



Department of education and science youth and sports of Ukraine

National Mining University

**M.A. Dudlia, L.N. Shirin, E.A. Fedorenko**

# **PROCESSES OF UNDERGROUND GAS STORAGE**

Approved by the Ministry of Education and Science youth and sports of  
Ukraine as a textbook (course book) for educational institutions

Dnipropetrovsk  
NMU  
2012

Міністерство освіти і науки, молоді та спорту України  
Державний вищий навчальний заклад  
«Національний гірничий університет»



**М.А. Дудля, Л.Н. Ширін, Е.А. Федоренко**

# **ПРОЦЕСИ ПІДЗЕМНОГО ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ**

Затверджено Міністерством освіти і науки, молоді та спорту України  
як підручник для студентів вищих навчальних закладів

Дніпропетровськ  
НГУ  
2012

УДК 622.691(075.8)  
ББК 33.362:30.3я73  
Д 81

Затверджено Міністерством освіти і науки, молоді та спорту України як підручник для студентів вищих навчальних закладів напряму підготовки 050301 Гірництво (лист № 1/11-12952 від 08.08.2012).

Рецензенти:

**К.К. Софійський**, д-р техн. наук, професор, завідувач відділу (Інститут геотехнічної механіки ім. М.С. Полякова НАН України);

**Б.В. Бокій**, д-р техн. наук, заступник генерального директора (АП «Шахта ім. А.Ф. Засядько»);

**С.Д. Павлов**, канд. геол.-мін. наук, заступник директора (Укр НДІ газу).

**Дудля М.А.**

Д81 Процеси підземного зберігання газу [Текст]: підручник / М.А. Дудля, Л.М. Ширін, Е.А. Федоренко. – Д.: Національний гірничий університет, 2012. – 412 с.

ISBN 978 – 966 – 350 – 364 – 6

Розглянуто історичний розвиток мережі газосховищ в Україні та за кордоном, фізико-хімічні властивості природних газів, процеси підземного зберігання та транспортування газу, технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу, а також правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу.

Для студентів вищих навчальних закладів спеціальностей з напряму підготовки 050301 Гірництво. Може бути корисним для наукових та інженерно-технічних працівників гірничої і газової промисловості.

УДК 622.691(075.8)  
ББК 33.362:30.3я73

© Дудля М.А., Ширін Л.М.,  
Федоренко Е.А., 2012

©ДВНЗ «Національний гірничий  
університет», 2012

ISBN 978 – 966 – 350 – 364 – 6

## ЗМІСТ

|  |     |
|--|-----|
| <b>СПИСОК СКОРОЧЕНЬ</b> .....  | 9   |
| <b>ПЕРЕДМОВА</b> .....   | 12  |
| <b>РОЗДІЛ 1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПІДЗЕМНЕ<br/>ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ</b> .....                                 | 14  |
| 1.1. Основні цілі підземного зберігання газу.....  | 14  |
| 1.2. Історичний розвиток мережі газосховищ за кордоном.....  | 21  |
| 1.3. Розвиток підземного зберігання газу в Україні.....  | 28  |
| 1.4. Особливості створення й експлуатації підземних сховищ<br>газу у виснажених родовищах Прикарпаття..... | 37  |
| 1.5. Основні терміни та поняття.....   | 40  |
| <i>Питання для контролю знань та обговорення</i> .....   | 48  |
| <b>РОЗДІЛ 2. ГЕОЛОГІЧНІ УМОВИ ТА<br/>ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ</b> .....                  | 49  |
| 2.1. Походження, склад і класифікація природних газів.....   | 49  |
| 2.1.1. Форми перебування газів у вугленосних покладах.....   | 55  |
| 2.1.2. Колекторні властивості порід вугленосної товщі.....   | 55  |
| 2.1.3. Геологічні закономірності розподілу метану<br>у вугленосній товщі.....                              | 56  |
| 2.1.4. Вплив геологічних факторів на розподіл газів<br>у вугленосних товщах.....                           | 58  |
| 2.1.5. Методи вивчення газонасності вугільних родовищ.....   | 59  |
| 2.1.6. Облік ресурсів вуглеводневих газів вугільних родовищ  | 60  |
| 2.2. Основні параметри газів.....  | 61  |
| 2.3. Термодинамічні властивості газів.....   | 75  |
| 2.4. Токсичні і теплові властивості газів.....   | 79  |
| <i>Питання для контролю знань та обговорення</i> .....   | 81  |
| <b>РОЗДІЛ 3. ПІДГОТОВКА ГАЗУ ДО ТРАНСПОРТУВАННЯ</b> .....  | 82  |
| 3.1. Очищення газу.....  | 82  |
| 3.1.1. Показники оцінки якості газу.....   | 82  |
| 3.1.2. Джерела забруднення магістральних газопроводів.....   | 85  |
| 3.1.3. Методи очищення газу.....   | 86  |
| 3.1.4. Очищення газу від сірководню і вуглекислоти.....  | 87  |
| 3.2. Пиловловлювачі.....   | 90  |
| 3.2.1. Конструкції пиловловлювачів.....  | 90  |
| 3.2.2. Технологічний розрахунок масляного<br>і вертикального пиловловлювачів.....                          | 98  |
| 3.2.3. Вибір циклонного пиловловлювача.....  | 105 |
| 3.3. Осушення газу і боротьба з гідратуутворенням.....   | 113 |

|  |            |
|--|------------|
| 3.3.1. Загальні відомості про гідрати.....   | 113        |
| 3.3.2. Установки осушення газу та їх експлуатація.....   | 124        |
| 3.4. Промислова обробка газу і конденсату.....   | 141        |
| 3.5. Експлуатація апаратів для очищення й осушення газів .....   | 154        |
| <i>Питання для контролю знань та обговорення.....</i>  | <i>158</i> |
| <b>РОЗДІЛ 4. ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ .....</b>  | <b>159</b> |
| 4.1. Основні відомості про підземне зберігання газу в пористих та проникних колекторах.....  | 159        |
| 4.1.1. Мережа підземних сховищ газу.....   | 159        |
| 4.1.2. Географічні умови розташування ПСГ.....   | 162        |
| 4.1.3. Основні елементи ПСГ та вимоги до них.....  | 164        |
| 4.1.4. Режим роботи газових покладів при експлуатації ПСГ..  | 170        |
| 4.1.5. Буферний газ у підземному сховищі.....  | 176        |
| 4.1.6. Розрахунки параметрів ПСГ.....  | 178        |
| 4.1.7. Технологічні схеми збору, розподілу та обробки газу...  | 180        |
| 4.1.8. Експлуатація підземних сховищ газу.....   | 185        |
| 4.2. Підземне зберігання газу у виснажених або частково відпрацьованих газових і газоконденсатних родовищах.....                     | 190        |
| 4.2.1. Нагнітання газу в пласт в умовах газового режиму.....   | 191        |
| 4.2.2. Відбір газу при експлуатації ПСГ.....   | 195        |
| 4.2.3. Дослідження нагнітально-видобувних свердловин в процесі підземного зберігання газу.....                                       | 198        |
| 4.2.4. Техніко-економічні розрахунки числа добувних свердловин, об'єму буферного газу, потужності КС і глибини розташування ПСГ..... | 199        |
| 4.3. Підземне зберігання газу у відпрацьованих нафтових і газоконденсатних родовищах.....  | 201        |
| 4.3.1. Процеси в нафтовому покладі при підземному зберіганні газу.....   | 202        |
| 4.3.2. Визначення максимальної ємності ПСГ.....  | 203        |
| 4.3.3. Оцінка продуктивності нагнітально-видобувних свердловин при відборі газу.....   | 205        |
| 4.4. Підземне зберігання газу в пастках водонасичених колекторів.....  | 206        |
| 4.4.1. Розрахунок падіння тиску в ПСГ після припинення закачування газу.....   | 215        |
| 4.4.2. Методи визначення шляхів руху газу в пласті і втрат газу в процесі підземного зберігання.....                                 | 216        |
| 4.4.3. Оптимізація техніко-економічних показників ПСГ при пружно-водонапірному режимі експлуатації.....                              | 219        |
| 4.5. Підземне зберігання рідких газів у покладах кам'яної солі.....  | 226        |
| 4.5.1. Методи і схеми розмиву підземних ємностей.....  | 227        |

|  |            |
|--|------------|
| 4.5.2. Теоретичні основи проектування розмиву підземних ємностей у покладах кам'яної солі.....                         | 230        |
| 4.5.3. Інтенсифікація розмиву кам'яної солі.....   | 236        |
| 4.5.4. Визначення об'єму і форми підземних ємностей.....   | 237        |
| 4.5.5. Особливості експлуатації ПСГ у покладах кам'яної солі.....  | 239        |
| 4.5.6. Розрахунок запасів газового покладу.....  | 242        |
| 4.5.7. Розрахунок дебіту газової свердловини.....  | 243        |
| 4.5.8. Техніко-економічні показники створення і експлуатації підземних сховищ газу в непроникних гірських породах..... | 246        |
| 4.5.9. Використання газоконденсатних родовищ, які розробляються із застосуванням сайклінг–процесу.....                 | 247        |
| 4.5.10. Використання годографа в технологічному проектуванні ПСГ.....  | 248        |
| <i>Питання для контролю знань та обговорення.....</i>  | <i>251</i> |

## **РОЗДІЛ 5. ТЕХНОЛОГІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ТА ТЕХНОГЕННІ ЗМІНИ ПРИ ПІДЗЕМНОМУ ЗБЕРІГАННІ ГАЗУ.....**

|  |            |
|--|------------|
| 5.1. Технологічні особливості експлуатації ПСГ та їх вплив на герметичність свердловин.....    | 253        |
| 5.2. Техногенний вплив підземних сховищ газу на геологічне середовище та довкілля.....         | 263        |
| 5.3. Аналіз тампонування свердловин, тампонажних матеріалів та особливостей технологій.....    | 270        |
| 5.4. Особливості кваліметрії тампонажних матеріалів та технології тампонування свердловин..... | 297        |
| 5.5. Критерії якості тампонажних матеріалів.....   | 302        |
| 5.6. Формування та відновлення герметичності за колонного простору свердловин.....             | 311        |
| 5.7. Основні вимоги до властивостей тампонажних матеріалів.....                                | 319        |
| 5.8. Особливості експлуатації підземних сховищ газу.....                                       | 326        |
| 5.9. Формування та експлуатація підземних сховищ газу у водоносній багатошаровій системі.....  | 328        |
| 5.10. Контроль за формуванням сховищ газу.....   | 329        |
| <i>Питання для контролю знань та обговорення.....</i>  | <i>332</i> |

## **РОЗДІЛ 6. ГАЗОНАПОВНЮВАЛЬНІ СТАНЦІЇ ЗРІДЖЕНИХ НАФТОВИХ ГАЗІВ.....**

|  |     |
|--|-----|
| 6.1. Загальні відомості.....                             | 334 |
| 6.2. Розрахунки процесу зберігання та відпуску газу..... | 340 |
| 6.2.1. Гідралічні розрахунки трубопроводів.....          | 344 |

|   |            |
|---|------------|
| 6.2.2. Розрахунки процесу зливання газу.....  | 347        |
| 6.2.3. Розрахунки процесу наповнення.....   | 350        |
| <i>Питання для контролю знань та обговорення.....</i>   | <i>360</i> |
| <b>РОЗДІЛ 7. ПРАВИЛА БЕЗПЕКИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ<br/>ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ В ПОРИСТИХ ПЛАСТАХ.....</b> | <b>361</b> |
| 7.1. Загальні положення.....  | 361        |
| 7.2. Експлуатація газового покладу.....   | 365        |
| 7.3. Моніторинг експлуатації ПСГ.....   | 370        |
| 7.4. Загальні вимоги безпеки.....   | 372        |
| 7.5. Пожежна безпека.....   | 378        |
| 7.6. Фонтанна безпека.....  | 380        |
| 7.7. Охорона довкілля.....  | 388        |
| <i>Питання для контролю знань та обговорення.....</i>   | <i>389</i> |
| <b>ДОДАТКИ.....</b>   | <b>391</b> |
| <b>СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....</b>   | <b>405</b> |
| <b>ПРЕДМЕТНИЙ ПОКАЖЧИК.....</b>   | <b>407</b> |



## СПИСОК СКОРОЧЕНЬ

|                  |   |
|------------------|---|
| <b>АВПТ</b>      | – аномально високий пластовий тиск                |
| <b>АПО</b>       | – апарати повітряного охолодження                 |
| <b>АКЦ</b>       | – акустичний каротаж цементування                 |
| <b>БК</b>        | – бурильна колона                                 |
| <b>ВБР</b>       | – відділення бурових робіт                        |
| <b>ВВП</b>       | – вузол відключаючих пристроїв                    |
| <b>ВГЗКП</b>     | – витікання газу в заклонний простір              |
| <b>ВГН</b>       | – вторинні газонакопичення                        |
| <b>ВТП</b>       | – власні технологічні потреби                     |
| <b>ВУ ПЗГ</b>    | – виробниче управління підземного зберігання газу |
| <b>ВЗКП</b>      | – витікання газу в заклонному просторі            |
| <b>ГВК</b>       | – газо-водяний контакт                            |
| <b>ГТК</b>       | – геолого-технічний контроль                      |
| <b>ГДК</b>       | – гранично допустима концентрація                 |
| <b>ГДС</b>       | – геофізичні дослідження свердловин               |
| <b>ГЗП</b>       | – газозбірний пункт                               |
| <b>ГК</b>        | – гама каротаж                                    |
| <b>ГКР</b>       | – газоконденсатне родовище                        |
| <b>ГКС</b>       | – газокompресорна служба                          |
| <b>ГНВП</b>      | – газонафтоводопроявлення                         |
| <b>ГНС</b>       | – газонаповнювальні станції                       |
| <b>ГР</b>        | – газове родовище                                 |
| <b>ГРП</b>       | – газорозподільний пункт                          |
| <b>ГРС</b>       | – газорозподільна станція                         |
| <b>ГПО</b>       | – газонасичений поровий об'єм                     |
| <b>ГС</b>        | – геологічна служба                               |
| <b>ДАТ</b>       | – державне акціонерне товариство                  |
| <b>ДБН</b>       | – державні будівельні норми                       |
| <b>ДВКТ</b>      | – діафрагменний вимірювач критичної течії         |
| <b>ДЕА</b>       | – діетаноламін                                    |
| <b>ДЕГ</b>       | – діетилен-гліколь                                |
| <b>ДКС</b>       | – дотискувальна компресорна станція               |
| <b>ДПЕ</b>       | – дослідно-промислова експлуатація                |
| <b>ЗНГ</b>       | – зріджений нафтовий газ                          |
| <b>ЕВС</b>       | – енерговодопостачальна служба                    |
| <b>ІКХ та ХВ</b> | – Інститут калодійної хімії та хімії води         |

|                |  |
|----------------|--|
| <b>ІФДТУНГ</b> | – Івано-Франківський державний технічний університет нафти та газу |
| <b>ІННК</b>    | – імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж                            |
| <b>ІБД</b>     | – інформаційний банк даних   |
| <b>КВПіА</b>   | – контрольно-вимірювальні прилади й автоматика                     |
| <b>КНБК</b>    | – компоновка газу бурової колони                                   |
| <b>КОС</b>     | – кремнійорганічні сполуки   |
| <b>КПЗГ</b>    | – комплекс підземного зберігання газу                              |
| <b>КРС</b>     | – капітальний ремонт свердловин                                    |
| <b>КС</b>      | – компресорна станція  |
| <b>МГ</b>      | – магістральний газопровід   |
| <b>МКП</b>     | – міжколонний простір  |
| <b>МКТ</b>     | – міжколонний тиск   |
| <b>НАК</b>     | – національна акціонерна компанія                                  |
| <b>НВС</b>     | – нагнітально-видобувна свердловина                                |
| <b>НД</b>      | – нормативний документ   |
| <b>НГК</b>     | – нейтронний гама каротаж  |
| <b>НКТ</b>     | – насосно-компресорні труби  |
| <b>НКГВ</b>    | – нижня концентраційна границя вибуховості                         |
| <b>НП</b>      | – небезпечні події   |
| <b>НТС</b>     | – низькотемпературна сепарація                                     |
| <b>ОВС</b>     | – оперативно-виробнича служба                                      |
| <b>ОП</b>      | – обладнання противикидне  |
| <b>ОТЦ</b>     | – очікування тужавіння цементу                                     |
| <b>ПАР</b>     | – поверхнево-активні речовини                                      |
| <b>ПВГ</b>     | – пункт вимірювання газу   |
| <b>ПЗГ</b>     | – підземне зберігання газу   |
| <b>ПЛАС</b>    | – план локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварій       |
| <b>ППР</b>     | – планово-попереджувальний ремонт                                  |
| <b>ПРС</b>     | – поточний ремонт свердловини                                      |
| <b>ПСГ</b>     | – підземне сховище газу  |
| <b>ПЦАТ</b>    | – портландцемент алінітовий тампонажний                            |
| <b>ПЦТП</b>    | – портландцемент тампонажний полегшений                            |
| <b>ПЦТ</b>     | – портландцемент тампонажний                                       |
| <b>РТО</b>     | – рекуперативний теплообмінник                                     |
| <b>СОУ</b>     | – стандарт організації України                                     |
| <b>СПВ</b>     | – супутні пластові води  |
| <b>СТК</b>     | – стандарт компанії  |

|  |   |
|--|---|
| <b>ТБ</b>  | – техніка безпеки                                     |
| <b>ТБФ</b>   | – трибутилфосфат                                      |
| <b>ТДА</b>   | – турбодестандерний агрегат                           |
| <b>ТЕА</b>   | – триетаноламін                                       |
| <b>ТЕЦ</b>   | – теплова електростанція                              |
| <b>ТК</b>  | – термометричний каротаж                              |
| <b>ТУ У</b>  | – технічні умови України                              |
| <b>УКПГ</b>  | – установка комплексної підготовки газу               |
| <b>УОГ</b>   | – установка осушування газу                           |
| <b>УМГ</b>   | – управління магістральних газопроводів               |
| <b>ФА</b>  | – фонтанна арматура                                   |
| <b>ЦІТС</b>  | – центральна інженерно-технологічна служба            |
| <b>ЦТІН</b>  | – цемент тампонажний для паронагнітальних свердловин  |
| <b>ЄТП</b>   | – єдині технічні правила                              |
| <b>Кг</b>  | – коефіцієнт газонасичення                            |
| <b>Рр</b>  | – робочий тиск  |
| <b>Рвиб.</b>   | – динамічний тиск на вибої газової свердловини        |
| <b>Рзт</b>   | – тиск газу в затрубному просторі газової свердловини |
| <b>Ртр.</b>  | – тиск газу в трубному просторі газової свердловини   |
| <b>Рпл</b>   | – пластовий тиск                                      |
| <b>Рст</b>   | – тиск на буфері в зупиненій газовій свердловині      |
| <b><math>\Delta P_d</math> (<math>\Delta P_R</math>)</b> | – депресія (репресія)                                 |

## ПЕРЕДМОВА

Паливно – енергетичний комплекс України, як і більшості розвинутих країн світу, є складною системою матеріального виробництва, сукупністю багатьох підсистем, що охоплюють видобуток, перетворення, розподіл, зберігання та споживання енергоносіїв. Особливе місце належить газовій промисловості. Для України, котра посідає 15 місце в світі за обсягом видобування газу, а за його споживанням її випереджають тільки Росія та США, найважливішим завданням на найближчі роки залишається забезпечення споживачів природним газом у достатній кількості. Зрозуміло, що видобуваючи щорічно близько 20 млрд. м<sup>3</sup> власного газу, а споживаючи значно більші об'єми (до 80 млрд. м<sup>3</sup> газу), потрібно нарощувати резерви газопостачання та розвивати газотранспортну систему з одночасною диверсифікацією джерел.

Існують наступні шляхи створення таких резервів: залучення додаткових потужностей у систему газовидобування і розбудова мережі підземних сховищ газу (ПСГ) поблизу основних газоспоживаючих центрів. Потенційні ресурси газу в Україні ще досить значні (7072,7 млрд. м<sup>3</sup>) і при належному фінансуванні дозволили б стабілізувати видобування газу. Однак цей шлях у світовій практиці вважають менш раціональним. ПСГ дозволяють нівелювати екстремальні періоди споживання газу шляхом видобування тієї кількості, якої не вистачає, чи нагнітанням надлишку газу в підземелля. Це дає змогу забезпечити роботу газотранспортної системи протягом року з продуктивністю близької до номінальної. Таким чином, створення ПСГ стало головним резервом виробничих потужностей у газовій галузі України.

Досвід інших європейських країн, США та Канади підтверджує правильність такого підходу при вирішенні складної народно-господарської проблеми. Започатковано цей напрям 21 травня 1964 р., коли перші кубометри природного газу зховано у водоносному горизонті Олишівського ПСГ, що на Черкащині. У зв'язку зі зростанням експортних поставок газу в Польщу (1956 р.), Чехословаччину (1966 р.), країни Західної Європи (Австрію, Німеччину, Францію, Італію, Югославію тощо) розгалужується мережа магістральних газопроводів, виникає проблема надійності газопостачання. З метою її вирішення у виснажених горизонтах газових родовищ Прикарпаття створюються підземні сховища газу:

Угерське (1969 р.), Дашавське (1973 р.), Опарське (1975 р.), Більче – Волицьке (1983 р.), Богородчанське (1979 р.).

Активна ємність підземних сховищ газу України є другою у Європі, що дає можливість надавати європейським країнам послуги з підземного зберігання газу.

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.

Для підтримання високо функціональної газотранспортної системи необхідно формувати рівнонадійну структуру в усіх її ланках: ***пласт – свердловина – компресорна станція – газопровід***.

В підручнику узагальнено сучасний досвід з підземного зберігання газу, що дасть можливість студентам та фахівцям більш досконало опанувати моніторинг роботи ПСГ, знайти нові шляхи в аналітичному, експериментальному і практичному вирішенні завдань використання і зберігання газу.

## РОЗДІЛ 1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ

---

### *1.1. ОСНОВНІ ЦІЛІ ПІДЗЕМНОГО ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ*

Перші підземні сховища газу (ПСГ) в колишньому СРСР були призначені, в основному, для покриття сезонної нерівномірності споживання газу. Тому вони створювалися поблизу великих центрів газоспоживання у водоносних структурах або у виснажених родовищах. До цієї групи сховищ належить *Калузьке* (1959 р.) і *Щолковське ПСГ* (1961 р.) поблизу Москви, *Гатчинське* (1963 р.), *Колпінське* і *Невське ПСГ* на північному заході поблизу Петербурга, *Олишівське* (1964 р.) і *Червоно-партизанське ПСГ* поблизу Києва, *Інчукалнське* поблизу Риги, *Полторацьке ПСГ* поблизу Ташкента та інші.

Першими підземними сховищами газу, створеними у виснажених родовищах, були *Башкатівське ПСГ* (1958 р.) загальним об'ємом 30 млн.м<sup>3</sup>, що розташоване на сході Самарської області, і *Єлманське ПСГ* поблизу Саратова. **Характерною особливістю останнього була наявність сірководню в покладі газу, але, як виявилось, при циклічній експлуатації його присутність не відчувається.**

Надалі розширення мережі підземних сховищ газу є наслідком інтенсивного розвитку газової промисловості, особливо після виділення її як самостійної галузі (1964 р.), про що свідчать дані темпів зростання видобутку газу (табл. 1.1).

В 1970 р. видобуток газу перевищив рівень видобутку 1960 р. в 4,37 рази. В 1980 р. цей рівень був перевищений майже в 10 разів. Особливо високі темпи абсолютного приросту видобутку газу були в період 1970–1980 рр. – більше ніж 200 млрд.м<sup>3</sup> на рік.

Зі збільшенням видобутку газу міняється і структура його споживання. Природний газ стає найбільш економічним і ефективним

## Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

видом палива, питома вага його в паливно-енергетичному балансі перевищує 50%. Природний газ використовується як сировина для хімічної і нафтопереробної промисловості, як паливо для двигунів внутрішнього згорання. Він широко використовується в технологічних процесах в металургії, силікатній, будівельній та інших галузях.

Таблиця 1.1.

Темпи зростання видобутку газу в СРСР

| Роки                                | 1940 | 1950 | 1960 | 1970 | 1975 | 1980 | 1985 |
|-------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|
| Видобуток газу, млрд.м <sup>3</sup> | 3.22 | 5,80 | 45.3 | 198  | 435  | 643  | 686  |

Сьогодні газова промисловість є важливою ланкою енергетичної системи (електрифікації, теплофікації і газифікації народного господарства), тому на нерівномірність споживання газу, крім природних факторів (сезонність), відчутний вплив мають економічні й соціальні фактори, що значно розширює коло завдань, які розв'язуються шляхом створення підземних сховищ газу.

Розширюється мережа газосховищ для регулювання осінньо-зимової нерівномірності газоспоживання уже цілих економічних районів (*так звані базові ПСГ з активним об'ємом більше як один мільярд кубометрів і добовим об'ємом до 1% від активного об'єму газу*). Об'єктами для таких ПСГ, як правило, служать виснажені газові або газоконденсатні родовища (Дашавське, Угерське, Опарське тощо), розташовані в межах або поблизу економічного району.

Створюються підземні сховища газу, призначені для забезпечення надійної роботи магістральних газопроводів (Богородчанське, Більче-Волицьке, Угерське). Необхідність у цьому виникає через збільшення довжини газопроводів внаслідок переміщення у 70-і роки минулого сторіччя центрів видобутку газу на Схід Європейської частини (Вуктил, Оренбург), в райони Західного Сибіру (Медвеже, Уренгой) і Крайньої Півночі, Центральної Азії. З цією метою використовуються середні за запасами і великі виснажені родовища газу, наприклад, Північно-Ставропольське, Більче-Волиця-Угерське ПСГ в покладі XVI горизонту з активним об'ємом газу 15 млрд.м<sup>3</sup> і більше.

## Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

Для оперативного резервування надійності газопостачання створюються так звані «пікові» ПСГ з активним об'ємом від одного мільярда кубометрів і високою продуктивністю свердловин (до 0,5 млн. м<sup>3</sup>/добу і більше), які забезпечують 1–1,5% відбору активного об'єму газу ПСГ за добу. В такому режимі передбачена експлуатація Богородчанського, Дашавського, Таловського, Колпінського та інших газосховищ.

З метою забезпечення надійності експортних поставок газу створюється мережа підземних сховищ газу неподалік державного кордону (Угерське, Опарське, Дашавське, Богородчанське, Більче-Волиця-Угерське ПСГ), активний об'єм яких повинен забезпечувати покриття не менше 5% від об'єму споживання газу.

Для регулювання добової нерівномірності газоспоживання створюються невеликі за активним об'ємом (від 100 мільйонів кубометрів) підземні сховища газу в соляних формаціях і шахтних виробках, характерною особливістю яких є висока добова продуктивність (в районі Єревана, Гомеля, Актюбінська, Калінінграда).

В 1991 році загальний об'єм зберігання газу в СРСР був доведений до 146,1 млрд.м<sup>3</sup> з можливістю відбору 66,4 млрд.м<sup>3</sup>. Максимально можлива продуктивність свердловин сягала 498 млн. м<sup>3</sup>/добу. Динаміка основних показників газосховищ (табл. 1.2) засвідчує, в цілому, високий темп росту показників експлуатації ПСГ. Так, відбір газу з ПСГ в період 1980-1990 рр. збільшився з 18,5 до 66,4 мільярдів кубометрів, тобто більш ніж у три з половиною рази.

Загальна кількість підземних сховищ газу в СРСР на той час становила 46 одиниць, більшість з яких була створена у виснажених газових родовищах, 13 ПСГ у водоносних пластах і 1 ПСГ у соляних відкладах.

Як бачимо, розвиток газової промисловості супроводжується значним зростанням ролі і розширенням завдань підземного зберігання газу, основними з яких є:

- покриття сезонної нерівномірності газоспоживання;
- регулювання пікової (добової, місячної) нерівномірності газоспоживання;
- додаткове подавання газу споживачам у випадку аномально холодних зим за рахунок створення відповідних резервів газу;



## Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

- забезпечення надійності роботи газотранспортної системи шляхом резервування газу на випадок короткочасних аварійних ситуацій на газопроводах;
- забезпечення надійності експортних поставок газу;
- створення довгострокових державних резервів газу на випадок екстремальних ситуацій.

Таблиця 1.2.

Показники розвитку підземного зберігання газу в колишньому СРСР

| Показники   | Роки  |       |       |       |       |       |       |      |      |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|
|   | 1960  | 1965  | 1970  | 1975  | 1980  | 1983  | 1984  | 1985 | 1990 |
| Кількість сховищ  | 4     | 10    | 15    | 25    | 38    | 40    | 43    | 43   | 46   |
| Об'єм нагнітання газу, млрд. м <sup>3</sup>                       | 0.2   | 1,8   | 5.5   | 14.2  | 19.5  | 32    | 34.1  | –    | –    |
| Об'єм відбору газу, млрд. м <sup>3</sup>                          | 0.046 | 1,0   | 3,6   | 8,6   | 18,5  | 25,6  | 32.1  | 32,9 | 66,4 |
| Максимальний добовий відбір, млн. м <sup>3</sup> /добу            | 1,5   | 17,5  | 52.1  | 76,4  | 143,3 | 193,5 | 238,7 | 272  | 498  |
| Число діючих свердловин   | 15    | 130   | 33,   | 760   | 1262  | 1707  | 1842  | –    | –    |
| Потужність КС, МВт  | 1.9   | 33,3  | 70,7  | 186,6 | 374,7 | 476,8 | 570,8 | –    | –    |
| Споживання газу в народному господарстві, млрд. м <sup>3</sup>    | 45,05 | 129,0 | 197,9 | 261,9 | 346.7 | 421,1 | 452.2 | –    | –    |
| Відношення об'єму відбору до загального об'єму споживання газу, % | 0.102 | 0,78  | 1,8   | 3,3   | 5.33  | 6,1   | 7,1   | –    | –    |

Споживання природного газу характеризується нерівномірністю: пори року (літо, зима), по місяцях, тижнях, добах і годинах доби. Особливо велика нерівномірність *сезонного споживання газу*, пов'язана з використанням його для опалювання

## Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

газопічними установками, будинковими і районними котельними, ТЕЦ, котельними промислових підприємств.

Коефіцієнтом місячної нерівномірності газоспоживання  $K_{iM}$  називається відношення фактичного місячного споживання газу  $Q_{iM}$  до середньомісячного  $Q_{CM}$ :

$$K_{iM} = Q_{iM} / Q_{CM}, \quad (1.1)$$

де  $Q_{CM} = Q_{\Gamma} / 12$ ;

$Q_{\Gamma}$  – об'єм річного споживання газу, м<sup>3</sup>.

Для зберігання літнього надлишку газу, який взимку подають споживачеві при ритмічній роботі магістрального газопроводу з середньорічною продуктивністю, споруджують підземні сховища.

Об'єм газу, використований для вирівнювання сезонної нерівномірності газоспоживання, можна розрахувати трьома методами:

1) за кількістю градусоднів недоліку температури і кількістю теплоти, необхідної на один градусодень;

2) за нормами витрати газу на опалювання всіх категорій споживачів;

3) за коефіцієнтами місячної нерівномірності газоспоживання.

Знаючи коефіцієнти місячної нерівномірності газоспоживання, об'єм газу  $Q_a$  (активний об'єм), можна визначити за формулою

$$Q_a = \sum_{i=1}^n (Q_{CM} - Q_{iM}) = \sum_{i=1}^n Q_{CM} (1 - \frac{Q_{iM}}{Q_{CM}}) = \frac{Q_{\Gamma}}{12} \sum_{i=1}^n (1 - K_{iM < 1}),$$

або

$$Q_a = \frac{Q_{\Gamma}}{12} \sum_{i=1}^n (1 - K_{iM < 1}), \quad (1.2)$$

де  $K_{iM < 1}$  – коефіцієнт місячної нерівномірності;

$n$  – кількість коефіцієнтів.

З меншення капітальних витрат. Приблизно капітальні витрати в магістральний газопровід  $K_{M\Gamma}$  і компресорні станції  $K_{KC}$  можна записати у вигляді наступного рівняння:

$$K_0 = K_{\text{мг}} + K_{\text{кc}} = \frac{CQ^{3/4} p_1}{(p_1^2 - p_2^2)^{3/8}} + \frac{CQ^{3/8}}{(p_1^2 - p_2^2)^{3/16}} +$$

$$+ n \cdot 0,0038a \lg \frac{p_1}{p_2} + K_1, \quad (1.3)$$

$$K_0 = K_{\text{мг}} + K_{\text{кc}} = \frac{CQ^{3/4} p_1}{(p_1^2 - p_2^2)^{3/8}} + \frac{CQ^{3/8}}{(p_1^2 - p_2^2)^{3/16}} +$$

$$+ n \cdot 0,0038a \lg \frac{p_1}{p_2} + K_1,$$

де

$$C = \frac{2,47\beta \left[ \frac{\sqrt{L}}{38} \right]^{3/4} L}{2R_z}, \quad C_1 = \lambda L \left[ \frac{\sqrt{L}}{38} \right]^{3/8},$$

$p_1, p_2$  – тиск на викиді і прийомі компресорних станцій (КС), відповідно;

$n$  – кількість КС;

$K_1$  – капітальні вкладення, незалежні від  $Q, \beta$ ;

$\lambda$  – укрупнені показники;

$L$  – відстань між КС;

$R_z$  – допустиме напруження на розрив матеріалу труб.

Якщо підземного сховища немає, в рівнянні (1.3) замість  $Q$  підставляють максимальне середньодобове споживання газу  $Q_{\text{max}}$  в найхолодніший місяць (грудень, січень), якщо підземне сховище є – середньодобове споживання газу за рік –  $Q_c$ . Оскільки  $Q_{\text{max}} > Q_c$ , за відсутності ПСГ капітальні вкладення в магістральний газопровід і КС будуть більшими (на 20 – 30 % в порівнянні з розрахунком за  $Q_c$ ).

Для газопроводу завдовжки 1000 км з пропускнуою спроможністю 10 млн. м<sup>3</sup>/сут економія капітальних вкладень при розрахунку на постійну середньорічну подачу  $Q_c$  вдсятеро перевищує витрати на споруду ПСГ, а частка витрат на зберігання газу в загальних витратах для більшості районів складає 8 – 10 %.

Створення умов для ритмічної роботи джерел газу і споруд магістрального газопроводу. За

## Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

відсутності підземного сховища газу потужність системи транспорту газу використовується не повністю (на 80 – 85 %). При рівномірній роботі джерел газу і магістрального газопроводу з постійною середньорічною подачею і коефіцієнтом використання встановленої потужності, близьким до одиниці, число видобувних свердловин на газовому промислі і загальне число компресорів на компресорних станціях магістрального газопроводу може бути понижене на 15 %.

При будівництві ПСГ для діючих газопроводів, можна збільшити коефіцієнт завантаження МГ і об'єм перекачуваного споживачеві газу.

Створення запасів сировини і палива. Нафтовий газ надходить на газобензиновий завод нерівномірно, в залежності від місяців року. Споживання продукції заводу за місяцями року теж нерівномірне з різних причин. Завод працює з середньорічною продуктивністю. При тимчасових труднощах з реалізацією готової продукції (очищеного газу і газового бензину) газобензиновий завод зупиняється, і це пов'язано з великими збитками для народного господарства.

Зменшення потужності заводу з очищення від  $H_2S$  і  $CO_2$  і виробництва газової сірки. За наявності ПСГ такий завод розраховують на середньорічні витрати, за відсутності сховища – на максимальні середньомісячні зимові витрати.

Вирівнювання коливань споживання електроенергії. Так, при зменшенні споживання електроенергії споживачами, особливо в літній час, її надлишок використовується в електродвигунах, що приводять в дію компресори для стиснення повітря під час його закачування в ПСГ.

За нестачі електроенергії, особливо в зимовий час, відбиране з ПСГ стисле повітря використовується в турбоелектрогенераторах для виробництва електроенергії та її подачі в розподільну мережу.

Таким чином, на сьогоднішній день без використання ПСГ важко уявити нормальне функціонування газотранспортної системи будь-якої країни.

## ***1.2. ІСТОРИЧНИЙ РОЗВИТОК МЕРЕЖІ ГАЗОСХОВИЩ ЗА КОРДОНОМ***

Історично необхідність зберігання газу вперше виникла в другій половині ХІХ століття в зв'язку з розвитком виробництва штучних газів. Проблема тоді була вирішена шляхом спорудження металевих сховищ у вигляді плаваючих в циліндрі ковпаків-газгольдерів об'ємом до 100 тисяч кубометрів (Львів, Варшава, Відень, Прага та ін.).

*Перше ж підземне сховище газу у виснаженому покладі газу було створене в 1915 році в Канаді (провінція Онтаріо). Друге таке сховище газу, яке експлуатується і сьогодні, загальним об'ємом 62 млн. м<sup>3</sup>, було створене в 1915–1916 роках в штаті Нью-Йорк (Zoag–Erie).*

Вперше можливість зберігання газу у водоносних структурах була перевірена *на узгір'ї До-Ран на кордоні штатів Індіана і Кентуккі в США в 1946 р.*, де було споруджене невелике сховище у склепінні повністю обводненого газового покладу. Проте першим зразком використання суто водоносної куполоподібної структури – пастки пластової водонапірної системи, став класичний приклад експлуатації сховища *Хершер поблизу Чикаго* загальним об'ємом 3 млрд. м<sup>3</sup>, промислове закачування газу в яке було розпочато в 1953 році.

У Франції, в 50-і роки ХХ сторіччя, були створені три ПСГ у водоносних структурах *Бейн, Веріон і Люсаньє* (останнє створене поблизу родовища Лак).

Проте найбільш інтенсивний розвиток підземного зберігання газу в газовій промисловості країн Америки і Західної Європи почався після 60-х років минулого століття.

Так, в США загальна кількість ПСГ до кінця 1983 року досягла 419 одиниць з максимальним об'ємом зберігання 167 млрд.м<sup>3</sup> і добовою продуктивністю 1,5 млрд.м<sup>3</sup> при загальному фонді 18818 свердловин (табл. 1.3). Тобто, з 1970р. за 13 років кількість ПСГ збільшилася на 84 одиниці, в тому числі 13 ПСГ було створено у водоносних пластах.

Характерною особливістю підземного зберігання газу в США є великий резерв активного об'єму газу. При загальному споживанні газу в 1983 році 478,7 млрд. м<sup>3</sup> максимальний об'єм зберігання

## Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

становив 167 млрд. м<sup>3</sup> при загальному об'ємі газу в ПСГ 222,5 млрд. м<sup>3</sup>.

Таблиця 1.3.

### Підземне зберігання газу в США

| Роки | Кількість ПСГ |                                | Граничний об'єм сховищ газу, млрд.м <sup>3</sup> | Об'єм активного газу, млрд.м <sup>3</sup> | Максимальна продуктивність, млрд.м <sup>3</sup> /добу | Кількість КС | Потужність КС, МВт | Кількість свердловин |
|------|---------------|--------------------------------|--|---|---|--------------|--------------------|----------------------|
|      | всього        | в т.ч. у водоносних структурах |  |   |   |              |                    |                      |
| 1970 | 325           | 43                             | 148,4  | –   | –   | –            | –                  | –                    |
| 1975 | 376           | 52                             | 190,4  | –   | 1,03  | 259          | 998,2              | 16246                |
| 1980 | 401           | 57                             | 214,8  | 161,0                                     | 1,09  | 285          | 1163,5             | 17559                |
| 1981 | 393           | 56                             | 217,5  | 164,0                                     | 1,06  | 294          | 1205,0             | 17969                |
| 1982 | 404           | 56                             | 221,7  | 169,0                                     | 1,2   | 301          | 1237,0             | 18170                |
| 1983 | 419           | 56                             | 222,5  | 167,0                                     | 1,5   | 292          | 1274,0             | 18818                |
| 2005 | 417           | 40                             | 220,0  | 110,5                                     | 2,2   | –            | –                  | –                    |

Стимулом розвитку ПСГ в США став процес дегерелювання газового ринку, яким передбачалася відміна контролю над промисловими цінами на газ, що, відповідно, дозволило встановлювати тарифи на зберігання газу з урахуванням місцевих і сезонних відмінностей в товарній ціні на газ й запровадити механізм самостійної купівлі газу споживачами й укладання окремих договорів з транспортними компаніями щодо транспортування і зберігання газу з оплатою послуг за тарифами.

Обсяги підземного зберігання газу в США, досягнені на початку 80-х років, в подальшому залишаються приблизно на одному рівні. Зміни відбуваються в напрямку збільшення не об'ємів зберігання, а продуктивності ПСГ. Так, станом на 2005р. в США функціонує 417 ПСГ. З них 348 створені у виснажених газових та нафтових родовищах (покладах), 40 – у водоносних пластах, 27 – в соляних кавернах і 2 – в шахтах. Тобто, загальна кількість ПСГ навіть зменшилася у порівнянні з 1983 р., тоді як максимальна продуктивність зросла з 1,5 до 2,2 млрд. м<sup>3</sup>.

## Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

В останні роки звертають на себе увагу такі тенденції розвитку підземного зберігання газу в США:

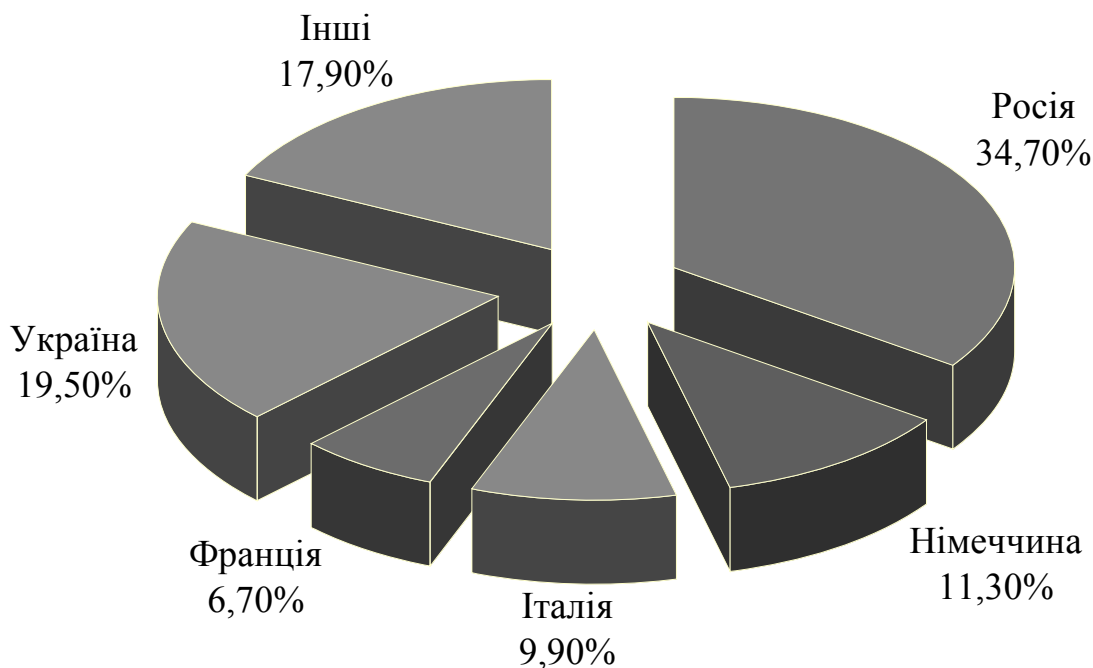
- розширення мережі ПСГ за рахунок створення їх у виснажених родовищах і соляних кавернах;
- збільшення добового відбору газу з ПСГ як за рахунок збільшення кількості вертикальних, так і буріння горизонтальних свердловин;
- максимально можливе використання потужності компресорних станцій. В 1983 році їх кількість скоротилася на 2 КС (в порівнянні з 1981 роком), хоча сумарна потужність виросла з 1205 до 1274 кВт.

Порівняно високими темпами розвивається підземне зберігання газу в країнах Західної Європи, де за станом на 2005 р. працювало більше 80 ПСГ (табл. 1.4). **Причому трьом країнам – Німеччині, Франції й Італії – належить більш ніж 75% потужностей газосховищ (рис. 1.1).**

Таблиця 1.4.

Підземні сховища газу держав Західної Європи  
(станом на 2005р.)

| Держава        | Кількість ПСГ | Об'єм газу, млн.м <sup>3</sup> |          | Максимальна продуктивність, млн.м <sup>3</sup> /добу |
|----------------|---------------|--------------------------------|----------|--|
|                |               | загальний                      | активний |  |
| Німеччина      | 42            | 27,5                           | 19,772   | 437,9  |
| Італія         | 10            | 27,8                           | 17,300   | 198,8  |
| Франція        | 15            | 23,1                           | 11,633   | 182,5  |
| Нідерланди     | 3             | 20,0                           | 4,750    | 196,0  |
| Великобританія | 4             | 10,2                           | 3,267    | 54,8   |
| Австрія        | 5             | 6,4                            | 2,980    | 29,4   |
| Іспанія        | 2             | 3,4                            | 1,990    | 10,7   |
| Данія          | 2             | 1,15                           | 0,815    | 25,2   |
| Бельгія        | 2             | 1,09                           | 0,650    | 9,6  |



**Рис 1.1. Питома вага активної місткості українських ПСТ в Європі**

Найбільш динамічно підземне зберігання газу розвивається в **Німеччині**. За останні 10 років тут уведено в дію сім нових ПСТ і розроблені проекти на створення ще двох нових ПСТ в пористих пластах і 12-ти в кавернах на додатковий об'єм активного газу 4,5 млрд.м<sup>3</sup>. Сховища газу створюються у водоносних структурах (Райброн в районі Гамбурга, Енгельбостер в районі Ганновера та ін.), які залягають на різних глибинах (наприклад, в районі Мюнхена створено ПСТ об'ємом більше одного мільярда кубометрів на глибині 2900м) і в соляних виробках. Активний об'єм їх дорівнює 19,77 млрд.м<sup>3</sup>, добова продуктивність становить 437,9 млн. м<sup>3</sup>/добу. Теоретично весь активний об'єм газу з ПСТ можна відібрати за 45 діб.

Такі ж шляхи створення підземних сховищ газу і у Франції. Станом на 2005р. з 15 ПСТ 12 газосховищ створені у водоносних пастках. Три ПСТ знаходяться в соляних кавернах, які створені на глибині 1400м. Глибина залягання водоносних структур коливається від 405 м (Бейн) до 1147 м (Суен). Активний об'єм усіх ПСТ перевищує 11 млрд.м<sup>3</sup>, а максимальний відбір газу складає 182,5 млн. м<sup>3</sup>/добу. Відбір усього активного газу може бути здійснений за 63 доби.



## Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

На базі водоносного пласта побудовано найбільше у Франції ПСГ – Шемері, загальним об'ємом 7 млрд.м<sup>3</sup> газу, в т.ч. активного газу – 3,23 млрд.м<sup>3</sup>. Максимальна продуктивність цього газосховища сягає 38 млн.м<sup>3</sup>/добу. Для його експлуатації побудовано 55 свердловин. Дебіт «середньої» свердловини складає 700 тис. м<sup>3</sup>/добу.

В Італії всі 10 ПСГ розташовані у виснажених родовищах і мають активний об'єм газу 17,3 млрд. м<sup>3</sup>. За максимальної добової продуктивності в 198,8 млн. м<sup>3</sup> весь активний газ можна відібрати за 87 діб.

Варто відзначити, що у Великій Британії в 1958 р. було створене перше підземне сховище газу у вимитій соляній каверні об'ємом 9850м<sup>3</sup>. Пізніше, до 1970 р., було створено декілька ПСГ у водоносних пластах з тиском приблизно 3 МПа та загальною ємністю пор 280 тис.м<sup>3</sup>.

**Решта країн Західної Європи оперує значно меншими об'ємами ПСГ, що не перевищують 5 млрд.м<sup>3</sup>** (див. табл. 1.4).

Основною тенденцією розвитку підземного зберігання газу в Європі є нарощування величини активного об'єму газу, що супроводжується зростанням споживання природного газу. Відповідно, якщо раніше ПСГ будували зі стратегічною метою на випадок зменшення чи припинення постачання газу, зокрема, під час війни чи інших конфліктів (наприклад в Італії стратегічні запаси розраховані на 6 місяців, а у Франції – на 12), то сьогодні переважає будівництво гнучких ПСГ з невеликими об'ємами активного газу (переважно в соляних кавернах) і високою циклічністю (10-20-денні періоди нагнітання та відбору газу) для забезпечення коливань споживання газу в більш короткі проміжки часу (від денного часу до нічного тощо).

Підземні сховища газу створюються також в країнах Центральної Європи. Об'єми зберігання газу становлять: в Угорщині – 3,61 млрд.м<sup>3</sup>, в Чехії – 2,8 млрд. м<sup>3</sup>, у Словаччині – 2,34 млрд.м<sup>3</sup>, у Латвії– 2,1 млрд.м<sup>3</sup>, у Польщі – 1,57 млрд.м<sup>3</sup>, в Румунії – 1,47 млрд.м<sup>3</sup>, в Болгарія та Хорватії – по 0,5 млрд.м<sup>3</sup>.

В Польщі дослідження з підземного зберігання газу були розпочаті ще в середині минулого століття (1954 р.) на промислах Страхоції. В Польщі діють 6 підземних газових сховищ і ще 5 знаходяться в стадії проектування.

## Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

В Чехії перші підземні сховища газу створювалися в обводнених пісковиках. ПСГ **Лобязіце** (1965р.), яке призначалося для зберігання коксового газу, було створене на глибині 210–315м і мало об'єм 400 млн.м<sup>3</sup> з добовим відбором 2,4 млн.м<sup>3</sup>. ПСГ в районі **Оломоунця** (1965р.) було створене у водоносному горизонті з водонапірним режимом роботи і активним об'ємом 120–160 млн.м<sup>3</sup>.

При створенні підземних газосховищ в колишніх соціалістичних країнах Європи широко використовувався досвід СРСР у сфері проектування, створення й експлуатації ПСГ.

Після розпаду СРСР стало очевидним, що найбільш потужним науковим і промисловим потенціалом в галузі підземного зберігання газу на теренах СНД володіє Російська Федерація.

В 1991 р. комплекс підземного зберігання Росії складався з 21 ПСГ, з них 5 створено у водоносних пластах. Активний об'єм цих сховищ становив 40 млрд.м<sup>3</sup>, а максимальна добова продуктивність – 300 млн.м<sup>3</sup>/добу.

За станом на жовтень 2006 року кількість ПСГ в Росії збільшилася до 25 (з них більше 80% від загальної місткості всіх ПСГ у виснажених газових і нафтових родовищах і менше 20% – у водоносних пластах) з активним об'ємом 99,5 млрд.м<sup>3</sup>, що становить більше 22% від річного рівня споживання природного газу в країні. Обсяг товарного газу в газосховищах досяг 63 млрд.м<sup>3</sup> газу, а максимальна добова продуктивність – 600 млн.м<sup>3</sup>, що забезпечується роботою 2515 експлуатаційних свердловин теоретично відбір усього активного газу з ПСГ може здійснюватись протягом 160 діб.

У Росії є найбільші у світі ПСГ:

- Північно-Ставропольське (у виснаженому газовому родовищі) з активним об'ємом 15 млрд.м<sup>3</sup> (після розширення – 28 млрд.м<sup>3</sup>);
- Касимівське ПСГ (у водоносному пласті) з активним об'ємом 7,5 млрд.м<sup>3</sup>,

Збільшення об'єму активного газу в ПСГ країни планується до 110 млрд.м<sup>3</sup> у 2030 році.

Основним напрямком підвищення надійності та гнучкості поставок газу промисловим та місцевим споживачам країни є підвищення добової продуктивності ПСГ:

- 340 млн.м<sup>3</sup> – сезон відбору 1997–1998 років;
- 495,6 млн.м<sup>3</sup> – 2002-2003 роки;

## Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

- 550 млн.м<sup>3</sup> – 2004-2005 роки;
- 700 млн.м<sup>3</sup> – 2010-2011 роки;
- 1000 млн.м<sup>3</sup> – 2029-2030 роки.

Світові тенденції розвитку підземного зберігання газу формують перед наукою і виробництвом Росії наступні завдання:

1. подальше збільшення продуктивності ПСГ і скорочення періоду відбирання шляхом:

- спорудження нових високодебітних свердловин (горизонтальний вибій, нові типи гравійних фільтрів, нові розчини для розкриття пластів, великі діаметри ліфтових колон);

- збільшення продуктивності діючих свердловин (збільшення діаметрів ліфтових колон, переобладнання новими вибійними фільтрами, буріння другого ствола, забезпечення герметичності, застосування нових розчинів);

- зміна технології збору та абсорбційного осушення газу (збільшення тиску осушення, модернізація діючих абсорберів);

- підвищення ефективності управління ПСГ за рахунок створення інтегрованих постійно діючих геолого-фільтраційних моделей.

2. Підвищення маневреності ПСГ шляхом здійснення закачування газу взимку та впровадження мультициклічних режимів нагнітання-відбору.

3. Створення пікових газосховищ у пористих пластах, кавернах кам'яної солі, а також комплексів зі скраплення, зберігання та регазифікації скрапленого природного газу (в районах, де за геологічних причин неможливо побудувати ПСГ).

4. Повномасштабна реконструкція діючих ПСГ та їх автоматизація.

5. Скорочення експлуатаційних витрат.

6. Підвищення екологічної стійкості ПСГ.

7. Формування тарифів на зберігання газу (в Росії йде процес утворення підприємства зі зберігання газу – ЗАТ «Газпром-ПСГ»).

8. Вивчення альтернативних технологій зберігання газу.

### **1.3. РОЗВИТОК ПІДЗЕМНОГО ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ В УКРАЇНІ**

В кінці 50-х – на початку 60-х років минулого сторіччя Україна була основним газовидобувним регіоном колишнього Радянського Союзу. Задовольняючи потребу в природному газі як внутрішніх споживачів, споживачів Росії, Молдови, Білорусії, Литви і Латвії, так і експортних поставок, вже тоді в зимовий період відчував брак постачання газу до великих міст, зокрема Москви, Києва, Львова та інших.

Важливість і потреба створення підземного зберігання газу для безперебійного газопостачання великих промислових центрів була відзначена в постанові Ради Міністрів СРСР №719 від 8 липня 1959 р. Виконуючи цю постанову, було прискорено роботи зі створення підземних сховищ газу в районах Москви, Ленінграда і Києва. Через відсутність поблизу цих міст вироблених газових родовищ було прийнято рішення створювати підземні сховища газу у водоносних структурах, зокрема для Києва: спочатку в Олишівській, а потім в Червоно-партизанській.

Дослідне нагнітання газу в водоносний пласт Олишівської малоамплітудної структури було розпочате 25 травня 1964 р. Цю дату і прийнято вважати за початок практичних робіт зі створення в Україні дуже важливого напрямку в газовій промисловості – підземного зберігання газу.

Розвиток підземного зберігання газу в Україні можна умовно розподілити на 3 періоди.

*На першому етапі (1964-1970 рр.)* велись дослідно-промислові роботи зі створення ПСГ на базі згаданих 2-х водоносних структур, розташованих в Чернігівській області біля траси газопроводу ДКБМ (Дашава – Київ – Брянськ – Москва).

Технологічний проект дослідних робіт створення Олишівського ПСГ був розроблений в московському інституті «ВНДІГаз».

Другим в Україні сховищем, створеним на базі водоносної структури, стало Червонопартизанське ПСГ, дослідне нагнітання газу в яке розпочато в 1968 р. При цьому в перші три роки нагнітання здійснювалося за допомогою компресорної станції, розташованої на сусідньому Олишівському ПСГ.

В процесі освоєння і виведення названих сховищ на проектні показники було розв'язано низку науково-технічних проблем:

## Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

розроблена технологія створення ПСГ у пологозалагаючому (практично горизонтальному) пласті; випробувано застосування поверхнево-активних речовин (ПАР) для формування штучного газового покладу; розроблені і впроваджені конструкції фільтрів для запобігання винесення піску з важковидобувної зони свердловин.

Набутий при цьому виробничий досвід було використано при розширенні згаданого ПСГ, а також при спорудженні нових сховищ у водоносних структурах та обводнених газових пластах.

*Перший період розвитку підземного зберігання газу в Україні* практично збігається зі світовими тенденціями в підземному зберіганні газу при проектуванні і розвитку великих систем газопостачання в США (штати Іллінойс і Айова), у Франції (р-н Парижа і центр Франції), в Росії (поблизу Москви і Ленінграда), дещо пізніше в Латвії (поблизу Риги), в Білорусі (Осиповичі), в Узбекистані (поблизу Ташкента).

З огляду на це можна стверджувати, що, відставши всього на 10 років в промисловому нагнітанні газу від першого в світі аналогічного типу ПСГ Хершер поблизу Чикаго, початковий період розвитку підземного зберігання газу в Україні на базі водоносних структур здійснювався практично одночасно з загальноєвропейським та світовим.

*Другий період створення ПСГ в Україні* охоплює приблизно 1969-1985 роки. В цей період, поряд з розширенням згаданих сховищ, починається створення ПСГ на базі вироблених покладів газових родовищ, з використанням їх для забезпечення надійності експортних поставок газу в країни Центральної та Західної Європи та задоволення потреб газоспоживаючих регіонів України. В 1969 р. вперше було проведене дослідно-промислове нагнітання газу в вироблені ХІУ–ХУ продуктивні горизонти Угерського родовища. При цьому було використано старий діючий фонд свердловин та наявне обладнання, які використовувалися при розробці цього родовища. Одночасно були розпочаті роботи з проектування і дорозвідки (з метою створення ПСГ) на Опарському газовому родовищі.

Вибір згаданих родовищ для першочергового створення на їх базі ПСГ був обґрунтований необхідністю забезпечення надійності зростаючого експорту газу, розміщенням магістральних газопроводів в безпосередній близькості від них (а самих родовищ від

## Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

держкордону), а також виснаженням їх запасів і достатньою величиною газонасиченого об'єму пор для створення газосховищ з активним об'ємом кожного від 2 і більше млрд.м<sup>3</sup>.

Проте початок технологічного проектування створення підземних газосховищ в Україні на базі вироблених родовищ припадає на початок 60-х років минулого сторіччя, тобто таке проектування здійснювалося практично одночасно з проектуванням ПСГ на базі водоносних структур.

Технологічне проектування згаданих вище Угерського та Опарського ПСГ було здійснене в 1968–1969 рр. УкрНДІГазом.

З метою приближення наукового забезпечення створеного західного Прикарпатського комплексу підземного зберігання газу в 1974 р. у Львові була створена *комплексна лабораторія УкрНДІГазу* (з 1983 р. – комплексне відділення).

Таким чином, практично з самого початку розвитку підземного зберігання газу в Україні формуються **три центри для його наукового забезпечення:**

**Харківський** – на базі лабораторії (пізніше – відділу) підземного зберігання газу УкрНДІГазу;

**Львівський** – започаткований трудами Дрогобицького ПКТІ та ЦНДВР Стрийського газопромислового управління – на базі Львівського комплексного відділення УкрНДІГазу;

**Івано-Франківський** – на базі кафедри нафтогазової гідромеханіки Національного технічного університету нафти і газу (ІФНТУНГ).

Зі створенням комплексної лабораторії, а з 1983р. – комплексного відділення у Львові, підрозділ підземного зберігання газу УкрНДІГазу в Харкові зосередив основну свою увагу на науковому забезпеченні розвитку підземного зберігання газу в північних, східних та південних областях України.

Наукові основи кріплення свердловин підземних газосховищ, розроблені в УкрНДІГазу О.І. Бережним, широко використовувалися при спорудженні ПСГ не лише в Україні, але і в багатьох регіонах Росії, Білорусії тощо. Загальне визнання отримала і його робота щодо відновлення герметичності свердловин на ПСГ.

В 1973р. інженерами Р.Ф. Гімером, Я.С. Кривком та І.М. Петрівим запропоновано створення ПСГ на базі достатньо виробленого XVI горизонту Угерського родовища і розпочато його

## Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

експлуатацію в режимі родовища-регулятора (в цьому році в нього було закачано 295,8 млн.м<sup>3</sup> газу) з активним об'ємом до 1 млрд.м<sup>3</sup>: Це стало початком створення, в майбутньому великого, Більче-Волицького-Угерського ПСГ.

*Збільшення споживання газу в Україні при зменшенні його частки, отриманої за рахунок власного видобутку, зростання транзиту газу через газотранспортну систему України для експорту в країни Центральної і Західної Європи, віддалення основних джерел видобутку газу до споживачів більше як на 3 тис.км створили передумови подальшого прискореного розвитку мережі підземного зберігання газу.*

Тому в другому періоді крім продовження роботи з виведення на проектні показники Олишівського і Червонопартизанського ПСГ в районі Києва проводяться такі ж роботи на Угерському (ХІУ–ХУ горизонти) і Дашавському ПСГ, а з 1979 р. розпочинаються роботи (шляхом дослідно-промислового нагнітання) зі створення Богородчанського ПСГ. В 1973 р. розпочато також створення Червонопопівського ПСГ в Донецькому регіоні для надійного забезпечення газом Лисичанського промвузла (включаючи міста Сіверськодонецьк і Рубіжне).

В 1983 р. розпочато дослідно-промислове нагнітання газу в Глібівське ПСГ в Криму.

*Третій період в розвитку підземного зберігання газу починається з середини 80-х років і триває до наших днів. Особливо велика робота була проведена щодо значного збільшення ємності ПСГ та відбору газу з них в другій половині 80-х років ХХ сторіччя. Для різкого збільшення обсягів підземного зберігання газу в Україні планом передбачалося пробурити і запустити в експлуатацію 1161 нагнітально-видобувну свердловину, ввести компресорні цехи сумарною потужністю 355 МВт, збільшивши активну ємність ПСГ на 19 млрд.м<sup>3</sup>.*

Особливістю проведених в другій половині 80-х років минулого століття робіт з уведення нових та розширення інших ПСГ (крім збільшення їх активної ємності та добової продуктивності) було скорочення періоду можливого відбирання всього активного газу на більшості ПСГ з 150–165 днів до 100–120 днів.

Цей період характеризується розширенням географії підземного зберігання газу. Зокрема в 1987 р. було введено в дію Солохівське

## Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

*ПСГ на Полтавщині, в 1988 р. розпочато дослідно-промислову експлуатацію Пролетарського ПСГ (горизонт М-7) на Дніпропетровщині, в 1989 р. – Веронського ПСГ на Луганщині.*

Проте найбільшим досягненням періоду, що розглядається, є **створення найбільшого в Європі Більче-Волиця-Угерського ПСГ**, дослідно-промислове нагнітання в яке розпочато у 1983 році. Спорудження найбільшого гіганта підземного зберігання газу разом з бурінням свердловин тривало 10 років, підключення останніх 28 свердловин і уведення 4-го компресорного цеху було здійснено в 1992 році.

Велику практичну роботу при спорудженні цього ПСГ та виведенні його на проектні показники здійснили спеціалісти Львівтрансгазу.

Характерною рисою сучасного стану підземного зберігання газу є впровадження математичного моделювання при проектуванні ПСГ та створення комп'ютерних програм для складання технологічних режимів їх експлуатації.

*На сьогоднішній день, в результаті проведення великої цілеспрямованої роботи, Україна має потужну систему підземного зберігання газу – важливу технологічну ланку діючої газотранспортної системи країни, здатну забезпечити надійність як внутрішнього постачання, так і транзитного транспорту газу. Навіть при неповному використанні потенційних можливостей ПСГ України надходження з них газу в газотранспортну систему в осінньо-зимові періоди останніх років становило близько 20% від усього транспортованого і 35–40% від спожитого країною газу.*

Враховуючи, що інші види енергоносіїв (зокрема – мазут, вугілля) мають обмежені можливості для резервування, стають зрозумілими очевидні переваги підземного зберігання газу як найбільш маневреного, гнучкого і великомісткого виду резервування енергоносіїв взагалі. При цьому треба мати на увазі, що в Україні є сприятливі умови і для подальшого розширення мережі ПСГ, зростання активної ємності та добової продуктивності.

*Розглядаючи питання зовнішнього використання мережі ПСГ України, слід відзначити, в першу чергу, унікальність сприятливих умов нашої країни для резервування запасів природного газу міжконтинентального значення.*



## Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

*Основними газовидобувними районами, які мають, і в майбутньому ще в більшій мірі матимуть загальноєвропейське значення в енергозабезпеченні, є Росія (Тюменська обл., Республіка Комі та прилеглі акваторії океану, а також Оренбурзька і Астраханська обл.), країни Близького Сходу та Центральної Азії. При будь-якому варіанті надходження газу до споживачів Західної, Центральної та Південно-Східної Європи виключно вигідне географічне розташування України зумовлює необхідність створення резервів газу на її території.*

Другою особливістю, сприятливою для функціонування мережі ПСГ міжконтинентального значення, є наявність достатньої, практично необмеженої ємності виснажених підземних резервуарів газових (газоконденсатних), а зі збільшенням потреби – і нафтових родовищ, що мають сприятливі умови для підземного зберігання газу (відносно невелика глибина залягання продуктивних пластів, їх високі геолого-фізичні параметри, достатня герметичність, зв'язок з газотранспортною системою).

*Значно менші, порівняно з Україною, потенційні можливості для створення ПСГ має Білорусь, Польща, ФРН; обмежена створена потужність в Латвії. Значна віддаленість основних джерел видобутку газу та основних районів зберігання газу в Росії (Поволжжя, Північний Кавказ та Підмосков'я) від країн – споживачів російського газу (Словаччина, Угорщина, Югославія, Хорватія, Чехія, Австрія, Франція, Італія, Болгарія, Румунія, Молдова, Греція, Туреччина), які обслуговуються газотранспортними системами України і комплексом підземних сховищ газу Прикарпаття, підтверджує його унікальність.*

*Мережа ПСГ України складається з 13 підземних газосховищ, створених в пористих пластах (два – на базі водоносних структур і одинадцять на базі вироблених газових і газоконденсатних родовищ). Загальна активна ємність складає 33 млрд. м<sup>3</sup>, а після дооблаштування двох ПСГ, досягне 36 млрд. м<sup>3</sup>. Сім підземних газосховищ, тобто більше половини існуючих, мають проектний активний об'єм, кожний з яких дорівнює двом мільярдам кубометрів.*

*Більшість створених і створюваних ПСГ в Україні – **однопластові**. В двох здійснюється експлуатація 2 продуктивних горизонтів (в Угерському – поклади XIV і XV горизонтів; в Дашавському — поклади Е і Г), ще два – багатопластові (в*

## Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

Опарському роздільно експлуатуються окремими сітками свердловин три об'єкти газозберігання – горизонти IV, V і VI; в 3-х пластовому Пролетарському ПСГ роздільно експлуатуються горизонт М-7, а на базі двох вироблених горизонтів Б-5 і Б-9 створюється спільний об'єкт зберігання газу).

Тісний технологічний зв'язок підземних газосховищ з магістральними газопроводами дозволяє виділити в Україні 4 **комплекси підземного зберігання газу (КПЗГ)**. **Західний** – на Прикарпатті, **північний** (Київський) – в районі Київської системи газопроводів, **східний** (Донецький) – в районі Донецької системи газопроводів і **південний** (Причорноморський) – в районі південних областей, Криму та частково Придніпров'я.

Визначеним в роботі критеріям комплексування найбільше відповідає *західноукраїнський комплекс*. Його створено в районі проходження систем газопроводів Оренбург – держкордон («Союз»), Уренгой – Помари – Ужгород, Івацевичі – Долина, Київ – Захід України, Долина – Ужгород, Єлець – Кременчук – Ананьїв – Богородчани. Він є гарантом надійності транзитних передач російського та центральноазіатського газу в центрально- та західноєвропейські країни, газопостачання західних областей України і прилеглих до них районів Молдови та Білорусі, а також транзиту російського газу в балканському напрямку. До згаданого комплексу входить розташована на Прикарпатті група сховищ газу – *Дашавське, Угерське* (XIV–XV горизонти), *Богородчанське* і *Більче-Волицько-Угерське* (XVI горизонт).

Підземні сховища Дашавське, Опарське і Угерське (XIV–XV горизонти) з'єднані з системами газопроводів Івацевичі – Долина, Київ – Захід України та між собою. Крім того, вони приєднані до високопродуктивного газопроводу Більче-Волиця – Долина (діаметром 1420мм, довжиною 84км), який, забираючи газ з Більче-Волицько-Угерського ПСГ (XVI горизонт) та трьох вищезгаданих газосховищ, є по суті газопроводом-колектором. Через своє продовження газопровід Долина – Богородчани сполучається з магістральними газопроводами «Союз» та Уренгой – Помари – Ужгород. Крім того, Більче-Волицько-Угерське ПСГ з'єднане також іншим сполучним газопроводом з системою газопроводів Івацевичі – Долина.

## Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

Богородчанське ПСГ сполучене з магістральними газопроводами «Союз» та Уренгой – Помари – Ужгород. Названі сховища мають можливість осушувати газ, що з них відбирається, як на своїх установках осушення, так і на установках в Долині і Богородчанах.

Великий активний об'єм **Західного КПЗГ**, здатність заповнення його та відбирання з нього в широкому діапазоні можливостей створює умови для надзвичайної маневреності потоками газу для задоволення як місцевих, так і віддалених споживачів, дає можливість оптимізувати режими роботи окремих сховищ, створювати необхідні оперативні і стратегічні резерви газу, що дуже важливо в умовах ринкових відносин.

**Київський комплекс** (в складі *Олишівського, Червонопартизанського, Солохівського та Кегичівського ПСГ*) має деяку специфіку. Сховища, що входять до нього, мають основне спільне призначення – забезпечувати надійність постачання газом Києва та столичної області. Вони розташовані попарно в системі газопостачання: два сховища (Кегичівське і Солохівське) сполучені газопроводами Шебелинка –Полтава – Київ та Єфремівка – Диканька – Київ, які продовжуються в західному напрямку через систему газопроводів Київ – Захід України, та два сховища (Олишівське і Червонопартизанське) сполучені з газопроводом Київ – Брянськ, причому останнє з'єднується з газопроводом Тула – Шостка – Київ.

Відповідно кожна пара сховищ, утворюючи окреме крило єдиного комплексу та забезпечуючи надійність газопостачання основного споживача – Києва, додатково забезпечує надійність постачання газом споживачів, розташованих удовж трас згаданих газопроводів.

Червоно-партизанське та Олишівське ПСГ сполучені між собою газопроводом-перемичкою, що дає можливість використовувати компресорні потужності одного з них для заповнення іншого.

Сховища, що входять до Київського КПЗГ, характеризуються такими специфічними особливостями: Кегичівське – здатністю повного заповнення газом або відбиранням його протягом 100 діб, а також зберіганням його без зниження пластового тиску до настання найхолодніших місяців; Олишівське – необхідністю максимального скорочення нейтрального періоду після закачування в сховище з метою недопущення розтікання газу; Червоно-партизанське –

## Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

наявністю двох достатньо ізольованих блоків, що дає можливість здійснювати роздільну, навіть неодноразову їх експлуатацію; Олишівське і Червоно-партизанське – значним перевищенням пластового тиску штучних газових покладів в кінці періоду закачування над тиском в оточуючій водоносній області, що для економії пластової енергії диктує потребу скорочення нейтрального періоду перед відбиранням газу; Кегичівське і Солохівське ПСГ – безкомпресорним відбиранням газу.

Опираючись на названі технологічні особливості окремих сховищ, в межах комплексу створюються сприятливі умови для маневрування об'ємами нагнітання газу та його відбору в широкому діапазоні.

**Південний КПЗГ** перебуває в стадії створення, і поки що його основне призначення щодо надійності постачання газу Придніпров'ю та Причорномор'ю і транзитних передач газу балканським країнам виконується не в повному обсязі. *Тільки розширення Пролетарського ПСГ за рахунок уведення об'єднаного об'єкту газозберігання в горизонтах Б-5 і Б-9, збільшення його активного об'єму і продуктивності в 4 рази, докорінно змінить роль комплексу щодо забезпечення надійності газопостачання регіону і прилеглих напрямків.*

Не маючи достатніх ресурсів газу для заповнення і будучи облаштованим тільки в обсязі першої черги, Глібівське ПСГ відіграє поки що недостатню роль в забезпеченні надійності газопостачання Криму. Виходячи з того, що прогнозовані запаси газу в шельфі Чорного та Азовського морів, зокрема в районі Кримського півострова, є обнадійливими, в майбутньому можна сподіватися на забезпечення цього сховища достатніми ресурсами газу, що сприятиме облаштуванню його на повну проектну потужність.

Створення надлишків ресурсів газу на Кримському півострові зробить економічно доцільним розширення його газотранспортного сполучення з континентом і дасть можливість Глібівському ПСГ стати регулятором газопостачання не тільки півострова, але й континентальної частини півдня України та транзиту газу в балканському напрямку.

**Донецький КПЗГ**, до складу якого входять *Червонопопівське і Вергунське ПСГ*, виконує локальну функцію щодо надійності газопостачання Донецької системи, а саме: Червонопопівське ПСГ –

споживачів Лисичанського промвузла (Рубіжне, Лисичанськ, Северодонецьк), а Вергунське – переважно споживачів Луганська. Вплив його на надійність постачання всієї Донеччини недостатній. Тому актуальними є пошук в цьому регіоні нових геологічних об'єктів для зберігання газу, збільшення газорегулюючих можливостей нових газоконденсатних родовищ, що вводяться в дію.

#### **1.4. ОСОБЛИВОСТІ СТВОРЕННЯ Й ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ У ВИСНАЖЕНИХ РОДОВИЩАХ ПРИКАРПАТТЯ**

Підземні сховища газу, як створені (Угерське, Опарське, Дашавське, Богородчанське) так і ті, що створюються у виснажених родовищах Прикарпаття (Більче-Волиця-Угерське ПСГ в XVI горизонті), призначені для забезпечення надійності експортних поставок газу в країни Західної Європи та для газопостачання споживачів Західного економічного регіону в зв'язку з постійним зменшенням видобутку газу з родовищ західних областей України (до 1,1 млрд.м<sup>3</sup> в 1998 р.).

Об'єм експортних поставок газу в 1985 р. через Західний економічний регіон становив 53 млрд.м<sup>3</sup> і збільшився в 1990 р. до 65,5 млрд.м<sup>3</sup>. За цей час споживання газу в регіоні збільшилось з 13,8 до 17,2 млрд.м<sup>3</sup>. В балансі газу експортні поставки в цьому напрямку становлять більше 90% від загального об'єму експорту газу (71,5 млрд.м<sup>3</sup>).

Для забезпечення надійності експортних поставок і газопостачання Західного регіону повинні створюватись підземні сховища газу багатоцільового призначення з метою:

- забезпечення сезонної нерівномірності газоспоживання, особливо в холодні зими;
- забезпечення подачі газу у випадку аварійних ситуацій на газопроводах;
- забезпечення можливих надпланових поставок газу;
- створення аварійного резерву газу.

Загальний активний об'єм газу в цих газосховищах до 1990 р. повинен був становити 10,75 мільярдів кубометрів, з них 7,86 мільярдів кубометрів – для забезпечення об'ємів експортних поставок (без урахування резерву нерозподіленого активного об'єму газу).

## Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

Поряд з наведеними технологічними особливостями підземні сховища газу, які створюються у виснажених родовищах Прикарпаття, мають свої геолого-технічні особливості.

1. Практично всі виснажені родовища Прикарпаття мають неоднорідні (як за площею, так і за розрізом) колекторні властивості. В результаті в малопроникних частинах покладу, утворюються так звані «застійні» зони газосховища, які не беруть участі в роботі ПСГ за їх циклічної експлуатації, але створюють потенційний підпір і збільшують величину буферного об'єму газу.

2. На Прикарпатті всі родовища газу знаходяться в густонаселеній місцевості, тому в окремих випадках (Угерське, Опари, Дашава) ситуація на місці не завжди дозволяє розташувати свердловини на площі з врахуванням їх об'єму дренажу, що негативно впливає на величину активного об'єму газу. Внаслідок цього під час відбору газу утворюються глибокі конуси депресії на пласт (наприклад, в ХІУ–ХУ горизонтах Угерського ПСГ).

3. В процесі експлуатації родовищ відбір газу з більшості свердловин спочатку обмежувався штучно (величиною його споживання), потім протитиском в газопроводі (в міру зниження тиску), що свідчить про міцність колекторів-пластів. Тому при створенні ПСГ відбір газу із свердловин визначається шляхом пошуку величини оптимальної депресії на пласт.

4. Для багатьох газових родовищ Прикарпаття (Опарського, Угерського та ін.) характерний пружноводонапірний режим роботи, тому при створенні в них ПСГ активний об'єм газу залежить від величини середнього тиску в сховищі при його циклічній експлуатації.

