах стовбур і свердловини оснащують пристроями і обладнанням для зливо-наливних операцій.

Сховища великої місткості опресовують двічі: перший раз, коли місткість виробок складає 500 – 1000 м<sup>3</sup> (у цьому випадку випробовують проникність гірських порід на протязі доби під тиском повітря 0,8 – 1,0 МПа; другий – після повного закінчення будівництва сховища, тобто, коли пройдені гірські виробки, споруджені перемички і встановлене необхідне обладнання (засувки на обсадні труби стовбурів і свердловин, заглибні насоси, рівнеміри тощо)). В цьому випадку опресування проводять також на протязі доби, але при тиску повітря 1,2 -1,4 МПа, тобто при тиску, який в 1,5 – 2 рази перевищує передбачуваний тиск зріджених газів у сховищі. В процесі опресування сховищ спостерігають за тиском і температурою всередині них. Місткість вважають такою, що витримала випробування на герметичність, якщо явне падіння тиску не перевищує падіння тиску внаслідок зміни температури. По закінченню випробувань за кількістю нагнітаючого і виданого повітря визначається об'єм сховища.

### ***Питання для контролю знань та обговорення***

- 16. Наведіть основні елементи ПСГ та вимоги до них.*
- 17. Які режими роботи газових покладів при експлуатації ПСГ?*
- 18. Охарактеризуйте призначення буферного газу?*
- 19. Наведіть основні розрахункові параметри підземного сховища газу.*
- 20. Охарактеризуйте основні технологічні схеми збору, розподілу і обробки газу.*
- 21. Які основні правила експлуатації ПСГ?*
- 22. Які основні параметри визначають при проектуванні будівництва ПСГ у виснаженому газовому родовищі?*
- 23. Наведіть схему нагнітання газу в пласт в умовах газового режиму.*
- 24. Як визначити максимальний об'єм газу в сховищі та максимальний забійний і гирловий тиски в кінці періоду закачування?*
- 25. Як визначити необхідне число добувних свердловин, число компресорів для роботи ПСГ в умовах газового режиму експлуатації?*
- 26.3 яких основних етапів складаються дослідження нагнітально-добувних свердловин в процесі підземного зберігання газу?*

27. Які умови підземного зберігання газу у відпрацьованих нафтових і газоконденсатних родовищах?

28. Як впливають фізикогеологічні параметри пластаколектора на процеси витіснення, розчинення і випаровування нафти газом?

29. Як визначають основні параметри частково виробленого нафтового пласта?

30. Які методи визначення герметичності кривлі пастки?

31. Наведіть гідродинамічну розрахункову схему водо-насиченого пласта при розрахунках закачування газу.

32. Які методи визначення шляхів руху газу в пласті?

33. Особливості підземного зберігання рідких газів у відкладеннях кам'яної солі.

34. Основні методи і схеми розмиву підземних ємностей.

35. Проектування розмиву підземних ємностей у відкладеннях кам'яної солі.

36. Які основні напрямки інтенсифікації розмиву кам'яної солі?

37. Як визначають об'єм і форму підземної ємності?

38. Які особливості експлуатації ПСГ у відкладеннях кам'яної солі?

39. Як розрахувати дебіт газової свердловини?

40. Наведіть основні технічно-економічні показники створення і експлуатації ПСГ в непроникних гірських породах.

41. Які технологічні параметри постійно контролюються у процесі закачування та відбирання газу?

## Тесты к лекции 4

**004. По городским газовым сетям низкого давления подается газ под давлением:**

- а) до 0,005 МПа
- б) от 0,005 до 0,3 МПа;
- в) от 0,3 до 0,6 МПа;
- г) природного газа;
- д) от 0,6 до 1,2 МПа.

**004. По городским газовым сетям низкого давления подается газ под давлением:**

- а) пластовым давлением;
- б) до 0,005 МПа;
- в) от 0,3 до 0,6 МПа;
- г) нормальным давлением;
- д) от 0,6 до 1,2 МПа.

**004. По городским газовым сетям среднего давления подается газ под давлением:**

- а) до 0,005 МПа;
- б) от 0,005 до 0,3 МПа;
- в) от 0,3 до 0,6 МПа;
- г) природного газа;
- д) от 0,6 до 1,2 МПа.

**004. По городским газовым сетям среднего давления подается газ под давлением:**

- а) начала конденсации;
- б) от 0,005 до 0,3 МПа;
- в) от 0,3 до 0,6 МПа;
- г) окружающей среды;
- д) от 0,6 до 1,2 МПа.

**004. По городским газовым сетям высокого давления подается газ под давлением:**

- а) до 0,005 МПа;
- б) от 0,005 до 0,3 МПа;
- в) от 0,3 до 0,6 МПа;
- г) критическим давлением;
- д) от 0,6 до 1,2 МПа.



**004.** По городским газовым сетям высокого давления подается газ под давлением:

- а) критическим давлением;
- б) нормальным ;
- в) от 0,3 до 0,6 МПа;
- г) начала конденсации;
- д) до 0,005 МПа.

**004.** В зависимости от избыточного давления различают газовые сети низкого давления:

- а) - подземное хранение газа;
- б) использование буферных потребителей;
- в) хранение газа в газгольдерах;
- г) использование баз сжиженного природного газа (метана);
- д) хранение газа в трубах под высоким давлением.

**004.** В зависимости от избыточного давления различают газовые сети низкого давления:

- а) - подземное хранение газа;
- б) использование буферных потребителей;
- в) хранение газа в газгольдерах;
- г) использование баз сжиженного природного газа (метана);
- д) хранение газа в трубах под высоким давлением.

**5.ОСОБЛИВОСТІ ПІДЗЕМНОГО ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ У  
ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОВИХ РОДОВИЩАХ  
(Д-190)**

**Ключові терміни (професійні компетенції)**

1. Визначення максимального об'єму газу
2. Число нагнітальних свердловин
3. Необхідна кількість компресорів
4. Показники випробування свердловин
5. Тип устаткування для очищення газу
6. Тиск на гирлі нагнітальної свердловини
7. Витрати газу, що закачується в пласт

**5.1 Особливості функціонування ПСГ у виснажених газових родовищах**

Виснажені газові родовища у багатьох випадках виявляються якнайкращими об'єктами для створення в них ПСГ, оскільки родовище повністю розвідане, відомі геометричні розміри і форма площі газоносності, геолого-фізичні параметри пласта, початковий тиск і температура, склад газу, зміна в часі дебітів свердловин коефіцієнтів фільтраційних опорів А і В, режим розробки родовища, технологічний режим експлуатації, герметичність покриття.

На родовищі є певний фонд видобувних, нагнітальних і наглядних свердловин, промислові споруди для отримання товарного газу.

При проектуванні будівництва підземного сховища у виснаженому газовому родовищі визначають:

- 1) максимально допустимий тиск;
- 2) мінімальний необхідний тиск в кінці періоду відбору;
- 3) об'єми активного і буферного газів;
- 4) кількість нагнітально-експлуатаційних свердловин;
- 5) діаметр і товщину стінок промислових і сполучного газопроводів;
- 6) тип компресорного агрегату для КС;
- 7) загальну потужність КС;
- 8) тип і розмір устаткування підземного сховища для очищення газу від твердих суспензій при закачуванні його в пласт і осушення при відборі;
- 9) об'єм додаткових капітальних вкладень, собівартість зберігання газу, термін окупності додаткових капітальних вкладень. Після цього проводять ревізію технологічного стану свердловин, устаткування гирла, промислових

газопроводів, сепараторів, компресорів, визначають види ремонту, заміни, а також необхідність будівництва нових споруд.

Особливу увагу приділяють визначенню герметичності свердловин, швидкості і інтенсивності процесів металевого промислового устаткування і розробці заходів щодо боротьби з нею, комплексній автоматизації роботи всіх елементів устаткування підземного сховища, підвищенню продуктивності праці, охороні навколишнього середовища, джерел питної води у верхніх горизонтах.

## 5.2. Розрахунок параметрів нагнітання газу в пласт в умовах газового режиму

Схема виснаженого газового родовища типу пласта приведена на рис. 5.1. Відомі розміри і форма газонасиченого пласта, об'єм порового простору покладу, коефіцієнти пористості і проникності, тиск пластів і температура, склад газу, розміщення нагнітальних свердловин на площі газоносності, коефіцієнти фільтраційних опорів, зміна витрат закачуваного в сховище газу в часі.

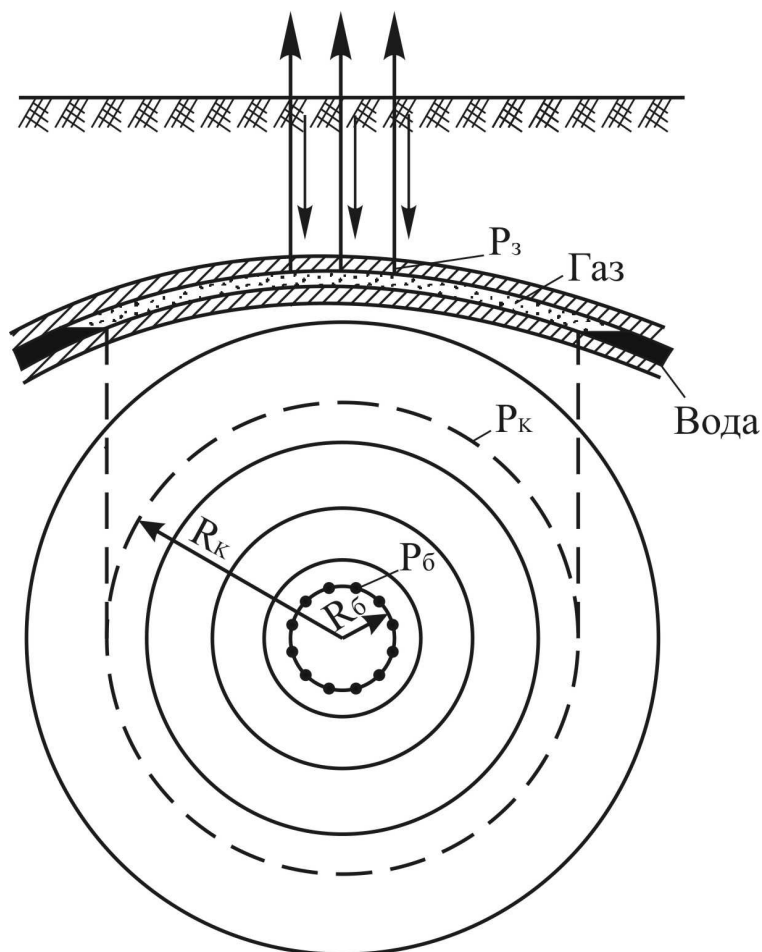


Рис. 5.1. - Схема виснаженого газового родовища пластового типу

Визначимо максимальний об'єм газу, який можна закачати в підземне сховище, зміну в часі тиску в сховищі, на забоях і гирлах нагнітальних свердловин, необхідне число компресорів для закачування газу. Фільтрацію газу в пласті приймемо ізотермічною, закон фільтрації газу – нелінійним.

Рівняння матеріального балансу газу при закачуванні його в сховище має вигляд:

$$N(t)dt = \Omega d(p/z), \quad (5.1)$$

де  $N(t)$  – задана витрата закачуваного в сховище газу, м<sup>3</sup>/доб;

$\Omega$  – постійний газонасичений об'єм порового простору сховища, м<sup>3</sup>;

$p = \tilde{p}/p_a$  – безрозмірний середньозважений за об'ємом порового простору пласта тиск в сховищі;

$z$  – коефіцієнт надстисливості газу.

Інтегруючи рівняння (5.1) від 0 до  $t$  і від  $p_H$  до  $p_K$ , отримаємо:

$$Q_3 = \int_0^t N(t)dt = \Omega \left( \frac{p_K}{z_K} - \frac{p_H}{z_H} \right). \quad (5.2)$$

Для наближеного визначення тиску на забої нагнітальних свердловин при закачуванні газу з постійним темпом використовуємо формулу:

$$p_3^2 - p_K^2 = AQ + BQ^2, \quad (5.3)$$

де

$$A = \frac{116 \mu_0 z_0 T_0}{\pi k h p_a T_c} \left( \ln \frac{R_K}{R_c} + \xi_1 + \xi_2 \right);$$

$$R = R_c + 1,5\sqrt{xt}; \quad x = \frac{kp_K}{m\mu_0};$$

$$B = \frac{63 \cdot 10^6 \cdot p_a \cdot T_0^2 [1 + \xi_1^1 + \xi_2^1]}{(k/m)^{3/2} 2\pi^2 h^2 T_c^2 R_c p_a 0,746 \cdot 10^4}.$$

Після досягнення  $R$  значення  $R_K$  при рівномірному розміщенні свердловин на площі газоносності:

$$R_k = \sqrt{\frac{\Omega}{\pi h m n}}, \quad (5.4)$$

а при батарейному розміщенні свердловин:

$$R_k = L_k = \sqrt{\frac{\Omega}{\pi h m n}} \quad (5.5)$$

перша фаза несталої фільтрації закінчується, починається друга фаза рівномірно – несталої фільтрації, при якій замість  $p_k$  підставляємо значення  $\tilde{p}$ :

$$\tilde{p} = \left( \frac{p_k}{z_k} + \frac{N t p_a}{\Omega z_a} \right) \tilde{z}, \quad (5.6)$$

тобто вважаємо, що тиск на контурі питомої площі його підвищення  $\tilde{p}_k$  дорівнює середньозваженому за об'ємом дренажування  $p_d$ , який у свою чергу дорівнює середньозваженому за об'ємом порового простору сховища  $\tilde{p}$ :  $\tilde{p}_d \approx \tilde{p}$ .

Тиск на гирлі нагнітальної свердловини визначимо за формулою Р. А. Адамова:

$$p_z = \sqrt{p_3^2 e^{-2s} - \frac{1,377 \cdot 10^{-2} z^2 \tilde{T}^2 \lambda Q^2}{d^5} (e^{-2s} - 1)}, \quad (5.7)$$

де

$$2s = 0,06833 \Delta L / \tilde{z} \tilde{T}.$$

Кількість компресорів, необхідних для закачування газу в сховище, знаходимо, вважаючи, що КС розташована поблизу нагнітальних свердловин і втрати тиску газу на шляху «КС – свердловина» малі:

$$n_k = N(t) / q_k,$$

де  $q_k$  – витрати газу, що закачується в пласт одним компресором відомого типу.

### Приклад.5.1

Визначити максимальний об'єм газу в сховищі, максимальний забійний і гирловий тиск в кінці періоду закачування, кількість поршневих компресорів, необхідну для закачування газу, при

наступних початкових даних: початковий тиск в сховищі  $p_k=3,6$  МПа; об'єм порового простору сховища  $\Omega = 10 \cdot 10^6$  м<sup>3</sup>; коефіцієнт проникності  $k = 0,5$  мкм<sup>2</sup>; коефіцієнт пористості  $m = 0,2$ ; коефіцієнт динамічної в'язкості газу  $\mu_0 = 0,012$  МПа · с; товщина пласта  $h = 10$  м; радіус гідродинамічно досконалої за ступенем і характером розрізу пласта свердловини  $R_c = 0,1$  м; кількість нагнітальних свердловин  $n = 5$ ; постійна витрата газу, що закачується в сховище,  $N(t)=0,5 \cdot 10^6$  м<sup>3</sup>/доб; максимально допустимий тиск в сховищі  $p_{\max} = 7$  МПа; глибина свердловин  $L = 500$  м; внутрішній діаметр експлуатаційної колони –  $d = 0,132$  м; коефіцієнт гідравлічного опору труб  $\lambda = 0,02$ ; відносна щільність закачуваного газу за повітрям  $\Delta = 0,6$ ; тиск в приймальному колекторі компресора  $p_b = 1,7$  МПа; температура газу в приймальному колекторі компресора  $t_b = 20$  °С; геометричний об'єм, описуваний поршнями компресора,  $V_{\Pi} = 26650$  м<sup>3</sup>/доб; об'єм шкідливого простору циліндрів компресора  $C = 0,1$ ; показник стиснення газу в циліндрах компресора  $m_1 = 1,2$ ; для спрощення розрахунків приймемо коефіцієнт надстисливості газу  $z = 1$ ; розміщення свердловин на площі газонасності рівномірне, коефіцієнт фільтраційного опору  $B = 0$ .

Максимальний об'єм газу, який можна закачати в сховище:

$$Q_3 = 10 \cdot 10^6 (70 - 36) = 340 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

Час закачування газу в сховище:

$$t = 340 \cdot 10^6 / 0,5 \cdot 10^6 = 680 \text{ діб.}$$

Загальний об'єм газу в сховищі:

$$Q_0 = 10 \cdot 10^6 \cdot 36 + 340 \cdot 10^6 = 700 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

Співвідношення об'ємів активного і буферного газів:

$$Q_a/Q_b = 340 \cdot 10^6 / 360 \cdot 10^6 = 0,945.$$

Тиск на забої свердловини в кінці періоду закачування визначимо за видозміненою формулою (4.27) при  $p_k = p_{\max}$ ,  $R = R_k$ ,  $\xi_1 = 0$ ,  $\xi_2 = 0$ :

$$p_s = \sqrt{p_{\max}^2 + \frac{N(t) \ln \frac{R_k}{R_c}}{n A_p}} = \sqrt{4900 + \frac{0,5 \cdot 10^6 \cdot 2,3 \ln \frac{565}{0,1}}{5 \cdot 1,13 \cdot 10^4}} = 7,05 \text{ МПа;}$$

$$A_p = \frac{\pi k h p_a T_c}{116 \mu_0 z_0 T_0} = \frac{3,14 \cdot 0,5 \cdot 1000 \cdot 1 \cdot 293}{116 \cdot 0,012 \cdot 1 \cdot 293} = 1,13 \cdot 10^4 \text{ м}^3/\text{ддобу}$$

$$R_k = \sqrt{\frac{10 \cdot 10^6}{3,14 \cdot 10 \cdot 0,2 \cdot 5}} = 565 \text{ м.}$$

Тиск на гирлі нагнітальної свердловини в кінці періоду закачування газу:

$$p_2 = \sqrt{4970 \cdot 0,935 - \frac{1,377 \cdot 1^2 \cdot 0,02 \cdot 293 \cdot 100^2}{13,2^5}} (0,935 - 1) = 6,83 \text{ МПа.}$$

Кількість компресорів, необхідних для закачування газу в сховище в кінці періоду закачування:

$$n_k = \frac{0,5 \cdot 10^6}{26650 \cdot 17 \left[ 0,97 - 0,1 \left( 4,01^{1/1,2} - 1 \right) \right]} = 1,47 .$$

Приймаємо два компресори.