5. Початкові пластові тиски в газових покладах родовищ Прикарпаття відповідають тискові гідростатичного стовпа рідини в перерахунку на глибину положення газоводяного контакту. Оскільки зовнішня зона Прикарпатського прогину розбита цілою серією тектонічних порушень на підзони і блоки, в яких розміщені газові родовища, то очевидна небезпека перевищення тиску в ПСГ над гідростатичним, особливо при пружногазовому режимі розробки покладу.

Багаторічний досвід проектування і аналізу експлуатації підземних сховищ газу, які створювались у виснажених родовищах, засвідчує різницю фактичних і проектних показників їх роботи,

## Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

розрахованих шляхом прямого перенесення теорії і практики проектування розробки газових родовищ: завищені коефіцієнти фільтраційного опору «середньої» свердловини, відповідно, занижують необхідну кількість експлуатаційних свердловин; активно працюючий об'єм пласта значно менший від газонасиченого; не брався до уваги режим роботи покладу при його експлуатації; розміщення свердловин на площі здійснювалося за принципом «великої» продуктивності, без урахування впливу темпів нагнітання-відбору на величину конуса репресії-депресії на пласт і на величину активного об'єму газу. Тому в період визначення тенденції екстенсивного розвитку підземного зберігання газу практика їх створення поставила перед теорією цілу низку завдань, які вимагали розв'язання для конкретних умов ПСГ, що створюються у виснажених родовищах, включаючи і Прикарпаття. До таких завдань можна віднести:

- критерії вибору об'єктів для ПСГ;
- визначення радіуса дренажу свердловин;
- дослідження інтерференції свердловин, які дренують однорідний пласт;
- визначення необхідного діаметра фонтанних труб;
- визначення необхідного інтервалу вторинного розкриття пласта при його великій газонасиченій товщині;
- вибір оптимальної конструкції свердловин;
- визначення оптимальної депресії на пласт;
- визначення оптимального діаметра шлейфа свердловин;
- обґрунтування величини максимального тиску в покладі газосховища;
- дослідження особливостей фільтрації газу в привибійній зоні свердловини в ході нагнітання і відбору газу;
- дослідження впливу темпів нагнітання-відбору на величину конуса депресії-репресії на пласт і величину активного об'єму газу;
- оцінка фільтраційної характеристики малодебітних свердловин;
- визначення об'єму «застійних» зон підземних газосховищ, створюваних в неоднорідному пласті;
- визначення розподілу тиску в неоднорідному пласті у випадку скупченого розміщення свердловин;

• закономірності формування об'єму пласта при пружноводонапірному режимі його роботи.

### ***1.5. ОСНОВНІ ТЕРМІНИ ТА ПОНЯТТЯ***

Нижче наведено терміни та визначення позначених ними понять:

#### ***Підземне зберігання газу***

Технологічний процес та закачування, зберігання та відбору газу з підземного сховища для регулювання сезонної нерівномірності газопостачання, створення резервів, які забезпечують надійність газопостачання в умовах зниження рівня надходження газу чи виникнення інших непередбачених обставин

#### ***Підземне сховище газу***

Складний інженерно-технологічний комплекс, до якого входить структурна пастка, до котрої належить штучний газовий поклад, контрольні горизонти над пластом-колектором, свердловини різного технологічного призначення, дотискувальна компресорна станція (далі – ДКС), газозбірний пункт (ГЗП), установка осушування газу (УОГ), внутрішньопромислові газопроводи та газозбірні колектори, газопровід для підключення ПСГ до магістрального газопроводу чи локальної системи газопостачання, об'єкти енерго- і водозабезпечення, автоматики, зв'язку

#### ***Структурна пастка***

Склепінноподібне підняття пласта-колектора у надрах землі, перекрите непроникними породами, здатне акумулювати флюїд (газ, нафту, воду)

#### ***Пласт-колектор***

Гірські пористі або пористо-тріщинуваті породи, які залягають на різних глибинах, обмежені більш-менш паралельними непроникними поверхнями, здатними акумулювати і віддавати флюїд.

#### ***Пласт-покрівля***

Товща непроникних порід, що залягають над пластом-колектором і забезпечують герметичність штучного газового покладу при заданих перепадах тиску.

#### ***Фонд свердловин***

Загальна кількість свердловин всіх призначень, необхідна для створення, експлуатації ПСГ та контролю за його герметичністю.



***Експлуатаційний фонд свердловин***

Загальна кількість свердловин (діючих, недіючих, та тих, що освоюються і очікують освоєння), зачислених на баланс ПСГ на дату визначення цього фонду, і призначені для закачування та відбирання газу.

***Діючий фонд свердловин***

Свердловини експлуатаційного фонду, які перебувають у промисловій експлуатації протягом календарного місяця.

***Недіючий фонд свердловин***

Свердловини експлуатаційного фонду, які використовувалися для нагнітання (відбору) газу, а зараз простоюють в очікуванні.

***Експлуатаційна (видобувна) свердловина***

Свердловина, яка розкриває пласт-колектор, і використовується тільки на відбирання газу

***Видобувно-нагнітальна свердловина***

Свердловина, яка розкриває пласт-колектор і використовується для закачування і відбирання газу.

***Нагнітальна свердловина***

Свердловина, яка розкриває пласт-колектор і використовується тільки для закачування газу.

***Коефіцієнт готовності експлуатаційного фонду свердловин***

Відношення календарного часу як діючих свердловин, так і придатних до експлуатації, без урахування часу перебування свердловин в ремонті або в очікуванні ремонту до всього календарного часу експлуатаційного фонду.

***Коефіцієнт експлуатації свердловин***

Відношення сумарного часу роботи свердловин діючого фонду до сумарного часу перебування свердловини в діючому фонді за визначений період.

***Спостережний фонд свердловин***

Загальна кількість свердловин, зарахованих на баланс ПСГ на дату визначення цього фонду і призначених для спостереження за змінами пластового тиску та рівня води в газовій зоні і законтурній області, а також в контрольних горизонтах.

***Спостережна свердловина***

Свердловина, яка розкриває пласт-колектор у газовій (або приконтурній) зоні, і використовується для спостереження за змінами пластового тиску та рівня води в часі.

### ***П'єзометрична свердловина***

Спостережна свердловина, яка розкриває пласт-колектор у водоносній зоні, та використовується для спостереження за коливаннями рівня води в законтурній області.

### ***Контрольна свердловина***

Спостережна свердловина, яка розкриває контрольні горизонти, що залягають вище і нижче пласта-колектора, і використовується для спостереження за герметичністю газосховища.

### ***Геофізична свердловина***

Спостережна свердловина, пробурена на пласт-колектор, але не перфорована. Використовується для спостереження за змінами газонасиченого інтервалу та положення ГВК, особливо в масивних покладах.

### ***Допоміжний фонд свердловин***

#### ***Розвантажувальна свердловина***

Свердловина, яка розкриває пласт-колектор у обводненій зоні з метою відбору води для зниження тиску в пласті.

#### ***Дегазаційна свердловина***

Свердловина, розкриває пласти із техногенними покладами з метою їхньої дегазації.

#### ***Розвантажувально-контрольна свердловина***

Свердловина, споруджена для відбору (або стравлювання) техногенних покладів газу з контрольних горизонтів.

#### ***Поглиналина свердловина***

Свердловина, яка розкриває проникні пласти, і використовується для повернення СПВ і промстоків у надра.

#### ***Штучний газовий поклад***

Ізольоване скупчення природного газу в геологічній пастці (пласт-колектор), штучно утворене в розрахованому об'ємі регулюючими засобами.

#### ***Штучний пластовий газовий поклад***

Штучно утворений об'єм газу в пластах-колекторах, які обмежені в покрівлі та підшві непроникними породами, і з обов'язковою присутністю законтурних вод.

#### ***Штучний масивний газовий поклад***

Штучно утворений об'єм газу у великих товщах пластів-колекторів, які контролюються лише в покрівлі непроникними породами, і підстилаються підшовними водами.

***Техногенний газовий поклад***

Газовий поклад, штучно утворений у горизонтах, що залягають вище об'єкту ПСГ через негерметичність пласта покрівлі або заколонного простору свердловин.

***Активний об'єм газу***

Частина загального об'єму, що закачується і відбирається протягом літнього та осінньо-зимового періодів відповідно при циклічній експлуатації підземного сховища газу.

***Буферний об'єм газу***

Частина загального об'єму газу, яка постійно знаходиться в ПСГ на кінець сезону відбору, і виконує роль носія енергії, необхідної для надійної подачі активного об'єму газу в трубопровід. Протидіє вторгненню в сховище пластових вод і обводненню експлуатаційних свердловин.

***Цикл експлуатації ПСГ***

Сукупність послідовних, взаємопов'язаних, повторюваних процесів: закачування газу – стабілізація пластового тиску – відбір газу – стабілізація пластового тиску, тобто цикл складається з двох робочих періодів (закачування та відбір) і двох нейтральних періодів (стабілізація пластового тиску).

***Період закачування газу в ПСГ***

Частина циклу експлуатації ПСГ, протягом якого відбувається заповнення газосховища газом (у теплий період року, тобто в час малого попиту на газ).

***Період відбирання газу в ПСГ***

Частина циклу експлуатації ПСГ, протягом якого в основному відбувається відбір газу зі газосховища (у осінньо-зимовий період року, тобто в час підвищеного попиту на газ), а також проводиться основний комплекс планових профілактичних робіт, які вимагають зупинки сховища.

***Період нейтральний***

Частина циклу експлуатації ПСГ, протягом якого, в основному, газосховище простоє після закачування або відбору газу і відбувається стабілізація пластового тиску.

***Пластовий тиск***

Тиск, під яким перебувають рідини та гази в пластових умовах.

***Максимальний пластовий тиск***

Найбільший статичний тиск у підземному сховищі газу,

## Розділ 1. Загальні відомості про підземне зберігання газу.

встановлений на основі техніко-економічних розрахунків і технологічних міркувань.

### ***Мінімальний пластовий тиск***

Найменший тиск у підземному сховищі газу, встановлений на основі техніко-економічних розрахунків і технологічних міркувань.

### ***Початковий пластовий тиск***

Тиск, який було встановлено на початок створення підземного сховища газу.

### ***Поточний пластовий тиск***

Тиск у визначений момент часу роботи підземного сховища газу.

### ***Вибійний тиск***

Динамічний тиск пластового флюїду на вибої діючої свердловини.

### ***Затрубний тиск***

Тиск на гирлі свердловини в затрубному просторі.

### ***Гирловий тиск***

Тиск, зафіксований на гирлі газової свердловини як під час роботи, так і в статичному стані.

### ***Критичний тиск***

Тиск, що відповідає критичному стану речовини.

### ***Надлишковий тиск***

Тиск, для вимірювання якого за початок відліку приймають тиск, що дорівнює тиску зовнішнього середовища.

### ***Нормальний тиск***

Тиск що дорівнює 101325 Па або 760мм рт.ст.

### ***Приведений пластовий тиск***

Відношення тиску до коефіцієнту стислості газу в умовах пласта.

### ***Приведений тиск газу***

Відношення значення параметра термодинамічної рівноважної системи до його значення в критичному стані.

### ***Робочий (динамічний) тиск***

Тиск газу на гирлі працюючої свердловини в трубному просторі.

### ***Середньоарифметичний пластовий тиск***

Тиск, який визначається в покладі шляхом відношення суми отриманих значень пластового тиску в свердловинах до кількості проведених свердловино-вимірювань.

***Середньозважений пластовий тиск***

Тиск, зважений по площі покладу за допомогою карти ізобар в межах поточного контуру газо-водяного контакту (ГВК), або газоносності.

***Статичний (гідростатичний) тиск***

Тиск, нерухомої рідини або газового середовища на тіло, що перебуває в стані спокою в цьому середовищі.

***Абсолютний тиск***

Тиск, для вимірювання якого за початок відліку приймають тиск, що дорівнює нулю.

***Атмосферний тиск***

Тиск, що здійснює навколоземна атмосфера на тіло, яке перебуває в ній.

***Барометричний тиск***

Абсолютний атмосферний тиск.

***Газо-водяний контакт***

Умовна поверхня розділу між газом і водою, що підстилає газовий поклад.

***Контурна вода***

Вода, що залягає в понижених частинах газоносного пласта, та пересувається в процесі експлуатації штучного газового покладу підземного сховища газу.

***Законтурні води***

Пластові води, які знаходяться за межами контуру газоносності,

***Підошовні води***

Пластові води, які залягають нижче газо-водяного контакту і підстилають газовий поклад.

***Пластові води***

Мінералізовані води, які насичують цей пласт-колектор.

***Напірні води***

Підземні води, які пересуваються під впливом гідростатичного тиску.

***Герметичність покрівлі пласта-колектора***

Здатність пласта-покрівлі перешкоджати перетіканню газу з продуктивного пласта у проникні пласти, що залягають вище.

***Газонасиченість***

Відношення об'єму газу, який міститься в пласті-колекторі, до сумарного об'єму порожнини у породах, що містять газ.

***Ефективна газонасичена товщина***

Сумарна товщина газонасичених прошарків в пласті, здатних віддавати, приймати та вміщувати газ.

***Загальна товщина***

Найкоротша відстань між покрівлею і подошвою пласта.

***Площа газоносності***

Площа газового покладу в межах першої замкненої лінії, яка оконтурює поклад за найбільш низькими гіпсометричними відмітками.

***Перетікання газу***

Переміщення газу за межі пластової водонапірної системи незалежно від природи фізико-хімічних процесів, які викликають таке переміщення.

***Шлейф***

Внутрішньопромисловий газопровід, який з'єднує свердловину з колектором або з ГЗП ПСГ.

***Газозбірний пункт***

Пункт, до якого свердловини підключені шлейфами, призначений для збирання газу при його відборі з пласта-колектора, та розподілення його через шлейфи до свердловин під час закачування в пласт-колектор.

***Променева схема підключення свердловин***

Променева схема підключення свердловин передбачає підключення кожної окремої свердловини до окремого шлейфа.

***Колекторна схема підключення свердловин***

Колекторна схема підключення свердловин передбачає підключення групи свердловин до окремого колектора.

***Змішана схема підключення свердловин***

Змішана схема підключення свердловин передбачає як променеве підключення, так і колекторне.

***Пластова система***

Пласт пористий або пористо-тріщинуватий, поровий об'єм якого може бути заповнений природним газом і водою, природним газом та нафтою або природним газом, нафтою та водою при визначених пластових тисках і температурі, яким притаманні загальні умови залягання, пружності, руху і розвантаження. Достатньо активно реагує на відбирання та закачування газу.

### ***Водонапірний режим роботи ПСГ***

Режим, який характеризується витісненням газу під час його відбирання з пласта-колектора внаслідок значного просування контурних або підошовних пластових вод, що призводить до зменшення газонасиченого порового об'єму і відновлення пластового тиску.

### ***Газовий режим роботи ПСГ***

Режим, при якому газ, що відбирається з пласта-колектора, надходить до вибоїв свердловин за рахунок енергії його розширення, і здійснюється він у випадку відсутності пластових вод або коли вони не просуваються при зниженні пластового тиску в процесі відбору.

### ***Циклічна експлуатація ПСГ***

Режим роботи підземного сховища газу, при якому всі його технологічні параметри циклічно змінюються, але в середніх своїх значеннях залишаються постійними протягом декількох років експлуатації.

### ***Контрольний блок***

Блок, розташований в одному продуктивному горизонті поруч з блоком, що є об'єктом зберігання газу, і використовується для контролю за герметичністю ПСГ.

### ***Газопромислове господарство***

До газопромислового господарства відноситься комплекс газопроводів, оснащених вимірювальними приладами та апаратами, що забезпечують безперебійну подачу газу в пласт-колектор під час нагнітання, та в магістральний газопровід під час його відбору з ПСГ. Основними кольцями газопромислового господарства є свердловини, газозбірна мережа, пункти очищення, осушення та виміру газу, ГЗП, ДКС тощо.

### ***Газозбірний колектор***

Газопровід, призначений для подавання газу від групи свердловин або ГЗП до установки підготовки газу і від неї до ДКС.

### ***Газопровід-підключення***

Газопровід, що з'єднує ПСГ з магістральним газопроводом чи локальною системою газопостачання.

### ***Інгібіторопровід***

Трубопровід, яким здійснюється підведення інгібітору до місця його введення.

***Водопровід***

Трубопровід, яким здійснюється підведення води до місця її споживання, та відвід після її використання.

***Об'єкт зберігання газу***

Пласт-колектор, в якому створено штучний газовий поклад.

***Контрольний горизонт***

Пористий або тріщинуватий пласт-колектор, що залягає безпосередньо над покрівлею об'єкту зберігання газу, заповнений повністю пластовою водою чи водою і природним газом або тільки природним газом, який використовується для спостереження за герметичністю ПСГ.

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

- 1. Які цілі підземного зберігання газу?*
- 2. Наведіть визначення коефіцієнта місячної нерівномірності газовикористання.*
- 3. Які методи використовуються для вирівнювання сезонної нерівномірності газовикористання?*
- 4. Від яких факторів залежить максимально допустимий тиск у підземному сховищі газу?*
- 5. Що таке «пікові» ПСГ та яке їх призначення?*
- 6. Як вирішувались проблеми підземного зберігання газу в ХІХ столітті?*
- 7. Назвіть основні тенденції розвитку підземного зберігання газу в США та Європі.*
- 8. Назвіть найбільші в світі підземні сховища газу.*
- 9. Які періоди розвитку підземного зберігання газу в Україні?*
- 10. Назвіть основні центри наукового забезпечення підземного зберігання газу в Україні.*
- 11. Які комплекси підземного зберігання газу існують в Україні?*
- 12. Назвіть основні технологічні особливості підземних сховищ газу Прикарпаття.*



## **РОЗДІЛ 2. ГЕОЛОГІЧНІ УМОВИ ТА ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ**

---

### ***2.1. ПОХОДЖЕННЯ, СКЛАД І КЛАСИФІКАЦІЯ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ***

Природні гази, які видобувають з суто газових, нафтових і газоконденсатних родовищ, складаються з *вуглеводнів гомологічного ряду метану* ( $C_nH_{2n+2}$ ), а також *невуглеводневих компонентів*: азоту ( $N_2$ ), вуглекислого газу ( $CO_2$ ), сірководню ( $H_2S$ ), рідкоземельних (інертних) газів (гелію, аргону, криптону, ксенону), ртуті. Число вуглецевих газів атомів  $n$  в молекулі вуглеводнів може досягати 17 і більше.

Метан ( $CH_4$ ), етан ( $C_2H_6$ ) і етилен ( $C_2H_4$ ) за нормальних умов ( $p=0,1$  МПа і  $T=273$  К) є *реальними газами*.

Пропан ( $C_3H_8$ ), пропилен ( $C_3H_6$ ), ізобутан ( $i-C_4H_{10}$ ), нормальний бутан ( $n-C_4H_{10}$ ), бутилен ( $C_4H_8$ ) за атмосферних умов знаходяться в *пароподібному (газоподібному) стані*, при підвищеному тиску – в *рідкому*. Вони входять до складу рідких (зріджуваних, зріджених) вуглеводневих газів.

Вуглеводні починаючи з ізопентана ( $i=C_5H_{12}$ ) і важчі ( $17>n>5$ ) за атмосферних умов знаходяться в *рідкому стані*. Вони входять до складу бензинової фракції. Вуглеводні, молекула яких складається з 18 і більшої кількості атомів (від  $C_{18}H_{38}$ ), розташовані в один ланцюжок; за атмосферних умов вони знаходяться в *твердому стані*.

Нижче наведено склад *сухого газу, зріджених газів і газового бензину*.

#### **Компоненти**

Метан, етилен, етан.....сухий газ

Пропан, пропилен, ізобутан, нормальний  
бутан,бутилен.....зріджений газ

Ізопентан, нормальний пентан, амілени, гексан.....бензин

---

\* У написанні розділу брала участь М.О. Шкурат

## Розділ 2. Геологічні умови та фізико-хімічні властивості природних газів

У табл. 2.1, 2.2, 2.3 наведено склад природних газів деяких суто газових, нафтових і газоконденсатних родовищ.

Таблиця 2.1.

Об'ємна частка природних газів, які добувають з суто газових родовищ, %

| Родовище                | CH <sub>4</sub> | C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> | C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> | C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> | C <sub>5</sub> H <sub>12+В</sub> | N <sub>2+R</sub> ** | CO <sub>2</sub> | H <sub>2</sub> S | Відносна густина |
|-------------------------|-----------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|----------------------------------|---------------------|-----------------|------------------|------------------|
| Північно-Ставропольське | 98,90           | 0,29                          | 0,16                          | 0,050                          | -                                | 0,40                | 0,20            | -                | 0,56             |
| Березовське             | 95,10           | 1,10                          | 0,30                          | 0,070                          | 0,03                             | 3,00                | 0,40            | -                | 0,58             |
| Ведмеже                 | 98,78           | 0,10                          | 0,02                          | 0,00                           | -                                | 1,00                | 0,10            | -                | 0,56             |
| Заполярне               | 98,60           | 0,07                          | 0,02                          | 0,01                           | 0,01                             | 1,11                | 0,18            | -                | 0,56             |
| Уренгойське             | 97,84           | 0,10                          | 0,03                          | 0,02                           | 0,01                             | 1,70                | 0,30            | -                | 0,56             |
| Шатликське              | 95,58           | 1,99                          | 0,35                          | 0,100                          | 0,05                             | 0,78                | 1,15            | -                | 0,58             |

\*Сеноманський поклад

\*\* – інертні газы

Таблиця 2.2.

Об'ємна частка нафтових газів, %

| Родовище          | CH <sub>4</sub> | C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> | C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> | C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> | C <sub>5</sub> H <sub>12+В</sub> | N <sub>2+R</sub> | CO <sub>2</sub> | H <sub>2</sub> S | Відносна густина |
|-------------------|-----------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|----------------------------------|------------------|-----------------|------------------|------------------|
| Бавлінське        | 35,0            | 20,7                          | 19,9                          | 9,8                            | 5,8                              | 8,4              | 0,4             | -                | 1,181            |
| Мухановське       | 30,1            | 20,2                          | 23,6                          | 10,6                           | 4,8                              | 6,8              | 1,5             | 2,4              | 1,186            |
| Ішимбайське       | 42,4            | 12,0                          | 20,5                          | 7,2                            | 3,1                              | 11,0             | 1,0             | 2,8              | 1,046            |
| Ромашкінське      | 38,8            | 19,1                          | 17,8                          | 8,0                            | 6,8                              | 8,0              | 1,5             | -                | 1,125            |
| Самотлорське, Б-8 | 53,4            | 7,2                           | 15,1                          | 8,3                            | 6,3                              | 9,6              | 0,1             | -                | 1,010            |
| Узеньське, XIII   | 50,2            | 20,2                          | 16,8                          | 7,7                            | 3,0                              | 2,3              | -               | -                | 1,010            |
| Жетибайське, XIII | 63,9            | 16,2                          | 8,1                           | 5,1                            | 5,1                              | 1,2              | 0,4             | -                | 0,827            |

Таблиця 2.3  
Об'ємна частка природних газів, що видобуваються з газоконденсатних родовищ, %

| Родовище         | CH <sub>4</sub> | C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> | C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> | C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> | C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> +в | N <sub>2</sub> +R** | CO <sub>2</sub> | H <sub>2</sub> S | Відносна  |
|------------------|-----------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|-----------------------------------|---------------------|-----------------|------------------|-----------|
| Шебелінське      | 92,00           | 4,00                          | 1,10                          | 0,52                           | 0,26                              | 2,00                | 0,12            | -                | 0,61      |
| Вуктильське      | 74,80           | 8,70                          | 3,90                          | 1,80                           | 6,40                              | 4,30                | 0,10            | -                | 0,88      |
| Оренбурзьке      | 84,00           | 5,00                          | 1,60                          | 0,70                           | 1,80                              | 3,5-4,9             | 0,5-1,7         | 1,3-5,0          | 0,68-0,70 |
| Уренгойське БУ-8 | 88,28           | 5,29                          | 2,42                          | 1,00                           | 2,52                              | 0,48                | 0,01            | -                | 0,707     |
| БУ-14            | 82,27           | 6,56                          | 3,24                          | 1,49                           | 5,62                              | 0,32                | 0,50            | -                | 0,813     |
| Надимське        | 75,11           | 8,62                          | 3,90                          | 1,44                           | 10,20                             | 0,38                | 0,35            | -                | 0,876     |
| Ювілейне         | 79,47           | 9,06                          | 4,43                          | 1,64                           | 4,38                              | 0,48                | 0,54            | -                | 0,794     |
| Заполярье, БТ-5  | 79,41           | 6,12                          | 4,16                          | 2,39                           | 7,33                              | 0,42                | 0,17            | -                | 0,880     |
| Вар'єганське     | 70,35           | 6,48                          | 7,33                          | 2,88                           | 10,04                             | 2,71                | 0,21            | -                | 0,907     |
| Астраханське     | 58,86           | 1,88                          | 0,60                          | 0,23                           | 0,12                              | 0,81                | 11,00           | 26,50            | 0,855     |

## Розділ 2. Геологічні умови та фізико-хімічні властивості природних газів

*Штучні гази* отримують з твердих палив в газогенераторах, ретортах, різних печах при високих температурах, а іноді й при підвищеному або високому тисках.

У табл. 2.4 подано склад газів, отриманих при переробці нафти, а в табл. 2.5 – склад штучних газів, що отримуються при неповному згорянні різних палив.

Таблиця 2.4.

Об'ємна частка газів, що отримуються при переробці нафти, %

| Компонент       | Газ                  |                     |          |
|-----------------|----------------------|---------------------|----------|
|                 | крекінгу рідкофазний | крекінгу парофазний | піролізу |
| Водень          | 6,0                  | 8,0                 | 15,0     |
| Окисел вуглецю  | 0,5                  | –                   | 0,5      |
| Метан           | 30,5                 | 32,0                | 45,0     |
| Етан + етилен   | 22,5                 | 26,0                | 24,0     |
| Пропан          | 15,0                 | 6,0                 | 1,0      |
| Бутан           | 6,0                  | 2,0                 | 0,2      |
| Бутилен         | 6,0                  | 6,0                 | 2,8      |
| Пентан + амілен | 6,0                  | 5,0                 | 3,5      |
| РАЗОМ           | 100,0                | 100,0               | 100,0    |

У складі шахтних газів установлено 20 компонентів: *основні* – метан, азот, вуглекислий газ; *додаткові* – гомологи метану, водень, окиси вуглецю та сірки, сірководень; *рідкі* – гелій, неон, аргон, криптон, ксенон. Вони виникають у процесі вуглеутворення за рахунок відривання аліфатичних –  $\text{CH}_3$ , карбонільних –  $\text{CO}$ , карбоксильних –  $\text{COOH}$  та метаксильних –  $\text{OCH}_3$  радикалів від ароматичного ядра вугільної молекули. Діоксид вуглецю – продукт окислення вугілля в зоні вивітрювання.

**Метан  $\text{CH}_4$**  – газ без кольору, запаху та смаку. Він майже вдвічі легший за повітря, через що накопичується у верхніх частинах гірничих виробок. Температура займання 670 – 750 °С. Суміш повітря та метану від 2 до 5 % за наявності постійного джерела високої температури горить, а з вмістом 5 – 16 % вибухає (максимальна сила вибуху досягається, коли його вміст сягає 9,5 %).

Таблиця 2.5.  
Об'ємна частка деяких шкучних газів, %

| Компоненти і параметри газів               | Гази    |                 |                             |                                       |                    |              |
|--|---------|-----------------|-----------------------------|---------------------------------------|--------------------|--------------|
|  | палінні | коксівні        | газифікація горючих сланців | газифікація бурого вугілля під тиском | бітумінозне паливо | генераторний |
| CO <sub>2</sub>                            | 1,4     | 2 – 3           | 14,9                        | 2 – 4                                 | 5 – 9              | 0,5 – 1,5    |
| CO   | 7,9     | 4 – 8           | 16,6                        | 14 – 22                               | 25 – 30            | 32 – 33      |
| H <sub>2</sub>                             | 53,2    | 53 – 60         | 39,1                        | 54 – 58                               | 12 – 15            | 0,5 – 0,9    |
| CH <sub>4</sub>                            | 31,2    | 19 – 25         | 22,2                        | 16 – 20                               | 1,5 – 3,0          | –            |
| C <sub>m</sub> H <sub>n</sub>              | 2,8     | 1,6 – 2,3       | 2,7                         | 0,5 – 0,7                             | 0,2 – 0,4          | –            |
| N <sub>2</sub>                             | 3,5     | 7 – 13          | 4,3                         | 2 – 6                                 | 46 – 54            | 64 – 66      |
| O <sub>2</sub>                             | –       | 0,7 – 1,2       | 0,2                         | 0,2 – 0,3                             | 0,1 – 0,3          | –            |
| Вища теплота згоряння, кДж/м <sup>3</sup>  | 20 100  | 17 600 – 18 900 | 18 000                      | 17 000 – 17 600                       | 6160 – 7000        | 4186 – 4400  |
| Нижча теплота згоряння, кДж/м <sup>3</sup> | 18 900  | 15 500 – 16 900 | 15 900                      | 15 100 – 15 900                       | 5830 – 6500        | 4150 – 4320  |

## Розділ 2. Геологічні умови та фізико-хімічні властивості природних газів

Гомологи метану  $C_nH_{2n+2}$  у вугільних пластах, яких не торкнулися процеси газового вивітрювання, зустрічаються досить часто. Їх загальний вміст іноді досягає 10 – 20% від кількості вуглеводневих газів у вугіллі марок Ж,К із виходом летючих речовин 20 – 35 %.

**Водень  $H_2$**  виявляють у газах вугленосних відкладів у невеликих кількостях; його вміст підвищується з глибиною і в районі поширення антрацитів (східна частина Донбасу), що викликано різким підвищенням температур і тиску із зануренням цього вугілля на великі глибини. У значних кількостях водень спостерігається у вугільних басейнах, які зазнали термального впливу магматичних тіл. Так, у Партизанському кам'яновугільному басейні (Примор'я район Далекого Сходу Росії) вміст водню в газі, що виділяється з тріщинуватих зон поблизу інтрузивних тіл, сягає 5 – 10 %. Суміш водню з повітрям є вибуховою, якщо вміст водню становить 4,1 – 7,4 %.

**Вуглекислий газ  $CO_2$**  – без кольору, зі слабким запахом і кислим смаком, токсичний, має густину відносно повітря 1,52. Зі збільшенням глибини залягання вугільних пластів вміст його зменшується. Вміст  $CO_2$  у розчинених у воді газах досягає 30 %, а в газах, які заповнюють підземні порожнини – 50 %. Вуглекислий газ є основним компонентом газів буровугільних родовищ, високометаморфізованих антрацитів (Донбас), а також родовищ, які зазнали термального впливу магматичних тіл.

**Азот  $N_2$**  – поширений у газах вугленосних відкладів. Зі збільшенням глибини залягання вугільних пластів його вміст зростає, а потім різко знижується. Незначні об'єми азоту на великих глибинах можуть бути віднесені до залишків повітря, похованого разом із материнською речовиною вугільних пластів у період їх формування.

**Сірководень  $H_2S$  та сірчистий газ  $SO_3$**  – присутні у вугленосних відкладах досить рідко і найчастіше у вигляді локальних скупчень.

**Рідкі гази  $He$ ,  $Ne$ ,  $Ar$ ,  $Kr$  і  $Xe$**  – крім першого, який має радіоактивне походження, виявлені, як правило, у сталих співвідношеннях з азотом, відповідних їх вмісту в повітрі. Це є доказом атмосферного походження цих газів.

### ***2.1.1. Форми перебування газів у вугленосних покладах***

Гази у вугільних пластах і умісних породах перебувають у *вільному, сорбованому та клатратному* (надмолекулярно пов'язаному) *станах*. *Вільний газ* заповнює порожнини – порові та тріщини у вугіллі й умісних породах. Кількість вільного газу у вугільних пластах і вміщуючих породах визначається їх властивостями і тиском, під яким газ перебуває. Переважна частина газу у вугільних пластах до глибини 1000 – 1500м присутня в *сорбованому стані*, що зумовлено великою сорбійною здатністю вугілля. Значна кількість сорбованого газу міститься у вугіллі та дисперсно розсіяна в породах. *Клатратна форма* газу пов'язана молекулярними силами з молекулою вугілля за відсутності хімічних зв'язків. Досить велика кількість газів розчинена в підземних водах і утворює *рухомі флюїди*.

Співвідношення вільних і сорбованих газів залежить від температури, тиску та складу газів, показників колекторських властивостей порід вугленосної товщі, ступеня їх обводнення тощо. Рівновага системи «гази-вмісне середовище» змінюється в процесі літогенезу, тектонічних рухів-опускання та підняття, а також під час виконання гірничих робіт.

### ***2.1.2. Колекторні властивості порід вугленосної товщі***

Основними параметрами порід вугленосної товщі, як колекторів газу, є їх *порова, тріщинна, сорбційна й клатратна (надмолекулярна) газоємність і газопроникність*.

*Відкрита пористість* – один із основних структурних параметрів вміщуючих порід, що розглядають як можливий колектор газу. Найвищу пористість у Донецькому басейні мають пісковики. До них приурочені газові родовища, які мають промислове значення, а також численні мікропоклади вільного газу. Максимально високою відкритою пористістю (до 34,5 %) характеризуються пісковики північної окраїнної частини Донбасу, її різке зниження відбувається зі збільшенням катагенезу порід від 1Д до 2Г – 3Г. У товщах інтенсивнішого катагенезу темп зниження пористості пісковиків зменшується. Коефіцієнт пористості пісковиків знижується також зі зростанням сучасної глибини їх залягання.

Другим показником, що характеризує колекторські властивості порід вугленосної товщі, є їх *проникність*, що зменшується зі збільшенням катагенезу порід. Мікропоклади та локальні скупчення вільного газу в товщах глибокого катагенезу Донецького басейну, які розкриваються гірничими виробками й свердловинами, здебільш приурочені до зон тріщинуватості, малоамплітудних порушень, що супроводжують тектонічні розриви.

### ***2.1.3. Геологічні закономірності розподілу метану у вугленосній товщі***

Розрізняють два типи газовиявлень у вугленосній товщі – *самостійні газовиявлення*, генетично пов'язані з вугленосною формацією, та *гази вугленосних товщ*, поширені у *вугільних пластах і безпосередньо прилеглих до них породах*.

*Газово–промислові райони*. З урахуванням фаціально-літологічних особливостей, стадії катагенезу та будови вугленосної формації у межах басейнів виділяють наступні газово-промислові райони:

– *промислові поклади та локальні скупчення вуглеводневих газів у колекторах порового й тріщинно-порового типу*, приурочені до вугленосних відкладів початкової стадії катагенезу з вугіллям марок Д і частково Ж;

– *мікропоклади та локальні скупчення вуглеводневих газів у колекторах тріщинно-порового і тріщинного типу*, приурочені до відкладів помірного катагенезу з вугіллям марок Ж, К, ПС;

– *локальні скупчення вуглеводневих газів у колекторах тріщинного типу*, приурочені до відкладів глибокого катагенезу з вугіллям марок П і А.

*Газоносність вуглепромислових районів*. Вугільні басейни різних геотектонічних типів характеризуються різко змінюваною газоносністю вугленосних відкладів, а також газовою зональністю, що складалася до сьогодні. Основна кількість газів була генерована в період максимального метаморфізму в процесі заглиблення. У цей період сформувалися первинні газові зони: вільні гази; переважно розсіяні та сорбовані гази; зона метаморфічної деметанізації. Далі в результаті процесів міграції газів і вивітрювання сформувалася сучасна газова зональність.



## Розділ 2. Геологічні умови та фізико-хімічні властивості природних газів

*Первинні зони вільних газів* характеризуються порівняно низькою газоносністю вугільних пластів, хорошими колекторськими властивостями вмісних порід, як правило, їх високою газоносністю. Ця зона була поширена до глибини близько 4000м і включала товщу, яка вміщує вугілля марок Б, Д, Г і частково Ж.

*Первинна зона розсіяних і сорбованих газів* характеризується високою газоносністю вугільних пластів і порівняно низькою – вміщуючих порід. Максимальну природну метаносність, що досягає 40 м<sup>3</sup>/т сухої беззольної маси і більше, у цій зоні мають антрацити груп 10А – 11А. Ця зона включала осадову товщу, у якій вугілля було метаморфізоване до марок Ж, К, ПС, П та частково А. У Донецькому басейні вона поширювалася до глибини близько 8300м.

У зоні метаморфічної деметанізації сумарна газоносність пластів, складених антрацитами груп 12А, 13А, 14А, у десятки разів нижча за газоносність антрацитів 10А–11А. Вміст вуглекислого газу, азоту й водню тут становить відповідно до 50-60, 20-30 і 5-6% від загального об'єму газів.

У процесі заглиблення вугленосної формації та газогенерації, що відбувалася одночасно, газ мігрував по пластових колекторах-верствах пісковиків. Вертикальна міграція була обмежена верствами глин – аргілітів, що відігравали роль малопрониклих покришок. Вільні гази нагромаджувалися в пологих брахіантиклінальних первинних структурах.

Під час наступного підняття, складкоутворення та в разі розривної порушеності складні пошарові та міжшарові міграційні процеси зумовили інтенсивний перерозподіл газів у осадовій товщі басейну, що сприяло глибокому руйнуванню та перетворенню первинної вертикальної газової зональності на сучасну вертикальну й площинну газову зональність. При цьому у верхній частині геологічного розрізу сформувалася сучасна зона газового вивітрювання, потужність якої значною мірою залежить від катагенезу вугленосної товщі. Співвідношення газів у зоні газового вивітрювання поступово змінюється в такій послідовності з виділенням газових зон: *азотно-вуглекисла* → *вуглекисло-азотна* → *метано-азотна* → *азотно-метанова*.

**2.1.4. Вплив геологічних факторів на розподіл газів у вугленосних товщах**

Розподіл газів у вугленосних товщах характеризується значними якісними змінами за простяганням і падінням вугленосних відкладів. При цьому коливання природної газоносності як вугільних пластів, так і вміщуючих порід залежить від стадії метаморфізму, процесів стародавнього та сучасного вивітрювання, накладених явищ багаторічної мерзлоти й магматизму. Закономірне змінювання газоносності вугільних пластів зі стадією метаморфізму виявляється як зі стратиграфічною глибиною, так і за площею в напрямку, що відповідає змінюванню стадії метаморфізму вугільного пласта. Найбільша метаноносність вугленосної товщі пов'язана з найбільш вугленасиченими інтервалами розрізу.

Природна металоносність вугільних пластів, складених кам'яним вугіллям і слабометаморфізованим антрацитом, глибше від зони газового вивітрювання зростає по кривій, близькій до гіперболи. Для різних басейнів і навіть для ділянок та шахтних полів вплив фактора глибини неоднаковий. Як правило, глибше від зони газового вивітрювання металоносність вугільних пластів зростає до глибини 800–1000м, а далі стабілізується. У місцях, складених слабометаморфізованими антрацитами, природна метаноносність тоді стабілізується вже на глибині 200–250м. Літологічний склад вміщуючих порід та фізичні властивості визначають газонасиченість вугленосної товщі. Циркулюючі підземні води дегазують газоносні породи, а застійні води, заповнюючи пори й тріщини, перешкоджають міграції газів із глибин до денної поверхні.

Перерозподіл газів у межах газопромислових і вуглепромислових районів та ділянок басейну визначався колекторськими властивостями порід і технічною будовою (складчастість, розривна порушеність і тріщинуватість). Газопромислові властивості тектонічних структур різні для тих, що утворені в період осадконагромадження, та після нього. *Пологі брахіантиклінальні й куполоподібні конседиментаційні складки характеризуються вищою газоносністю ніж постседиментаційні.* Склади конседиментаційного закладання, як правило, є екраном та сприяють формуванню скупчень вільного газу в зонах дріблення й підвищеної тріщинуватості, що їх супроводжують. Складки пост–

## Розділ 2. Геологічні умови та фізико-хімічні властивості природних газів

седиментаційного закладання добре проникні, через що зумовлюють досить глибоку дегазацію вугленосної товщі. Насуви поблизу денної поверхні відрізняються від літологічного складу порід, які ними перетинаються. Насуви чинять дегазуючий вплив на вугленосну товщу, якщо дроблення і тріщинуватості цих порушень протягом досить тривалого часу були шляхами міграції гідротермальних розчинів (Микитівське ртутне поле Донбасу). Під час проектування розвідувальних робіт на газ у вугільних басейнах і в процесі будівництва шахт особливу увагу слід приділяти структурам конседиментаційного закладання як найбільш перспективним і газонебезпечним.

У деяких вугільних басейнах Півночі та Сходу Росії (Печорський, Ленський, Таймирський та інші) на перерозподіл газів у вугленосних відкладах істотно впливає багаторічна мерзлота. Водночас у процесі глибокої деметанізації ще до утворення багаторічного покриву (Південно-Якутський, Зиряновський басейни) вплив останньої на розподіл газів виявляється незначним.

Для вугільних басейнів із виявленням магматизму різного складу (Кузнецький, Партизанський та інші) характерним є підвищення загальної газоносності вугілля й порід у результаті утворення додаткових об'ємів газів під дією контактового метаморфізму. *У приконтатних зонах спостерігається підвищення стадії метаморфізму вугілля, а через це на окремих ділянках маємо зростання сорбційної газоємності горючих копалин; інтенсифікацію процесів деметанізації пластів під впливом підвищеної температури за відсутності газоупорних покривних порід (північно-східна частина Партизанського басейну); екрануючий ефект ефузивних порід, що перекривають вугленосну товщу (Норильск); скупчення вугільних газів у вміщуючих породах (Кузбас, родовища на о.Сахалін).*

### **2.1.5. Методи вивчення газоносності вугільних родовищ**

Вивчення газоносності вугільних родовищ передбачає визначення вугільних пластів геологорозвідувальними свердловинами та гірничими виробками: *газових параметрів* (метаноносність, метанозбагаченість, компонентний склад газів, газовий тиск) та колекторських властивостей гірничих порід (коефіцієнт пористості, проникність, сорбційна газоємність).

## Розділ 2. Геологічні умови та фізико-хімічні властивості природних газів

Застосовують наступні методи вивчення газонасиченості.

*Метод газового випробування* ґрунтується на застосуванні спеціальних колонкових снарядів (керногазонабірників), що відбирають спільні проби вугілля, порід і газу. Застосовують спеціальні випробувачі вугільних пластів, наприклад, КИИ-65, які дають змогу визначити в розрізі свердловини газонасні, водоносні та «сухі» горизонти. За даними виконаних випробувань методами побудови графіків і розрахунків визначають притоки газів і пластовий тиск.

*Метод визначення потенціальної газоємності вугілля та вміщуючих порід за лабораторними випробуваннями* полягає в насиченні випробувальних зразків метаном.

*Комплексний метод МГРІ* ґрунтується на безперервному вимірюванні газонасичення промивальної рідини під час буріння розвідувальних свердловин (газовий каротаж). Газокаротажні роботи виконують спеціальні газокаротажні станції. Цей метод використовують як додатковий під час інших випробувань.

*Газові зйомки в гірничих виробках* допомагають установити газовий баланс виймальних ділянок шахти за джерелами газовиділення. Газозбагаченість, розрахована за об'ємом газу на 1 т видобутого вугілля, разом з залишковою газонасиченістю вугілля дає змогу найточніше характеризувати природну газонасиченість у межах діючих шахт.

Результати визначення газонасиченості використовують, складаючи прогнозні карти газонасиченості.

### **2.1.6. Облік ресурсів вуглеводневих газів вугільних родовищ**

Ресурси метану у вугленосних родовищах обчислюють під час розвідувальних робіт на вугілля; водночас обчислюють запаси метану як супутньої корисної копалини. Основні умови віднесення запасів метану до промислових такі: *технологічна потреба дегазації шахтного поля свердловинами, достатній і стабільний каптаж та якість газової суміші*, що задовольняє вимоги споживачів і відповідає умовам безпеки.

Запаси метану обчислюють у вугільних пластах робочої потужності та вугільних прошарках, які залягають у 150-метровому інтервалі в їх покрівлі за природної газонасиченості не менше як  $10 \text{ м}^3/\text{т}$  сухої беззольної маси.

## Розділ 2. Геологічні умови та фізико-хімічні властивості природних газів

Запаси метану як супутньої корисної копалини обчислюють у межах шахтних полів, зокрема за неробочими вугільними пластами в контурі можливого добування за формулою

$$Q = S \cdot m \cdot q \cdot K \cdot \Gamma, \quad (2.1)$$

де  $S$  – площа шахтного поля, м<sup>2</sup>;  
 $m$  – середня нормальна потужність оцінюваного вугільного пласта, м;  
 $q$  – питома вага вугілля, кг/м<sup>3</sup>;  
 $K$  – коефіцієнт беззольної маси;  
 $\Gamma$  – середня метаноносність пласта, м<sup>3</sup>/т.

Якщо обчислення запасів газу пов'язано з підрахунком запасів вугілля, його виконують за спрощеною формулою

$$Q = P \cdot K \cdot \Gamma, \quad (2.2)$$

де  $P$  – запаси вугілля в межах площі підрахунку.

*Середню газоносність* визначають як середнє значення даних випробування.

*Ресурси газу* можна також обчислити на підставі прогнозних карт газоносності.

### **2.2. ОСНОВНІ ПАРАМЕТРИ ГАЗІВ**

Природні гази поділяються на три групи: *гази, які видобувають з суто газових родовищ*, і складаються в основному з метану (82–98 %); *гази, які одержують із газоконденсатних родовищ*, і є сумішшю газу та конденсату широкої фракції, що складається з бензину, лігроїну, керосину, а іноді й солярового масла – цей газ також містить значну кількість метану (80–95 %); *гази, які видобувають разом із нафтою з нафтових родовищ* – це попутні гази, що складаються з суміші газу з газовим бензином і пропан-бутанової фракції, містять тільки 30–70 % метану (додатки 1 і 2).

До основних параметрів газу відносяться:

**Густина газу** (кг/м<sup>3</sup>) – маса одиниці об'єму, що дорівнює відношенню молекулярної маси  $M_r$  газу до об'єму моля:

## Розділ 2. Геологічні умови та фізико-хімічні властивості природних газів

$$\rho = \frac{M_r}{22,4} \text{ кг/м}^3. \quad (2.3)$$

Сума молекулярних мас атомів, що складають молекулу, називається *молекулярною масою речовини*.

Якщо відомий мольний, тобто об'ємний склад суміші газу в процентах, то *середня молекулярна маса* його ( $M_{r\text{середн.}}$ ) визначається за формулою:

$$M_{r\text{середн.}} = \frac{V_1 M_{r1} + V_2 M_{r2} + \dots + V_n M_{rn}}{100}, \quad (2.4)$$

де  $V_1, V_2 \dots V_n$  – мольні (об'ємні) концентрації компонентів, %;

$M_{r1}, M_{r2}, \dots M_{rn}$  – молекулярні маси компонентів. Якщо відомий масовий склад суміші у відсотках, та його середня молекулярна маса визначається:

$$M_{r\text{середн.}} = \frac{100}{\frac{Y_1}{M_{r1}} + \frac{Y_2}{M_{r2}} + \dots + \frac{Y_n}{M_{rn}}}, \quad (2.5)$$

де  $Y_1, Y_2 \dots Y_n$  – масові концентрації, %.

Якщо молекулярний склад виражений у частках одиниці, то відповідно середня молекулярна маса:

$$M_{r\text{середн.}} = a_1 m_1 + a_2 m_2 + \dots + a_n m_n, \quad (2.6)$$

де  $a_1, a_2 \dots a_n$  – молекулярний склад у частках одиниць,

$m_1, m_2 \dots m_n$  – маси компонентів.

У розрахунках використовують відносну густину природного газу по повітрю. Густина повітря при нормальних умовах дорівнює  $1,293 \text{ кг/м}^3$ .

$$\Delta = \frac{\rho}{1,293} = \frac{M_r}{22,4 \cdot 1,293} = \frac{M_r}{29} \quad (2.7)$$

## Розділ 2. Геологічні умови та фізико-хімічні властивості природних газів

Оскільки *густина залежить від тиску ( $P$ ), температури ( $T$ ) і стисливості ( $Z$ ) газу*, то перерахунок густини ( $\rho_2$ ) на інший тиск ( $P_2$ ) проводиться по формулі:

$$\rho_2 = \rho_1 \frac{P_2 T_1 Z_1}{P_1 T_2 Z_2}, \quad (2.8)$$

де  $P_1, T_1, Z_1$  – відповідають умовам для  $\rho_1$ ;  
 $T_2, Z_2$  – параметри, при яких необхідно визначити  $\rho_2$ .

**Питомий об'єм газу** – об'єм одиниці маси газу:

$$V_c = \frac{1}{\rho} = \frac{V_c}{m}, \quad (2.9)$$

де  $V$  – об'єм газу, м<sup>3</sup>;

$m$  – маса газу, кг;

$V_c$  – питоми об'єм середовища, м<sup>3</sup>/кг.

**Масовий розхід** – маса газу ( $m$ ), що проходить через поперечний переріз потоку за одиницю часу ( $t$ ), кг/с, кг/год.:

$$M = \frac{m}{t}, \quad (2.10)$$

де  $t$  – час, протягом якого через даний переріз проходить газ, с, год.

**Об'ємний розхід** – кількість газу в одиниці об'єму, що проходить через поперечний переріз потоку за одиницю часу, м<sup>3</sup>/с,

$$Q = \frac{V}{t}. \quad (2.11)$$

У розрахунках систем газопостачання використовують поняття об'ємного розходу при нормальних умовах  $T = 273^\circ \text{ К}$  і  $P = 0,1013 \text{ МПа}$  та при стандартних умовах  $T = 293^\circ \text{ К}$  і  $P = 0,1013 \text{ МПа}$ .

**Лінійна швидкість** газу визначається як об'ємний розхід газу

( $Q$ ) в умовах потоку через одиницю поперечного перерізу потоку ( $F$ ), м/с.

## Розділ 2. Геологічні умови та фізико-хімічні властивості природних газів

$$W = \frac{Q}{F}, \quad (2.12)$$

де  $F$  – площа поперечного перерізу потоку, м<sup>2</sup>.

**Масова швидкість** – масові витрати газу через одиницю поперечного перерізу потоку, кг/см<sup>2</sup>

$$U = \frac{M}{F}. \quad (2.13)$$

**Тиск** – дорівнює границі відношення нормальної складової сили ( $N$ ) до площі ( $S$ ), на яку діє сила:

$$P = \lim_{\Delta S \rightarrow 0} \frac{\Delta N}{\Delta S} = \frac{dN}{dS}. \quad (2.14)$$

При рівномірному розподілі сил:

$$P = \frac{N}{S}. \quad (2.15)$$

**Абсолютний тиск** газів ( $P$ ) – це тиск газів на стінки трубопроводів та ємностей.

**Надмірний тиск** газів ( $P_{надм.}$ ) – різниця між абсолютним тиском газу і барометричним ( $P_{бар.}$ )

$$P_{надм.} = P - P_{бар.}, \quad (2.16)$$

де  $P_{вак.}$  – різниця між барометричним тиском і абсолютним

$$P_{вак.} = P_{бар.} - P. \quad (2.17)$$

У гідравлічних розрахунках газопроводів використовують абсолютний тиск.

**В'язкість газу** – це властивість газу чинити опір при русі, який виникає внаслідок сил тертя між шарами газу, що рухається. Коефіцієнт, який ураховує цю властивість реальних газів, називається



## Розділ 2. Геологічні умови та фізико-хімічні властивості природних газів

коефіцієнтом динамічної (абсолютної) в'язкості (Па·с) і визначається формулою:

$$\mu = \frac{\tau}{F} \cdot \frac{l_2 - l_1}{W_2 - W_1}, \quad (2.18)$$

де  $\tau$  – тангенціальна сила внутрішнього тертя;

$l_2, l_1$  – відстань між нескінченно тонкими шарами середовища, які рухаються зі швидкістю  $W_2 - W_1$ .

Залежність динамічної в'язкості газів від температури виражається формулою Сатерланда:

$$\mu = \mu_0 \frac{273^\circ + C}{T + C} \left( \frac{T}{273} \right)^{3/2}, \quad (2.19)$$

де  $\mu$  – динамічна в'язкість газу при заданій температурі, Па·с;

$\mu_0$  – в'язкість газу при 273 К;

$T$  – температура газу, К;

$C$  – стала, яка залежить від властивостей газу (додаток 2).

У гідравлічних розрахунках використовують поняття *кінематичної в'язкості* ( $\text{м}^2/\text{с}$ ), яка визначається співвідношенням:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}. \quad (2.20)$$

Кінематична в'язкість залежно від температури і тиску виражається формулою:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} = \frac{\mu_0}{P} \left( R \cdot T \frac{273^\circ + C}{T + C} \right) \cdot \left( \frac{T}{273} \right)^{3/2}, \quad (2.21)$$

де  $\nu$  – кінематична в'язкість,  $\text{м}^2/\text{с}$ ;

$\mu$  – динамічна в'язкість, Па·с;

$\rho$  – густина,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$R$  – газова стала, Дж/кмоль·К.

Із підвищенням температури газу в'язкість збільшується.

## Розділ 2. Геологічні умови та фізико-хімічні властивості природних газів

При наявності в природному газі сірководню ( $H_2S$ ), вуглекислого газу ( $CO_2$ ) і азоту ( $N_2$ ) в'язкість його трохи збільшується.

Залежність в'язкості газів від молекулярної маси за атмосферним тиском показана на графіку (рис. 2.1).

**Вологість** – природний газ у пластових умовах насичений парами води, які при русі газу конденсуються, збираються в низьких місцях газопроводів, порушуючи технологічний режим транспортування газу. Сполучення води з кислими газами сприяє інтенсивній корозії обладнання. Крім того, за певного тиску в присутності вологи в газі утворюються кристалогідрати, які закупорюють прохідний переріз газопроводу й арматури, що може призвести до аварійної ситуації.

Наявність вологи в газі характеризується **абсолютною і відносною вологістю**. **Абсолютна вологість ( $U$ )** характеризує вміст водяних парів у одиниці об'єму газу в  $г/м^3$  або  $кг/1000м^3$ .

**Відносна вологість ( $U_0$ )** – відношення абсолютної вологості за даними тиску і температури до його вологоємності, тобто до кількості вологи в одиниці об'єму газу, що міститься за умов насичення. Відносна вологість вимірюється в частках одиниці або відсотках. Відносна вологість газу, насиченого парами води, дорівнює 100 %.

**Вологовміст** природних газів залежить від тиску, температури, складу газу й води, характеристики середовища контакту і визначається за номограмою (рис 2.2)

*Температура, за якої газ повністю насичується водяними парами, називається точкою роси даного газу.*

Тиск насичених парів вуглеводнів є функцією температури. При підвищенні температури рідини тиск збільшується за рахунок переходу частини рідини в пароподібний стан. При рівновазі парової і рідкої фаз парціальний тиск компонента в паровій фазі (над рідиною) і в рідкій фазі (в рідині) буде однаковим.

Тиск, при якому рідина за даної температури знаходиться в стані рівноваги зі своїми парами, називається **пружністю насичених парів рідини**. Залежність пружності парів вуглеводневих газів показано на рис. 2.3.

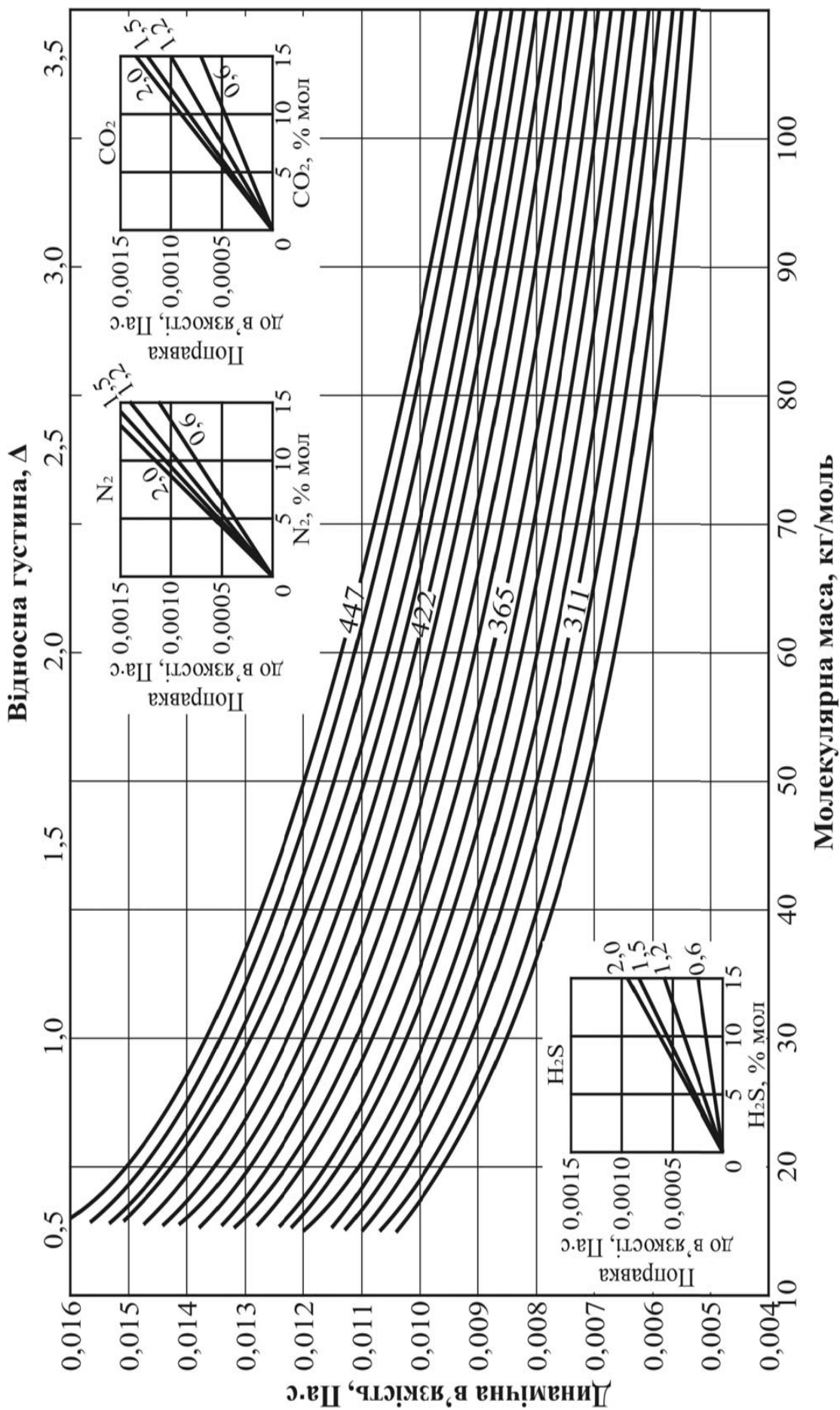
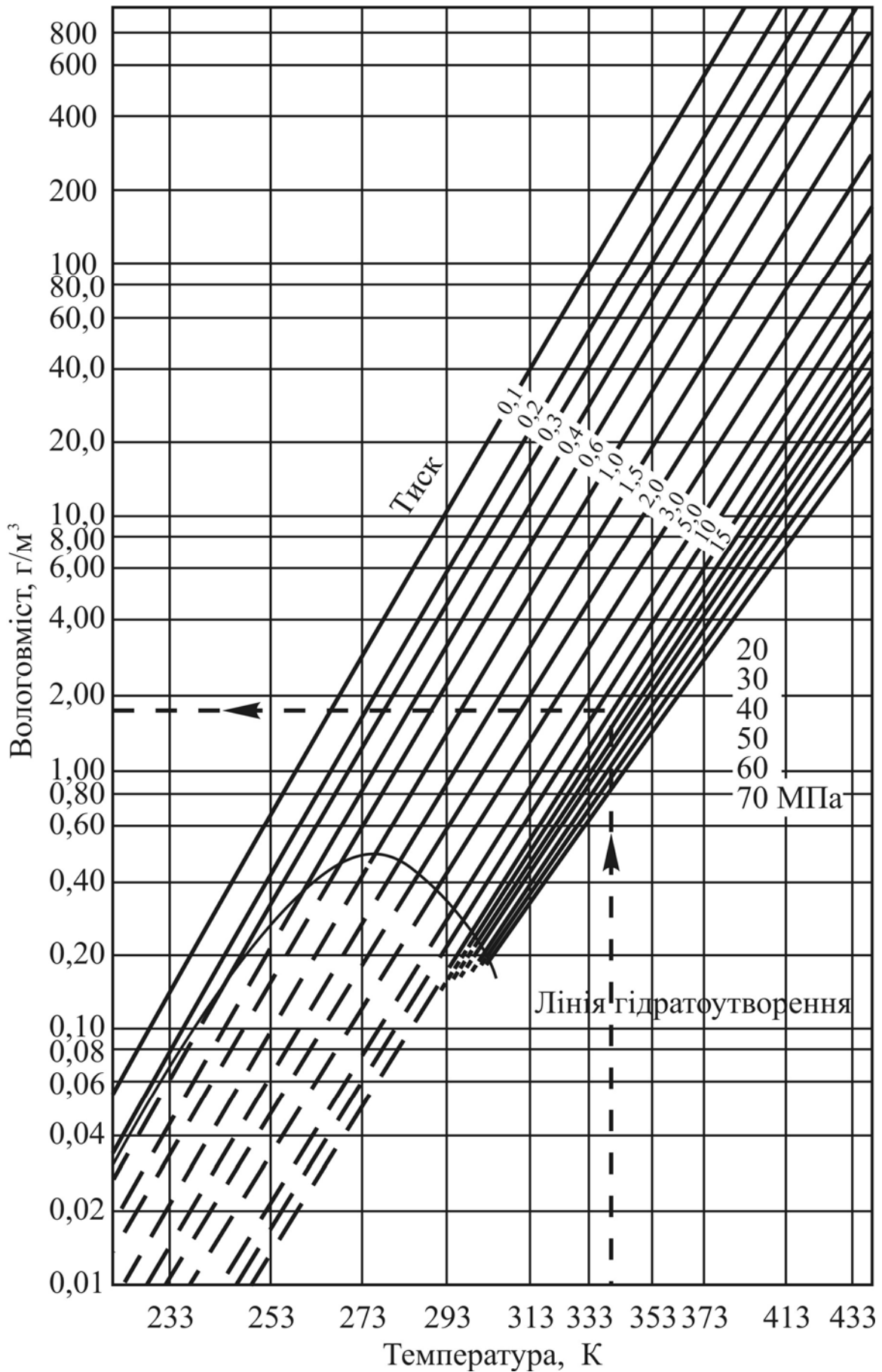
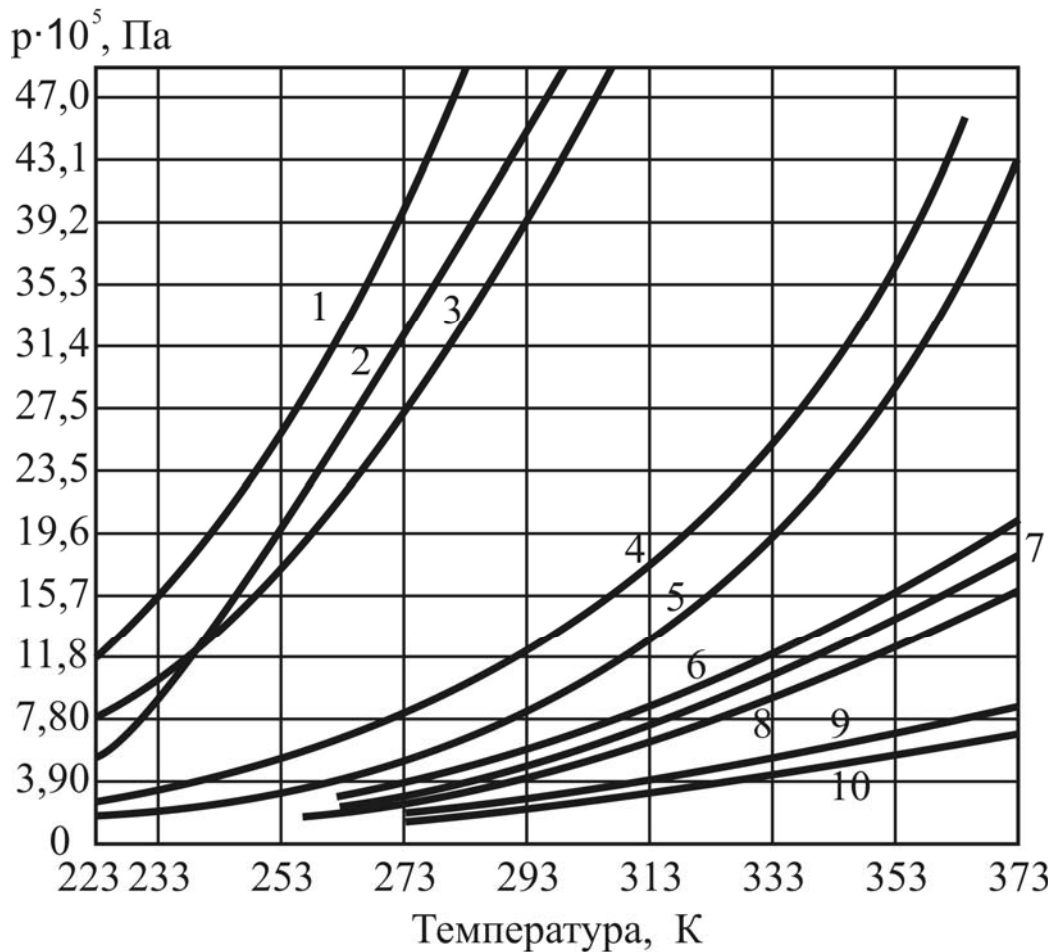


Рис. 2.1. Залежність в'язкості газів від молекулярної маси при атмосферному тискові



**Рис.2.2. Номограма для визначення вологовмісту природного газу**



**Рис. 2.3. Графік пружності парів вуглеводневих газів:**

1 – метан, 2 – етан, 3 – етилен, 4 – пропан, 5 – пропілен, 6 – ізобутан, 7 – бутан, 8 – ізопентан, 9 – пентан, 10 – гексан

**Стисливість газу** характеризує відхилення властивостей реальних газів від законів ідеального газу. Об'єм реальних газів змінюється непропорційно його тиску й температурі і за однакових умов стискається більше або менше, ніж ідеальний газ на величину **Z** – **коефіцієнт стисливості**, який визначають експериментально або за номограмою (рис.2.4) залежно від приведених температури й тиску газу:

$$T_{пр.} = \frac{T_{середн.}}{T_{кр.}}, \quad (2.22)$$

$$P_{пр.} = \frac{P_{середн.}}{P_{кр.}}, \quad (2.23)$$

де  $T_{середн.}$  і  $P_{середн.}$  – середні температура й тиск газу в К, МПа;

$T_{кр.}$  і  $P_{кр.}$  – середньокритичні температура й тиск газу відповідно в К, МПа.

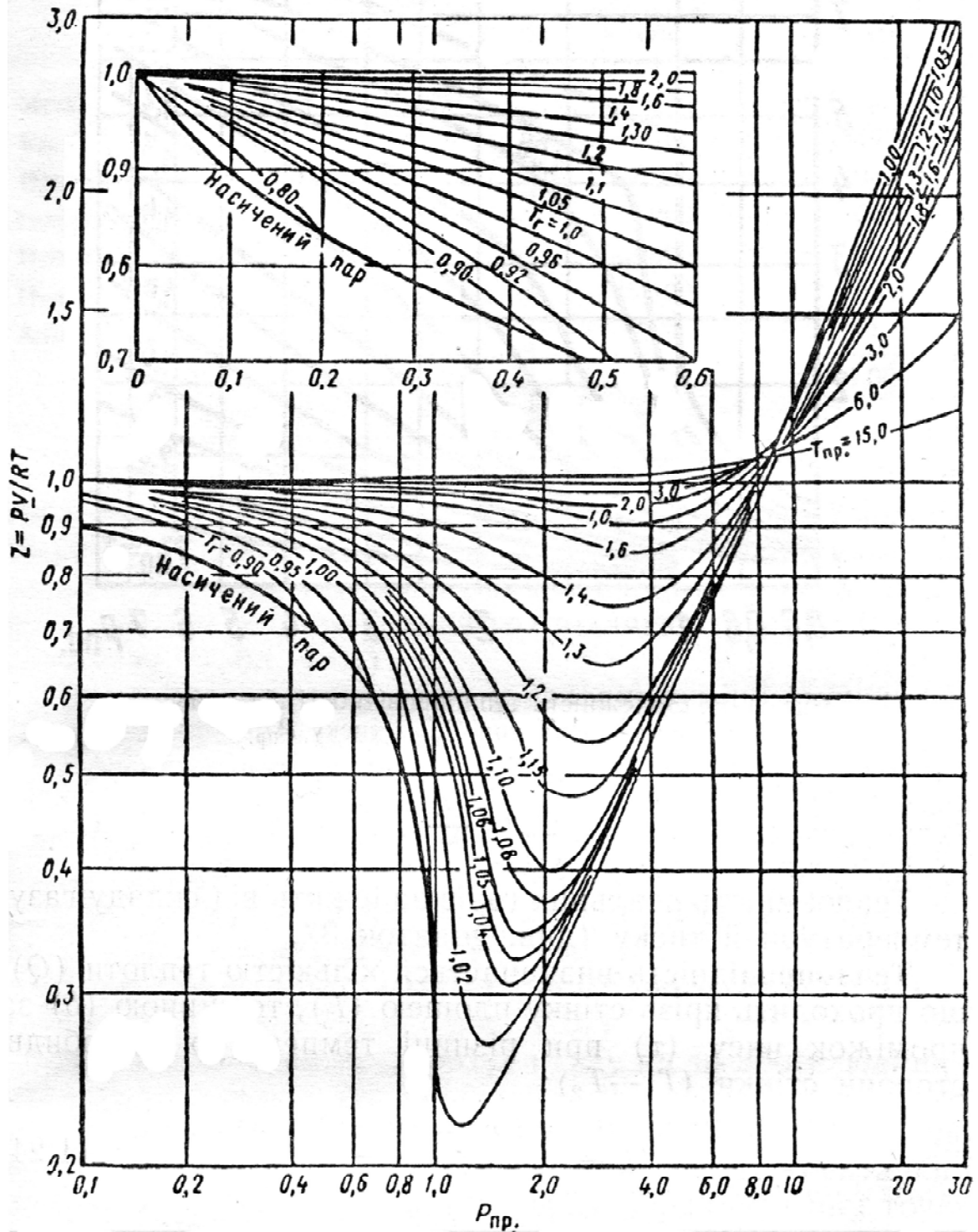


Рис. 2.4. Залежність  $Z$  від  $P_{пр}$  і  $T_{пр}$

**Критичною температурою** називають таку температуру, вище якої за будь-якого тиску не можна сконденсувати пару (перевести в рідкий стан).

**Критичним тиском** називають такий тиск, вище якого не можна випарити рідину при будь-якому підвищенні температури.

## Розділ 2. Геологічні умови та фізико-хімічні властивості природних газів

**Вміст важких вуглеводів в газі.** Для повної характеристики природного газу необхідно знати вміст в ньому важких вуглеводів. Прийнято вважати, що в газі є три фракції: *пропанова, бутанова і газовий бензин*, причому останній для підрахунків ресурсів приймається таким, що складається з 1/3 бутану і 2/3 пентану (за масою).

Якщо дано масовий або молярний склад газу, то вміст важких вуглеводів можна визначити за формулою

$$A = 10g\rho_{cm} = 10ur, \quad (2.24)$$

де  $g$  – масова частка даного важкого вуглеводня в газі, %;  
 $\rho_{cm}$  – середня густина природного газу,  $\text{кг/м}^3$ ;  
 $u$  – молярна частка даного важкого вуглеводня в газі, %;  
 $\rho$  – густина даного важкого вуглеводня,  $\text{кг/м}^3$ .

Після визначення вмісту в газі окремих компонентів знаходять концентрацію в ньому *n*-бутана і газового бензину. При цьому вважають, що в газовий бензин цілком переходять пентан плюс вищекиплячі і деяка частина пентана плюс вищекиплячі.

**Приклад 2.1.** За даним масовим складом газу потрібно визначити вміст в ньому пропану, бутану і газового бензину. Масовий склад газу, %: метан 19,50; етан 11,80; пропан 37,95; ізобутан 3,25; *n*-бутан 12,05; пентан і вищі 8,15; азот 7,30.

**Розв'язання.** Для визначення середньої густини газу за формулою (2.5) знайдемо середню молекулярну масу газу:

$$M_{\text{серед}} = \frac{100}{\frac{19,50}{16,04} + \frac{11,80}{30,07} + \frac{37,95}{44,10} + \frac{15,30}{58,12} + \frac{8,15}{75,15} + \frac{7,30}{28,02}} = \frac{100}{3,11} = 32,15.$$

Середня густина газу за формулою (2.3) складе

$$\rho_{cm} = 32,15/22,41 = 1,43 \text{ кг/м}^3.$$

У газі містяться наступні вуглеводні:

|                      |                       |
|----------------------|-----------------------|
| пропан.....          | – 10·37,95·1,43 = 542 |
| ізо-Бутан.....       | – 10·3,25·1,43 = 46,5 |
| <i>n</i> -Бутан..... | – 10·12,05·1,43 = 172 |
| пентан і вищі...     | – 10·8,15·1,43 = 117  |
| Всього.....          | 877,5 $\text{г/м}^3$  |

## Розділ 2. Геологічні умови та фізико-хімічні властивості природних газів

Отже, газового бензину (пентан цілком) і н-Бутану ( за величиною, що дорівнює половині пентану) у складі газу буде

$$117 + 117/2 = 175,5 \text{ г/м}^3;$$

$$\text{н-Бутану} \dots\dots\dots - 172 - 58,5 = 113,5 \text{ г/м}^3$$

$$\text{ізо-Бутану} \dots\dots\dots - 46,5 \text{ г/м}^3$$

$$\text{пропану} \dots\dots\dots - 542,0 \text{ г/м}^3$$

$$\text{Всього важких вуглеводнів} \dots\dots\dots 877,5 \text{ г/м}^3$$

### ***Парціальний тиск і парціальний об'єм компоненту в суміші ідеальних газів.***

Суміші ідеальних газів характеризуються аддитивністю парціального тиску і парціальних об'ємів. Це означає, що кожен газ в суміші ідеальних поводить ся так, ніби в даному об'ємі він був би один.

***Парціальний тиск газу*** – тиск газу, що входить до складу газової суміші, який він надавав би, займаючи один весь об'єм суміші і знаходячись при незмінних первинному об'ємі і температурі.

***Парціальний об'єм*** – об'єм, який займав би газ, що входить до складу газової суміші, якби він знаходився при тих же тиску і температурі, що і вся суміш.

Аддитивність парціального тиску виражається законом Дальтона, згідно з яким

$$p = \sum p_i, \quad (2.25)$$

де  $p$  – загальний тиск суміші газів;

$p_i$  – парціальний тиск  $i$ -го компоненту в суміші;

---

$$p_i / p = n_i / N = y_i \quad (2.26)$$

або

$$p_i = y_i p, \quad (2.27)$$

де  $n_i$  – число молей  $i$ -го компоненту в суміші;

$N$  – загальне число молей суміші;

$y_i = n_i / N$  – молярна частка  $i$ -го компоненту в суміші.

Парціальний тиск компоненту  $p_i$  в суміші ідеальних газів дорівнює добутку його молярної частки в суміші  $y_i$  на загальний тиск суміші газів  $p$ .



## Розділ 2. Геологічні умови та фізико-хімічні властивості природних газів

Аддитивність парціальних об'ємів компонентів газової суміші виражається законом Амага, згідно з яким

$$V = \sum V_i, \quad (2.28)$$

де  $V$  – загальний об'єм суміші;  
 $V_i$  – парціальний об'єм  $i$ -го компоненту в суміші.

$$V_i / V = n_i / N = y_i \quad (2.30)$$

або

$$V_i = y_i V.$$

Парціальний об'єм компоненту в суміші ідеальних газів  $V_i$  дорівнює добутку його молярної частки в суміші  $y_i$  на загальний об'єм  $V$  суміші газів.

***Аналітичні методи розрахунку фізичних властивостей природних газів.***

Для визначення багатьох фізичних властивостей природних газів використовують рівняння стану – аналітичну залежність між параметрами, що описують зміну простої або складної речовини (тиск, об'єм і температура).

Клапейрон і Менделєєв запропонували такі рівняння стану ідеальних газів:

$$pV = GRT, \quad (2.31)$$

де  $p$  – абсолютний тиск, Па;  
 $V$  – об'єм, м<sup>3</sup>;  
 $G$  – маса речовини, кг;  
 $R$  – питома газова постійна, Дж/(кг·К);  
 $T$  – температура, °К.

***Ідеальним називається газ***, власний об'єм молекул якого малий в порівнянні з об'ємом, займаним газом, і коли відсутня взаємодія між молекулами.

З термодинамічної точки зору ***ідеальним називається газ***, для якого справедлива рівність

$$\left(\frac{\partial E}{\partial V}\right)_T = 0, \quad (2.31)$$

де  $E$  – внутрішня енергія пароутворення, Дж/моль;  
або

$$z = pV/GRT = 1, \quad (2.32)$$

де  $z$  – коефіцієнт відхилення реального газу від ідеального.

Експериментальна перевірка рівняння (2.30), проведена багатьма дослідниками, показала, що зміну властивостей реальних газів при високому тискові не можна описати залежністю (2.32).

Голландський фізик Ван-дер-Ваальс в 1879 р. запропонував врахувати власний об'єм молекул газу і сили їх взаємного тяжіння за допомогою введення додаткових членів до рівняння Клапейрона-Менделєєва:

$$\left(p + \frac{a}{v^2}\right) \cdot (v - b) = RT, \quad (2.33)$$

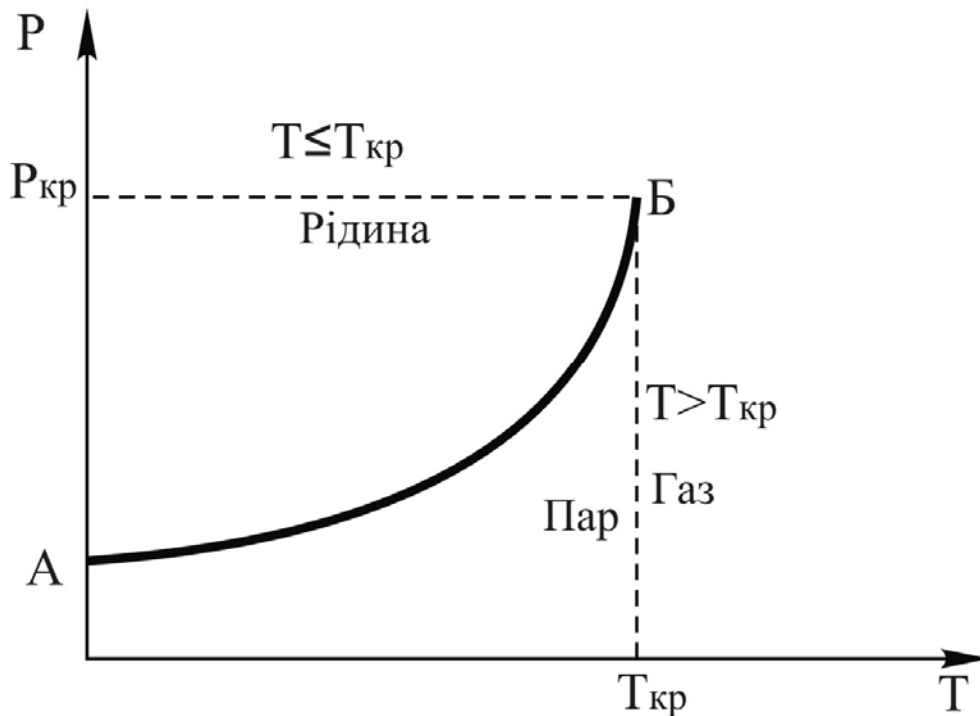
де  $v = V/G$  – питомий об'єм газу, м<sup>3</sup>/кг;  
 $a/v^2$  – константа зчеплення молекул, Па;  
 $b$  – поправка на власний об'єм молекул, м<sup>3</sup>.

У рівнянні (2.32) додаток  $a/v^2$  виражає внутрішній тиск, який є рівнодіючою сил тяжіння всіх молекул в об'ємі  $V$ . Воно додається до зовнішнього тиску.

Ван-дер-Ваальс знайшов, що поправка  $b$  на власний об'єм молекул, що мають кулясту форму, яка дорівнює збільшеному в чотири рази об'єму молекул.

Рівняння (2.33) наближене. Коефіцієнти  $a$  і  $b$  насправді є складними функціями об'єму, температури, форми молекул газу.

На рис. 2.5 приведена залежність тиску (пружності насиченої пари) чистих речовин від температури. Ця залежність точніше описує зміну властивостей реальних газів при тискові більшому ніж 10 МПа і температурах від 283 до 293 К, але вона не може чисельно описувати зміну їх властивостей багатоконпонентних сумішей родовищ природних газів.



**Рис. 2.5. Залежність пружності насиченої пари чистих речовин від температури**

Подальший прогрес науки і техніки зажадав точнішого рівняння стану природних газів, здатного правильно описувати зміну їх властивостей при тискові до 100 МПа і температурах до 573 К в процесах переробки газу і при тискові до 20 МПа і низьких температурах до 223 – 93 К ( – 50 ÷ – 180 °С) в процесах переробки природних газів.

У вирішенні цієї проблеми виявилися два напрямки:

1) уведення поправочного коефіцієнта  $z$  в рівняння стану ідеального газу (2.32), що враховує відхилення реального газу від ідеального, тобто  $pV = zRT$ ;

2) доповнення рівняння стану ідеального газу великим числом констант.

Так з'явилися рівняння стану Бітті-Бріджмена з п'ятьма константами, Бенедикта-Вебба-Рубіна з вісьма константами та інші.

### **2.3. ТЕРМОДИНАМІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ГАЗІВ**

**Теплоємність системи**, Дж/К – це відношення кількості теплоти ( $Q$ ), поглинутої газом у певному термодинамічному процесі, до збільшення температури ( $\Delta T$ ):

$$C = \frac{Q}{\Delta T}. \quad (2.34)$$

Відношення теплоємності ( $C$ ) однорідного тіла до його маси ( $m$ ) називається питомою масовою теплоємністю (Дж/кг·К), тобто:

$$C_m = \frac{C}{m}. \quad (2.35)$$

Теплоємність реальних газів залежить від *складу газу, температури й тиску* (додаток 3).

**Теплопровідність** визначається кількістю теплоти ( $Q$ ), що проходить крізь стінку площею ( $F$ ), товщиною ( $\delta$ ) за проміжок часу ( $\tau$ ) при різниці температур з обох боків стінки ( $T_1 - T_2$ ):

$$Q = \frac{K \cdot F \cdot \tau (T_1 - T_2)}{\delta}, \quad (2.36)$$

де  $K$  – коефіцієнт теплопровідності, Вт/м·К.

Із підвищенням тиску теплопровідність газів зростає (рис. 2.6).

**Теплота згоряння** (теплотворна здатність) – це тепло, що виділяється при згорянні одиниці об'єму (або маси) газу за певних умов. Теплота згоряння визначається кількістю тепла, яке виділяється при охолодженні продуктів згоряння до 273К і при конденсації утвореної вологи. Теплоту згоряння природного газу можна підрахувати за теплою згоряння компонентів, які входять до його складу, припускаючи, що природний газ підлягає законам ідеального газу (табл. 2.6).

Наявність інертних газів у газовій суміші зменшує її теплоту згоряння.

**Дроселювання газу** – це технологічний процес при видобуванні і транспортуванні газу, при якому відбувається різке зниження тиску і розширення газового потоку. При цьому залежно від перепаду тисків знижується температура газу. *Зміна температури газу при дроселюванні отримала назву ефекту Джоуля-Томсона.*

Зміну температури газу при його дроселюванні можна визначити за номограмою (рис. 2.7), а розрахунки теплоти згоряння природного газу наведено в табл. 2.6.

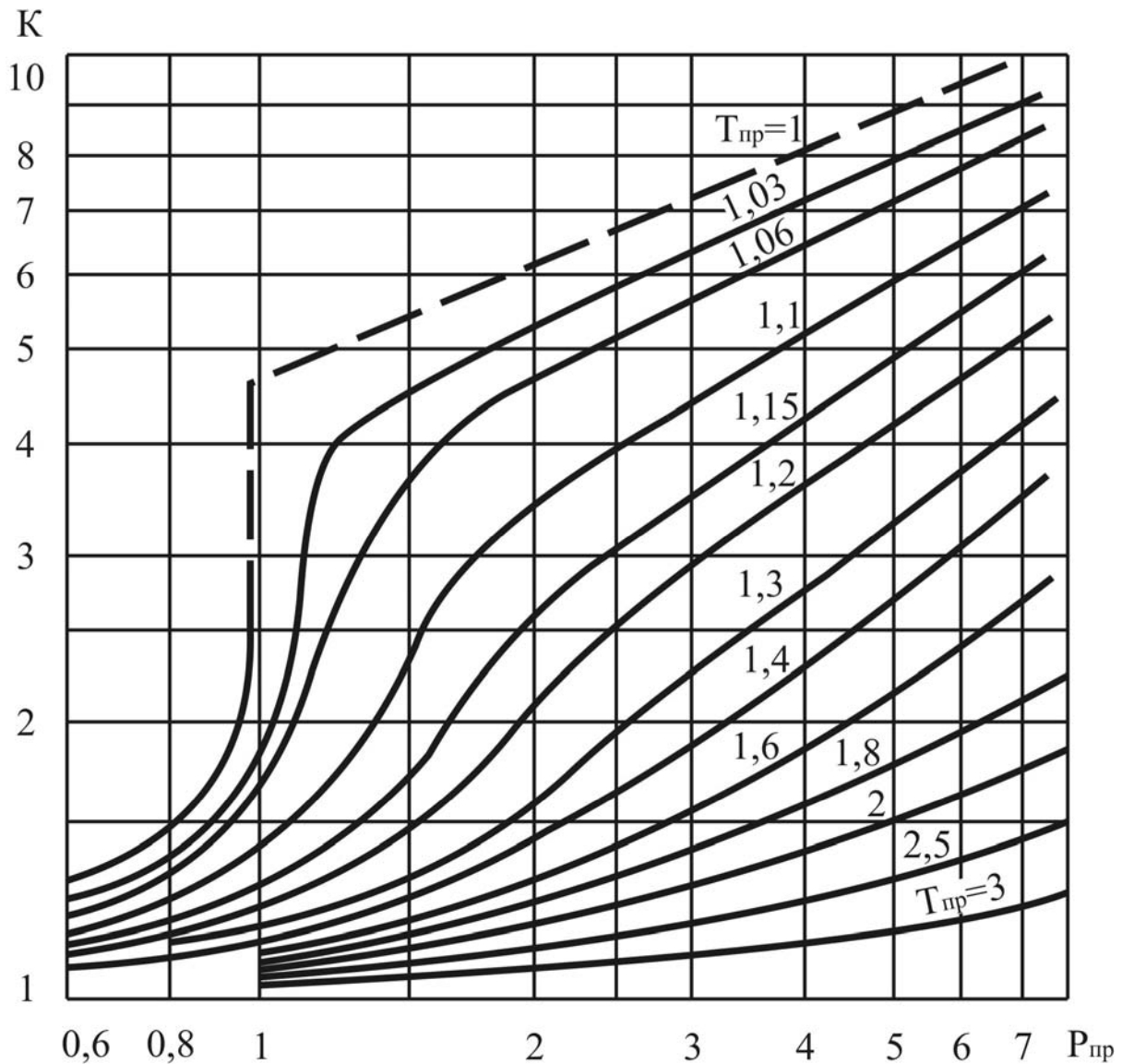


Рис. 2.6. Залежність теплопровідності від приведених температури  $T_{пр}$  і тиску  $P_{пр}$

Таблиця 2.6.

Розрахунок теплоти згоряння природного газу

| Компонент    | Молярні або об'ємні частки | Теплота згоряння компонентів, КДж/м <sup>3</sup> | Загальна теплота згоряння газу, КДж/м <sup>3</sup> |
|--------------|----------------------------|--|--|
| Метан        | 0,887                      | 37 200   | 33 000   |
| Етан         | 0,056                      | 65 600   | 3 670  |
| Пропан       | 0,021                      | 94 800   | 1 985  |
| ізобутан     | 0,003                      | 123 000  | 368  |
| Пропан-бутан | 0,006                      | 123400   | 740  |
| Пентан       | 0,004                      | 146 500  | 586  |
| Азот         | 0,023                      | 0  | 0  |
|              | 1,000                      |  | 43 000   |

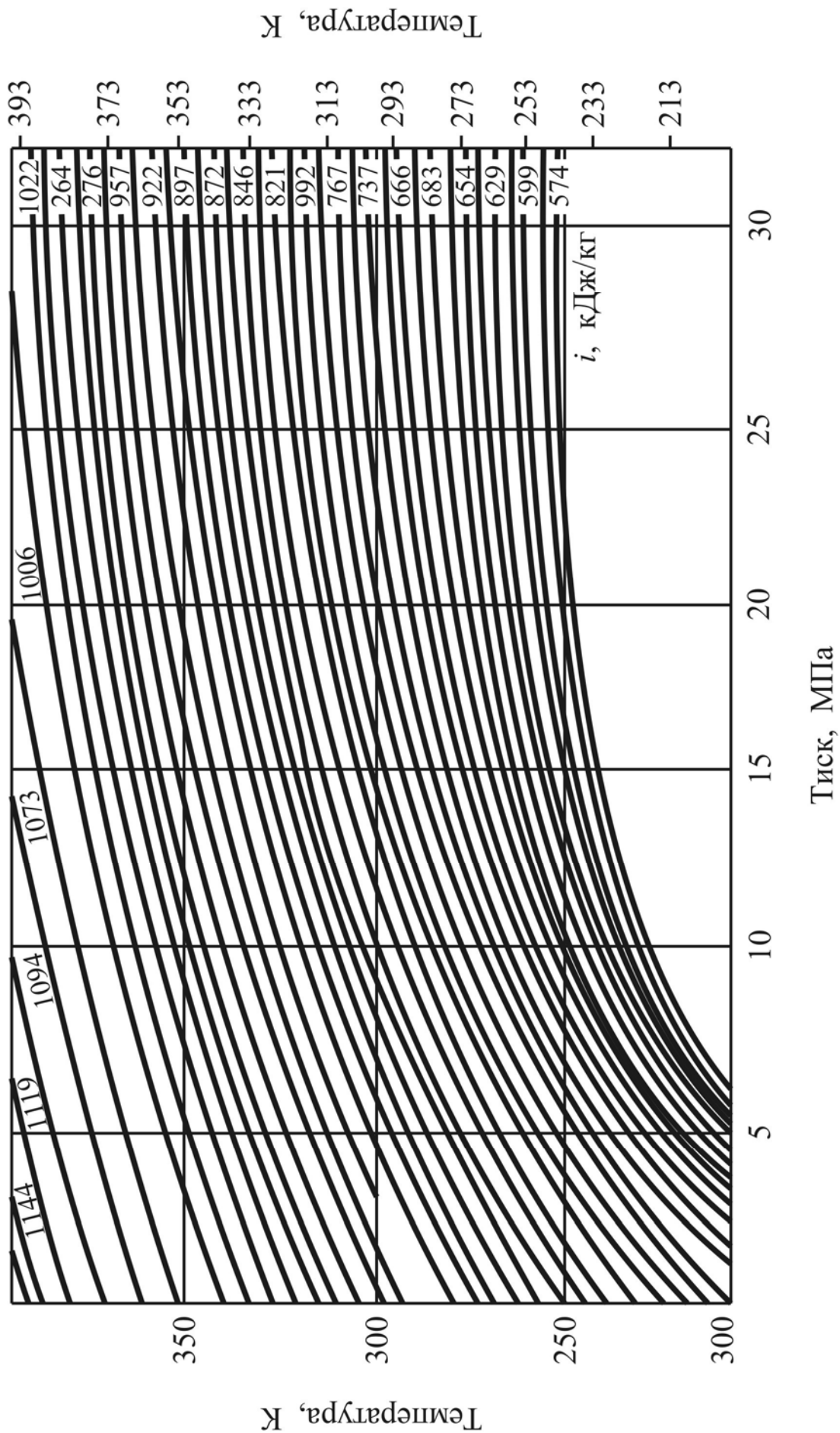


Рис.2.7. Номограма для визначення інтегрального дросель-ефекту для метану

## Розділ 2. Геологічні умови та фізико-хімічні властивості природних газів

Для визначення температури газу після дроселювання знаходять точку з координатами, що відповідає початковим тиску й температурі (до штуцера), а потім цю точку переміщують паралельно найближчій газо-ентальпії до кінцевого тиску (після штуцера). Ордината цієї точки в новому положенні визначить кінцеву температуру (після штуцера).

### **2.4. ТОКСИЧНІ І ТЕПЛОВІ ВЛАСТИВОСТІ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ**

Небезпечними властивостями вуглеводневих газів є їх токсичність, пожежонебезпечність і здатність до утворення вибухонебезпечних сумішей із повітрям.

В атмосферному повітрі населених пунктів, у повітрі робочої зони й у воді водоймищ санітарно-побутового водокористання встановлюються гранично допустимі концентрації шкідливих речовин, які затверджуються Міністерством охорони здоров'я України (додаток 3).

Із газових компонентів природних і попутних газів особливо токсичний сірководень, його запах відчувається при вмісті в повітрі 0,0014–0,0023 мг/л.

Сірководень є отрутою, що викликає параліч органів дихання й серця. Концентрація сірководню 0,06 мг/л викликає головний біль. При концентраціях 1 мг/л і більше настають гостре отруєння і смерть. Гранично допустима концентрація сірководню в робочій зоні виробничих приміщень – 0,01 мг/л, а в присутності вуглеводнів –  $C_1-C_5-0,003$  мг/л.

Характер дії на організм людини вуглекислого газу – *наркотичний*, при високих концентраціях викликає швидку задуху через нестачу кисню. Вміст 4–5 % вуглекислого газу в повітрі призводить до запаморочення, підвищення кров'яного тиску. Вдихання високих концентрацій вуглекислого газу (20%) спричиняє зупинку дихання і смерть.

Природні вуглеводневі гази утворюють вибухонебезпечні суміші з повітрям. Існують концентраційні границі вибуховості газів у суміші з повітрям: нижня межа відповідає мінімальній концентрації горючого газу, за якої вибух уже неможливий; верхня – максимальній концентрації, за якої вибух ще можливий (додаток 3).

## Розділ 2. Геологічні умови та фізико-хімічні властивості природних газів

**Приклад 2.2.** Обчислити нижню межу займання природного газу, який складається з 87% об.  $\text{CH}_4$ , 6% об.  $\text{C}_2\text{H}_6$  і 7% об.  $\text{C}_3\text{H}_8$ .

Позначивши через  $X$  процентне співвідношення вмісту газу в суміші «газ – повітря», отримаємо:

$$\frac{87X}{5,3} + \frac{6X}{3} + \frac{7X}{2,2} = 100;$$

$$16,4X + 2X + 3,1X = 100;$$

$$X = \frac{1 \cdot 100}{21,5} = 4,6\%.$$

Нижня межа займання цієї суміші газів дорівнює 4,6% об'ємів газу в суміші з повітрям. При вибухові швидкість поширення детонаційної хвилі горіння (900 – 3000 м/с) перевищує швидкість звуку в повітрі.

При концентрації газу в повітрі в межах запалювання за наявності джерела запалювання виникне вибух. Якщо вміст газу в повітрі менше нижньої і більше верхньої межі вибуховості, то суміш не здатна вибухати. При цьому вона згоряє спокійним полум'ям. Швидкість поширення фронту хвилі горіння при атмосферному тискові становить близько 0,3–2,4 м/с.

Тиск, що виникає при вибухові газоповітряної суміші, визначається за формулою:

$$P_{\text{в.б.}} = \frac{P_{\text{поч.}} \cdot T_{\text{в.б.}}}{T_{\text{поч.}}} \cdot \frac{m}{n}, \quad (2.37)$$

де  $P_{\text{поч.}}$  – початковий тиск газоповітряної суміші до вибуху, Па;

$T_{\text{в.б.}}$  – температура газів, які утворюються при вибухові (1900–2000 °С), К;

$T_{\text{поч.}}$  – температура газоповітряної суміші до вибуху, К;

$m$  – об'єм продуктів горіння газу з урахуванням азоту повітря;

$n$  – об'єм суміші газу в повітрі до вибуху.

Величини  $m$  і  $n$  визначаються рівняннями реакцій горіння складових частин газу з урахуванням балансу газу й азоту в повітрі, які беруть участь у реакції.



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

1. *Наведіть класифікацію і склад природних газів.*
2. *Назвіть склад важких вуглеводів у газі.*
3. *Які існують аналітичні розрахунки фізичних властивостей природних газів?*
4. *Яка залежність пружності насичених парів чистих речовин від температури?*
5. *Назвіть основні параметри газу.*
6. *Що таке кінематична в'язкість і як її використовують у розрахунках?*
7. *Як визначається та від чого залежить теплоємність ідеальних газів?*
8. *Що таке теплота згоряння газу?*
9. *Назвіть визначення ефекту Джоуля-Томсона.*
10. *Основні, додаткові й рідкісні гази вугільних родовищ, їх перелік, характеристика та походження.*
11. *Форми перебування газів у вугленосних відкладах.*
12. *Колекторні властивості порід вугленосної товщі.*
13. *Геологічні закономірності розподілу метану у вугленосній формації.*
14. *Вплив геологічних факторів на розподіл газів у вугленосних відкладах.*
15. *Методи вивчення газоносності вугільних родовищ.*
16. *Способи обліку ресурсів метану у вугленосній товщі.*

## **РОЗДІЛ 3. ПІДГОТОВКА ГАЗУ ДО ТРАНСПОРТУВАННЯ**

### **3.1. ОЧИЩЕННЯ ГАЗУ**

*Природний газ* газових родовищ містить *механічні тверді та рідкі домішки* – пісок, пил, воду, масло, конденсат, сірчані сполуки тощо.

Залежно від того, де буде використовуватися газ, до його якості ставлять вимоги згідно з ТУ України. Якість газу, що надходить із промислів і газопереробних заводів до магістральних газопроводів, повинна забезпечити надійність і ефективність роботи газопроводів та компресорних станцій.

Вимоги до якості газу для комунально–побутового споживання такі:

- забезпечення взаємозаміни газу за його тепловими характеристиками;
- забезпечення санітарно–гігієнічних умов побутових приміщень, що мають газові прилади з горінням без відведення продуктів згоряння;
- забезпечення безпеки при використанні газу.

При використанні природних газів у процесах хімічної переробки *якість газу визначається умовами сталості його складу, відсутністю рідкої фази і механічних домішок, обмеженням вмісту важких вуглеводнів і сполук сірки.*

#### **3.1.1. Показники оцінки якості газу**

Основні показники оцінки якості природного газу, який транспортується магістральними газопроводами і подається споживачам, такі:

**1.Вміст вологи в газі.** Волога сприяє процесу корозії газопроводів і обладнання компресорних станцій, утворенню кристалогідратів.

\* У написанні розділу брали участь К.Є. Дудля і О.В. Філіп'єва

### Розділ 3. Підготовка газу до транспортування

Для запобігання цих явищ необхідно, щоб *точка роси газу по волозі була на 5 – 7 К нижче найбільш низької температури газу при його транспортуванні газопроводом.*

Згідно з ТУ України на газі горючі природні встановлено технічні вимоги (табл. 3.1). Зазначені *нормативи забезпечуються прийнятою технологією осушення газу на промислах і заводах, створюють умови безгідратного транспортування газу, надійної роботи засобів автоматики на компресорних і газорозподільних станціях, виключають підігрів газу перед редукуванням.*

Таблиця 3.1.

Технічні вимоги на газі горючі природні

| № п/п | Найменування показників  | Норми |
|-------|--|-------|
| 1     | Точка роси газу щодо вологи при 4,0 МПа, °С, не вище                           | -5    |
| 2     | Точка роси газу щодо вуглеводнів, °С, не вище                                  | 0     |
| 3     | Маса сірководню, г/м <sup>3</sup> , не більше                                  | 0,02  |
| 4     | Маса меркаптанової сірки, г/м <sup>3</sup> , не більше                         | 0,036 |
| 5     | Об'ємна частка кисню, %, не більше   | 0,5   |
| 6     | Теплота згоряння нижча, мДж/м <sup>3</sup> , при 20 °С і 100,325 кПа, не менше | 32,5  |
| 7     | Маса механічних домішок, г/м <sup>3</sup> , не більше                          | 0,003 |

**2. Точка роси щодо вуглеводнів.** Наявність у газі вуглеводнів, які конденсуються, призводить за певних термодинамічних умов до виділення конденсату. Це знижує пропускну здатність магістральних газопроводів, збільшує потрібну потужність компресорних агрегатів.

Сучасні сорбційні процеси (процеси поглинання з газу певних фракцій) дають можливість виділити з газу важкі вуглеводні до точки роси  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Така глибина виділення дає змогу найповніше використовувати вуглеводні для отримання зріджених газів, газових бензинів, індивідуальних вуглеводнів.

**3. Вміст сірководню.** Наявність у газі сірководню сприяє розвитку корозії внутрішньої поверхні газопроводів, газоперекачувальних агрегатів, арматури, забруднює атмосферу приміщень токсичними продуктами. Згідно з ДСТУ 5542–87 в  $1\text{ м}^3$  газу повинно міститися не більше  $0,02\text{ г}$  сірководню.

**4. Вміст механічних домішок.** Наявність у газі механічних домішок викликає ерозію, зношення газопроводів, компресорних агрегатів, призводить до засмічення контрольно-вимірювальних приладів і збільшує вірогідність аварійних ситуацій на компресорних станціях, газопроводах, газорозподільних станціях.

**5. Вміст кисню** – у природних газах кисень відсутній. При будівництві газопроводів або ремонті кисень може бути внесений, якщо виконано недостатню продувку трубопроводу. Наявність кисню в природному газі може призвести до утворення вибухонебезпечних сумішей, а за наявності сірководню – до виділення елементарної сірки.

**6. Вміст двоокису вуглецю.** У сухому газі  $\text{CO}_2$  утворює баластну суміш, яка знижує калорійність газу. У природних газах, що транспортуються газопроводами, міститься порівняно невелика кількість двоокису вуглецю. За техніко-економічними даними вміст  $\text{CO}_2$  у газі не повинен перевищувати  $2\%$ .

**7. Вміст меркаптанової і загальної органічної сірки.** Меркаптанова сірка міститься в газі у невеликій кількості, вона уводиться до газу для надання йому запаху як одорант. Встановленими нормами вміст одоранту в газі зумовлений необхідним рівнем запаху і становить  $16\text{ г}/1000\text{ м}^3$  газу.

Наявність у газі органічної сірки більше  $30\text{--}50\text{ мг}/\text{м}^3$  обмежує можливість його використання без доочистки для хімічних процесів.

**2. Число Воббе** – основний показник якості газу, що використовується в побутових газових пальниках. Він визначає режим горіння газу в побутових приладах, взаємозаміну газу змінного складу для забезпечення нормального режиму горіння.

Число Воббе ( $W$ ) враховує взаємозв'язок теплоти згорання газу ( $Q$ ) і густини газу по відношенню до повітря ( $\Delta$ ):

$$W = \frac{Q}{\sqrt{\Delta}}. \quad (3.1)$$

Значення числа Воббе для *газових і газоконденсатних родовищ* знаходиться в межах 40 195–50 244 кДж/м<sup>3</sup>, для *нафтових родовищ* – 46 057–60 711 кДж/м<sup>3</sup>.

Виходячи з умов нормальної роботи газових приладів, встановлено номінальне значення числа Воббе, для якого регулюються газові прилади.

Число Воббе природного газу, який транспортується по магістральними газопроводами, становить від 11 000 до 12 000 кДж/м<sup>3</sup>. При цьому відношення максимального значення числа Воббе до мінімального не перевищує 1,1, що відповідає рекомендаціям Міжнародної газової спілки за допустимими межами відхилень.

#### ***3.1.2. Джерела забруднення магістральних газопроводів***

*Аналіз забруднень внутрішньої порожнини газопроводів дає змогу встановити, що забруднення є складною багатокомпонентною сумішшю, яка складається з пластової, конденсаційної та поверхневої вод, вуглеводневого конденсату, емульсій, механічних домішок, мінеральних масел, органічних кислот, солей дво- і тривалентного заліза, метанолу і гліколів.*

Для підвищення гідравлічної ефективності та надійності роботи газопроводів на підприємствах проводяться періодична продувка й очищення внутрішньої порожнини трубопроводів очисними поршнями. При будівництві газопроводів передбачаються установка вузлів запуску і приймання очисних пристроїв, локальне підвищення швидкості газу тощо.

Під час експлуатації магістральних газопроводів виникають значні труднощі, викликані забрудненням газу.

Сьогодні достойно встановлено, що зношеність робочих коліс відцентрових нагнітачів прямо пропорційна вмісту пилу. Найбільшу ерозію металу робочих коліс нагнітача викликають фракції пилу більші від 20 мкм. При впливі на метал змоченого пилу інтенсивність

ерозії зростає. Абсолютне зношення елементів робочого колеса нагнітача (за В. Д. Доброхотовим) можна визначити за формулою:

$$\Delta_{абс.} = \Delta_{нит.} \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 \cdot \beta_3 \cdot G, \quad (3.2)$$

де  $\Delta_{нит.}$  – питоме зношення певного елемента колеса (робочого диска, покриваючого диска, лопатки тощо), мм/кг;

$\beta_1$  – коефіцієнт, що враховує розмір часток абразиву;

$\beta_2$  – поправка на швидкість обертання ротора;

$\beta_3$  – коефіцієнт, що враховує наявність у газі вологи, конденсату;

$G$  – кількість абразиву, який пройшов через нагнітач, кг.

Ресурс робочого колеса визначають за формулою:

$$T = \frac{24 \cdot S}{\Delta_{нит.} \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 \cdot \beta_3 \cdot Q_{середн.} \cdot A}, \quad (3.3)$$

де  $T$  – ресурс роботи колеса, год;  $S$  – гранично допустимий знос елемента, який обмежує ресурс роботи колеса, мм.;

$Q_{середн.}$  – середня продуктивність нагнітача, млн м<sup>3</sup>/добу;

$A$  – запиленість газу перед нагнітачем, мг/м<sup>3</sup>.

#### 3.1.3. Методи очищення газу

Очищення природного газу від механічних домішок здійснюється в декілька етапів: у привибійній зоні, на промислі, на лінійній частині і КС магістральних газопроводів та кінцево – на ГРС.

Привибійна зона свердловини обладнується фільтрами. Існуючі конструкції фільтрів – це сталеві труби з перфорацією. Гравійні фільтри якісніше охороняють колону свердловини від виносу піску, вапняку та інших домішок.

Другий етап очищення газу виконується на промислі в наземних сепараторах, газ очищується від води і конденсату, а також від часток породи і пилу.

Третій етап очищення відбувається на лінійній частині та компресорних станціях газопроводу і передбачає очищення газу від механічних домішок (твердих і рідких часток).

Четвертий етап очищення газу виконується на ГРС і призначений для остаточного очищення газу перед подачею його споживачам.

Промислові пиловловлювачі для очищення газу від механічних домішок поділяються на дві групи згідно з принципами очищення газу – на *апарати сухого і вологого відділення пилу*. До апаратів сухого відділення пилу належать *гравітаційні сепаратори і циклонні пиловловлювачі, принцип дії яких полягає в штучному осаджуванні пилу під дією сил ваги і внаслідок зниження швидкості течії газу*. Розмір часток пилу, що очищаються в цих апаратах, понад 40 мкм.

До апаратів вологого відділення пилу відносяться *масляні пиловловлювачі, де очищення відбувається за допомогою промивання газу рідиною*. Цей тип пиловловлювачів разом із циклонними апаратами знайшов широке застосування в газовій промисловості. Перевагами вертикальних масляних пиловловлювачів є високий ступінь очищення газу (97–99 %), а недоліками – велика металоємність, винос промивальної рідини, великий гідравлічний опір (35–50 кПа).

Як промивальну рідину в масляних пиловловлювачах використовують солярове масло. Нормативна витрата масла становить 25г на 1000м<sup>3</sup>.

#### **3.1.4. Очищення газу від сірководню і вуглекислоти**

Процес проводиться сумісним очищенням етаноламіновими компонентами, які є поглиначами  $H_2S$  і  $CO_2$ . Як компоненти застосовують водні розчини *моноетаноламіну (МЕА), діетаноламіну (ДЕА) і триетаноламіну (ТЕА)*. Вони є речовинами дещо важчими за воду з температурою кипіння при тиску 0,1 МПа відповідно МЕА – 455 К, ДЕА – 541 К, ТЕА — 550 К.

На рис. 3.1 подано схему очищення газу  $H_2S$  і  $CO_2$  за допомогою МЕА. Газ (1), який очищується, надходить в абсорбер (2). Назустріч потоку газу протитечією подається регенований розчин етаноламіну, який поглинає з газу  $H_2S$  і  $CO_2$ . Продукти взаємодії етаноламіну з  $H_2S$  і  $CO_2$  через теплообмінник (6) надходять до випарної колони (9). Після додаткового нагрівання паропідігрівачем (8) за температури 373 К виникає регенерація етаноламіну з виділенням  $H_2S$  і  $CO_2$ , які надходять до холодильника (5) для охолодження, і в сепаратор (12) для розподілення на газу і конденсат. Газу надходять на подальшу переробку для одержання сірки, сірчаної кислоти. Регенований розчин етаноламіну насосом (7) подається до абсорбера через теплообмінник (6) і холодильник (5).

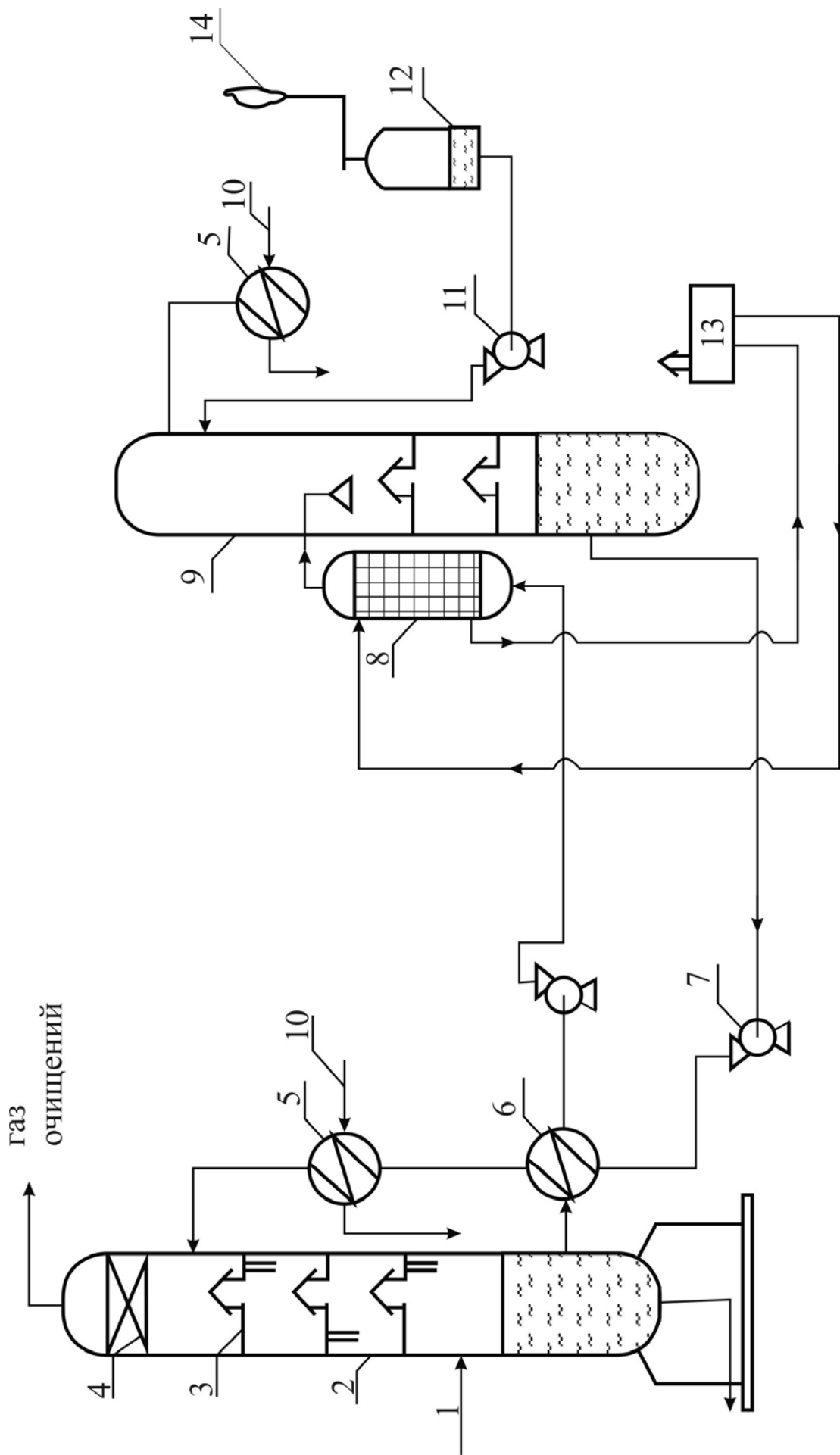


Рис. 3.1. Схема очищення газу від  $H_2S$  і  $CO_2$ .



### Розділ 3. Підготовка газу до транспортування

Етаноламіновий розчин не кородує сталь і залізо. Ступінь очищення досягає 99% і вище. Розчин легко відновлюється. Витрати води й електроенергії незначні.

Удосконалення технологічних процесів очищення природних газів від  $\text{H}_2\text{S}$  і  $\text{CO}_2$  пов'язане з розробкою ряду родовищ, які містять домішки у вигляді сірководню та меркаптанів, і потребують тонкого очищення природних газів від сполук сірки.

Одним із методів очищення газу від органічної сірки є *адсорбційний процес* із використанням *цеолітів марки NaX*, які показали поглинальну і механічну стабільність.

На підставі досліджень, проведених ВНДІгазу, запропоновано технологічний процес очищення природного газу від меркаптанів *фізичною абсорбцією* з використанням *трибутилфосфату (ТБФ)* як поглинача.

Результати досліджень показали, що очищення забезпечується до залишкового вмісту меркаптанової сірки в очищеному газі 50–80 мг/м<sup>3</sup>.

На дослідній установці була проведена перевірка методу виділення меркаптанів із конденсату *обробкою лугом*. При цьому була одержана дослідна партія одоранту, яка за своєю одоризаційною характеристикою в 1,35 рази ефективніша, ніж синтетичний етилмеркаптан, що застосовується в газовій промисловості.

Застосовують методи очищення природного газу від сірководню на основі використання нового *абсорбенту сірчистих сполук*, який складається з *суміші гліколей та їх ефірів* і який раніше був запропонований та успішно впроваджений у газовій промисловості для осушення безсірчаного газу.

Етаноламінові методи обробки газу, які застосовуються в промисловості, одночасно з  $\text{H}_2\text{S}$  майже повністю вилучають  $\text{CO}_2$ .

Неселективність указаних методів призводить до підвищеної витрати абсорбенту та зниження ефективності виробництва сірки й кислих газів.

Сьогодні застосовується процес очищення газу від сірководню, якому дали назву *"Кемсвіт"* за найменуванням реагенту, що є неорганічною сполукою цинку.

При змішуванні порошкоподібного реагенту з водою утворюється суспензія, яка є джерелом іонів цинку, які взаємодіють із сульфідними іонами, утвореними при проходженні бульбашок

сірководню крізь воду. Умовою ефективного очищення газу є його вологонасиченість.

Очищення газу від сірководню виконується в циліндричному контактторі, до донної частини якого підводиться газ.

У розсікачі потік розсіюється на дрібні бульбашки, які проходять крізь шар суспензії з поглиначем. Потім очищений газ проходить крізь вологовловлювач і відводиться через патрубок у верхній частині колони.

Такі установки забезпечують надійне очищення газу від  $H_2S$  до  $0,008 \text{ мг/м}^3$ , що відповідає вимогам якості газу.

### **3.2. ПИЛОВЛОВЛЮВАЧІ**

#### **3.2.1. Конструкції пиловловлювачів**

*Вертикальний масляний пиловловлювач* широко застосовується на компресорних станціях і ГРС. У галузі експлуатується ряд типорозмірів пиловловлювачів (табл. 3.2).

Конструкцію вертикального масляного пиловловлювача подано на рис. 3.2.

**Пиловловлювач** – це вертикальна посудина, розділена на чотири секції, які виконують різні функції в процесі очищення газу. Нижня секція заповнюється маслом і є збірником шламу; секція контактних трубок служить для промивання газу; циліндрична частина до поперечної напівперегородки є осаджувальною камерою; жалюзійна секція складається зі зигзагоподібних решіток, які виконують роль сепаратора для відділення рідини з мікрочастками пилу.

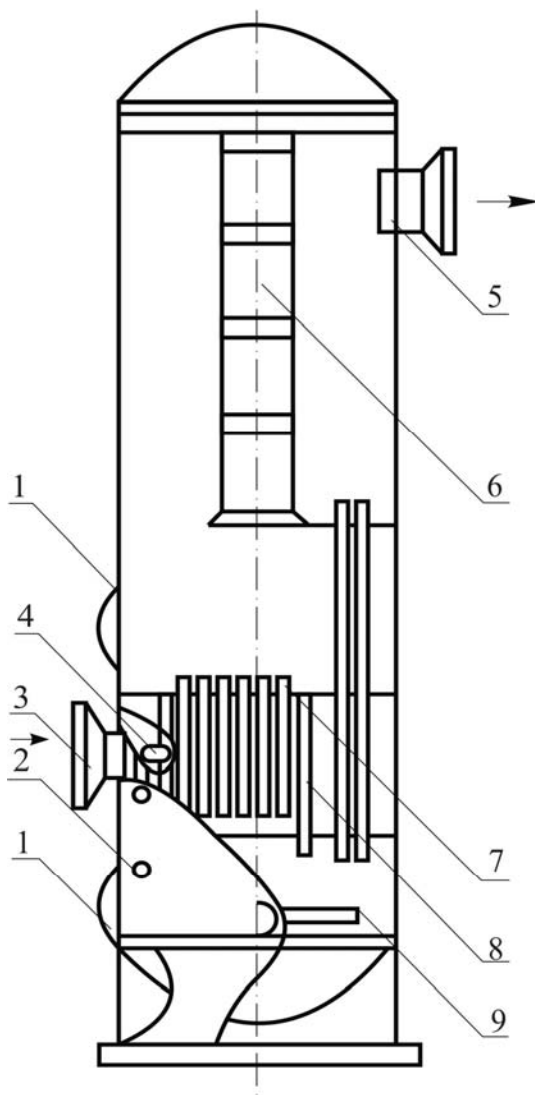
До пилоочищувальної установки входить маслогосподарство: акумулятор масла, відстійники з обв'язкою.

Недоліки рідинних пиловловлювачів повністю відсутні в циклонних пиловловлювачах.

Конструктивно **циклонний пиловловлювач** (рис. 3.3) – це апарат вертикальної циліндричної форми з вбудованими циклонами, який складається з трьох технологічних секцій: розподілення газу, що надійшов, очищення газу, збирання рідини та механічних домішок. Неочищений газ надходить через боковий вхідний патрубок, до якого приварені п'ять циклонів, розташованих зіркоподібно по колу.

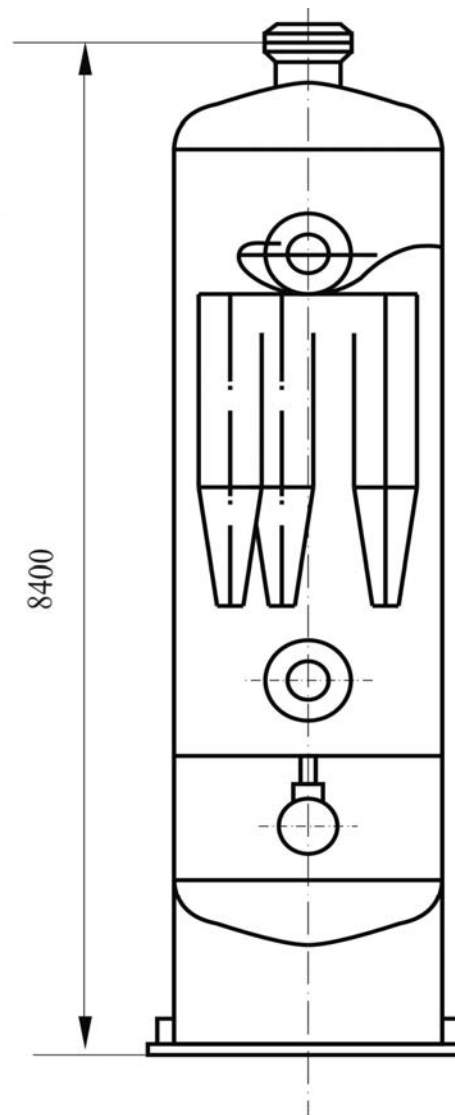
Таблиця 3.2  
Технічна характеристика масляних пиловловлювачів

| Продуктивність,<br>м <sup>3</sup> /добу | Діаметр<br>корпусу,<br>мм | Висота, мм | Площа поперечного перерізу, м <sup>2</sup> | Кількість<br>трубок |                                      |                                  | Кількість відбивачів | Розміри<br>відбійної<br>насадки |            | Товщина<br>стілки, мм      |                            | Маса, т                    |                            | Діаметр контактних і дренажних<br>трубок, м |
|---|---------------------------|------------|--|---------------------|--------------------------------------|----------------------------------|----------------------|---------------------------------|------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|---|
|   |                           |            |  | Контактних          | Дренажних із<br>осаджувальної секції | Дренажних із<br>відбійної секції |                      | Довжина, мм                     | Ширина, мм | P <sub>поб.</sub> =5,5 МПа | P <sub>поб.</sub> =6,4 МПа | P <sub>поб.</sub> =5,5 МПа | P <sub>поб.</sub> =6,4 МПа |   |
|   | 400                       | 5100       | 0,126                                      | 5                   | 2                                    | 2                                | 13                   | 360                             | 148        | 12                         | 15                         | 1,06                       | 1,2                        | 0,089                                       |
|   | 500                       | 5350       | 0,196                                      | 6                   | 2                                    | 2                                | 24                   | 430                             | 222        | 15                         | 18                         | 1,52                       | 1,72                       | 0,089                                       |
|   | 600                       | 5550       | 0,282                                      | 9                   | 3                                    | 2                                | 32                   | 510                             | 296        | 18                         | 20                         | 2,1                        | 2,27                       | 0,089                                       |
| 24                                      | 1000                      | 5950       | 0,785                                      | 26                  | 5                                    | 3                                | 75                   | 925                             | 333        | 28                         | 32                         | 5,84                       | 6,45                       | 0,089                                       |
|   | 1200                      | 6300       | 1,132                                      | 41                  | 7                                    | 5                                | 85                   | 1135                            | 333        | 33                         | 40                         | 8,5                        | 9,8                        | 0,089                                       |
|   | 1400                      | 6650       | 1,535                                      | 49                  | 8                                    | 6                                | 105                  | 1340                            | 333        | 40                         | 45                         | 12,2                       | 13,4                       | 0,089                                       |
| 4,8                                     | 1600                      | 7000       | 2,04                                       | 57                  | 9                                    | 6                                | 125                  | 1532                            | 333        | 44                         | 52                         | 15,9                       | 18,9                       | 0,089                                       |
| 9,6                                     | 2400                      | 8800       | 4,52                                       | 127                 | 20                                   | 23                               | 175                  | 2370                            | 333        | 46                         | -                          | 30                         | -                          | 0,089                                       |



**Рис. 3.2. Вертикальний масляний пиловловлювач:**

1 – люк-лаз, 2 – штуцер для рівнеміра,  
3 – вхід газу,  
4 – штуцер для дифманометра,  
5 – вихід газу, 6 – жалюзійна секція,  
7, 8 – секції контактних і дренажних трубок,  
9 – трубка для зливання і наливання масла



**Рис. 3.3. Циклонний пиловловлювач**

За рахунок відцентрової сили проходить відкидання, осадження вологи і механічних домішок, які виводяться з апарату автоматично через дренажний штуцер.

Різновидом циклонних апаратів є *мультициклонні пиловловлювачі*, де за рахунок зменшення діаметра циклона підвищується якість очищення газу. Закручування потоку газу в них виникає завдяки спеціальним спрямовуючим лопаткам, закріпленим під кутом 25 – 30°.

Значно впливає на якість очищення природних газів їх вологовміст. Тому ефективність роботи циклонних пиловловлювачів в умовах підвищеного вмісту вологи і конденсату погіршується через осадження липкої маси (пил і конденсат) у прохідних перерізах апаратів. Сьогодні експлуатується ряд типорозмірів циклонних пиловловлювачів (табл. 3.3).

В експлуатації на КС використовується обладнання різних зарубіжних фірм ("Дженерал електрик", "Нуова піньоне", "Крезолуар" та ін.). Це обладнання конструктивно дещо відрізняється від вітчизняного і тому потребує особливого вивчення, правильної експлуатації. Як апарати для очищення газу від механічних домішок на КС застосовують скрубери фірм "Пірлес", фільтри–сепаратори "СМР" та ін.

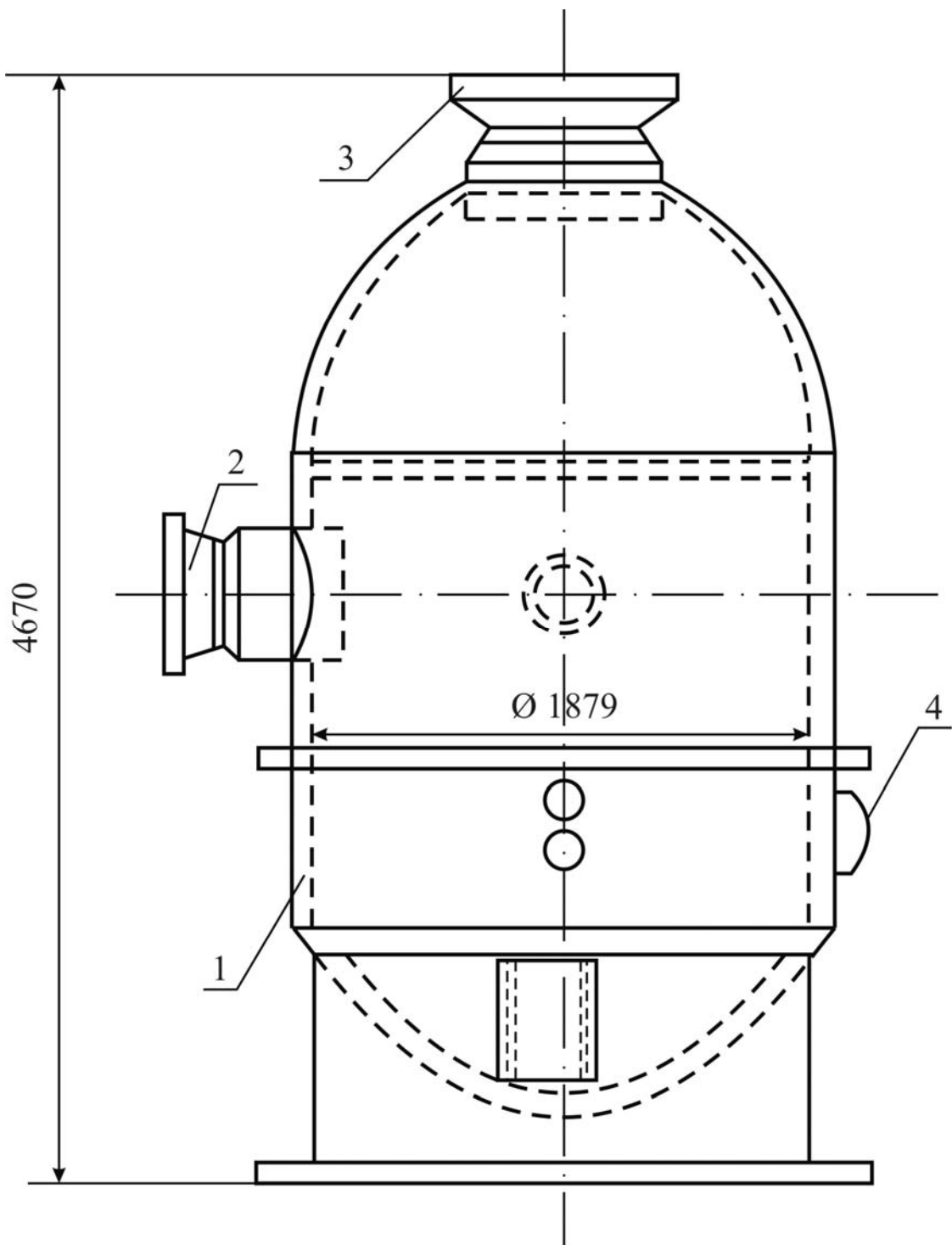
Американська фірма "Пірлес" для очищення газу від механічних домішок випускає масляні пиловловлювачі і пористі фільтри. Скрубер "Пірлес" складається з таких основних частин: циліндричного корпусу (1), вхідного (2) і вихідного (3) патрубків, оглядового люка (4), дренажної системи, апаратури управління нагріванням і скиданням конденсату (рис. 3.4, 3.5).

Робота скрубера здійснюється таким способом: природний газ через вхідний патрубок і вхідну камеру надходить до циклонних трубок; проходячи в два прорізи кожної трубки, газ прискорює рух і набуває обертового руху. Рідкі і тверді частки відкидаються до зовнішньої стінки циклонного елемента, під дією сили ваги скидаються в накопичувальну камеру. Очищений газ по центральних трубах висхідним потоком направляється у вихідну камеру скрубера і далі через вихідний патрубок – на вихід у нагнітач. Із накопичувальної камери рідина і механічні домішки скидаються продувкою в спеціальну збірну місткість.

*Фільтр–сепаратор "СМР"* (Франція) призначений для видалення з потоку технологічного газу рідини і механічних домішок (рис. 3.6).

Таблиця 3.3  
Технічна характеристика циклонних піловловлювачів очищення газу

| Найменування   | Тип            | Продуктивність, м <sup>3</sup> /добу | Розрахунковий робочий тиск, МПа | Максимальний робочий тиск, МПа | Діаметр апарата, мм | Діаметр циклонного елемента, мм | Кількість циклонних елементів, шт | Максимальний об'єм, який дренується, м <sup>3</sup> | Питома метало затрати, кг/млн м <sup>3</sup> | Маса, кг | Габарити, ширина, висота, мм |
|--|----------------|--------------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|---------------------|---------------------------------|-----------------------------------|---|--|----------|------------------------------|
| Піловловлювач мультциклонний вертикальний            | ГП751          | 6,4                                  | 3,92                            | 5,48                           | 1600                | 60                              | 189                               | 2,45  |  |          |                              |
|  | ГП 105.00.000  | 6,4                                  | 3,92                            | 5,48                           | 1600                | 60                              | 187                               | 2,0   |  |          |                              |
|  | ГП 198.00.000  | 6,4                                  | 3,92                            | 5,48                           | 1600                | 60                              | 187                               | 2,3   |  |          |                              |
|  | ГП 199.00.000  |                                      |                                 |                                |                     |                                 |                                   |   |  |          |                              |
|  | ГП 167.00.000  | 8,2                                  | 4,9                             | 7,45                           | 1600                | 60                              | 187                               | 2,3   |  |          |                              |
| Піловловлювач циклонний вертикальний                 | ГП 426.00.000  | 15                                   | 3,92                            | 5,48                           | 1850                | 600                             | 5                                 | 5,2/3,2   | 533  | 23000    | 3250<br>9300                 |
|  | ГП 144.00.000  | 20                                   | 4,9                             | 7,45                           | 2000                | 600                             | 5                                 | 5,2/3,2   | 550  | 1000     | 3500<br>9500                 |
|  | ГП 692.01.000  | 5                                    | 3,93                            | 5,5                            | 1200                | 350                             | 5                                 | –   | 360  | 800      | 2240<br>5675                 |
| Піловловлювач (скруббер) мультциклонний вертикальний | фірма "Пірлес" | 16,8                                 | 5,97                            | 7,45                           | 2000                | 50,8                            | 397                               | 2,45  |  |          | 4670                         |



**Рис. 3.4. Скрубер «Пірлес»**

Сепаратор складається з двох секцій: секції очищення від механічних домішок і секції вловлювання рідини, розділених глухою перегородкою; має два дренажних патрубку, жорстко з'єднаних із конденсатозбірником. Конденсатозбірник розділений глухою перегородкою на два відсіки: для приймання рідини й механічних домішок, які потім виводяться через автоматичну систему дренажування.

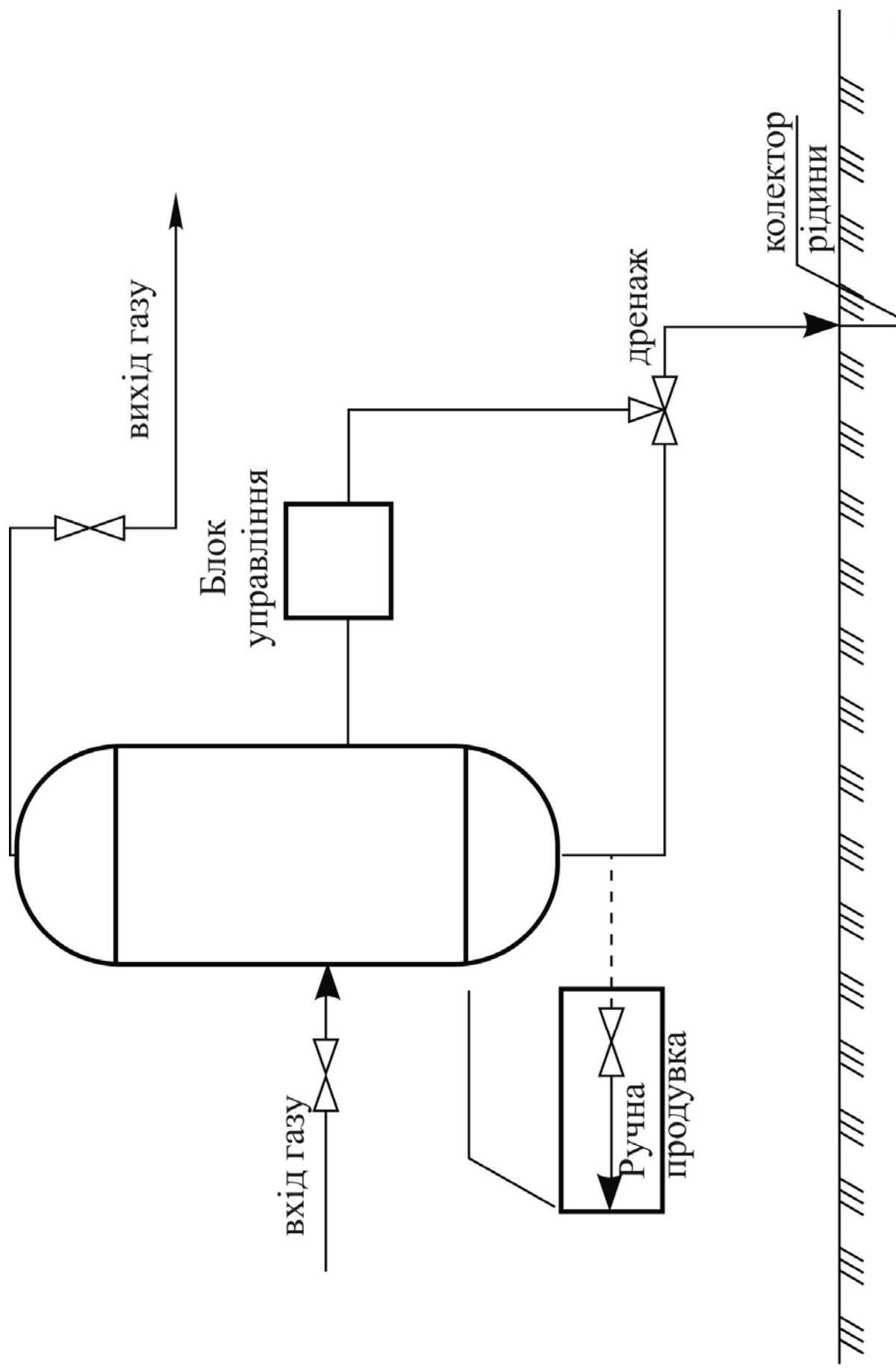
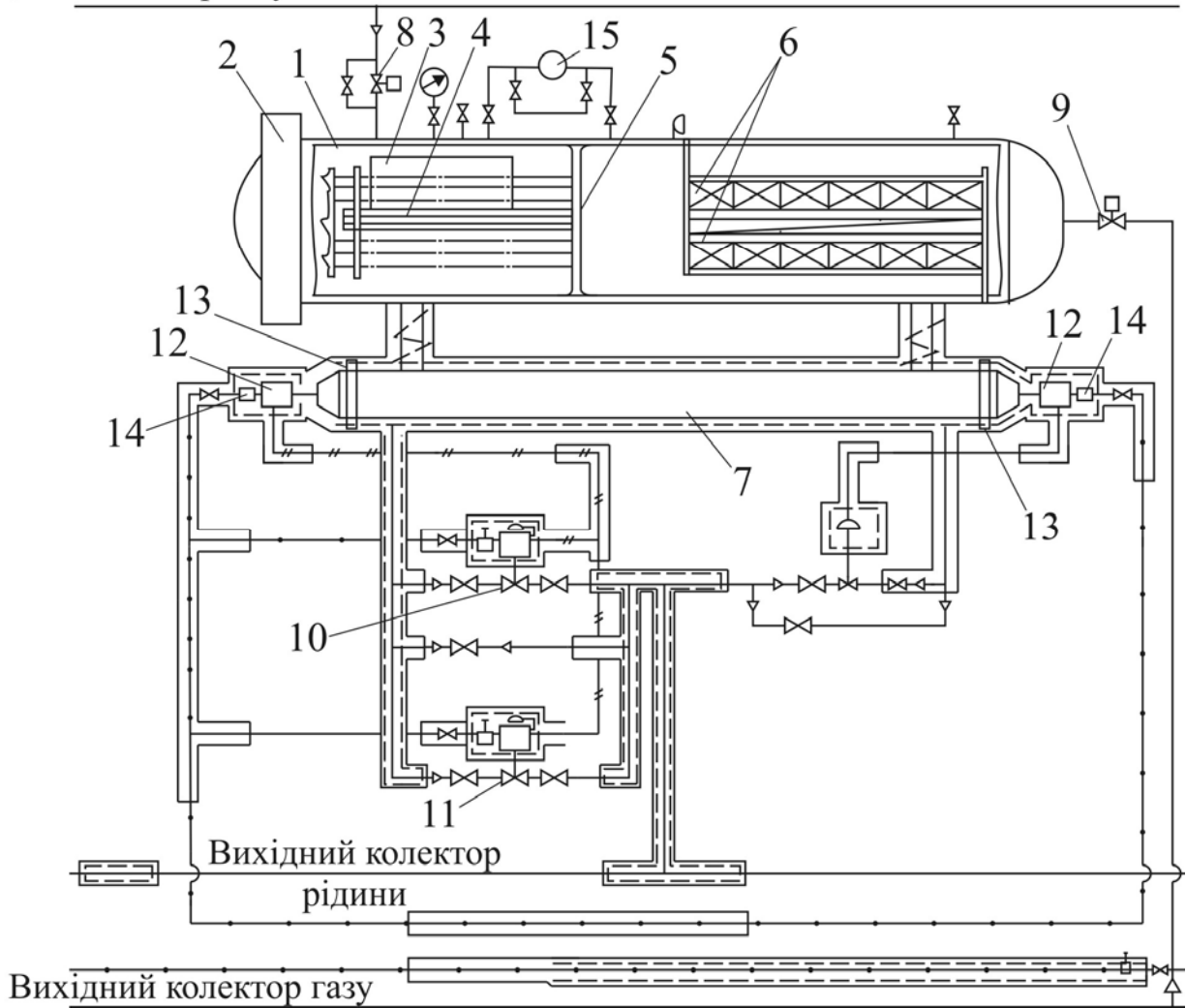


Рис. 3.5. Дренажна обв'язка скрубера



Вхідний колектор газу



- живлення газом КВП
- //—//— лінія зв'язку газу КВП
- лінія теплоізоляції
- ▭— лінія обігріву
- ◁— перехідник

**Рис. 3.6. Фільтр-сепаратор "СМР":**

1 – фільтр-сепаратор, 2 – швидкодіючий затвор, 3 – відбійний козирок, 4 – фільтруючі елементи, 5 – роздільна перегородка, 6 – відділювачі туману, 7 – конденсатозбірник, 8 – кульовий кран  $D_y$  600-вхідний, 9 – кульовий кран  $D_y$  600-вихідний, 10 – клапан  $\varnothing 1''$  з позиціонером, 11 – клапан  $\varnothing 1''$  з позиціонером, 12 – регулятор рівня  $\varnothing 4''$ , 13 – показчик рівня, 14 – регулятор  $\varnothing 1/4''$ , 15 – показчик диференційного тиску

Робота сепаратора здійснюється таким чином: газ через вхідний патрубок (8) і відбійний козирок (3) надходить до фільтруючої секції (4), де очищується від механічних домішок. Потім крізь перфоровані отвори в корпусі фільтруючих патронів газ надходить у другу секцію. У секції тумановідділювача (6) волога, яка міститься в транспортованому газі у вигляді дрібного пилу, вловлюється сітчастими пакетами, коагулюється і стікає через дренажний патрубок у конденсатозбірник (7). Для забезпечення стійкої роботи в зимовий час сепаратор обладнаний електрообігрівом нижньої частини апарата, конденсатозбірника та його контрольно-вимірювальних приладів. Технічна характеристика сепаратора наведена в табл. 3.4.

### **3.2.2. Технологічний розрахунок масляного вертикального пиловловлювача**

#### **Приклад 3.1.**

Виконати розрахунок пиловловлювача за таких заданих умов:

Добова продуктивність газопроводу -  $Q = 12,7$  млн.м<sup>3</sup>/добу, тиск газу на прийомі КС  $P_{роб.} = 4,0$  МПа, температура газу на вході в КС  $T_{роб.} = 288$  К, густина газу  $\rho = 0,672$  кг/м<sup>3</sup>; коефіцієнт стисливості  $Z=0,89$ .

Пропускну здатність пиловловлювача визначає переріз контактних трубок.

Секундна витрата газу за заданих умов визначається за допомогою формули:

$$q_c = \frac{Q \cdot P_{ст.} \cdot T_{роб.}}{24 \cdot 3600 \cdot P_{роб.} \cdot T_{ст.}} =$$
$$= \frac{12,7 \cdot 10^6 \cdot 0,1013 \cdot 288}{24 \cdot 3600 \cdot 4,0 \cdot 293} = 3,73 \text{ м}^3 / \text{с}, \quad (3.4)$$

де  $Q$  – кількість газу, що підлягає очищенню, м<sup>3</sup>/добу;  
 $T_{роб.}$  – температура газу на вході в КС, К;  
 $P_{ст.}$  – стандартний тиск, МПа ( $P_{ст.} = 0,1013$  МПа);  
 $P_{роб.}$  – робочий тиск, МПа;  
 $P_{ст.}$  – стандартна температура, К.

Таблиця 3.4.

Технічна характеристика фільтра–сепаратора фірми "СМР" (Франція)

| П№<br>п/п | Параметри                          | Одиниці виміру                                     | Кількість |
|-----------|------------------------------------|--|-----------|
| 1         | 2                                  | 3  | 4         |
| 1         | Продуктивність                     | млн м <sup>3</sup> /добу                           | 13,3      |
| 2         | Номинальний робочий тиск           | МПа  | 7,6       |
| 3         | Робочий тиск                       | МПа  | 4,0–5,5   |
| 4         | Розрахунковий тиск                 | МПа  | 7,75      |
| 5         | Пробний тиск при гідровипробуванні | МПа  | 11,6      |
| 6         | Робоча температура середовища      | К  | 338–233   |
| 7         | Розрахункова температура стінки    | К  | 338–223   |
| 8         | Об'єм                              | м <sup>3</sup>                                     | 13,3      |
| 9         | Довжина апарата                    | мм   | 8490      |
| 10        | Довжина конденсатозбірника         | мм   | 6100      |
| 11        | Середовище                         | Природний газ,<br>вуглеводневий конденсат,<br>вода |           |

*Примітка:* Допустимі швидкості розраховані за  $T = 293 \text{ K}$  і  $Z = 1$ .

Залежно від тиску в пиловловлювачі приймаються такі допустимі швидкості (табл. 3.5).

Для заданих умов приймаємо  $W_0 = 0,56 \text{ м/с}$ ,  $W_K = 1,68 \text{ м/с}$ .

Загальна потрібна площа групи пиловловлювачів для очищення прийнятої кількості газу визначається за формулою:

$$F = \frac{q_c}{W_0} = \frac{3,73}{0,56} = 6,66 \text{ м}^2. \quad (3.5)$$

Кількість пиловловлювачів визначається за формулою:

$$n_0 = \frac{F}{f_n}, \quad (3.6)$$

### Розділ 3. Підготовка газу до транспортування

де  $f_n$  – площа поперечного перерізу одного пиловловлювача, м<sup>2</sup>;  
 $n_0$  – розрахункова кількість пиловловлювачів, яка у випадку одержання дробового числа округлюється в більшу сторону до цілого числа ( $n$ ).

Таблиця 3.5.  
Допустимі швидкості в пиловловлювачі

| Тиск газу, МПа | Швидкість, м/с              |                            |                           |
|----------------|-----------------------------|----------------------------|---------------------------|
|                | у контактних трубках, $W_K$ | у вільному перерізі, $W_0$ | набігання жалюзі, $W_{Ж}$ |
| 1              | 2                           | 3                          | 4                         |
| 4              | 3,35                        | 1,12                       | 0,65                      |
| 2,0            | 2,35                        | 0,79                       | 0,45                      |
| 3,0            | 1,95                        | 0,65                       | 0,37                      |
| 4,0            | 1,68                        | 0,56                       | 0,34                      |
| 5,0            | 1,50                        | 0,50                       | 0,28                      |
| 6,0            | 1,38                        | 0,46                       | 0,26                      |
| 7,0            | 1,27                        | 0,43                       | 0,24                      |

Розраховуючи пиловловлювачі, виходимо з такого:

– загальна кількість пиловловлювачів не має бути менша двох;  
– при відключенні одного з пиловловлювачів допускається перевантаження тих, що залишилися у роботі не більш як на 33 %. До розрахунку приймаємо пиловловлювачі  $D_1 = 1400$ ,  $D_2 = 1600$ ,  $D_3 = 2400$  (табл. 3.2).

$$n_1 = \frac{6,66}{1,535} = 4,3;$$

$$n_2 = \frac{6,66}{2,04} = 3,26;$$

$$n_3 = \frac{6,66}{4,52} = 1,4,$$

округлюючи, отримуємо  $n_1 = 5$ ,  $n_2 = 4$ ,  $n_3 = 2$ . Затрати металу в кожному варіанті становлять:

$$G = g \cdot n, \quad (3.7)$$

де  $g$  – вага одного пиловловлювача, т:

$$G_1 = 12,2 \cdot 5 = 61 \text{ т},$$

$$G_2 = 15,9 \cdot 4 = 63,6 \text{ т};$$

$$G_3 = 30,0 \cdot 2 = 60 \text{ т}.$$

За затраченим металом найдоцільнішим буде варіант із пиловловлювачами  $D = 2400 \text{ мм}$ .

Дійсне газове навантаження на один пиловловлювач визначається:

$$q_n = \frac{q_c}{n} = \frac{3,73}{2} = 1,87 \text{ м}^3 / \text{с}. \quad (3.8)$$

При відключенні одного пиловловлювача навантаження на другий буде  $q_n = 3,73 \text{ м}^3 / \text{с}$ , що становить 200 % (тобто, збільшення на 100 % при допустимому 33%). Наступним типом за мінімальною витратою металу буде пиловловлювач  $D = 1600 \text{ мм}$ .

У цьому випадку:

$$q_n = \frac{3,73}{4} = 0,93 \text{ м}^3 / \text{с}.$$

У випадку застосування пиловловлювачів  $D = 1400$ :

проводимо перевірку дійсної швидкості газу у контактних трубках:

$$q_n' = \frac{3,73}{5} = 0,75 \text{ м}^3 / \text{с}.$$

$$\sum f_k = \frac{\pi d_k^2}{4} \cdot n_k = \frac{3,14 \cdot 0,089^2}{4} \cdot 57 = 0,35 \text{ м}^2; \quad (3.9)$$

$$W = \frac{q_n}{\sum f_k} = \frac{0,75}{0,3} = 2,5 \text{ м} / \text{с}; \quad (3.10)$$

де  $\sum f_k$  – сумарна площа поперечного перерізу контактних трубок, м<sup>2</sup>;

$d_k$  – діаметр контактних трубок, м ( $d_k = 89$ мм);

$n_k$  – кількість контактних трубок;

$$\sum f_d = \frac{\pi d_d^2}{4} \cdot n_d = \frac{3,14 \cdot 0,089^2}{4} \cdot 8 = 0,05 \text{ м}^2; \quad (3.11)$$

$$f_0 = f_{\Pi} - \sum f_d = 2,04 - 0,05 = 1,99 \text{ м}^2; \quad (3.12)$$

$$W_0 = \frac{q_n}{f_0} = \frac{0,93}{1,99} = 0,47 \text{ м/с}, \quad (3.13)$$

де  $\sum f_A$  – сумарна площа, яку займають дренажні трубки в осаджувальній секції, м<sup>2</sup>;

$f_0$  – площа вільного поперечного перерізу осаджувальної секції, м<sup>2</sup>.

Оскільки дійсні швидкості в осаджувальній секції в межах допустимої, то пиловловлювач вибраний правильно.

### ***Гідравлічний розрахунок***

Втрати тиску в пиловловлювачі зумовлені місцевими опорами, величина яких визначається за формулою:

$$h = h_1 + h_2 + h_3 + h_4 + h_5 + h_6, \quad (3.14)$$

де  $h_i$  – за умови раптового розширення газу на вході;

$h_2$  – за умови раптового звуження газу на вході в контактні трубки;

$h_3$  – у контактних трубках;

$h_4$  – за умови раптового розширення газу на виході з контактних трубок;

$h_5$  – у жалюзійному сепараторі;

$h_6$  – на виході газу з пиловловлювача за умови раптового звуження.

### Розділ 3. Підготовка газу до транспортування

За умови раптового розширення і звуження газу втрати ( $h_1, h_2, h_4, h_6$ ) підраховуються за формулою:

$$h_i = \xi \frac{\rho W^2}{2g}, \quad (3.15)$$

де  $\xi$  – коефіцієнт місцевих опорів (табл. 3.6);

$\rho, W$  – відповідно густина і швидкість газу на даній ділянці, кг/м<sup>3</sup>, м/с.

Таблиця 3.6.

Значення коефіцієнтів місцевих опорів

| № п/п | Найменування місцевих опорів                          | Коефіцієнт |
|-------|---|------------|
| 1     | Раптове розширення газу на вході                      | 0,25–0,35  |
| 2     | Раптове звуження газу на вході в контактні трубки     | 0,53       |
| 3     | Раптове розширення газу на виході з контактних трубок | 1,0        |
| 4     | Раптове звуження газу на виході з пиловловлювача      | 0,5        |

Визначаємо втрати:

- за умови раптового розширення газу на вході до пиловловлювача:

$$W = \frac{Q_c}{2 \cdot 0,785 \cdot d^2} = \frac{3,73}{2 \cdot 0,785 \cdot 0,4^2} = 14,8 \text{ м/с}, \quad (3.16)$$

де  $d$  – діаметр підвідного патрубку, м ( $d = 0,4$ м).

$$h_1 = 0,3 \cdot \frac{0,672 \cdot 14,8}{2 \cdot 9,8} = 2,252 \text{ Н / м}^2;$$

– за умови раптового звуження на вході до контактних трубок:

$$h_2 = 0,53 \cdot \frac{0,672 \cdot 14,8^2}{2 \cdot 9,8} = 3,98 H / m^2;$$

- за умови раптового розширення на виході з контактних трубок:

$$h_6 = 0,5 \cdot \frac{0,672 \cdot 0,47^2}{2 \cdot 9,8} = 0,004 H / m^2;$$

- за умови раптового звуження на виході з пиловловлювача:

- у контактних трубках:

$$h_3 = \lambda \frac{(W_0'' - W_0')^2}{2gd} \cdot L \cdot \left[ \rho' - (\rho' - \rho'') \frac{W_0''}{W_0'' + W_0'} \right]; \quad (3.17)$$

де  $\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору (орієнтовно  $\lambda=0,0089-0,01$ );

$W_0', W_0''$  – відповідно приведена швидкість рідини і газу, м/с;

$L$  – довжина трубок, м;

$d$  – діаметр трубки, м;

$\rho', \rho''$  – відповідно густина рідини й газу в робочих умовах; кг/м<sup>3</sup>.

$$h_3 = 0,01 \frac{(2,66 - 1,5)^2}{2 \cdot 9,8 \cdot 0,089} \times 1,4 \cdot \left[ 800 - (800 - 0,672) \frac{2,66}{1,5 + 2,66} \right] = 3,11 H / m^2;$$

- втрати тиску в жалюзійному сепараторі:

$$h_5 = \xi \frac{\rho \cdot W_{ж}^2}{2 \cdot g \cdot (F_a)^2} \cdot \frac{L}{m}. \quad (3.18)$$

Коефіцієнт  $\xi$  визначаємо залежно від числа Рейнольдса:

$$Re = \frac{W_{ж} \cdot d_e \rho}{\mu \cdot g \cdot F_a}, \quad (3.19)$$



### Розділ 3. Підготовка газу до транспортування

---

де  $d_e = 4m$  – еквівалентний діаметр жалюзійного сепаратора, м;

$m = \frac{F}{\rho}$  – гідравлічний радіус жалюзійного сепаратора, м;

$F_a$  – коефіцієнт живого перерізу сепаратора;

$F = H \cdot a$ , – площа живого перерізу сепаратора;

$W_{жс}$  – швидкість набігання газу на елементи жалюзійного сепаратора;

$\mu$  – динамічна в'язкість газу,  $\text{кг} \cdot \text{с}/\text{м}^2$  ( $\mu = 10,2 \cdot 10^{-7} \text{ Па} \cdot \text{с}$ );

$H$  – висота жалюзійного сепаратора, м.

$$F_a = \frac{a}{a + \delta} = \frac{0,01}{0,01 + 0,008} = 0,56, \quad (3.20)$$

де  $\alpha$  – ширина проміжку між жалюзьями.