### 5.3. Розрахунок параметрів відбору газу при експлуатації ПСГ

При експлуатації ПСГ кількість відбираного газу визначають за графіком газоспоживання. ПСГ, як правило, розташоване на деякій відстані від району газоспоживання. З сховища газ поступає до споживачів під власним тиском або перекачується за допомогою компресорів. У першому випадку тиск газу на гирлі свердловин повинен дорівнювати тиску на виході компресора плюс втрати тиску на шляху «свердловина – КС», в другому – тиску в приймальному колекторі компресора плюс втрати тиску на тому ж шляху.

Число добувних свердловин, необхідне при відборі газу, визначають з урахуванням середньодобового відбору газу з сховища, типу підземного сховища, пористості породи газонасиченого колектора, технологічного режиму експлуатації свердловин, схеми розміщення свердловин на площі газоносності.

Необхідне число свердловин і компресорів розраховують для двох найбільш важких періодів роботи підземного сховища: *пікового періоду* відбору газу (грудень або січень); *кінцевого періоду* відбору газу з сховища (березень – квітень).

У першому випадку максимальний відбір газу здійснюється при високому тиску, в другому випадку витрати відбираного газу з сховища менші й тиск газу в сховищі в цей період мінімальний.

Зміна середньозваженого за об'ємом порового простору сховища тиску при відборі газу описується формулою:

$$\frac{p_k}{z_k} = \frac{p_H}{z_H} - \frac{Q_d p_a}{\Omega z_a} \quad (5.8)$$

Умови відбору газу на забої свердловини у разі слабких зцементованих пісковиків прийемо у вигляді постійності градієнта тиску на поверхні забою свердловини:

$$\left. \frac{\partial p}{\partial R} \right|_{R=R_c} = \frac{\varphi Q_{\max} + \psi Q_{\max}^2}{p_{z \min}}, \quad (5.9)$$

де  $\varphi$  і  $\psi$  для гідродинамічно досконалих свердловин визначають за рівняннями:

$$\varphi = \frac{A}{2R_c \ln(R_k / R_c)}; \quad \psi = B / 2R_c.$$

Рівняння притоку газу до забою свердловини при нелінійному законі фільтрації має вигляд:

$$p_k^2 - p_z^2 = A Q + B Q^2, \quad (5.10)$$

де  $Q = N_0/n$ .

Шляхом спільного розв'язання приведених рівнянь можна визначити необхідну кількість видобувних свердловин для двох періодів, тиску на забої і гирлі свердловин, а також необхідну кількість компресорів.

### Приклад 5.2

Визначити необхідну кількість видобувних свердловин, кількість компресорів для двох найважчих режимів роботи ПСГ в умовах газового режиму експлуатації при початкових даних, узятих для попереднього прикладу. Сумарний відбір газу зі сховища по місяцях (у % від загального об'єму відбираного газу з сховища): жовтень – 10, листопад – 25, грудень – 43, січень – 57, лютий – 75, березень – 90, квітень – 100; тиск на виході компресора  $p_1 = 4,5$  МПа, загальний об'єм відбираного газу  $Q_a = 100 \cdot 10^6$  м<sup>3</sup>. Витрата відбираного газу в грудні  $N_0 = 0,6 \cdot 10^6$  м<sup>3</sup>/доб, у квітні  $0,33 \cdot 10^6$  м<sup>3</sup>/доб. При постійному градієнті тиску на поверхні забою



свердловини при лінійному законі фільтрації ( $B = 0$ ;  $\varphi = 0$ ) дебіт свердловини знаходимо з рівняння:

$$Q = CR_3, \quad (5.11)$$

де

$$C = 2\pi R_c h \left( \frac{k}{\mu} - \frac{\partial p}{\partial R} \right)_{R=R_c} = 2\pi R_c h v_{\max}. \quad (5.12)$$

За даними дослідження свердловин  $C = 3000$  (м<sup>3</sup>/доб)/МПа. Початковий тиск пласта в сховищі  $p_n = 4,1$  МПа.

Результати обчислень приведені в табл. 5.1.

Таблиця 5.1 - Результати розрахунку числа видобувних свердловин і компресорів для двох періодів роботи ПСГ

Піковий період відбору (грудень)					Кінець періоду відбору (квітень)				
$p_k$ , Па	$p_3$ , Па	$p_2$ , МПа	$n$	$n_k$	$p_k$ , Па	$p_3$ , Па	$p_2$ , Па	$n$	$n_k$
3,67	3,33	3,20	6	1	3,1	2,75	2,34	4	1

#### 5.4. Дослідження режимів роботи нагнітально–видобувних свердловин в процесі підземного зберігання газу

При створенні і під час циклічної експлуатації підземних сховищ газу проводять індивідуальні або групові дослідження свердловин.

Дослідження індивідуальних свердловин у сталих і несталих режимах під час відбору газу з підземних сховищ за методикою, застосованим приладам і устаткуванню не відрізняються від аналогічних досліджень свердловин на газових родовищах. Обробка результатів досліджень проводиться за інструкцією. Дослідження часто супроводжуються втратами газу в атмосферу, вимагають певного співвідношення тиску до і після штуцера при випробуванні свердловин з подачею газу до газопроводу.

Досвід показує, що у багатьох випадках можливе дослідження свердловин в процесі закачування газу в пласт при постійних витратах закачуваного газу:

а) при невеликій зміні середньозваженого за об'ємом порового простору пласта тиску в часі;

б) при порівняно постійних об'ємних газонасиченості пласта і газонасиченої потужності за час досліджень.

Такі умови можуть скластися через деякий час після початку закачування газу до пласта (1,5 – 2 міс).

У свердловину закачують газ при постійних, але різних витратах. Для кожної витрати газу вимірюють зразковими манометрами затрубний і буферний тиск і температуру газу при сталому режимі. Крім того, за наглядовою свердловиною, що знаходиться далеко від свердловин, через які закачують газ, визначають тиск в пласті за вимірами статичного тиску на гирлі свердловини або шляхом вимірювань свердловинними манометрами.

Після роботи свердловини протягом 15 – 20хв. на сталому режимі записують показники і вимірюють витрату закачуваного газу діафрагмовим витратоміром типу ДП. За наслідками досліджень будують графіки, за якими визначають коефіцієнти фільтраційного опору А і В.

Як приклад, в табл. 5.2 наведені дані досліджень свердловин на одному з підземних сховищ.

Таблиця 5.2. - Дані досліджень свердловин в процесі закачування газу до пласта

Режим	$p_3$ , МПа	$p_H$ , МПа	$t_r$ , °С	$Q$ , $\frac{\text{тис.м}^3}{\text{доб}}$	$\partial_i^*$ , МПа	$\frac{(p_3^2 - p_H^2)/Q,}{10^5 \text{ Па}}$ $\frac{\text{тис. м}^3 / \text{доб}}$
1	10,76	10,87	4244	141,2	11,51	0,46
2	10,70	10,89	4749	188,6	11,51	0,62
3	10,76	10,97		297,3	11,51	0,86
4	10,76	11,05		410,1	11,51	1,11

За графіком залежності  $(p_3^2 - p_H^2)/Q = f(Q)$  знаходять:

$A = 0,14$  (доб/тис.м<sup>3</sup>)/МПа;  $B = 0,003$  (доб/тис. м<sup>3</sup>)/МПа<sup>2</sup>.

Рівняння руху газу в пласті від забою свердловини:

$$(p_3^2 - p_H^2) = 0,14 Q + 0,003 Q^2.$$

\* $p_H$  – тиск в підземному сховищі на початку дослідження свердловини.

У разі забруднення і засмічення забою свердловини при закачуванні газу крива  $p_3^2 - p_H^2 = f(Q)$  не буде проходити через початок координат.

За описаним методом отримують найбільш сприятливі результати досліджень в підземних сховищах газу типу пласта з крайовою водою або без неї, газонасичений пласт яких представлений гранулярними колекторами.

Технологічний режим роботи свердловин підземних сховищ залежно від режимів споживання газу при різному тиску пластів можна встановити на основі результатів групового дослідження всіх свердловин, що працюють на один збірний пункт.

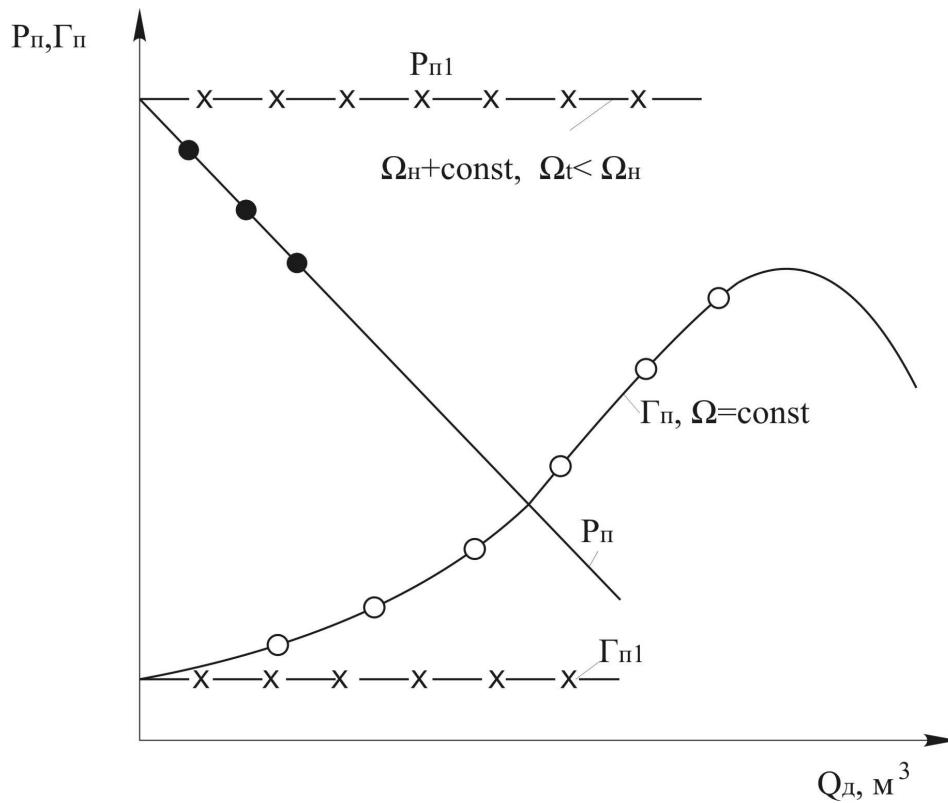
### ***5.5. Підземне зберігання газу у відпрацьованих нафтових і газоконденсатних родовищах***

Досвід експлуатації відпрацьованого нафтового родовища дозволяє отримати необхідний матеріал для оцінки можливості використання його як ПСГ. Факт існування нафтового родовища свідчить про герметичність покрівлі. Крім того, відомі об'єми здобутої нафти, газу і води, зміна тиску і дебетів за свердловинами, геолого-фізичні параметри пласта-колектора і фізичні властивості нафти, газу і води.

Проте необхідно ретельно обстежити, вибрати і відремонтувати старі покинуті або негерметичні свердловини, вивчити стан і герметичність шлейфів, промислових нафтопроводів, сепараторів та іншого устаткування для можливості їх використання в процесі підземного зберігання газу, реконструювати промислові газопроводи, побудувати нові установки для очищення і осушення газу, пробурити нові нагнітально-видобувні свердловини.

Одночасно з цим проводять дослідження з метою визначення майбутніх дебетів таких свердловин, режиму роботи ПСГ, максимально можливого об'єму витягування залишкової нафти, заходів щодо збільшення продуктивності нагнітально-видобувних свердловин, зміни складу газу в процесі підземного зберігання.

На рис. 5.2 приведені криві, побудовані за наслідками експлуатації нафтового родовища.



**Рис. 5.2 - Графіки залежності зміни тиску пласта  $p_{пл}$  і газового чинника  $\Gamma_n$  від об'єму здобутої нафти  $Q_d$  ( $\Gamma_n = Q_d/Q_H$ )**

З графіків видно, що газонафтовий чинник  $\Gamma_n$  спочатку плавно збільшується, потім різко зменшується. Це свідчить про постійність об'єму порового простору, зайнятого нафтою, відсутність просування води до покладу, а також про те, що поклад експлуатується при режимі газованої рідини.

Постійність або плавне збільшення газового чинника  $\Gamma_n$  свідчить про просування води в нафтовий поклад, зменшення об'єму порового простору, насиченого нафтою.

В процесі підземного зберігання газу в частково відпрацьованому нафтовому пласті газ не тільки витіснить нафту до вибоїв видобувних свердловин (або до периферії покладу), але й розчинить і випаровуватиме компоненти нафти і виноситиме їх з пласта на поверхню. На процеси витіснення, розчинення і випаровування нафти газом, який зберігається, впливають багато фізико-геологічних параметрів пласта-колектора, фізичні властивості нафти і газу, технологічні параметри роботи ПСГ.

## 5.6 Процеси в нафтовому покладі при підземному зберіганні газу

Основними з них є: коефіцієнти пористості, проникність, питома поверхня і її стан, об'єм залишкової води; неоднорідність пласта за площею і розрізом; тиск і температура; сила тяжіння; густина залишкової нафти; співвідношення в'язкості газу і нафти; відношення об'єму газу, закачаного в пласт, до об'єму порового простору пласта тощо.

Нагнітальні свердловини доцільно розміщувати в склепінній частині структури, видобувні – в понижених частинах. Аналітичний розрахунок зменшення залишкової нафтонасиченості пласта в процесі підземного зберігання газу проводять на електронно-обчислювальних приладах.

## 5.7 Визначення максимальної ємності ПСГ

Розглянемо схему частково виробленого нафтового пласта, зображену на рис. 4.12. Загальний об'єм газу в сховищі складається з трьох частин: об'єму вільного газу в газовій шапці; об'єму газу, розчиненого в залишковій нафті; оклюдованого (розсіяного у вигляді окремих бульбашок в масі нафти) газу.

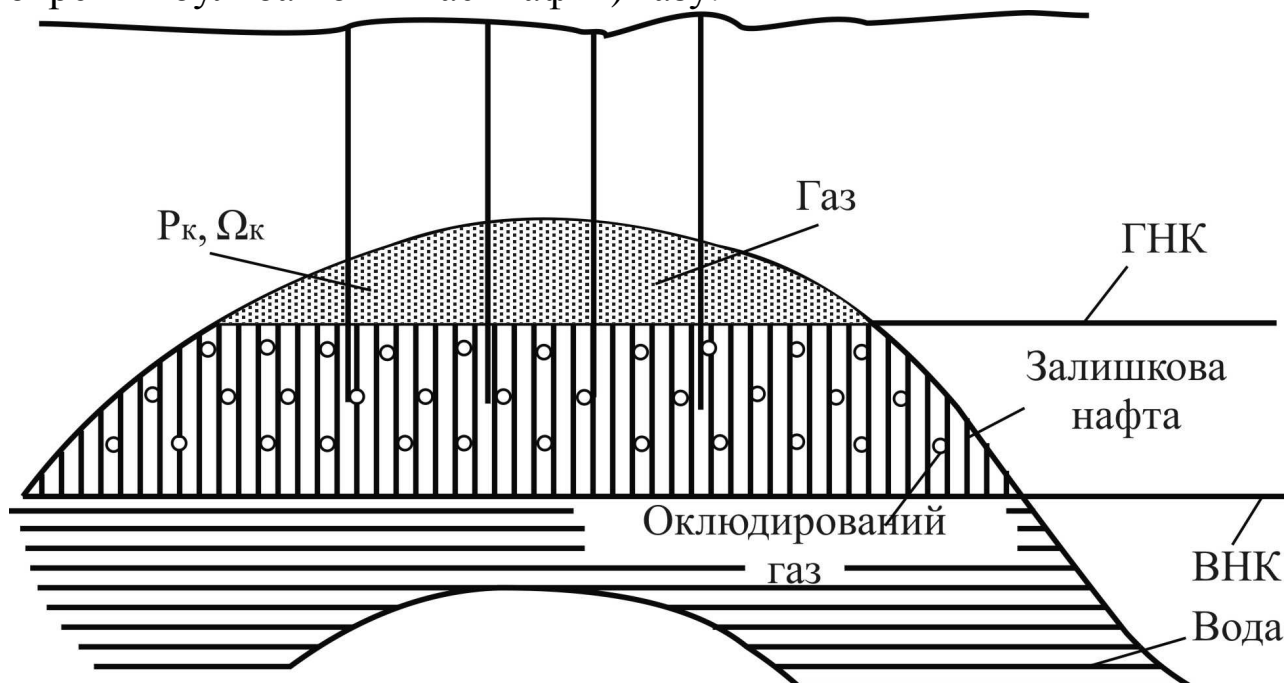


Рис. 5.3. Схематичний розріз нафтового покладу масивного типу в кінці експлуатації

Масу залишкової нафти в пласті  $V_0$  виразимо як різницю між початковою масою  $V_3$  і масою здобутої нафти  $V_d$ :

$$V_0 = V_3 - V_d; V_3 = Fhm_0(1 - S_v)\rho_n \quad (5.13)$$

де  $F$  – площа нафтонасиченого колектора,  $m^2$ ;

$h$  – середньозважена за площею  $F$  товщина нафтонасиченого пласта,  $m$ ;

$m_0$  – коефіцієнт абсолютної пористості, частки одиниці;

$S_v$  – об'єм зв'язаної води, частки одиниці;

$\rho_n$  – густина нафти за стандартних умов ( $p = 0,1$  МПа і  $t = 20^\circ C$ ).

При початковому тиску пласта  $p_n$  і температури пласта  $t_n$  в 1 т нафти розчиняється  $\alpha$   $m^3$  газу.

Маса газу,  $kg$ , розчиненого в 1 т нафти:

$$G_r = \alpha \bar{\rho} 1,205 \frac{(273 + 20)}{(273 + t_n)},$$

де  $\bar{\rho}$  – відносна густина газу за повітрям.

Густину газу  $\rho_k$  (при відомих  $\bar{\rho}$  і  $\rho_n$ ) у рідкій фазі можна визначити по відомих графіках.

Об'єм газу,  $m^3$  в одиниці об'єму рідкої фази  $V_{гж} = G_r / \rho_k$ .

Загальний об'єм нафти,  $m^3$ , насиченої газом,  $V_n = 1 + V_{гж}$

Загальна маса цього об'єму  $G_{гж} = G_r + \rho_n$ .

Густина нафти, насиченої газом,  $kg/m^3$ ,  $\rho'_{нг} = G_{гж} / V_n$ .