$\delta$  – товщина листа жалюзі.

$$F = 1,34 \cdot 0,01 = 0,013 \text{ м}^2;$$

$$m = \frac{0,013}{0,672} = 0,02 \text{ м};$$

$$d_e = 4 \cdot 0,02 = 0,08 \text{ м};$$

$$\text{Re} = \frac{0,3 \cdot 0,08 \cdot 0,672}{10,2 \cdot 10^{-7} \cdot 9,8 \cdot 0,56} = 2881.$$

Відповідно з

$$h_5 = 0,2 \frac{0,672 \cdot 0,3^2}{2 \cdot 9,8 \cdot 0,56^2} \cdot \frac{1,34}{0,02} = 0,132 \text{ Н} / \text{м}^2.$$

Загальні втрати у пиловловлювачі становлять:

$$\text{Re} = 2881, \xi = 0,2 =$$

$$h = 2,252 + 3,980 + 0,242 + 0,004 + 3,11 + 0,132 = 9,72 \text{ Н} / \text{м}^2 .$$

#### **3.2.3. Вибір циклонного пиловловлювача**

Вибір типу пиловловлювачів (ПВ) проводиться, виходячи з добової продуктивності компресорної станції, пропускної здатності циклонних пиловловлювачів за типами (див. табл. 3.5) і питомих металозатрат.

Оптимальне рішення в забезпеченні заданої продуктивності КС – мінімальна кількість апаратів із максимальною мірою їх

завантаження. Загальна кількість ПВ має бути не менше двох (робочий і резервний). Якщо кількість пиловловлювачів становить чотири і більше, то резерв не потрібний, оскільки допустиме перевантаження 33% дає змогу компенсувати дефіцит продуктивності. Якщо кількість пиловловлювачів менша від чотирьох, необхідно прийняти один резервний.

Після вибору ПВ за мінімальними питомими металозатратами виконують механічний і гідравлічний розрахунки вибраного типу.

*Дані для розрахунку:*

Матеріал корпусу – сталь 09Г2С, 10Г2.

Середовище, яке очищується, – природний газ, що містить механічні домішки ( $50 \text{ мг/м}^3$ ), конденсат, воду,  $\text{H}_2\text{S}$ .

Робоча температура – К – 253–373.

Розрахунковий тиск – МПа – 5,5.

Робочий тиск, МПа – 4,0.

Густина газу при  $P = 0,1 \text{ МПа}$  і  $T = 273 \text{ К}$  –  $\rho = 0,7 \text{ кг/м}^3$ .

Максимальний вміст рідкої фази на вході,  $\text{г/м}^3$  – не більше 5.

Склад газу –  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{CO}_2$ .

Розрахункова густина рідкої фази,  $\text{кг/м}^3$  – 700.

Допустимі втрати тиску в ПВ, МПа – 0,04.

Питома вага твердих часток,  $\text{кг/м}^3$  – 2500–3000.

Основні елементи циклонного пиловловлювача зображено на рис. 3.7.

Секція збору механічних домішок і рідини обігривається зовнішнім підігрівачем.

#### **Приклад 3.2.**

Виконати технологічний розрахунок циклонного пиловловлювача для КС магістрального газопроводу з добовою продуктивністю:  $q_{\text{добу}} = 20 \cdot 10^6 \text{ м}^3$

Приймаємо до розрахунку три типи пиловловлювачів: ГП–692, продуктивністю  $q_n = 5 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{добу}$ , ГП–426, продуктивністю  $q_n = 15 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{добу}$ , ГП–144, продуктивністю  $q_n = 20 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{добу}$ .

**1. Для ГП–692 потрібна кількість ПВ становить:**

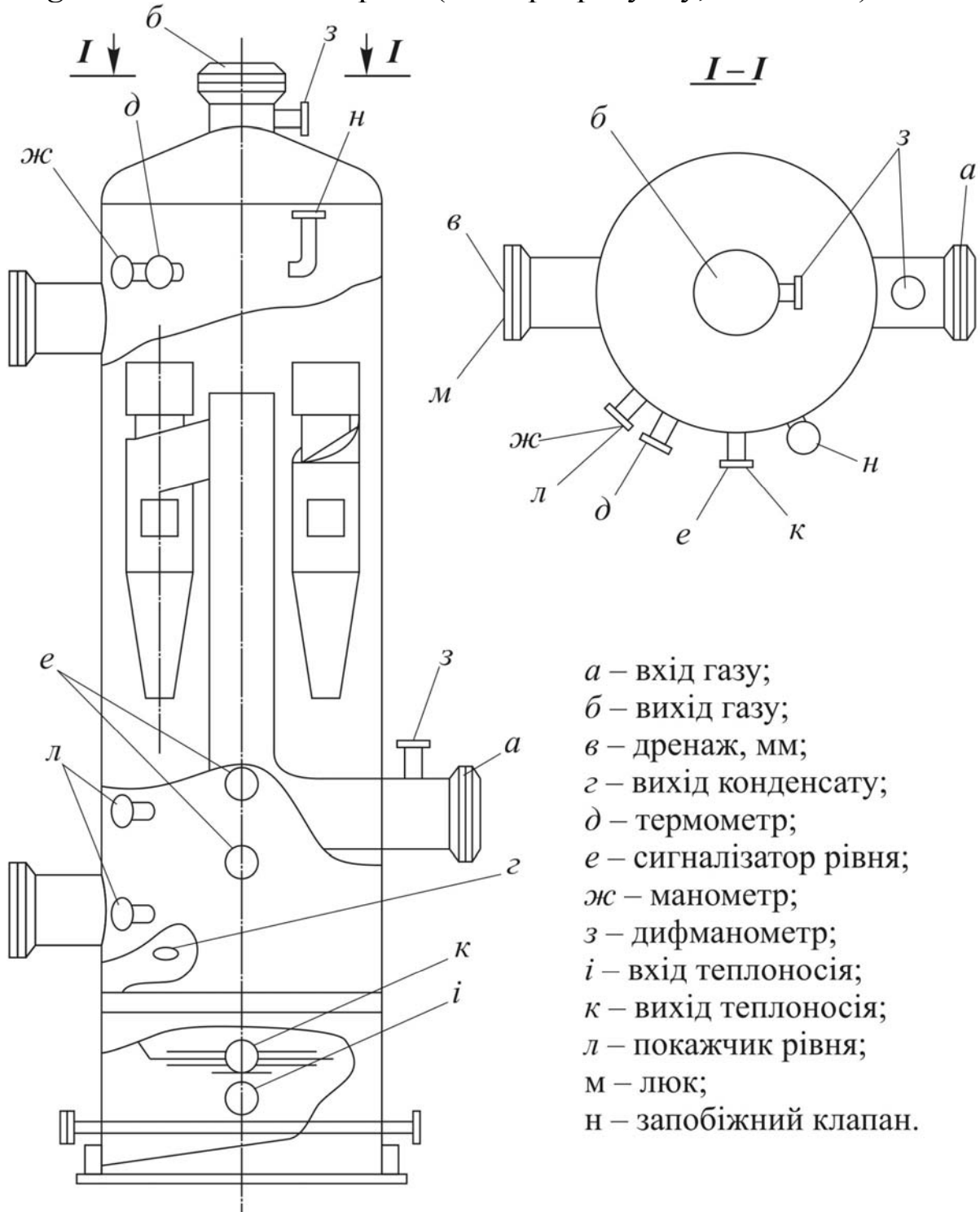
$$n_1 = \frac{q_{\text{добу}}}{q_n} = \frac{20}{5} = 4, \quad (3.21)$$

приймаємо  $n_1 = 4$ .

Металозатрати пропорційно продуктивності становлять:

$$G_1 = n_1 \cdot g = 4 \cdot 1360 = 5440 \text{ кг/млн м}^3, \quad (3.22)$$

де  $g$  – питомі металозатрати (табл. розрахунку, додаток 5).



**Рис. 3.7. Розміщення основних елементів циклонного пиловловлювача**

### 2. Для ГП–426

$$n_2 = \frac{20}{15} = 1,33,$$

приймаємо  $n_2 = 2$ .

У даному випадку резерв не потрібний, тому що перевантаження одного ПВ (тобто 33 %)- у межах допустимого.

При збільшенні числа  $n$  (1,34; 1,35...) резерв обов'язковий, тобто необхідно прийняти не  $n = 2$ , а  $n = 3$ .

Питомі металозатрати для ГП–426 становлять:

$$G_2 = 2 \cdot 1533 = 3066 \text{ кг/млн м}^3.$$

### 3. Для ГП–144

$$n_3 = \frac{20}{20} = 1.$$

З урахуванням резерву приймаємо  $n_3 = 2$ :

$$G_3 = 2 \cdot 1550 = 3100 \text{ кг/млн м}^3.$$

Виходячи з мінімальних питомих металозатрат, приймаємо до установаження циклонний пиловловлювач ГП–426 у кількості  $n = 2$ .

### Розрахунок коефіцієнта стисливості

| Склад газу                    | Мольна частка, | $P_{кр.}$ , МПа |             | $T_{кр.}$ , °К |            |
|-------------------------------|----------------|-----------------|-------------|----------------|------------|
|                               |                | $P_{кр.}$       | $P_{кр. i}$ | $T_{кр}$       | $T_{кр i}$ |
| CH <sub>4</sub>               | 0,8            | 4,734           | 3,787       | 190,55         | 152,44     |
| C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> | 0,18           | 5,011           | 0,902       | 305,5          | 54,99      |
| CO <sub>2</sub>               | 0,02           | 7,53            | 0,151       | 304,19         | 6,084      |
| $\Sigma$                      | 1              |                 | 4,94        |                | 213,51     |

Приведений тиск:

$$P_{пр.} = \frac{P + P_0}{P_{кр.} \cdot i} = \frac{4 + 0,1}{4,84} = 0,85. \quad (3.23)$$

Приведена температура:

$$T_{\text{пр.}} = \frac{T}{T_{\text{кр.}} \cdot i} = \frac{293}{213,51} = 1,37.$$

За значеннями  $P_{\text{пр.}}$  і  $T_{\text{кр.}}$  знаходимо за номограмою значення  $Z$ :

$$Z = 0,89.$$

**Розрахунки товщини стінок**

**1. Днища:**

$$\delta_{\text{дн.}} = \frac{P_p \cdot R_g}{2 \cdot \varphi \cdot \sigma_{\text{дон.}} - 0,5P_p} + C + C' + C_2, \quad (3.24)$$

$$\delta_{\text{дн.}} = \frac{5,5 \cdot 1850}{(2 \cdot 1 \cdot 160) - (0,5 \cdot 5,5)} + 2 + 0,9 + 4,2 = 37,9 \text{ мм.}$$

Приймаємо  $\delta_{\text{дн}} = 38 \text{ мм.}$

**2. Корпусу:**

$$\delta_k = \frac{P_p \cdot d_{\text{п}}}{2 \cdot \varphi \cdot \sigma_{\text{доп.}} - P_p} + C + C_1, \quad (3.25)$$

$$\delta_k = \frac{5,5 \cdot 1850}{(2 \cdot 1 \cdot 160) - 5,5} + 2 + 0,8 = 34,4 \text{ мм.}$$

Приймаємо  $\delta_k = 35 \text{ мм,}$

де  $P_p$  – розрахунковий тиск, МПа (5,5 МПа);

$d_B$  – внутрішній діаметр корпусу, мм (для ГП–426,  $d_B = 1850$  мм);

$R_B$  – радіус кривизни до вершини еліптичного днища, мм (рівний  $d_B$ );

$\varphi$  – коефіцієнт міцності зварного шва ( $\varphi = 1$ );

$\sigma_{\text{дон}}$  – допустиме напруження для сталі 09Г2С при  $T = 373 \text{ К}$  ( $\sigma_{\text{доп}} = 160 \text{ МПа}$ );

$C$  – прибавка на корозію до розрахункової товщини стінки ( $C = 2 \text{ мм}$ );

$$\left. \begin{array}{l} C_1 = 0,8 \text{ мм} \\ C'_1 = 0,9 \text{ мм} \end{array} \right\} \text{прибавка на мінусовий допуск;}$$

$C_2 = 4,2 \text{ мм}$  – прибавка, яка враховує утонення при штамповці днища.

### Розрахунок циклонної насадки

1. Продуктивність за газом в робочих умовах при максимальному навантаженні,  $\text{м}^3/\text{с}$ :

$$q_p = \frac{Q_n \cdot P_0 \cdot T_p \cdot Z}{86400 \cdot P_p \cdot T_p \cdot Z_0}, \quad (3.26)$$

де  $P_p$  і  $T_p$  – відповідно робочі тиск і температура, МПа і К;

$P_0$  і  $T_0$  – відповідно тиск 0,1 МПа і температура, 273 К;

$Z_0$  і  $Z$  – відповідно коефіцієнти стисливості абсолютної і відносної:

$$q_p = \frac{15 \cdot 10^6 \cdot 0,1 \cdot 293 \cdot 0,89}{86400 \cdot 4,1 \cdot 273 \cdot 1} = 4,0 \text{ м}^3/\text{с}.$$

3. Допустима умовна швидкість потоку газу в циклоні,  $\text{м}/\text{с}$ .  
Приймається від 2,2 до 3,5.

Прийmemo  $W_{\text{ц}} = 3,4 \text{ м}/\text{с}$ .

3. Розрахункова площа,  $\text{м}^2$ :

$$F = \frac{q_p}{W_{\text{ц}}} = \frac{4}{3,4} 1,18 \text{ м}^2.$$

4. Кількість циклонних елементів конструктивно приймається  $n=5$ .

5. Діаметр циклонного елемента,  $\text{м}$ :

$$d_{\text{ц}} = 1,13 \sqrt{\frac{F}{n}} = 1,13 \sqrt{\frac{1,18}{5}} = 0,55 \text{ м}. \quad (3.27)$$

Приймаємо  $d_{\text{ц}} = 0,6 \text{ м}$ .

6. Дійсна швидкість потоку газу у циклоні,  $\text{м}/\text{с}$ :

$$W_{\text{ц}} = \frac{q_p}{0,785 \cdot d_{\text{ц}}^2 \cdot n} = \frac{4}{0,785 \cdot 0,6^2 \cdot 5} = 2,83 \text{ м}/\text{с}. \quad (3.28)$$

Дійсна швидкість в межах допустимої.

***Розрахунок штуцерів входу і виходу газу, відводу рідини***

1. Допустима швидкість газу в штуцері  $W_r$  рекомендується в межах 7–25 м/с.

Приймаємо  $W_r = 17$  м/с.

2. Діаметр штуцера входу і виходу газу, м

$$d_r = 1,13 \sqrt{\frac{q_p}{W_r}} = 1,13 \sqrt{\frac{4}{17}} = 0,54 \text{ м.} \quad (3.29)$$

Приймаємо  $d_r = 0,55$  м.

3. Дійсна швидкість газу в штуцері, м/с:

$$W_r = \frac{q_p}{0,785 \cdot d_r^2} = \frac{4}{0,785 \cdot 0,55^2} = 16,8 \text{ м/с.} \quad (3.30)$$

4. Об'ємна витрата уловленої рідини, м<sup>2</sup>/с:

$$q_p = \frac{n \cdot Q \cdot 10^{-3}}{86400 \cdot \rho_{\text{е}}} = \frac{5 \cdot 15 \cdot 10^6 \cdot 10^{-3}}{86400 \cdot 700} = 0,00124 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.31)$$

5. Швидкість рідини (прийнята)  $W_p = 1,0$  м/с.

6. Діаметр штуцера відводу уловленої рідини, м:

$$d_p = 1,13 \sqrt{\frac{q_p}{W_p}} = 1,13 \sqrt{\frac{0,00124}{1,0}} = 0,039 \text{ м.}$$

Приймаємо  $d_p = 57$  мм за ДСТУ 8732–87.

1. Діаметр штуцера відводу механічних домішок приймаємо  $d_{\text{мд}} = 159$  мм за ДСТУ 8732–87.

**Розрахунок гідравлічного опору пиловловлювача**

Для розрахунку прийняті такі коефіцієнти:

1. Коефіцієнт на вплив діаметра циклона  $K_1 = 0,95 \div 1,0$ .
2. Поправковий коефіцієнт на вплив запиленості:  $K_2 = 0,85 \div 0,93$
3. Коефіцієнт опору циклонів:  $\xi_{\text{ц}} = 115 \div 155$
4. Залежність коефіцієнта опору циклона від його діаметра і концентрації пилу визначається:

$$\xi = K_1 \cdot K_2 \cdot \xi_{\text{ц}} = 0,95 \cdot 0,93 \cdot 115 = 101,6.$$

5. Коефіцієнт, який враховує групову компоновку  $K_3 = 60$ .
6. Коефіцієнт опору групового циклона:

$$\xi_{\text{гр.ц}} = \xi + K_3 = 101,6 + 60 = 161,6.$$

7. Коефіцієнт опору штуцера виходу  $\xi_{\text{вих.}} = 0,5$ .
8. Густина газу при  $T=293\text{K}$  і  $P = 4,0$  МПа:

$$\rho_p = \rho_0 \frac{T_0 \cdot P_p \cdot Z_0}{T_p \cdot P_0 \cdot Z_p} = 0,8 \frac{273 \cdot 4,0 \cdot 1}{293 \cdot 0,1 \cdot 0,89} = 34 \text{ кг} / \text{м}^3. \quad (3.32)$$

9. Гідравлічний опір пиловловлювача, МПа:

$$\begin{aligned} \Delta P_1 &= 1,06 \left( 0,81 \frac{\xi_{\text{гр.ц}} \cdot \rho_p \cdot q_p^2}{d_{\text{ц}}^4 \cdot n^2} + 0,5 \frac{W_r \cdot \rho_p}{2} \right) \cdot 10^{-6} = \\ &= 1,06 \left( 0,81 \frac{4^2}{0,6^2 \cdot 5^2} \cdot 34 \cdot 161,6 + 0,5 \frac{16,8^2}{2} \cdot 34 \right) \cdot 10^{-6} = \\ &= 0,0258 \text{ МПа}. \end{aligned} \quad (3.33)$$

10. Коефіцієнт гідравлічного опору відводу на  $90^\circ$ :

$$\xi_{90} = 0,3.$$

11. Коефіцієнт тертя:  $\zeta_{\text{тр.}} = 0,03$ .

12. Гідравлічний опір трьох колін підвідного трубопроводу визначається за формулою:



$$\Delta P_2 = \left( n \cdot \xi_{90} + \frac{L}{d_r} \cdot \xi_{zp.} \right) \frac{W_r^2 \cdot \rho_p \cdot 10^{-6}}{2} =$$

$$= \left( 3 \cdot 0,3 + \frac{10}{0,55} \cdot 0,03 \right) \cdot \frac{16,8^2 \cdot 34 \cdot 10^{-6}}{2} = 0,0069 \text{ МПа.} \quad (3.34)$$

13. Сумарний гідравлічний опір пиловловлювача, МПа:

$$\sum \Delta P = \Delta P_1 + \Delta P_2 = 0,0258 + 0,0069 = 0,0327 \text{ МПа.} \quad (3.35)$$

### 3.3. ОСУШЕННЯ ГАЗУ І БОРотьБА З ГІДРАТОУТВОРЕННЯМ

#### 3.3.1. Загальні відомості про гідрати

Через низьку якість осушення газу на промислах у магістральних газопроводах конденсується волога, внаслідок чого знижується пропускна здатність і виникають умови для утворення кристалогідратів, які зовнішнім виглядом нагадують сніг або лід. Кристалогідрати були відкриті англійським хіміком Х. Деві в 1810 році. За своєю структурою газові гідрати є сполуками включення (клатрати), які утворюються шляхом впровадження в порожнечі кристалічних структур, створених із молекул води і молекул газу. Спільна формула газових гідратів  $M \cdot nH_2O$ , де значення "n" змінюється в межах  $5,75 \div 17$  залежно від складу газу і умов виникнення гідратів. Максимальна величина вологовмісту (при повному насиченні) залежить від складу газу, зростаючи зі збільшенням кількості  $H_2S$  і  $CO_2$  і знижуючись із підвищенням вмісту  $N_2$ .

На діаграмі  $P-T$  (рис. 3.8) показані умови утворення гідратів.

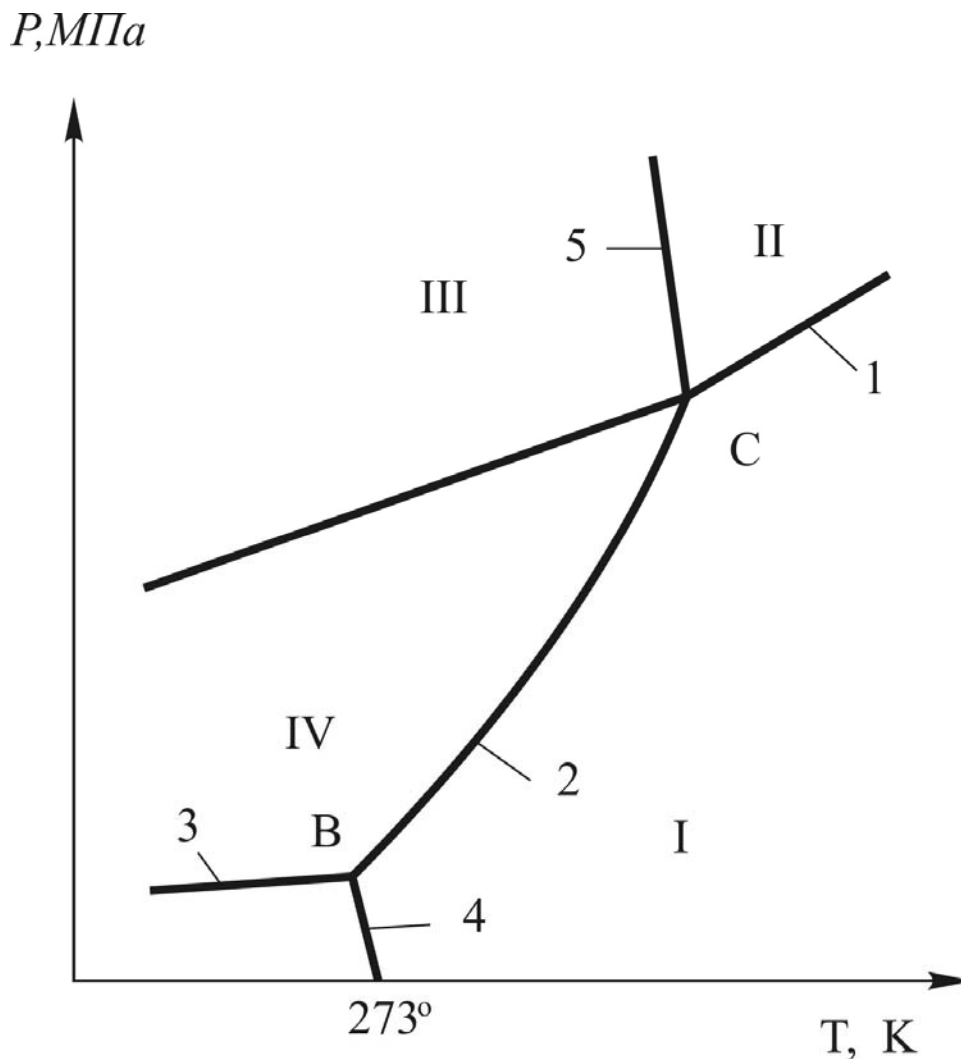
Гідрати утворюються в зонах, розташованих ліворуч від кривих (2) і (5). При перетині кривих (1), (2) і (5) утворюється критична точка (С) розкладу гідратів. У точці (В), утвореній при перетині кривих (2) і (3), одночасно існує система «гідрат-лід-вода-газ». При нагріванні або зниженні тиску нижче критичного відбувається розкладання гідратів на воду і газ.

Існує декілька методів визначення температури й тиску початку гідратоутворення: *графічний, аналітичний, графоаналітичний і експериментальний*. Умови утворення гідратів деяких газів наведені на рис. 3.9.

*Засоби боротьби з гідратами:*

- зниження тиску в системі нижче рівноважного;
- підвищення температури газу до величини, яка перевищує рівноважну;
- осушення газу з метою запобігання конденсації парів води.

Процес вилучення з газу парів води називається *осушенням*. Осушення природних і попутних газів може здійснюватися *шляхом абсорбції за допомогою рідких поглиначів-абсорбентів або адсорбцією із застосуванням твердих поглиначів – адсорбентів*.

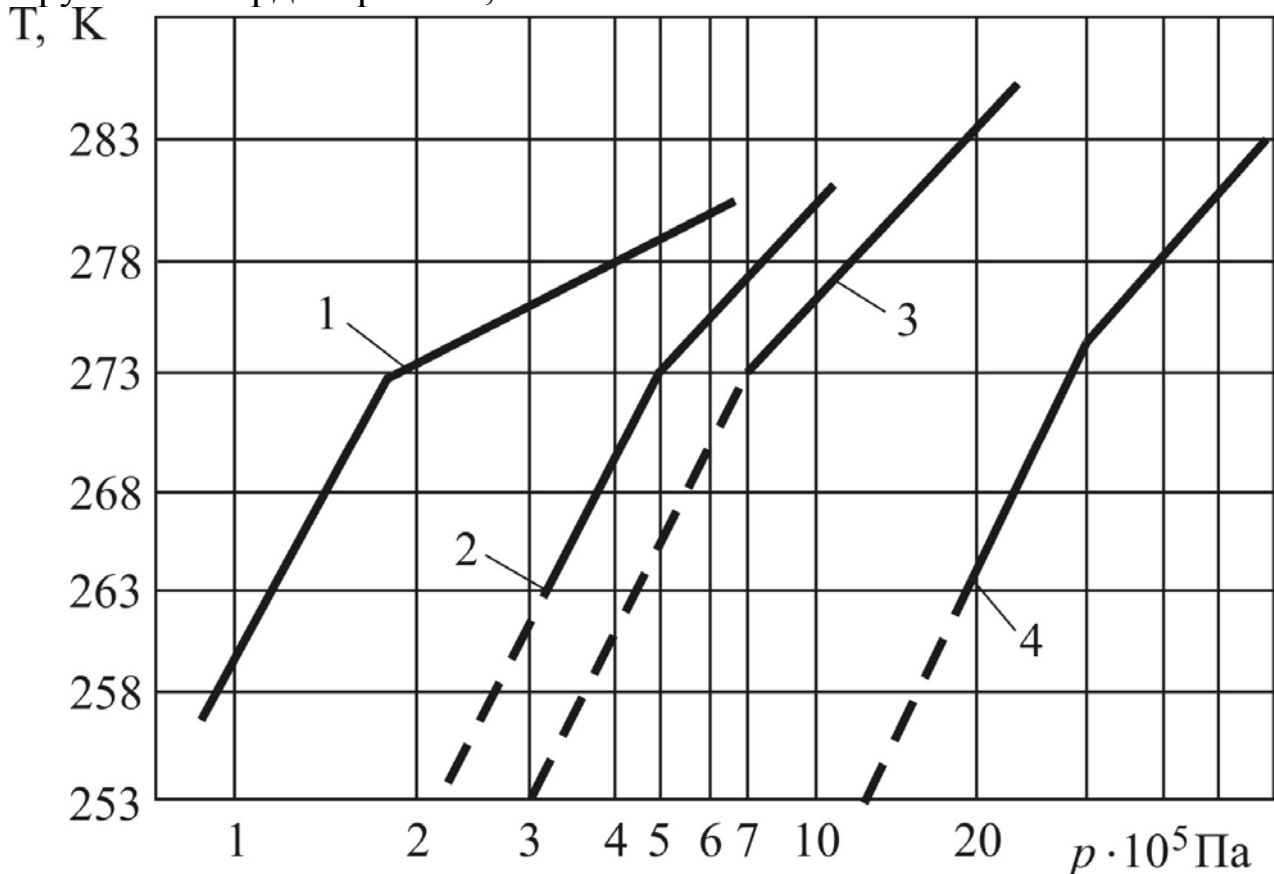


**Рис. 3.8. Діаграма фазового стану гідратів:**

*1 – пружність парів гідратоутворювача; 2 – рівноважні умови утворення гідратів; 3 – рівноважна межа між гідратом і льодом, 4 – зменшення температури замерзання води; 5 – залежність критичної температури розкладання гідратів від тиску.*

Переваги рідких поглиначів порівняно з твердими сорбентами такі:

- низькі перепади тиску в системі;
- можливість осушення газів, які містять речовини, що отруюють тверді сорбенти;



**Рис. 3.9. Умови утворення гідратів:**

*1 – пропан; 2 – етан; 3 – природний газ; 4 – метан.*

– менші капітальні й експлуатаційні витрати.

Проте ступінь осушення рідкими поглиначами менший, а температура газу, який осушується, має бути вища за 313–323 К.

У випадку утворення гідратних пробок у газопроводі застосовують декілька методів їх руйнування: *уведення в трубопровід інгібіторів, методи зниження тиску, підігрівання.*

Місцезнаходження гідратної пробки визначають шляхом заміру тиску на трасі. Підвищений перепад тиску на певній ділянці свідчить про утворення гідратної пробки.

Місце утворення пробки можна виявити за допомогою радіолокаційної антени і пересувної радіолокаційної станції, а також

### Розділ 3. Підготовка газу до транспортування

просвічуванням труб гамма-випромінюванням за допомогою радіоізотопного приладу РІК-6М.

Для абсорбційного осушення природного газу в основному використовують діетиленгліколь (ДЕГ) і триетиленгліколь (ТЕГ) (табл. 3.7).

Таблиця 3.7.  
Фізико-хімічні властивості гліколів

| № п/п | Параметри   | Одиниці виміру     | ДЕГ         | ТЕГ    |
|-------|---|--------------------|-------------|--------|
| 1     | Відносна молекулярна маса                           |                    | 106,12      | 150,17 |
| 2     | Густина при 20 °С                                   | г/см <sup>3</sup>  | 1,118/1,119 | 1,127  |
| 3     | Температура кипіння при тискові (МПа) 0,1013        | К                  | 518         | 558    |
| 4     | Температура: початку розкладу                       | К                  | 437,5       | 479    |
|       | початку замерзання                                  |                    | 265         | 266,4  |
|       | займання на повітрі                                 |                    | 623,5       | 445,9  |
| 5     | Прихована теплота пароутворення при тискові 0,1 МПа | Дж/кг              | 0,628       | 0,418  |
| 6     | В'язкість при температурі 293 К                     | Н с/м <sup>2</sup> | 0,0357      | 0,0478 |

Точка початку конденсації парів води з газу залежить від того, з якою точкою роси газ надходить до газопроводу. Якщо вона буде вищою від початкової температури газу, то волога виділятиметься на початку газопроводу, якщо нижче – у тому місці газопроводу, де точка роси дорівнює температурі газу.

Для визначення точки початку конденсації застосовують формулу:

$$T = T_0 + (T_{II} - T_0) \cdot e^{-ax} - \mu \frac{P_1 - P_2}{L} \cdot \frac{1 - e^{-ax}}{a}, \quad (3.36)$$

де  $T$ ,  $T_0$  – температура газу відповідно газопроводу і навколишнього середовища, К;

$T_{II}$  – початкова температура газу, К;

$\mu$  – коефіцієнт Джоуля–Томсона, К МПа (табл. 3.8);

$P_1$  і  $P_2$  – тиск відповідно на початку і в кінці газопроводу, МПа;

$L$  – довжина газопроводу, м;

$x$  – відстань від початку газопроводу до розглянутої точки, м;

$a$  – коефіцієнт, що визначається за формулою (3.39)

Таблиця 3.8.

Значення коефіцієнта Джоуля–Томсона

| Тиск,<br>МПа | Значення $\mu$ , К/МПа при температурі, К |     |     |     |     |     |
|--------------|---|-----|-----|-----|-----|-----|
|              | 248                                       | 273 | 298 | 223 | 248 | 373 |
| 0,10         | 5,6                                       | 4,8 | 4Д  | 3,5 | 3,0 | 2,6 |
| 0,52         | 5,5                                       | 4,7 | 4,0 | 3,4 | 3,0 | 2,6 |
| 2,50         | 5,0                                       | 4,8 | 3,6 | 3,1 | 2,6 | 2,3 |
| 5,15         | 4,5                                       | 3,8 | 3,3 | 2,8 | 2,4 | 2,1 |
| 10,3         | 3,6                                       | 3,2 | 2,7 | 2,5 | 2Д  | 1,9 |

Початок зони конденсації в газопроводі визначаємо за формулою, приймаючи, що  $T = T_{т.р.}$ :

$$X_{т.р.} = \frac{1}{a} \ln \left[ \frac{\mu \cdot (P_1 - P_2) + (T_n - T_c) a \cdot L}{\mu \cdot (P_1 - P_2) + (T_{т.р.} - T_0) a \cdot L} \right]. \quad (3.37)$$

Кінець зони конденсації в газопроводі:

$$X_0 = \frac{1}{a} \ln \left[ \frac{a \cdot L(T_n - T_c)}{\mu \cdot (P_1 - P_2)} + 1 \right]. \quad (3.38)$$

$$a = \frac{24 \cdot K \pi D}{\rho \cdot Q \cdot C_p}, \quad (3.39)$$

де  $K_2$  – коефіцієнт теплопередачі в навколишнє середовище, Вт/м<sup>2</sup> К;  
 $D$  – зовнішній діаметр газопроводу, м;  
 $\rho$  – густина газу, кг/м<sup>3</sup>;  
 $Q$  – об'ємні витрати газу, м<sup>3</sup>/добу;  
 $C_p$  – теплоємність газу, Дж/кг · К.

При осушенні газу необхідно, щоб воно проходилося нижче точки роси, яка забезпечувала б нормальний режим транспортування газу. *Точка роси – температура, до якої повинен охолоджуватися газ, щоб досягти стану насичення водяною парою при даному вологовмісті і незмінному тискові (рис. 3.10). При досягненні точки роси в газі або на предметах, до яких він торкається, починається конденсація водяної пари. Осушення газу звичайно здійснюють нижче точки роси на 5 – 7 К.*

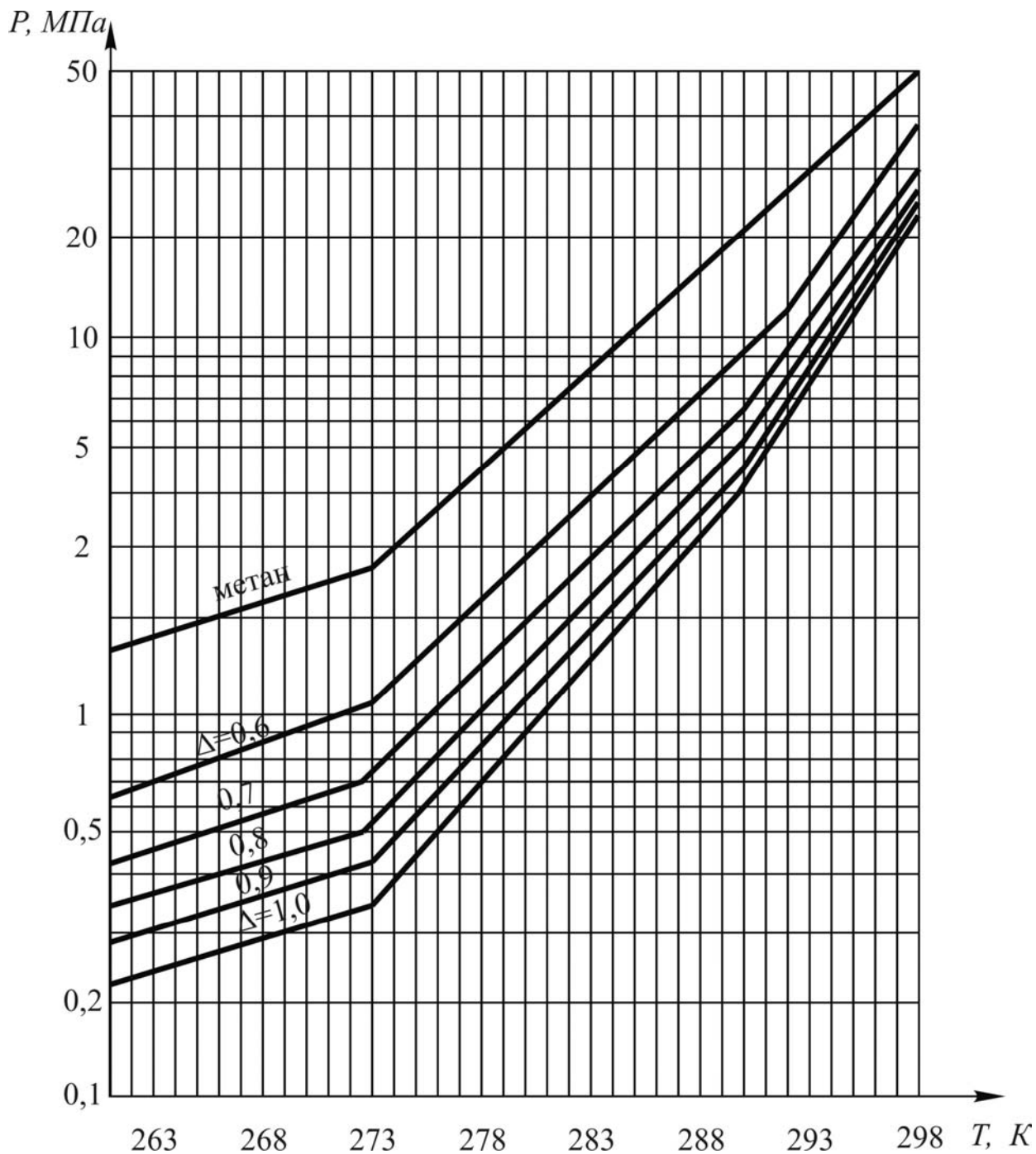
Товщину гідрату, який утворився у газопроводі, можна визначити за формулою:

– для точки роси від 273 до 243 К:

$$\delta = \left( m + \frac{n}{\lg P} \right) \cdot (T_0 - T_{т.р.}) \cdot \lg \frac{0,2785(T_0)}{P}. \quad (3.40)$$

– для точки роси від 233 до 223 К:

$$\delta = (m + n \lg P) \cdot (T_0 - T_{т.р.}). \quad (3.41)$$



**Рис. 3.10. Графік утворення гідратів природних газів залежно від температури і тиску**

Змінні параметри  $P$ ,  $T$ ,  $D$  визначаємо через коефіцієнти  $n$  і  $m$  (табл. 3.9).

Дані формули застосовують, коли температура транспортованого газу буде нижча від точки роси.

### Розділ 3. Підготовка газу до транспортування

Одним із методів боротьби з гідратоутворенням є введення в потік газу інгібіторів. Як інгібітори використовують: метиловий спирт (метанол), розчини ДЕГ і ТЕГ.

Заливка метанолу в газопровід виконується за допомогою стаціонарних або пересувних метанольниць.

#### Приклад 3.3.

Визначити зону конденсації вологи в газопроводі, необхідну кількість метанолу для осушення газу за таких даних:

продуктивність  $Q = 12,7$  млн м<sup>3</sup>/добу;

діаметр трубопроводу  $D = 1,22$ м;

Таблиця 3.9.

Значення коефіцієнтів  $n$  і  $m$

| Температура, К | D = 500мм |         | D = 1000мм |          | D = 1200мм |          |
|----------------|-----------|---------|------------|----------|------------|----------|
|                | m         | n       | m          | n        | m          | n        |
| 273            | -0,0207   | 0,0433  | -0,0085    | 0,0816   | -0,0076    | 0,0166   |
| 263            | -0,0116   | 0,0246  | -0,0046    | 0,01025  | -0,0046    | 0,00965  |
| 253            | -0,0064   | 0,0133  | -0,0038    | 0,00400  | -0,0037    | 0,00722  |
| 243            | -0,0041   | 0,0087  | -0,0031    | 0,0063   | -0,0016    | 0,0034   |
| 233            | -0,00072  | 0,00031 | -0,00036   | 0,000155 | -0,008     | 0,000125 |
| 223            | -0,00046  | 0,00025 | -0,00048   | 0,00025  | -0,00039   | 0,0002   |

початковий тиск  $P_1 = 5,5$  МПа;

кінцевий тиск  $P_2 = 4,0$  МПа;

початкова температура газу  $T_{п} = 263$  К;

температура навколишнього середовища  $T_0 = 238$  К;

довжина розрахункової ділянки  $L = 120$ км;

коефіцієнт Джоуля–Томсона  $\mu = 33$  °К/МПа;

густина  $\rho = 0,672$  кг/м<sup>3</sup>,

точка роси  $T_{т,р} = 255$ К;

теплоємність газу  $C_p = 2512$  Дж/кг;

коефіцієнт теплопровідності  $K = 1740$  Вт/м<sup>2</sup> · К.

Визначаємо значення коефіцієнта "а":



$$a = \frac{24 \cdot 1740 \cdot 3,14 \cdot 1,22}{0,672 \cdot 12700000 \cdot 2512} = 0,0002.$$

Визначаємо початок зони конденсації:

$$X_{\text{т.р.}} = \frac{1}{0,0002} \ln \left[ \frac{3,3(5,5 - 4,0) + (263 - 238) \cdot 12 \cdot 10^4 \cdot 2 \cdot 10^{-4}}{3,3(5,5 - 4,0) + (255 - 238) \cdot 12 \cdot 10^4 \cdot 2 \cdot 10^{-4}} \right] =$$

$$= 1900\text{м} = 1,9\text{км}.$$

Визначаємо кінець зони конденсації:

Визначаємо фактичну температуру в газопроводі, вважаючи, що

$$X_0 = \frac{1}{0,0002} \ln \left[ \frac{(263 - 238) \cdot 12 \cdot 10^4 \cdot 2 \cdot 10^{-4}}{3,3(5,5 - 4,0)} + 1 \right] = 23937,5\text{м} = 24\text{км}.$$

$T = T_{\text{т.р.}}$ :

$$T = 238 + (263 - 238) \cdot 2,7^{-2,0 \cdot 10^{-4} \cdot 0,19 \cdot 10^4} \cdot 0,19 \cdot 10^4 -$$

$$- 3,3 \frac{5,5 - 4,0}{120000} \cdot \frac{1 - 2,7^{-2,0 \cdot 10^{-4} \cdot 0,19 \cdot 10^4}}{2,0 \cdot 10^{-4}} = 254\text{К}.$$

Прийнята  $T_{\text{т.р.}} = 255\text{К}$ .

Розходження  $T = 255 - 254 = 1\text{К}$ .

Середній тиск газу в газопроводі:

$$P_{\text{середн.}} = \frac{2}{3} \left( P_1 + \frac{P_2^2}{P_1 + P_2} \right) = \frac{2}{3} \left( 5,5 + \frac{4,0^2}{5,5 + 4,0} \right) = 4,79\text{МПа}. \quad (3.42)$$

Вологовміст газу визначаємо за формулою:

$$U = \frac{A}{P} + B. \quad (3.43)$$

Значення А і В приймаємо (додаток 4).

$$U_{\text{н}} = \frac{1,144}{4,79} + 0,01510 = 0,254\text{г/м}^3.$$

Вологовміст холодного газу:

$$U_v = \frac{2,188}{4,79} + 0,0229 = 0,486 \text{ г/м}^3.$$

Зміна вологовмісту газу:

$$\Delta U = U_v - U_n = 0,486 - 0,254 = 0,232 \text{ г/м}^3. \quad (3.44)$$

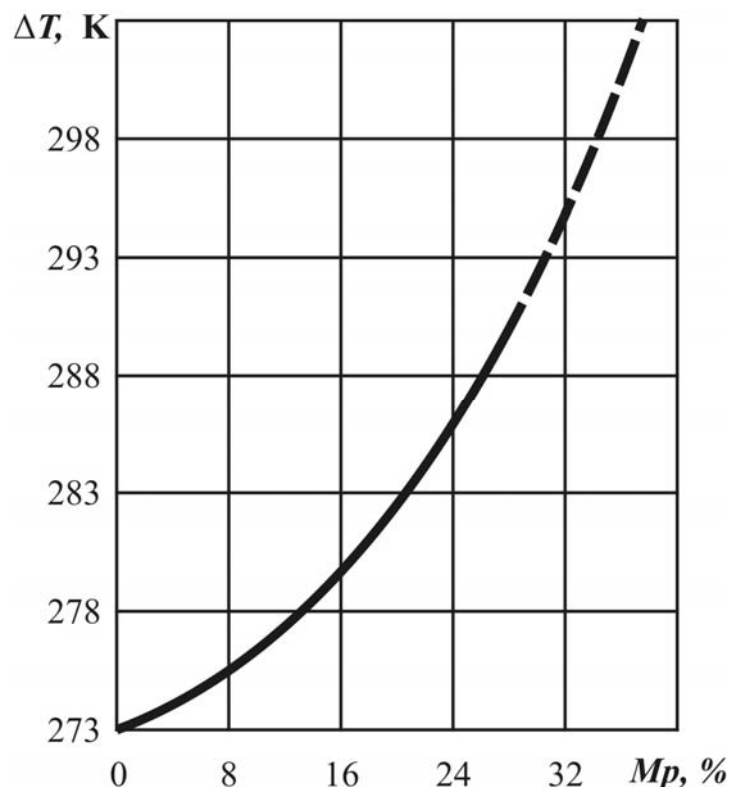
Кількість води, що виділилася з газу:

$$G_{p.v.} = \Delta U \cdot Q = 0,232 \cdot 12700000 = 294400 \text{ г/добу} = \\ = 2944,0 \text{ кг/добу}. \quad (3.45)$$

Необхідне зниження точки замерзання розчину:

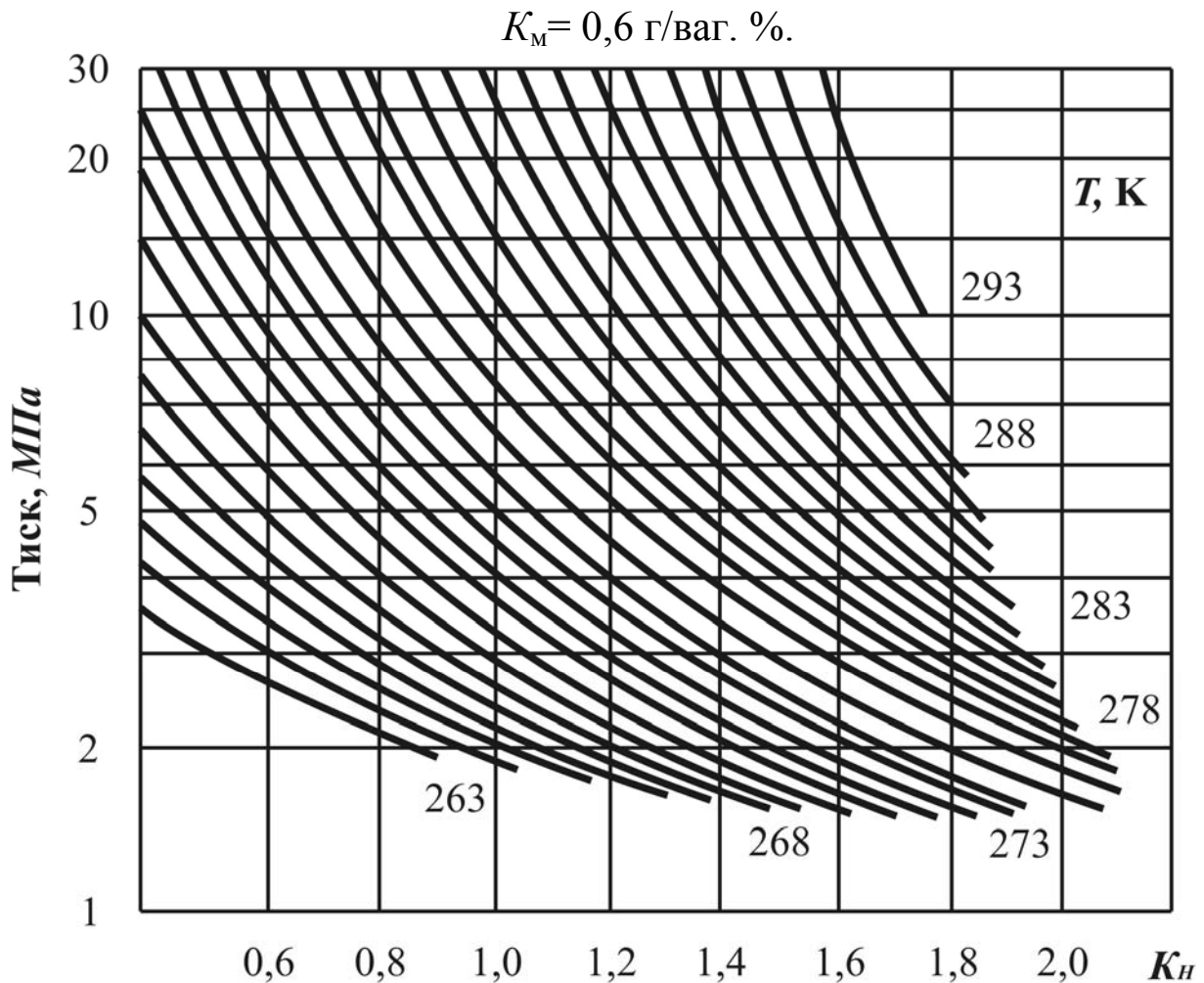
$$\Delta T = T_{гидр.} - T_n = 285 - 263 = 22 \text{ К}. \quad (3.46)$$

Вміст метанолу у воді в процентах визначаємо за графіком (рис. 3.11)  $M_{ж} = 34$ .



**Рис. 3.11. Графік для визначення вмісту метанолу у воді**

Відношення кількості парів метанолу до його вмісту в рідині визначаємо за рис. 3.12:



**Рис. 3.12. Графік вмісту метанолу в паровій і рідкій фазах залежно від тиску і температури газу**

Концентрація метанолу в газі:

$$K_{Mг} = M_{жс} \cdot K_M \cdot 16 \cdot 10^{-3} = 34 \cdot 0,6 \cdot 16 \cdot 10^{-3} = 0,326 \text{ г/м}^3. \quad (3.47)$$

Кількість метанолу, що насичує рідину:

$$G_{Mжс} = \frac{G_{жв} \cdot M_{жс}}{100 - M_{жс}} = \frac{2946,4 \cdot 34}{100 - 34} = 1517,8 \text{ кг/добу}. \quad (3.48)$$

Кількість метанолу, що насичує газ:

$$G_{мг} = Q \cdot K_{мг} = 12700000 \cdot 0,326 = 4140 \text{ кг/добу}. \quad (3.49)$$

Кількість метанолу, що уводиться до газопроводу:

$$G_{м} = G_{мж} + G_{мг} = 1517,8 + 4140 = 5658 \text{ кг/добу}. \quad (3.50)$$

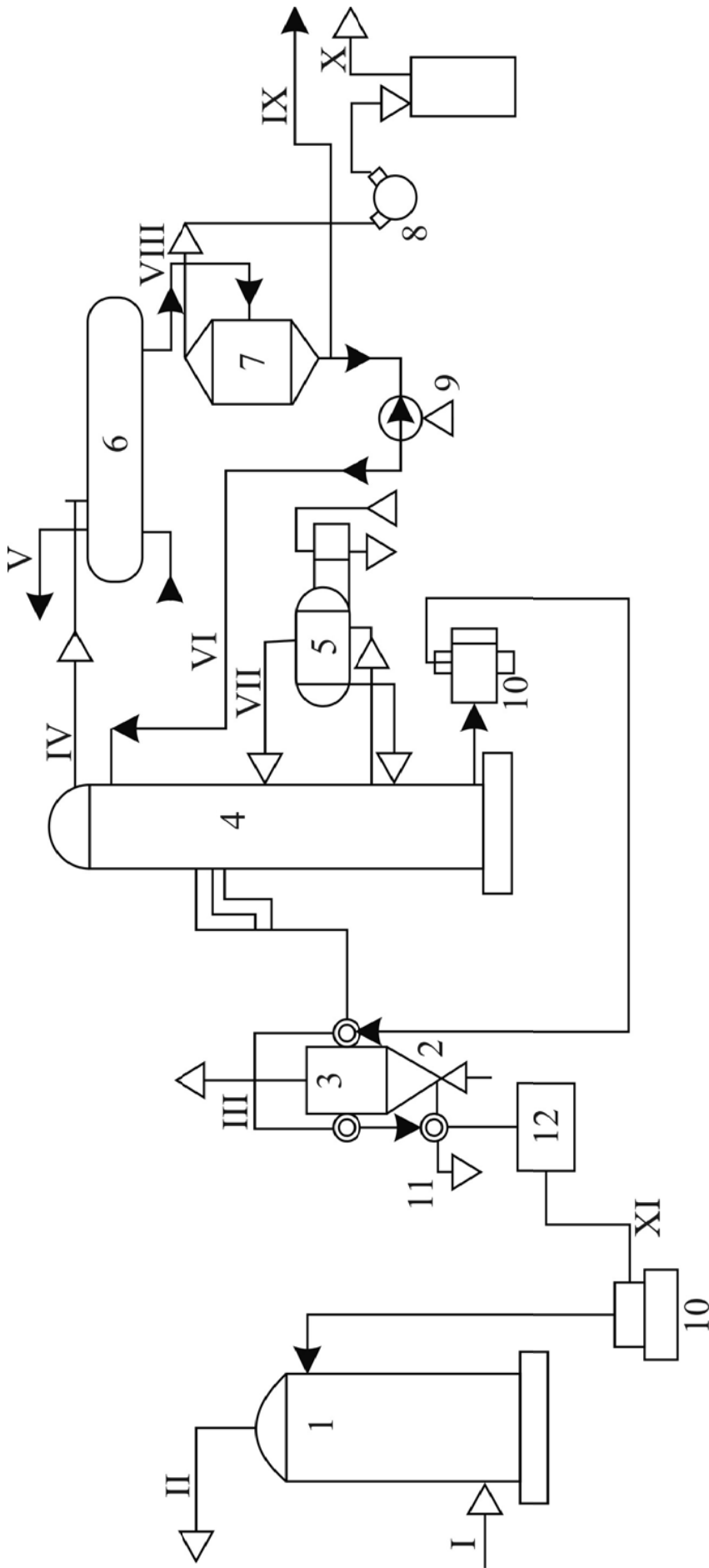
Питомі витрати метанолу:

$$q_{м} = \frac{G}{Q} = \frac{5658}{12700000} = 0,000445 \text{ кг/м}^3. \quad (3.51)$$

### 3.3.2. Установки осушення газу та їх експлуатація

**Абсорбція** (лат. absorbeo – поглинаю) – поглинання речовин із газової суміші рідинами. Швидкість абсорбції залежить від того, наскільки концентрація газу, що поглинається (пари води), у газовій суміші перевищує концентрацію цього компонента над розчином. Абсорбція поліпшується з підвищенням тиску і з пониженням температури та здійснюється на абсорбційних установках, основним апаратом яких є *абсорбер*.

**Абсорбер** – масообмінна барботажна колона, обладнана тарілками з круглими чи жолобчатими ковпачками або S-подібними елементами, що забезпечують постійний рівень рідини на тарілці. Вологий газ спрямовується до нижньої частини колони, де в скрубєрній секції відбувається відділення крапельної вологи. Назустріч потоку газу в абсорбер подається розчин гліколю, який уводиться на верхню тарілку. Стікаючи по тарілках униз, розчин вилучає вологу з газу і, насичуючись, відводиться знизу колони на регенерацію. Осушений газ проходить верхню скрубєрну секцію, де відділяються краплі винесеного розчину, і надходить через верх колони до газопроводу. Після стадії осушення природного газу гліколі використовуються, пройшовши процес регенерації. Насичений вологою розчин гліколю (рис. 3.13) виходить з абсорбера, проходить перший теплообмінник, де підігрівається за рахунок тепла гарячого поглинача, який виходить з нижньої частини десорбера, і надходить у вивітрювач, в якому з нього виділяються гази, поглинуті в абсорбері. Потім розчин подається в другий теплообмінник і далі в десорбер для регенерації.



**Рис. 3.13** Принципова схема установки осушения газа:

*1 – абсорбер; 2 – секция теплообменников; 3 – вентиль; 4 – десорбер; 5 – випарювач;*

*6 – конденсатор; 7 – ємність для конденсату; 8 – вакуум-насос; 9 – насос для зрошення випарюючої колони; 10 – насос; 11 – холодильник; 12 – проміжна ємність ДЕГ;*

*I – вхід газу; II – вихід газу; III – неконденсуючі гази на власні потреби; IV – пара; V – охолоджуюча вода; VI – зрошення; VII – пари ДЕГ; VIII – конденсат; IX – скидання конденсату; X – пара в атмосферу; XI – ДЕГ.*

**Десорбер** – масообмінна колона насадочного або тарілчастого типу. При діаметрі колони до 600мм десорбер обладнують насадкою, вище 600мм – 14 – 8–ковпачковими тарілками. Рідину вводять в середину колони. До нижньої частини колони підводять тепло за допомогою виносного випарювача (рибойлера), де носій нагрівається нагрітим газом або водяною парою. До верхньої частини десорбера подають зрошення – конденсат водяних парів, що виділяються при регенерації розчинів. Десорбери розраховують графічно або аналітично за методом Кремсера. Вивітрювачі забезпечують нормальний перетік рідини з контактора (абсорбера) через теплообмінники в десорбер. Вивітрювач сприяє ліквідації газових пробок. Звичайно вивітрювачі встановлюють між першим і другим теплообмінниками.

*Теплообмінник* – пристрій, у якому здійснюється теплообмін між двома чи декількома теплоносіями. На установках невеликої продуктивності з газу застосовують теплообмінники конструкції "труба в трубі", а на установках великої продуктивності – кожухотрубчасті теплообмінники.

#### **Приклад 3.4**

Виконати розрахунок осушення природного газу з густиною  $\rho = 0,672 \text{ кг/м}^3$ ;

кількість газу  $Q = 12,7 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{добу}$ ;

тиск осушення  $P = 5,5 \text{ МПа}$ ;

температура газу  $T_r = 288 \text{ К}$ ;

точка роси  $T_{т.р.} = 253 \text{ К}$ ;

абсорбент – діетиленгліколь;

продуктивність абсорбера  $Q_{абс.} = 1,2 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{добу}$ .

Визначаємо кількість абсорберів:

$$n_0 = \frac{Q}{Q_{абс.}} = \frac{12,7 \cdot 10^6}{1,2 \cdot 10^6} = 10,5.$$

Приймаємо  $n = 11$ .

Фактична пропускна здатність абсорбера:

$$Q_{абс.} = \frac{12700000}{11} = 1154\,545 \text{ м}^3 / \text{добу} = 1,2 \cdot 10^6 \text{ м}^3 / \text{добу}.$$

Визначаємо кількість вилученої вологи.

Вологовміст на вході до абсорбера:

$$U_1 = \frac{2,188}{5,5} + 0,0229 = 0,42 \text{ г/м}^3.$$

Вологовміст на виході з абсорбера:

$$U_2 = \frac{1,144}{5,5} + 0,01510 = 0,223 \text{ г/м}^3.$$

Зміна вологовмісту газу:

$$\Delta U = U_1 - U_2 = 0,42 - 0,223 = 0,197 \text{ г/м}^3. \quad (3.52)$$

Кількість вилученої вологи:

$$\begin{aligned} U &= Q \cdot \Delta U = 1200000 \cdot 0,197 = 235000 \text{ г/добу} \\ &= 235 \text{ кг/добу} = 9,8 \text{ кг/год.} \end{aligned} \quad (3.53)$$

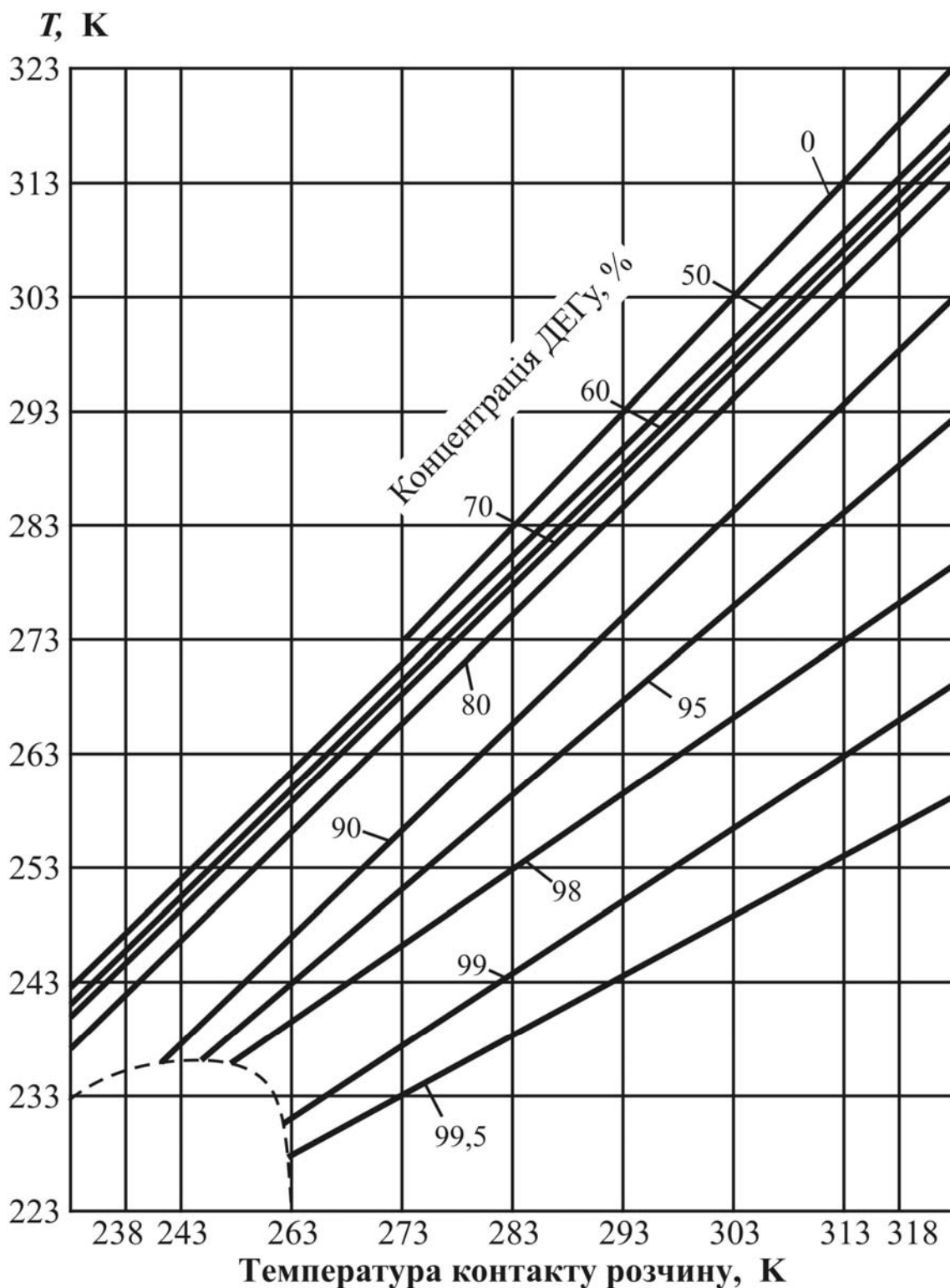
Для досягнення точки роси 253К необхідно подати ДЕГ із концентрацією (рис. 3.14)  $X_1 = 0,985$ . Концентрацію гліколю на виході приймаємо  $X_2 = 0,96$ .

Витрати ДЕГ становлять:

$$Q_{\text{ДЕГ}} = \frac{U \cdot X_2}{X_1 - X_2} = \frac{9,8 \cdot 0,960}{0,985 - 0,960} = 375 \text{ кг/год.}$$

У розрахунках осушення звичайно задають концентрацію насиченого гліколю на виході з абсорбера чи витрату гліколю на осушення. При цьому приймають витрату гліколю не менше 25л на 1кг вилученої вологи.

Осушення газу здійснюють також в установках низькотемпературної сепарації. Газ, який надходить із свердловини, має високий пластовий тиск (до  $P = 45\text{--}50$  МПа). Високий тиск використовується для одержання холоду, за рахунок якого вилучають конденсат і вологу з газу.



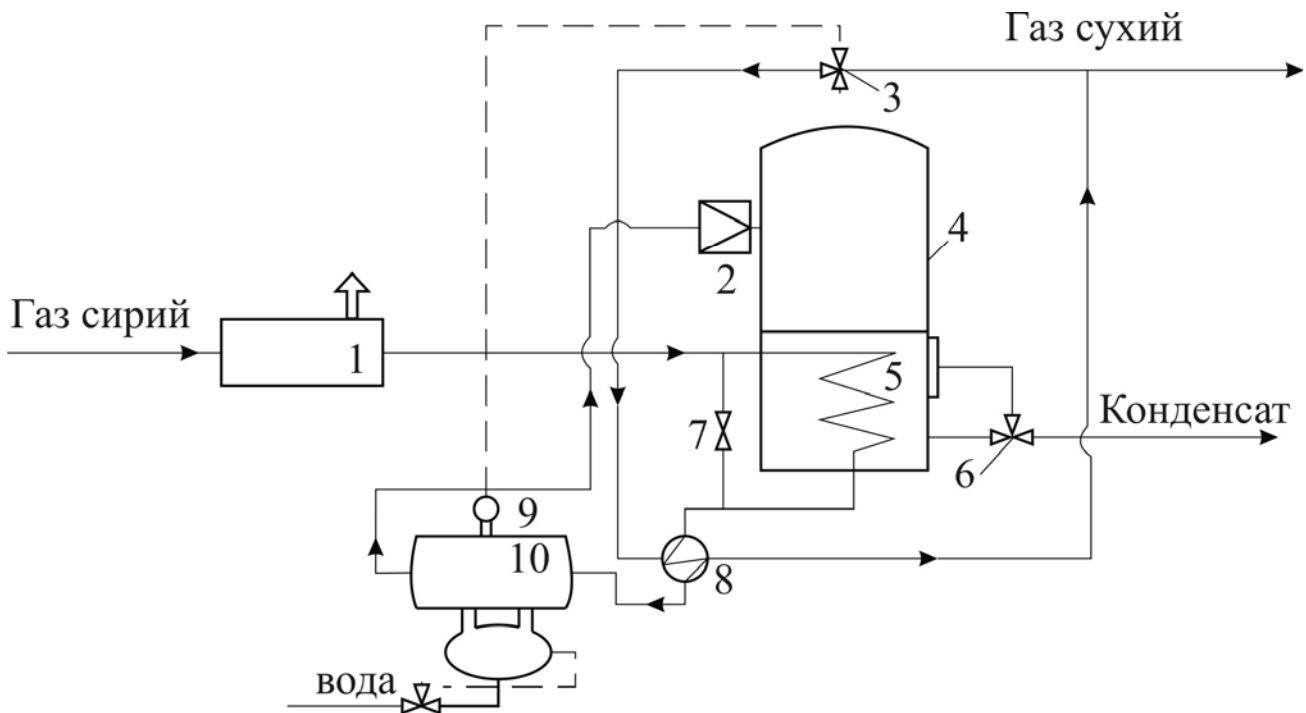
**Рис. 3.14. Залежність точок роси газу, рівноважного з водним розчином ДЕГ**

В установках низькотемпературної сепарації (НТС) від'ємні температури створюються внаслідок дроселювання (зменшення тиску) газу високого тиску в штуцерах.



Встановлено, що при дроселюванні газу в штуцері на  $P = 0,1$  МПа температура газу в середньому знижується на  $\Delta T = 0,33$  К (коефіцієнт Джоуля – Томсона).

У схемі (рис. 3.15) не допускається утворення гідратів до штуцера (2).



**Рис. 3.15. Принципова схема осушення газу холодом з утворенням гідратів у сепараторі**

Установка працює таким чином: газ від свердловини, якщо його температура недостатньо висока, надходить у підігрівач (1), а потім у змієвик (5), розташований у нижній частині сепаратора (4). Із змієвика газ надходить у теплообмінник (8) і, охолодившись у ньому до температури на 2–3 К вище температури гідроутворення, надходить до сепаратора – водовіддільювача (10), а потім у штуцерах (2) проходить дроселювання газу до тиску, який дорівнює тиску в магістральному газопроводі. При дроселюванні в штуцері з газу випадають водяний і вуглеводневий конденсати й утворюються гідрати. Осілі гідрати в сепараторі занурюються під рівень конденсату, який підігрівається гарячим газом, що проходить змієвиком (5) для руйнування гідратів.

Холодний газ із сепаратора через триходовий кран (3) спрямовується в міжтрубний простір теплообмінника (8), а звідти – у збірний колектор сухого газу.

Температура газу перед штуцером підтримується на заданому рівні терморегулятором (9). Якщо температура газу перед НТС висока, то нагрівач (1) не ставиться, а температура конденсату, який нагрівається змішувачем (5), регулюється перепуском теплого газу за допомогою байпасу (7).

Газ осушують також на установках низькотемпературної сепарації. Вузол осушення газу працює таким чином: газ із промислів подається під тиском 0,11 МПа і стискається в поршневому компресорі до тиску 4,5 МПа. У міжступінчатих холодильниках газ охолоджується до температури 308–313 К, де виділяється вода.

Для запобігання утворення гідратів у теплообмінники й охолоджувач форсунками вприскується 75–80%–ний розчин ДЕГ (рис. 3.16).

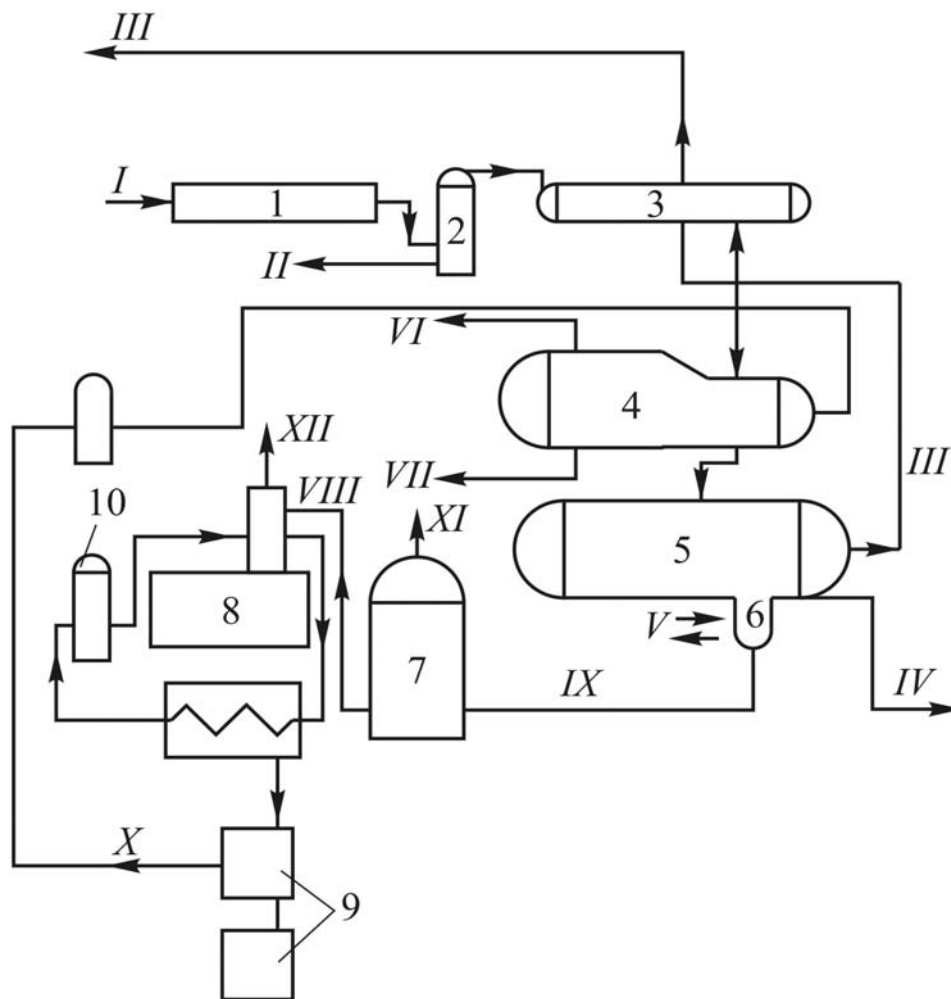
Установка складається з повітряного холодильника (1), водовідділювача (2), теплообмінника (3), пропанового охолоджувача (4), трифазного сепаратора (5), відстійника (6), сепаратора (7), генератора гліколю (8), насоса для гліколю (9) і фільтра для гліколю (10).

На установках НТС джерелом холоду є турбодетандери. Потужність, розвинута на виході турбодетандера, використовують у компресорі *турбодетандерного агрегату* (ТДА) для дотискання очищеного і підігрітого в теплообміннику газу. Газ при виході з *установки комплексної підготовки газу* (УКПГ) має бути охолодженим, що доцільно робити суміщенням процесів підготовки й охолодження газу в одній установці. Ця установка працює за такою схемою. Сирий газ компримується на *дотискувальній компресорній станції* (ДКС) і, пройшовши *апарати повітряного охолодження* (АПО), дотискується в компресорі ТДА. Потім газ послідовно охолоджується в АПО і *рекуперативному теплообміннику* (РТО) (прямий хід) і, розширюючись у проточній частині турбодетандера, досягає заданої температури сепарації.

Очищений у сепараторі газ підігрівається в РТО (зворотний хід) до температури 275К, віддаючи надмірний холод сирому газу (прямий хід).

*Речовина, на поверхні якої проходить адсорбція, називається адсорбентом, а речовина, яка поглинається з об'ємної фази, – адсорбатом. Час, протягом якого молекула адсорбату знаходиться на поверхні адсорбента, називається часом адсорбції, який може*

коливатися в дуже широких межах. Швидкістю адсорбції називається кількість молекул, які адсорбуються (або десорбуються) за одиницю часу.



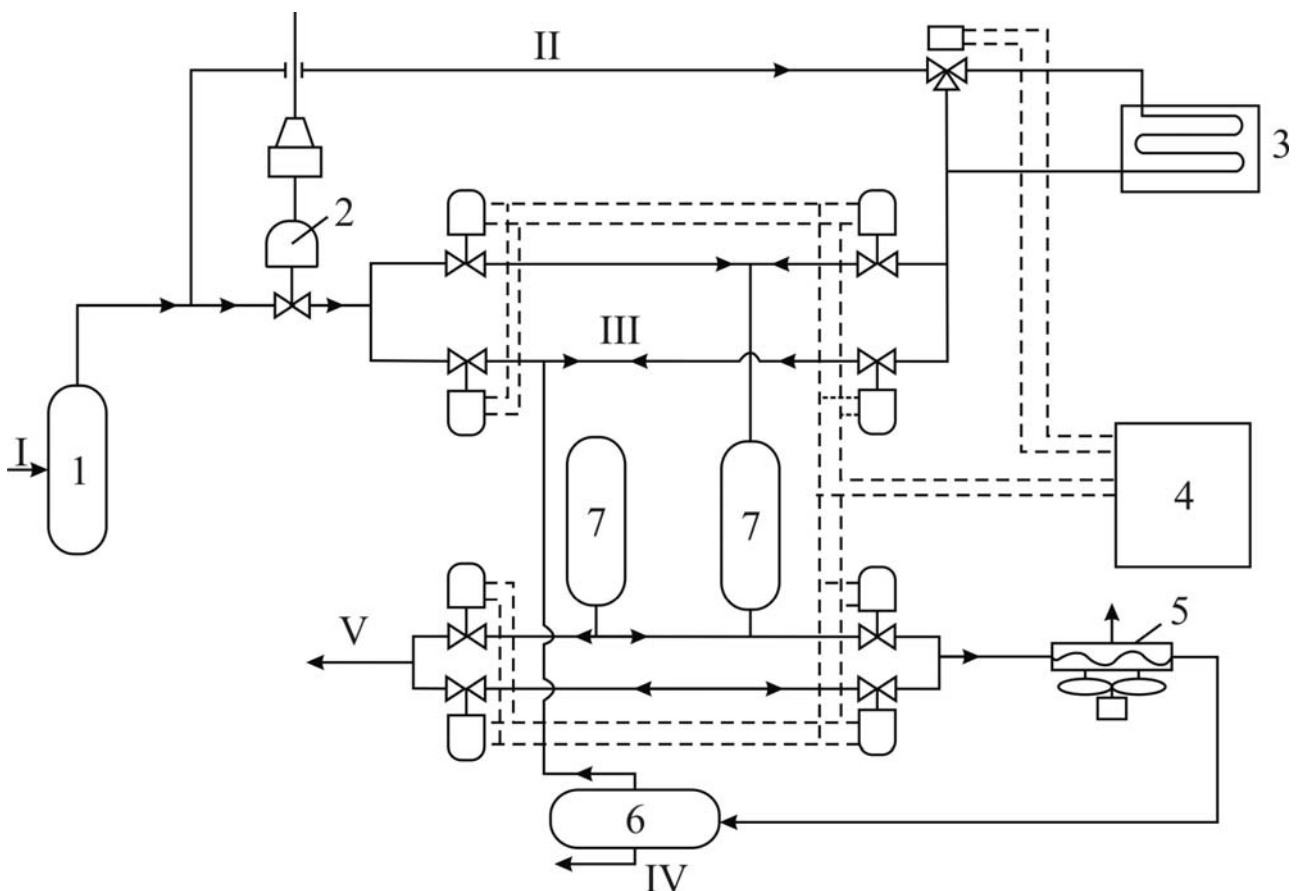
**Рис. 3.16. Принципова схема осушення газу холодом з введенням інгібіторів гідратоутворення:**

*I – нафтовий газ; II – дренаж води; III – осушений газ; IV – конденсат вуглеводнів; V – теплоносій; VI – холодоагент пропан; VII – холодоагент пропан; VIII – вивітрений гліколь; IX – насичений гліколь; X – регенований гліколь; XI – пари вуглеводнів; XII – пари води; 1 – повітряний холодильник; 2 – водо відділювач; 3 – теплообмінник; 4 – пропановий охолоджувач; 5 – трифазний сепаратор; 6 – відстійник; 7 – сепаратор; 8 – регенератор глікол; 9 – насос; 10 – фільтр для гліколю*

Здатність адсорбенту поглинати речовини тим більша, чим більша його поверхня. Поверхня, яка припадає на 1г адсорбенту, називається питомою поверхнею.

Процес адсорбції виникає в апаратах – адсорберах, які є періодичної і безперервної дії.

На практиці застосовують два види адсорбції – фізичну і хімічну. Хімічна адсорбція безповоротна і тому має обмежене застосування. Установки адсорбційного осушення мають звичайно 2–4 адсорбери. Схема осушення з двома адсорберами подана на рис. 3.17.



**Рис. 3.17. Схема двоадсорбної установки осушення газу:**  
1,6 – сепаратори, 2 – регулятор потоку, 3 – піч, 4 – панель пневматичного управління, 5 – холодильник, 7 – адсорбер;  
I – вхід вологого газу; II – газ на регенерацію; III – газ на адсорбцію; IV – відведення води; V – вихід осушеного газу

Вологий газ надходить до сепаратора для вилучення механічних домішок, крапельної вологи, рідких вуглеводнів і спрямовується до адсорбера.

Осушений газ із адсорбера надходить до магістралі.

Частина сирого відсепарованого газу подається до печі для підігріву, а потім – до адсорбера зі зволженим осушувачем для

регенерації останнього.

Гарячий газ після регенерації охолоджують у холодильнику і направляють до сепаратора для відділення вологи, вилученої з осушувача.

Після відділення вологи газ змішується з основним потоком сирого газу і надходить на осушення.

*Для осушення газу в промислових умовах застосовують силікагель, алюмогель, флорит, молекулярні сита, природні цеоліти (шабазит, морденіт та ін.), глину, боксити.*

*Силікагель – це гель двоокису кремнію (табл. 3.10).*

Для осушення газу найефективнішим є застосування дрібнопористого силікагелю. Молекулярні сита (синтетичні цеоліти) – це кристалічні алюмосилікатні адсорбенти (табл. 3.11).

*Цеоліти мають великі переваги перед іншими осушувачами: глибокий ступінь осушення, високу вологоємність при низькій відносній вологості і підвищеній температурі газу, міцність при наявності крапельної вологи, вибірково адсорбційну здатність.*

#### **Приклад 3.5**

Виконати розрахунок блоку адсорберів установки осушення газу продуктивністю  $Q = 12,7 \cdot 10^6$  м<sup>3</sup>/добу;

газ надходить з тиском  $P = 5,5$  МПа;

з температурою 298 К;

повністю насичений вологою.

Вологість осушеного газу має відповідати точці роси  $T_{т.р.} = 255$  К при тискові  $P = 5,5$  МПа;

газ складається на 96 об. % із метану  $CH_4$ , решта компонентів –  $C_2H_6$ ,  $C_3H_8$ ,  $CO_2$  та інертні газ;

відносна густина газу  $A = 0,672$ ;  $Z = 0,9$ .

Для розрахунку приймаємо:

1. Осушувач – цеоліт NaA. Строк служби 3–4 роки.

Вологоємність наприкінці служби 9 ваг. %; десорбцію вологи з цеоліту проводять сирим газом, який має температуру на вході в адсорбер 523 К. Температуру на виході приймаємо 503 К.

2. Лінійна швидкість газу при параметрах адсорбції  $W = 0,2$  м/с; час контакту газу й адсорбенту не менше 10 с.

3. Тривалість циклів: адсорбції  $\tau_a = 8$  год., регенерації  $\tau_p = 6$  год., охолодження  $\tau_0 = 2$  год.

Діаметр адсорбера  $d = 3$  м.

Таблиця 3.10  
Характеристика сілкагелів вітчизняного виробництва

| Показники   | Одиниці виміру | Кусковий сілкагель |         |               |               |       |                |               |               |       |         | Гранульований   |         |                 |       |       |       |
|---|----------------|--------------------|---------|---------------|---------------|-------|----------------|---------------|---------------|-------|---------|-----------------|---------|-----------------|-------|-------|-------|
|   |                | дрібнопористий     |         |               |               |       | крупнопористий |               |               |       |         | дрібно-пористий |         | крупно-пористий |       |       |       |
|   |                | КСМ                | ШСМ     | МСМ           | АСМ           | КСК   | ШСК            | МСК           | АСК           | КСМ   | ШСМ     | КСК             | ШСК     | КСМ             | ШСМ   | КСК   | ШСК   |
| Розмір зерен  | мм             | 2,7-7              | 1,5-3,5 | 0,25-2        | 0,2-0,5       | 2,7-7 | 1,5-3,5        | 0,25-2        | 0,2-0,5       | 2,7-7 | 1,5-3,5 | 0,25-2          | 0,2-0,5 | 2,7-7           | 1-3,5 | 2,7-7 | 1-3,5 |
| Механічна міцність  | %              | 92                 | 80      | не нормується | не нормується | 80    | 60             | не нормується | не нормується | 94    | 85      | 86              | 62      |                 |       |       |       |
| Насипна густина після осушення при 423 °К, не менше           | г/л            | 670                | 670     | 670           | 670           | 400   | 400            | 400           | 400           | 670   | 670     | 400             | 400     | 670             | 670   | 400   | 400   |
| Вологоємність при 293 °К і відносній вологості (%), не менше: | % мас          | 9,5                | 9,5     | 9             | 9             | 9     | 9              | 9             | 9             | 16    | 16      | 16              | 16      | 9               | 9     | 9     | 9     |
| 60  |                | 29                 | 29      | 29            | 28            | 70    | 70             | 70            | 70            | 35    | 35      | 35              | 35      | 35              | 35    | 35    | 35    |
| 100   |                | 35                 | 35      | 35            | 35            | 70    | 70             | 70            | 70            | 70    | 70      | 70              | 70      | 70              | 70    | 70    | 70    |

Таблиця 3.11.

Характеристика різних типів цеолітів

| Показники  | Одиниці виміру       | Тип цеолітів |         |         |      |
|--|----------------------|--------------|---------|---------|------|
|  |                      | КА           | NaA     | CaA     | CaX  |
| Насипна густина  | г/см <sup>3</sup>    | 0,62         | 0,65    | 0,65    | 0,60 |
| Водостійкість  | % мас.               | –            | 96      | 96      | 96   |
| Динамічна активність за парами води при осушенні до точки роси 203 К при розмірі гранул: | мм                   |              |         |         |      |
| 4,5  |                      | 62           | 90      | 72      | 90   |
| 3,6  |                      | 70           | 100     | 80      | 95   |
| 2  |                      | 85           | 120     | 95      | 100  |
| Питома поверхня  | м <sup>2</sup> /Г    | –            | 750–800 | 750–800 | 1030 |
| Теплопровідність   | Вт/м <sup>2</sup> ·К | –            | 0,581   | –       | –    |
| Питома теплоємність  | кДж/кг·К             | –            | 0,795   | –       | –    |
| Розміри гранул:  |                      |              |         |         |      |
| діаметр  | мм                   | –            | 2–4,5   | 4,5     | –    |
| довжина  |                      | –            | 2–5     | 5       | –    |

**Розрахунок циклу адсорбції:**

Визначаємо кількість адсорбенту за формулою:

$$G = \frac{Q(U_1 - U_2)\tau_a}{\alpha_g}, \quad (3.55)$$

де  $U_1$  – вологовміст газу на початку процесу осушення, г/м<sup>3</sup>.  
Визначаємо його за кривими рівноважного вологовмісту (рис. 3.18);

$U_2$  – вологовміст газу наприкінці процесу осушення.

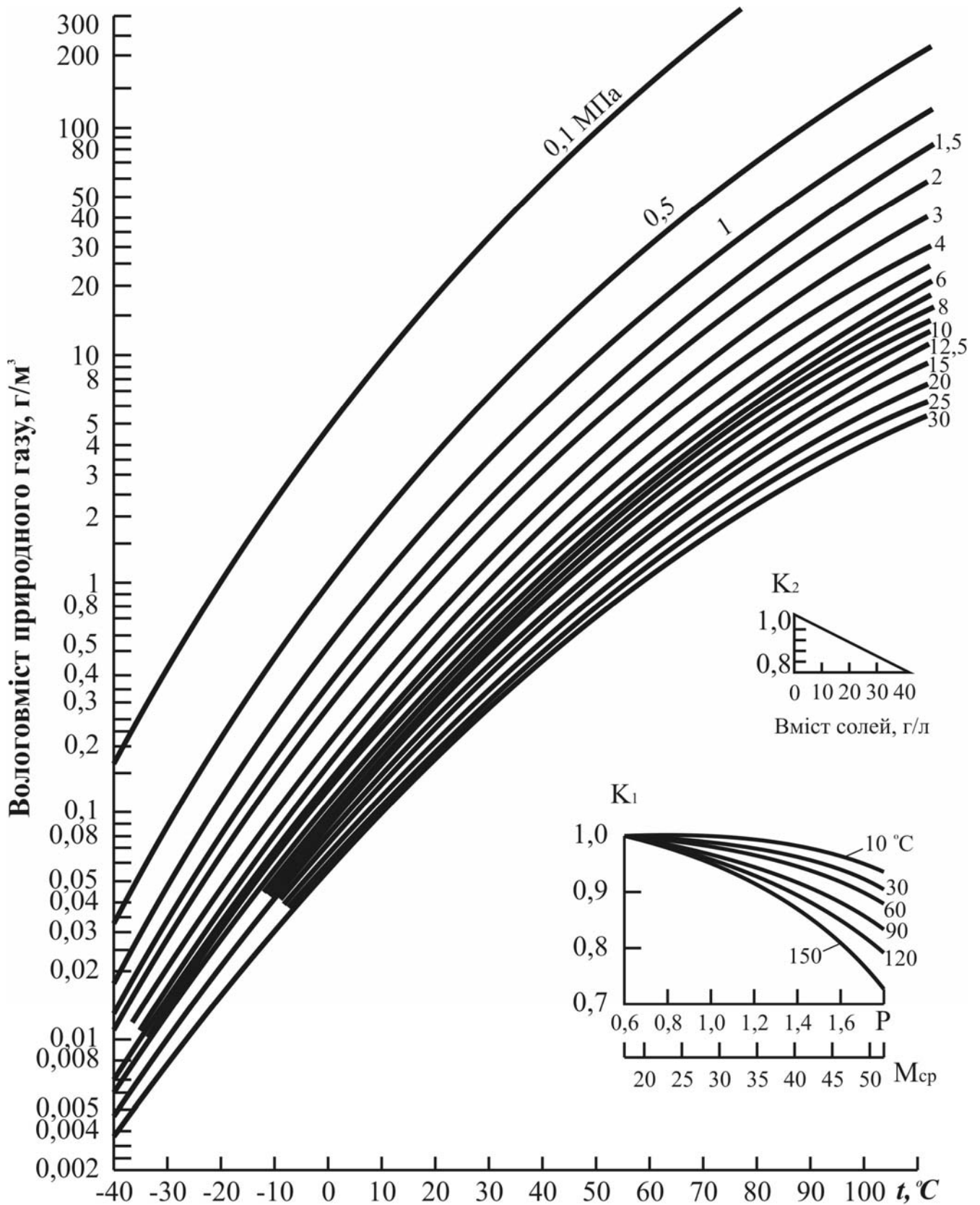
Приймаємо, що вся волога вилучається з газу, тобто  $U_2 = 0$ ;

$\alpha_g$  – динамічна вологоємність цеоліту ( $\alpha_g = 3$  ваг. % або розрахункова  $9 - 3 = 6$  ваг. %).

$$G = \frac{12,7 \cdot 10^6 \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} \cdot 8}{24 \cdot 0,06} = 35278 \text{ кг} = 36 \text{ т.}$$

Отриману кількість цеоліту подвоюємо для забезпечення безперервності процесу, тоді загальна потреба цеоліту на третій рік експлуатації становить:

$$G_1 = 36 \cdot 2 = 72 \text{ т.}$$



**Рис. 3.18. Рівноважний вміст парів води в системі «природний газ – вода»**



Продуктивність одного адсорбера:

$$V_a = W \cdot S = W \frac{P \cdot 10,02}{Z} 0,785 d^2 \cdot 3600; \quad (3.56)$$

$$V_a = 0,2 \frac{5,5 \cdot 10,02}{0,9} 0,785 \cdot 3^2 \cdot 3600 = 317,1 \cdot 10^3 \text{ м}^3 / \text{ГОД.},$$

де  $S$  – площа поперечного перерізу адсорбера,  $\text{м}^2$ ;

$Z$  – коефіцієнт зжиження газу;

10,2 – перевідний коефіцієнт;

$W$  – лінійна швидкість газу,  $\text{м/с}$ .

Кількість адсорберів визначається:

$$n_a = \frac{Q_{\text{добу}}}{V_a} = \frac{12,7 \cdot 10^6}{317,1 \cdot 10^3 \cdot 24} = 1,64. \quad (3.57)$$

Приймаємо  $n = 2$ .

Оскільки процес періодичний, отриману кількість адсорберів подвоюємо, тобто установка буде складатися з двох технологічних ниток з двох адсорберів кожна.

Визначаємо кількість цеоліту в одному адсорбері:

$$G_a = \frac{G_1}{n} = \frac{72}{4} = 18,0 \text{ т.} \quad (3.58)$$

Висота шару цеоліту при його насипній вазі  $0,65 \text{ т/м}^3$ :

$$H = \frac{G_a}{0,65 \cdot 0,785 \cdot d^2} = \frac{18}{0,65 \cdot 0,785 \cdot 3^2} = 3,9 \text{ м.} \quad (3.59)$$

Час контакту газу й адсорбенту:

$$\tau_{\kappa} = \frac{H}{W} = \frac{3,9}{0,2} = 19,5 = 20 \text{ с,} \quad (3.60)$$

тобто вдвічі більший за прийнятий.

**Розрахунок стадії десорбції:**

витрати теплоти на нагрівання адсорбенту:

$$Q_1 = G_a \cdot C_{\text{адс.}} \cdot (T_{\text{середн.}} - T_{\text{поч.}}), \quad (3.61)$$

де  $G_a$  – маса адсорбенту, кг;

$C_{\text{адс.}}$  – питома теплоємність адсорбенту, Дж/кг·К  
( $C=0,88$  Дж/кг·К);

$T_{\text{середн.}}$  – середня температура регенерації, К;

$T_{\text{поч.}}$  – температура адсорбенту на початку регенерації, К.  
( $T_{\text{поч.}}=298\text{К}$ ).

$$T_{\text{середн.}} = \frac{T_{\text{вх.}} + T_{\text{вих.}}}{2}, \quad (3.62)$$

де  $T_{\text{вх.}}$ ,  $T_{\text{вих.}}$  – температури газу регенерації відповідно на вході і виході з шару в кінці регенерації, К.

$$T_{\text{середн.}} = \frac{523 + 503}{2} = 513\text{К.}$$

$$Q_1 = 18000 \cdot 0,88 \cdot (513 - 298) = 3,4 \cdot 10^6 \text{ Дж.}$$

Витрати теплоти на нагрівання адсорбера:

$$Q_2 = G_m \cdot C_m \cdot (T_{\text{середн.}} - T_{\text{поч.}}), \quad (3.63)$$

де  $G_m$  – маса адсорбера, кг (приймаємо на 1кг адсорбенту 3кг металу).

$C_m$  – питома теплоємність металу, Дж/кг·К;

$$Q_2 = 18000 \cdot 3 \cdot (513 - 298) = 5,8 \cdot 10^6 \text{ Дж.}$$

Витрати теплоти на нагрівання теплоізоляції:

$$Q_3 = 0,2 \cdot Q_2 = 0,2 \cdot 5,8 \cdot 10^6 = 1,16 \cdot 10^6 \text{ Дж.} \quad (3.64)$$

Витрати теплоти на нагрівання води:

$$Q_4 = G_{\text{H}_2\text{O}} \cdot C_{\text{H}_2\text{O}} \cdot (T_{\text{кип.}} - T_{\text{поч.}}), \quad (3.65)$$

де  $G_{\text{H}_2\text{O}}$  – кількість води, яка міститься в адсорбенті, кг;

$C_{\text{H}_2\text{O}}$  – питома теплоємність води, Дж/кг·К;

$T_{\text{кип.}}$  – температура кипіння води при тискові газу регенерації, К;

$$Q_4 = \frac{18000 \cdot 9}{100} \cdot 4,187 \cdot (559 - 298) = 1,8 \cdot 10^6 \text{ Дж.}$$

Витрати теплоти на випарювання води:

$$Q_5 = G_{\text{H}_2\text{O}} \cdot C_{\text{вип.}} = \frac{18000 \cdot 6}{100} \cdot 2256,8 = 2,43 \cdot 10^6 \text{ Дж}, \quad (3.66)$$

де  $C_{\text{вип.}}$  – прихована теплота випарювання, Дж/кг.

Втрати тепла:

$$Q_6 = 0,1 \cdot (Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5). \quad (3.67)$$

$$Q_6 = 0,1 \cdot (3,4 + 5,8 + 1,16 + 1,8 + 2,43) \cdot 10^6 = 1,46 \cdot 10^6 \text{ Дж.}$$

Втрати тепла при регенерації:

$$Q_\delta = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6. \quad (3.68)$$

$$Q_p = (3,4 + 5,8 + 1,16 + 1,8 + 2,43 + 1,46) \cdot 10^6 = 16,06 \cdot 10^6 \text{ Дж.}$$

Кількість теплоти, яка надходить в адсорбер із газом регенерації, має дорівнювати витратам теплоти на регенерацію:

$$Q_\Gamma = Q_p. \quad (3.69)$$

Витрати газу регенерації:

$$Q_\Gamma = \frac{Q_p}{\Delta_\Gamma \cdot C_\Gamma \rho_{\text{нов.}} (T_{\text{поч.рег.}} - T_{\text{середн.відх.газ.}})}, \quad (3.70)$$

$$Q_{\Gamma} = \frac{16,06 \cdot 10^6}{0,6272 \cdot 1,463 \cdot 1,293 \cdot (523 - 400)} = 102713 \text{ м}^3/\text{цикл} = 17118 \text{ м}^3/\text{год.},$$

де  $T_{\text{середн.вiдх.газ.}} = 400 \text{ К};$

$C_{\Gamma}$  – теплоємність газу ( $C_{\Gamma} = 1,463 \text{ Дж/кг}\cdot\text{К}$ ).

На двох технологічних лініях витрати становлять:

$$Q_{\Gamma} = 17118 \cdot 2 \cdot 12 = 410832 \text{ м}^3,$$

що становить 3,23 % від об'єму осушуваного газу.

### ***Розрахунок циклу охолодження***

Температуру шару в кінці охолодження приймаємо  $T_{\text{охол.}} = 318 \text{ К}$ .

Кількість теплоти, яку необхідно відвести при охолодженні адсорбенту (3.61)

$$Q_1 = 18000 \cdot 0,88 \cdot \left( \frac{503 - 298}{2} - 318 \right) = 1,3 \cdot 10^6 \text{ Дж.}$$

Кількість теплоти, яку необхідно відвести при охолодженні адсорбера (3.63)

$$Q_2 = 18000 \cdot 3 \cdot 0,5 \cdot \left( \frac{503 - 298}{2} - 318 \right) = 2,22 \cdot 10^6 \text{ Дж.}$$

Теплові втрати при охолодженні:

$$\begin{aligned} Q_{\text{зохол.}} &= (Q_1 + Q_2) \cdot 0,05 = (1,3 + 2,22) \cdot 10^6 \cdot 0,05 = \\ &= 0,17 \cdot 10^6 \text{ Дж.} \end{aligned} \quad (3.71)$$

Загальна теплота охолодження:

$$\begin{aligned} Q_{\text{заг.}} &= Q_1 + Q_2 - Q_{\text{зохол.}} = \\ &= (1,3 + 2,22 - 0,17) \cdot 10^6 = 3,35 \cdot 10^6 \text{ Дж.} \end{aligned} \quad (3.72)$$

Дана теплота має бути винесена холодним газом, який надходить в адсорбер для охолодження.

Кількість газу, необхідного для охолодження:

$$V_0 = \frac{Q_{\text{заг.}}}{\Delta_{\Gamma} \cdot C_{\Gamma} \cdot \rho_{\text{нов.}} (T_{\text{середн.охол.}} - T_{\text{ном.охол.}})}, \quad (3.73)$$

де  $T_{\text{ном.охол.}}$  – температура осушуваного газу (за умовою).

$$V_0 = \frac{3,35 \cdot 10^6}{0,672 \cdot 1,463 \cdot 1,293 \left( \frac{503 + 298}{2} - 298 \right)} = 12854 \text{ м}^3 / \text{цикл.}$$

Звичайно, згідно з технологічними міркуваннями, витрата газу в циклі охолодження відповідає витраті газу в циклі регенерації. Час, за який закінчиться охолодження адсорбера, визначається:

$$\tau_{\text{охол.}} = \frac{Q_{\Gamma}}{V_0} = \frac{17118}{12854} = 1,33 \text{ год.} \quad (3.74)$$

Приймаємо час охолодження  $\tau_{\text{охол.}} = 2$  год.

#### **3.4. ПРОМИСЛОВА ОБРОБКА ГАЗУ І КОНДЕНСАТУ**

Технічні умови на природний газ, газовий конденсат і продукти їх переробки. Продукція газоконденсатних родовищ є цінною сировиною, з якої на газовому промислі та газопереробних заводах (ГПЗ) виробляють сухий газ, скраплені гази, стабільний конденсат, гелій, сірку.

Сухий природний газ, який подається в магістральні газопроводи, повинен мати визначені товарні кондиції, встановлені ОСТ. Під час подачі природного газу на промислові та комунальні (котельні) підприємства, кондиції газу узгоджуються зі споживачами. Стабільний конденсат використовується як сировина на нафтопереробних заводах.

До продуктів переробки газопереробних заводів відносяться: скраплені гази (етан, пропан), товарні бутан і пропан–бутан, широка

фракція легких вуглеводнів – рідини, які характеризуються показниками: пружність парів, густина, вміст легких фракцій, колір, вміст механічних домішок і води.

Технологічні схеми промислової обробки газу і конденсату. Поширені три основні методи підготовки газу на промислах: низькотемпературний, призначений для виділення рідких вуглеводнів і води поглинальними рідинами (масла, гліколіз); адсорбційний – виділення рідких вуглеводнів і води поглинаючими твердими тілами (силікагель, алюмогель, боксити, активоване вугілля та ін.).

Принципова схема НТС з використанням дросель-ефекту показана на рис. 3.19.

На рис. 3.19 показано: 1 – сепаратор I ступеня; 2, 6, 8 – теплообмінники; 3 – ежектор(штуцер); 4 – низькотемпературний сепаратор; 5 – розділювач I ступеня; 7 – розділювач II ступеня; 9 – колона деетамізатора; 10 – піч; 11 – ємність насиченого гліколю; 12 – фільтр; 13,15 – установка регенерації гліколю; 14 – плунжерний насос; 16 – компресор; ГС – газ сирий; ГО – газ осушений; КН – конденсат нестабільний; КС – конденсат стабільний; ГН – гліколь насичений; ГР – гліколь регенований

Сирий газ зі свердловин надходить на УКПГ, де після попереднього дроселювання або без нього надходить до сепаратора I ступеня 1 для відокремлення крапельної рідини. Після цього газ іде до теплообмінника 2 для охолодження газом, який надходить у міжтрубний простір з низькотемпературного сепаратора 4. З теплообмінника охолоджений газ через штуцер або ежектор 3 подається до сепаратора 4, в якому за рахунок зниження температури в теплообміннику і на штуцері виділяється рідина. Осушений газ надходить до теплообмінника 2, нагрівається і після виміру направляється до газозбірного колектора.

Нестабільний конденсат і водний розчин інгібітора гідратоутворення (насичений гліколь) із сепаратора 1 зливаються в збірник і автоматично скидаються в розділювач I ступеня 5. В ньому відбувається відокремлення сирого конденсату від насиченого гліколю і газу. Конденсат під своїм тиском через теплообмінник 6 подається до потоку газу перед сепаратором 4, а насичений гліколь автоматично скидається через місткість 11, фільтр 12 в установку регенерації 13, а звідти насосом 14 подається до шлейфів.

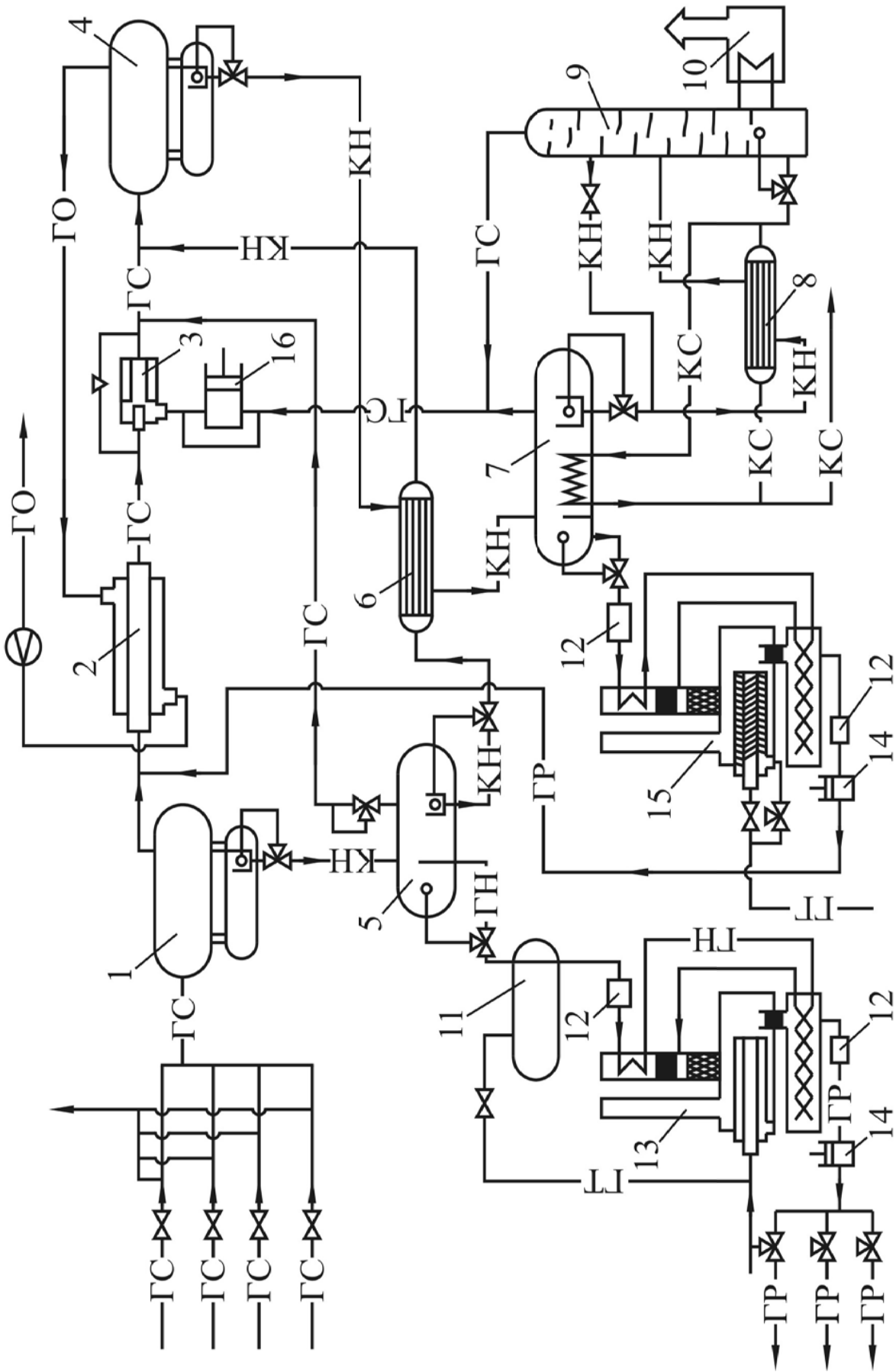


Рис 3.19. Принципова схема НТС з використанням дросель-ефекту.

### Розділ 3. Підготовка газу до транспортування

З сепаратора 4 насичений гліколь і конденсат через теплообмінник 6 надходять у розділювач II ступеня 7. Насичений гліколь через фільтр 12 йде на регенерацію до установки 15, а звідти насосом 14 подається до газового потоку перед теплообмінником 2. Конденсат із розділювача 7 спрямовується через теплообмінник 8 в колону 9 деетанізатора.

Установка деетанізації, яка складається з тарілчастої колони 9, печі 10 і теплообмінника 8, використовується для промислової підготовки конденсату до транспортування. Вона дає змогу у промислових умовах видобувати з конденсату пропан–бутанову фракцію. Задана температура в нижній частині деетанізатора підтримується за допомогою теплообмінника 8, в якому стабільний конденсат, підігрітий в печі 10 до температури 160°C, віддає тепло насиченому конденсату, який надходить з розділювача 7. Охолоджений стабільний конденсат спрямовується до конденсатопроводу. Деетанізатор може працювати в режимі адсорбційно-відпарюючої колони, коли частина холодного нестабільного конденсату подається на верхню тарілку колони 9. Якщо транспорт конденсату передбачений у залізничних цистернах, то його стабілізацію проводять у ректифікаційній колоні, яка працює в режимі повної або часткової дебутанізації.

Газ вивітрювання (дегазації) з розділювача 7 і колони 9 за допомогою ежектора 3 або компресора 16 подається до потоку газу на вході сепаратора 4. Газ дегазації з розділювача 5 під своїм тиском повертається в загальний потік газу.

У період, коли неможливо за рахунок дросель–ефекта досягнути необхідної точки роси газу, використовують НТС зі застосуванням турбодетандерів. У схемі після теплообмінника 2 додатково встановлюють сепаратор, а замість штуцера (ежектора) 3 монтують турбодетандер, використання якого дає ефект зниження температури більший, ніж за звичайного дроселювання. Газ із теплообмінника 2 надходить до додатково встановленого сепаратора для відокремлення від газу крапельної рідини, а потім спрямовується в турбодетандер. У турбодетандері відбувається зниження температури газу до точки роси, а в сепараторі 4 – виділення з газу конденсату і води. Осушений газ підігрівається в теплообміннику 2 і подається на вхід турбокомпресора, встановленого на одному валу з турбодетандером, а далі – в збірний газовий колектор.



Можливі модифікації описаних схем залежно від місцевих умов. Наприклад, додатково до теплообмінника 2 встановлюють повітряний або водяний холодильник, сирий конденсат з розділювачів 5 і 7 подають в деетанізатор або прямо в конденсатопровід, встановлюють одну установку регенерації гліколю.

У процесі зниження тиску на гирлі свердловин з метою підтримання заданої точки роси газу збільшують поверхню теплообмінників. Але настає такий період, коли поверхня теплообміну рекуперативних теплообмінників збільшується до економічно не вигідних розмірів. У такому випадку використовують НТС зі застосуванням штучного холоду. Ці установки розміщують в основному на ПГЗП або ГС магістрального газопроводу. Вони забезпечують постійний термодинамічний режим роботи НТС на весь період розробки родовищ.

Згідно зі схемою (рис. 3.20) газ із газозбірних пунктів загальним колектором подається до розширюючої камери (батарейний циклонний сепаратор) 1, встановленої на вході установки НТС. Потім газ спрямовується в загальний розподільчий колектор 2 і розподіляється по технологічних лініях, які складаються з послідовно з'єднаних апаратів. Газ проходить теплообмінник I ступеня 3, сепаратор I ступеня 4, теплообмінник газ-конденсат 5, теплообмінник II ступеня 6, сепаратор II ступеня 7 і потрапляє в випаровувач-холодильник 8, де температура газу знижується до заданої точки роси. Охолоджений газ проходить сепарацію у низькотемпературному сепараторі 9, підігрівається в теплообмінниках I і II ступенів і після загального вимірювання подається до магістрального газопроводу. Регулювання температури сепарації газу проводять за допомогою обхідної лінії на теплообміннику 6.

Вуглеводневий конденсат і вода зі сепараторів 1 і 4 автоматично скидаються до розділювача I ступеня 11, де відбувається їх розділення. Сирий конденсат спрямовується до установки стабілізації, а вода – до каналізації. Водний розчин інгібітора і вуглеводневий конденсат з сепараторів 7 і 9 подаються до розділювача II ступеня 10. З розділювача насичений інгібітор надходить до установки регенерації, а конденсат – до установки стабілізації.

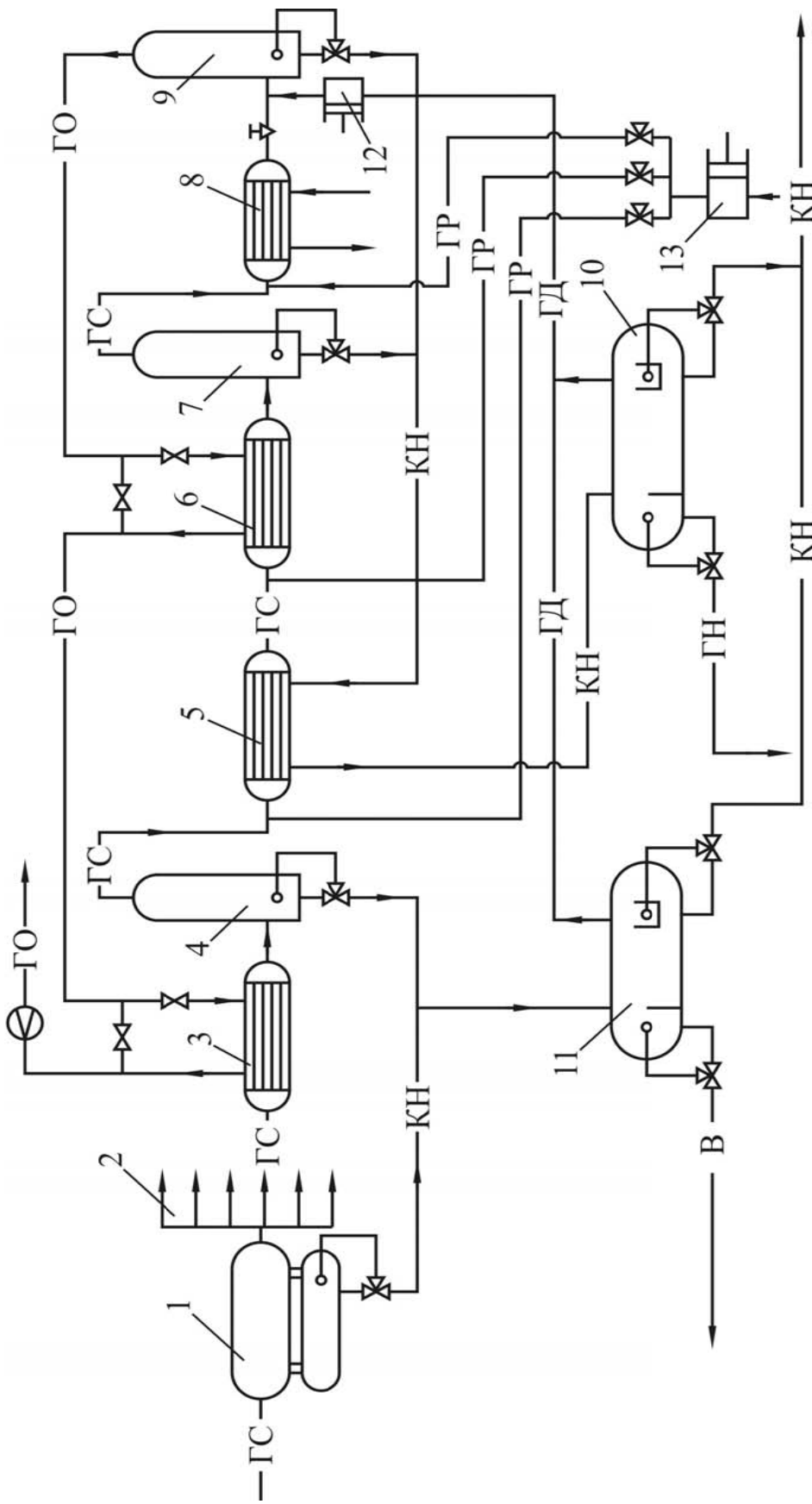


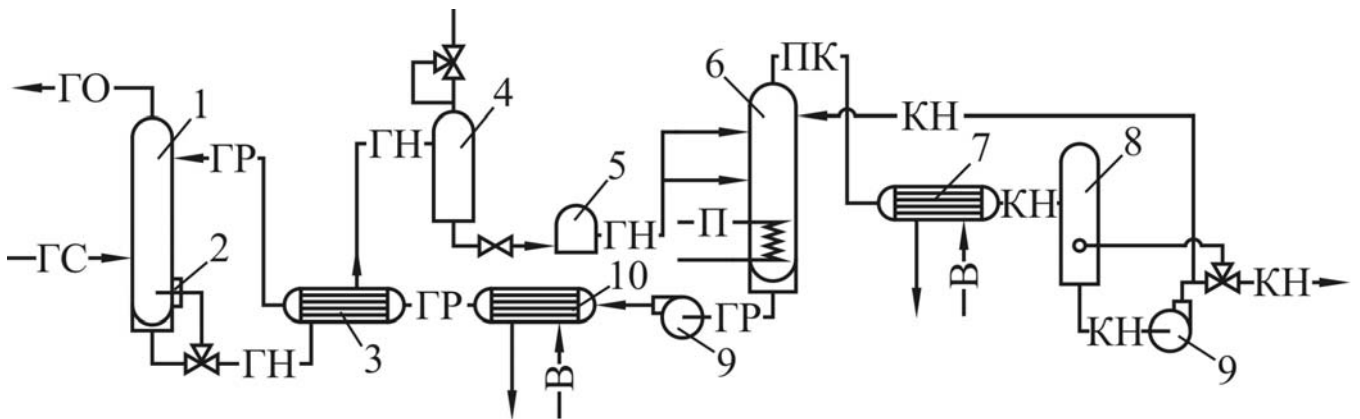
Рис.3.20. Принципова схема НТС з використанням штучного холоду:

1 – циклонний сепаратор (конденсатозбірник); 2 – розподільний колектор; 3 – теплообмінник I ступеня; 4 – сепаратор I ступеня; 5 – теплообмінник газ-конденсат; 6 – теплообмінник II ступеня; 7 – сепаратор II ступеня; 8 – випарувач-холодильник; 9 – низькотемпературний сепаратор; 10 – розподільник I ступеня; 11 – розподільник II ступеня; 12 – насос; 13 – газ сирий; ГО – газ осушений; КН – конденсат нестабільний; ГД – газ дегазації; ГН – гліколь насичений; ГР – гліколь регенований.

Для вироблення холоду газу від водяних парів і вилучення важких вуглеводів з природного газу широко застосовують абсорбційний процес. Абсорбцією називається процес поглинання газу або пари рідкими поглиначами (абсорбентами). Зворотний процес називають десорбцію.

Ефективними абсорбентами є сірчана кислота, водний розчин хлористого кальцію, гліцерин і гліколіз. Тепер для осушення газу широко використовують діетиленгліколь і триетиленгліколь. Етиленгліколь використовують рідко і тільки для осушення газу, в якому міститься вуглеводневий конденсат з великим вмістом ароматичних вуглеводів. Для відбензинювання природних газів використовують масла, стабільний вуглеводневий конденсат, лігроїн та інші важкі фракції вуглеводнів.

Згідно з технологічною схемою абсорбційного способу осушення газу (рис.3.21) вологий газ надходить у нижню скрубєрну секцію абсорбера 1, де попередньо відокремлюється крапельна рідина і контактує з абсорбентом. Газ, рухаючись знизу вгору назустріч абсорбенту, осушується, а потім проходить до верхньої секції, де очищується від крапель абсорбента, який вноситься з верхньої тарілки контактора. Осушений газ із абсорбера подається до магістрального газопроводу.



**Рис. 3.21. Технологічна схема абсорбційного способу осушення газу**

Насичений розчин абсорбента з контактора спочатку проходить теплообмінник 3, вивітрювач 4, фільтр 5, а потім паровий підігрівач (ребойлер), встановлений в нижній частині десорбера 6, де нагрівається до необхідної температури. Потім розчин надходить до випарної колони (десорбера) 6. Водяна пара з абсорбера потрапляє до холодильника 7, де основна маса її конденсується, а потім – до

збірника конденсату 8. Частина води зі збірника подається до верхньої частини колони 6 для охолодження. В результаті пара абсорбента конденсується і зливається вниз, що знижує втрати абсорбента.

Розчин абсорбента, регенерований до заданої конденсації, спочатку проходить через теплообмінник 10, де охолоджується водою, потім додатково охолоджується в теплообміннику 3 і подається до контактора 1 для зрошування.

Одна з технологічних схем відбензинювання природних газів за допомогою абсорбції показана на рис. 3.22. Сирий газ надходить до нижньої частини абсорбера 1. Рухаючись знизу вгору, газ контактує з абсорбентом, який стікає зверху вниз і поглинає важкі вуглеводні.

З абсорбера відбензинений газ потрапляє до сепаратора 2, де очищується від крапель сорбента. Далі газ подається до газопроводу через регулятор тиску, який підтримує постійний тиск в абсорбері.

Насичений абсорбент із абсорбера стікає до ємності 3. З метою запобігання прориву газу у нижній частині абсорбера за допомогою регулятора підтримується постійний рівень насиченого абсорбента. В ємності 3 насичений абсорбент надходить до теплообмінника 4, де за рахунок теплообміну з регенерованим абсорбентом нагрівається і подається до підігрівача 5. Нагрітий до температури випарювання насичений абсорбент з підігрівача 5 подається до десорбера 6.

До верхньої частини десорбера подають рідкі вуглеводні, а до нижньої надходить водяна пара.

Пари вуглеводнів і води з десорбера направляються до холодильника 8, де охолоджуються, перетворюючися на рідку фазу. З холодильника 7 рідина надходить у розподільну ємність 8, в якій відбувається відокремлення газового бензину від води. Вода з ємності скидається до каналізації, а газовий бензин потрапляє до конденсатозбірника 9, звідки частина газового бензину за допомогою насоса 10 подається у верхню частину десорбера для зрошування.

Відновлений абсорбент із нижньої частини десорбера подається через теплообмінник 4 в масляний холодильник 14 і далі в місткість 12, з якої за допомогою насоса 15 подається до абсорбера. Для поповнення втрат абсорбента або його заміни відпрацьований абсорбент зливають до ємності 11, а з ємності 13 насосом подають свіжий абсорбент.

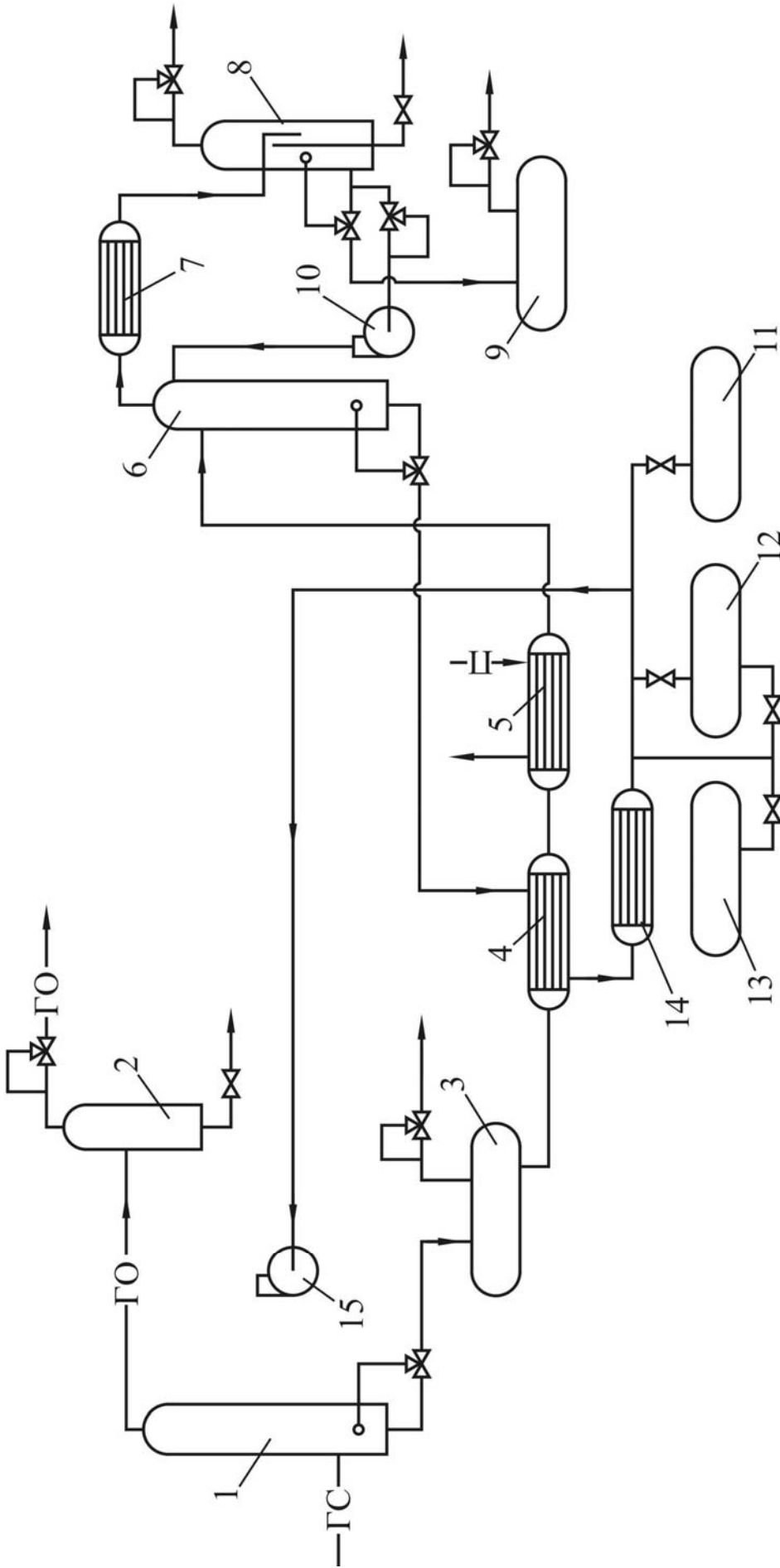


Рис.3.22. Технологічна схема абсорбційного способу відбензиновування природного газу:

1 – абсорбер; 2 – сепаратор; 3 – ємність насиченого абсорбента;

4 – теплообмінник; 5 – підігрівач; 6 – десорбер; 7 – холодильник; 8 – розподільна ємність; 9 – конденсатозбірник; 10,15 – насос; 11 – ємність свіжого абсорбента; 12,13 – ємність регенованого абсорбента; 14 – масляний холодильник;

ГС – газ сирій; ГО – газ осушений; В – вода; П – пара.

*Теоретичні основи розрахунку обладнання установок промислової підготовки газу і вуглеводневого конденсату. Технологічний розрахунок сепараційного обладнання.*

Із сепараційного обладнання розрахункам піддаються тільки сепаратори гравітаційні, гідроциклонні й з насадками.

**Гравітаційні сепаратори.** Пропускна здатність вертикальних гравітаційних сепараторів для газу знаходять за формулою:

$$Q_{\Gamma} = 1,96 \cdot 10^5 W_{\Gamma} D_{\text{вн}}^2 \frac{P_c}{T_c Z_c}, \quad (3.75)$$

де  $Q_{\Gamma}$  – пропускна здатність сепаратора для газу за стандартних умов ( $P_{\text{ат}}=0,1013\text{МПа}$  і  $T_{\text{ст}}=293\text{К}$ ), тис.м<sup>3</sup>/добу;  $D_{\text{вн}}$  – внутрішній діаметр сепаратора, м;  $P_c$  – тиск у сепараторі, Мпа;  $T_c$  – температура у сепараторі, К;  $Z_c$  – коефіцієнт наднасиченості газу при  $P_c$  і  $T_c$ ;  $W_{\Gamma}=0,8 W_{\text{ч}}$ , м/с;  $W_{\text{ч}}$  – швидкість осідання сферичної крапельки рідини (твердої частки) у газовому потоці, м/с.

Швидкість  $W_{\text{ч}}$  визначають за формулою:

$$W_{\text{ч}} = \frac{\mu_2 \cdot \text{Re}}{d_{\text{ч}} \rho_2}, \quad (3.76)$$

де  $d_{\text{ч}}$  – діаметр крапельки рідини, яким задаються, м;  $\mu_2$  – коефіцієнт динамічної в'язкості газу за  $p_c$  і  $T_c$ , Па·с;  $\rho_2$  – густина газу за стандартних умов, кг/м<sup>3</sup>;  $\text{Re}$  – критерій Рейнольдса, який визначають через критерій Архімеда:

$$A_2 = \frac{d_{\text{ч}} (\rho_{\text{ч}} - \rho_2) g \rho_2}{\mu_2^2}, \quad (3.77)$$

де  $\rho_{\text{ч}}$  – густина крапельки рідини у сепараторі, кг/м<sup>3</sup>;  $g$  – прискорення вільного падіння, що дорівнює 9,81 м/с<sup>2</sup>.

Критерій Рейнольдса знаходять за формулами:

для  $A_{\Gamma} < 36$  ( $\text{Re} < 2$ )

$$Re = 0,056A_r; \quad (3.78)$$

для  $A_r=36-83 \cdot 10^3$ . ( $Re=2-500$ )

$$Re = 0,152A_r^{0,71}; \quad (3.79)$$

для  $A_r > 83 \cdot 10^3$ . ( $Re > 500$ )

$$Re = 0,175A_r^{0,5}. \quad (3.80)$$

$W_q$  визначають за формулою:

- за формулою Стокса для  $d_q < 0,08$  мм:

$$W_q = \frac{d_q^2 (\rho_q - \rho_r) g}{18 \mu_r}; \quad (3.81)$$

- за формулою Аллена для  $d_q = 0,3-0,8$  мм:

$$W_q = \frac{d_q^{1,14} (\rho_q - \rho_r)^{0,71} g^{0,71}}{(\mu_r / \rho_r)^{0,49} \rho_r^{0,71}}; \quad (3.82)$$

- за формулою Ньютона для  $d_q > 0,8$ :

$$W_q = 1,75 \sqrt{\frac{d_q (\rho_q - \rho_r) g}{\rho_r}}. \quad (3.83)$$

Через відсутність надійних методів визначення дисперсності крапель рідини у потоці газу для практичних розрахунків пропускної здатності сепараторів для газу використовують формулу (3.76), в якій  $W_r$  замінюють на оптимальну швидкість:

$$W_{opt} = W_o \sqrt{p_1 / p_2}, \quad (3.84)$$

де  $W_o$  – швидкість газового потоку в сепараторі при тискові  $p_1=6$  МПа, яку приймають 0,1 м/с;  $p_2$  – тиск у сепараторі, при якому знаходять  $W_{opt}$ , МПа.

Пропускную здатність горизонтального гравітаційного сепаратора для газу обчислюють за формулою (3.75), в яку додатково вводять коефіцієнт  $n = l/D_{\text{вн}}$  (де  $l$  – фактична відстань між патрубками вводу і виводу газу, приймають  $l > 3\text{м}$ )

$$Q_{\text{г}} = 1,96 \cdot 10^5 n W_{\text{г}} D_{\text{вн}}^2 \frac{p_{\text{с}}}{T_{\text{с}} Z_{\text{с}}}. \quad (3.85)$$

Розрахунки вертикального гравітаційного сепаратора для рідини засновані на отриманні швидкості піднімання рівня рідини в ньому, меншої за швидкість спливання газових бульбашок у рідині.

Розрахункова формула має вигляд:

$$Q_{\text{р}} = 36964 D_{\text{вн}}^2 \frac{d_{\text{г}}^2 (\rho_{\text{р}} - \rho_{\text{г}})}{\mu_{\text{р}}}, \quad (3.86)$$

де  $Q_{\text{р}}$  – пропускна здатність сепаратора для рідини, м<sup>3</sup>/добу;  $d_{\text{г}}$  – діаметр бульбашок газу, які спливають у рідині, м;  $\rho_{\text{р}}$  – густина рідини в умовах сепаратора, кг/м<sup>3</sup>;  $\mu_{\text{р}}$  – абсолютна динамічна в'язкість рідини в умовах сепаратора, Па·с.

Пропускную здатність горизонтального гравітаційного сепаратора для рідини шукають за формулою:

$$Q_{\text{р}} = 47090 F \frac{d_{\text{г}}^2 (\rho_{\text{р}} - \rho_{\text{г}})}{\mu_{\text{р}}}, \quad (3.87)$$

де  $F$  – площа дзеркала рідини, яка залежить від висоти рівня рідини у сепараторі, м<sup>2</sup>.

**Гідроциклонні сепаратори.** У циклонному сепараторі сепарація крапель рідини від газу відбувається під дією відцентрової сили. Швидкість руху крапель рідини  $W_{\text{ц}}$  у циклоні обчислюють за формулами (3.81)–(3.84), в яких прискорення  $g$  замінюють на відцентрове прискорення  $\omega^2 r$  ( $\omega$  – кутова швидкість обертання крапель рідини, 1/с);  $r$  – радіус обертання крапель рідини (радіус циклона), м.



На практиці гідравлічний розрахунок гідроциклонного сепаратора зводиться до визначення діаметра циклона  $D_{ц}$ , і решта розмірів конструктивно залежать від нього:

$$D_{ц} = 0,0122 \left( \frac{Q_{г}^2 \rho_{см} z_{ср} P_{ат}}{(p_1 - p_2) \rho_{см} T_{см}} \right)^{1/4}, \quad (3.88)$$

де  $D_{ц}$  – діаметр циклона, м;  $Q_{г}$  – витрата (дебіт) газу при стандартних умовах, тис.м<sup>3</sup>/добу;  $p_1, p_2$  – тиски на вході та виході циклона, МПа;  $p_{ср} = (p_1 + p_2)/2$  – середній тиск у циклоні, К;  $T_1, T_2$  – температура газу на вході і виході циклона, К;  $z_{ср}$  – коефіцієнт надстисливості газу при  $p_{ср}$  і  $T_{ср}$ . Решта позначень такі ж, як у формулах (3.75) і (3.76).

Втрати тиску  $\Delta p = p_1 - p_2$  у циклоні визначають як:

$$\Delta p = \xi \frac{\rho_{г} W_{г}^2}{2g} \cdot 10^{-6}, \quad (3.89)$$

де  $W_{г}$  – швидкість руху газу у вхідному патрубку, м/с;

$\rho_{г}$  – густина газу при  $p_1$  і  $T_1$ , кг/м<sup>3</sup>;

$\xi$  – коефіцієнт гідравлічного опору, віднесений до вхідного патрубка, залежить від співвідношення площі перерізу вихідного і вхідного патрубків ( $\xi = 2 - 4$ ).

**Сепаратори з насадками.** Технологічний розрахунок сепараторів з насадками полягає у визначенні швидкості набігання потоку газу, при якій не відбувається зриву і подріблення крапель рідини, що осіла у насадці. Критична швидкість руху газу у насадці:

$$W_{кр} = \left( K_y \frac{\sigma_p^3 \rho_p^3 g^3}{6 \rho_{г}^6} \right)^{1/12}, \quad (3.90)$$

де  $W_{кр}$  – критична (максимальна) швидкість руху газу в насадці, м/с;

$\sigma_p$  – коефіцієнт поверхневого натягу на межі розділу «газ–рідина» в умовах сепаратора, н/м;

$K_y$  – коефіцієнт сепарації, %;

$\rho_p, \rho_{г}$  – густина рідини і газу в умовах сепаратора, кг/м<sup>3</sup>.

У промислових умовах сепаратори експлуатують при швидкостях газу, менших від критичної швидкості. За номінальну швидкість приймають  $W_c = (0,8 - 0,85)W_{кр}$ .

Пропускна здатність сепараторів з насадками для газу визначають за формулою:

$$Q_g = 2,5 \cdot 10^5 F_c W_c \frac{P_c}{T_c z_c}, \quad (3.91)$$

де  $Q_g$  – пропускна здатність сепаратора для газу, тис.м<sup>3</sup>/добу;  
 $F_c$  – задана площа відбійника (насадки), м<sup>2</sup>.

### ***3.5. ЕКСПЛУАТАЦІЯ АПАРАТІВ ДЛЯ ОЧИЩЕННЯ Й ОСУШЕННЯ ГАЗУ***

Пиловлівлювачі, абсорбери, адсорбери магістральних газопроводів, які працюють під високим тиском, підвідомчі Держнаглядохоронпраці України.

Основні вимоги до них: посудини, які мають внутрішній діаметр більше 800 мм, повинні бути забезпечені для їх огляду і ремонту необхідною кількістю лазів, розташованих у місцях, доступних для обслуговування. Круглі лази повинні мати діаметр у світлі не менше 400 мм.

Внутрішні пристрої, які заважають огляду посудин, мають бути знімними. Поздовжні зварні шви в окремих обичайках циліндричної частини посудини, а також меридіанні або хордові шви днищ, які примикають до обичайок, не повинні бути продовженням один одного, а мають бути зміщені по відношенню один до одного на величину трикратної товщини листа, але не менш як на 100 мм (між осями). Розташування поздовжніх зварних швів у горизонтальних посудинах має бути поза межами 140° нижньої частини корпусу посудини, якщо нижня частина малодоступна для огляду. Установка люків на поздовжніх зварних швах не допускається.

При випуску із заводів виробників посудин до них мають бути прикріплені на видному місці металеві пластини з позначенням найменування заводу виробника, номери посудини за списком заводу, року виготовлення, робочого тиску, найбільшої температури стінки – якщо температура перевищує 523 К, і найменшої – якщо

температура середовища нижча від 243 К. На кожен виготовлений посудину виробник має скласти і передати замовнику паспорт установленої форми.

Вони та їх елементи проходять гідравлічне випробування з метою перевірки міцності і жорсткості.

Посудини мають бути забезпечені такою арматурою: запірними органами для відключення від трубопроводів, що підводять і відводять із посудини газ, пристроєм для вилучення середовища, яке знаходиться в посудині, а також пристроєм для продувки і зливання конденсату, манометром, обладнаним пристроєм для установки контрольного манометра, відключення манометра від посудини і сполучення з атмосферою. Установка пиловловлювачів, абсорберів, адсорберів тощо. має забезпечувати доступ до всіх частин посудини, можливість огляду, ремонту й очищення як внутрішньої, так і зовнішньої сторін.

Посудини, що підлягають дії правил Держнаглядохоронпраці, мають бути до пуску в роботу зареєстровані в органах Держнаглядохоронпраці України.

Технологічний цикл компримювання газу починається з його підготовки в пиловловлювачах і установках осушення.

При очищенні газу від механічних домішок недовантаження апарату знижує якість очищення через погіршення відбою твердих і рідких часток.

Перевантаження також негативно впливає на процес очищення, тому що виникає сильне закидання масла в контактні трубки і підвищене винесення його в газопровід.

Пиловловлюючі апарати призначені для вловлювання рідких і твердих домішок, які містяться в газі.

Газ очищають на промислових установках підготовки газу. При незадовільному очищенні газу від конденсату значна частина конденсату осідає в пиловловлювачах, що створює ненормальний режим їх роботи через підвищення рівня промивальної рідини. У цьому випадку пиловловлюючі апарати можуть працювати на конденсаті, який не погіршує ступеня очищення газу (98 %) за умови забезпечення стабілізації рівня.

Обв'язку пиловловлювачів виконують трубами діаметром до 426 мм включно – сталевими безшовними, діаметром вище 426 мм – прямошовними. Усі з'єднання повинні бути зварними, фланцеві

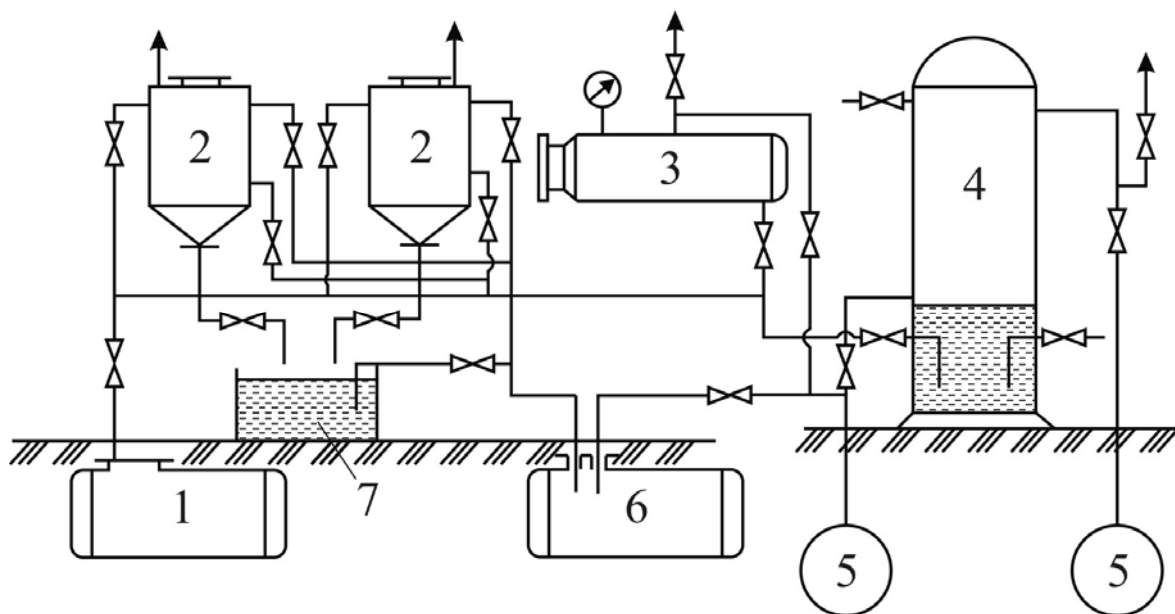
з'єднання допускаються тільки в місцях приєднання арматури.

При роботі установки пиловловлювачів виконують такі операції:

- заповнення маслом;
- зміну відпрацьованого масла;
- періодичне видалення бруду і конденсату;
- поповнення рівня масла;
- включення і відключення пиловловлювачів;
- продувку.

При роботі на конденсаті кількість операцій зменшується.

Технологічна схема об'язки масляних пиловловлювачів наведена на рис. 3.23



**Рис. 3.23. Схема об'язки масляних пиловловлювачів:**

1 – ємність для конденсату і відпрацьованого масла; 2 – відстійники; 3 – акумулятор; 4 – пиловловлювач; 5 – газопровід; 6 – ємність для свіжого масла; 7 – ємність для бруду

При роботі вісцинових фільтрів необхідно дотримуватися вимог:

1. Контролювати гідравлічний опір фільтрів. При опорі фільтра від 70 до 100 кПа фільтр має бути відключений для промивання кілець.
2. Контролювати навантаження вісцинових фільтрів.
3. Виключити живлення ГРС газом зі сторони нагнітання. Малє

### Розділ 3. Підготовка газу до транспортування

навантаження поліпшує якість очищення газу; при перенавантаженні фільтра якість очищення різко знижується і збільшується гідравлічний опір апарата. Норма витрати вісцинового масла для змочування кілець Рашига – 5г на 1000м<sup>3</sup> газу.

Дефектація апаратів здійснюється зовнішнім оглядом і ручним випробуванням запірної арматури. Запірна арматура в будь-якому положенні не повинна давати витікання газу в атмосферу.

До очищення апаратів дозволяється приступати тільки після їх перевірки і ретельного провітрювання. При ремонті необхідно виконувати такі роботи:

- внутрішній огляд установок і усунення виявлених дефектів;
- ревізію всієї запірної арматури на газових і масляних комунікаціях (раз на три роки);
- очищення основного і допоміжного обладнання від бруду (не рідше двох разів на рік);
- перевірку показуючих манометрів по взірцевих приладах (не рідше двох разів на рік).

Під час очищення посудин необхідно враховувати можливість наявності пірофорних сполучень. При експлуатації вісцинових фільтрів на ГРС зі зволеним газом активна плівка на кільцях швидко розчиняється і змивається конденсатом, який знаходиться в газі.

Безперебійна та якісна робота вісцинових фільтрів може бути забезпечена підтриманням розрахункового режиму роботи даної станції, дотриманням правил догляду і ремонтно-профілактичних робіт на вісциновому фільтрі.

Процес відновлення працездатності фільтра потребує застосування пари й органічних розчинників, громіздкого обладнання (ванни, стелажі тощо) і виконується вручну.

При перезарядці фільтра необхідно знизити тиск до атмосферного та відключити його від газопровідних комунікацій. Потім провести виїмку кілець Рашига, їх промивання гасом або содовим розчином. Після промивання кільця просушують і опускають у вісцинове масло (60 % циліндрового і 40 % дизельного палива), потім їх розташовують на стелажах для стікання надлишку масла.

У ємність фільтра кільця Рашига засипають через патрубок завантаження.

Під час ремонту циклонного пиловловлювача необхідно провести очищення нижньої і верхньої частин посудини від бруду через нижній і верхній люки.

Перед розкриттям люків необхідно з допомогою дренажної трубки вилучити наявну рідину:

- від'єднати посудину від вхідного і вихідного газопроводів;
- знизити тиск у посудині до нуля;
- зняти кришки люків.

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

- 1. Які домішки містить природний газ?*
- 2. Які вимоги до якості газу для комунально-побутового споживання?*
- 3. Наведіть основні показники якості газу.*
- 4. Які основні джерела забруднення магістральних газопроводів?*
- 5. Які існують методи очищення природного газу від механічних домішок?*
- 6. Наведіть технологічну схему очищення газу від  $H_2S$  і  $CO_2$*
- 7. Які конструкції пиловловлювачів застосовують у вітчизняній та зарубіжній практиці?*
- 8. Які основні правила експлуатації апаратів для очищення й осушення газу?*

## **РОЗДІЛ 4. ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ**

---

### **4.1. ОСНОВНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ В ПОРИСТИХ ТА ПРОНИКНИХ КОЛЕКТОРАХ**

*Підземне зберігання газу і рідин проектується в природних пористих і проникних колекторах, а також в непористих і непроникних гірських породах. Перше підземне сховище газу (ПСГ) в світі було побудовано в Канаді в Уеленд Каунті 1915 р. Перше підземне сховище газу в США було споруджене в 1916 р. у виснаженому газовому родовищі Зоор біля м. Буффало. Перше в світі ПСГ в пастці водонасиченого пласта було споруджене в 1953 – 1958 рр. біля м. Чікаго. У колишньому СРСР перше підземне сховище створене в 1958 р. у виснаженому газовому родовищі. Перше експериментальне сховище для рідких газів в штучній каверні, утвореній у відкладеннях кам'яної солі шляхом вилуговування прісною водою, було створено в 1959 р. Надалі підземне зберігання газу отримало широкий розвиток.*

#### **4.1.1. Мережа підземних сховищ газу**

Підземне зберігання газу в Україні має два призначення: для внутрішнього та зовнішнього споживання.

Мережа ПСГ України має підземні газосховища на базі водоносних структур і на базі вироблених газових і газоконденсатних родовищ.

В Україні визначилися чотири комплекси ПСГ:

**Західноукраїнський** – у Прикарпатті;

**Київський** – у районі Київської системи газопроводів;

**Донецький** – у Донбасі;

**Південноукраїнський** – у районі південних областей Криму і частково Середнього Подніпров'я.

---

\* У написанні розділу брали участь В.О. Расцветаев і В.В. Яворська

## Розділ 4. Підземне зберігання газу

Кожний комплекс ПСГ забезпечується системою газопроводів:

– Західноукраїнський – "Союз", "Уренгой – Помари – Ужгород", "Івацевичі – Долина", "Київ – Захід України", "Долина – Ужгород", "Єлець – Кременчук – Ананьїв — Богородчани"; Київський – "Київ – Брянськ – Москва", "Тула – Шостка – Київ", "Шебелинка – Полтава – Київ", "Єфремівка – Диканька – Київ", "Союз", "Курськ – Диканька, "Острогозьк – Шебелинка", "Новопсков – Шебелинка";

– Донецький – Донецький (кільцевий) газопровід, "Північний Кавказ – Центр Росії" (у межах України) і далі "Луганськ – Лисичанськ – Рубіжне";

– Південноукраїнський – "Шебелинка – Дніпропетровськ – Кривий Ріг – Ізмаїл", "Мар'ївка – Херсон – Крим". Він призначений для газопостачання Дніпропетровської, Запорізької, Кіровоградської, Одеської, Миколаївської, Херсонської областей і Республіки Крим.

Характеристика мережі ПСГ країн Західної Європи, США, Канади і Росії подана у табл. 4.1.

Схема розташування ПСГ на території України наведена на рис.4.1.

Таблиця 4.1.

Підземні сховища газу країн Західної Європи, США, Канади і Росії

| Країна         | Кількість сховищ | Загальна місткість, млн м <sup>3</sup> | Місткість буферного газу, млн м <sup>3</sup> | Місткість активного газу, млн м <sup>3</sup> |
|----------------|------------------|--|--|--|
| Австрія        | 4                | 2340                                   | –  | –  |
| Бельгія        | 3                | 491                                    | –  | –  |
| Данія          | 2                | 660                                    | –  | –  |
| Франція        | 14               | 8867                                   | –  | –  |
| Німеччина      | 27               | 8488                                   | –  | –  |
| Італія         | 8                | 9500                                   | –  | –  |
| Нідерланди     | 1                | 72                                     | –  | –  |
| Іспанія        | 1                | 495                                    | –  | –  |
| Великобританія | 3                | 3580                                   | –  | –  |
| Росія          | 20               | –                                      | 80000  | –  |
| США            | 400              | –                                      | –  | 106000                                       |
| Канада         | 10               | –                                      | –  | 14000  |





Рис 4.1. Схема розташування ПСГ України

### *4.1.2. Географічні умови розташування ПСГ*

ПСГ, як правило, споруджують поблизу траси магістрального газопроводу і споживачів.

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 частках 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. 4.2 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.*

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.

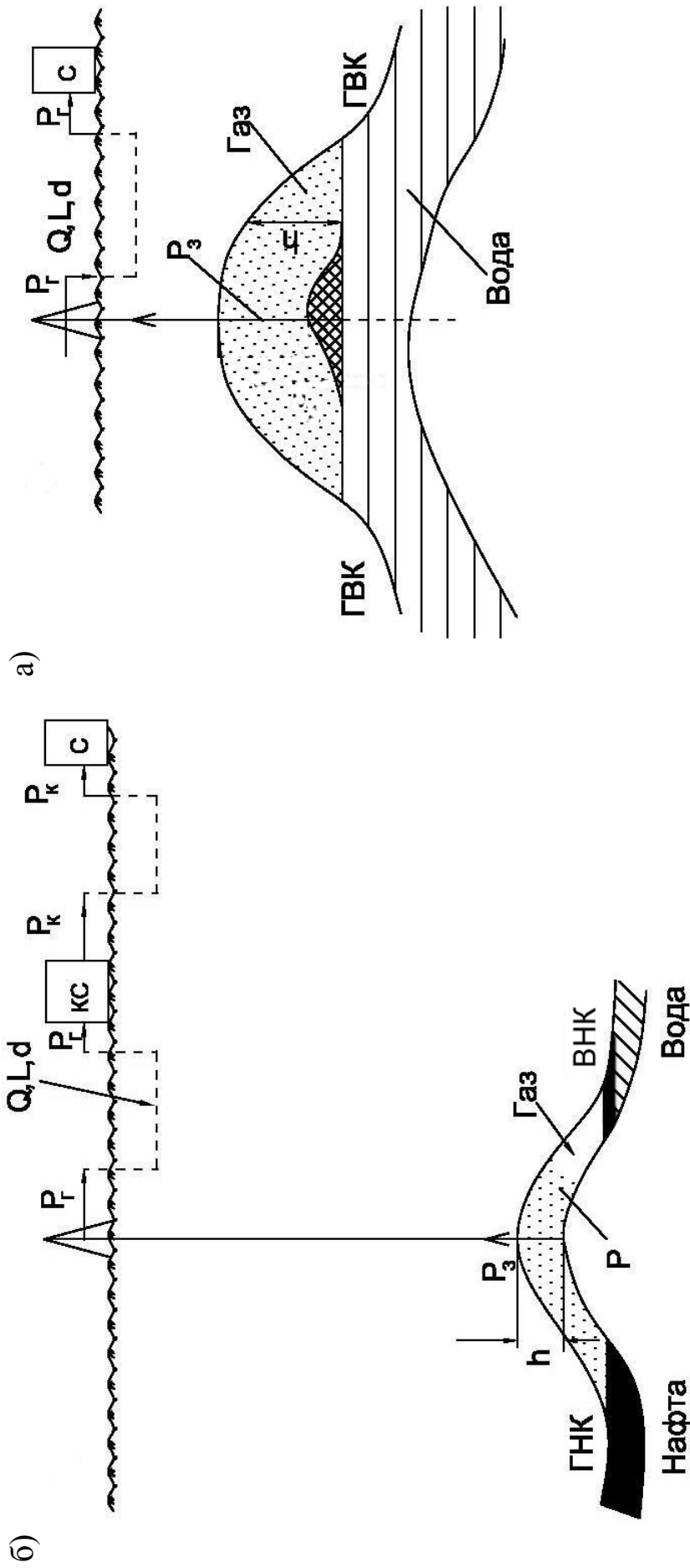


Рис. 4.2. Схеми підземних сховищ газу:

а) у відпрацьованому нафтовому пласті;

б) у склепоподібній пастці і водонапірній пластовій системі.

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

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 зазвичай 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 покришки 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 покришка втратить герметичність.

### ***4.1.3. Основні елементи ПСГ та вимоги до них***

**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.

**Режим 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 витрати 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 ПК);
- 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 подошви 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 дренажу 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 10–15 м вище площини ГВК.

При створенні ПСГ у водоносних структурах чи в обводнених газових покладах залежно від умов дренажу 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 дронування газового покладу, 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 дронування  $i$ -ї свердловини;  $\alpha_{ni}\Omega_{ni}$  – газонасичений поровий об'єм, який дронується  $i$ -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.*

#### 4.1.4. Режим роботи газових покладів при експлуатації 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 контура 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.