Значення  $\Delta\rho_p$  – поправку на стисливість при тиску пласта і  $\Delta\rho_t$  – поправку на збільшення об'єму при температурі пласта можна визначити таким чином. Реальна густина нафти, насиченої газами, в умовах пластів:

$$\rho_{нг} = \rho'_{нг} + \Delta\rho_p - \Delta\rho_t.$$

Коефіцієнт пласта  $b = G_{гж} / \rho_{нг}$ .

Об'єм порового простору, займаний нафтою, що залишилася в пласті:

$$\Omega_k = (V_3 - V_d) \cdot b / \rho_n. \quad (5.14)$$

З підвищенням тиску від  $p_k$  до кінцевого  $p_{max}$  у об'єм звільненого порового простору покладу буде закачано газу:

$$Q_0 = \frac{V_d b}{\rho_H} \left( \frac{p_{\max}}{z_{\max}} - \frac{p_K}{z_K} \right). \quad (5.15)$$

Об'єм газу, розчиненого в залишеній нафті, м<sup>3</sup>:

$$Q_p = \frac{V_3 - V_d}{\rho_H} \alpha. \quad (5.16)$$

Об'єм газу, м<sup>3</sup>, який буде закачаний до газової шапки:

$$Q_{\text{ш}} = \Omega_{\Gamma} \left( \frac{\rho_{\max}}{z_{\max}} - \frac{p_K}{z_K} \right). \quad (5.17)$$

Загальний об'єм газу, м<sup>3</sup>, який можна закачати в частково відпрацьоване нафтове родовище за постійного об'єму порового простору:

$$Q_x = Q_0 + Q_p + Q_{\text{ш}}. \quad (5.18)$$

### Приклад 5.1.

Визначити загальний об'єм газу, який можна закачати в частково відпрацьоване нафтове родовище за таких початкових даних:  
 $p_{\max} = 8,5$  МПа;  $\alpha = 60$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  $t_H = 289^0$  К;  $\rho_H = 0,867$  т/м<sup>3</sup>;  $\rho_K = 0,36$  т/м<sup>3</sup>;  $\Delta\rho_p = 0,005$  т/м<sup>3</sup>;  $\Delta\rho_t = 0,001$  т/м<sup>3</sup>;  $V_3 = 552000$  т або 637000 м<sup>3</sup>;  $z_{\max} = 0,77$ ;  $z_H = 1$ ;  $p_K = 0,5$  МПа;  $\Omega_{\Gamma} = 860000$  м<sup>3</sup>;  $V_d = 384600$  т;  $\Delta = 0,635$ .

$G_{\Gamma} = 60 \cdot 1,205 \cdot 0,635 (273 + 20) / (273 + 16) = 46,5$  кг;  $V_{\Gamma\text{ж}} = 46,5 : 360 = 0,129$  м<sup>3</sup>;  $V_H = 1 + 0,129 = 1,129$  м<sup>3</sup>;  $G_{\Gamma\text{ж}} = 867 + 46,5 = 913,5$  кг;  $\rho'_{\text{нр}} = 913,5 / 1,129 = 810$  кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{\text{нр}} = 0,81 + 0,005 - 0,001 = 0,814$  т/м<sup>3</sup>;  $b = 913,5 / 814 = 1,12$ ;  $\Omega_K = (552000 - 384000) 1,12 / 0,867 = 216500$  м<sup>3</sup>;

$$Q_0 = (637000 \cdot 1,12 - 216500) 985 / (0,77 - 5) = 52,1 \cdot 10^6 \text{ м}^3;$$

$$Q_p = (552000 - 384000) 0,867 \cdot 60 = 11,6 \cdot 10^6 \text{ м}^3;$$

$$Q_{\text{ш}} = 860000 (85 / 0,77 - 5) = 94,9 \cdot 10^6 \text{ м}^3;$$

$$Q_x = (52,1 + 11,6 + 94,9) 10^6 = 158,6 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

## 5.8 Техніко–економічні розрахунки експлуатаційних показників ПСГ

### *Визначення числа видобувних свердловин*

Рівняння для визначення числа добувних свердловин має вигляд:

$$\frac{Q_a p_n C_b f_3 t}{2C_n} = \frac{\sqrt{\frac{Q_0}{nA} + \frac{Q_0^2}{C^2 n^2}} \left( p_n - \sqrt{\frac{Q_0}{nA} + \frac{Q_0^2}{C^2 n^2}} \right)^2 \left( f_1 t + \frac{0,0038 Q_0 b t_0}{2,3 C_n n} \right)}{\frac{Q_0}{A n^2} + \frac{2 Q_0^2}{C^2 n^3}}, \quad (5.19)$$

де  $Q_a$  – активний об'єм сховища;

$p_n$  – початковий тиск пласта;

$C_b$  – вартість 1000м<sup>3</sup> буферного газу;

$f_1, f_3$  – річні норми амортизації свердловин і буферного газу відповідно;

$t$  – час роботи сховища, роки;

$C_n$  – вартість буріння, устаткування гирла і освоєння однієї свердловини;

$Q_0$  – постійний середньодобовий відбір газу з ПСГ;

$n$  – кількість видобувних свердловин;

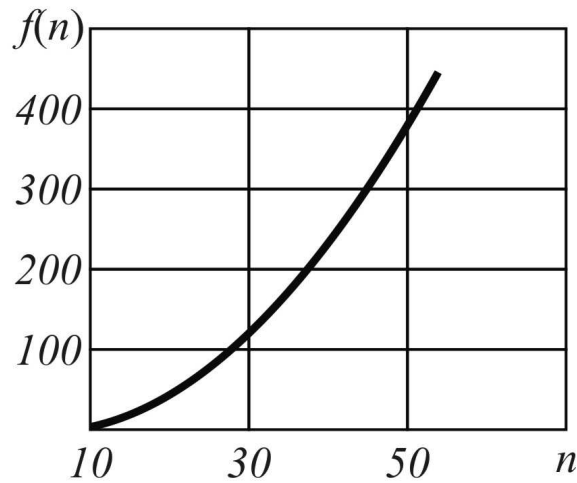
$A, C$  – коефіцієнти, що враховують геолого-фізичні параметри пласта і властивості газу, визначені за даними досліджень свердловин;

$t_0$  – час відбору газу, роки;

$b$  – річні експлуатаційні витрати (без реновації) за КС.

У праву частину рівняння необхідно підставити довільні значення  $n$  і побудувати графік залежності  $n = f(n)$  (рис. 4.10). Далі підрахувати значення лівої частини рівності і по графіку визначити шукане  $n_0$ .





**Рис.5.4. Графік залежності  $f(n)$  від кількості видобувних свердловин  $n$**

**Середній тиск**

Середній тиск в покладі в кінці відбору газу:

$$p_k = \sqrt{\frac{Q_0}{n_0 A} + \frac{Q_0^2}{C^2 n_0^2}}. \quad (5.20)$$

Динамічний тиск на забої свердловини в кінці відбору газу:

$$p_z = Q_0 / C n_0. \quad (5.21)$$

Об'єм порового простору в кінці відбору газу:

$$\Omega_k = Q_a p_a / (p_n - p_k). \quad (5.22)$$

**Об'єм буферного газу,**

Об'єм буферного газу:

$$Q_0 = \Omega_k p_k / p_a \quad (5.23)$$

**Потужність КС**

Потужність КС в кінці відбору газу:

$$N_{kc} = 0,0038 Q_0 \lg(p_1 / p_2). \quad (5.24)$$

**Глибина розташування ПСГ**

## 5.9 Оцінка продуктивності нагнітально-видобувних свердловин при відборі газу

Порівнюючи дебіти нафтової і газової свердловин при однакових пластовому і забійному тисках при фільтрації нафти і газу за законом Дарсі і позначаючи через  $\tilde{p}$  середньоарифметичний тиск:

$$\tilde{p} = (p_{\Pi} + p_3) / 2,$$

отримаємо

$$Q_{\Gamma} = Q_{\text{H}} \frac{\tilde{p}}{p_{\text{a}}} \frac{\mu_{\text{H}} k_{\Gamma}}{\mu_{\Gamma} k_{\text{H}}} \quad (5.25)$$

При фільтрації газу насиченість нафтою і зв'язаною водою порового простору призабійної зони зменшуватиметься, коефіцієнт фазової проникності для газу  $k_{\Gamma}$  зростатиме, внаслідок чого дебіт газових свердловин збільшується, зменшується їх загальне число для отримання запланованого дебіта газу з сховища.

Об'єм буферного газу, кількість видобувних свердловин і потужність компресорної станції при відборі газу визначають аналогічно тому, як це робиться у разі зберігання газу у виснажених газових родовищах при газовому режимі експлуатації.

### Питання для контролю знань та обговорення

42. Які основні параметри визначають при проектуванні будівництва ПСГ у виснаженому газовому родовищі?

43. Наведіть схему нагнітання газу в пласт в умовах газового режиму.

44. Як визначити максимальний об'єм газу в сховищі та максимальний забійний і гирловий тиски в кінці періоду закачування?

45. Як визначити необхідне число добувних свердловин, число компресорів для роботи ПСГ в умовах газового режиму експлуатації?

46. З яких основних етапів складаються дослідження нагнітально-добувних свердловин в процесі підземного зберігання газу?

47. Які умови підземного зберігання газу у відпрацьованих нафтових і газоконденсатних родовищах?

48. Як впливають фізико-геологічні параметри пласта-колектора на процеси витіснення, розчинення і випаровування нафти газом?
49. Як визначають основні параметри частково виробленого нафтового пласта?
50. Які методи визначення герметичності кривлі пастки?
51. Наведіть гідродинамічну розрахункову схему водо-насиченого пласта при розрахунках закачування газу.
52. Які методи визначення шляхів руху газу в пласті?
53. Особливості підземного зберігання рідких газів у відкладеннях кам'яної солі.
54. Основні методи і схеми розмиву підземних ємностей.
55. Проектування розмиву підземних ємностей у відкладеннях кам'яної солі.
56. Які основні напрямки інтенсифікації розмиву кам'яної солі?
57. Як визначають об'єм і форму підземної ємності?
58. Які особливості експлуатації ПСГ у відкладеннях кам'яної солі?
59. Як розрахувати дебіт газової свердловини?
60. Наведіть основні технічно-економічні показники створення і експлуатації ПСГ в непроникних гірських породах.

## 6. ТЕХНОЛОГІЯ СПОРУДЖЕННЯ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ШАХТОВОГО ТИПУ.

### Ключові терміни (професійні компетенції)

1. Функціональне призначення підземних сховищ шахтового типу
2. Класифікація виробок підземного сховища газу
3. Методи спорудження виробок підземного сховища
4. Параметри виробок-місткостей шахтових підземних сховищ
5. Розрахункові показники буро вибухових робіт
6. Експлуатаційні вимоги до незакріплених виробок-місткостей

### 6.1 Технологічні схеми шахтових газонафтосховищ

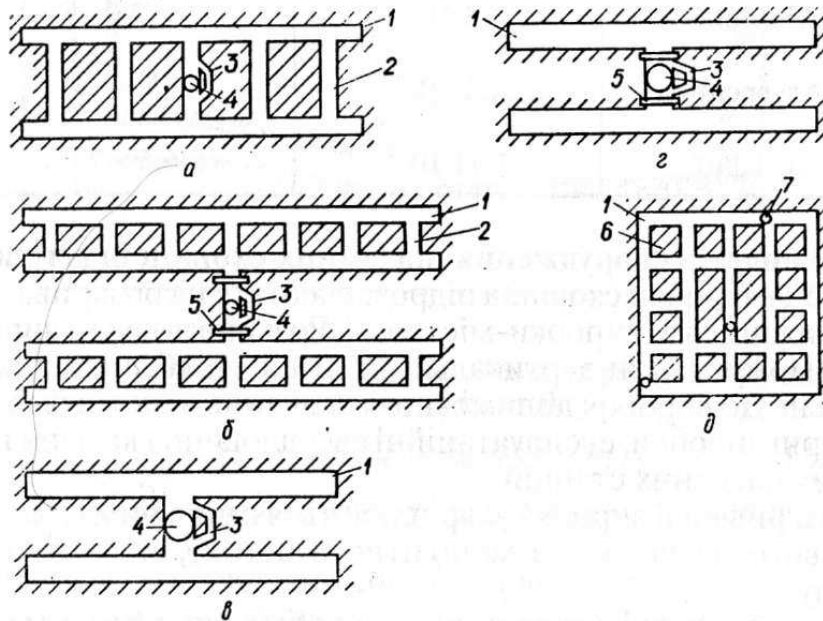
Усі виробки сховища шахтового типу підрозділяються на розкриваючі, допоміжні і самі виробки-місткості. Розкриваючими виробками можуть бути вертикальні і похилі стовбури, а також штольні. До виробок допоміжного значення відносяться колекторні виробки, експлуатаційні свердловини і камери підземних насосних станцій.

**Розкриваючі** виробки закріплюються суцільним кріпленням; виготовляються з монолітного бетону, залізобетону, металу.

**Колостовбурні** (колекторні) виробки споруджуються у комплексних сховищах і з'єднують виробки-місткості з розкриваючою виробкою. Колекторні виробки споруджують з нахилом 0,003 – 0,005 у напрямі до стовбура для забезпечення стікання підземних вод, що просочились.

**Експлуатаційні** (бурові) свердловини призначені для проведення зливо-наливних операцій, прокладання дихаючих і зливо-наливних трубопроводів, розміщення заглибних насосів і виміру рівня нафтопродуктів.

**Виробки-місткості** є головними спорудами підземних сховищ. Залежно від об'єму сховища, кількості продуктів, що одночасно зберігаються, гірничогеологічних і гірничотехнічних факторів підземні газонафтосховища споруджують камерного типу з замкнутою системою виробок-місткостей, камерного типу з відокремленими виробками-місткостями, чарункового типу (рис. 6.1). Сховища камерного типу з замкнутою системою виробок-ємностей (рис. 6.1, а, б) або з відокремленими виробками-місткостями (рис. 6.1, в, г) призначені як для одного, так і для декількох видів продукту при загальному об'ємі резервуарів понад 50 тис.м<sup>3</sup>. Сховища чарункового типу (рис. 6.1, г, д) споруджують будь-якого об'єму. В них може знаходитись тільки один вид продукту.



**Рисунок 6.1 - Схеми шахтових газонафтосховищ:**

- а – камерного типу з замкнутою системою виробок-місткостей для одного продукту; б – те ж для двох продуктів; в – з відокремленими виробниками-місткостями для одного продукту; г – те ж для двох продуктів; д – чарункового типу;*  
*1 – виробка-місткість; 2 – збойка між виробками-місткостями; 3 – обхідна виробка;*  
*4 – стовбур; 5 – герметична перемичка; 6 – породний цілик; 7 – вентиляційні свердловини*

виробки сховища шахтового типу підрозділяються

## **6.2 Методи спорудження виробок шахтового газосховища**

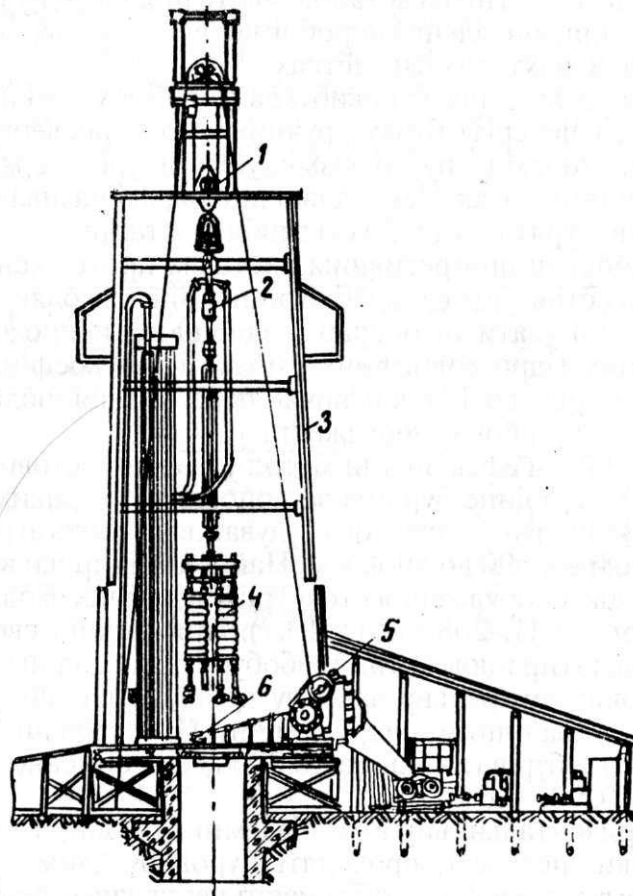
**Спорудження вертикальних виробок** (стовбурів) здійснюється двома методами: буровибуховим і бурінням. Буровибуховий метод застосовують у вертикальних виробках квадратного і круглого перерізів діаметром до 4,0 м. Зруйновану породу із вибою стовбура подають у цебрах місткістю до 1 м. Потім встановлюють підймальну кліть, і породу із горизонтальних виробок видають на поверхню у скипах або в шахтових вагонетках.

Для здійснення буровибухових робіт у вибої стовбура круглого перерізу бурять ручними електросвердлами або перфораторами шпури і розміщують шпурові заряди на концентричних колах. Центральні шпури, які називаються врубовими, бурять по 15 – 20 см глибше останніх.

Найбільш прогресивним методом проходження вертикальних стовбурів є спосіб буріння. Він дозволяє комплексно механізувати ці операції, здійснювати проходження у складних гідрогеологічних умовах (при коефіцієнті міцності порід до 14), виключає перебування людей у вибої стовбура при його спорудженні.

Найбільш ефективний метод утворення стовбурів – реактивно-турбінне буріння за допомогою бурових агрегатів РТБ. В практиці шахтового будівництва

існують агрегати з діаметром від 590 до 5000 мм. Найбільш широко використовують для спорудження стовбурів підземних сховищ бурову установку РТБ-2080 (рис. 6.2). При бурінні свердловини одночасно працюють три турбобури, з яких один (головний) розбурює центральну частину першого вибою діаметром 1,02 м, а два інших – периферійну. Проектна швидкість буріння стовбурів глибиною до 300 м для описаного типу агрегату 0,5 0 – 0,6 м/год.



1 – талева система; 2 – вертлюг; 3 – вишка; 4 – реактивний турбінний блок РТБ-6М (складається з чотирьох турбобурів); 5 – бурова лебідка; 6 – ротор

Рисунок 6.2 - Схема бурової установки РТБ-2080:

**Горизонтальні виробки підземних сховищ** (колекторні і виробки-місткості) проходять буровибуховими роботами. Причому колекторні виробки мають невеликий переріз (3÷4) м<sup>2</sup> і проходяться суцільним вибоєм за допомогою шпурових набоїв.