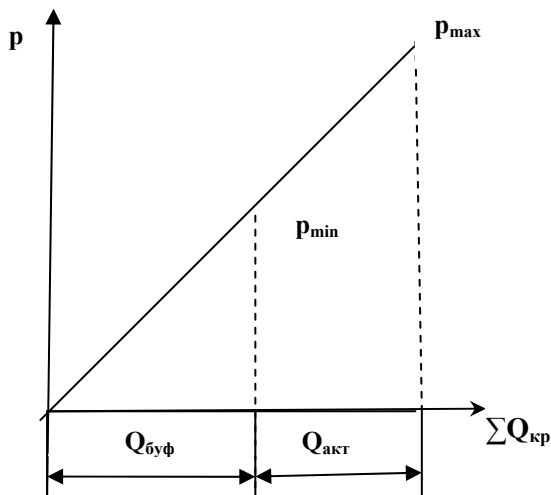
Для характеристики режиму роботи *газового покладу* можна використати залежність зведеного середнього безрозмірного пластового тиску  $\bar{p}_{пл}$  від кількості газу в ПСГ  $\sum Q_{псг}$ :

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

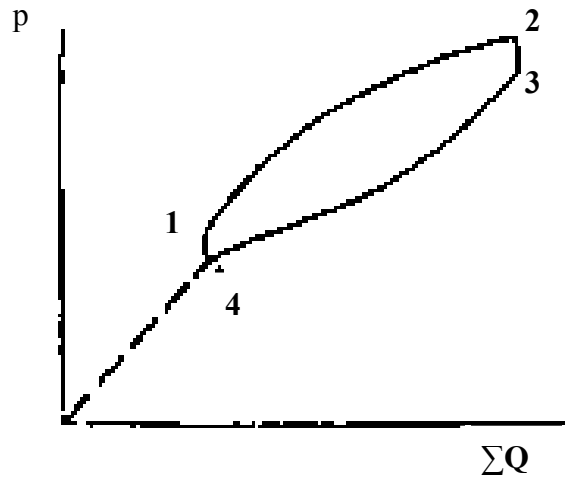
де  $p_{пл}$  і  $p_{ат}$  – відповідно пластовий і атмосферний тиски, МПа;  
 $T_{пл}$  і  $T_{ст}$  – пластова і стандартна температури, °К;  
 $Z_{пл}$  – коефіцієнт надстисливості газу при  $p_{пл}$  і  $T_{пл}$ .

Як видно з рис. 4.2, 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.

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.4.4). Під час закачування газу відбувається відтіснення пластової води і збільшення місткості покладу, що на графіку (рис.4.4) 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).



**Рис.4.3. Графік залежності зведеного пластового тиску від кількості газу в ПСГ для умов газового режиму**



**Рис.4.4. Графік залежності зведеного пластового тиску від кількості газу в ПСГ для умов водонапірного режиму**

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:

$$\alpha_{\Pi_i} \Omega_{\Pi_i} = \frac{\alpha_{\Pi_{i-1}} \Omega_{\Pi_{i-1}} \bar{p}_{\Pi_{i-1}} - \Delta Q}{\bar{p}_{\Pi_i}}, \quad (4.1)$$

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

## Розділ 4. Підземне зберігання газу

---

ж рівняння, що і при визначенні показників розробки газового покладу.

Основні розрахункові формули для періоду закачування газу мають такий вигляд:

рівняння матеріального балансу:

$$\tilde{p}_{\text{пл}}(t) = \left( \frac{\tilde{p}_k(t)}{Z(\tilde{p}_k)} + \frac{Q_{\text{зак}}(t)}{\Omega} \right) Z(\tilde{p}), \quad (4.2)$$

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:

$$\tilde{p}_{\text{виб}}^2(t) - \tilde{p}_{\text{пл}}^2(t) = A(t)q(t) + B(t)q^2(t). \quad (4.3)$$

Для першої фази неусталеної фільтрації газу коефіцієнт фільтраційного опору  $A(t)$  в рівнянні (4.3) залежить не тільки від середніх значень коефіцієнтів динамічної в'язкості і надстисливості газу  $(\mu Z)_{\text{ср}}$ , але є також функцією положення радіуса збуреної зони пласта  $R(t)$ , який визначається за формулою:

$$R(t) = \sqrt{R_c^2 + 4xt}, \quad (4.4)$$

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  $q(t)$ :

$$p_{\text{виб}}(t) = \sqrt{p_y^2 e^{2s} - \Theta q^2(t)}. \quad (4.5)$$

З рівнянь (4.3) і (4.5) одержані такі вирази для визначення робочого дебіту середньої свердловини при закачуванні газу:

$$q(t) = \frac{A(\mu \cdot z)_{\text{cp}}}{2Bz_{\text{cp}}} + \sqrt{\left(\frac{A(\mu \cdot z)_{\text{cp}}}{2Bz_{\text{cp}}}\right)^2 + \frac{p_{\text{виб}}^2(t) - \tilde{p}_{\text{пл}}^2(t)}{Bz_{\text{cp}}}}, \quad (4.6)$$

або

$$q(t) = \frac{A(\mu \cdot z)_{\text{cp}}}{2(Bz_{\text{cp}} + \Theta)} + \sqrt{\left(\frac{A(\mu \cdot z)_{\text{cp}}}{2(Bz_{\text{cp}} + \Theta)}\right)^2 + \frac{p_y^2(t)e^{2s} - \tilde{p}_{\text{пл}}^2(t)}{(Bz_{\text{cp}} + \Theta)}}. \quad (4.7)$$

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

$$n = K_p \frac{Q}{q_{\text{cp}}}, \quad (4.8)$$

де  $Q$  – заданий постійний відбір газу, тис.м<sup>3</sup>/добу;  $q_{\text{cp}}$  – 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:

$$\tilde{p}_{\text{пл}}(t) = \frac{\sum Q_{\text{псг}}(t) p_{\text{ат}} T_{\text{пл}} z(\tilde{p}_{\text{пл}})}{\alpha_{\text{п}} \Omega_{\text{п}} T_{\text{пл}}} . \quad (4.9)$$

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.

*Схема облаштування ПСГ.* 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  $10^{\circ}\text{C}$ ;

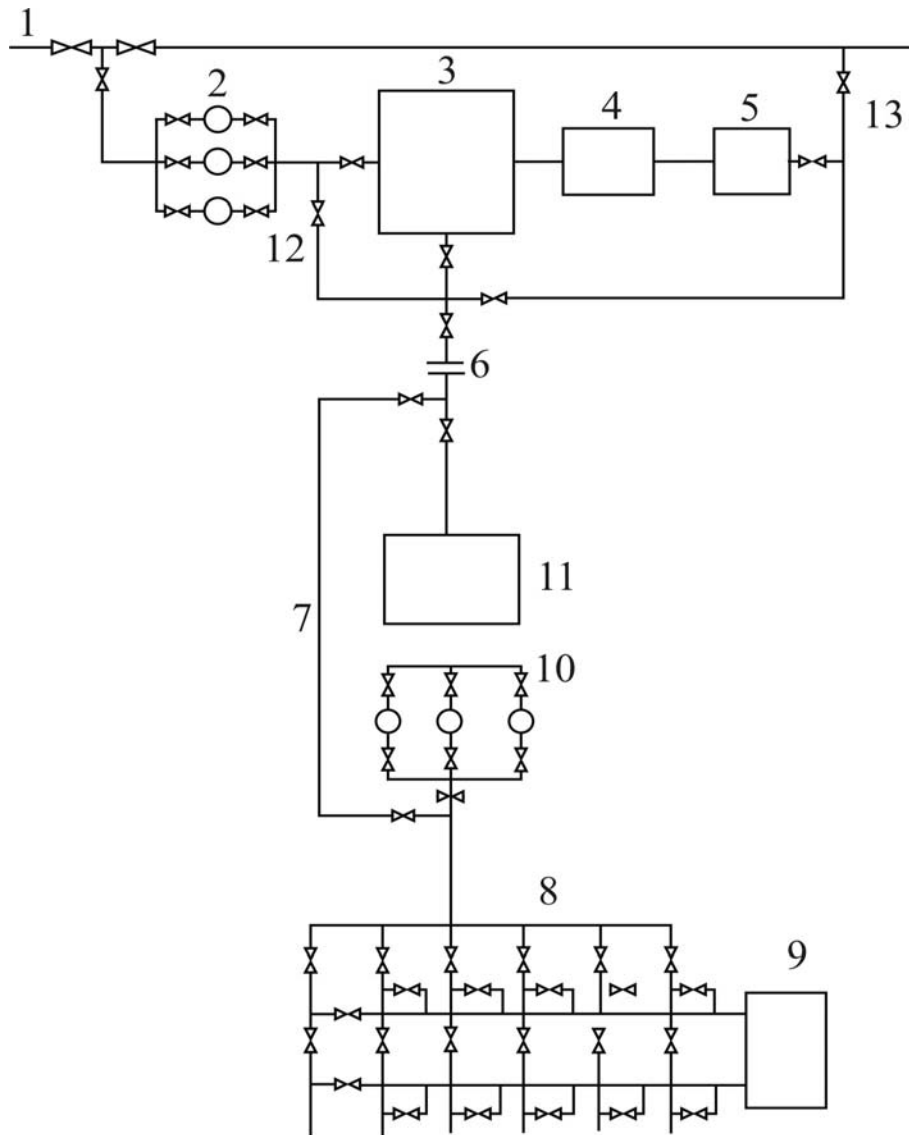
- відсутність у газі під час його закачування механічних домішок, води, конденсату і машинного масла;

- 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 4.5.

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.



**Рис.4.5. Принципова технологічна схема облаштування підземного сховища газу**

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.

### ***4.1.5. Буферний газ у підземному сховищі***

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:



$$Q_{\text{б}} = \Omega_{\text{к}} \frac{\tilde{p}_{\text{к}} z_{\text{а}}}{\tilde{z}_{\text{к}} p_{\text{а}}}, \quad (4.10)$$

де  $\Omega_{\text{к}}$  – постійний об'єм порового простору газонасиченого колектора, м<sup>3</sup>;  $\tilde{p}_{\text{к}}$  – 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 підшовна 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 контакт 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 підшовної води*. При підйомі цієї води можливе обводнення свердловини. Свердловини на такому підземному сховищі експлуатуються в технологічному режимі граничного безводного дебіта. Конус підшовної 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:

$$Q_{\text{б}} = \Omega_{\text{к}} \frac{\tilde{p}_{\text{к}} z_{\text{а}}}{\tilde{z}_{\text{к}} p_{\text{а}}} + \alpha_{\text{к}} (\Omega_{\text{н}} - \Omega_{\text{к}}) \frac{\tilde{p}_{\text{в}} z_{\text{а}}}{\tilde{z}_{\text{в}} p_{\text{а}}} \quad (4.11)$$

або

$$Q_{\text{б}} = \frac{Q_{\text{а}} \frac{\tilde{p}_{\text{к}}}{\tilde{z}_{\text{к}}} [1 + \alpha_{\text{к}} (\psi - 1)]}{\psi \left( \frac{p_{\text{н}}}{z_{\text{н}}} - \alpha_{\text{к}} \frac{\tilde{p}_{\text{к}}}{\tilde{z}_{\text{к}}} \right) - \frac{\tilde{p}_{\text{к}}}{\tilde{z}_{\text{к}}} (1 - \alpha_{\text{к}})}, \quad (4.12)$$

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;

$$\psi = \Omega_{\text{н}} / \Omega_{\text{к}}, \quad (4.13)$$

де  $Q_a$  – 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.

### 4.1.6. Розрахунки параметрів підземного сховища газу

Розрахункові параметри ПСГ визначаються за рекомендованою методикою.

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

$$V_a = \Omega \cdot \left( \frac{P_k}{Z_k} - \frac{P_n}{Z_n} \right) \cdot 10, \quad (4.14)$$

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>:

$$V_b = 10 \cdot \Omega \cdot P_n. \quad (4.15)$$

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

$$V_3 = V_a + V_b. \quad (4.16)$$

Співвідношення об'ємів активного і буферного газу:

$$\eta = \frac{V_a}{V_b}. \quad (4.17)$$

Об'єм порового простору сховища при відборі газу:

$$\Omega = \frac{V_a}{P_k - P_n}. \quad (4.18)$$

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

$$P_3 = \sqrt{P_2^2 \cdot e^{2s} + \frac{1,377 \cdot \lambda \cdot Z^2 \cdot T^2}{d^5} \cdot (e^{2s} - 1) \cdot Q^2}, \quad (4.19)$$

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 забої, К;

$T_2$  – температура газу на буфері свердловини, К;

$e$  – основа натурального логарифма.

$$T = \frac{T_3 + T_r}{2}. \quad (4.20)$$

Показник ступеня  $S$  визначається по формулі:

$$S = \frac{0,03415 \cdot \Delta \cdot L}{Z \cdot T}, \quad (4.21)$$

де  $\Delta$  – відносна густина газу за повітрям;

$L$  – глибина свердловини, м.

Тиск на гирлі нагнітальної свердловини в кінці періоду закачування:

$$P_y = \sqrt{P_3 e^{2S} - \frac{1,377 \cdot Z^2 \cdot T^2 \cdot Q^2}{d^5} \cdot (e^{-2S} - 1)}, \quad (4.22)$$

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

Показник ступеня  $2S$  визначається за формулою:

$$2S = \frac{0,06833 \cdot \Delta \cdot t}{Z \cdot T}. \quad (4.23)$$

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

$$n_k = Q/q_k, \quad (4.24)$$

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

#### 4.1.7. Технологічні схеми збору, розподілу і обробки 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 у багатьох випадках 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 товарних кондицій протягом повного циклу відбору газу і подачі його до магістрального газопроводу;

2) використання тиску газу для отримання товарних кондицій відбираного газу з сховища;

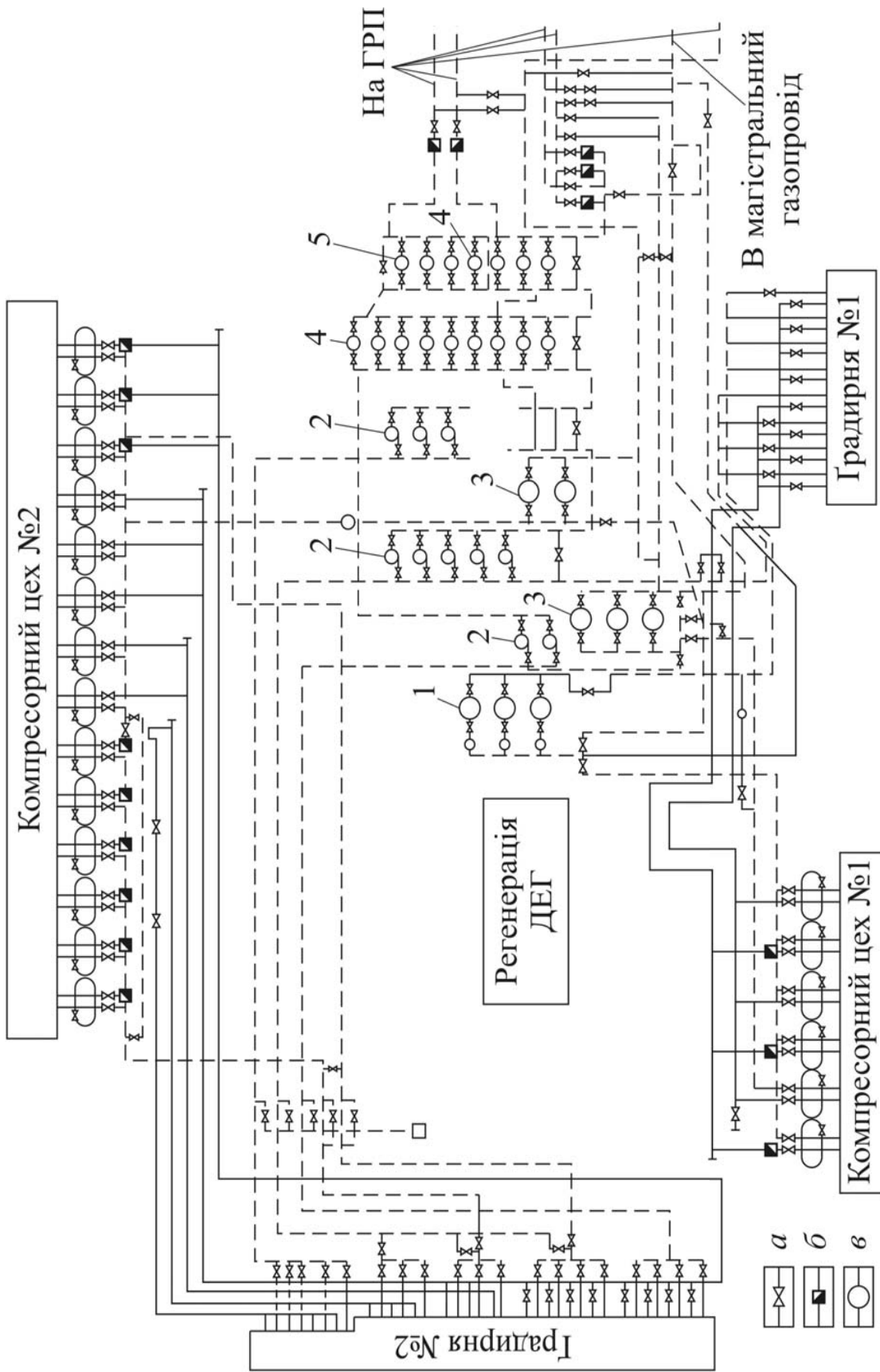
3) дистанційне керування і контроль (експлуатація без участі обслуговуючого персоналу);

4) відповідність законам про охорону навколишнього середовища.

На рис. 4.6 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. 4.7.

**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



**Рис.4.6. Схема устаткування підземного газосховища:**

*1 і 2 – циклонні сепаратори; 3 – пилловловлювачі; 4 – вугільні адсорбери; 5 – керамічні фільтри; а – кран або засуєвка; б – зворотний клапан; в – вимірна діафрагма*

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. Досвід експлуатації споруди з очищення газу від масла показав їх достатню ефективність. У 1000м<sup>3</sup> 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.

**Відбір газу.** 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° 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.

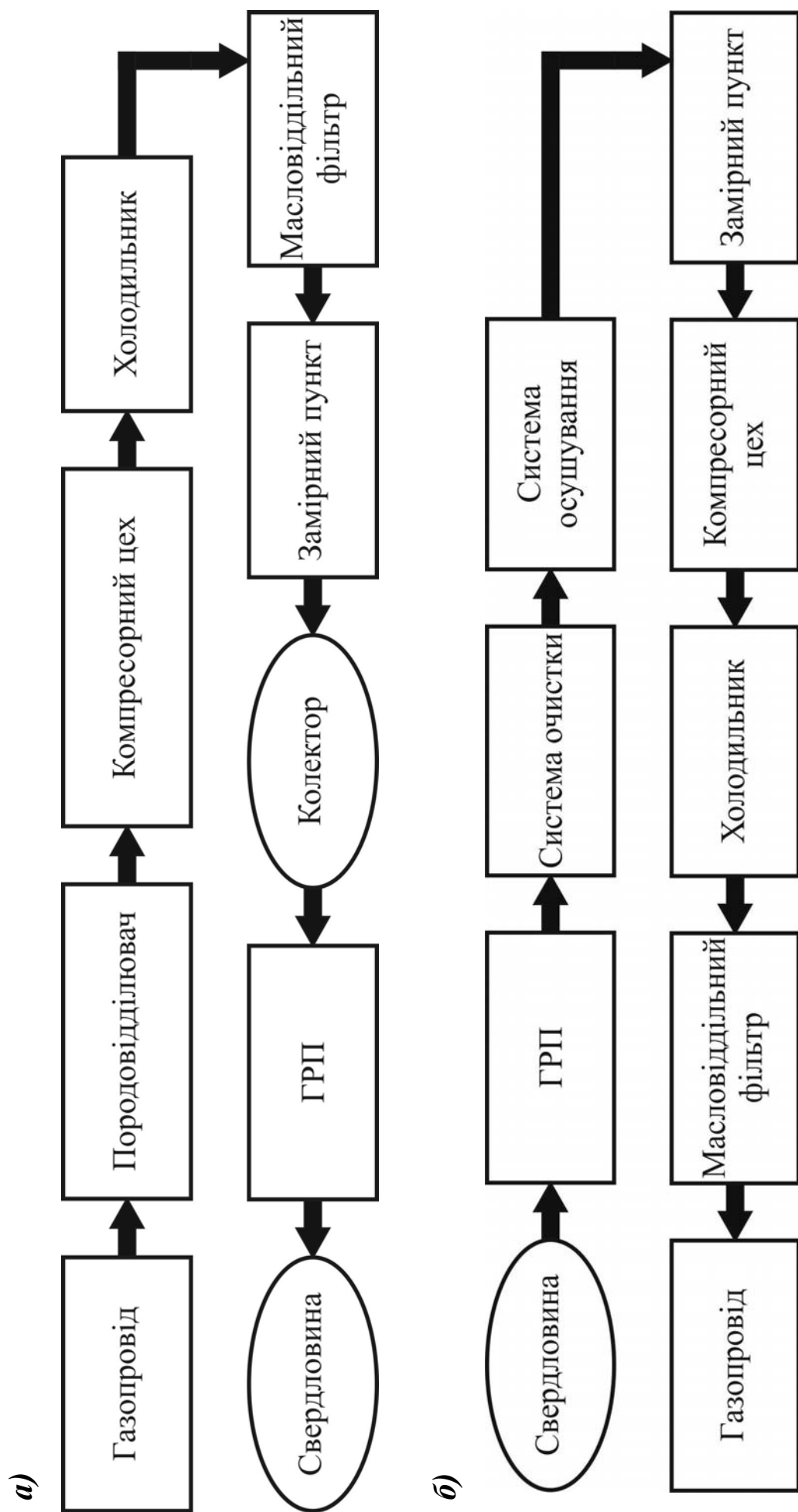


Рис. 4.7 Принципова технологічна схема облаштування ПСГ:

а) при нагнітанні газу;

б) при відборі газу.



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.

### *4.1.8. Експлуатація підземних сховищ газу*

До складу підземних сховищ газу відносяться:

- штучний газовий 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 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 контура 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; експлуатація свердловин експлуатаційною колоною не допускається.

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.*

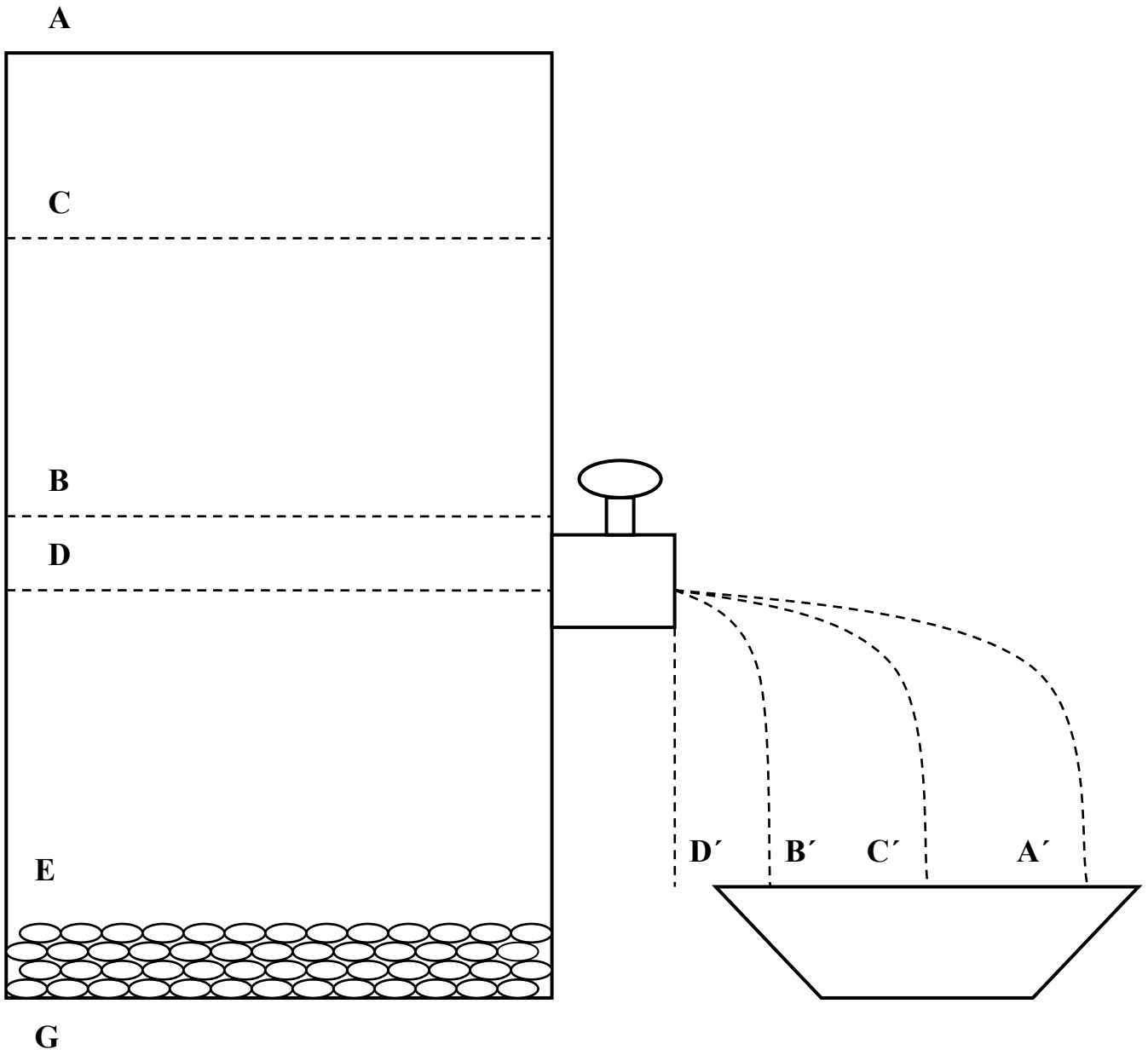
### ***Резервуарно–кранова аналогія експлуатації ПСГ***

Наочне управління про призначення і роботу буферного газу дає гідравлічна так звана "резервуарно-кранова" аналогія (рис.4.8). 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. 4.8 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.

Позначення D указує рівень, необхідний для роботи крана взагалі. На дні резервуара (зона EG) показано пористу та здатну адсорбувати рідину породу. З рис. 4.8. 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.



**Рис. 4.8. Резервуарно–кранова аналогія 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  $P_{\Pi} = 2,5 \text{ МПа}$ ;
- кінцевий тиск  $P_K = 7 \text{ МПа}$ ;
- коефіцієнти стисливості  $Z_{\Pi}$  і  $Z_K$  для спрощення розрахунку приймаємо таким, що дорівнюють.

Тоді за формулами 4.14; 4.15; 4.16 одержуємо:

$$V_a = 22 \cdot 10^6 \cdot (7 - 2,5) \cdot 10 = 0,99 \cdot 10^9 \text{ м}^3;$$
$$V_6 = 10 \cdot 22 \cdot 10^6 \cdot 2,5 = 0,55 \cdot 10^9 \text{ м}^3;$$
$$V_3 = 0,99 \cdot 10^9 + 0,55 \cdot 10^9 = 1,54 \cdot 10^9 \text{ м}^3.$$

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

Забійний тиск розраховуємо за формулою 4.20, попередньо визначивши значення  $T$ ,  $S$ ,  $P_r$ , за формулами 4.20, 4.21:

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

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

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

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.

#### **4.2. ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ У ВИСНАЖЕНИХ АБО ЧАСТКОВО ВИРОБЛЕНИХ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ 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  $A$  і  $B$ , режим розробки родовища, технологічний режим експлуатації, герметичність покритишки.*

*На родовищі є певний фонд видобувних, нагнітальних і наглядових 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.

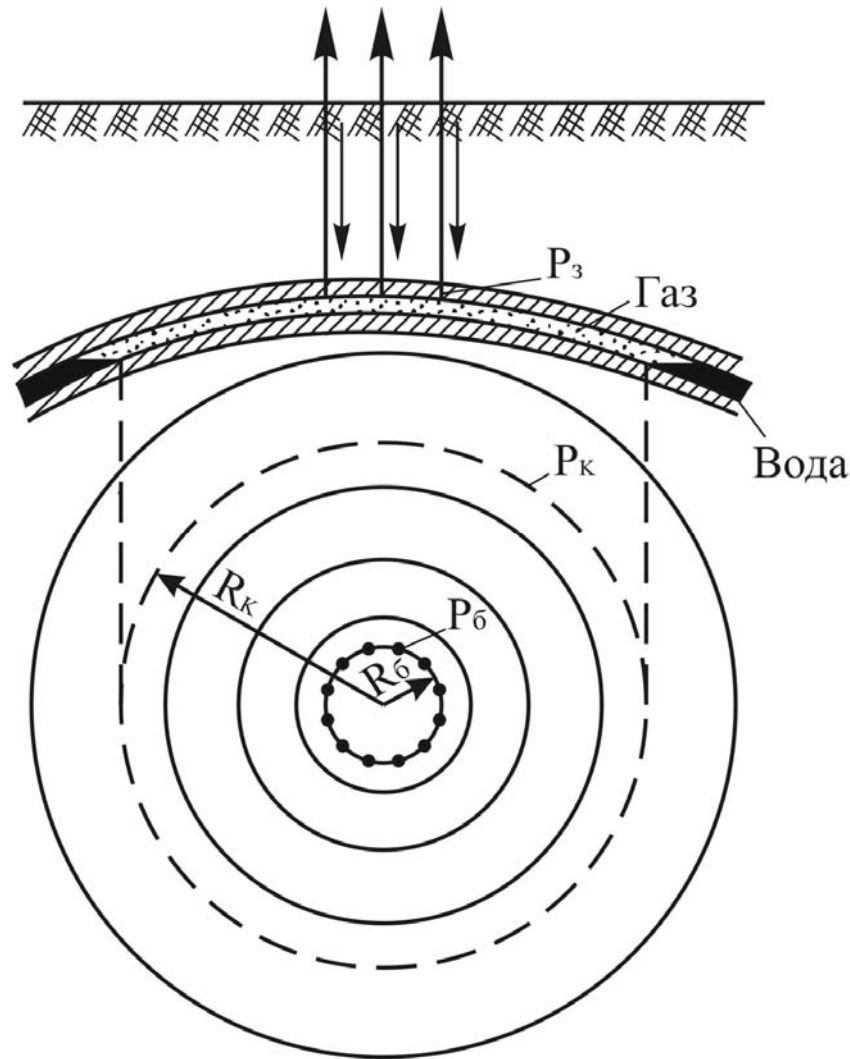
### **4.2.1. Нагнітання газу в пласт в умовах газового режиму**

Схема виснаженого газового родовища типу пласта приведена на рис. 4.9. 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.

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:

$$N(t)dt = \Omega d(p/z), \quad (4.25)$$



**Рис. 4.9. Схема виснаженого газового родовища пластового типу**

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 (4.25) від 0 до  $t$  і від  $p_H$  до  $p_K$ , отримаємо:

$$Q_3 = \int_0^t N(t)dt = \Omega \left( \frac{p_K}{z_K} - \frac{p_H}{z_H} \right). \quad (4.26)$$

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



$$p_3^2 - p_k^2 = AQ + BQ^2, \quad (4.27)$$

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:

$$R_k = \sqrt{\frac{\Omega}{\pi h m n}}, \quad (4.28)$$

а при батарейному розміщенні свердловин:

$$R_k = L_k = \sqrt{\frac{\Omega}{\pi h m n}}. \quad (4.29)$$

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

$$\tilde{p} = \left( \frac{p_k}{z_k} + \frac{N t p_a}{\Omega z_a} \right) \tilde{z}, \quad (4.30)$$

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:

$$p_s = \sqrt{p_3^2 e^{-2s} - \frac{1,377 \cdot 10^{-2} z^2 \tilde{T}^2 \lambda Q^2}{d^5} (e^{-2s} - 1)}, \quad (4.31)$$

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.4.4.

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 газоносності 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:

$$Q_a/Q_0 = 340 \cdot 10^6 / 360 \cdot 10^6 = 0,945.$$

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

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

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

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

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.

#### 4.2.2. Відбір 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 газонасиченості.

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:

$$\frac{p_k}{z_k} = \frac{p_H}{z_H} - \frac{Q_d p_a}{\Omega z_a}. \quad (4.32)$$

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

$$\left. \frac{\partial p}{\partial R} \right|_{R=R_c} = \frac{\varphi Q_{\max} + \psi Q_{\max}^2}{p_{3 \min}}, \quad (4.33)$$

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:

$$p_k^2 - p_3^2 = A Q + B Q^2, \quad (4.34)$$

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 4. 5.** 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:

$$Q = C p_{з3}, \quad (4.35)$$

де

$$C = 2\pi R_c h \left( \frac{k}{\mu} - \frac{\partial p}{\partial R} \right)_{R=R_c} = 2\pi R_c h v_{\max}. \quad (4.36)$$

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. 4.2.

Таблиця 4.2.

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

| Піковий період відбору<br>(грудень) |                |                 |     |         | Кінець періоду відбору<br>(квітень) |                |                |     |         |
|-------------------------------------|----------------|-----------------|-----|---------|-------------------------------------|----------------|----------------|-----|---------|
| $p_{к3}$<br>Па                      | $p_{з3}$<br>Па | $p_{з2}$<br>МПа | $n$ | $n_{к}$ | $p_{к3}$<br>Па                      | $p_{з3}$<br>Па | $p_{з2}$<br>Па | $n$ | $n_{к}$ |
| 3,67                                | 3,33           | 3,20            | 6   | 1       | 3,1                                 | 2,75           | 2,34           | 4   | 1       |

### *4.2.3. Дослідження 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. 4.3 наведені дані досліджень свердловин на одному з підземних сховищ.

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

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

Таблиця 4.3.

Дані досліджень свердловин в процесі закачування газу до пласта

| Режим | $p_3$ , МПа | $p_H$ , МПа | $t_H$ , °C | $Q$ ,<br>$\frac{\text{тис.м}^3}{\text{доб}}$ | $\delta_i^*$ , МПа | $\frac{(p_3^2 - p_H^2)/Q,}{10^5 \text{ Па}}$<br>$\frac{\text{тис. м}^3 / \text{доб}}$ |
|-------|-------------|-------------|------------|--|--------------------|---|
| 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  |

\* $p_H$  – 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.

#### 4.2.4. Техніко-економічні розрахунки числа видобувних свердловин, об'єму буферного газу, потужності КС і глибини розташування ПСГ

Рівняння для визначення числа добувних свердловин має вигляд:

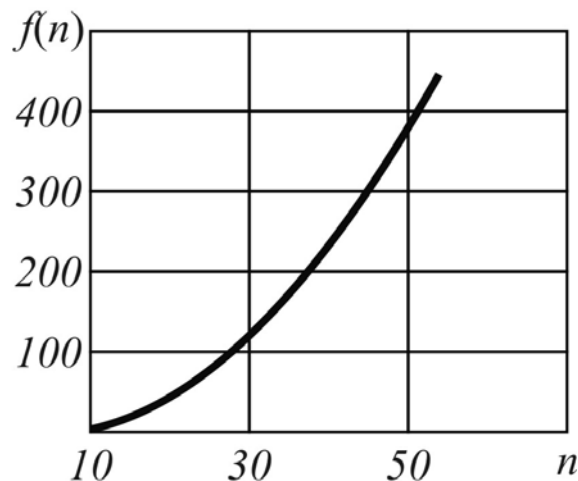
$$\frac{Q_a p_H C_6 f_3 t}{2C_n} = \frac{\sqrt{\frac{Q_0}{nA} + \frac{Q_0^2}{C^2 n^2}} \left( p_H - \sqrt{\frac{Q_0}{nA} + \frac{Q_0^2}{C^2 n^2}} \right)^2 \left( f_1 t + \frac{0,0038 Q_0 b t_0}{2,3 C_n} \right)}{\frac{Q_0}{An^2} + \frac{2Q_0^2}{C^2 n^3}}, \quad (4.38)$$

## Розділ 4. Підземне зберігання газу

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  $n_0$ .

Середній тиск в покладі в кінці відбору газу:

$$p_k = \sqrt{\frac{Q_0}{n_0 A} + \frac{Q_0^2}{C^2 n_0^2}}. \quad (4.39)$$



**Рис.4.10. Графік залежності  $f(n)$  від кількості видобувних свердловин  $n$**

Динамічний тиск на забої свердловини в кінці відбору газу:

$$p_z = Q_0 / C n_0. \quad (4.40)$$



Об'єм порового простору в кінці відбору газу:

$$\Omega_k = Q_a p_a / (p_n - p_k). \quad (4.41)$$

Об'єм буферного газу:

$$Q_b = \Omega_k p_k / p_a. \quad (4.42)$$

Потужність КС в кінці відбору газу:

$$N_{kc} = 0,0038 Q_0 \lg(p_1 / p_2). \quad (4.43)$$

### ***4.3. ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ У ВІДПРАЦЬОВАНИХ НАФТОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩАХ***

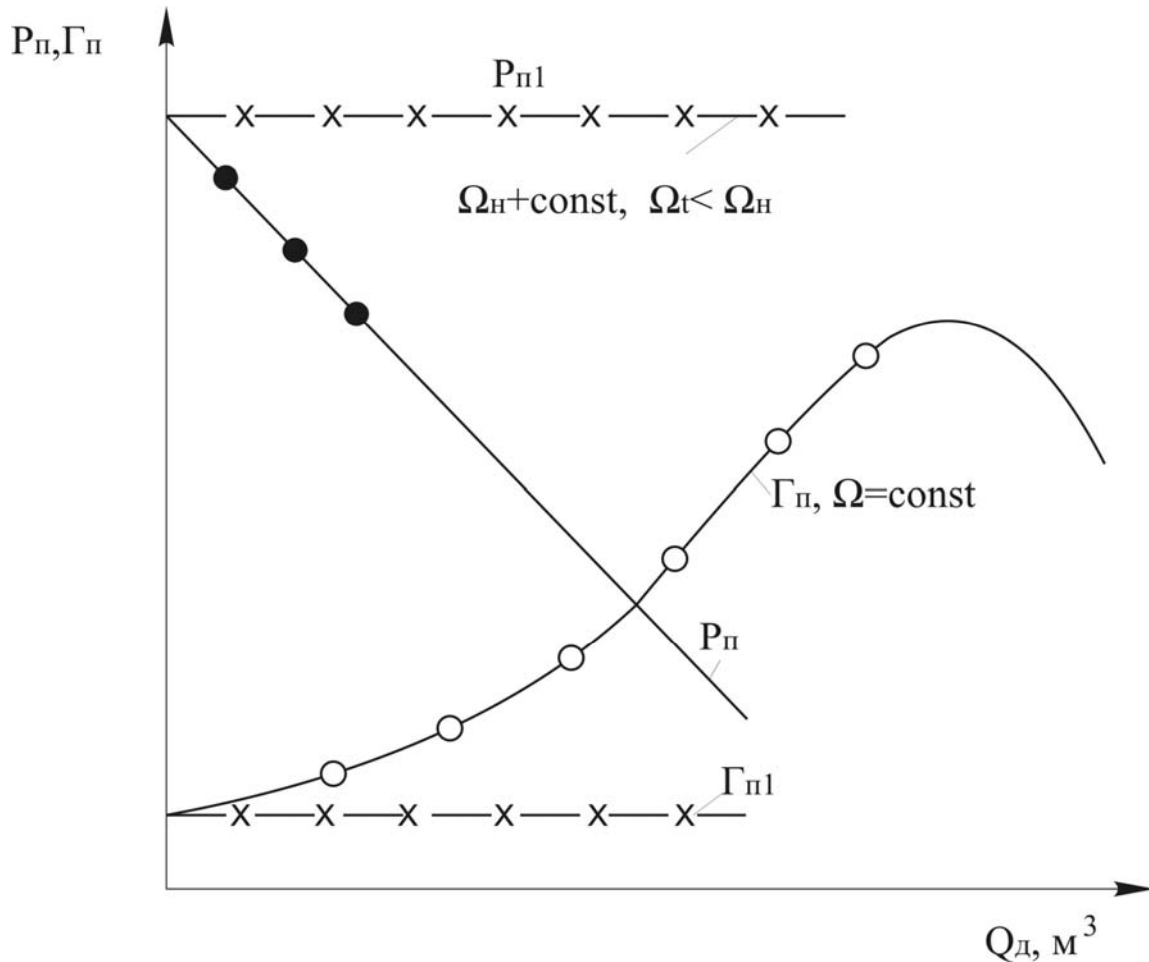
Досвід експлуатації відпрацьованого нафтового родовища дозволяє отримати необхідний матеріал для оцінки можливості використання його як ПСГ. Факт існування нафтового родовища свідчить про герметичність покрівлі. Крім того, відомі об'єми здобутої нафти, газу і води, зміна тиску і дебітів за свердловинами, 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 дебітів 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. 4.11 приведені криві, побудовані за наслідками експлуатації нафтового родовища.

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.



**Рис. 4.11.** Графіки залежності зміни тиску пласта  $p_{пл}$  і газового чинника  $\Gamma_n$  від об'єму здобутої нафти  $Q_d$  ( $\Gamma_n = Q_g/Q_n$ )

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 витіснятиме нафту до вибоїв видобувних свердловин (або до периферії покладу), але й розчинятиме 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.

#### **4.3.1. 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.

#### 4.3.2. 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.

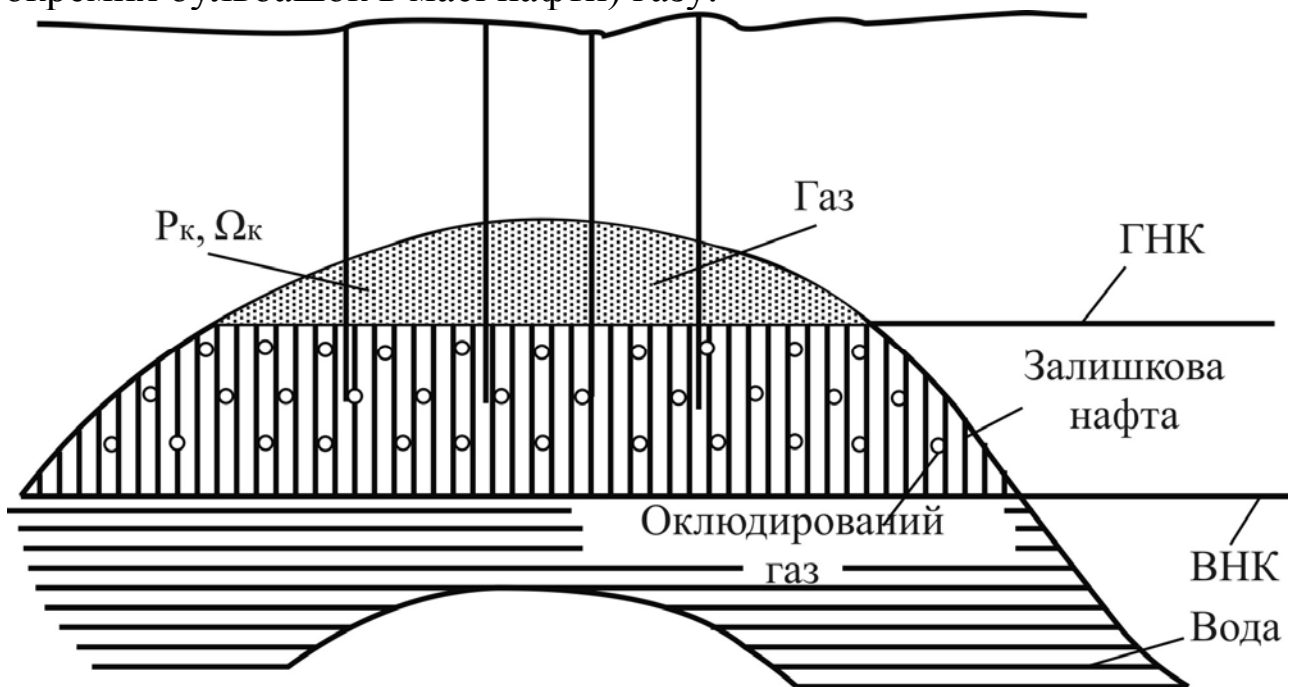


Рис. 4.12. Схематичний розріз нафтового покладу масивного типу в кінці експлуатації

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

$$V_0 = V_3 - V_d; V_3 = Fhm_0(1 - S_B)\rho_H, \quad (4.44)$$

де  $F$  – площа нафтонасиченого колектора,  $\text{м}^2$ ;  
 $h$  – середньозважена за площею  $F$  товщина нафтонасиченого пласта,  $\text{м}$ ;

$m_0$  – коефіцієнт абсолютної пористості, частки одиниці;

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

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

При початковому тискові пласта  $p_n$  і температури пласта  $t_n$  в 1 т нафти розчиняється  $\alpha \text{ м}^3$  газу.

Маса газу,  $\text{кг}$ , 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.

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

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

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

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

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

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:

$$\Omega_k = (V_z - V_d) \cdot b / \rho_n. \quad (4.45)$$

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

$$Q_0 = \frac{V_d b}{\rho_n} \left( \frac{p_{max}}{z_{max}} - \frac{p_k}{z_k} \right). \quad (4.46)$$

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

$$Q_p = \frac{V_3 - V_d}{\rho_H} \alpha. \quad (4.47)$$

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

$$Q_{ш} = \Omega_r \left( \frac{\rho_{\max}}{z_{\max}} - \frac{\rho_k}{z_k} \right). \quad (4.48)$$

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

$$Q_x = Q_0 + Q_p + Q_{ш}. \quad (4.49)$$

#### Приклад 4.6.

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;  $\Omega_r = 860000$  м<sup>3</sup>;  $V_d = 384600$  т;  $\Delta = 0,635$ .

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

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

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

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

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

#### 4.3.3. 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

$$Q_{\Gamma} = Q_{\text{H}} \frac{\tilde{p}}{p_{\text{a}}} \frac{\mu_{\text{H}} k_{\Gamma}}{\mu_{\Gamma} k_{\text{H}}}. \quad (4.50)$$

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.

### **4.4. ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ В ПАСТКАХ ВОДОНАСИЧЕНИХ КОЛЕКТОРІВ**

#### ***Методи визначення герметичності покрівлі пастки***

При спорудженні ПСГ у водонасичених пластах, в пастках яких немає ні газових, ні нафтових родовищ, звичайно не визначалися: непроникна для газу покрівка пласта-колектора, розміри і форма водонапірної системи пласта, геолого-фізичні параметри пласта-колектора. У зв'язку з цим існує небезпека як втрат газу через покрівлю сховища, канали в цементному камені за колоною свердловин, тектонічні порушення гірських порід і інші можливі шляхи міграції газу, так і великих грошових витрат за несприятливих геолого-фізичних параметрів пласта-колектора (невеликі коефіцієнти проникності і пористості, крихкість або тріщинуватість колектора, обмежений об'єм води в поровом просторі колектора тощо).

Тому в процесі розвідки і експериментального закачування газу необхідно довести герметичність покрівлі пастки, розрахувати коефіцієнт проникності водонасиченого колектора, визначити залишкову водонасиченість при витісненні води газом, виміряти або обчислити об'ємну газонасиченість обводненої зони при відборі газу,

визначити продуктивність характеристики експлуатаційних свердловин, вивчити міцність газонасиченого колектора і розробити заходи щодо зміцнення привибійної зони свердловин.

### *Визначення герметичності покрівлі пастки*

До початку закачування газу в пастку за допомогою п'єзографів вимірюють положення статичних рівнів рідини в свердловинах, що розкрили вибраний об'єкт для закачування газу, і середню густину рідини в них. Якщо різниця в приведених до однієї і тієї ж площини відліку напорів (тиску) рідини істотно перевищує погрішності у вимірах рівнів і густини, можна вважати, що пласти між собою не з'єднуються. Цей висновок підтверджується також тим, що склад солей, їх масовий вміст в одиниці об'єму рідини і склад розчиненого у воді газу різні. Якщо приведений до однієї площини відліку тиск, сольовий і газовий склади однакові, є підстави вважати, що ці пласти сполучаються між собою.

Герметичність покрівлі повинна бути встановлена над передбачуваною площею газонасиченості створюваного сховища (заштрихована площа на рис. 4.13). Використовуючи методи пробних відкачувань (або закачувань) рідини з пласта II, послідовно через свердловини 1, 3, 5, фіксують зміни положення рівнів рідини у свердловинах 2, 4, 6, 7. При цьому обов'язково реєструють зміни барометричного тиску атмосферного повітря.

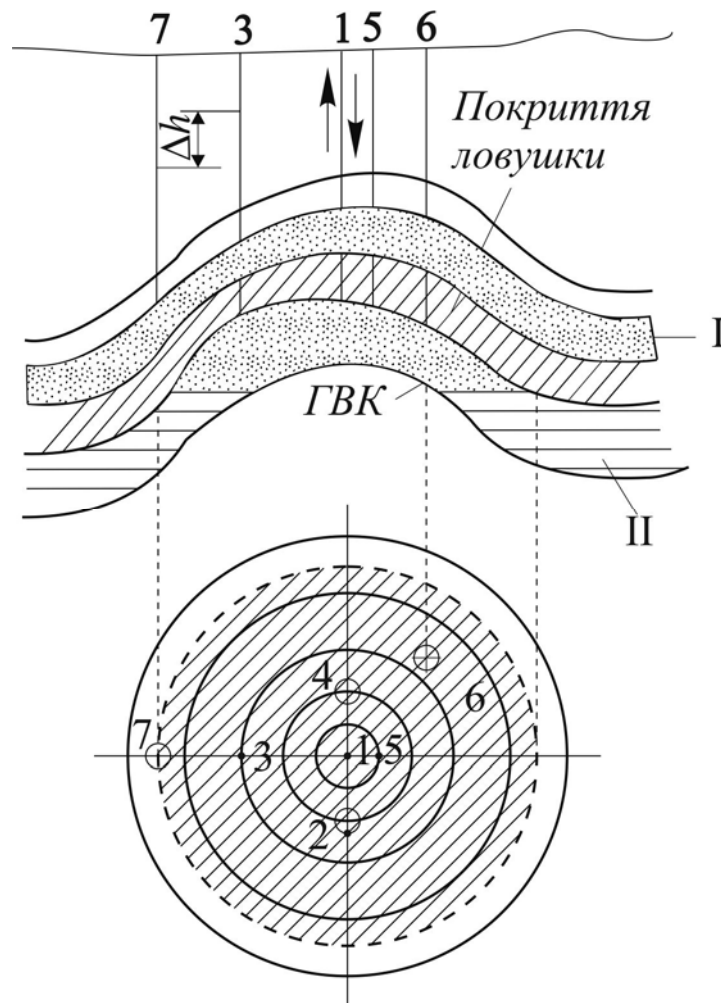
Якщо свердловини 2, 4, 6 і 7 не реагують на зміну тиску у свердловинах 1, 3, 5, можна припускати, що покрівля непроникна для рідини. Цей метод, проте, не дає надійних результатів, оскільки створювані депресії або репресії незначні, і визначається непроникність покрівлі по воді, а не по газу.

Найбільш точні відомості про герметичність покрівлі можна отримати при закачуванні газоподібного агента в пласт (повітря, природного газу з найближчого покладу або газопроводу). Для закачування повітря в пласт використовують пересувні компресорні агрегати.

Переваги цього методу вельми істотні:

- 1) визначають герметичність покрівлі для газу;
- 2) депресія і репресія можуть бути істотно більші, ніж при відкачуваннях і закачуваннях рідини;
- 3) внаслідок великої відмінності у в'язкості і густині газу і води закачуваний газ насичуватиме пласт невеликої товщини і розповсюджуватиметься на значну відстань за площею, при цьому

можна зменшити число наглядових свердловин, що розкрили пласт I, для визначення герметичності покрівлі, а також скоротити час для проведення дослідження.



**Рис. 4.13. Геологічний розріз і структурна карта покрівлі водонасиченого пласта, в якому створюється підземне сховище газу**

При закачуванні і відборі повітря з свердловин 1, 3 і 5 (поспідовно) фіксують зміну тиску (рівня) у свердловинах 2, 4, 6, 7 (див. рис. 4.13). Якщо свердловини 2, 4, 6, 7 не реагують на зміну тиску в пласті II, покрівля пласта вважається герметичною.

*Визначення об'ємної газонасиченості обводненої зони при відборі газу.*

При відборі газу з ПСГ тиск в ньому зменшується, що призводить до просування води в газонасичену частину колектора. Вода, що просувається, не повністю витісняє газ з порового простору. У обводненій зоні залишається невитисненим деякий об'єм газу.



Відношення об'єму порового простору, який займає газ в обводненій зоні, до загального об'єму порового простору обводненої зони пласта, який займає газ і вода, називається *коефіцієнтом об'ємної газонасиченості зони*. Його можна визначити за допомогою геофізичних методів, обчислити аналітично за даними про відбір газу і просування підшовної води в поклад.

Положення межі розділу газ – вода встановлюють за допомогою геофізичних методів і за обводненням свердловин, розташованих на різних гіпсометричних позначках. Коефіцієнт об'ємної газонасиченості обводненої зони ПСГ при просуванні підшовної води в поклад можна визначити за зміною середньозваженого за об'ємом порового простору пласта тиску залежно від об'єму відібраного газу. В цьому випадку розрахунки проводять в наступному порядку.

Запишемо рівняння балансу газу в покладі

$$\Omega_r + \alpha(\Omega_0 - \Omega_r) \frac{\tilde{p}_B z_B}{\tilde{z}_B p_B} = \frac{(Q_3 - Q_d) z_B}{p_B}, \quad (4.51)$$

де  $\Omega_2$  і  $\Omega_0$  - відповідно поточний і початковий об'єми порового простору газонасиченої частини покладу, м<sup>3</sup>;

$\alpha$  - коефіцієнт об'ємної газонасиченості обводненої зони, частки ефективної пористості;

$p_e/z_e$  - середньозважений приведений тиск в обводненій частині покладу, що обводнює, МПа;

$p_e/z_e$  - середньозважений приведений тиск в необводненій частині покладу, МПа;

$Q_3$  і  $Q_d$  - відповідно початкові запаси газу і об'єм відібраного газу з покладу, приведені до атмосферного тиску і температури пласта, м<sup>3</sup>.

Об'єм води, що вторглася в поклад

$$Q_e = \Omega_0 - \frac{(Q_3 - Q_d) p_a / z_a}{p_B / z_B}. \quad (4.52)$$

Об'єм газу, здобутого з обводненої частини покладу за рахунок вторгнення води

$$\Delta Q_d = Q_d - \Omega_0 \left( \frac{p_0}{z_0} - \frac{p_B}{z_B} \right), \quad (4.53)$$

де  $p_0/z_0$  - початковий приведений тиск в покладі, МПа.

Об'єм газу, що залишився в обводненій зоні

$$Q_0 = Q_B \frac{p_B}{z_B} - \Delta Q_D = \alpha (\Omega_0 - \Omega_r) \frac{\tilde{p}_B}{\tilde{z}_B}. \quad (4.54)$$

Об'єм чисто газонасиченої частини покладу

$$\Omega_B = \frac{(Q_3 - Q_D) z_B}{p_B} - \frac{\left( Q_B \frac{p_0}{z_0} - \Delta Q_D \right) z_B}{p_B}. \quad (4.55)$$

Коефіцієнт об'ємної газонасиченості обводненої зони

$$\alpha = \frac{\left( Q_B \frac{p_0}{z_0} - \Delta Q_D \right) \tilde{z}_B}{(\Omega_0 - \Omega_r) \tilde{p}_B}. \quad (4.56)$$

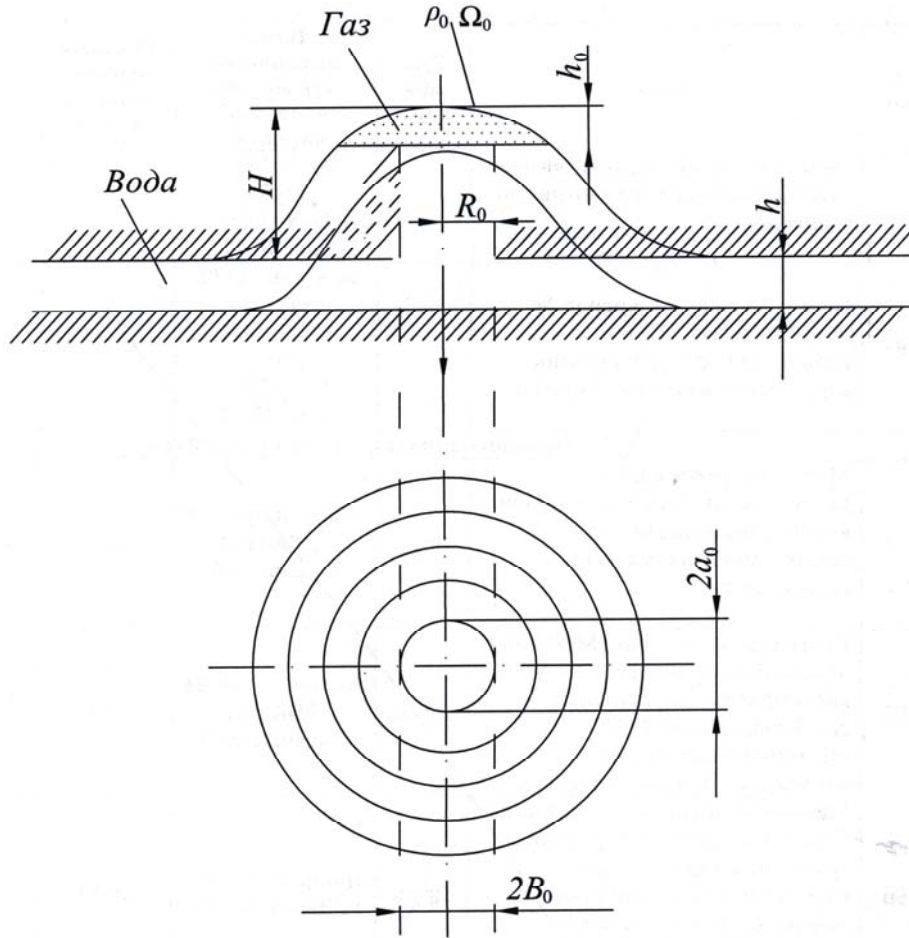
Коефіцієнт газовіддачі обводненої зони

$$\beta = 1 - \alpha \frac{\tilde{p}_B z_0}{\tilde{z}_B p_0}. \quad (4.57)$$

Газ, який залишається в обводненій зоні, – складова частина буферного газу. Коефіцієнт об'ємної газонасиченості обводненої зони і маса газу в цьому об'ємі істотно залежать від геолого-фізичних параметрів пласта, тиску в обводненій зоні, темпів відбору газу з сховища, фізичних властивостей води і газу, літології газонасиченого колектора (типу гірських порід, що складають колектор: пісків, пісковиків, вапняків, доломіту тощо).

**Приклад 4.7.** Визначити коефіцієнт залишкової об'ємної газонасиченості і коефіцієнт газовіддачі обводненої зони ПСГ, при наступних початкових даних:  $p_0/z_0 = 3,03$  МПа;  $p_B/z_B = 1,56$  МПа;  $\Omega_0 = 9,95 \cdot 10^6$  м<sup>3</sup>;  $Q_D = 208,1 \cdot 10^6$  м<sup>3</sup>;  $p_B/z_B = 2,29$  МПа;  $p_{B0}/z_{B0} = 2,5$  МПа.  $Q_B = 9,95 \cdot 10^6 - (9,95 \cdot 10^6 \cdot 30,3 - 208,1 \cdot 10^6) / 15,6 = 4$  млн. м<sup>3</sup>,  $\Delta Q_D = 208,1 - 9,95 \cdot 10^6 (30,3 - 15,6) = 61,9 \cdot 10^6$  м<sup>3</sup>;  $\Delta Q_0 = 4 \cdot 10^6 \cdot 30,3 - 61,9 \cdot 10^6 = 59,3 \cdot 10^6$  м<sup>3</sup>;  $\Omega_r = (9,95 \cdot 10^6 \cdot 30,3 - 208,1 \cdot 10^6) / 15,6 - (4 \cdot 10^6 \cdot 30,3 - 61,9 \cdot 10^6) / 15,6 = 2,15 \cdot 10^6$  м<sup>3</sup>;  $\alpha = 59,3 \cdot 10^6 / (9,95 - 2,15) \cdot 10^6 \cdot 22,9 = 0,332$ ;  $\beta = 1 - 0,332 \cdot 22,9 / 30,3 = 0,75$ .

Закачування газу в склепоподібну частину (пастку) водонапірної системи в умовах пружного режиму



**Рис. 4.14. Гідродинамічна розрахункова схема водонасиченого пласта при розрахунку закачування газу,  $R_0 = (a_0 + b_0)/2$**

Перша фаза несталого фільтрації води. Гідродинамічна схема для розрахунку приведена на рис. 4.14. Знаючи  $p_2 = p_2(t)$ , легко розрахувати  $\Omega = \Omega(t)$ , а по графіку  $\Omega = \Omega(h)$ , побудованому за структурною картою пастки, визначити  $h = h(t)$ .

Зміну тиску в сховищі при закачуванні газу в пласт з постійним темпом можна визначити по формулі

$$p_r^2 - \left[ p_{пл} - \frac{\Omega_0}{\pi h_1 m \beta 2xt} \ln \frac{\sqrt{R_0^2 + 4xt}}{R_0} \right] \times p_r - \frac{(q_r p_a t + p_0 \Omega_0)}{\pi h_1 m \beta 2xt} \ln \frac{\sqrt{R_0^2 + 4xt}}{R_0} = 0. \quad (4.58)$$

**Приклад 4.8.** Визначити, як змінилися протягом першої фази несталої фільтрації об'єм газонасиченої частини пласта  $\Omega = \Omega(t)$ , газонасичена товщина пласта  $h = h(t)$ , тиск в сховищі  $p_c = p_c(t)$ , витрата рідини  $q_e = q_e(t)$  при створенні ПСГ в пастці водонапірної системи пласта (при пружному режимі і  $q_r = \text{const}$ ).

Для розрахунку прийняті наступні вихідні дані:  $m = 0,2$ ;  $k = 1,5$  мкм<sup>2</sup>;  $\mu_v = 1$  Па·с; товщина шару  $h_1 = 20$ м;  $p_{пл} = 6,0$  МПа; кількість нагнітальних свердловин  $n_0 = 20$ ; радіус кола, на якому розташовані нагнітальні свердловини,  $R_b = 500$ м;  $\rho_v = 1000$  кг/м<sup>3</sup>; середній радіус відступу води, прийнятий постійним,  $R_0 = 500$ м; постійна витрата газу  $q_r = 10$  м<sup>3</sup>/добу; коефіцієнт, об'ємного пружного стиску рідини  $\beta_v = 0,455 \cdot 10^{-5}$  МПа<sup>-1</sup>; коефіцієнт об'ємного пружного стиску порід  $\beta_c = 0,155 \cdot 10^{-5}$  МПа<sup>-1</sup>; радіус контура пластової водонапірної системи  $R_k = 19,47$ км.

Криві залежностей  $\Omega = \Omega(h)$ ,  $Fm = Fm(h)$  представлені на рис. 4.14.

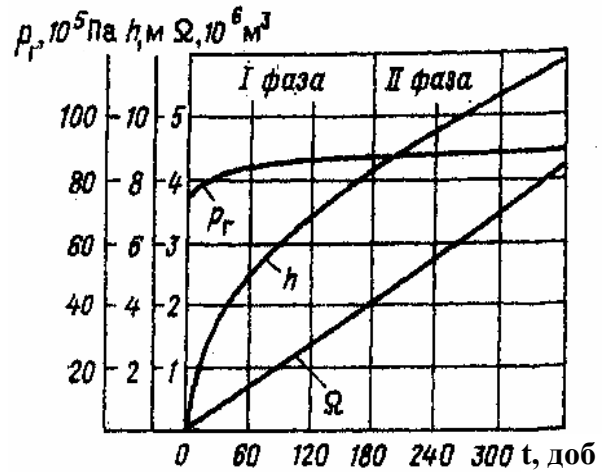
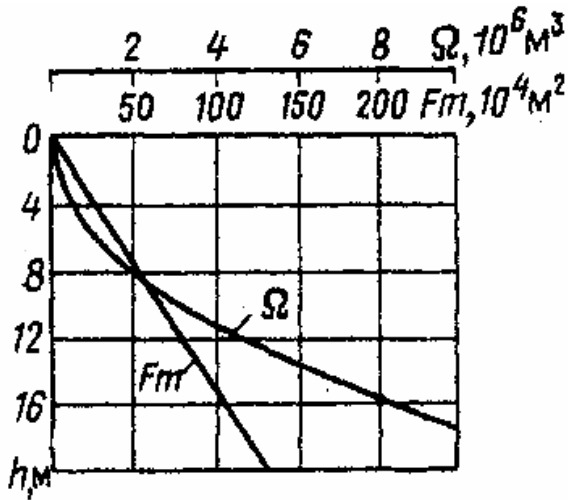
Результати обчислень при  $\Omega_0 = 0$  приведені в табл. 4.4.

Таблиця 4.4.

Основні дані, що характеризують процес створення ПСГ в куполоподібній пастці водонапірної системи пласта в умовах пружного режиму

| t, сут | R, 10 <sup>3</sup> м | p <sub>r</sub> , МПа | Ω, 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> | h, м | Q <sub>v</sub> , м <sup>3</sup> /доб | Q <sub>3</sub> , 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> |
|--------|----------------------|----------------------|-----------------------------------|------|--------------------------------------|---|
| 30     | 7,95                 | 8,10                 | 0,371                             | 3,5  | 12 400                               | 30  |
| 60     | 11,25                | 8,30                 | 0,723                             | 5,0  | 12 050                               | 60  |
| 90     | 13,75                | 8,40                 | 1,070                             | 6,0  | 11 800                               | 90  |
| 120    | 15,80                | 8,48                 | 1,410                             | 6,8  | 11 720                               | 120   |
| 150    | 17,80                | 8,55                 | 1,750                             | 7,6  | 11 630                               | 150   |
| 180    | 19,47                | 8,60                 | 2,090                             | 8,35 | 11 600                               | -180  |

За даними табл. 4.4. побудовані криві залежностей  $p_r = p_r(t)$ ,  $h = h(t)$  та  $\Omega = \Omega(t)$ , приведені на рис. 4.14. З даних таблиці і рис. 4.14 – 4.16 маємо, що початок створення сховища характеризується високим темпом зростання тиску в області газонасиченості, при подальшому закачуванні газу темп зростання тиску зменшується.



**Рис. 4.15.** Криві залежностей  $\Omega$  і  $F_m$  від газонасиченої товщини пласта  $h$

**Рис.4.16.** Криві залежностей  $\Omega = \Omega(t)$ ,  $h = h(t)$  і  $p_2 = p_2(t)$  при закачуванні газу в наптку з постійним темпом протягом I-ої і II-ої фаз несталої фільтрації води

Друга фаза несталої фільтрації рідини при заданій в часі витраті закачуваного газу  $q_r = q_r(t)$ . Водонапірна система пласта розглядається як замкнутий підземний резервуар.

Кінцева формула для розрахунку газонасиченого об'єму порового простору має вигляд

$$\Delta \bar{\Omega} = \Delta \tau \frac{-a + b\bar{\Omega}_0 + \alpha(1-n)(1-h_0) + \frac{(1+n)}{2\bar{\Omega}_0}(\bar{Q}_0 + \bar{Q}_1)}{1 - \frac{1}{2} \Delta \tau \left[ (n-1) \frac{\bar{Q}_1}{\bar{\Omega}_0^2} + b - (1-n) \frac{\alpha\beta_1}{F_0} \right]} \quad (4.59)$$

**Приклад 4.9.** Розрахуємо зміну об'єму порового простору і тиск в сховищі протягом другої фази несталої фільтрації.

Початкові дані узяті з попереднього прикладу для  $t = 180$  діб  $\bar{\Omega}_0 = 0,037$ ;  $\alpha = 0,092$ ;  $\bar{h}_0 = 0,152$ ;  $n = -0,158$ ;  $a = 10157$ ;  $b = -1.845$ ;  $\bar{F}_0 = 0,417$ ;  $\beta_1 = 0,833$ ;  $q_0 = 26700 \text{ м}^3/\text{доб}$ ;  $T = 2110$  діб.

Для розрахунку складена допоміжна табл. 4.5.

Таблиця 4.5.  
Значення  $t$ ,  $\tau$  і  $\bar{Q}$ .

| $t$ , діб | $\tau$ | $\bar{Q}_0$ | $t$ , діб | $\tau$ | $\bar{Q}_1$ |
|-----------|--------|-------------|-----------|--------|-------------|
| 0         | 0      | 0,0531      | 126,6     | 0,06   | 0,0905      |
| 63,3      | 0,03   | 0,0718      | 189,9     | 0,09   | 0,1090      |

По формулі (4.59) маємо

$$\Delta\bar{\Omega} = \frac{0,03[-1,157 + (-1,845)0,037 + 0,092(1 + 0,158) \times (1 - 0,152) + \frac{1,158(0,0531 + 0,0718)}{2 \cdot 0,037}]}{1 - \frac{1}{2}0,03[-1,158 \frac{0,0718}{(0,037)^2} + (-1,845) - 1,158 \frac{0,092 \cdot 0,833}{0,417}]} = 0,0127$$

$$\bar{\Omega}_1 = 0,037 + 0,127 = 0,0497.$$

Набуте значення  $\bar{\Omega}_1$  приймаємо в подальших розрахунках за  $\bar{\Omega}_0$ . Результати обчислень приведені в табл. 4.6.

З даних табл. 4.6 видно, що протягом другої фази тиск в створеній області газонасиченості трохи змінюється.

Таблиця 4.6.

Основні дані, що характеризують процес створення ПСГ протягом другої фази несталого фільтрації при пружному режимі

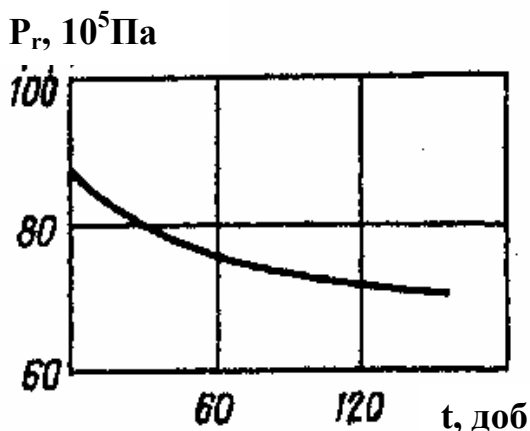
| $t$ , діб | $\Delta\bar{\Omega}$ | $\bar{\Omega}$ | $\Omega_{Г}, 10^6 \text{ м}^3$ | $h$ , м | $\bar{h}$ | $F_m, 10^4 \text{ м}^3$ | $\bar{F}$ | $p_{Г}$ , МПа |
|-----------|----------------------|----------------|--------------------------------|---------|-----------|-------------------------|-----------|---------------|
| 0         | 0                    | 0,0370         | 2,09                           | 8,35    | 0,152     | 52,0                    | 0,417     | 8,60          |
| 63,3      | 0,0127               | 0,0497         | 2,805                          | 9,60    | 0,174     | 57,5                    | 0,463     | 8,67          |
| 126,6     | 0,01268              | 0,0624         | 3,52                           | 10,6    | 0,197     | 64,5                    | 0,518     | 8,72          |
| 189,9     | 0,01266              | 0,0750         | 4,23                           | 11,8    | 0,215     | 71,6                    | 0,571     | 8,75          |

**4.4.1. Розрахунок падіння тиску в ПСГ після припинення закачування газу**

Після того, як припиниться закачування газу в ПСГ, в газоносній і водоносній частинах водонапірної системи пласта почнеться перерозподіл тиску. У газоносній частині пласта воно знижуватиметься, а у водоносній, якщо водонапірна система пласта ізольована, – підвищуватися. Ці несталі процеси дуже важливі, оскільки впливають на експлуатацію ПСГ. Якщо підрахувати необхідну кількість свердловин, не враховуючи зниження тиску, то в період максимального відбору газу доведеться збільшувати депресію і знижувати тиск в свердловинах, оскільки їх буде недостатньо. Це у свою чергу може призвести до прориву конуса підошовної води в свердловини і припинення притоку газу до них.

**Приклад 4.10.** Проведемо розрахунок за формулою (4.59) вважаючи, що відбір газу після припинення закачування відсутній:  $\bar{Q} = \text{const}$ . Початкові дані для розрахунку взяті із попереднього прикладу для  $t=189,9$  діб. Результати розрахунків наведені в табл. 4.13.

З табл.4.3 і рис. 4.17 видно, що спочатку темп зниження тиску в ПСГ найбільший, надалі він зменшується. Через 63,3 доби після припинення закачування тиск знизився на 1,22 МПа, через 126,6 і 189,9 доби відповідно на 1,775 і 1,81 МПа, що складає 18 і 20,7 % початкового тиску ( $p_r = 8,75$  МПа). Таким чином, тиск в ПСГ за невеликий період часу знижується істотно, що необхідно враховувати.



**Рис. 4.17.** Зменшення тиску газу в підземному сховищі після припинення закачування газу

Основні дані, що характеризують процес зниження тиску в створеному ПСГ після припинення закачування газу, коли

водонапірна система пласта розглядається як замкнутий підземний резервуар. Якщо водонапірна система пласта не ізольована, можливе витіснення води через контур живлення (на виході пласта на денну поверхню або в якому-небудь іншому місці з'єднання пластів). Темп зниження тиску в цьому випадку трохи більший, ніж в розглянутому вище.

Таблиця 4.7.

Результати розрахунку порового тиску в ПСГ

| t, діб | $\Delta\bar{\Omega}$ | $\Omega$ | $\Omega_{Г}, 10^6 \text{ м}^3$ | h, м | $\bar{h}$ | $Fm, 10^4 \text{ м}^2$ | $\bar{F}$ | $p_{Г}, \text{ МПа}$ | $(p_{Г1} - p_{Г2}), \text{ МПа}$ |
|--------|----------------------|----------|--------------------------------|------|-----------|------------------------|-----------|----------------------|----------------------------------|
| 0      | 0                    | 0,07510  | 4,23                           | 11,8 | 0,215     | 71,0                   | 0,571     | 8,75                 | 0                                |
| 63,3   | 0,01030              | 0,08540  | 4,92                           | 12,8 | 0,233     | 75,5                   | 0,607     | 7,53                 | 1,2                              |
| 126,6  | 0,00583              | 0,09123  | 5,16                           | 13,1 | 0,238     | 78,0                   | 0,627     | 7,175                | 0,355                            |
| 139,9  | 0,00334              | 0,09457  | 5,33                           | 13,3 | 0,1242    | 80,0                   | 0,643     | 6,94                 | 0,235                            |

Зміна тиску при циклічній експлуатації ПСГ можна розраховувати за формулою (4.58).

При експлуатації ПСГ, що створюються в пастках водонапірних систем пластів або у виснажених родовищах в умовах водонапірного режиму, спостерігається просування води в ПСГ в період відбору газу. Аналіз цього явища показує, що крім інших чинників просування води залежить від темпу відбору газу. Чим вищий останній, тим менше просувається контур водоносності за час відбору газу.

У багатьох випадках у ПСГ пластового типу просування води в поклад незначне, режим експлуатації сховища – газований. При створенні ПСГ в газових покладах (пастках) масивного типу висота підйому підшовної води може зменшитися з 17–18м до 8–8,5м. В цьому випадку режим експлуатації ПСГ – пружно-водонапірний.

#### 4.4.2. Методи визначення шляхів руху газу в пласті і втрат газу в процесі підземного зберігання

Для вивчення шляхів руху газу в пласті використовують різні інертні гази, відмінні від компонентів залишкового газу пласта. Як інертні газоподібні компоненти застосовують азот, гелій, аргон,



криптон, пропіллярний, бутілен та ін. Ці компоненти закачують в пласт разом з газом через свердловини, розташовані в склепінній частині структури. У периферійних свердловинах періодично відбирають проби газу на аналіз і встановлюють час появи індикатора (інертного газу) в різних свердловинах. Тим самим визначають напрям і швидкість переміщення закачуваного газу в пористому середовищі, В деяких випадках використовують радіоактивні газоподібні індикатори, наприклад криптон, ксенон.

Об'єм газу в пласті-колекторі підземного сховища газу може бути розрахований трьома методами: *об'ємним; за прямолінійними ділянками залежності середньозваженого за об'ємом газонасиченої частини сховища, приведеного  $\tilde{p}/\tilde{z}$  тиску від об'єму відібраного газу зі сховища  $Q_0$  при газовому або водонапірному режимах експлуатації; за об'ємом води, що витісняється зі сховища при закачуванні газу.*

Для наближеного визначення втрат газу в процесі підземного зберігання використовують дані вимірів об'ємів закачаного і відібраного газів, а також статичного тиску пластів в кінці так званого нейтрального періоду, коли немає ні закачування, ні відбору газу. Крім того, визначають положення межі розділу газ – вода за допомогою методу радіометрії свердловин (часто використовують нейтронний гамма-каротаж) і коефіцієнт об'ємної газонасиченості обводненої зони.