Проходження виробок починається з проектування і розрахунку буровибухового комплексу. Вибирають діаметр шпура, глибину шпура, тип бурової машини і обчислюють розрахункові параметри буровибухових робіт у такій послідовності.

1. Залежно від діаметра стандартного патрона промислових ВР (вибухових речовин), набойки яких мають діаметр 28÷36 мм, вибирають діаметр шпура. Будуючи підземні сховища, звичайно застосовують шпури діаметром 36÷46 мм.

2. Вибирають глибину шпура, яка може вважатися оптимальною 2,5÷3,5 м. Щоб вибрати глибину шпурів залежно від площі поперечного перерізу виробки  $S$  і міцності порід  $f$ , можна користуватися практичними даними, наведеними в табл. 6.1.

Таблиця 6.1 - Значення глибини шпурів

Площа перерізу виробки, м <sup>2</sup>	$f \leq 12$	$f > 12$
1,5÷4 3	2÷3	2,5÷3,5
4÷6	1,5÷4 2	2,2÷2,5
7÷25	1,2÷1,8	1,5÷2,2

3. Вибирають тип бурової машини залежно від фізико-механічних властивостей гірських порід. Шпури і свердловини бурять машинами обертальної, ударно-обертальної і ударно-поворотної дії. Обертальне буріння економічно доцільно застосовувати, споруджуючи виробки в породах з  $f > 4 \div 6$ . Для буріння шпурів у породах з  $f = 3 \div 4$  рекомендується застосовувати ручні електросвердла (дод. 5), а при  $f = 4 \div 6$  – колонкові (дод. 6).

Для буріння шпурів у міцних породах з  $f = 8 \div 14$  в практиці застосовують установки обертально-ударної дії (дод. 7).

4. Вибирають тип ВР залежно від фізико-механічних властивостей гірських порід і гірничотехнічних умов будівництва підземних сховищ. Переважно використовують ВР-амоніти.

5. Визначають питому витрату ВР, тобто кількість ВР, потрібну для зруйнування одиниці об'єму гірської породи. Ця витрата ВР залежить від фізико-механічних властивостей гірських порід, перерізу виробки, глибини і діаметра шпура, типу ВР.

Для практичних обчислень питому витрату вибухових речовин залежно від коефіцієнта міцності  $f$  порід для площі перерізу виробки  $S = 5 \div 6,5$  м вибираємо за табл. 6.2.

Таблиця 6.2 - Питома витрата ВР ( $q$ ) в залежності від коефіцієнта міцності ( $f$ ) порід

Коефіцієнт міцності $f$	Менше ніж 4	4÷6	7÷8	9÷10	10÷12	13÷14	15÷18
Питома витрата $q$ , кг/м <sup>3</sup>	0,9	1,2	2,0	2,4	2,6	3,0	3,5

Для виробок інших перерізів значення питомої витрати ВР приймається з урахуванням поправочного коефіцієнта (таблиця 6.3):

Таблиця 6.3 - Поправочні коефіцієнти для визначення питомої витрати ВР з урахуванням перерізів виробок

Площа перерізу виробки, м <sup>2</sup>	2,5÷5	5÷6,5	6,5÷10	10÷15
Поправочний коефіцієнт	1,3	1,0	0,85	0,8

6. Визначають масу вибухової речовини (ВР), кг, виходячи з перерізу виробки, глибини шпурів і питомої витрати ВР

$$Q = q \cdot S \cdot l_{\text{ш}} = q \cdot V, \quad (6.1)$$

де  $q$  – питома витрата ВР кг/ м<sup>3</sup>;

$S$  – переріз виробки, м ;

$l_{\text{ш}}$  – глибина шпура, м;

$V$  – об'єм зруйнованої породи за цикл, м<sup>3</sup>.

7. Визначають кількість шпурів за цикл. Вона повинна бути достатньою для ефективності руйнування пробуреного об'єму породи, розташування розрахункового заряду ВР і правильного виконтурення виробки.

Найпростіше кількість шпурів  $N$  можна визначити за місткістю одного шпура і масою ВР за цикл

$$N = \frac{Q}{Q_1}, \quad (6.2)$$

де  $Q, Q_1$  – маса ВР відповідно за цикл і водному шпурі, кг.

Маса ВР в одному шпурі, кг,

$$Q_1 = \frac{\pi \cdot d^2}{4} l_{\text{ш}} \cdot n \cdot \rho_{\text{ВВ}}, \quad (6.3)$$

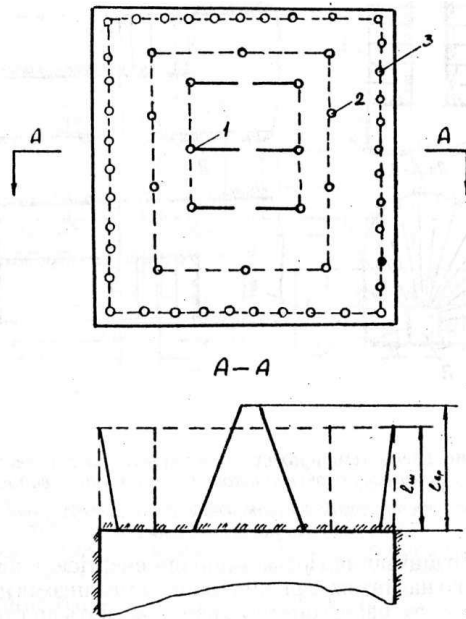
де  $\frac{\pi d^2}{4}$  – переріз набою ВР, м<sup>2</sup>;

$n$  – коефіцієнт заповнення шпура,  $n = 0,75$ ;

$\rho_{\text{ВВ}}$  – густина ВР, кг/м<sup>3</sup>.

8. Установлюють схему розташування шпурів, виходячи з міцності порід. Всі шпури, призначені для вибухових робіт, поділено на три групи: врубіві, вибійні, виконтурювальні (рис. 6.3).

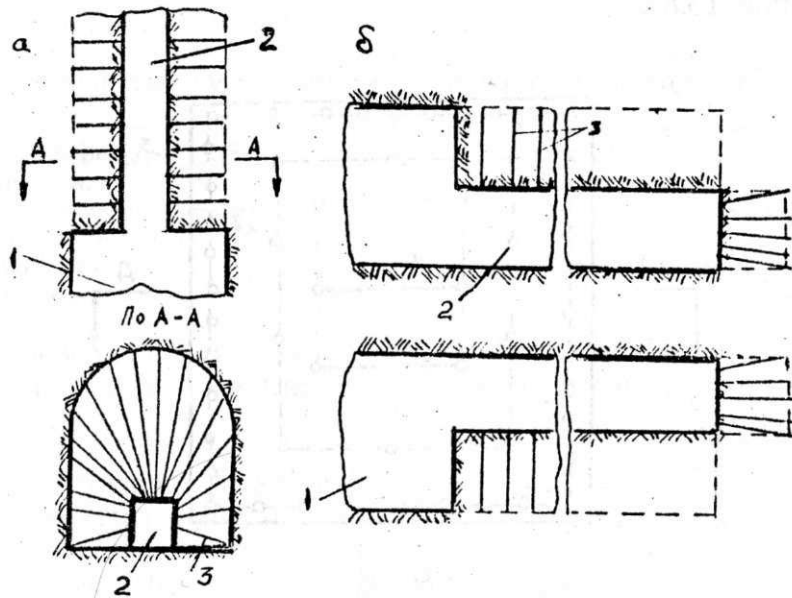




1 – врубових; 2 – вибійних; 3 – виконтурювальних  
 Рисунок 6.3 - Схема розміщення шпурів у вибої виробки:

Наслідки вибухів в процесі проведення робіт залежать від форми і розмірів врубової порожнини. Використовують різні вруби. Врубові шпури звичайно бурять на 0,2 ... 0,3 м глибше, ніж відбійні, й набивають відповідно більшою кількістю ВР (дод. 9)..

Виробки-місткості споруджуються великого перерізу, і тому вони проходяться з випереджуючою виробкою або уступним вибоєм (рис. 6.4) за допомогою шпурових і свердловинних набоїв.



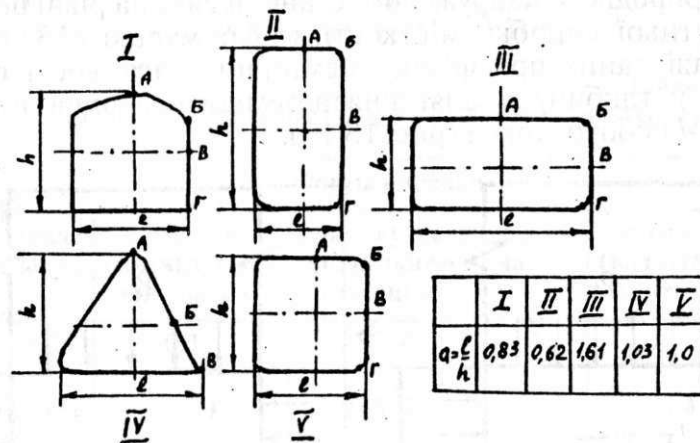
а – з випереджуючою виробкою; б – з уступним вибоєм; 1 – виробка-місткість повного перерізу; 2 – випереджуюча виробка; 3 – свердловинні набой  
 Рисунок 6.4 - Схема проходження виробок-місткостей:

Після руйнування гірської породи енергією вибуху її за допомогою навантажувальних машин і механізмів навантажуються в шахтові вагонетки, транспортують до стовбура і далі на поверхню.

Горизонтальні і похилі виробки в породах міцністю до VII категорії проходять, як правило, прохідними комбайнами, що значно збільшує темпи гірничих робіт і зменшує трудомісткість операцій.

### 6.3 Визначення параметрів виробок-місткостей підземних сховищ шахтового типу

Будуючи підземні сховища шахтового типу, важливо визначити сталі форми і розміри незакріплених виробок-місткостей. Для цього застосовують розрахункові методи, що ґрунтуються на визначенні розподілу напружень у породах навколо незакріплених виробок на період будівництва і на період експлуатації сховищ. При цьому контурні нормальні напруження  $\sigma$  виражаються безрозмірними коефіцієнтами напружень  $K$  для характерних точок контура виробок, що мають різні форми (рис. 6.5).



$h$  – висота виробки;  $l$  – ширина виробки;  $a$  – коефіцієнт форми перерізу  $a = l/h$ ;  $A-D$  – характерні точки контуру виробки-місткості

Рисунок 6.5 - Форми перерізів виробок-місткостей і таблиця визначення коефіцієнта форми ( $a$ ):

Коефіцієнти концентрації напружень являють собою відношення напружень в породах, що утворилися під діями навантажень  $P_B$ ,  $P_G$  і  $P_{BH}$  (рис. 6.6) до цих навантажень

$$R_{B,G,BH} = \frac{\sigma}{P} \quad (6.4)$$

де  $P$  – навантаження на виробку;

$P_B$  – вертикальний тиск від ваги порід;

$P_G$  – горизонтальна дія від гірського масиву;

$P_{BH}$  – внутрішній тиск продукту, що зберігається в резервуарі.

На період будівництва

$$p = \gamma \cdot H = P_v = P_r, \quad (6.5)$$

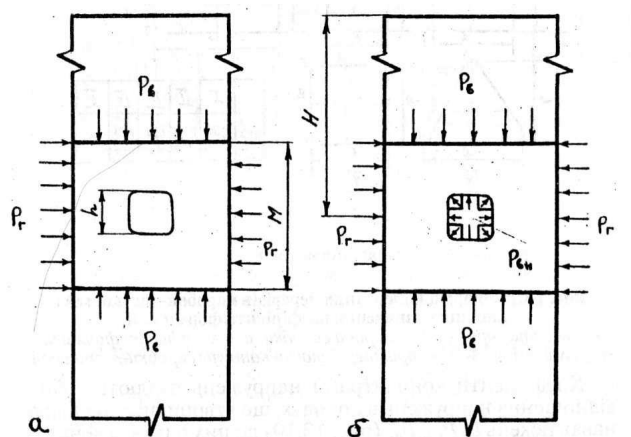
де  $\gamma$  – щільність порід, що залягають над виробками;

$H$  – глибина розташування резервуара;

$P = P_{вн}$ , якщо є внутрішній тиск у резервуарі в період експлуатації.

#### 6.4 Методика обчислень оптимальних параметрів виробок-місткостей і оцінка їх міцності

1. Визначають вертикальну і горизонтальну ( $P_v, P_r$ ) складові природного напруженого стану масиву на рівні центра майбутньої виробки-місткості за формулою (6.5) на підставі даних про фізико-механічні властивості порід ( $\sigma_{см}$ ,  $\sigma_p$ ,  $\gamma$ , глибину  $H$  залягання підземного сховища і потужності  $M$  робочої товщі (рис. 6.6).



*а – при будівництві; б – при експлуатації*

Рисунок 6.6 - Розрахункові схеми визначення напруженого стану порід навколо виробок-місткостей:

2. Вибирають форму поперечного перерізу виробки-місткості, враховуючи коефіцієнти форми і співвідношення висоти виробки до робочої потужності порід і визначають:

висоту виробки

$$h = \lambda \cdot M; \quad (6.6)$$

ширину виробки

$$l = h \cdot a, \quad (6.7)$$

де  $\lambda = 2:1, 3:1, 4:1$  – коефіцієнт, що характеризує відношення потужності порід до висоти виробки ( $\lambda = h/M$ ).

Значення  $\lambda$  для різних форм виробок-місткостей, що мають однакові площі поперечних перерізів, наведено в табл. 6.4,  $a$  – коефіцієнт, який вибираємо залежно від форми поперечного перерізу (рис. 6.5).

Таблиця 6.4 - Значення  $\lambda$  для різних форм виробок-місткостей

$\lambda$	Форма виробки				
	квадратна	прямокутна (витягнута по горизонталі)	прямокутна з циркульним склепінням	склепінчаста	прямокутна (витягнута на вертикалі)
$\lambda_1$	0,24	0,12	0,266	0,28	0,306
$\lambda_2$	0,321	0,24	0,357	0,375	0,41
$\lambda_3$	0,486	0,376	0,54	0,567	0,621

3. Перевіряють вибраний переріз  $h \times l$  виробки-місткості за умовами міцності як для періоду будівництва, так і для періоду експлуатації підземного сховища. Для цього визначають коефіцієнти напружень в характерних точках поперечного перерізу. Коефіцієнт напружень беруть:  $K_\sigma$  – для періоду будівництва;  $K_e$  – для періоду експлуатації – (дод. 2, 3, 4). Знаки напружень, наведених у цих таблицях, відповідають визначенням в теорії пружності: "+" – розтяг; "-" – стиск.

За допомогою коефіцієнтів напружень для характерних поперечних перерізів А, Б, В, Г, Д визначають значення напружень на такі періоди:

будівництва

$$\sigma_b = K_b \cdot P_b; \quad (6.7)$$

експлуатації

$$\sigma_e = K_e \cdot P_{вн}. \quad (6.8)$$

4. За визначеними напруженнями ( $\sigma_A, \sigma_B, \sigma_C$  на період будівництва, експлуатації і за межею міцності  $\sigma_{ст}$  гірської породи на стиск визначають фактичні коефіцієнти запасу міцності для відповідних періодів у точках А, Б, В,...

$$K_3 = \frac{\sigma_{ст}}{\sigma_{А,Б,В}}, \quad (6.9)$$

Ці коефіцієнти повинні бути більші від заданого запасу міцності  $K_3=3$ .

Якщо вибраний переріз не забезпечує заданий запас міцності, треба взяти інший тип перерізу з меншим коефіцієнтом концентрації напружень.

### *Питання для контролю знань та обговорення*

1. На які типи підрозділяються виробки шахтового сховища?
2. Охарактеризуйте відомі Вам методи спорудження виробок газосховища шахтового типу
3. Наведіть характеристики горизонтальних виробок підземних сховищ
4. Наведіть характеристики вертикальних виробок підземних сховищ
5. Опишіть схему розташування шпурів для спорудження виробок
6. Які показники визначають форми і розміри незакріплених виробок-місткостей підземних сховищ?
7. Опишіть методикау визначення оптимальних параметрів виробок-місткостей і оцінки їх міцності
8. Охарактеризуйте відомі Вам форми виробок-місткостей
9. Що визначає коефіцієнт концентрації напружень в виробках-місткостях?

## **7. Технологія спорудження підземних місткостей в соляних покладах**

### **Ключові терміни (професійні компетенції)**

1. Процеси розчинення кам'яної солі
2. Методи спорудження підземних сховищ у солях
3. Об'єми і концентрація насиченого розчину
4. Коефіцієнт швидкості розчинення
5. Мінімально допустима глибина розташування місткостей
6. Обладнання свердловини для розчинення солі
7. Способи відбору газу з сховищ в соляних куполах

### **7.1 Фізико-хімічні основи процесу розчинення кам'яної солі**

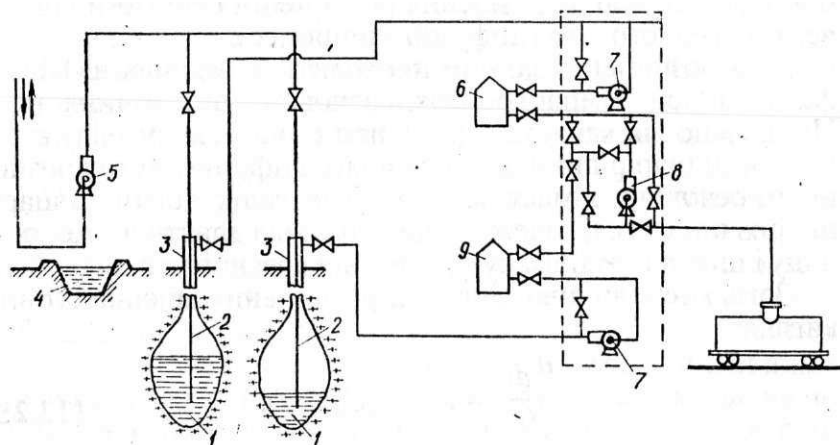
Серед підземних сховищ усіх типів, що споруджуються у непроникних гірських породах, найбільше розповсюдження мають сховища, утворені в кам'яній солі методом розчинення (геотехнологічним). Біля 90% всіх сховищ для нафти, нафтопродуктів і зріджених газів розміщені в таких місткостях. Так, у США об'єм підземних місткостей, утворених в солях, досягне 200 млн.м<sup>3</sup>, ФРН – 40 млн. м<sup>3</sup>, Франції – понад 10 млн.м<sup>3</sup>. Такі сховища експлуатуються в країнах СНД: Росії, Україні, Білорусії.

Кам'яна сіль характеризується наступними основними компонентами: NaCl (галит) – 85-95 %; CuSO<sub>4</sub> (ангідрит) – 0,2-6,6 %, невелика кількість хлористого магнію, калію, кальцію і нерозчинний домішок (карбонатно-глинистий матеріал) від 0,1 до 12 %. В цілому, розчинність солі добра – в 1 м<sup>3</sup> води при 20 °С може розчинитися до 356 кг. Кам'яна сіль практично непроникна для нафтопродуктів і зріджених газів, щільність її складає 2,1-2,3 г/см<sup>3</sup>, а межа міцності на стискання коливається від 20 до 38 МПа.

Температура в покладах кам'яної солі зростає в міру заглиблення, і кожне родовище має свою геологічну і температурну характеристику. Так, на Прикарпатті на глибині 300 м температура соляного масиву 14-16 °С, у Приєреванському соляному районі на глибині 1000 м – 26 °С, а у Середній Азії на глибині 300 м – 25-26 °С.

Створення підземних місткостей розчиненням складається з буріння свердловини з поверхні до соляного пласта (або купола) і опусканням у неї двох-трьох колон труб (одна в другій). По одній колоні труб у вибій

свердловини подається вода, яка розчиняє пласт, насичується сіллю. Насичений сіллю розчин (розсіл) видається на поверхню по другій колоні труб (рис. 7.1). Таким чином, за допомогою циркуляції води здійснюється розчинення солі і утворення підземної порожнини (місткості).



*1 – підземна місткість; 2 – розсільна колона; 3 – свердловина; 4 – розсолосховище; 5 – насос для розсолу; 6 – буферний резервуар для дизельного палива; 7,8 – насоси відповідно високого і низького тисків; 9 – буферний резервуар для бензину*

Рисунок 7.1 - Технологічна схема підземного сховища нафтопродуктів:

Розчинення кам'яної солі у воді – процес гетерогенний, що проходить на межі розділу двох фаз (тверде тіло – рідина). Гетерогенна реакція включає три стадії:

- 1 – поступлення розчинника (води) до поверхні твердого тіла (солі);
- 2 – реакція взаємодії розчинника і твердої речовини (міжфазові процеси);
- 3 – відокремлення розчиненої речовини від поверхні твердого тіла (дифузійний процес).

При розчиненні завжди проходить переміщення рідкої фази відносно твердої поверхні речовини, що розчиняється. Незалежно від характеру руху рідини на межі розділу є дифузійний шар рідини, який стримує дифузю часток розчиненої речовини в масу розчину. Ефективна товщина шару, що розчиняється, залежить не тільки від властивостей розчину і швидкості його руху, але й від коефіцієнта дифузії.

Загальне рівняння кінетики розчинення має наступний вигляд:

$$\frac{Vdc}{dt} = K_p \cdot S (C_n - c), \quad (7.1)$$

де  $V$  – об'єм розчину;

$C$  – концентрація розчину до моменту часу  $t$ ;

$C_n$  – концентрація насиченого розчину;

$S$  – поверхня розчинення;

$K_p$  – коефіцієнт швидкості розчинення.

Під швидкістю розчинення розуміється кількість солі, яка розчиняється в одиницю часу з одиниці поверхні (масова швидкість розчинення), або відстань, на яку поширюється розчинення (лінійна швидкість розчинення).

Коефіцієнт швидкості розчинення визначається за формулою

$$K_p = \frac{\varepsilon \cdot D^{2/4}}{\nu^{4/3}}, \quad (7.2)$$

де  $D$  – коефіцієнт дифузії;

$\nu$  – кінематична в'язкість;

$\varepsilon$  – стала (загальна для усього дифузійного розчинення солей).

Лінійна швидкість розчинення  $W$  може бути визначена за формулою

$$W = \frac{g}{\rho_c} = \frac{K(C_n - C_0)}{\rho_c}, \quad (7.3)$$

де  $g$  – кількість солей, яка переходить у розчин з одиниці поверхні в одиницю часу;

$K$  – коефіцієнт розчинення;

$C_n$  – концентрація насиченого розчину;

$C_0$  – концентрація розчинника на відстані від поверхні;

$\rho_c$  – щільність кам'яної солі.

Швидкість розчинення поверхні солі в значній мірі залежить від кута нахилу поверхні, що розчиняється, і від температури. З підвищенням температури розчинника швидкість розчинення зростає.

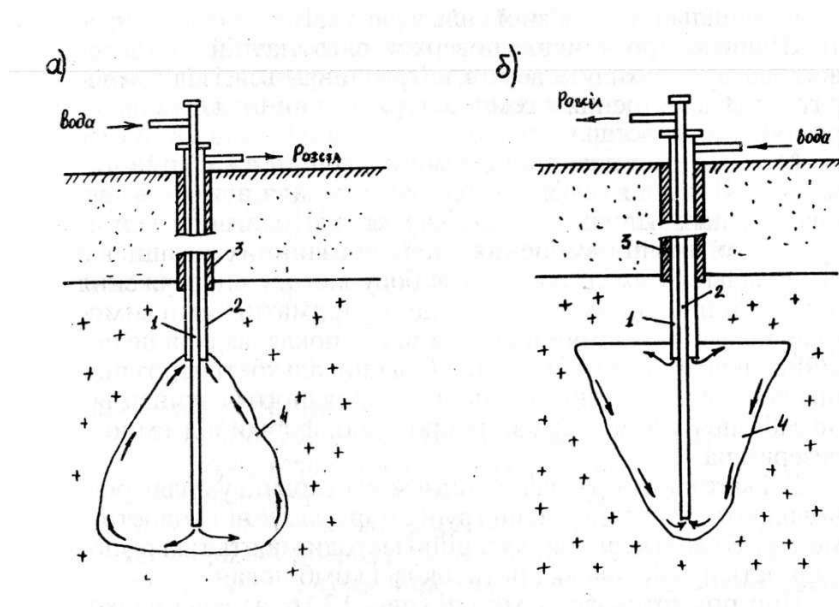


## 7.2 Методи спорудження підземних сховищ в соляних покладах.

Поклади кам'яної солі можуть залягати у вигляді пластів, лінз, куполів і штоків. Характер літологічного складу соляної товщі і вміщення в неї нерозчинних домішків є визначальним фактором для вибору методу спорудження потужних підземних сховищ. Згідно з нормативними вимогами кількість нерозчинних домішок у покладах солі не повинна перевищувати 20%. При більшій кількості нерозчинних домішок утруднюється процес керованого розчинення і не забезпечується одержання проектної форми підземного резервуара.

Всі методи спорудження підземних сховищ у солях розподіляються на дві основні групи: циркуляційні і водоструменеві. В свою чергу циркуляційні методи мають такі різновидності: прямотокові, протитокові і комбіновані.

При прямотоковому методі (рис. 7.2, а) вода надходить з центральної колони труб, розсіл відбирається по міжтрубному простору. Внаслідок розчинення утворюється порожнина грушоподібної форми.



*а – прямокутна, б – протитоковий*

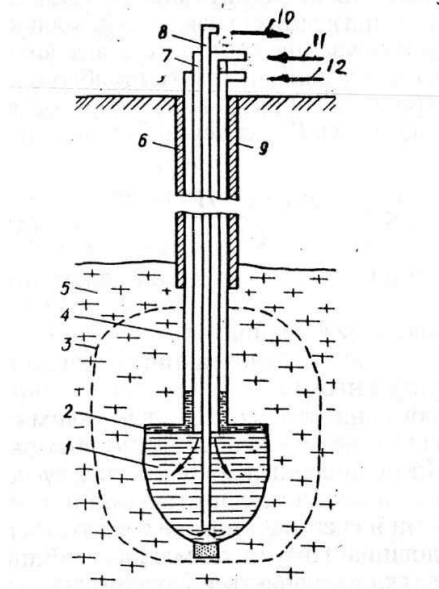
*1 – водо подача колона; 2 – розсолонідійомна колона; 3 – цементация поза трубного простору; 4 – камера розчинення*

Рисунок 7.2 - Схеми некерованого циркуляційного методу спорудження сховищ у кам'яній солі

При розчиненні кам'яної солі протитоковим методом вода подається по обсадній трубі, а розсіл відбирається по робочій колоні (рис. 7.2, б).

Комбінований метод об'єднує два вищезгадані методи, при якому одна половина місткості розчиняється прямотоковим, а друга – протитоковим методом. Комбінований метод дозволяє формувати місткість більш стійкої форми.

Але описані вище методи є некерованими, тому що у процесі розчинення розчинюється і покрівля соляного масиву, що призводить до оголення свердловини і можливого обвалу порід, які знаходяться вище соляного масиву та обриву самої колони труб. Тому в світовій практиці широко використовують керовані методи розчинення, які полягають в тому, що у верхню частину місткості, яка розчиняється, подається рідинний (нафтопродукт) або газоподібний (повітря, азот) нерозчинник, що запобігає самовільному розчиненню підземної місткості. Нерозчинники подають у простір між обсадною і зовнішньою колонами (рис. 7.3).

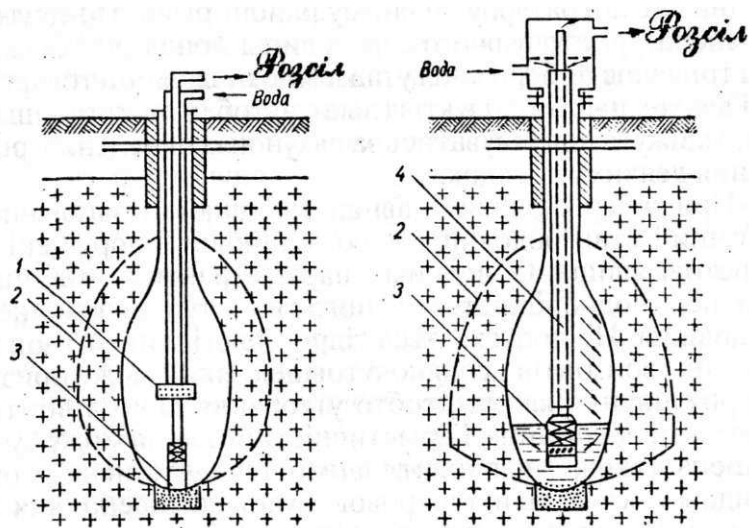


1 – місткість; 2 – нерозчинник; 3 – контури місткості за проектом; 4 – обсадна колона; 5 – кам'яна сіль; 6 – бетонна оболонка; 7 – водоподаюча колона; 8 – розсолопідійомна колонна; 9 – свердловина; 10 – відкачування розсолу; 11 – закачування води; 12 – закачування нерозчинника

Рисунок 7.3 - Технологічна схема керованого циркуляційного методу розчинення підземної місткості в покладах кам'яної солі

Розсіл, що утворюється під час процесу розчинення солі, скидається у поглинаючі горизонти або по трубах транспортується на солеварні заводи.

Водоструменевий метод розчинення солі полягає в тому, що після буріння в свердловину разом з розсолотіждійомними трубами опускається заглибний насос (рис. 7.4).



*а - короткими насадками; б - подовженими насадками  
1 – зрошувач з насадки; 2 – проектний контур місткості; 3 – занурений насос*

Рисунок 7.4 - Схема водоструменевого методу розчинення соляного масиву

Труби, що подають воду, мають отвори з насадками, через які вода під тиском подається на поверхню соляного масиву, здійснюючи розчинення місткості. Розсіл по центральній колоні за допомогою заглибного насоса відкачується на поверхню. Переваги водоструменевого методу в тому, що продуктивність його порівняно з циркуляційним у 3 – 4 рази вища, окрім того створюється місткість стійкої сфероподібної форми

### 7.3 Технологія спорудження підземних місткостей в солях

Важливим параметром підземних сховищ є мінімально допустима глибина розташування місткостей, яка визначається, в першу чергу, тиском парів продукту, що зберігається. Орієнтовно глибину розташування сховища розраховують із умови, що надлишковий тиск  $P_n$  у сховищі буде нижчим від гірничого  $P_r$ , тобто

$$P_n < P_r = \frac{\rho_{\text{ср}} \cdot g \cdot H}{10}, \quad (7.4)$$

де  $\rho_{\text{ср}}$  – середня щільність гірських порід, що залягають над сховищем;

$H$  – глибина закладання сховища.

Це необхідно, щоб запобігти руйнуванню стінки сховища під дією тиску продукту в ньому.

На першій стадії будівництва особливо важливим є аналіз геологічних умов соленосного басейну, що обумовлено двома причинами. По-перше, максимальний тиск вуглеводневого газу в місткості залежить не тільки від глибини закладання місткості і схеми її експлуатації, але й від температури оточуючого середовища. Тому максимальна глибина сховищ зріджених газів, яка визначається ізотермами їх критичних температур, у кожному районі різна. По-друге, при температурі оточуючого середовища понад 30°C залежно від тривалості зберігання у підземному сховищі товарні якості деяких нафтопродуктів (авіа-, автобензинів та інших палив) можуть погіршуватись за рахунок їх окислення, розкладання деяких присадок.

При виборі ділянки будівництва оцінюють загальний геологічний стан родовища, щоб встановити порушені зони, карстові явища. Основними параметрами є: глибина, потужність і однорідність соляного тіла, ступінь обводненості родовища. Не допускається гідрогеологічний зв'язок водоносних горизонтів з соляною товщею, який може призвести до розчинення каверн, тобто утворення шляхів відтікання продуктів зберігання. Герметичність сховища може бути порушена також несприятливими тектонічними умовами:

скидами, зсувами, прошаровую будовою соленосних товщ. Важливе значення має наявність джерел водопостачання для здійснення технології розчинення.

Безпосередньо роботи з спорудження підземних місткостей починаються з буріння свердловин. Технологія буріння свердловин включає сам процес буріння, цементацію обсадних колон, випробування свердловини на герметичність та її обладнання. Розміщення свердловин для розчинення визначають, порівнюючи техніко-економічні показники, які враховують геологічні умови родовища кам'яної солі, рельєф місцевості, наявність джерел водопостачання, умови скидання і утилізації розсолу, можливість обладнання розсолосховища і відстань до споживачів продуктів, що зберігаються.

Буріння свердловин здійснюється одним з відомих способів механічного буріння з промиванням буровим розчином, приготовленим на насиченому розсолі. При глибині до 500 м застосовують роторне буріння, а при глибині понад 500 м – турбінне. Викривлення стовбура свердловин не повинно перевищувати  $6^\circ$ .

Герметичність свердловини і її закріпленої частини залежить від герметичності обсадної колони труб і позатрубного простору. Найбільш важливою операцією є цементація позатрубного простору обсадних колон, що забезпечує герметичність свердловини і успішну її експлуатацію. Для цього використовують цементний розчин, приготовлений на насиченому розчині хлористого натрію.

Випробування обсадної колони і позатрубного простору на герметичність здійснюється насиченим розсолом, а необсадженої частини свердловини – продуктом, який буде зберігатися у сховищі, причому, тиск випробування розраховується за формулою

$$P_{\text{вп}} = K_{\text{нт}} [H_0 (\rho_p - \rho_{\text{пр}}) g + P_0], \quad (7.5)$$

де  $K_{\text{нт}}$  – коефіцієнт перевищення тиску випробування над максимальним експлуатаційним,  $K_{\text{нт}} = 1,25$ ;

$H_0$  – довжина обсадної колони;

$\rho_p$  – густина насиченого розсолу;

$\rho_{np}$  – густина випробуваного середовища (продукту, що зберігається);

$P_0$  – сумарні втрати тиску в свердловині при закачуванні нафтопродукту;

$g$  – прискорення вільного падіння.

Для спорудження підземних газонафтосховищ застосовують труби наступних діаметрів для обсадних колон при нестійких стінках свердловини – 245, 299, 340, 377, 426 мм; водоподаючих колон – 168, 219, 245, 275; розсолопідйомних колон – 114, 127, 146, 168, 176 мм.

Після буріння свердловини, її цементації, випробування, оголовок свердловини обладнується необхідними контрольно-вимірювальними приладами. На рис. 7.5 зображена схема обладнання свердловини для розчинення підземної місткості, яка забезпечує всі технологічні операції.

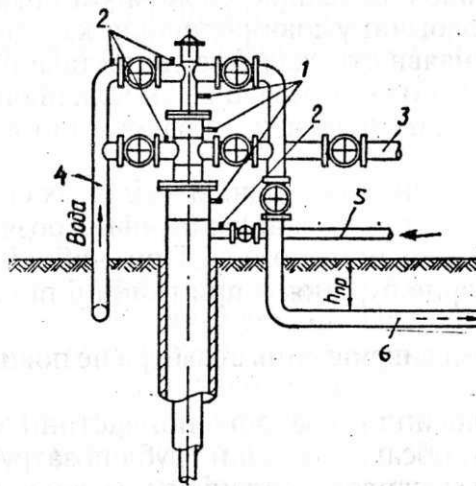
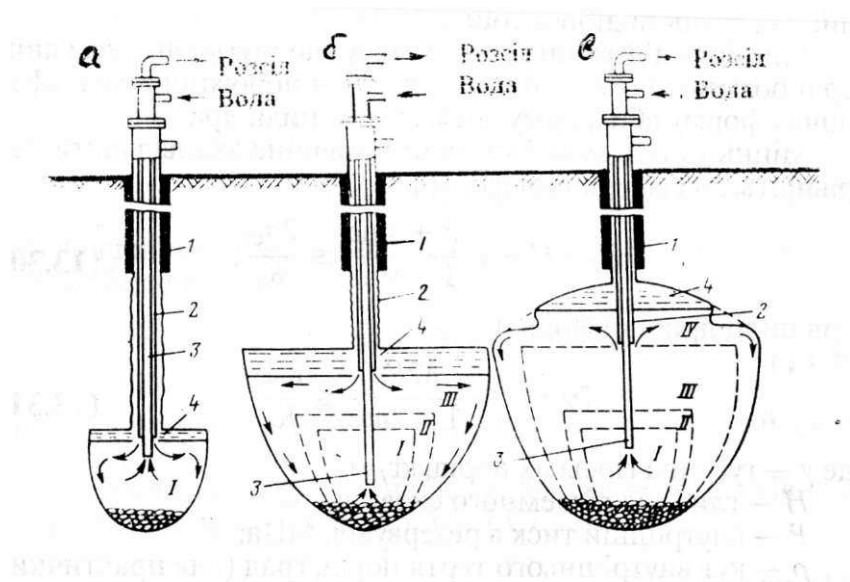


Рисунок 7.5 - Схема обладнання свердловини для розчинення

Найбільш широко у світовій практиці застосовується комбінований метод розчинення (рис. 7.6), який передбачає розчинення підземної місткості у два етапи. На першому етапі формується порожнина в напрямі знизу вгору: спочатку розчиняється гідровруб (I ступінь розчинення), потім ще декілька ступенів до одержання порожнини певних розмірів. На другому етапі (II ступінь розчинення) частина порожнини формується назустріч одна одній: верхня – в низхідному, нижня – у висхідному напрямі. Розчинення проходить зверху донизу для того, щоб стеля була стійкої заданої форми (III, IV ступені).