Рівняння балансу газу в підземному сховищі має вигляд

$$\frac{p_H z_a}{\tilde{z}_H p_a} \Omega_T + \alpha (\Omega_H - \Omega_T) \frac{p_B z_a}{\tilde{z}_B p_a} = \frac{\tilde{p}_K z_a}{\tilde{z}_K p_a} \Omega_K + \alpha_K (\Omega_H - \Omega_K) \frac{p_{BK} z_a}{\tilde{z}_{BK} p_a} + Q_d, \quad (4.60)$$

де  $\tilde{p}_H$   $\tilde{p}_K$  – середньозважені за газонасиченим об'ємом порового простору тиску відповідно до початку й наприкінці відбору газу;

$p_a$  – атмосферний тиск;

$\tilde{p}_B$ ,  $\tilde{p}_{BK}$  – середньозважені за обводненим об'ємом газового покладу тиску відповідно до початку відбору й наприкінці періоду відбору;

$\Omega_H$  – початковий об'єм порового простору підземного сховища, зайнятий закачанним газом, м<sup>3</sup>;

## Розділ 4. Підземне зберігання газу

$\Omega_r, \Omega_k$  – об'єми газонасиченої (не обводненої) частини порового простору до початку й після припинення відбору газу, м<sup>3</sup>;

$z_a, \tilde{z}_h, \tilde{z}_k, \tilde{z}_{гк}$  – коефіцієнти надстисливості газу при відповідних тисках і пластовій температурі;

$\alpha_h, \alpha_k$  – початкова й кінцева об'ємна газонасиченість обводненої зони в частках одиниці.

З виразу (4.60) визначимо  $\tilde{p}_k$ :

$$\tilde{p}_k = \frac{\left[ Q_3 - Q_d - \alpha_k (\Omega_h - \Omega_k) \frac{\tilde{p}_{BK} z_a}{\tilde{z}_{BK} p_a} \right] \times \tilde{z}_k}{\Omega_k}, \quad (4.61)$$

$$\tilde{p}_k = \frac{1}{\Omega} \int_{\Omega} p d\Omega \approx \frac{p_1 \Omega_1 + p_2 \Omega_2 + \dots + p_n \Omega_n}{\Omega_1 + \Omega_2 + \dots + \Omega_n}, \quad (4.62)$$

$$\alpha_k = \alpha \times \left[ 1,49 - \varphi \times \left( \frac{\tilde{p}_{BK}}{\tilde{p}_B} - 0,3 \right)^2 \right], \quad (4.63)$$

де  $Q_3$  – зміряний об'єм закачаного газу в сховище до початку його відбору, м<sup>3</sup>;

$\alpha_0$  – об'ємна газонасиченість обводненої зони при початковому тиску пласта;

$\varphi$  – коефіцієнт, залежний від темпу відбору газу з покладу.

За геологічними даними будується графік залежності газонасиченого об'єму порового простору від положення межі розділу газ – вода при залишковій водонасиченості  $S_n$ , тобто  $\Omega = \Omega(h)$  (див. рис.4.13).

Якщо розрахований  $\tilde{p}_p$  і зміряний  $\tilde{p}_3$  тиски рівні, помітних втрат немає. Якщо  $\tilde{p}_p > \tilde{p}_3$  можуть бути втрати газу. Витоки можуть виявлятися також по появі газу і підвищенню тиску в пластах, що залягають вище, по виходах газу на поверхню землі через тріщини в гірських породах, через покинуті і раніше пробурені водяні, нафтові або газові свердловини.

Втрати газу можна оцінити за різницею між відомим об'ємом закачаного в підземне сховище газу на початок циклу відбору і запасами газу на цю ж дату, підрахованими за падінням тиску пласта при відборі газу.

**Приклад 4.11.** Визначити початкові запаси газу в підземному сховищі за двома формулами при наступних вихідних даних:  $k_0 = 1,5 \text{ мкм}^2$ ;  $m_0 = 0,25$ ;  $\Delta = 0,6$ ;  $p_{\text{СК}} = 4,555 \text{ МПа}$ ;  $T_{\text{СК}} = 180 \text{ К}$ ;  $T_{\text{пл}} = 293 \text{ К}$ ;  $Q_{\text{д}} = 1130 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ ;  $p_{\text{В0}}/z_{\text{В0}} = 10,7 \text{ МПа}$ ;  $p_{\text{В}}/z_{\text{В}} = 8,0 \text{ МПа}$ ;  $p_{\text{Н}}/z_{\text{Н}} = 10,9 \text{ МПа}$ ;  $Q_3 = 2,784 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ .

Об'єм зв'язаної води

$$S_n = 0,437 - 0,155 \lg(1500/25) = 0,16.$$

Початкова газонасиченість

$$\rho_n = 1 - 0,16 = 0,84.$$

Коефіцієнт залишкової газонасиченої обводненої зони

$$\alpha_0 = (1 - 1,415 \sqrt{0,84 \cdot 0,25}) \times 0,84 = 0,296.$$

Фіктивний постійний об'єм порового простору сховища

$$\Omega_{\phi} = \frac{1130 \cdot 10^6}{107 - 80} = 41,8 \cdot 10^6 \text{ м}^3.$$

Відносна помилка розрахунку

$$\delta' = \frac{(2,67 - 2,784)}{2,847} \cdot 100 = -4\%.$$

В межах похибки обчислень можна стверджувати, що підземні втрати газу при експлуатації підземного сховища відсутні.

### ***4.4.3. Оптимізація техніко-економічних показників ПСГ при пружно-водонапірному режимі експлуатації***

До основних технологічних параметрів ПСГ, від яких залежать витрати на його створення і експлуатацію, належать: *об'єм буферного газу, число і конструкція добувних свердловин, потужність компресорної станції (КС)*. Всі ці параметри взаємопов'язані.

Так, із зростанням об'єму буферного газу зменшуються число видобувних свердловин і потужність КС, яка використовується процесі відбору газу, але збільшується потужність КС на закачування газу.

Збільшення радіусу свердловин, гідродинамічно пов'язаних за ступенем і характером розтину пласта при постійній максимально допустимій швидкості фільтрації на поверхні забою свердловин, призводить до пропорційного збільшення їх дебіту, зменшення числа свердловин, що у свою чергу впливає на об'єм буферного газу і потужність КС.

З іншого боку, використання різних типів компресорів (поршневих, відцентрових або гвинтових з різним типом приводу) викликає зміну вартості закачуваного буферного газу, а отже позначається на основних параметрах ПСГ.

При роботі ПСГ, створених в пастках водонасичених пластів, вода може відчутно проникати в раніше газонасичений об'єм порового простору сховища не повністю витісняючи газ з обводнюваного об'єму.

На підземному сховищі наведені витрати складають:

- по свердловинах

$$EK_c + E_c = n[C_n(E + f_1) + p_n], \quad (4.64)$$

- по компресорній станції

$$E[K_{кс_3} + K_{кс_6}] + E_{кс_3} + E_{кс_6} + E_6 = 0,0038a(E + f_2) * \\ * \left[ Q_0 \lg \frac{p_r}{p_0} + Q_3 \lg \frac{p_n}{p_r} \right] + 0,0038b(Q_0 \lg \frac{p_r}{p_0} t_0 + Q_3 t_3 \frac{p_n}{p_r}), \quad (4.65)$$

- по буферному газу

$$EK_6 + E_6 = C_6 Q_6 (E + f_3)$$

де  $n$  – число свердловин;

$C_n$  – вартість однієї свердловини (буріння, освоєння, облаштування і обв'язування);

$p_n$  – річні експлуатаційні витрати по одній свердловині (без амортизації);

$a$  – питомі капітальні витрати по КС на 1 кВт потужності;

$Q_0$  – добовий відбір газу зі сховища;

$Q_3$  – добове закачування газу в сховище;

## Розділ 4. Підземне зберігання газу

$b$  – річні експлуатаційні витрати по КС (без амортизації) на 1 кВт потужності;

$t_0, t_3$  – час роботи ПСГ відповідно на відбір і закачування (у частках одиниці; за одиницю прийнятий цикл роботи ПСГ);

$p_r, p_{нв}, p_0$  – тиски відповідно на вході і на виході КС при закачуванні, а також на вході КС при відборі газу (тиск на виході КС при відборі рівний  $p_r$ );

$f_1, f_2, f_3$  – норми амортизації відповідно для свердловин, КС і буферного газу (у частках одиниці);

$C_б$  – вартість буферного газу;

$Q_б$  – об'єм буферного газу, приведений до тиску 0,1 МПа і температурі пласта;

$K_c, K_{кc_3}, K_{кc_б}, K_б$  – капіталовкладення, відповідно, в свердловини; КС, які використовуються при закачуванні та при відборі; буферний газ;

$E_c, E_{кc_3}, E_{кc_б}, E_б$ , – річні експлуатаційні витрати, відповідно, по свердловинах; КС, які використовуються при закачуванні; КС, які використовуються при відборі; по буферному газу;

$E$  – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень.

Для умов експлуатації сховища при пружно-водонапірному режимі об'єм газу визначається так:

$$Q_б = \frac{Q_a \frac{p_k}{z_k} [1 + \alpha(\psi - 1)]}{\psi \left( \frac{p_n}{z_n} - \alpha_k \frac{p_k}{p_k} \right) - \frac{p_k}{z_k} (1 - \alpha_k)}, \quad (4.66)$$

де  $Q_a$  – об'єм активного газу, зведений до тиску 0,1 МПа, і температурі пласта;

$p_{нв}, p_k$  – тиск в сховищі, відповідно, на початок і кінець відбору газу;

$z_n, z_k$  – відповідні коефіцієнти надстисливості газу;

$\alpha_k$  – залишкова об'ємна газонасиченість в обводнюваній зоні сховища (у частках одиниці);

$\psi = \Omega_n / \Omega_k$  – відношення початкового газонасиченого об'єму порового простору до кінцевого.

З виразів (4.64) – (4.66) випливає, що *приведені витрати з підземного зберігання газу, залежні від числа добувних свердловин, потужності КС і об'єму буферного газу, можна виразити таким чином:*

$$\begin{aligned}
 K_{np} = & n[C_{\Pi}(E + f_1) + p_{\Pi}] + 0,0038a(E + f_2) \left[ Q_0 \lg \frac{p_{\Gamma}}{p_0} + Q \lg \frac{p'_{\text{H}}}{p_{\Gamma}} \right] + \\
 & + 0,0038b \left( Q_0 \lg \frac{p_{\Gamma}}{p_0} t_0 + Q_3 \lg \frac{p'_{\text{H}}}{p_{\Gamma}} t_3 \right) + C_{\sigma}(E + f_3) \times \\
 & \times \left\{ \frac{Q_a \frac{p_{\kappa}}{z_{\kappa}} [1 + \alpha_{\kappa} (\psi - 1)]}{\psi \left( \frac{p_{\text{H}}}{z_{\text{H}}} - \alpha_{\kappa} \frac{p_{\kappa}}{z_{\kappa}} \right) - \frac{p_{\kappa}}{z_{\kappa_1}} (1 - \alpha_{\kappa})} \right\}.
 \end{aligned} \tag{4.67}$$

При визначенні тиску на вході КС в період відбору через  $P_{\kappa}$  слід враховувати втрати тиску газу в пласті по стовбуру свердловини і її шлейфу. Вважаючи, що КС поєднана з груповим пунктом, і нехтуючи втратами тиску в апаратах підготовки газу, можна записати

$$p_0 = \sqrt{\frac{p_{\kappa}^2 - Aq - (B + \theta + B_{\text{шл}} e^{2s})q^2}{e^{2s}}}, \tag{4.68}$$

де  $A, B, \theta, e^{2s}, B_{\text{шл}}$  – коефіцієнти, що враховують втрати тиску, відповідно, в пласті, по стовбуру і в шлейфі свердловини.

Число добувних свердловин, необхідних для забезпечення заданого сумарного добового дебіта по сховищу в завершальний період відбору газу, залежить від кінцевого тиску  $p_{\kappa}$ .

При нелінійному законі фільтрації газу в пласті і постійній максимально допустимій швидкості фільтрації на забої свердловини, коли  $p_{\kappa}^2 - p_3^2 = Aq + Bq^2$ ;  $g = Cp_3 = Q/n$ , вираз для  $p_{\kappa}$  має вигляд

$$p_{\kappa} = \sqrt{\frac{AQ_0}{n} + \frac{Q_0^2}{n^2} \left( B + \frac{1}{C^2} \right)}, \tag{4.69}$$

де  $q$  – добовий дебіт свердловини;

$p_3$  – забійний тиск;

$C$  – коефіцієнт, який визначається постійним градієнтом тиску або допустимою швидкістю фільтрації на забої свердловини.

Для визначення оптимального співвідношення числа добувних свердловин, потужності КС і об'єму буферного газу, при якому в умовах пружно-водонапірного режиму експлуатації сховища досягається мінімум приведених витрат, знайдемо першу похідну  $dK_{np}/dn$  і прирівняємо її до нуля. При цьому твором  $n \cdot p_H$  можна нехтувати, оскільки він мало залежить від числа свердловин  $n$ . Тоді для нелінійного закону фільтрації газу в пласті отримаємо

$$\frac{p_H Q_a C_\sigma (E + f_3) \psi}{z_H 2C_\pi} = \frac{\sqrt{\frac{AQ_0}{n} + \frac{Q_0^2}{n^2} \left( B + \frac{1}{C^2} \right)} \left[ \psi \left( \frac{p_H}{z_H} - \alpha \frac{p_K}{z_K} \right) - \frac{p_K}{z_K} (1 - \alpha_K) \right]^2}{z_K \left[ \frac{AQ_0}{n^2} + \frac{2Q_0^2}{n^3} \left( B + \frac{1}{C^2} \right) \right] [1 + \alpha_K (\psi - 1)]} \times \left[ E + f_1 + \frac{0.0038 Q_0 (aE + af_2 + Bt_0)}{2,3n C_\pi} \right] \quad (4.70)$$

Для лінійного закону фільтрації газу в пласті у формулі (4.70) коефіцієнт  $B = 0$ .

Рівняння (4.70) вирішується графоаналітичним методом або за допомогою ЕОМ. Будуємо графік  $n - f(n)$ , представлений на рис 4.10, де  $f(n)$  – вираз, що стоїть в правій частині рівняння. Обчисливши вираз, що стоїть в лівій частині рівняння, за графіком знаходимо кількість свердловин, а потім – об'єм буферного газу і потужність компресорної станції, при яких приведені витрати в ПСГ мінімальні.

**Приклад 4.12.** Розглянемо порядок розрахунків за визначенням оптимального співвідношення числа добувних свердловин, потужністю компресорної станції і об'єму буферного газу при пружно-водонапірному режимі експлуатації ПСГ.

*Критерій оптимальності* – мінімальні наведені витрати на зберігання газу. Вихідні дані для розрахунку: газосховище утворить поклад масивного типу в пастці, для якої відома залежність її газонасиченого об'єму від поверху газонасиченості; шар-колектор

## Розділ 4. Підземне зберігання газу

товщиною 100 м залягає на глибині 850м і представлений пухким піском пористістю 0,28, проникністю в газонасиченій частині  $2 \text{ мкм}^2$  і водонасиченістю  $2,5 \text{ мкм}^2$ ; коефіцієнт об'ємної пружності води й породи дорівнює  $0,1055 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}$ ; в'язкість пластової води  $1 \text{ Па}\cdot\text{с}$ ; пластова температура  $293 \text{ К}$ ;  $p_H = 9,4 \text{ МПа}$ ;  $p_r = 4,0 \text{ МПа}$ ;  $Q_a = 1,35 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ ;  $Q_0 = Q_3 = 8 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{доб}$ ;  $f_1 = 0,03$ ;  $f_2 = 0,1$ ;  $f_3 = 0,02$ ;  $a = 225 \text{ грн/кВт}$ ;  $b = 41 \text{ грн/(кВт/год)}$  (компресори поршневі типу 10 ГКН);  $C_{\Pi} = 1,3 \cdot 10^5 \text{ грн/свердловини}$ ;  $C_6 = 6 \cdot 10^{-3} \text{ грн/м}^3$ ;  $E = 0,15$ ;  $t_3 = t_0 = 0,5 \text{ року}$ .

Прийmemo, що фільтрація газу в пласті відбувається за лінійним законом ( $B = 0$ ), а експлуатація свердловини – при постійному градієнті тиску, при якому депресія рівна  $2 \text{ МПа}$ :

$$A = 0,0021 \frac{(\text{МПа})^2}{\text{м}^3 / \text{доб}}; \quad C = 2000 \frac{\text{м}^3 / \text{доб}}{\text{МПа}}.$$

Спочатку виконують розрахунки по вторгненню пластової води в підземне сховище при відборі газу, в результаті яких знаходять значення  $\Omega_H$  і потім відношення  $\Psi = \Omega_H / \Omega_K$ .

Ці розрахунки рекомендується проводити по методиці, що враховує зміну залишкової газонасиченості і фазової проникності для води в обводнюваній зоні сховища.

Методика дозволяє знаходити поточне положення контакту «газ – вода» (скорочення в процесі відбору газу середнього радіусу газової зони для покладу пласта і поверху газоносності для покладу масивного типу), а також враховувати анізотропію пласта, якщо відомі середні значення його проникності у вертикальному і горизонтальному напрямках.

Вважаючи при першому наближенні, що

$$\Omega_H = 2Q_H z_H / p_H,$$

отримаємо: при  $\Omega_H = 23,4 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ ,  $\Omega_K = 7,8 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ . Тоді  $\Psi = \Omega_H / \Omega_K = 3$ . Знаходимо, що вираз, що стоїть в лівій частині рівняння (4.70), рівний 183,26.

Для побудови графіка  $n - f(n)$  знайдемо кілька значень правої частини рівняння (4.70) для довільних значень  $n$ . Так, при  $n=52 f(n)=215,44$ ; при  $n=46 f(n)=167,13$ ; при  $n=50 f(n)=192,85$ . За графіком знаходимо, що значенню  $f(n) = 183,26$  відповідає  $n=49$  (див. рис. 4.7). Для цього значення  $n$  по формулі (4.69) визначаємо, що



## Розділ 4. Підземне зберігання газу

$p_k = 8,37$  МПа, а з рівняння (4.66)  $Q_b = 1,48 \cdot 10^9$  м<sup>3</sup>. Потім уточнюємо значення  $\Omega_k$  и  $\Omega_n$ :

$$\Omega_k = \frac{Q_b - \alpha \frac{p_k z_n}{z_k p_n} (Q_b + Q_a)}{\frac{p_k}{z_k} (1 - \alpha_k)} = 8,19 \cdot 10^6 \text{ м}^3 ;$$
$$\Omega_n = \Omega_k \psi = 24,57 \cdot 10^6 \text{ м}^3 .$$

Якщо набуто значення  $\Omega_n$  рівне або менше об'єму пастки сховища по газу, а  $\Omega_k$  не менше допустимої межі обводнення сховища, обумовленого забезпеченням безводної експлуатації склепінних свердловин, то розрахунок можна продовжувати.

У разі, коли  $\Omega_n$  перевищує об'єм пастки або  $\Omega_k$  менше допустимої межі, слід скоротити об'єм активного газу  $Q_a$  або відмовитися від виконання умови організації ПСГ при мінімальних приведених витратах, тобто піти на менш економічний варіант.

Визначимо необхідну потужність компресорної станції ПСГ при закачуванні газу в сховище.

Максимальний ступінь стиснення при  $p'_n = 10,5$  МПа в кінці закачування газу складає 2,6, розрахункова потужність КС на закачування газу  $N_{КСЗ} = 12,74 \cdot 10^3$  кВт. Оскільки потужність одного агрегату 10 ГКН рівна 1100 кВт, слід встановити 12 агрегатів сумарною потужністю 13 200 кВт.

Перевіримо, чи потрібно використовувати КС при відборі газу. Для цього за формулою (4.68) знайдемо, що  $p_0 = 7,22$  МПа. Оскільки  $p_0 > p_2$  КС при відборі не використовується.

Розрахункові капіталовкладення складуть: у свердловини – 6,37 млн. грн., в КС – 2,97 млн. грн., в буферний газ 8,88 млн. грн., а річні експлуатаційні витрати відповідно 229,32, 567,6 і 177,6 тис. грн. Сумарні річні експлуатаційні витрати 974,52 тис. грн. Приведені витрати зі зберігання газу – 3,7 млн. грн.

При проведенні оптимізаційних розрахунків на стадії проектування ПСГ за допомогою виразу (4.70) можна також досліджувати вплив діаметра добувних свердловин, ступеня і характеру розтину свердловинами пласта, різного типу компресорного агрегату (поршневого, відцентрового), різної питомої

вартості буферного газу на техніко-економічні показники ПСГ. За цією методикою досліджувався вплив на техніко-економічні показники ПСГ типу компресорного агрегата, ступені рухливості вод пластів і питомої вартості буферного газу. Встановлено, що найбільший вплив завдають ступінь рухливості вод пластів і питома вартість буферного газу. При цьому об'єм активного газу – задана постійна величина.

### **4.5. ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ РІДКИХ ГАЗІВ У ПОКЛАДАХ КАМ'ЯНОЇ СОЛІ**

ПСГ в непроникних гірських породах – це природна або штучно створена порожнина (ємність) в комплексі з наземним і підземним технологічним устаткуванням, що забезпечує прийом, зберігання і відбір продуктів.

Продукти, що зберігаються, можуть знаходитися в *газоподібному* (природний газ, етан, етилен і ін.) або *рідкому* (пропан, бутан, бензин, дизельне паливо і ін.) *стані*.

ПСГ створюють у відкладеннях кам'яної солі (пласти, масиви, штоки), в непроникних або практично непроникних гірських породах, таких як гіпс, ангідрит, граніт, глина і ін., в покинутих шахтах, кар'єрах або інших гірських виробках, в щільних гірських породах спеціальними методами (ядерні вибухи і ін.).

З ПСГ всіх типів в непроникних гірських породах в колишньому СРСР і за кордоном найбільш поширені сховища у відкладеннях кам'яної солі. Близько 90 % всіх продуктів, що зберігаються, розміщені в таких сховищах. Можливість і техніко-економічна доцільність створення ПСГ цього типу обумовлені специфічними і фізико-хімічними властивостями кам'яної солі і умовами її залягання.

Будова відкладень кам'яної солі різна — це масиви, куполи, штоки, лінзи і пласти різної товщини при різних кутах падіння. Поклади кам'яної солі складаються або повністю з мінералу галіту («чиста сіль»), або містять вкраплення: пропластки і лінзи ангідритів, гіпсу, карбонату кальцію і інших мінералів і порід.

Хімічний склад галіта: 39,39 % Na і 60,61 % Cl. Молекулярна маса 58,44, густина 2,1 – 2,2 г/см<sup>3</sup>, твердість за шкалою Мооса 4,0 – 2,5. Галіт безбарвний, прозорий і має скляний блиск. Залежно від вигляду і кількості домішок сіль забарвлюється в жовтий, рожевий, червоний, бурий, коричневий і зелений колір.

Родовища кам'яної солі поширені по всій території колишнього Радянського Союзу. Глибина залягання кам'яної солі змінюється від декількох метрів до 2500 м. Частіше відкриті родовища залягають на глибинах 100 – 1000 м.

Для оцінки придатності об'єкта для споруди і експлуатації ПСГ у відкладеннях кам'яної солі проводиться комплекс спеціальних розвідувальних робіт. Вивчається накопичений геологічний матеріал, буряться розвідувальні свердловини, проводяться геофізичні, гідрогеологічні і карстологічні дослідження, відбираються керни для лабораторних досліджень.

Результати розвідки оцінюються з позицій наступних критеріїв придатності об'єкта для створення ПСГ: *герметичність, міцність і стійкість відкладень кам'яної солі, інертність стосовно до продукта, що зберігається, енерговитрати на розмив.*

### ***4.5.1. Методи і схеми розмиву підземних ємностей***

Розмив ємностей кам'яної солі здійснюється через бурові свердловини прісною або слабо мінералізованою водою. Застосовують два методи розмиву.

*Циркуляційний* — шляхом закачування прісної або слабо мінералізованої води і витискування на поверхню насиченого розсолу (закачування і відбір проводять через одну, дві або декілька свердловин).

*Струменевий* (або зрошування), коли розмив проводять за допомогою струменя води, що направляється на соляні відкладення (стінку камери) в незаповненому рідиною просторі з подачею розсолу на поверхню забійними насосами або шляхом витіснення його стислим повітрям.

Циркуляційний метод розмиву заснований на здатності солі розчинятися при обмиванні її поверхні прісною або слабо мінералізованою водою. Кам'яна сіль добре розчиняється в прісній воді. Так, при 20 °С у 1м<sup>3</sup> води може розчинитися 358кг солі. Для утворення 1м<sup>3</sup> ємності в середньому потрібно 6 – 7м<sup>3</sup> води.

Досліди показали, що при куті нахилу реакційної поверхні до горизонту більше 90° спостерігається відрив цівок розсолу від суміжного шару, а при 180° – суміжний шар практично відсутній, оскільки насичений розсіл у вигляді окремих цівок стікає вниз. У проміжках між цими цівками розчинник стикається безпосередньо з твердою поверхнею. Масообмін в цьому випадку залежить тільки від

швидкості хімічної взаємодії на контакті сіль – розчинник і, природно, інтенсивніший, ніж за наявності суміжного шару. В результаті розмив поточин ємності відбувається швидше, ніж бічних стінок і особливо підосви пласта. Експериментальними дослідженнями було встановлено, що лінійна швидкість розмиву поверхні зменшується від 0,7 – 0,8 см/год у поточині до 0,06 – 0,12 см/год у підосві, тобто в 8 – 10 разів.

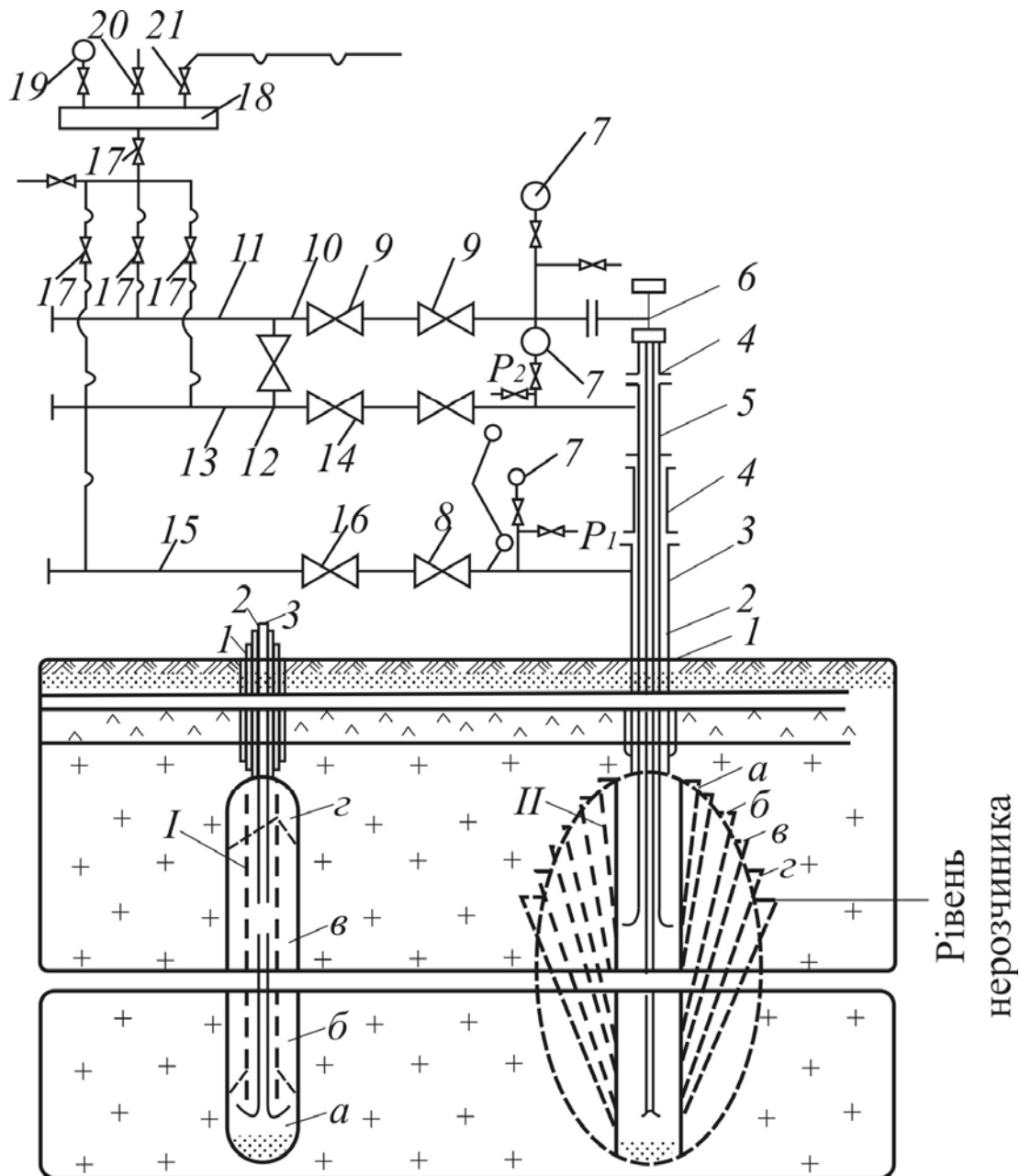
Механізм розмиву підземної ємності (рис. 4.18) призводить до закономірної тенденції утворення конусоподібних ємностей (з підставою конуса вгору). Така форма ємності може привести до обвалення стелі навіть при невеликих її об'ємах.

Відомо, що найміцніші і надійніші форми гірських вироблень – сфероїдальні або склепінчасті ємності. Для створення підземних ємностей заданої форми і розмірів розроблені спеціальні процеси розмиву із застосуванням і без застосування нерозчинника – рідкого або газоподібного продукта, який легший за воду і хімічно нейтральний до солі і її водних розчинів. Як рідкі нерозчинники використовують нафту, гас, дизельне паливо, зріджений газ, газоподібні нерозчинники: повітря, природний газ, інертні гази ( $\text{CO}_2$  і інші).

*До переваг газоподібних нерозчинників належать простота регулювання і управління потоками, витратами і тисками, можливість зберігання без наземного сховища і попереднього «відмивання» ємності, можливість програмування і автоматизації процесу розмиву, відносно низька вартість нерозчинника і процесу розмиву.*

*Недоліки нерозчинників – небезпека руйнування стелі, перемішування з продуктом, що зберігається, випуск газу в атмосферу при зниженні тиску в сховищі при підйомі труб.*

*Управління процесом розмиву здійснюється шляхом зміни положення кінців колони труб, напряму і швидкості потоків розчинника, регулювання концентрації розсолу на вході і виході з ємності, переміщення контакту розсіл – нерозчинник, а також інтенсифікацією розчинності солі. При виборі технологічної схеми розмиву виходять з найкращої керованості процесом при оптимальних техніко-економічних показниках з урахуванням гірничо-геологічних і технічних умов.*



**Рис. 4.18. Технологічна схема споруди підземної ємності у відкладеннях кам'яної солі ступенями зверху-вниз:**

1 – обсадна колона труб; 2 – зовнішня робоча колона труб; 3 – внутрішня робоча колона труб; 4 – пристрій для підвіски робочих колон труб; 5 – пристрій для підвіски напірних трубопроводів; 6 – трійник для підвіски труб; 7, 19 – манометри; 8 – термометр; 9, 10, 14, 16 – засувки; 11, 13, 15 – прийомонапірні трубопроводи; 12 – перемичка; 17 – регулюючі вентилі; 18 – метанольний бачок; 20 – піддувна свічка; 21 – запобіжний клапан; I – споруда ємності на першому етапі при прямоточному режимі розмиву; II – споруда ємності на другому етапі при протиточному режимі розмиву; а, б, в, г – стадії розвитку ємності

**4.5.2. Проектування розмиву підземних ємностей у покладах кам'яної солі**

Теорія розмиву підземної ємності в соляних відкладеннях дозволяє отримати залежність концентрації розсолу на будь-якому етапі формування ємності від витрати розчинника і термінів розмиву.

Залежність між просторово-часовими змінами концентрації розчинника  $C = f(x, y, z, t)$  описується диференціальними рівняннями: *дифузійного і конвективного перенесення речовини; масообміну на межі розділу суміжного шару із загальною масою розчинника; масообміну на межі розділу твердої і рідкої фаз і рівнянням руху в'язкої рідини (Нав'є – Стокса)*. Навіть при істотних допущеннях не отримано рішень системи вказаних рівнянь. У зв'язку з цим процеси розмиву досліджують методами фізичного моделювання, а розрахункові формули отримані емпірично при обробці результатів експерименту.

Кількість солі, розчиненої водою з реакційних поверхонь, різно орієнтованих в просторі, визначають за наступними формулами:

– для поверхонь, розташованих під кутом нахилу  $90^\circ \leq \varphi \leq 180^\circ$  до горизонту

$$q = \left[ 1 - \frac{C_p \rho_n}{C_n \rho_p} \right] \left( 1 + \frac{t}{22,4} \right) (8,75 \sin \beta + 5,78); \quad (4.71)$$

– для поверхонь, розташованих під кутом нахилу  $0^\circ \leq \varphi \leq 90^\circ$  до горизонту

$$q = \left[ 1 - \frac{C_p \rho_n}{C_n \rho_p} \right] \left( 1 + \frac{t}{22,4} \right) (3,75 \varphi^{0,5} + 1,80), \quad (4.72)$$

де  $q$  – кількість солі, розчиненої водою, з одиниці поверхні каверни, кг/(м<sup>2</sup>·год);

$C_p$  и  $C_n$  – концентрація, відповідно, розчинника і насиченого розсолу, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_p$  і  $\rho_n$  – густина, відповідно, розчинника і розсолу, кг/м<sup>3</sup>;

$t$  – температура розчинника, °С;

$\beta, \varphi$  – кути нахилу реакційних поверхонь, радіани;

22,4; 8,75; 5,78; 3,75; 1,80 – розмірні коефіцієнти.

Використовуючи ці формули і представляючи геометрію камери, що розмивається, як послідовний (поетапний) ряд ємностей певної конфігурації, розраховують концентрацію і витрату розсолу для кожного етапу і терміни розмиву. Для попередніх опрацювань варіантів розмиву використовують спрощені формули, усереднюючи параметри камер (без розбиття на етапи).

Оскільки форма камери, що розмивається, може істотно відрізнятись від прийнятої розрахункової схеми, доцільно провести спеціальні узагальнення експериментів для створення більш загальних методів розрахунку.

Нижче приведена послідовність проектування розмиву підземних ємностей у відкладеннях кам'яної солі.

1. *Вибір технологічної схеми розмиву.* Досвід споруди підземних ємностей дозволяє рекомендувати як основну схему ступінчасту протитечію, а в складних гірничо-геологічних умовах – ступінчастий прямоток.

2. *Складання розрахункової схеми формоутворення ємності* ведеться з урахуванням наступного:

а) *поверхні, що розчиняються, розташовуються стосовно до розчинника під кутом  $90$  і  $180^\circ$*  (вертикальна бічна стінка і горизонтальна стельова);

б) *лінійні швидкості розчинення поверхонь, однаково орієнтованих в просторі вища башмака зовнішньої робочої колони, не залежать від висоти камери і приймаються рівними;*

в) *лінійна швидкість розчинення горизонтальної поверхні в 1,5 рази* (нерозчинитель – повітря) вища за лінійну швидкість розчинення вертикальної поверхні.

Розрахункову схему формоутворення прийнято будувати у вигляді вертикального перетину по осі проектованої ємності.

Форму гідроврубів беруть циліндровою за умови прийому нерозчинних крапель. В кінці розмиву форму гідроврубів приймають у вигляді усіченого конуса, рівновеликого за об'ємом початковому циліндру з діаметром нижньої підстави, рівним  $2/3$  діаметру циліндра. На кожному заданому етапі будують форму ємності для зони вище за башмак колони з урахуванням викладеного вище, а для зони нижче – з урахуванням діаметра гідроврубів, який береться за підставу усіченого конуса.

3. *Розрахунок основних технологічних параметрів.* Як поверхню розчинення приймають «приведену поверхню» (умовну вертикальну

поверхню, кількість солі з якої розчиняється водою в одиницю часу, рівна кількості солі, розчиненій з поверхні ємності складної геометричної форми).

Вводять поняття *приведеної швидкості розчинника і приведенного коефіцієнта швидкості розчинення*. Експериментальні дослідження В. А. Мазурова і Б. Н. Федорова дозволили встановити область автоточності і отримати систему розрахункових формул. Цей метод розрахунку надійний, простий і дає високу точність.

*Приведена поверхня розчинення* у відповідності з прийнятою схемою формоутворення

$$S_{\Pi} = \sum_{i=1}^n S_{i_b} + 1,5 \sum_{i=1}^m S_{i_r}, \quad (4.73)$$

де  $S_{i_b}$  і  $S_{i_r}$  – площі вертикальних і горизонтальних поверхонь розчинення.

*Концентрацію розсолу*, що поступає на поверхню, на будь-якому етапі формування ємності розраховують за формулами

$$C = C_n \left( 1 - \frac{1}{\frac{K_{\Pi}}{u_{\Pi}} + 1} \right), \quad (4.74)$$

де  $C_n$  – концентрація насиченого розсолу, кг/м<sup>3</sup>;

$K_{\Pi}$  – приведений коефіцієнт швидкості розчинника, м/год;

$u_{\Pi}$  – приведена швидкість руху розчинника, м/год;

$$u_n = Q/S_n, \quad (4.75)$$

де  $Q$  – витрата розчинника, м<sup>3</sup>/год;

$S_n$  – приведена поверхня розчинення, м<sup>2</sup>.

*Средньоінтегральну концентрацію розсолу* на окремому етапі формоутворення або при розмиві всієї ємності (за умови безперервності процесу і монотонної зміни величини поверхні, що розчиняється, при постійній витраті розчинника) можна визначити за формулою



$$C_{cp} = C_n \left[ 1 - \frac{\ln \frac{(K_n/u_n)_2 + 1}{(K_n/u_n)_1 + 1}}{(K_n/u_n)_2 - (K_n/u_n)_1} \right], \quad (4.76)$$

де  $(K_n/U_n)_1$  и  $(K_n/U_n)_2$  – відношення приведенного коефіцієнта швидкості розчинення до приведенної швидкості руху розчинника (дифузійне число Стентона) відповідно на початку і в кінці даного етапу.

*Час розмиву етапу або всієї ємності*

$$t = \frac{G}{Q_p \cdot C_{cp}}, \quad (4.77)$$

де  $G$  – маса солі, що виступила на поверхню з розсолом, кг;

$Q_p$  – витрата розсолу, м<sup>3</sup>/год.

*Для протиточного режиму*

$$G = V_\phi (\rho_c g - 0,8C), \quad (4.78)$$

*для прямого режиму*

$$G = V_\phi (\rho_c g - 1,15C) \quad (4.79)$$

де  $V_\phi$  – об'єм камери, м<sup>3</sup>;

$\rho_c$  – густина кам'яної солі, кг/м<sup>3</sup>;

$C$  – концентрація розсолу на кінець етапу, кг/м<sup>3</sup>.

Для визначення приведенного коефіцієнта швидкості розчинення отримані наступні емпіричні формули:

*при протитечії*

$$K_n = (3,53 + 0,158t) \times u_n^{0,13}, \quad 0,7 \leq u_n \leq 32; \quad (4.80)$$

*при прямотоці*

$$K_n = (2,78 + 0,125t) \times u_n^{0,13}, \quad 0,4 \leq u_n \leq 32, \quad (4.81)$$

4. *Подачу нерозчинника – повітря, м<sup>3</sup>/доб, визначають за формулами*

$$Q_{\text{гоз}}(t) = AV_r(t) + V_p(t)S_k + 24Q_pS_{\delta}, \quad (4.82)$$

$$A = \frac{p_k T_{\text{ст}}}{z_k T \rho_{\text{ст}}}, \quad (4.83)$$

де  $A$  – коефіцієнт приведення об'єму повітря до нормальних умов;  
 $V_r(t)$  – функція, що описує зміну об'єму, яке займає повітря у верхній частині камери;

$V_p(t)$  – функція, що описує зміну об'єму розсолу, що знаходиться в камері;

$S_k$  – розчинність повітря в розсолі в камері, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$Q_p$  – витрати розсолу, м<sup>3</sup>/год;

$S_{\delta}$  – розчинність повітря в розсолі біля башмака розсоліподібної колони, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$p_k$  – абсолютний тиск повітря в камері, МПа;

$z_k$  – коефіцієнт надстисливості газу;

$T$  – температура повітря в камері, К;

$\rho_{\text{ст}}$  – густина за стандартних умов, кг/м<sup>3</sup>;

$T_{\text{ст}}$  – температура за стандартних умов, К.

Для розрахунку розчинності повітря в розсолі за різних умов можна використовувати формулу В. А. Мазурова:

$$\lg S_k = \lg p - 0,55 \cdot 10^{-3} p - 0,24 \cdot 10^{-2} C + 0,53 \cdot 10^{-6} C^2 - 0,012t + 1,22 \cdot 10^{-4} t^2 + 0,465, \quad (4.84)$$

де  $S_k$  – розчинність повітря в розсолі %;

$p$  – тиск, МПа;

$t$  – температура °С;

$C$  – концентрація розсолу, г/л.

У табл. 4.8 наведені результати розрахунку за розглянутою методикою розмиву ємності підземного сховища, на рис. 4.19 наведені результати розрахунків і фактична форма ємності, а на рис. 4.20 наведені фактичний і розрахунковий графіки подачі повітря в ємність.

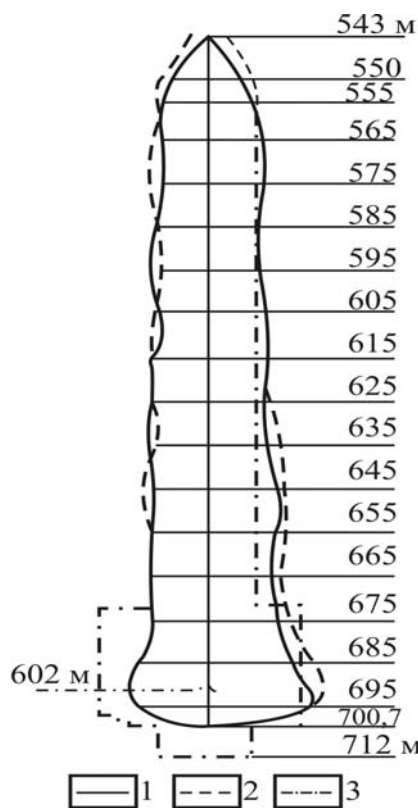
З цих рисунків видно, що викладена методика достатньо точна для проектування і розмиву ємностей в масивах кам'яної солі.

## Розділ 4. Підземне зберігання газу

Таблиця 4.8.

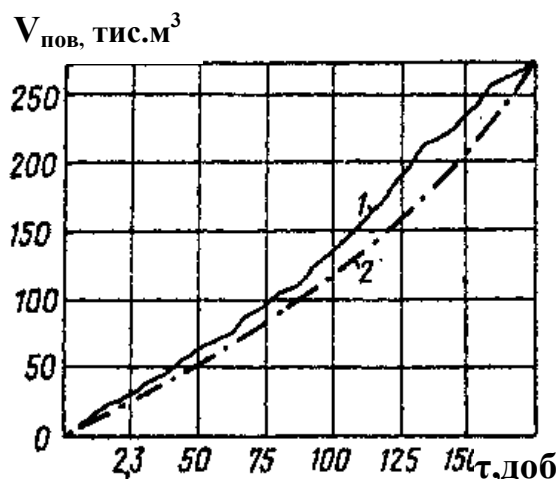
Розрахункові і фактичні дані створення ємності підземного сховища

| Об'єм камери на початку і в кінці етапу, м <sup>3</sup> | Середня витрата розсолу на етапі, м <sup>3</sup> /год | Приведена поверхня розчинення на початку і в кінці етапу, м <sup>2</sup> | Тривалість етапу, год |          |                         | Концентрація розсолу в кінці етапу, кг/м <sup>3</sup> |          |                        |
|---|---|--|-----------------------|----------|-------------------------|---|----------|------------------------|
|   |   |  | за розрахунком        | фактично | відносна погрішність, % | за розрахунком  | фактично | відносна погрішність % |
| 24 000  | 78,6  | 7 170  | 2400                  | 2201     | +9,1                    | 268   | 262      | +0,4                   |
| 47 200  |   | 9 510  |                       |          |                         |   |          |                        |
| 47 200  | 93,0  | 9 510  | 2120                  | 2009     | +5,5                    | 267   | 255      | +4,7                   |
| 75 800  |   | 12 420   |                       |          |                         |   |          |                        |
| 24 000  | 85,5  | 7 170  | 4470                  | 4270     | +4,7                    |   | 255      | +4,9                   |
| 75 800  |   | 12 420   |                       |          |                         |   |          |                        |



**Рис. 4.19. Розрахункова і фактична форми ємності підземного сховища:**

*1 і 2 – по осях відповідно ПП і СЗ; 3 – за розрахунком*



**Рис. 4.20. Фактична (1) і розрахункова (2) залежності подачі повітря від часу**

#### **4.5.3. Інтенсифікація розмиву кам'яної солі**

Фізико-хімічні і гідродинамічні явища, що відбуваються при створенні підземних ємностей, зумовили три основні напрями інтенсифікації розмиву кам'яної солі.

*Дія на перемішування всієї маси розчинника в ємності з метою рівномірного розподілу концентрації солі.* Це досягається застосуванням різних схем розмиву. Проте значного ефекту інтенсифікації розмиву отримати не вдається, оскільки концентрація розсолу дуже швидко стабілізується і приймає постійне значення при даній схемі розмиву.

*Дія на суміжний пласт розчинника.* Додатковий масоперенос забезпечують бульбашки повітря або іншого газу, що виділяються біля стінок камери. Це явище було відмічене при використанні повітря як нерозчинника і подачі його розчиненим у воді. Встановлено, що розчинність поверхонь у вертикальному напрямі вища при газоподібному нерозчиннику, ніж при рідкому. Як газ можуть бути використані також вуглекислий газ, пропан і інші легкі вуглеводні. Для поліпшення утворення бульбашок при зниженні тиску рекомендується додавати поверхнево-активні речовини.

Масообмін в суміжному шарі посилюється під дією пружних коливань звукових частот. Експерименти показали, що залежно від інтенсивності випромінювання швидкість розчинення солі зростає в 1,5–2 рази. Відносна ефективність дії пружних коливань збільшується із зростанням початкової концентрації розсолу.

*Третій напрям інтенсифікації заснований на зміні параметрів процесу.* Відомо, що солейом залежить від температури розчинника. Лабораторні експерименти показали, що підвищення температури розчинника з 20 до 40–50 °С призвело до зростання солейому в 1,5 – 2 рази.

Сучасний стан інтенсифікації розмиву характеризується активним пошуком і розробкою промислових методів. Широке промислове впровадження методів інтенсифікації дозволить скоротити терміни будівництва підземних сховищ у покладах кам'яної солі і підвищити їх техніко-економічну ефективність.

### **4.5.4. Визначення об'єму і форми підземних ємностей**

Для управління процесом розмиву і контролю за станом ємності в процесі експлуатації необхідно знати її об'єм і форму. Ці дані отримують з інформації про розмив ємності (загальний об'єм закачаної прісної води, концентрації розсолу) і за допомогою дистанційних приладів, що спускаються в ємність.

З інформації про об'єм і густину вилуженої солі можна оцінити об'єм ємності, але практично неможливо визначити її форму. Погрішність цих методів значна і зумовлена анізотропією солі, наявністю нерозчинних вкраплень, складністю динаміки розмиву і так далі. Таким чином, наземні методи контролю за об'ємом застосовують для орієнтовної оцінки.

Основними методами визначення об'єму і форми підземних ємностей є *ультразвуковий гідролоток, методи, що застосовуються за допомогою електрорівнеміра, що спускається в заповнену розсалом і нафтопродуктом ємність, а також телевізійних установок і оптичних вимірювальних приладів* в незаповнених ємностях.

Гідролокаційне вимірювання проводять періодично при розмиві, завершенні будівництва і експлуатації ємності. При вимірюваннях розмив припиняють і через гирлову арматуру свердловини і внутрішню колону на каротажному кабелі в ємність спускають свердловинний снаряд гідролокатора. Електроживлення його і наземного пульта здійснюється від загального блоку живлення каротажної станції.

*У гідролокаторах («Контур» і «Промінь»)* застосовують електроннопроменевий індикатор з фотореєстратором або самописний прилад, що фіксує вимірювання в полярних координатах.

Відхилення електронного променя або пера реєстратора від нульового положення пропорційно інтервалу часу  $t$  між моментом надсилання імпульсу і приходом його віддзеркалення від стінки ємності. Розмір камери визначають за формулою

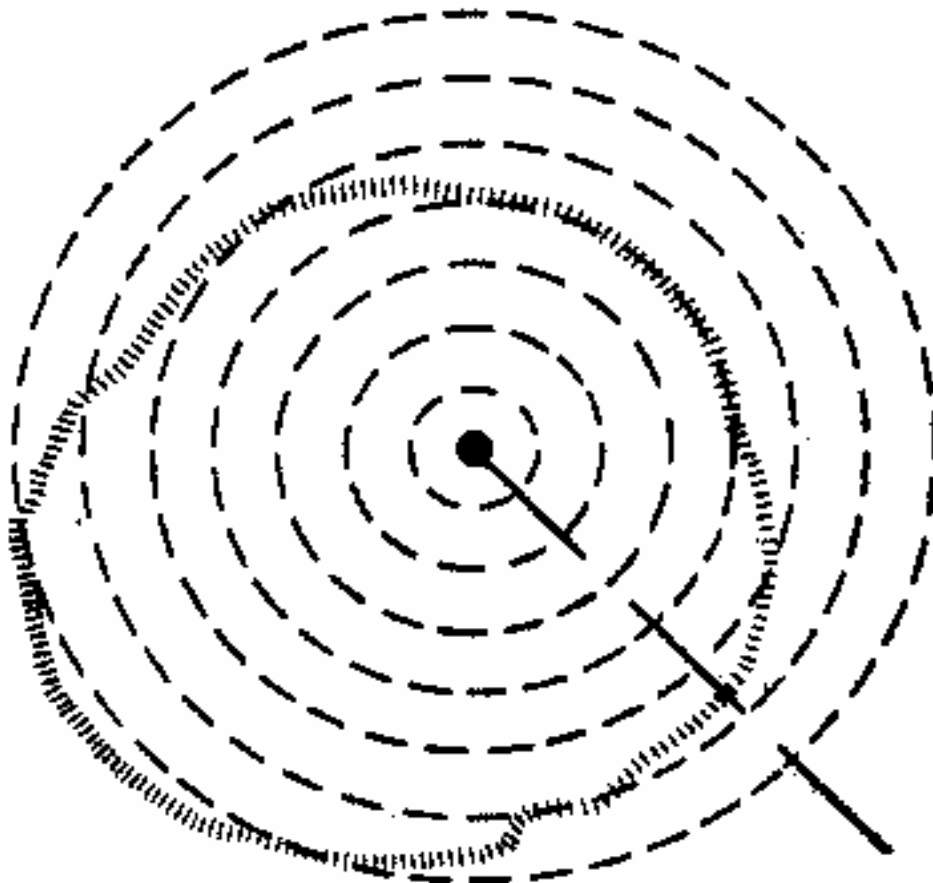
$$R = vt/2, \quad (4.85)$$

де  $R$  – відстань від випромінювача до стінки камери підземного сховища;

$V$  – швидкість розповсюдження ультразвуку в рідині, що заповнює ємність (встановлюють при калібруванні приладу);

$t$  – час, який визначається шляхом вимірювань.

На рис. 4.21 наведено один з перетинів ємності підземного сховища, який отримано за допомогою фотореєстратора з індикатором кругового огляду (звукового каверноміра).



*Рис. 4.21. Поперечний перетин підземної ємності, отриманий за допомогою звукового каверноміра*

Після зйомки перетину камери на даному рівні свердловинний снаряд гідролокатора переміщують на новий рівень. Відстань між

сусідніми рівнями залежить від розмірів ємності і складності її форми і коливається від 1 – 2 до 20 – 30 м.

Детальне уявлення про форму ємності дає сукупність всіх горизонтальних перетинів, яку іноді представляють у вигляді просторової моделі.

Форму елементарного об'єму між перетинами можна геометрично представити у вигляді циліндра, усіченого конуса або кульового шару. Визначати об'єм прийнято за формулою для усіченого конуса

$$V = \frac{1}{3}h(2\sum S_i + \sum \sqrt{S_i S_{i+1}}), \quad (4.86)$$

де  $V$  – об'єм ємності ПСГ;

$h$  – відстань між сусідніми горизонтальними перетинами  $i$  і  $i+1$ ;

$S_i, S_{i+1}$  – площа перетину ємності, відповідно, на глибині  $H_i$  і  $H_{i+1}$ .

Досвід вимірювань показав, що за несприятливих умов погрішність гідроакустичних даних може досягати 10–15 %, тому в кожному випадку потрібно оцінювати сумарну погрішність вимірювань.

Роботи з контролю за формою і об'ємом незаповнених ємностей виконують в наступному порядку. Спочатку роблять візуальний огляд внутрішньої порожнини ємності за допомогою телекамери. Окремі ділянки стінок камери фотографують і орієнтовно оцінюють розміри ємності. Потім оптичним вимірювальним приладом з урахуванням телевізійних спостережень вимірюють розміри перетинів через заданий інтервал глибин. Об'єм ємності розраховують за формулою (4.86).

### **4.5.5. Особливості експлуатації ПСГ у покладах кам'яної солі**

*Технологічна схема і режим експлуатації ПСГ залежать від мети зберігання газу: регулювання добових, сезонних або заводських коливань споживання палива, сировини або готової продукції. Процес експлуатації ПСГ складається з чотирьох циклів: закачування, зберігання, відбір, простій частково або повністю спорожненого сховища.*

Газ закачують двома способами: *самоплив і з застосуванням насосів*. В період нерухомого зберігання продукту в ємності проводять відповідний контроль за тиском, положенням рівнів продукту і за устаткуванням.

Продукт, що зберігається, при відборі витісняють з ємності розсолем, газоподібними агентами або іншими продуктами. Відкачування ведуть за допомогою заглиблених насосів. Для підйому газорідинної суміші свердловиною використовують газліфт. Під час простою частково спорожненої ємності контролюють допустимий тиск, рівні і стан устаткування. Тривалість кожного циклу залежить від призначення ПСГ, простій його слід скорочувати до мінімуму.

Найбільш поширені технологічні схеми експлуатації ПСГ із застосуванням рідкого робочого агента. *Залежно від способу витіснення застосовують схеми експлуатації сховищ з рідким і газоподібним робочим агентами.*

*Переваги схеми з рідким робочим агентом:* розсіл нейтральний за відношенням до стінок сховища і до продукту, що зберігається, густина його вища за густину продукту, у зв'язку з чим збільшується ефективність витіснення; в усіх точках технологічної схеми і в підземних резервуарах відсутня парова фаза продукту, що зберігається (немає «великих і «малих» дихань); продукт знаходиться в сховищі під тиском стовпа розсолу.

*Недоліки схеми:* необхідність зберігання розсолу в розсолосховищах (отримання розсолу з розсолوپромислів або із свердловин, пробурених на неглибокі пласти мінералізованої води), підтримка заданої концентрації розсолу, збереження герметичності стінок і ложа розсолосховища, зміна густини розсолу в наслідок нагріву в підземній ємності холодного закачаного розсолу.

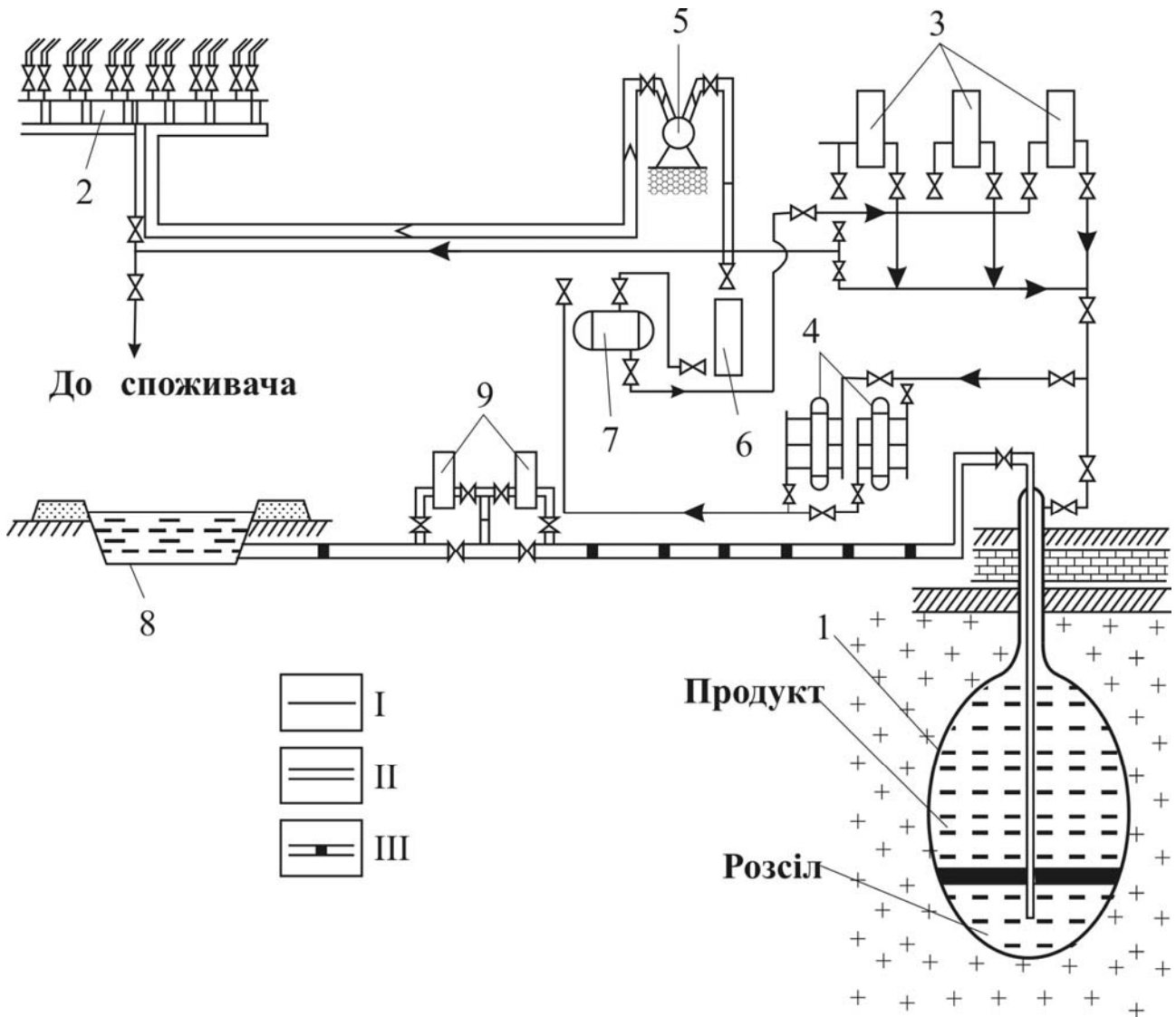
Технологічна схема експлуатації ПСГ з рідким робочим агентом представлена на рис. 4.22.

В даному випадку зріджений газ зливають на залізничній естакаді 2. Можливо також надходження зрідженого газу по трубопроводу або доставка водним транспортом. Насосами 3 при надмірному тиску, достатньому для витіснення розсолу, рідкий газ подається по кільцевому простору свердловини у верхню частину ємності, а розсіл по внутрішній розсолопідіймальній колоні витісняється в наземне розсолосховище 8. Можливо створення і підземних розсолосховищ.



## Розділ 4. Підземне зберігання газу

Після зливу рідкої фази залізничні цистерни звільняються від пари пропану, яка стискається компресором 5 і зріджуються в конденсаторі 6. Із збірки конденсату 7 зріджений газ періодично відкачується в підземну ємність 1.



**Рис. 4.22. Схема експлуатації підземного сховища зріджених газів у відкладеннях кам'яної солі:**

- 1 – підземна ємність;
- 2 – залізнична естакада;
- 3 – продуктивні насоси;
- 4 – установка осушення газу;
- 5 – компресор;
- 6 – конденсатор;
- 7 – збірка конденсату, рідкої фази;

- 8 – розсолосховище;
- P – насоси для перекачування розсолу.
- I – трубопровід;
- II – трубопровід парової фази;
- III – трубопровід розсолу.

Розсіл, який подається з розсолосховища 8 насосами 9 в центральну розсольну колонну, витісняє зріджений газ за затрубним простором на поверхню. Зріджений газ після зберігання при необхідності поступає на установку осушення газу 4. Якщо вміст вологи в газі не перевищує допустимого, зріджений газ подається безпосередньо з сховища на естакаду 2 для наливання в залізничні цистерни або видається іншим споживачам.

*Переваги схем ПСГ з газоподібним робочим агентом: відсутність розсолосховищ і всіх витрат, пов'язаних з їх експлуатацією; закачуванням і відбором розсолу; відсутність небезпеки некерованого дорозмиву ємностей; гнучкість управління режимами закачування і відбору; простота схеми, істотне зниження капітальних вкладень і експлуатаційних витрат; використання газоподібного агента при відборі продукту для підйому рідини за способом газліфта.*

*Недоліки цих схем: підвищення вимог до герметичності свердловин і ємності; небезпека розчинення газоподібного агента в продукті, який зберігається, що веде до зміни товарних властивостей; спеціальні вимоги до властивостей газоподібного агента; небезпека різкого зниження внутрішнього тиску в ємності при витоках газу.*

*Газоподібні агенти повинні задовольняти наступним умовам: не конденсуватися при тиску і температурі сховища; не розчинятися в продуктах, що зберігаються, і не вступати з ними в хімічну взаємодію; не розчиняти в собі пари продуктів, що зберігаються; не утворювати з парами продуктів вибухонебезпечної суміші. Простота отримання і невелика вартість газоподібних агентів також визначають доцільність застосування схеми.*

*Як газоподібні агенти можна використовувати азот, вихлопні і топкові гази, частину продукту, що зберігається природний газ, що складається в основному з метану.*

*У покладах кам'яної солі зберігають не тільки рідкі гази і нафтопродукти, але і природні гази в газоподібному стані.*

### **4.5.6. Розрахунок запасів газового покладу**

Для нових родовищ (покладів) або для покладів, з яких відібрано значну кількість газу, рекомендується *об'ємний метод* підрахунку запасів газу.

Балансові запаси газу в покладі, приведені до стандартних умов, розраховують за формулою:

$$V_{\tau} = FhmS_r \frac{P_{nl} T_{cm}}{P_0 T_{nl} Z} \quad (4.87)$$

де  $V_{\tau}$  – балансові запаси газу, приведені до стандартних умов, м<sup>3</sup> ;  
 $S_r$  – середня газонасиченість пласта;  
 $P_{пл}$ ,  $P_0$  – відповідно тиск пластовий і нормальний, МПа;  
 $T_{\tau}$ ,  $T_{СТ}$  – відповідно температура пластова і стандартна, К;  
 $Z$  – коефіцієнт надстислості реального газу.

Іноді замість газонасиченості пласта задають вміст в порах зв'язаної води  $S_{\varepsilon}$ . В цьому випадку газонасиченість визначається за формулою

$$s_r = 1 - s_{\varepsilon} \quad (4.88)$$

**Приклад 4.13.** Визначити балансові запаси газу в покладі, що має наступну характеристику:

площа продуктивної частини пласта 7,15·10 м<sup>2</sup>; середня газонасичена товщина пласта 9,72м; середній коефіцієнт відкритої пористості 0,28; вміст в порах зв'язаної води 0,33; тиск пласта 31,6 МПа; температура пласта 76°С; коефіцієнт надстисливості газу, обчислений по його компонентному складу 0,913.

*Рішення.* Розраховуємо газонасиченість за формулою (4.88):

$$S_r = 1 - 0,33 = 0,67.$$

Підставляємо початкові і обчислені параметри в (4.87):

$$V_{\tau} = 7,15 \cdot 10^3 \cdot 9,72 \cdot 0,28 \cdot 0,67 (31,6 \cdot 293) / (0,1 \cdot 349 \cdot 0,913) = 3788,4678 \cdot 10^8 \text{ м}^3 = 378,85 \text{ млрд. м}^3.$$

Таким чином, балансові запаси покладу складають 378,85 млрд. м<sup>3</sup> газу.

#### 4.5.7. Розрахунок дебіту газової свердловини

Загальне рівняння притоку газу в свердловину

$$p_{пл}^2 - p_{заб}^2 = aV_r + bV_r^2, \quad (4.89)$$

де  $a, b$  – числові коефіцієнти відповідно,  $\frac{(МПа)^2 \cdot \text{доб}}{м^2}$  і  $\frac{(МПа)^2 \cdot \text{доб}^2}{м^6}$ ;

## Розділ 4. Підземне зберігання газу

$V_r$  – дебіт газу, приведений до нормальних умов, м<sup>3</sup>/доб.

Тиск на забої свердловини

$$p_{\text{заб}} = p_y e^{1,293 \cdot 10^{-4} L_c \tilde{P}_r \frac{T_0}{T_0 + t_c}}, \quad (4.90)$$

де  $P_y$  – зміряний в міжтрубному просторі тиск на усті свердловини, МПа;

$L_c$  – глибина свердловини

$\tilde{P}_r$  – відносна густина газу в свердловині;

$t_c$  – середня температура в свердловині, °С.

Числові коефіцієнти рівняння розраховують методом найменших квадратів за наступними формулами:

$$a = \frac{\sum (\Delta p^2 / V_r) \sum V_r^2 - \sum V_r \sum p^2}{N \sum V_r^2 - (\sum V_r)^2}; \quad (4.91)$$

$$b = \frac{N \sum \Delta p^2 - \sum V_r \sum (\Delta p^2 / V_r)}{N \sum V_r^2 - (\sum V_r)^2}, \quad (4.92)$$

де  $\Delta p^2 = p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб}}^2$

$V_r$  – дебіти газу за окремими вимірами, м<sup>3</sup>/доб;

$N$  – кількість вимірів.

**Завдання.** Розрахувати дебіт газової свердловини для наступних умов.

Глибина свердловини 2500м; густина газу в свердловині 1,06кг/м<sup>3</sup>; середня температура в свердловині 47°С.

Розрахунок дебіту провести для тиску  $p_{\text{заб}} = 0,9 p_{\text{пл}}$

Результати дослідження представлені нижче

Режим виміру.....1      2      3      4      5

Параметри:

тиск  $p_y$ , МПа      32      32,8      33,5      34,1      34,6

встановлений

дебіт газу при

нормальних

умовах  $V_r$ , м<sup>3</sup>/доб      1·10<sup>6</sup>      0,8·10<sup>6</sup>      0,6·10<sup>6</sup>      0,37·10<sup>6</sup>      0

*Розв'язок.* Розраховуємо забійний тиск, який відповідає режимам вимірів.

*Режим 1*

$$p_{заб1} = 32e^{1,293 \cdot 10^{-4} \cdot 2500 \frac{1,06}{1,292} + \frac{273}{273+47}} = 32e^{0,226} \cong 40,11 \text{ МПа};$$

*Режим 2*

$$p_{заб2} = 32,8e^{0,226} \cong 41,11 \text{ МПа};$$

*Режим 3*

$$p_{заб3} = 33,5e^{0,226} \cong 42 \text{ МПа};$$

*Режим 4*

$$p_{заб4} = 34,1e^{0,226} \cong 42,75 \text{ МПа}.$$

Визначаємо пластовий тиск:  $p_{пл} = 34,6 \cdot 1,25358 \approx 43,47$  МПа.

Число вимірів в процесі дослідження свердловини –  $N=4$ .

Розраховуємо  $\Delta p^2$ :

$$\text{Режим 1 } p_1^2 = (43,37)^2 - (40,11)^2 = 1880,98 - 1608,81 = 272,15;$$

$$\text{Режим 2 } p_2^2 = 1880,96 - (41,11)^2 = 1880,96 - 1690,03 = 190,93;$$

$$\text{Режим 3 } p_3^2 = 1880,96(42)^2 = 1880,961764 = 116,96;$$

$$\text{Режим 4 } p_4^2 = 1880,96(42,75)^2 = 1880,961827,56 = 53,4.$$

Обчислюємо коефіцієнт  $a$ :

$$a = \frac{850,06 \cdot 10^{-6} \cdot 2,1369 \cdot 10^{12} - 2,77 \cdot 10^6 \cdot 635,44}{4 \cdot 2,1369 \cdot 10^{12} - 7,6729 \cdot 10^{12}} = 0,6439 \cdot 10^{-4},$$

а також коефіцієнт  $b$ :

$$b = \frac{4 \cdot 635,44 - 2,77 \cdot 10^6 \cdot 850,06 \cdot 10^{-6}}{4 \cdot 2,1369 \cdot 10^{12} - 7,6729 \cdot 10^{12}} = 2,139 \cdot 10^{-10}.$$

Розраховуємо забійний тиск для заданих умов  $p_{заб} = 0,9 p_{пл}$ ;

$$p_{заб} = 0,9 \cdot 43,37 = 39,03 \text{ МПа},$$

а також

$$p_{пл}^2 - p_{заб}^2 = (43,37)^2 - (39,03)^2 = 1880,9569 - 1523,5750 = 357,3819.$$

З рівняння: (4.89) маємо

$$V_r = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4b(p_{пл}^- - p_{заб}^-)}}{2b}$$

або

$$V_r = \frac{-0,6439 \cdot 10^{-4} + \sqrt{0,416 \cdot 10^{-9} + 2,139 \cdot 10^{-10} \cdot 357,3819}}{2 \cdot 2,139 \cdot 10^{-10}} = \frac{-0,6439 \cdot 10^{-4} + 5,567 \cdot 10^{-4}}{4,278 \cdot 10^{-10}} =$$

$$= \frac{4,9233 \cdot 10^{-4}}{4,278 \cdot 10^{-10}} = 1,15 \cdot 10^6 \text{ м}^3 / \text{доб}$$

Таким чином, дебіт свердловини при  $p_{\text{заб}} = 0,9 p_{\text{пл}}$  складе  $1,15 \cdot 10^6 \text{ м}^3 / \text{доб}$ .

#### 4.5.8. Техніко-економічні показники створення і експлуатації підземних сховищ газу в непроникних гірських породах

Результати техніко-економічних досліджень дозволяють встановити основні залежності питомих капітальних і експлуатаційних витрат від об'єму, глибини сховища і інших чинників (рис. 4.23, 4.24).

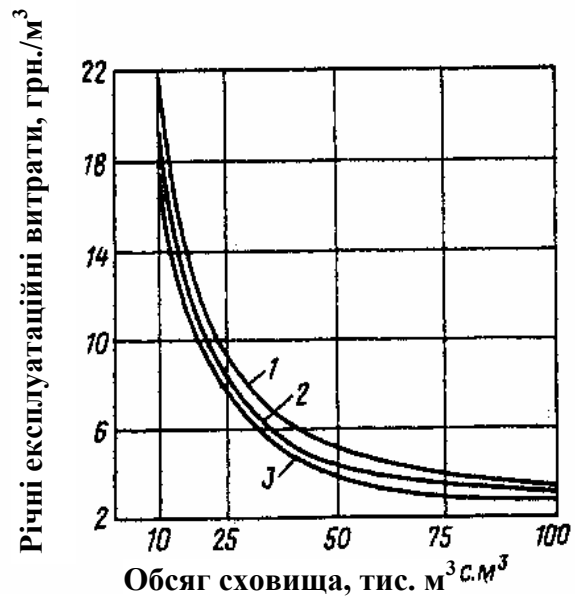
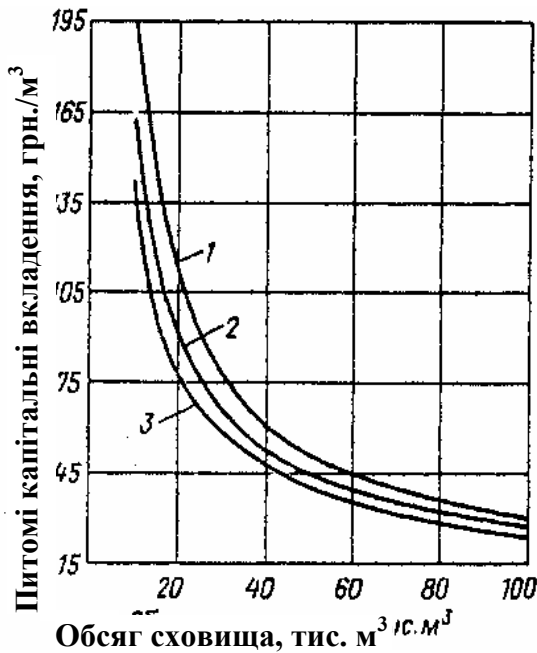


Рис. 4.23. Залежність питомих капітальних вкладень в будівництво ПС рідких газів від глибини залягання пласта і геометричної ємності каверни:

- 1 –  $L = 1000 \text{ м}$ ;
- 2 –  $L = 500 \text{ м}$ ;
- 3 –  $L = 250 \text{ м}$

Рис. 4.24. Залежність річних експлуатаційних витрат при експлуатації ПС рідких газів від глибини залягання пласта і геометричної ємності каверни:

- 1 –  $L = 1000 \text{ м}$ ;
- 2 –  $L = 500 \text{ м}$ ;
- 3 –  $L = 250 \text{ м}$

Питомі капітальні вкладення знижуються із збільшенням об'єму сховища по гіперболічній кривій, а із збільшенням глибини зростають майже лінійно. Вартість наземних комплексів складає 40–50% всіх витрат для сховищ невеликого розміру (10 тис. м<sup>3</sup>) і 30–40% для сховищ великого розміру (100 тис. м<sup>3</sup>), тобто мало залежить від об'єму сховища. Тому капітальні вкладення істотно знижуються при збільшенні об'єму сховищ. Вартість скидання розсолу на глибину 1500м або подача його споживачеві на відстань 100км. (розсоловидобуток, завод і т. д.) складає приблизно 20–30 % для сховищ об'ємом 10 тис. м<sup>3</sup> і 30–40 % для сховищ об'ємом 100 тис. м<sup>3</sup>.

Витрати на розмив ємностей складають всього 6–10 % загальної суми капітальних вкладень. Питомі експлуатаційні витрати залежно від об'єму і глибини залягання змінюються практично за тими ж закономірностями, що і капітальні відкладення, тобто знижуються по гіперболічній кривій залежно від об'єму і зростають прямолінійно із збільшенням глибини. Зменшення експлуатаційних витрат із збільшенням об'єму сховища відбувається внаслідок того, що такі статті витрат, як заробітна плата, амортизація і інші витрати, складові в сумі 75 % всіх витрат, змінюються зі збільшенням об'єму сховища.

### ***4.5.9. Використання газоконденсатних родовищ, які розробляють із застосуванням сайклінг-процесу***

Близькими за виконанням функцій, пов'язаних з регулюванням газопостачання, до родовищ–регуляторів, своєрідним їх різновидом є *газоконденсатні родовища*, які розробляють з підтриманням пластового тиску шляхом повторного нагнітання в продуктивні горизонти сухого (відбензиненого) газу. При цьому вони на початковій стадії можуть розроблятися у так званому переривчастому режимі, тобто в літній період не проводилось закачування газу, а лише в зимовий період здійснювався його відбір. Такий різновид початкового етапу експлуатації газоконденсатного родовища, з подальшим переведенням його у звичайний класичний сайклінг (закачування сухого газу в літній період та відбирання насиченого газоконденсатом і використання його в осушеному стані для газопостачання в зимовий період) є найприйнятнішим для регулювання газопостачання.

Крім того існують модифікації сайклінг-процесу, що знайшли своє застосування і на українських газоконденсатних родовищах, за

яких об'єми відборів газу у зимовий період перевищують їх у літній період. У режимі сайклінг–процесу тривалий час у 80-і роки розроблялося Новотроїцьке газоконденсатне родовище.

У даний час розробляються із застосуванням сайклінг–процесу газоконденсатні поклади на Котелівському (горизонт С), Тимофіївському (горизонт Т–1) родовищах, проводяться роботи з впровадженням процесу на Куличихинському (горизонт Т–1) родовищі.

Технологічна особливість впровадження процесу на окремих ГКР передбачає у певні проміжки часу закачування "сухого", відбензиненого газу, відбирання збагаченого газоконденсатом газу та його часткову реалізацію споживачам.