*а – утворення гідрорубу; б, в – пошарове формування місткості знизу вгору та зверху вниз; I, II, III – стадії розвитку порожнини; 1, 2, 3 – відповідно обсадна, водоподаюча та розсолонідійомна колони; 4 – нерозчинник*

Рисунок 7.6 - Технологічна схема комбінованого методу розчинення кам'яної солі:

Черговість етапів розчинення кам'яної солі дозволяє регулювати формування порожнини, одержувати надійну форму підземного сховища, подібну до кульової.

Рідше застосовується метод ступінчастого розчинення кам'яної солі. Цей метод, в основному, застосовують в покладах солі, яка має до 20% нерозчинних домішків. Після утворення гідрорубу процес розчинення проходить ступенями знизу – вгору. Після переходу з одного ступеня на другий колони труб діаметром 219 мм піднімаються. Порожнини при ступеневому розчиненні мають форму витягнутого циліндра.

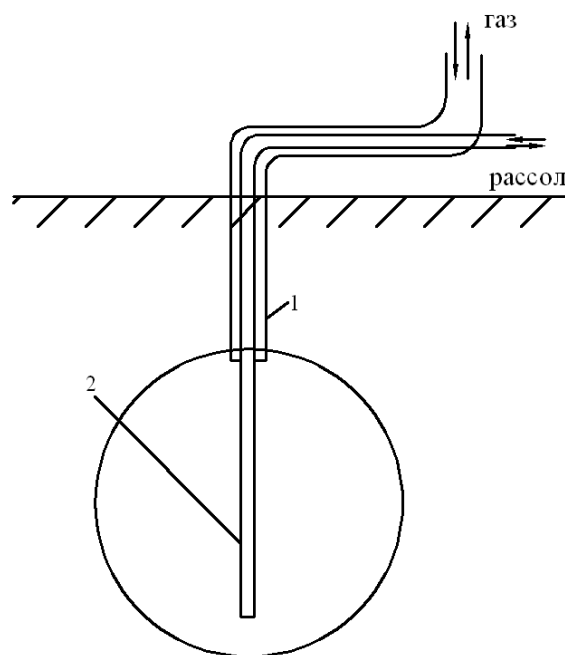
#### 7.4 Эксплуатация хранилищ газа в соляных куполах

Возможны два способа отбора газа из хранилища в соляных куполах: вытеснение газа рассолом и «сухой» способ отбора газа.

Отличие «сухого» способе емкость можно опорожнять до атмосферного давления и неполностью – в ней будет оставаться буферный «мертвый» объем газа.

**Способ вытеснения газа рассолом.** Главным преимуществом этого способа является возможность подачи газа потребителю при постоянном давлении. Конструкция скважин – двухколонная: снаружи располагается обсадная колонна (1), а внутри эксплуатационная подвесная (2), опущенная до дна емкости. Кольцевой зазор между подвесной и обсадной колоннами служит для закачки и отбора газа.

По подвесной колонне в емкость подается рассол, с помощью которого природный газ вытесняется из емкости в период отбора, а в период закачки через эту колонну выдавливается рассол.



Недостатки способа вытеснения газа рассолом - необходимость хранения большого количества рассола и обводнение газа, вызывающее необходимость в дополнительной его осушке.

**«Сухой» способ отбора газа.** В соляную подземную емкость закачивают природный газ, вытесняя им рассол, оставшийся в полости после ее размыва. Затем подвесную колонну, используемую для разлива, удаляют, а



эксплуатационной становится обсадная колонна. Газ закачивают в емкость компрессором, а отбирают и подают в транспортную сеть за счет внутреннего давления в емкости.

При «сухом» хранении к камерам хранилища предъявляют более жесткие требования, ограничивающие размеры отдельных емкостей, чем при эксплуатации их с вытеснением газа рассолом. При каждом отборе и закачке давление в емкости меняется, а это приводит к перераспределению напряжений в массиве, окружающем емкость, что снижает ее устойчивость, приводит к разрушениям целостности, потере герметичности.

Выбор способа эксплуатации хранилища зависит от прочности характеристик месторождения каменной соли и вмещающих пород. При «сухом» хранении с оставлением в емкости буферного газа геометрический объем хранилища используется не полностью. Для обеспечения устойчивости необходимо сохранять буферное давление (остаточное давление буферного газа) величиной до 2 МПа.

**Преимущества «сухого» способа хранения газа:**

- простота и экономичность;
- подача газа осуществляется потребителю за счет давления газа в емкости;
- отпадает необходимость сооружения установок по осушке газа.

**Недостатки:**

- уменьшенные объемы камер по сравнению с хранилищем, где газ вытесняют рассолом;
- выдача газа при переменном давлении.

## *Питання для контролю знань та обговорення*

1. Наведіть фізико-хімічні властивості кам'яної солі.
2. Охарактеризуйте термін «швидкість розчинення» солі
3. В чому полягає сутність технологічної схеми утворення підземної порожнини (місткості) в соляних покладах?
4. Наведіть відомі Вам методи спорудження підземних сховищ у солях
5. Які параметри підземного сховища визначають доцільність розташування місткостей в соляних покладах?
6. Опишіть технологію *комбінованого методу розчинення кам'яної солі*
7. В яких умовах застосовується комбінований метод розчинення солі?
8. Охарактеризуйте етапи комбінованого методу розчинення підземної місткості
9. Які техніко-економічні показники визначають місце розміщення свердловин для розчинення соляних залежей?
10. В чому полягають особливості підземного зберігання рідких газів у відкладеннях кам'яної солі?
11. Наведіть основні методи і схеми розмиву підземних ємностей
12. Які основні напрямки інтенсифікації розмиву кам'яної солі?
13. Як визначають об'єм і форму підземної ємності?
14. Які особливості експлуатації ПСГ у відкладеннях кам'яної солі?
15. В чому полягають особливості проектування розмиву підземних ємностей у відкладеннях кам'яної солі?

## 8. Нетрадиційні методи спорудження підземних газосховищ

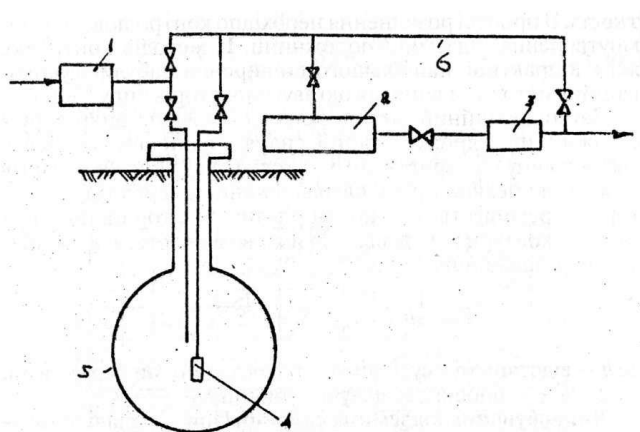
### Ключові терміни (професійні компетенції)

1. Вибухові методи утворення порожнин
2. Призначення сховищ, споруджених вибухами
3. Зони дії вибуху в пластичних гірських породах
3. Спорудження резервуарів камуфлетним вибухом
4. Особливості утворення ізотремичних резервуарів
5. Характеристики підземних ізотермічних сховищ
6. Технологія замороження ґрунтів

### 8.1 Технологія спорудження підземних сховищ камуфлетним вибухом

В останні роки набули розвитку підземні сховища, утворені глибинними (камуфлетними) вибухами. Вперше цей спосіб спорудження для пластичних глин і суглинків було запропоновано у 1960 році групою спеціалістів з колишнього СРСР.

Сховище складається з підземної місткості (порожнини), свердловини з насосом, технологічним трубопроводом і комплексу споруд, розміщених на поверхні (рис. 8.1). Подібні підземні сховища застосовуються для зберігання нафти, зріджених газів, а також для захоронення токсичних відходів нафтохімічних і хімічних комплексів.



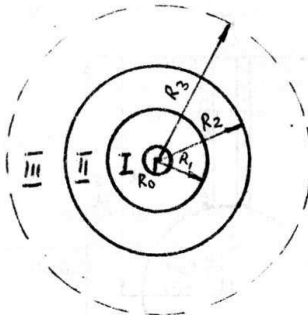
*1 – насос для закачування продукту у підземний резервуар; 2 – буферний наземний резервуар; 3 – насос для закачування продукту в підземний резервуар з буферного; 4 – заглиблений насос для відбирання продукту; 5 – підземний резервуар; 6 – технологічний продуктопровід.*

Рисунок 8.1 - Схема утворення підземного сховища камуфлетним вибухом

Фізика процесу утворення порожнини. Підземні місткості утворюються під дією глибинного вибуху за рахунок ущільнення пластичних гірських порід.

Вибух поодинокого заряду на значній глибині супроводжується підвищенням тиску. При тиску 10 МПа і більше, що виникає на межі розподілу, заряд вибухової речовини (ВР) – порода, будь-яка тверде тіло стискається. В зв'язку з цим у зоні з'являється сферична порожнина, кордони якої визначаються питомим тиском ударної хвилі і фізико-механічними властивостями середовища. Встановлено, що стисливість породи залежить від її пластичності: в міру зростання останньої стисливість породи збільшується.

Внутрішній вибух сприяє виникненню в необмеженому пластичному гірському середовищі зон деформацій, розміщених одна за другою від центра вибуху (рис. 8.2). Порожнина утворюється внаслідок стиснення, ущільнення (I – зона стиску) і пластичної течії (II – зона пластичних деформацій) пластичного ґрунту. Зона III – зона пружнопластичних і пружних деформацій масиву.



*I – зона стиску; II – зона пластичних деформацій; III – зона пружних деформацій;  $R_0, R_1, R_2, R_3$  – відповідно радіуси зарядної камери, зони стиску, пластичних і пружних деформацій*

Рисунок 8.2 - Зони дії камуфлетного вибуху в пластичних гірських породах при утворенні порожнини:

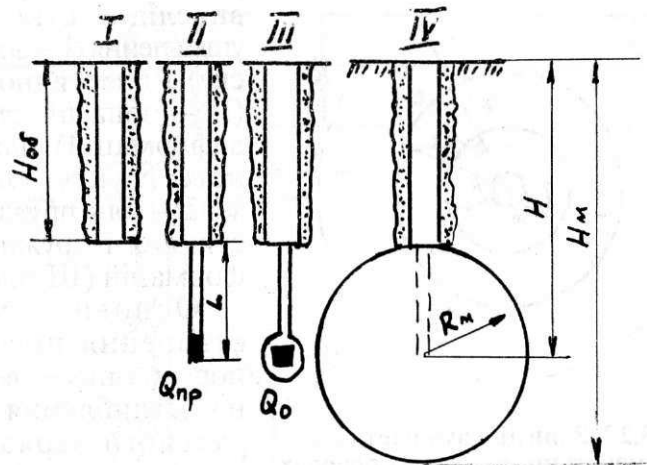
Основна умова створення підземної порожнини – величина заглиблення центрального заряду, яку можна визначити за формулою

$$W = \left( \frac{Q_0}{f(g_1 n)} \right)^{1/2}, \quad (8.1)$$

де  $Q_0$  – маса основного заряду;  $f(g_1 n)$  – значення функцій дії внутрішнього вибою, для глин і суглинків  $f(g_1 n) = 0,03-0,07$ .

## Технологія спорудження підземних сховищ глибинними вибухами.

Технологія спорудження підземних місткостей в пластичних породах глибинними вибухами складається з виробничих процесів, що виконуються в три етапи (рис. 8.3): бурові роботи, вибухові роботи, монтаж технологічного устаткування, трубопроводів та випробування сховища.



*I – буріння свердловин або проходження шурфа на глибину цементації позатрубного простору; II – добурювання свердловини до глибини розміщення прострілового ( $Q_{пр}$ ) та основного ( $Q_o$ ) заряду; III – утворення порожнини для розміщення основного заряду; IV – утворення місткості після вибуху основного заряду*

Рисунок 8.3 Схема утворення підземної місткості камуфлетним вибухом:

На першому етапі бурять свердловини самохідними верстатами УБР-ЗАМ, УБА-АА та ін., що мають обладнання для цементації позатрубного простору. До глибини обсадження кожна свердловина буриться діаметром 300-400 мм. Позатрубний простір цементується цементним розчином. Розбурювання цементної пробки і добурювання свердловини до проектної глибини виконується долотом діаметром 200-250 мм до глибини закладання заряду. Свердловина вважається підготовленою до вибухових робіт, якщо вона герметична, а відхилення стовбура від вертикалі не перевищує 1-2 %.

В практиці будівництва таких сховищ ще існує метод, коли породи, що залягають вище робочої потужності порід, проходять спеціальним буровим агрегатом, який копає шурф діаметром до 1,5 м; з вибою шурфа розбурюється свердловина до центра розміщення заряду.

Цей метод дозволяє після утворення порожнини здійснити її закріплення бетонним облицюванням за допомогою обладнання, яке по шурфу спускається в порожнину.

На другому етапі виконуються вибухові роботи. Утворення підземного резервуара вибуховим методом полягає в тому, що в нижній частині свердловини внаслідок вибуху невеликих зарядів ВР (прострілочних зарядів) за рахунок стиску породи утворюється сферична порожнина. В цю порожнину вміщують основний заряд.

При вибуху основного заряду пластична порода піддається пластичній течії і ущільнюється з утворенням шароподібної місткості з стійкими стінками. Їх розміри залежать від маси заряду ВР в межах стиснення середовища.

Проектування вибухових робіт починається з розрахунку маси основного заряду (кг)

$$Q_0 = g \cdot V \cdot E, \quad (8.2)$$

де  $g$  – питома витрата ВР, кг/м<sup>3</sup>, що приймається, як зворотна величина показника прострільності  $\Pi_{пр}$  гірських порід (табл. 8.1)

Таблиця 8.1 Значення коефіцієнта прострільності гірських порід  $\Pi_{пр}$

Порода	Вологість, %	Число пластичності	Середня щільність, Г/см	Пористість, %	Показник прострільності $\Pi_{пр}$ , м <sup>3</sup> /кг
Суглинки лісоподібні	10	11	1,7	40	0,3
Суглинки четвертинні	18	25	2,06	38	0,34
Глини делювіальні	16,5	18	2,04	37,5	0,26
Глини скіфські	18	25	2,06	36	0,23
Глини чеганські	25,7	31,7	1,96	43,3	0,24
Глини третинні	24,8	22,8	1,96	41,6	0,25

$$g = \frac{1}{\Pi_{пр}}, \quad (8.3)$$

$V$  – проектний об'єм порожнини, м<sup>3</sup>;

$E$  – коефіцієнт відносної потужності ВР (табл. 8.2).

Таблиця 8.2 - Значення коефіцієнта відносної потужності ВР

Тип вибухових речовин	Е
Амоніт	1,0
Грамонал А-6	0,8
Амоніт скельний № 1	0,81
Детоніт М	0,82
Амонал водостійкий	0,91
Динафтоліт	1,06
Акваніт ЗП	1,16

Масу основного заряду, що обчислюється, перевіряють за фактором камуфлетності

$$Q_0 \leq Q_k, \quad (8.4)$$

де  $Q_k$  – граничне значення маси ВР камуфлетного заряду, кг;

$$Q_k = v \cdot H^\varphi, \quad (8.5)$$

де  $H$  – глибина закладання заряду, м;

$v, \varphi$  – емпіричні коефіцієнти, що залежать від фізико-механічних властивостей глинистих порід (приймають за табл. 8.3).

Таблиця 8.3 Значення коефіцієнтів  $v$  і  $\varphi$ 

Типи породи	$v$	$\varphi$
Суглинок моренний	0,04	2,8
Глини скіфські	0,04	2,9
Тяжкі різновиди глинистих порід	0,04	3

Визначають глибину закладання заряду, м

$$H = \left( \frac{Q_0}{f(g, n)} \right)^{1/2}, \quad (8.6)$$

де  $Q_0$  – маса основного заряду, кг;

$f(g, n)$  – значення функції дії заряду,  $f(g, n) = 0,03 \dots 0,07$ .

Радіус основного заряду ВР

$$R_0 = \left( \frac{3Q_0}{4\pi \cdot \Delta} \right)^{1/3}, \quad (8.7)$$

де  $\Delta$  – щільність зарядження,  $\text{кг/м}^3$ .

При спорудженні підземного резервуара камуфлетним вибухом необхідно спочатку утворити на вибої свердловини порожнину для розміщення основного заряду ВР. Для цього свердловину попередньо прострілюють зарядами ВР.

Число таких прострілів і маса прострільного заряду залежать від об'єму зарядної камери, яка потрібна для розміщення основного заряду ВР.

Загальна маса прострільних зарядів для утворення зарядної камери

$$Q_{\text{пр}} = g \cdot Q / \Delta \quad (8.8)$$

Підземні резервуари, споруджені камуфлетними вибухами, поділяють на одиничні і групові. При будівництві бази підземних резервуарів доцільно визначати оптимальну відстань між ними. Відстань між центрами підземних резервуарів повинна становити  $l > 7R_p$ , де  $R_p$  – радіус резервуара.

Після проведення вибухових робіт і створення порожнини приступають до монтажу технічних трубопроводів і обв'язки гирла свердловини. Заливання палива в підземні місткості здійснюється порціями із наземних резервуарів з наступними вимірами рівня палива. Як показала практика експлуатації підземних сховищ, втрати дизельного палива в місткості не перевищують 0,9%, які припадають в основному на перші місяці зберігання.

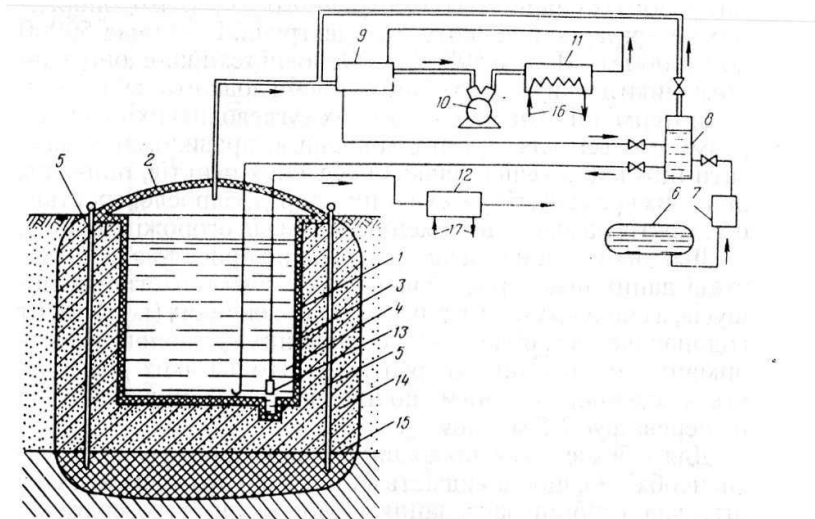
Не зважаючи на переваги таких сховищ від інших типів, при тривалій експлуатації виникають проблеми, пов'язані з проявами гірничого тиску і деформаціями порожнини. Доведено, що підземні порожнини забезпечують відносно стійкий стан протягом двох-трьох років. З часом відбуваються деформації незакріплених порожнин і обвалення порід з контуру порожнини. Для забезпечення експлуатаційної надійності сховищ даного типу застосовують відповідні заходи щодо штучного закріплення контуру підземної порожнини.

Існують декілька методів закріплення контуру порожнин: механічний, коли через шурф у порожнину опускають обладнання, монтажну бригаду, яка виконує роботи до штучного закріплення шляхом нанесення на стінки порожнини набризк-бетону за допомогою стисненого повітря та енергії вибуху, коли здійснюється одночасне формування порожнини і бетонного кріплення.



## 8.2 Технологія спорудження підземних ізотермічних резервуарів.

Поряд із зберіганням зріджених газів в наземних сталевих і залізобетонних резервуарах у світовій практиці набули широкого розповсюдження підземні ізотермічні сховища (рис. 8.4).



1 – виробка-місткість; 2 – перекриття резервуара з теплоізоляцією; 3 – теплоізоляція резервуара (для зріджених природних газів); 4 – зріджений газ; 5 – заморозуючі колони; 6 – напірний резервуар; 7 – осушувач; 8 – проміжна посудина; 9 – теплообмінник; 10 – компресор; 11 – конденсатор; 12 – підігрівач; 13 – заглиблений насос; 14 – зона заморожених порід; 15 – водоупор; 16 – місце введення води; 17 – місце входу і виходу газу

Рисунок 8.4 - Принципова схема ізотермічного сховища зріджених газів, утвореного в штучно заморожених ґрунтах

**Основні характеристики** підземних ізотермічних сховищ і особливості їх спорудження. В таких сховищах зберігають пропан, пропан-бутанові суміші, пропилен при тиску насичених парів газу від 0,102 до 0,105 МПа і температурі кипіння не вище – 10 °С.

До складу ізотермічного сховища входять підземні льодопородні резервуари циліндричної або траншейної форм, утворені попередньо замороженим ґрунтом, охолоджуючі агрегати і пристрої, наземні будови і споруди, а також інженерні комунікації, під'їзні шляхи і трубопроводи.

Підземні низькотемпературні сховища СВГ залежно від загального (сумарного) геометричного об'єму льодопородних резервуарів поділяються на дві групи: I – понад 50000 до 100000 м<sup>3</sup>; II – до 50000 м<sup>3</sup>. Основні техніко-економічні показники деяких ізотермічних сховищ подано в табл. 13.11.

Ізотермічні сховища зріджених вуглеводневих газів, що розмішуються біля берегів річок, слід, як правило, споруджувати нижче (за течією річки) населених пунктів, причалів, річкових вокзалів, гідротехнічних споруд, гідроелектростанцій, мостів на відстані не менше 500 м від огорожі сховища.

Льодопородний резервуар необхідно проектувати на підставі даних інженерно-геологічних і гідрогеологічних пошуків, а споруджувати в рихлих, водонасичених (коефіцієнт водонасиченості більше 0,8), однорідних за літологією, витриманих за потужністю грантах, у подошві яких розміщується водоупор, за умови, що швидкість руху ґрунтових вод не перевищує 2,5 м/добу.

Для забезпечення найкращих умов заморожування ґрунтів необхідно, щоб швидкість фільтрації ґрунтових вод  $v_{\text{ф}}$  в інтервалі глибини закладання льодопородного резервуара і мінімальна потужність водоупорного пласта  $h_{\text{пл}}$  під днищем задовольняли умовам

$$v_{\text{ф}} \leq t_{\text{р}} \cdot t_{\text{Г.В.}}^2 / 100 \cdot r; \\ h_{\text{пл}} \leq 1,2 \rho_{\text{п.в.}} \cdot g \cdot H \cdot 2 / (\rho_{\text{Г.р.}} \cdot g \cdot r + 2C_{\text{г}}), \quad (8.9) \quad (8.10)$$

де  $r_{\text{р}}$ ,  $t_{\text{Г.В.}}$  – відповідно, температура газу, що зберігається, і ґрунтових вод;

$r$  – радіус резервуара;

$\rho_{\text{п.в.}}$ ,  $\rho_{\text{Г.р.}}$  – щільність відповідно підземної води і ґрунту;

$g$  – прискорення вільного падіння;

$H$  – гідростатичний напір, м;

$C_{\text{г}}$  – коефіцієнт зчеплення ґрунту водоупора.

Значення  $C_{\text{г}}$ ,  $H$ ,  $\rho_{\text{п.в.}}$ ,  $\rho_{\text{Г.р.}}$  – визначають за результатами інженерно-геологічних пошуків.

Можливість замороження фільтруючих ґрунтів, до яких відносяться водонасичені ґрунти, що мають  $24 \cdot v_{\text{ф}} \cdot t_{\text{ГВ}}^2 > 1$ , оцінюють за величиною комплексу  $\Phi$ .

Заморожувати ґрунт неможливо при

$$\Phi = \frac{\lambda_1 (t_o - t_T)}{(t_{гр} - t_o) \sqrt{\lambda_2 \cdot C_B \cdot \rho_{пв} \cdot r_B}} \leq 1,5, \quad (8.11)$$

де  $\lambda_1, \lambda_2$  – теплопровідність відповідно замороженого і не замороженого ґрунту;

$t_o$  – температура замерзання ґрунтової води;

$t_T$  – температура теплоносія, що циркулює у заморожуючих колонках;

$t_{гр}$  – температура ґрунту;

$C_B$  – теплоємність ґрунтових вод;

$r_B$  – внутрішній радіус заморожуючої колонки.

Таблиця 8.4 - Характеристика підземних ізотермічних сховищ

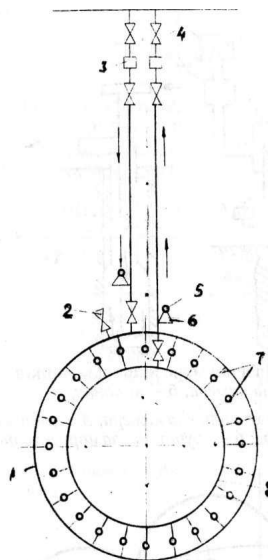
Параметр	Значення об'єму (тис. м <sup>3</sup> ) для сховищ								
	метану			етилену			пропану		
	10	30	100	10	30	100	10	30	100
Діаметр сховища, м	25,5	41,2	7,11	25,7	42,8	74,8	26,9	46,3	-
Глибина сховища, м	19,4	22,4	25	19	20,3	22,2	17,5	17,6	18,6
Товщина теплоізоляції, м:									
стінки	0,41	0,26	0,05	-	-	-	-	-	-
днища	0,63	0,63	0,62	0,17	0,16	0,16	-	-	-
перекриття	1	1,1	0,61	0,61	0,61	0,62	0,24	0,24	0,26
Товщина напередзамороженої оболонки, м	3,1	6	12	3	5,6	11	2,9	5	9,6
Швидкість випаровування, м <sup>3</sup> /добу	0,13	0,09	0,06	0,15	0,1	0,07	0,14	0,09	-

**Процеси спорудження підземних ізотермічних резервуарів.** Процес спорудження резервуара розбивається на наступні основні етапи: буріння свердловини і установка заморожуючих колонок; монтаж холодильної установки з обов'язочними технологічними трубопроводами; штучне замороження ґрунту для створення льодогрунтової огорожі майбутнього сховища, виймання ґрунту в чаші майбутнього сховища; монтаж блоків

покрівлі; заповнення сховища охолодженим продуктом і здача його в експлуатацію.

Основною технологічною операцією будівництва підземних ізотермічних сховищ є буріння свердловин, установка заморожуючих колон і безпосередньо процес замороження.

Буріння заморожуючих свердловин здійснюється ударним, обертовим і турбінним бурінням. При глибині до 50 м, в основному, застосовується обертове буріння. Після завершення робіт з буріння свердловин приступають до встановлення заморожуючих колонок, які служать для циркуляції холодоагента і передачі холоду навколишньому ґрунту. При цьому застосовують сталеві труби з внутрішнім діаметром 100-150 мм з товщиною стінки 5-6 мм. Охолоджуючий розчин поступає в заморожуючі колонки з розподільного трубопроводу діаметром 150-200 мм. Для приєднання труб до розподільника приварюють штуцери діаметром 25-37 мм і довжиною 100-150 мм. Розподілення холодоносія по колонках забезпечується включенням колонок за схемою замкнених кіл (рис. 8.5).

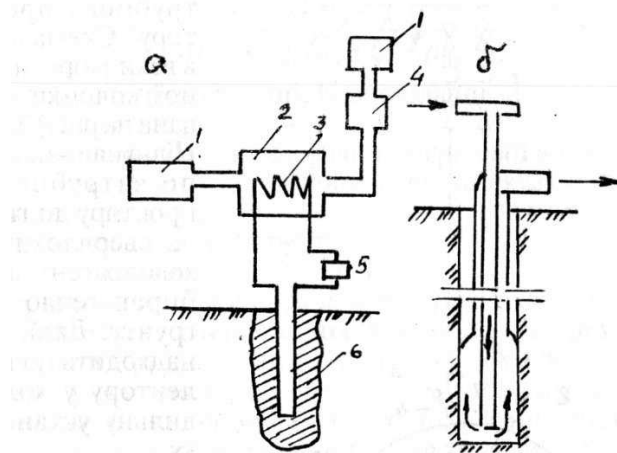


*1 – розподільник; 2 – прохідний кран для випуску повітря; 3 – водомір; 4 – засувка; 5 – манометр; 6 – 7 – заморожуючі колонки; 8 – колектор*

Рисунок 8.5 - Схема приєднання заморожуючих колонок за методом незамкнутих кілець:

Для замороження ґрунтів застосовують розчини хлористого калію з охолодженням його рідким аміаком (при температурі – 35 °С) або зрідженим

пропаном (при температурі – 42 °С). Густина холодоагента складає 1,23-1,25 кг/л. Холодоагент подають по внутрішній трубці і відбирають із позатрубного простору. Схема обв'язки морозильної колонки подана на рис.8.6.



*а – морозильна камера; б – колонка;  
1 – балон з аміаком; 2 – холодильна камера; 3 – змійовик; 4 – компресор;  
5 – насос; 6 – ґрунт, що заморожується*

Рисунок 8.6 - Схема обв'язки морозильної колонки

Піднімаючись по затрубному простору до гирла свердловини, холодоагент відбирає тепло від ґрунту. Далі він надходить по колектору у холодильну установку.

Початковою герметизуючою оболонкою майбутнього сховища і одночасно підпірною стінкою є мерзлотний циліндр.

Товщину льодогрунтової стінки (мерзлотного циліндра) визначають за формулою

$$\sigma = 1,1 \cdot R_{\text{пр}} \left( \left( \frac{\sigma_{\text{ст}}}{\sigma_{\text{ст}} - 2P} - 1 \right)^{1/2} \right), \quad (8.12)$$

де  $\sigma$  – мінімальна товщина льодогрунтової стінки, м (ділянка АВ на рис. 8.7);

$R_{\text{пр}}$  – внутрішній радіус мерзлотного кільця, м;

$\sigma_{\text{ст}}$  – допустиме напруження стиску замороженої породи (беруть 8,5-23,5 МПа);

$P$  – зовнішній гірничий тиск на стінку мерзлотного циліндра, МПа.

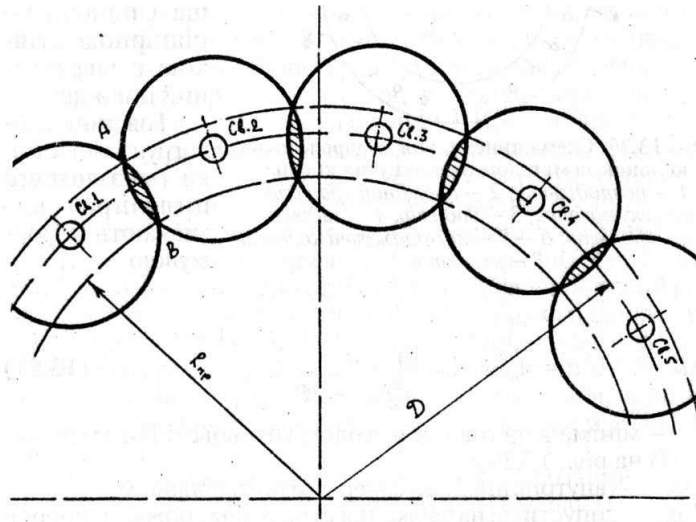


Рисунок 8.7 - Схема розрахунку параметрів формування мерзлого циліндра

Тиск

$$P = \gamma H t_g^2 \frac{90^\circ - \varphi}{2}, \quad (8.13)$$

де  $\gamma$  – щільність ґрунтів, кг/м<sup>3</sup> ;

$\varphi$  – кут природного відкосу, град,

Для обчислень можна прийняти значення щільності ґрунтів за табл. 8.5.

Таблиця 8.5 - Щільність ґрунтів ізотермічних сховищ

Ґрунт	Вологість, %	Щільність ґрунту, кг/м <sup>3</sup>
Пісок:		
щільний	7	1640
морський	14	1585
кар'єрний	10	1520
“	15	1520
“	20	1520
“	23	1520
гравелистий	2	2050
Глина волога	6	1460
“	15	1460
“	22	1460
“	35	1460
Суглинок	10	1540
“	20	1540
“	28	1540
Галька (щебінь)	10	2040
Ґрунти пилові	23	1330

Радіус поширення заморожених порід (м), що забезпечують створення необхідної товщини льодогрунтового циліндра, визначають за формулою,

$$R = \sqrt{(0,6\sigma)^2 + (l/2 + d)^2}, \quad (8.14)$$

де  $d$  – допустиме відхилення свердловини, % (беруть 1 % від глибини);

$l$  – відстань між свердловинами, м, практично приймається 1,8 + 2,5 м.

Швидкість нарощення мерзлого ґрунту по радіусу навколо заморожуючої колонки залежить від температури холодоносія, відстані між колонками і теплофізичних властивостей ґрунту і встановлюється розрахунками.

Після досягнення проектної товщини замороженої циліндричної оболонки резервуара приступають до розробки ґрунту. При об'ємі підземних ізотермічних місткостей 5-50 тис.м найбільш раціональною схемою організації роботи є розробка ґрунту по всій площі вибою бульдозером, навантаження ґрунту у цебри екскаватором з прямою лопатою, піднімання цебра самохідними стріловими кранами з розвантаженням їх у проміжні бункери з транспортуванням у відвал автотранспортом.

Основним недоліком існуючих підземних низькотемпературних резервуарів є високий теплоприплив до них з оточуючого середовища. Щоб запобігти цьому, всю площу поверхні, що огорожена, ізолюють. Як теплоізоляційний матеріал застосовують піноскло, перліт, пористий бетон (ніздрюватий).

Перекрыття льодопородного резервуара виконується різної конструкції (плоске, сферичне та інш.) і робиться з теплоізоляцією з алюмінію або сталі.

Підземний ізотермічний резервуар обладнується: трубопроводами, засобами зливу і наливу зріджених газів, запірною арматурою, приладами для виміру і контролю тиску, вакууму всередині резервуара, рівня рідинної і парової фаз газу, запобіжними і вакуумними клапанами, люками-лазами.

### *Питання для контролю знань та обговорення*

1. Опишіть фізичні процеси утворення підземних місткостей під дією глибинного вибуху
2. Наведіть складові підземної місткості, спорудженої камуфлетним вибухом
3. Сформулюйте основну умову створення підземної порожнини
4. За якими показниками визначається величина заглиблення центрального заряду?
5. На які види поділяють підземні резервуари, споруджені камуфлетними вибухами?
6. Обґрунтуйте переваги і недоліки підземних порожнин, споруджених за допомогою камуфлетних вибухів
7. Наведіть основні характеристики підземних ізотермічних сховищ
8. Опишіть особливості спорудження підземних ізотермічних сховищ
9. На які групи поділяються підземні низькотемпературні сховища?
10. Який показник забезпечує необхідну товщину льодогрунтового циліндра?



## 9. Ізотермічні підземні сховища (Буг-Спор)

### Ключевые термины (професійні компетенції)

1. Технологические функции внутришахтного транспорта
2. Классификация внешнего и внутреннего транспорта
3. Структура и назначение транспортных комплексов
4. Основные требования к транспортным комплексам
5. Подземная станция

### 8.2 Технологія спорудження підземних ізотермічних сховищ

Поряд із зберіганням зріджених газів в наземних сталевих і залізобетонних резервуарах у світовій практиці набули широкого розповсюдження підземні ізотермічні сховища (рис. 13.26).

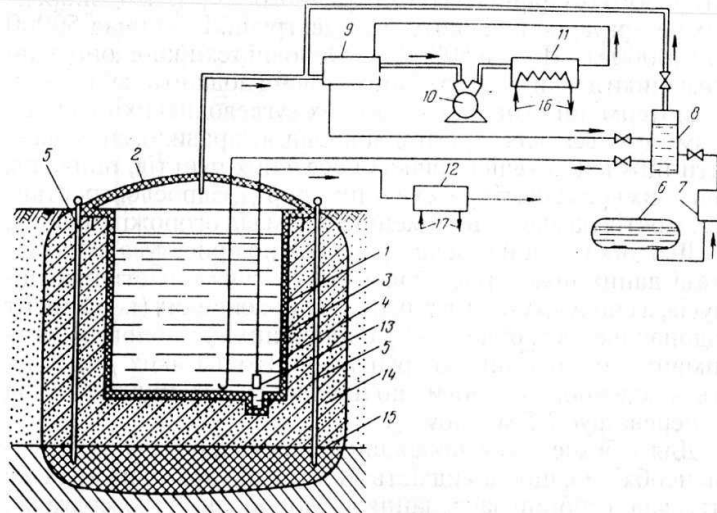


Рис. 13.26. Принципова схема ізотермічного сховища зріджених газів, утвореного в штучно заморожених ґрунтах:

1 — виробка-місткість; 2 — перекриття резервуара з теплоізоляцією; 3 — теплоізоляція резервуара (при зберіганні зріджених природних газів); 4 — зріджений газ; 5 — заморожуючі колони; 6 — напірний резервуар; 7 — осушувач; 8 — проміжна посудина; 9 — теплообмінник; 10 — компресор; 11 — конденсатор; 12 — підігрівач; 13 — заглиблений насос; 14 — зона заморожених порід; 15 — водоупор; 16 — місце введення води; 17 — місце входу і виходу газу

**Основні характеристики підземних ізотермічних сховищ і особливості їх спорудження.** В таких сховищах зберігають пропан, пропан-бутанові суміші, пропилен при тиску насичених парів газу від 0,102 до 0,105 МПа і температурі кипіння не вище  $-10^{\circ}\text{C}$ .

До складу ізотермічного сховища входять підземні льододородні резервуари циліндричної або траншейної форм, утворені попередньо замороженим ґрунтом, охолоджуючі агрегата і пристрої, наземні будови і споруди, а також інженерні комунікації, під'їзні шляхи і трубопроводи.

Підземні низькотемпературні сховища СВГ залежно від загального (сумарного) геометричного об'єму льодопородних резервуарів поділяються на дві групи: I – понад 50000 до 100000 м<sup>3</sup>; II – до 50000 м<sup>3</sup>. Основні техніко-економічні показники деяких ізотермічних сховищ подано в табл. 13.11.

Ізотермічні сховища зріджених вуглеводневих газів, що розмішуються біля берегів річок, слід, як правило, споруджувати нижче (за течією річки) населених пунктів, причалів, річкових вокзалів, гідротехнічних споруд, гідроелектростанцій, мостів на відстані не менше 500 м від огорожі сховища.

Льодопородний резервуар необхідно проектувати на підставі даних інженерно-геологічних і гідрогеологічних пошуків, а споруджувати в рихлих, водонасичених (коефіцієнт водонасиченості більше 0,8), однорідних за літологією, витриманих за потужністю грантах, у подошві яких розміщується водоупор, за умови, що швидкість руху ґрунтових вод не перевищує 2,5 м/добу.

Для забезпечення найкращих умов заморожування ґрунтів необхідно, щоб швидкість фільтрації ґрунтових ВОД  $1 > \phi$  в інтервалі глибини закладання льодопородного резервуара і мінімальна потужність водоупорного пласта  $h_{пл}$  під днищем задовольняли умовам

$$v_{\phi} \leq t_p \cdot t_{г.в.}^2 / 100 \cdot r; \quad (13.48)$$

$$h_{пл} \leq 1,2 \rho_{п.в.} \cdot g \cdot H \cdot 2 / (\rho_{гр} \cdot g \cdot r + 2C_2), \quad (13.49)$$

де  $r_p$ ,  $t_{г.в.}$  – відповідно, температура газу, що зберігається, і ґрунтових вод;  
 $r$  – радіус резервуара;

$\rho_{п.в.}$ ,  $\rho_{гр}$  – щільність відповідно підземної води і ґрунту;

$g$  – прискорення вільного падіння;

$H$  – гідростатичний напір, м;

$C_2$  – коефіцієнт зчеплення фунту водоупора.

Значення  $C_2$ ,  $H$ ,  $\rho_{п.в.}$ ,  $\rho_{гр}$  – визначають за результатами інженерно-геологічних пошуків.

Можливість замороження фільтруючих ґрунтів, до яких відносяться водонасичені ґрунти, що мають  $24 \cdot v_{\phi} \cdot t_{г.в.}^2 > 1$ , оцінюють за величиною комплексу  $\Phi$ .

Заморожувати ґрунт неможливо при

$$\Phi = \frac{\lambda_1 (t_o - t_T)}{(t_{гр} - t_o) \sqrt{\lambda_2 \cdot C_b \cdot \rho_{пв} \cdot r_b}} \leq 1,5, \quad (13.50)$$

де  $\lambda_1$ ,  $\lambda_2$  – теплопровідність відповідно замороженого і незамороженого ґрунту;

$t_o$  – температура замерзання ґрунтової води;

$t_T$  – температура теплоносія, що циркулює у заморожуючих колонках;

$t_{гр}$  – температура ґрунту;

$C_b$  – теплоємність ґрунтових вод;

$r_b$  – внутрішній радіус заморожуючої колонки.

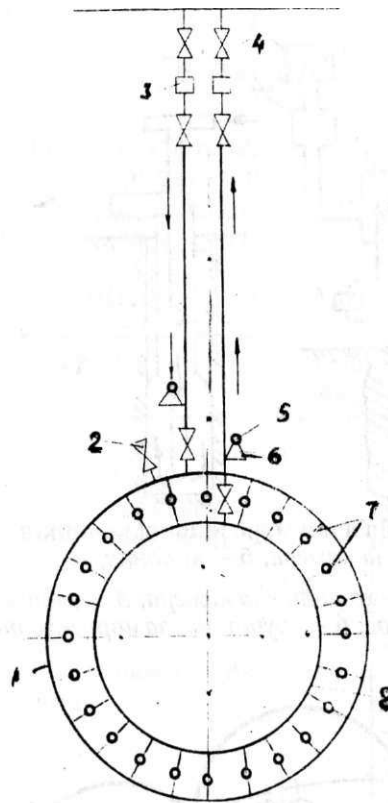
## Характеристика підземних ізотермічних сховищ

Параметр	Значення об'єму (тис. м <sup>3</sup> ) для сховищ								
	метану			етилену			пропану		
	10	30	100	10	30	100	10	30	100
Діаметр сховища, м	25,5	41,2	7,11	25,7	42,8	74,8	26,9	46,3	-
Глибина сховища, м	19,4	22,4	25	19	20,3	22,2	17,5	17,6	18,6
Товщина теплоізоляції, м:									
стінки	0,41	0,26	0,05	-	-	-	-	-	-
днища	0,63	0,63	0,62	0,17	0,16	0,16	-	-	-
перекриття	1	1,1	0,61	0,61	0,61	0,62	0,24	0,24	0,26
Товщина напередзамороженої оболонки, м	3,1	6	12	3	5,6	11	2,9	5	9,6
Швидкість випаровування, м <sup>3</sup> /добу	0,13	0,09	0,06	0,15	0,1	0,07	0,14	0,09	-

**Технологія спорудження підземних ізотермічних резервуарів.** Процес спорудження резервуара розбивається на наступні основні етапи: буріння свердловини і установка заморожувачих колонок; монтаж холодильної установки з обв'язочними технологічними трубопроводами; штучне замороження ґрунту для створення льодогрунтової огорожі майбутнього сховища, виймання ґрунту в чаші майбутнього сховища; монтаж блоків покрівлі; заповнення сховища охолодженим продуктом і здача його в експлуатацію.

Основною технологічною операцією будівництва підземних ізотермічних сховищ є буріння свердловин, установка заморожувачих колон і безпосередньо процес замороження.

Буріння заморожувачих свердловин здійснюється ударним, обертовим і турбінним бурінням. При глибині до 50 м, в основному, застосовується обертове буріння. Після завершення робіт з буріння свердловин приступають до встановлення заморожувачих колонок, які служать для циркуляції холодоагента і передачі холоду навколишньому ґрунту. При цьому застосовують сталеві труби з внутрішнім діаметром 100-150 мм з товщиною стінки 5-6 мм. Охолоджуючий розчин поступає в заморожувачі колонки з розподільного трубопроводу діаметром 150-200 мм. Для приєднання труб до розподільника приварюють штуцери діаметром 25-37 мм і довжиною 100-150 мм. Розподілення холодоносія по колонках забезпечується включенням колонок за схемою замкнених кіл (рис. 13.27).



**Рис. 13.27. Схема приєднання заморожуючих колонок за методом незамкнутих кілець:**  
 1 – розподільник; 2 – прохідний кран для випуску повітря; 3 – водомір; 4 – засувка;  
 5 – манометр; 6 – 7 – заморожуючі колонки;  
 8 – колектор

Для замороження ґрунтів застосовують розчини хлористого калію з охолодженням його рідким аміаком (при температурі  $-35\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) або зрідженим пропаном (при температурі  $-42\text{ }^{\circ}\text{C}$ ). Густина холодоагента складає 1,23-1,25 кг/л. Холодоагент подають по внутрішній трубці і відбирають із позатрубного простору. Схема обв'язки морозильної колонки подана на рис.13.28. Піднімаючись по затрубному простору до гирла свердловини, холодоагент відбирає тепло від ґрунту. Далі він надходить по колектору у холодильну установку.

Початковою герметизуючою оболонкою майбутнього сховища і одночасно підпірною стінкою є мерзлотний циліндр.

Товщину льодогрунтової стінки (мерзлотного циліндра) визначають за формулою

$$\sigma = 1,1 \cdot R_{\text{пр}} \left( \left( \frac{\sigma_{\text{ст}}}{\sigma_{\text{ст}} - 2P} - 1 \right)^{1/2} \right), \quad (13.51)$$

де  $\sigma$  – мінімальна товщина льодогрунтової стінки, м (ділянка АВ на рис. 13.29);

$R_{\text{пр}}$  – внутрішній радіус мерзлотного кільця, м;

$\sigma_{ст}$  – допустиме напруження стиску замороженої породи (беруть 8,5-23,5 МПа);

$P$  – зовнішній гірничий тиск на стінку мерзлотного циліндра, МПа.

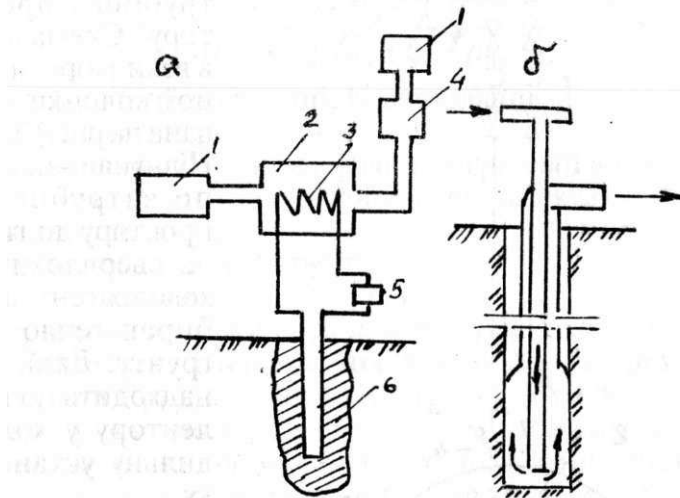


Рис. 13.28. Схема обв'язки морозильної колонки:

*a* – морозильна камера; *b* – колонка;

1 – балон з аміаком; 2 – холодильна камера; 3 – змійовик;  
4 – компресор; 5 – насос; 6 – ґрунт, що заморожується

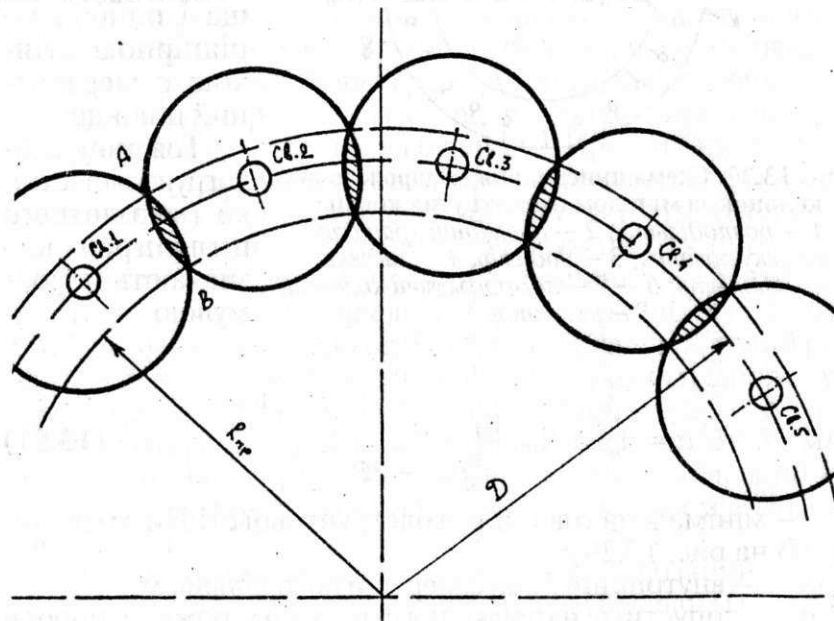


Рис. 13.29. Схема для розрахунку параметрів формування мерзлотного циліндра

Тиск

$$P = \gamma H t_g^2 \frac{90^\circ - \varphi}{2}, \quad (13.52)$$

де  $\gamma$  – щільність ґрунтів, кг/м<sup>3</sup>;

$\varphi$  – кут природного відкосу, град,

Для обчислень можна прийняти значення щільності ґрунтів за табл. 13.12.

**Щільність ґрунтів ізотермічних сховищ**

Ґрунт	Вологість, %	Щільність ґрунту, кг/м
<b>Пісок:</b>		
щільний	7	1640
морський	14	1585
кар'єрний	10	1520
“	15	1520
“	20	1520
“	23	1520
гравелистий	2	2050
<b>Глина волога</b>		
“	6	1460
“	15	1460
“	22	1460
“	35	1460
<b>Суглинок</b>		
“	10	1540
“	20	1540
“	28	1540
Галька (щебінь)	10	2040
Ґрунти пилові	23	1330

Радіус поширення заморожених порід, що забезпечують створення необхідної товщини льодогрунтового циліндра, визначають за формулою, м

$$R = \sqrt{(0,6\sigma)^2 + (l/2 + d)^2}, \quad (13.53)$$

де  $d$  – допустиме відхилення свердловини, % (беруть 1 % від глибини);

$l$  – відстань між свердловинами, м, практично приймається 1,8 + 2,5 м.

Швидкість нарощення мерзлого ґрунту по радіусу навколо заморожуючої колонки залежить від температури холодоносія, відстані між колонками і теплофізичних властивостей ґрунту і встановлюється розрахунками.

Після досягнення проектною товщини замороженої циліндричної оболонки резервуара приступають до розробки ґрунту. При об'ємі підземних ізотермічних місткостей 5-50 тис.м найбільш раціональною схемою організації роботи (рис. 13.30) є розробка ґрунту по всій площі вибою бульдозером, навантаження ґрунту у цебри екскаватором з прямою лопатою, піднімання цебра самохідними стріловими кранами з розвантаженням їх у проміжні бункери з транспортуванням у відвал автотранспортом.

Основним недоліком існуючих підземних низькотемпературних резервуарів є високий теплоприплив до них з оточуючого середовища. Щоб запобігти цьому, всю площу поверхні, що огорожена, ізолюють. Як теплоізоляційний матеріал застосовують піноскло, перліт, ячеїстий бетон (ніздрюватий).

Перекриття льодопородного резервуара виконується різної конструкції (плоске, сферичне та інш.). Перекриття робиться з теплоізоляцією з алюмінію або сталі.

Підземний ізотермічний резервуар обладнується: трубопроводами, засобами зливу і наливу зріджених газів, запірною арматурою, приладами для виміру і контролю тиску, вакууму всередині резервуара, рівня рідинної і парової фаз газу, запобіжними і вакуумними клапанами, люками-лазами.



# ОСНОВЫ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

## ВВЕДЕНИЕ

В условиях жизнедеятельности современного общества одно из центральных мест занимает *инженерная деятельность*. Все, что сегодня нас окружает – высотные дома и автомобили, вычислительные устройства и космические корабли, электростанции и каналы, железные дороги и самолеты все это продукт *инженерной деятельности*.

Горное производство представляется как сложная технологическая система «Человек– Агрегат - Среда». Технологическая система угольной шахты – это упорядоченная совокупность объектов, функционирование которых во времени и пространстве реализует полный технологический цикл подземного способа добычи угля. Главенствующим элементом взаимодействующей системы является Человек, наделенный специальными знаниями – *горный инженер*.

Однако если спросить инженера, что такое инженерная деятельность, на этот вопрос ответит не каждый представитель этой профессии.

В энциклопедических словарях и справочниках **инженер** определяется как *специалист в какой-либо области техники с высшим техническим образованием*. Но на самом деле образование тогда дает ему право достойно носить звание инженера, когда он действительно включен в инженерную деятельность, творчески применяет знания, приобретенные им в высшей школе и после ее окончания, когда он становится творцом новой техники, технологом или умелым организатором производства, конструктором, нестандартно мыслящим проектировщиком, испытателем, эксплуатационником.

Инженер должен *уметь* нечто такое, что нельзя охарактеризовать только словом «*знает*», он должен *обладать* еще и *особым типом мышления*, быть *проводником* передовых *научных идей* в технике и производстве.

Современная *техника* и *инженерия* близки по значению и неразрывно связаны с *наукой*.

В работах древнегреческих философов «*техне*» рассматривалось не только как *искусство, мастерство, сноровка*, но и как вид знаний. Родственным слову

«техника» считается слово «инженер», которое произошло от латинского корня *ingeniare*, что означает «творить», «создавать», «внедрять».

Следует различать *инженерную* и *техническую* деятельность.

**Техническая** деятельность, по отношению к инженерной, несет на себе исполнительскую функцию, направленную на непосредственную реализацию в производственной практике инженерных идей, проектов и планов.

**Инженерная** деятельность сначала носила военный характер. На определенном этапе развития общества она выделилась из технической деятельности, когда изготовление орудий уже не смогло основываться только на традиции, ловкости рук, смекалке, а потребовало ориентации на науку и целенаправленного использования для этого научных знаний и методов.

В условиях интенсификации процессов горного производства возникают такие практические проблемы, которые могут быть разрешены только лишь **научным путем**.

С развитием и внедрением на предприятиях горной промышленности автоматизированных машинных систем в науке формируется и особая сфера технических наук, специально ориентированных на решение инженерных задач горного производства.

В горном деле такими специальными научными направлениями считаются:

- 05.15.02 – Подземная разработка месторождений полезных ископаемых;
- 05.12.02 – Открытые горные работы;
- 05.05.06 – Горные машины и др.

**Социальная роль науки** в современном обществе состоит **в умении** использовать научные знания для решения народнохозяйственных задач, стоящих перед страной. В этой связи подготовку кадров для научной деятельности весьма актуально начинать со студенческой скамьи. В НГУ, при выпускающих кафедрах и проблемных лабораториях, работают студенческие научно-специализированные кружки и проектные бюро. Например, на кафедре транспортных систем и технологий создан студентческий научный центр имени профессора Б.О.Кузнецова.