На об'єми закачування в газоконденсатні пласти сухого газу, відбір газоконденсатної продукції та реалізацію газового конденсату або частково відбензиненого газу впливає низка технологічних чинників, зокрема, стадія здійснюваного процесу, облаштованість родовища, а також наявність ресурсів газу тощо.

Для аналізу приймають найбільш представницькі щодо потреби в газі періоди: місяці червень–серпень у весняно–літньому сезоні та грудень–лютий в осінньо–зимовому сезоні. Стадія впровадження сайклінг–процесу в окремих покладах та наявність ресурсів газу відображається в тому, що в літні місяці зовсім відсутня реалізація газу для споживачів і весь відбираний газ після його відбензинення повторно нагнітається у газоконденсатні пласти.

### **4.5.10. Використання годографа в технологічному проектуванні ПСГ**

В технологічному проектуванні та експлуатації ПСГ в Україні набув поширення запропонований в УкрНДІГаз (Карачинський В.Ю., Баранов А.В.) наприкінці 60-х років минулого століття метод спостереження за поведінкою газового покладу – об'єкта зберігання газу – названий авторами *методом годографа*. Годограф (від грецьких слів "годос", що означає шлях, напрям, рух, та "графо" – пишу) – крива, що являє собою геометричне місце кінців векторів, які відкладені від спільного початку і дорівнюють різним значенням деякої векторної функції.

Цей метод можна вважати одним із різновидів методу матеріального балансу і застосовувати для оперативного поточного оцінювання запасів газу в ПСГ. Проте призначення методу цим не



обмежується і його використовують також для простеження еволюції газового об'єму в часі, газогідродинамічного та екологічного моніторингу експлуатації ПСГ.

Метод характеризується відносною простотою і наочністю. Він ґрунтується на використанні балансової моделі газового покладу загалом або її модифікації для окремих частин покладу – зон, пропластків, блоків. Його застосування уможлиблює проведення певної інтегральної оцінки величини, розподілу та стану дренажних (і недренажних) запасів газу в сховищах шляхом оцінювання запасів в покладі загалом та окремих частинах його за формулою:

$$M(t) = Q(t) \cdot P_o T_{пл} / T_o, \quad 4.93$$

де  $M(t)$  – кількість газу в пласті, млн. м<sup>3</sup>;  
 $Q(t)$  – об'єм газу, що знаходиться в пласті, млн. м<sup>3</sup>;  
 $P_o$  – атмосферний тиск, кгс/см<sup>2</sup>;  
 $T_{пл}$  – пластова температура, К;  
 $T_o$  – стандартна температура, К.

Суть методу полягає в тому, що дослідження руху газового об'єму в пластових умовах проводиться радіус-вектором. При цьому котангенс кута нахилу радіуса-вектора будь-якої точки годографа чисельно дорівнює газонасиченому поровому об'єму. Пряма лінія, що проводиться через характерні точки значень максимального і мінімального об'єму газу в пласті, за умови повного дренажу покладу екстраполюється в початок координат. Якщо дана пряма відтинає на осі абсцис певний відрізок, то отримане значення в точці перетину відповідає об'єму газу, що не бере участі в процесі дренажу і скопчується в слабо дренажних зонах.

Існування таких зон визначається як за результатами промислових спостережень, так і зміни гістерезисної петлі годографа, а також зміни напрямку осередненої прямої, яка протягом циклічної експлуатації сховища постійно відтинатиме на осі абсцис різні чи однакові відрізки і характеризуватиме об'єм газу, що знаходиться в "застійній" зоні, тобто не охоплений активним дренажем. Проекція прямої на вісь абсцис, у діапазоні пластового тиску від 1 до максимального значення за розглядуваний період дає можливість визначити середню за сезон величину активно дренажних запасів газу.

Побудова графіку залежності  $M(t)=f P/z(t)$  здійснюється з використанням балансових об'ємів газу в сховищі і середньозважених пластових тисків на кінець кожного місяця.

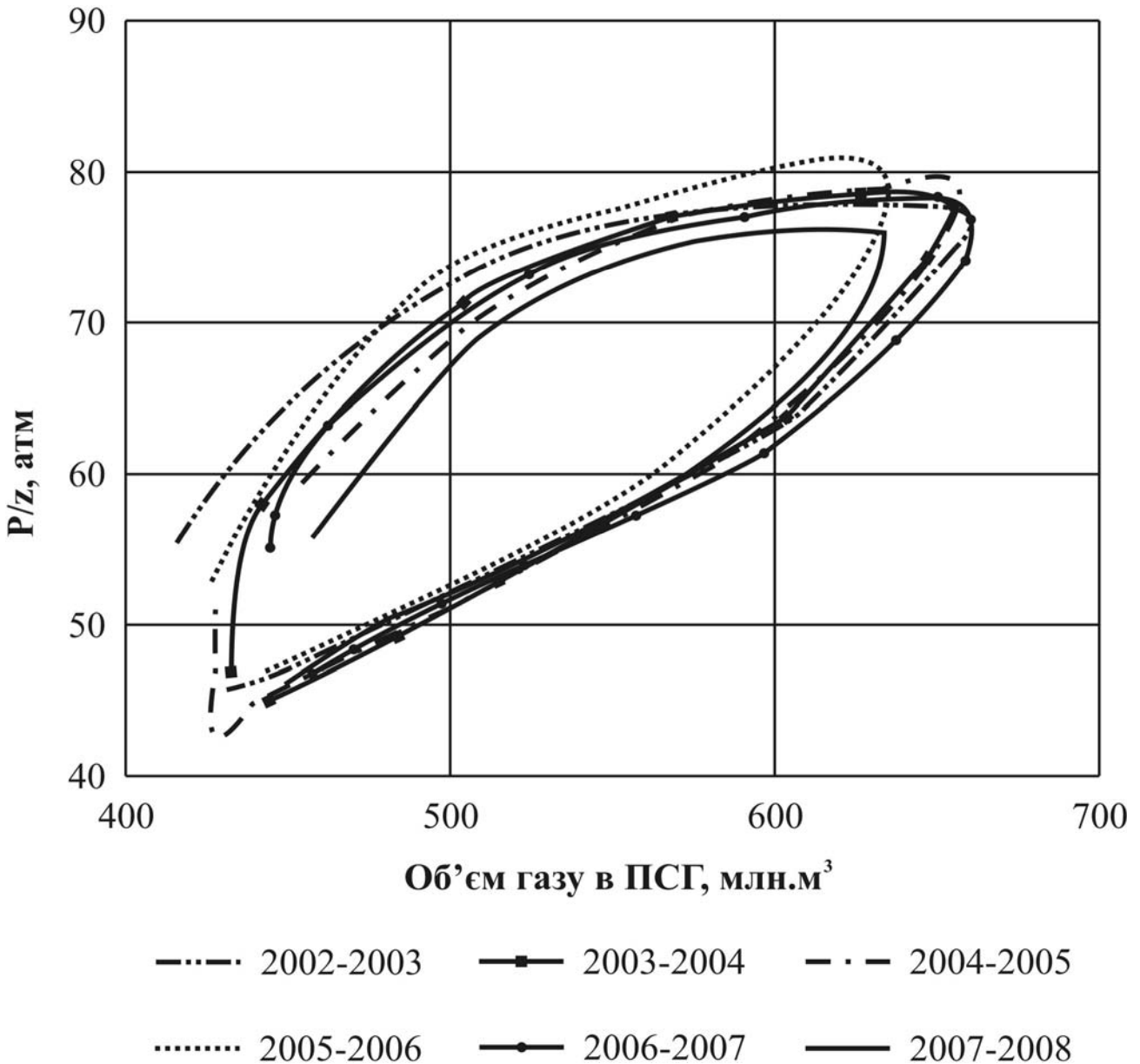
Іншими словами, *годограф підземного сховища* – вектор-функція  $f(t)$ , представлена графіком в координатах  $[M(t), P_{ze}]$ , побудованим за вимірами  $V_o(t)$ ,  $P$  і  $T$  на конкретних об'єктах, що характеризує історію руху газового об'єму сховища, його поточний стан та дозволяє прогнозувати його поведінку на перспективу.

Під час циклічної експлуатації сховищ, створених на базі виснажених газових (газоконденсатних) покладів з високою неоднорідністю та анізотропією пласта-колектора, загасаючий по роках зсув гістерезисної петлі вправо вказує на поступове насичення слабо дренованих (периферійних) ділянок, у яких градієнт пластового тиску на початку створення сховища був нижчим, ніж у активно дренованій (склепінній). Згасаючий по роках зсув графіка вліво інтерпретується як вплив припливу газу зі слабо дренованих (периферійних) ділянок покладу в активно дреновану (склепінну) частину з меншим на початок створення сховища градієнтом пластового тиску.

Під час експлуатації ПСГ у водоносних пластах постійність протягом декількох років зрушень гістерезису вправо свідчить про постійно існуючі відтоки газу. Зсув зображеного графіка вліво визначає приплив газу в поклад з суміжних газонасичених ділянок.

Годограф розглядається як засіб газогідродинамічного контролю і екологічного моніторингу ПСГ. На основі вивчення цим методом динаміки створення і експлуатації реальних ПСГ запропонована якісна класифікація ПСГ з виділенням газосховищ *ізохорного, ізобарного та проміжного (ізобарно-ізохорного) типу*. Прикладом сховища ізохорного типу (на годографі звичайні ізохорні ділянки, відсутність розвинутих ізобарних ділянок) визнано Червонопартизанське, ізобарного типу (на годографі переважають ізобарні ділянки, відсутність виражених ізохорних ділянок) – Солохівське та змішаного ізобарно-ізохорного (годограф вмішує як ізохорні, так і ізобарні ділянки) – Олишівське. (рис. 4.25)

Багаторічний аналіз послідовних циклів конкретних ПСГ на площині годографа дає можливість виявляти і контролювати характерні особливості геотехнологічної еволюції сховища і зокрема діагностувати витоки газу ("внутрішній" моніторинг). Цей метод у поєднанні з методами польової геохімії та біохімії ("зовнішній" моніторинг) є основою екологічного моніторингу ПСГ.



*Рис. 4.25. Годограф експлуатації Олишівського ПСГ*

### ***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 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 фізикогеологічні 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. Особливості підземного зберігання рідких газів у покладах кам'яної солі.

21. Основні методи і схеми розмиву підземних ємностей.

22. Проектування розмиву підземних ємностей у покладах кам'яної солі.

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

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

25. Які особливості експлуатації ПСГ у покладах кам'яної солі?

26. Як розрахувати дебіт газової свердловини?

27. Наведіть основні технічно–економічні показники створення і експлуатації ПСГ в непроникних гірських породах.

## **РОЗДІЛ 5. ТЕХНОЛОГІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ТА ТЕХНОГЕННІ ЗМІНИ ПРИ ПІДЗЕМНОМУ ЗБЕРІГАННІ ГАЗУ**

---

*Нижче розглянуті технологічні особливості роботи сховищ газу в залежно від їх призначення та основні відмінності режимів експлуатації, зокрема інтенсивність наповнення сховища, температура газу тощо. Підземні сховища газу чинять певний техногенний вплив на геологічне та навколишнє середовище. Основним джерелом такого впливу є об'єкт зберігання газу, свердловини та компресорні станції. Кінцевою метою оцінки техногенних змін при підземному зберіганні газу є виявлення закономірностей стану свердловин, геологічного середовища та довкілля. Оцінити такі зміни можливо шляхом проведення відповідного контролю або моніторингу та побудовою відповідних моделей об'єкта спостереження, створенням відповідної бази даних.*

### **5.1. ТЕХНОЛОГІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПСГ ТА ЇХ ВПЛИВ НА ГЕРМЕТИЧНІСТЬ СВЕРДЛОВИН**

В існуючій класифікації підземних сховищ газу виділяють базові ПСГ та сховища спеціального призначення. Серед спеціальних, у свою чергу, виділяють три типи:

– *підземні сховища, призначені для забезпечення надійної роботи магістральних газопроводів у зв'язку із збільшенням відстані між газовими родовищами та споживачами. Активний об'єм таких сховищ може становити понад 15 млрд м<sup>3</sup> газу. До них належать такі сховища, як Північно-Ставропольське та Угерсько-Більче-Волицьке, де досить висока концентрація потоків газу;*

– *для оперативного резервування газопостачання створюються так звані "пікові" ПСГ з активним об'ємом до 1 млрд м<sup>3</sup> газу. Особливістю таких сховищ є висока продуктивність свердловин – до*

---

\* У написанні розділу брали участь А.Л. Ширін і Т.В. Харченко

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

1 млн.м<sup>3</sup> за добу, забезпечуючи 1–1,5% видобування активного об'єму газу ПСГ за добу. У такому режимі експлуатуються Дашавське, Богородчанське та інші сховища;

– для забезпечення надійності транспортування газу з об'ємом до 5% від обсягів експорту. Серед них ПСГ Карпатського регіону – Угерське, Опарське, Угерсько-Більче-Волицьке та інші.

Відрізняючись за призначенням, підземні сховища газу зумовлюють різні режими експлуатації свердловин. Серед них найбільш важкі умови характерні для "пікового" режиму. Спільною особливістю всіх ПСГ є їх циклічний характер експлуатації, що принципово відрізняє свердловину газовидобувну від свердловини ПСГ, тому до проблеми створення герметичного кріплення свердловин додається проблема його збереження та оперативного відновлення. Так, тільки у Карпатському регіоні кількість негерметичних свердловин за роки експлуатації ПСГ зросла більш, як у 5 разів. Враховуючи, що ПСГ України активно експлуатують 1316 свердловин, виникає нагальна потреба у спеціальній технологічній службі відновлення герметичності свердловини та більш широкого залучення науковців до вирішення цієї проблеми.

Більш детальний аналіз стану свердловин проведений для п'яти ПСГ Прикарпаття і стільки ж газових родовищ України. Для аналізу взято 53 свердловини. Характеристика стану свердловин наведена на рис.5.1.

Вздовж осі абсцис відкладено величину зведеного тиску  $p = p_{\text{мкт}}/p_{\text{пл}}$ , що являє собою відношення величини міжколонного тиску до величини пластового тиску, виміряні одночасно у задані для свердловин ПСГ, проміжки часу. Як видно з рис.5.1, величина зведеного тиску і середня кількість негерметичних свердловин знаходяться у складній залежності, яка характеризується двома максимумами. Перший – у межах  $0 < p < 0,20$ , другий – в межах  $0,45 < p < 0,6$ . При цьому свердловини ПСГ охоплюють діапазон  $0 \leq p \leq 0,9$ . Свердловини газових родовищ (ГР) не мають зведеного тиску понад 0,5, що слід розглядати як основну відмінність від свердловини ПСГ. Аналогічна ситуація і на багатьох інших родовищах. Так, у свій час з 368 свердловин Правдинського родовища 61 свердловина, або 16,5% фонду, мала міжколонні тиски,

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

у деяких – вихід нафти і газу на усті. При цьому величини міжколонних тисків досягали 6 МПа.

Отже, у цьому випадку слід говорити про дефекти кріплення, які були закладені при виконанні робіт в процесі будівництва свердловини. В елементах кріплення свердловин ПСГ при періодичному нагнітанні і видобуванні газу виникають складні фізико-хімічні процеси, що зумовлюють втрату ними герметичності. Специфічними чинниками є: нестаціонарні за тиском і температурою процеси нагнітання газу, особливо компресорним способом; періодично відновлювальні тиски у пласті-аккумуляторі природного газу; кількість та стратиграфічне розміщення пластів-колекторів; конструкція свердловини тощо. За таких обставин процес формування герметичного кріплення і, особливо, збереження є складним і проблематичним. Суттєво відрізняється і робота покладу в режимі ПСГ від режиму розробки. Перш за все величиною добових видобутків газу. Для газовидобувних свердловин газових родовищ видобуток не перевищує від 450 до 550 тис.м<sup>3</sup>. Такі дебіти забезпечують плавність та рівномірність зміни пластового тиску в межах покладу. У режимі ПСГ добовий видобуток

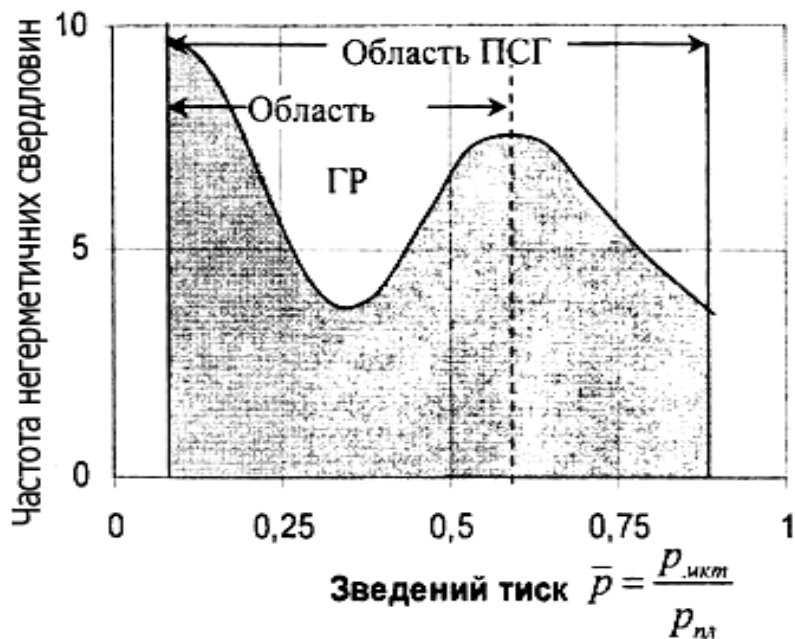
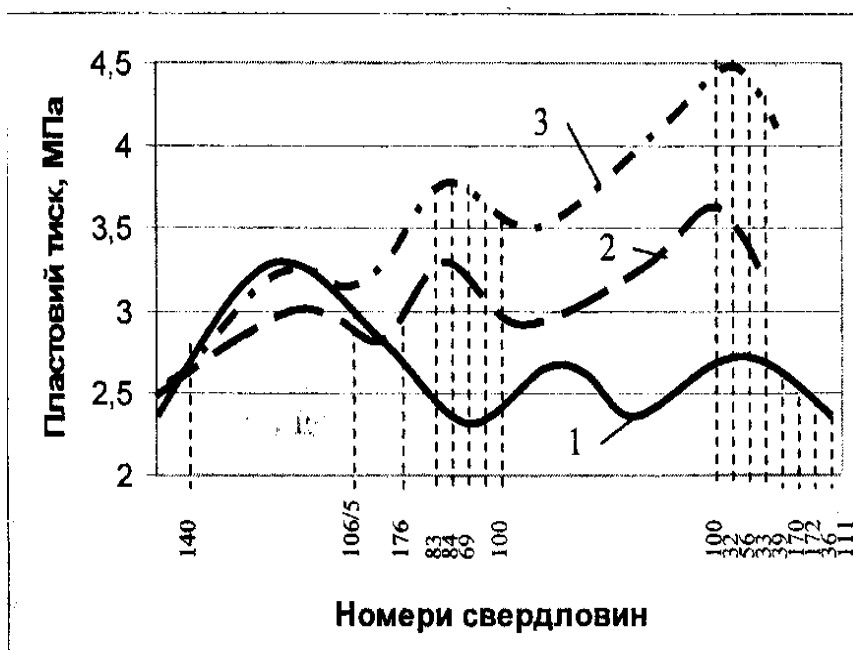


Рис. 5.1. Характеристика стану кріплення свердловин ПСГ і газових родовищ

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

газу або нагнітання складали на початку від 3 до 5 млн.м<sup>3</sup> за добу, а згодом до 16,3 млн.м<sup>3</sup> за добу. З іншого боку, різної ефективності товщини пласта у центральній частині структури і на крилі та зміна напрямку течії газу двічі на рік на протилежний, зумовлюють нерівномірність розподілу пластового тиску. За даними Р. Гімера, навколо кожної свердловини ПСГ утворюється зона, за межами якої пластовий тиск менший на 1-2 МПа. Висока інтенсивність нагнітання газу не відповідає швидкості течії газу у пласті. На рис.5.2 наведені криві зміни пластового тиску вздовж профілю, проведеного через 16 свердловин на Угерському ПСГ при нагнітанні газу, які ілюструють цей процес.



**Рис.5.2 . Зміни пластового тиску вздовж профілю, проведеного через свердловини при видобуванні та нагнітанні газу:**

- 1 – на кінець циклу видобування газу;
- 2 – через три місяці нагнітання;
- 3 – через два місяці нагнітання .

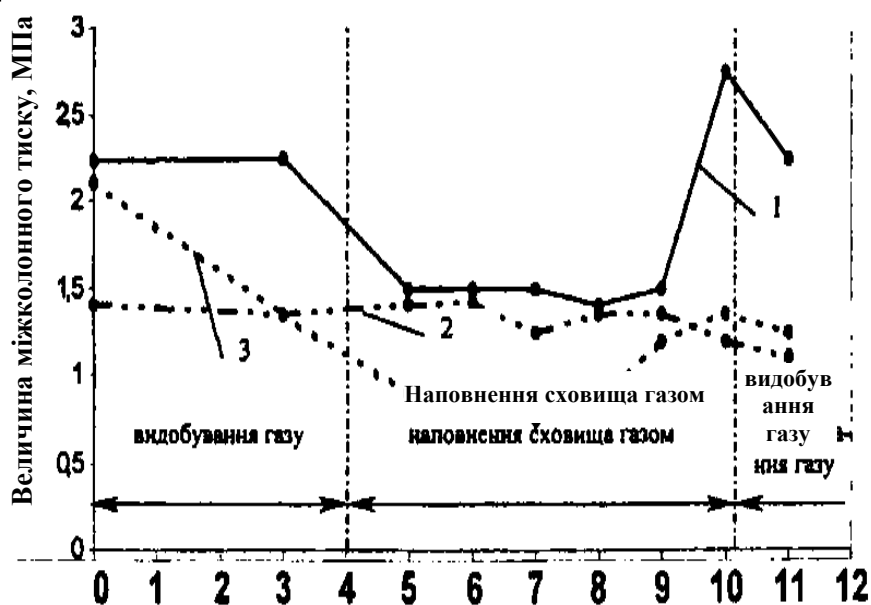
Ці гальмівні процеси зумовлюють необхідність збільшення тиску нагнітання компресорних станцій, зміну продуктивності всієї системи: компресорна станція – газорозподільна станція – колектор – свердловина – пласт. Отже, змінна інтенсивність, усереднена у межах ПСГ, – реальність, зумовлена характером розташування свердловин, специфікою пласта, та досконалістю його розкриття. З



## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

іншого боку, добова, щомісячна та сезонна нерівномірності споживання зумовлюють нерівномірну інтенсивність видобування газу. В підсумку маємо явно виражену нестационарність, за якою тиск і температура газу, його масова витрата змінюються у широких межах. Відстежуючи ці процеси впродовж понад 10 років, результати яких наведені на рис 5.3, встановили наступне.

1. Інтенсивність нагнітання та видобування газу характеризується нерівномірністю з аномалією, що досягає від 1,81 до 2,07. Аномалія у даному випадку є відношенням максимальної інтенсивності до мінімальної у межах нагнітання або видобування. Інтенсивність видобування або інтенсивність нагнітання характеризується зміною величини пластового тиску за одиницю часу.



**Рис.5.3. Тенденції зміни МКТ на свердловинах Богородчанського ПСГ при видобуванні та нагнітанні газу:**

- 1 - свердловина 112-Б;
- 2 - свердловина 113-Б;
- 3 - свердловина 109-Б.

2. Зміна інтенсивності нагнітання чи видобування газу впливає на герметичність свердловин і їх кількість. Так, при середній інтенсивності за цикл  $i = 0,07$  МПа/добу кількість негерметичних

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

колон складала 14 (9+5) – це впродовж першого року експлуатації ПСГ. Зростання інтенсивності до 0,20 МПа/добу зумовило збільшення негерметичних колон до 22 (10+12) – це через 2400 доби експлуатації.

3. Із зростанням кількості циклів (нагнітання + видобування) збільшується кількість свердловин з міжколонними тисками. Ця тенденція характерна і для інших ПСГ.

*Таким чином, низька якість кріплення свердловин ПСГ, нераціональний за величиною і змінний за характером режим наповнення та видобування газу викликають якісні та кількісні зміни в елементах кріплення свердловин, появу за колонних течій газу і міжколонних тисків. Однак виявлені зміни та їх тенденції є неоднозначними на окремо взятих свердловинах.*

*Найбільш вагомим чинником змін у стані кріплення є температура газу, що в результаті дроселювання змінюється в межах від 3 до 4 К/МПа.*

При нагнітанні температура газу може досягати від 323 до 348 К. Сумісна дія температури і тиску газу створює напружений стан оболонки тампонажного каменю. Прогнозна оцінка такого стану дозволила б більш аргументовано вибирати тампонажні матеріали та зберігати герметичність кріплення свердловини. Ю.Коротаяєв, досліджуючи газові свердловини Шебелинського родовища, побудував експериментальні залежності зміни температури газу на усті від величин його дебіту при течії крізь фонтанні труби. Ця залежність має температурний максимум при дебіті 500 тис.м<sup>3</sup>/добу. При цьому збільшення дебіту газу у три рази зумовило збільшення температури тільки у два рази. Подальше збільшення дебіту приблизно у таких же пропорціях зменшує температуру газу.

Є.Бондарєв, розв'язуючи аналогічну задачу аналітично, довів існування максимуму температури на усті свердловини – максимальна температура складала 296 К. Таку поведінку реальних газів при видобуванні пояснюють двома протилежними тенденціями: з одного боку температура газу зростає за рахунок зменшення теплообміну з навколишнім середовищем при збільшенні швидкості течії, а з іншого – зменшується за рахунок дроселювання газу. При цьому, у випадку малих витрат газу переважає зменшення

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

*теплообміну, а при великих витратах – дроселювання. Отже, факт існування максимальної витрати є встановленим і його слід використовувати як обмеження на величину температури в елементах кріплення.*

При наповненні сховища газом, особливо компресорним способом, нагнітанні гарячого повітря або іншого теплоносія на кривих розподілу температури вздовж осі свердловини виникає точка інверсії. Її положення визначається, в основному, двома величинами: *температурою газу на усті та витратою газу.*

Є.Чекалюк та С.Бобровський запропонували формули, за якими знаходять місцезнаходження точки інверсії, відповідно, при нагнітанні води і газу. *Точка інверсії ділить кріплення свердловини на дві частини: верхню, де елементи кріплення нагріваються, а теплоносії охолоджується, і нижню, де елементи кріплення охолоджуються, а теплоносії нагрівається.* Аналіз також показує, що, збільшуючи витрату газу, точка температурної інверсії буде знижуватись вздовж осі свердловини, а при початковій високій температурі теплоносія на усті і зовсім відсутня. У такому випадку вздовж осі свердловини теплоносії буде тільки охолоджуватись, а елементи кріплення нагріватись. *Отже, питання температурних змін в елементах кріплення при нагріванні та охолодженні – це питання про можливість фізико-хімічних перетворень у тампонажному камені і механічного руйнування оболонки, особливо, коли ці зміни носять малоцикловий характер, і на сьогоднішній день вимагають спеціального дослідження.*

Досить ґрунтовні дослідження цієї проблеми виконані А.Абрамовим, М.Ашраф'яном, А.Булатовим, А.Гайворонським, В.Дейкіним, А.Дементєвим, Г.Обабком, Ю.Просьолковим, А.Руцьким, А.Цибіним, І.Лечером і їх доцільно розділити на три основні групи, поклавши в основу:

- повноту поставленої проблеми та врахування основних чинників;
- метод розв'язування;
- початкові умови.

Узагальнюючи результати розв'язування цих завдань, доцільно зробити наступні висновки:

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

– температурні деформації обсадної колони, оболонки тампонажного каменю та гірських порід не співпадають за величиною і це слід розглядати як джерело додаткових напруг;

– температурні напруги є наслідком нелінійного розподілення температури вздовж радіуса циліндричної оболонки тампонажного каменю у за колонному просторі;

– температурні напруги у тампонажному камені і напруги від контактних тисків обсадної колони на нього, відповідно, осьові ( $\sigma_z$ ), радіальні ( $\sigma_r$ ) і тангенціальні ( $\sigma_\theta$ ) сумуються:

$$-\sigma_{z,\theta,r} = \sigma_{z,\theta,r}^t + \sigma_{z,\theta,r}^p, \quad (5.1)$$

де  $\sigma_{z,\theta,r}^t$  – температурні напруги, н/м<sup>2</sup>;

$\sigma_{z,\theta,r}^p$  – напруги від контактних тисків, н/м<sup>2</sup>

– напружений стан тампонажного каменю у міжколонному або за колонному просторі змінюється як у часі, так і в просторі: на внутрішній і зовнішній поверхнях оболонки виникають напруги різної величини; тангенціальні напруги ( $\sigma_\theta$ ) на внутрішній поверхні оболонки тампонажного каменю є максимальні на початку нагрівання; на зовнішній поверхні оболонки тампонажного каменю  $\sigma_\theta$  змінюються за складним законом з очевидним максимумом при зміні критерію Фур'є в межах  $0,002 < F_0 < 0,1$  і практично не залежать від діаметра та товщини оболонки;

– осьові напруги у точках на зовнішній поверхні оболонки змінюються від розтягуючих до стискаючих;

– на початку прогрівання зовнішня поверхня тампонажного каменю у за колонному просторі свердловини знаходиться у двоосьовому напруженому стані, оболонка розтягується тому, що

$$\sigma_{\theta(r=r_3)} > \sigma_{z(r=r_3)} > \sigma_{r(r=r_3)}, \quad (5.2)$$

де  $r_3$  – радіус зовнішньої поверхні оболонки тампонажного каменю, м;

– у добре прогрітій оболонці тампонажного каменю на її внутрішній поверхні всі напруги стискаючі

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

$$\sigma_{r(r_2)} > \sigma_{\theta(r_2)} > \sigma_{z(r_2)}; \quad (5.3)$$

– радіальні напруги на спряжених поверхнях «обсадна труба-оболонка тампонажного каменю» при  $r=r_2$ , і  $r=r_3$  перетворюються в нуль; посередині оболонки – максимальні і за абсолютною величиною менші від тангенціальних та осьових.

Небезпечними, з точки зору втрати герметичності кріплення свердловини, є два моменти:

1. Початок прогрівання  $0,002 \leq F_0 \leq 0,1$ ,

$$F_0 = \frac{a\tau^2}{r_c^2},$$

де  $r_c$  – радіус свердловини

2. Тривале прогрівання елементів кріплення, коли двоосьовий розтяг змінюється на одноосьовий стиск:

– найбільш небезпечними є точки на зовнішній поверхні оболонки тампонажного каменю, в яких діють максимальні напруги розтягу (тангенціальні);

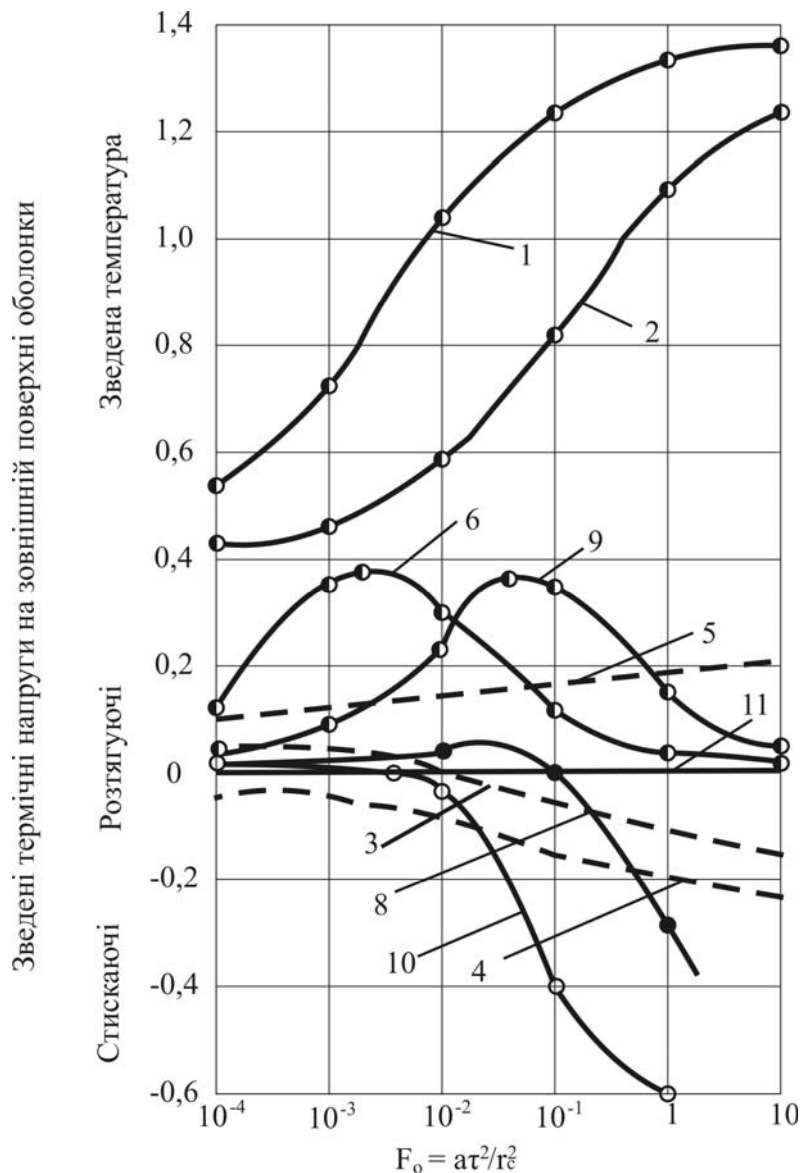
– на початку нагрівання головним чинником появи термічного тиску на оболонку тампонажного каменю є висока теплопровідність металу обсадних труб та перевищення вільних деформацій труб над деформаціями оболонки тампонажного каменю;

– при тривалому прогріванні контактні тиски на зовнішній поверхні оболонки тампонажного каменю збільшуються і перевищують напруги на внутрішній поверхні оболонки;

– на внутрішній поверхні оболонки всі напруги стискаючі, отже, варіант крихкого руйнування з утворенням розколин виключається, а перехід у пластичний стан при певних величинах стискаючих напруг малоймовірний;

– на зовнішній поверхні оболонки тампонажного каменю напружений стан змінюється у часі: на початку прогрівання виникають розтягуючі напруги (осьові та тангенціальні), а при тривалому прогріванні настає нерівномірне компонентне триосьове стискання оболонки.

Аналітичні розв'язки, числові приклади та їх графічна інтерпретація наведені на рис.5.4. Криві 1...11 характеризують динаміку напруг на зовнішній поверхні оболонки тампонажного каменю при нагнітанні теплоносія.



**Рис. 5.4. Розподіл температурних напруг на зовнішній поверхні оболонки тампонажного каменю у свердловині при нагріванні:**

1, 6, 8 – розподіл температури при товщині оболонки тампонажного каменю 8,4 мм; 2, 9, 10 – теж при товщині оболонки тампонажного каменю 50,4 мм; 6, 9 – тангенціальні; 8 – 10 осьові; 5, 11 – радіальні напруги; 3, 4, 5 – зміна термоконтактних напруг у часі; 3 – тангенціальні ( $\sigma_{\theta}$ ); 4 – осьові ( $\sigma_z$ ); 5 – радіальні ( $\sigma_r$ )

Наведені факти та наукові твердження, визначають, що ймовірність збереження герметизуючої здатності тампонажного каменю, як елемента кріплення, зросте, якщо:

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

- обмежити величину температурного перепаду в елементах кріплення;
- обмежити можливість радіального деформування тампонажного каменю;
- підняти рівень допустимих розтягуючих напруг тампонажного каменю;
- підвищити теплопровідність оболонки тампонажного каменю наблизивши її до величин теплопровідності обсадних труб;
- удосконалити конструкцію газових свердловин, особливо, що стосується глибин опускання обсадних колон та інтервалів їх тампонування;
- розташувати свердловини в межах підземного сховища газу з врахуванням анізотропії властивостей колектора.

### **5.2. ТЕХНОГЕННИЙ ВПЛИВ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ НА ГЕОЛОГІЧНЕ СЕРЕДОВИЩЕ ТА ДОВКІЛЛЯ**

*Підземне зберігання газу є особливим чинником техногенного впливу на геологічне та навколишнє середовища через пласт-колектор, свердловини та компресорні станції, що сукупно утворюють систему об'єктів спостереження.*

*Свердловина в системі об'єктів є основною виробничою ланкою підземного сховища газу та чинником техногенного впливу на довкілля. Початок відліку цього впливу є спорудження бурової, коли змінюють ландшафт, продовжується він при бурінні свердловини, забруднюючи відходами ґрунти і ґрунтові води, а при експлуатації - міграцією газів у верхні горизонти та в атмосферу. Крім того, при бурінні свердловин створюється ряд передумов, прояв яких при експлуатації в режимі підземного зберігання газу спричиняє забруднення геологічного середовища, змінює баланс пластових тисків у ньому.*

Метою оцінки техногенних змін при підземному зберіганні газу є:

- виявлення закономірностей стану свердловин та техногенних змін інженерно-геологічних умов;
- виявлення зон впливу підземних сховищ газу та захищеності прилеглих територій і населених пунктів.

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

*Оцінюють техногенні зміни проведенням контролю або моніторингу. Ці два близькі поняття несуть різне смислове навантаження, проте в багатьох випадках контроль підмінюють моніторингом і навпаки.*

*Контроль – це одноразове чи періодичне вимірювання довільної кількості основних параметрів, що можуть не мати допустимих числових величин, з метою побудови статичної предметно-математичної моделі об'єкта спостереження, оцінки його екологічного стану. Контроль є первинним або першою стадією при оцінці техногенних змін.*

*Моніторинг – безперервне, тривале в часі вимірювання з наперед заданою точністю визначеної кількості штатних параметрів, що мають числові допустимі величини, з метою побудови динамічної предметно-математичної моделі об'єкта спостереження і запобігання екологічних катастроф. Моніторинг є другою стадією, більш вагомою і затратною.*

Контроль за свердловинами, як основною виробничою ланкою підземного сховища газу, починається з моменту її експлуатації і доповнює базу даних, знятих при бурінні свердловин. Контролю підлягають:

- герметичність різьби окремої труби та обсадної колони;
- товщина стінки обсадних колон і співставлення її з мінімально допустимою величиною;
- стан спряжених поверхонь обсадна колона – оболонка тампонажного каменю.

*При експлуатації підземних сховищ газу контроль за герметичністю колон та за станом спряжених поверхонь обсадна колона – оболонка тампонажного каменю залишається одним з основних. Крім того, контролю підлягають тиск, температура і кількість газу при нагнітанні і видобуванні, а також міжколонні тиски та дебіти газу, який мігрує сформованими каналами. Вагомими в системі контролю є визначення шляхів витоків газу і місць їх знаходження, а також амплітуди переміщення земної поверхні при нагнітанні та видобуванні газу.*

При моніторингу за сховищем газу та прилеглими територіями необхідно:



## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

- визначити мінімальну кількість штатних параметрів, що регламентують експлуатаційну та екологічну надійність свердловин і сховища;
- встановити допустимі величини штатних параметрів у числовому вимірі та задану точність вимірів;
- безперервно вимірювати величини змін параметрів у процесі експлуатації сховища, формувати базу даних;
- оперативно приймати рішення про зміну режиму експлуатації та вилучення окремих свердловин з мережі ПСГ, параметри яких перевищують встановлені;
- нейтралізувати негативний вплив вилучених свердловин шляхом проведення ремонтно-відновлювальних робіт з використанням екологічно нейтральних або з відомими ГДК речовин та реагентів.

*Отже, контроль визначеної кількості параметрів, побудова статичної моделі об'єктів спостереження передують моніторингу як більш дорогому, складному, але більш інформативному, усталеному спостереженню.*

Герметичність покришок для підземних сховищ газу, створених у виснажених покладах газових родовищ, не викликала на стадії формування об'єктів газозберігання сумніву. Тому на Богородчанському і Угерському ПСГ були здійснені, з метою покращання техніко-економічних показників, вимірювання підвищення максимального пластового тиску (на 0,4–0,5 МПа) над величиною тиску, що існував до початку розробки газових покладів. Досвід експлуатації показує, що в умовах Прикарпатського прогину для нижньосарматських і баденських покладів таке перевищення не є доцільним. Негативні наслідки збільшення максимального пластового тиску призводять як до міграції газу по латералі (Угерське ПСГ), так і по вертикалі (Богородчанське ПСГ).

На думку О.П.Зарицького, І.І.Зіненка та інших для підземних сховищ газу, сформованих у водонасичених пластах інфільтрогенної водонапірної системи або безпосередньо прилягаючої до неї верхньої частини водонапірної системи, пластові тиски при нагнітанні газу коливаються на рівні фонових гідростатичних. Це характерно для Червонопартизанського, Олишівського та Солохівського сховищ.

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

Тому при підвищенні пластового тиску виникають градієнти тиску, спрямовані у навколишню водонапірну систему. *Поточний пластовий тиск перевищує початковий гідростатичний. Така особливість цієї групи сховищ стає передумовою витоків газу за межі пастки як по латералі, так і по вертикалі.* Так, на Олишівському ПСГ при підвищенні інтенсивності нагнітання газу у сховище стався латеральний виток газу за межі пастки і сформувався у південно-західному напрямі штучний газовий поклад. Подібна ситуація мала місце і на Краснопопівському сховищі газу, коли у 1994 р. сталося витікання газу у законтурну область структури.

На Солохівському ПСГ, створеному на базі юрського виснаженого газового покладу, при досягненні проектних параметрів зберігання газу величини пластового тиску неодноразово перевищували початковий гідростатичний. З часом виникають умови для значного (надпроектного) поширення площі газоносності, особливо у південно-східному напрямі, де байоський пласт-резервуар залягає найбільш полого на структурі. Це підтверджено результатами гідрогеологічних досліджень у п'єзометричній свердловині цієї частини Солохівського склепіння і розповсюдження межі підвищених концентрацій вуглеводнів у приповерхневих відкладах за даними газової зйомки. У зв'язку з цим рекомендовано перевести декілька нагнітальних свердловин цієї частини газового покладу у розряд експлуатаційних, оптимізувавши, в такий спосіб, розподіл об'ємів нагнітання газу площею та обмеживши темпи репресії.

На Вергунському підземному сховищі газу у західному напрямі відбувається поступове занурення ГВК. Це свідчить про певні геодинамічні процеси, в результаті яких поклад газу мігрує у західному напрямі. І хоча ці процеси повільно розвиваються, про що свідчать заміри у п'єзометричних свердловинах, їх слід враховувати при спробах розширення сховища газу.

*Основні шляхи втрат газу при підземному зберіганні такі:*

- витoki газу у законтурну область структури;*
- прорив покрівлі пласта-колектора;*
- розгерметизація елементів кріплення свердловин;*
- наявність літологічних вікон, тектонічних порушень та тріщинуватість покрівлі;*
- дифузія газу;*

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

- розчинення у пластових водах та сорбція газу;
- формування перехідної зони при зберіганні у водоносних колекторах.

Крім того, підземне зберігання газу породжує низку проблем, контроль за якими, а то й моніторинг дозволить відстежувати процес циклічної експлуатації ПСГ:

- геотехнічні;
- технологічні;
- екологічні,
- геодинамічні;
- економічні.

**Геотехнічні проблеми** створення підземних сховищ газу є сукупними проблемами геологічного та технічного спрямувань.

До проблем чисто геологічних слід віднести збір геологічно-геофізичної інформації про регіон, де передбачається створення підземного сховища газу, та його доповнення, у разі необхідності, проведенням геофізичних досліджень у додатково пробурених свердловинах.

До технічного спрямування слід віднести проблему виявлення пастки, географічне розташування площі майбутнього сховища, обґрунтування кількості розвідувальних і експлуатаційних свердловин, їх конструкції та розміщення, обладнання привибійної зони, необхідності використання комплексу досліджень для формування більш достовірної бази даних, зокрема деталізація геологічної будови, уточнення параметрів пласта-колектора, гідрогеологічних умов тощо. Цей банк даних беруть за основу при формуванні структури та виконанні технологічного проекту.

За гідрогеологічними умовами, як відзначають Зарицький О.П., Зіненко І.І. та Самойлов В.В., підземні сховища ділять на дві групи.

До першої – відносять ті підземні сховища газу, які сформовані у водоносних пластах або системах з гідродинамічно активними водами, тобто водами інфільтрогенної системи.

До другої – відносять підземні сховища газу, сформовані у виснажених газових (нафтових) покладах з менш гідродинамічно активними водами, тобто водами елізійної водонапірної системи.

У сховищах першої групи при нагнітанні газу пластові тиски перевищують початкові, які, як правило, рівні гідростатичним.

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

Граденти тиску спрямовані у навколишню водонапірну систему. Враховуючи розміщення свердловин, неоднорідність властивостей порід площею сховища та високу інтенсивність наповнення сховища зростає ймовірність нерівномірного відтиснення пластової води та латеральних витоків газу, що мало місце на Олишівському підземному сховищі газу.

У сховищах другої групи процес відновлення тиску до початкового є дуже повільним, відповідно, і граденти тиску мають довгий час спрямування від навколишньої водонапірної системи до покладу, а тому ймовірність латеральних витоків газу є значно меншою.

**Технологічні проблеми** підземного зберігання доцільно звести до чотирьох:

- формування буферного об'єму газу;
- формування активного об'єму сховища;
- режим циклічної експлуатації сховища;
- очищення газу.

Кожна з наведених проблем містить у собі ще низку задач і це, безперечно, знакові проблеми; зокрема формування буферного об'єму газу з використанням інертних газів або заміна буферного об'єму природного газу сховищ на інертний газ, формування перехідної зони, ціни газу, його теплотвірної здатності тощо.

*Кондиціонери, які використовуються на ПСГ, передбачають чотири ступені впливу на природний газ: очищення від рідких і твердих частинок, охолодження газу при компресорному нагнітанні у свердловину та запобігання гідратуутворенню у свердловині.*

**В екологічному сенсі** підземне зберігання газу є проблемним з трьох сторін:

- забруднення довкілля;
- формування техногенних покладів;
- контроль та моніторинг.

*Забруднення довкілля є наслідком витоків та міграції газу безпосередньо в атмосферу або приповерхневі відклади.*

При наявності літологічної або структурної пастки на шляху витоків та міграції газу з пласта-колектора чи у вертикальному, чи латеральному напрямках формуються техногенні поклади. При цьому вторинні поклади теж стають при певних умовах, зокрема збільшенні

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

тиску закумульованого газу, джерелом забруднення геологічного середовища та атмосфери через витоки та міграцію газу.

*Найбільш ефективним способом боротьби з техногенними покладами є їх розвантаження та утилізація газу. З цією метою бурять розвантажувальні свердловини, які об'язують у спеціальну мережу, а газ використовують для побутових та технологічних потреб.*

*Тут доцільно розкрити суть витоків та міграції газу. Витоки газу відбуваються у формі вільного газу сформованими шляхами під дією перепаду тиску. Крім того, кінематичні параметри витоків є суттєво більшими за величиною від параметрів при міграції газу. Стосовно напрямку, то витоки у своїй переважній більшості є вертикальними або латеральними. Міграція можлива як у вигляді вільного газу, так і у вигляді двофазних систем і реалізується шляхом інфільтрації, фільтрації, конвекції, адвекції та дифузії.*

З метою запобігання забруднення довкілля, геологічного середовища, а також контролю витоків та міграції газу існує низка методів, найбільш поширеними з яких є наступні:

- аерокосмічні;
- геоботанічні;
- геохімічні;
- геологічні;
- геофізичні;
- гідрохімічні;
- гідродинамічні.

Кожен з наведених методів має певну точність виміру, вартість та реальну доступність і потребу. Очевидно, що комплексне вирішення проблеми та використання декількох методів є найбільш доцільним, а отримана інформація – найбільш об'єктивною.

*Незаперечним, на наш погляд, є те, що контроль, а в окремих випадках і моніторинг процесу циклічної експлуатації сховищ, технічним станом свердловин, геологічним середовищем та довкіллям є обов'язковим.*

Тут первинним є попередження порушення екологічної безпеки довкілля в межах впливу даної системи об'єктів спостереження та локалізація або ж і повна ліквідація шкідливого впливу.

До геодинамічних проблем доцільно віднести процеси міграції покладів газу при їх циклічній експлуатації та проблему коливань поверхні землі, що за своїми техногенними наслідками можуть бути найскладнішими.

**Економічні проблеми** – це, перш за все, проблеми втрат газу, проблеми досконалості сховища. Сюди ж доцільно віднести всі затрати, пов'язані з ремонтно-відновлювальними роботами на свердловинах підземних сховищ газу, які підвищують надійність експлуатації ПСГ.

### **5.3. АНАЛІЗ ТАМПОНУВАННЯ СВЕРДЛОВИН, ВИКОРИСТОВУВАНИХ ТАМПОНАЖНИХ МАТЕРІАЛІВ ТА ОСОБЛИВОСТЕЙ ТЕХНОЛОГІЙ**

Герметичність свердловин є інтегральним показником надійності підземних сховищ газу та екологічної безпеки. Тому підвищення герметичності було і залишається актуальним напрямом досліджень та практичної діяльності в галузі кріплення свердловин ПСГ. На ПСГ Прикарпаття широко впроваджують тампонажні матеріали з різними домішками та наповнювачами. Випробувано і декілька технологій та низку технічних засобів з метою покращення якості тампонування свердловин ПСГ. Аналіз результатів тампонування свердловин ПСГ виконують за даними геофізичної оцінки якості та замірів тиску у міжколонному просторі. З метою кількісної оцінки якості тампонування свердловин ПСГ акустичні цементограми, що вимірюють щільність контакту тампонажного каменю з обсадною колоною, обробляють за чотирьохсотбальною шкалою якості. Відсутність контакту оцінюють у 100 балів. Найщільніший контакт оцінюють 400 балами, поганий – 200 балами, а посередній – 300. Критерій якості тампонування обсадної колони вираховують як середнє із залежності

$$K = \frac{A_1 \cdot x_1 + A_2 \cdot x_2 + A_3 \cdot x_3 + A_4 \cdot x_4}{\sum_i x_i}, \quad (5.4)$$

де  $A_1, A_2, A_3, A_4$  – масштабні коефіцієнти якості, відповідно: 400 – добра, 300 – задовільна, 200 – погана і 100 – характеризує відсутність

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

тампонажного розчину за колоною або щільність контакту практично відсутня;

$x_1, x_2, x_3, x_4$  – довжини інтервалів з відповідним за щільністю контактом. При цьому  $A_1$  відповідає  $x_1, A_2 x_2, A_3 x_3, A_4 x_4$ .

*Так, з обсадних колон, взятих для аналізу в Прикарпатті, понад 50% проміжних колон і понад 40% експлуатаційних мають коефіцієнт якості – задовільно. Однак на Богородчанському ПСГ понад 50% експлуатаційних колон мають нижчу якість, ніж проміжні, частка яких трохи більша за 19%. Добра якість тампонування, за даними геофізичних вимірів, виявлена в 109 свердловинах для колон діаметром 168мм та в 44 свердловинах для колон діаметром 245мм, що складає, відповідно, 36,8% та 14,9%. Отже, низька якість превалює при тампонуванні проміжних обсадних колон, а добра – експлуатаційних колон. Спроба знайти зв'язок між якістю тампонування за даними геофізичних вимірювань та кількістю колон з міжколонними тисками не дала однозначної відповіді. Дані, наведені у табл.5.1 дозволяють стверджувати, що для проміжних колон діаметром 245мм такий зв'язок існує. При цьому із зростанням якості в два рази приблизно у стільки ж зменшується кількість колон з міжколонними тисками. Для експлуатаційних колон діаметром 168мм при збільшенні критерію якості зростає і відносна кількість колон з міжколонними тисками. Такий зв'язок не узгоджується з загальноприйнятими підходами і може бути зумовлений:*

– негерметичністю нарізних з'єднань обсадних труб і колонної головки;

– руйнуванням цілісності спряжених поверхонь тампонажний камінь - колона та тампонажний камінь – стінка свердловини;

– утворенням розколин та щілин в тампонажному камені при опресовуванні експлуатаційної колони;

– більш високими тисками і температурами при нагнітанні газу в пласт;

– впливом циклічної зміни тиску і температури на елементи кріплення і експлуатаційну колоною в більшій мірі, ніж на проміжну колоною.

Значно більша кількість експлуатаційних колон з міжколонними тисками, ніж проміжних (46 проти 26), підтверджують відзначені вище положення.

Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

Таблиця 5.1.

Взаємозв'язок якості кріплення та герметичності міжколонного простору

| Діаметр обсадної колони, мм | Відносна кількість обсадних колон з міжколонними тисками при якості тампонування |         |         | Разом обсадних колон з міжколонними тисками |
|-----------------------------|--|---------|---------|---|
|                             | 101-200  | 201-300 | 301-100 |   |
| 245                         | 12,9   | 8,2     | 6,8     | 26  |
| 168                         | 4,4  | 17,8    | 19,3    | 46  |

Аналіз абсолютних величин міжколонних тисків, наведених в табл. 5.2, засвідчує, що основна кількість негерметичних колон – це колони з тисками від 0,25 до 2,5 МПа. Свердловин з міжколонними тисками понад 2,5 МПа більше на 4%. Малі величини міжколонних тисків, менше 0,25 МПа, мають 44% обсадних колон і охоплюють всі три стани якості кріплення: *поганий, задовільний та добрий*.

Таблиця 5.2.

Взаємозв'язок між критерієм якості та величиною міжколонного тиску на момент передавання свердловин в експлуатацію

| Критерій якості, бали | Кількість колон з міжколонним тиском, МПа |          |         |         |        |
|-----------------------|---|----------|---------|---------|--------|
|                       | < 0,25                                    | 0,26–1,0 | 1,1–2,5 | 2,6–5,0 | >5,0   |
| 101-200               | 70  | 3<br>1   | 11      | 00      | 0<br>0 |
| 201-300               | 59  | 2<br>5   | 56      | 02      | 0<br>1 |
| 301—400               | 1<br>10                                   | 0<br>6   | 24      | 0<br>1  | 0<br>0 |

Акцентуючи увагу на геофізичній оцінці якості тампонування обсадних колон доцільно узагальнити і використання тампонажних



## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

матеріалів (табл. 5.3). Протягом 1970–1985 рр. було використано 32 тампонажні суміші. Більшість з них готувались на основі тампонажного портландцементу ПЦТ-ДО-50 Здолбунівського ЦШК. Понад 60% обсадних колон тампонувались розчином без домішок, решта – з різноманітними домішками.

Одним з перших тампонажних матеріалів, запропонованих для тампонування свердловин Угерського і Опарського ПСГ Прикарпаття, був тампонажний цемент з домішками фурилового спирту та солянокислого анеліну. Камінь з такого розчину мав одноріднішу структуру порожнин, менші терміни тужавіння, особливо різницю між кінцем і початком тужавіння.

*Примітка.* У чисельнику умовного дробу - кількість обсадних колон діаметром 245мм, у знаменнику – діаметром 168мм.

З метою попередження каналутворення в ранні терміни тужавіння в якості домішки до портландцементу використовували антисульфозійні домішки: силікат натрію або рідке скло в кількості до 1,5% з хлоридом кальцію до 3%, або хлорного заліза до 2% від маси цементу.

Широко використовувались при тампонуванні обсадних колон у свердловинах ПСГ Прикарпаття цементно-глино-солеві суміші. Такі суміші, що містять від 6 до 8% глини від маси цементу та від 5 до 10% хлориду натрію від об'єму води приготування, формують камінь з високою початковою міцністю, зразки каменю непроникні та корозійностійкі. Особливою перевагою таких сумішей є підвищена тампонуєча здатність.

Доцільно детальніше розглянута використання тампонажних матеріалів. Використання матеріалів, здатних до збільшення об'єму при тужавінні для тампонування у свердловинах ПСГ, ставило за мету досягнути гарантованої герметичності заколонного простору. На Прикарпатті та в Білорусі готували такі суміші на основі портландт та гіпсоглиноземнистого цементів. Оптимальним співвідношенням у суміші слід вважати 3:1. При тужавінні камінь забезпечує розширення до 3–4%, що і взято за обмеження при приготуванні суміші.

Однак з точки зору кінцевої мети, досягнення тривалої герметичності кріплення свердловин ПСГ, таке обмеження у розширенні тампонажного каменю є малообгрунтованим.

Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

Таблиця 5.3  
Якісний критерій свердловин ПСГ за даними геофізичних вимірів та замірів міжколонних тисків

| ПСГ            | Діаметр обсадної колони, мм | Величини критерію якості тампонування обсадних колон та кількості з міжколонними тисками |                      |  |                 |                  |  |          |  |  |  | Разом колон з міжколонними тисками | Разом колон з міжколонними тисками на момент здавання в експлуатацію |
|----------------|-----------------------------|--|----------------------|--|-----------------|------------------|--|----------|--|--|--|------------------------------------|--|
|                |                             | Якість   |                      | Кількість колон з міжколонними тисками | Якість          |                  | Кількість колон з міжколонними тисками | Якість   |  | Кількість колон з міжколонними тисками |  |                                    |  |
|                |                             | 100÷200  | 201÷300 (задовільна) |  | 301÷400 (добра) | 401÷500 (погана) |  |          |  |  |  |                                    |  |
| Опраське       | 245<br>168                  | 33<br>4  | 36<br>39             | 8<br>13                                | 4<br>30         | 1<br>14          | 73<br>73                               | 20<br>27 |  |  |  |                                    |  |
| Богородчанське | 245<br>168                  | 24<br>38   | 34<br>29             | 1<br>0                                 | 15<br>7         | 0<br>2           | 73<br>74                               | 1<br>2   |  |  |  |                                    |  |
| Угерське       | 245<br>168                  | 25<br>3  | 40<br>43             | 3<br>10                                | 15<br>38        | 2<br>5           | 80<br>84                               | 5<br>17  |  |  |  |                                    |  |
| Дашавське      | 245<br>168                  | 15<br>0  | 36<br>26             | 0<br>0                                 | 10<br>34        | 0<br>0           | 61<br>60                               | 0<br>0   |  |  |  |                                    |  |
| Разом          | 245<br>168                  | 97<br>45   | 146<br>137           | 12<br>23                               | 44<br>109       | 3<br>21          | 387<br>291                             | 26<br>46 |  |  |  |                                    |  |

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

Тампонажні матеріали іншої природи розширення мають ту особливість, що в процесі приготування і транспортування в свердловині (від 1,5 до 3 години) більша частина домішок, вступаючи в реакцію, реалізує себе і, безперечно, суттєво вплине на кінцевий результат. Так, матеріали, що вміщують 20% СаО при температурі 295 К впродовж 4 годин перемішування зменшують величину розширення більш, ніж у 10 разів.

Оксид магнію після випікання при температурі від 1473 до 1573 К служить домішкою, що забезпечує розширення тампонажного розчину при температурах від 393 до 423 К. При вищих температурах в якості домішки для отримання розширення використовують периклаз – оксид магнію, випечений при температурі 1873 К. В умовах ПСГ, при температурах не вище 313 К, такі суміші мають низьку швидкість гідратації, а також здатність до тріщиноутворення на різних стадіях тужавіння.

*Принципово відмінною особливістю свердловин ПСГ є те, що радіальні та осьові деформації експлуатаційної колони, а відповідно і тампонажного каменю навколо них, періодично змінюються від розтягуючих до стискаючих в залежності від технологічного циклу – нагнітання чи видобування газу. Тому отримане на ранній стадії тужавіння розширення при багаторазовому нагріванні та охолодженні елементів кріплення не гарантує тривалої герметичності свердловин. Дане положення підтверджується тим, що зацементовані свердловини тампонажними матеріалами, схильними до розширення, негерметичні в такій же мірі, як при використанні інших тампонажних матеріалів. Статистична оцінка якості тампонування свердловин наявністю міжколонних тисків теж не виділяє ці свердловини в окрему групу, що підтверджується даними табл. 5.4.*

На початковій стадії створення ПСГ використовували суттєво облегшені тампонажні розчини з домішкою емульгатора, зокрема ДСБ. З такою домішкою на базі портландцементу готувались розчини густиною від 1300 до 1350 кг/м<sup>3</sup> з задовільними характеристиками.

Враховуючи особливості геологічної будови та специфіку експлуатації свердловин у режимі ПСГ в Україні запропоновано у якості домішки синтетичні волокна. Така рецептура тампонажного розчину є ефективною при тампонуванні паронагнітальних

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

свердловин. Близькість проблем, які виникають у паронагнітальних свердловинах та у свердловинах ПСГ, перш за все полягають у періодичному баротермальному навантаженні елементів кріплення, характері деформацій та потенційному тріщиноутворенні в оболонці тампонажного каменю.

Таблиця 5.4.

Порівняльна оцінка якості кріплення свердловин при використанні різних тампонажних матеріалів

| Тампонажний матеріал                              | Відносна кількість свердловин з міжколонними тисками, % |
|---|---|
| цементно-глино-сольові суміші                     | 25  |
| тампонажний цемент без домішок                    | 25,4  |
| суміш тампонажного і гіпсоглиноземистого цементів | 40  |

В області проектування складу тампонажних матеріалів можна виділити три напрями підходів до проблеми:

- розробка методики визначення температурних напруг в елементах кріплення;
- розробка тампонажних матеріалів з підвищеними величинами допустимих розтягуючих напруг;
- розробка тампонажних матеріалів з покращеними теплофізичними властивостями, зокрема з вищою теплопровідністю.

З трьох виділених напрямів найбільшого розвитку дістала методика розрахунку температурних напруг в елементах кріплення з виділенням тривалості нагрівання зовнішньої та внутрішньої поверхні оболонки тампонажного каменю, а також з врахуванням теплофізичних та пружних властивостей матеріалів кріплення свердловини. Розглянута окрема задача в умовах наявності та відсутності фільтраційної кірки.

Тампонажні матеріали, які б відповідали умовам ПСГ, промисловість не випускає. Для паронагнітальних свердловин у колишньому СРСР випускали два типи:

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

– цемент тампонажний для паронагнітальних свердловин (ЦТПН);

– цемент тампонажний для свердловин з циклічно змінними температурами (МТЦ).

С.Абрамов, В.Антонов, А.Булатов та інші запропонували підвищувати циклову стійкість тампонажного каменю при температурах до 423 К за рахунок утворення низькоосновних гідросилікатів кальцію в якості основного структуроутворювача систем, що містять пісок та шлак. Очевидно, що для умов ПСГ, де температури суттєво нижчі, такі матеріали малоприменні. Не вирішують проблеми тампонажних матеріалів для ПСГ і нові базові в'язучі речовини – портландцемент алінітовий тампонажний (ПЦАТ). За даними цих авторів, тампонажний розчин має підвищену тампонує здатність, короткі терміни тужавіння, вимагає меншого вмісту води. Камінь з такого розчину у 2–2,5 рази міцніший, особливо в перші доби тужавіння, ніж традиційний тампонажний портландцемент. Позитивною відмінністю такого цементу є його мала тепло- і енергомісткість. Витрата палива на виробництво однієї тони ПЦАТ від 30% до 35%, а електричної енергії від 30% до 40% менша ніж на виробництво тієї ж кількості портландцементу. У Чернівецькому державному університеті ім. Ю.Федьковича спільно з фахівцями ВАТ "Укрнафта" розроблено полегшений тампонажний цемент ПЦТП22–100. Він дозволяє отримати розчини густиною 1400–1550 кг/м<sup>3</sup> та використовувати в інтервалі температур 295–373 К. При цьому у ранні строки тужавіння отримують міцний безусадковий камінь. Основні порівняльні характеристики ПЦТП наведені у табл.5.5. У порівнянні з існуючим цементом ЦТО 5–100, запропонований має від 1,5 до 1,9 рази вищу міцність. Ширший діапазон температур використання дає можливість одержувати на його основі якісні полегшені тампонажні розчини з меншою густиною і кращими реологічними параметрами. Використання таких полегшених тампонажних розчинів вирішує проблему якості тампонажних робіт. Разом з тим, у процесі баротермального циклового навантаження дані матеріали не досліджувались.

*Проблема тампонажних матеріалів існує, вона об'єктивна та реальна і її слід розглядати як частину загальної проблеми герметичності кріплення свердловин ПСГ, особливо стосовно її*

Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

формування та збереження. Потрібна нова принципова основа: чітка градація функцій, властивостей їх структури та відповідні критерії їх оцінки. Незаперечним є й те, що якість формування герметичності визначається й іншими важливими чинниками: режимом течії, концентричністю розташування колони в свердловині, використанням рідин, що розділяють буровий і тампонажний розчини тощо.

Таблиця 5.5.

Характеристики тампонажного розчину та каменю з ПЦТП 22–100

| Тип базового цементу | Водоцементне відношення | Розтічність, см | Міцність тампонажного каменю, МН/м <sup>2</sup> , через |              | Густина розчину, кг/м <sup>3</sup> |
|----------------------|-------------------------|-----------------|---|--------------|------------------------------------|
|                      |                         |                 | 2 доби  | 28 діб       |                                    |
| ПЦТП 22–100          | 1,15                    | 27              | 0,22<br>0,55  | 2,05<br>4,06 | 1400                               |
|                      | 0,98                    | 25              | 0,550,67  | 3,07<br>6,52 | 1450                               |
|                      | 0,85                    | 24              | 0,8<br>1  | 19<br>9      | 1500                               |
|                      | 0,7                     | 22              | 10<br>1,32  | 4,23<br>9,45 | 1550                               |

Примітки. 1. Зразки тужавили при температурі 295 К;

2. Міцність: в чисельнику – при розтягу, а в знаменнику – при стиску.

Багатолітній досвід, аналітичні та експериментальні дослідження вітчизняних та зарубіжних вчених дозволяють однозначно стверджувати, що з метою отримання більш високої повноти заміщення бурового розчину тампонажним при інших рівних умовах слід витримувати течію у за колонному просторі турбулентною, а параметри бурового тампонажного розчинів повинні знаходитись у певному співвідношенні:

$$\tau_{оцр} > \tau_{обр}; \eta_{цр} > \eta_{бр}; \rho_{цр} > \rho_{бр}. \quad (5.5)$$

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

Т.Єрмоєнко і Д.Мочернюк обґрунтували можливість якісного заміщення бурового розчину тампонажним при малих швидкостях.

Є. Сухін і Б.Навроцький провели аналіз тампонування обсадних колон на свердловинах ПСГ Прикарпаття. На рис. 5.5 характер розподілу частоти тампонування при заданій швидкості течії тампонажного розчину у за колонному просторі близький до нормального з максимумом від 0,3 до 0,35 м/с для проміжних колон (крива 5) та від 0,5 до 0,55 м/с для експлуатаційних колон (крива 6), що значно менше вирахованих (область, обмежена прямими 7 і 8, в якій забезпечується турбулентність течії як на початку, так і в кінці тампонування).

З точки зору повноти заміщення бурового розчину тампонажним такі швидкості, у випадку ексцентричного розташування колони у свердловині, зумовлюють мінімум заміщення (крива 2). Для порівняння на рис. 5.5 наведені залежності Говарда і Кларка (1), Гулі–заде (2), Абдінова (3).

Режим та повнота витіснення бурового розчину можуть бути спрогнозовані за величиною градієнта швидкості в кільцевому перерізі свердловини. За А.Аветісовим величина градієнта визначається з рівняння

$$G = \frac{6 \cdot V_{к.п.}}{D - d}, \quad (5.6)$$

де  $D$  – діаметр свердловини, м;

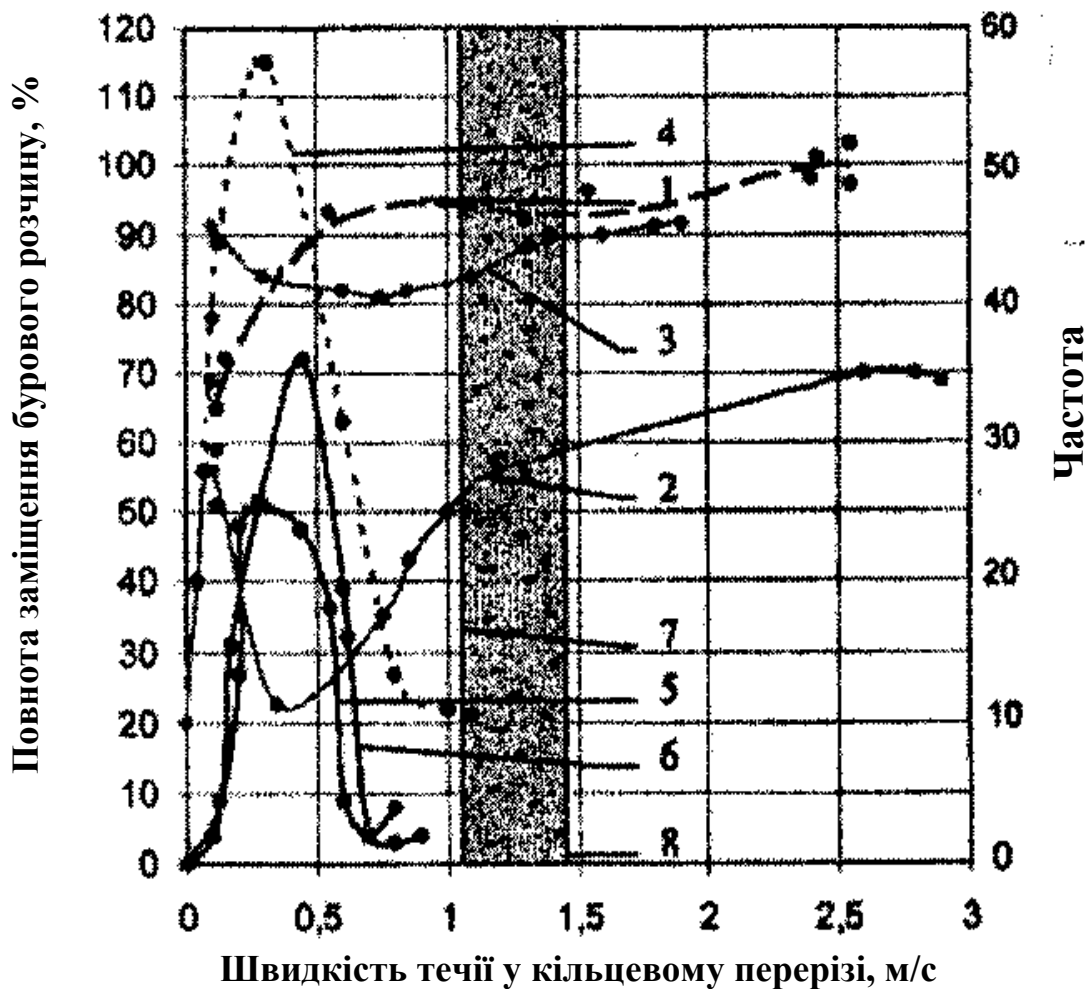
$d$  – зовнішній діаметр обсадних труб, м.

При цьому шкала ймовірностей якісного тампонування має вигляд, наведений в табл. 5.6.

Таблиця 5.6.

Шкала ймовірностей тампонування обсадних колон

| Градієнт швидкості, с <sup>-1</sup> | Ймовірності якості                             |
|-------------------------------------|--|
| 20–65                               | Несприятлива                                   |
| 75–105                              | Велика ймовірність якісного тампонування       |
| 105–310                             | Ймовірність високої та низької якості однакова |
| 310–560                             | Високоякісного тампонування не відзначалось    |



**Рис.5.5. Дійсні та рекомендовані кінематичні параметри потоків у заклонному просторі свердловини ПСГ при їх тампонуванні:**

1 – за Говардом і Кларком; 2 – за Гулі-заде; 3–за Абдіновим; 4 – крива розподілу швидкостей при тампонуванні свердловин Угерського ПСГ; 5,6 – криві розподілу швидкостей при тампонуванні проміжних і експлуатаційних, колон, відповідно, для Опарського та Дашавського ПСГ; 7, 8 – відповідно, нижня та верхня межі критичних швидкостей, що гарантують турбулентність течії у кільцевому перерізі даної геометрії

Переходячи від градієнтів до розрахованих величин швидкостей при заданій геометрії кільцевого перерізу (225 x168 мм) можна стверджувати, що високої якості тампонування досягають тоді, коли швидкість течії складе від 0,85 до 1,0 м/с ( значення градієнта 75 – 105с<sup>-1</sup>), а при швидкості течії 0,5м/с, що відповідає градієнтові від 20



## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

до  $65\text{с}^{-1}$ , якість тампонування є найнижчою. При даній геометрії за колонного простору не важко підрахувати, що зменшення ступеня повноти заміщення тільки на 10% еквівалентно утворенню циліндра з бурового розчину на всій висоті тампонування діаметром 57мм та 47мм, відповідно, для колон діаметром 245мм і 168мм. У таких випадках велика ймовірність розгерметизації за колонного простору свердловини.

Р.Шищенко запропонував критерій, що ув'язує сили тяжіння і зсуву при заданій величині геометричних співвідношень простору, який заповнюється тампонажним розчином заданих властивостей.

$$D = \delta \frac{(\rho_{ур} - \rho_{бр})g}{\tau_0}, \quad (5.7)$$

де  $\rho_{ур}$  – густина тампонажного розчину,  $\text{кг/м}^3$  ;

$\rho_{бр}$  – густина бурового розчину,  $\text{кг/м}^3$ ;

$\tau_0$  – початкова напруга зсуву,  $\text{Н/м}^2$ ;

$\delta$  – щілина між стінкою свердловини і зовнішньою поверхнею обсадної колони, м.

З фізичної точки зору параметр  $D$  характеризує умову гравітаційного осідання границі розділу бурового і тампонажного розчинів після закінчення процесу тампонування, а тому не може бути однозначним критерієм якості тампонування як процесу. З іншого боку, не зовсім переконливо те, що висока якість тампонування можлива тільки при  $D \geq 30$ . Однак, як показали розрахунки А.Мірзаджанзаде, без врахування нормальних напруг на поверхні розділу бурового і тампонажного розчинів максимальна величина критерія дорівнює 4.

Повертаючись до рис. 5.5 бачимо, що відносно велика різниця між розрахунковою та дійсною швидкостями висхідного потоку не зумовлює таку ж велику різницю у якості тампонування. Очевидно, що *якість тампонування, як складна і багатофакторна залежність, повинна узгоджуватись з іншими технологічними чинниками: кількістю та розташуванням центруючих елементів об'ємом та властивостями розділюючих рідин, нестационарністю течії тампонажного розчину у за колонному просторі тощо.*

Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

Для оцінки ступеня концентричності розташування колони у свердловині введено показник, що дорівнює відношенню глибини спуску колони до кількості центруючих пристроїв на ній, названий *коефіцієнтом ексцентричності*. Середні величини цього показника для ПСГ Прикарпаття наведено у табл 5.7. Ці дані засвідчують повну стахостичність розподілу центраторів на колонах усіх без винятку ПСГ. Середня довжина інтервалу між двома сусідніми центраторами коливається в межах від 29 до 248м для експлуатаційних колон і від 82 до 226 м для проміжних.

Таблиця 5.7.

Кількість та характер розташування центраторів на експлуатаційних колонах

| ПСГ       | Діаметр експлуатаційної колони, мм | Загальна кількість центраторів | Кількість центраторів в одному інтервалі встановлення |              |              | Примітки   |
|-----------|------------------------------------|--------------------------------|---|--------------|--------------|--|
|           |                                    |                                | 1 -й інтервал   | 2-й інтервал | 3-й інтервал |  |
| Опарське  | 168                                | 236<br>—<br>48                 | 18  | 101          | 117          | Розтягнута частина колони досягає глибини від 320 до 370м від устя |
| Угерське  | 168                                | 182<br>—<br>32                 | 26  | 121          | 35           |  |
| Дашавське | 168                                | 125<br>—<br>23                 | 87  | 23           | 15           |  |

*Примітка.* У чисельнику-загальна кількість центраторів на колонах, у знаменнику-кількість колон, взятих для аналізу.

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

Серед інших вагомих чинників слід відзначити використання рідин та розчинів для розділення бурових і тампонажних систем при тампонуванні. Аналіз процесу тампонування засвідчує, що переважна більшість свердловин тампонувалась з використанням рідинних розділювачів різноманітного складу: від технічної води до пружнов'язких сумішей.

*Узагальнюючи чималий досвід тампонування свердловин на ПСГ Прикарпаття відзначають, що вибір та пошук тампонажних матеріалів, розділюючих рідин, особливості технології не враховують специфіку роботи елементів кріплення в режимі ПСГ, не дозволяють накласти функціональні обмеження, про що свідчить розмаїття рецептур тампонажних матеріалів, випадки неякісного тампонування та виникаючі міжколонні тиски газу в процесі експлуатації свердловин.*

Іншою характерною особливістю технології тампонування свердловин ПСГ є використання усереднюючих ємностей з гідравлічним та механічним способом перемішування закумульованого розчину, що практично знімає проблему неоднорідності розчину та недосконалості цементно-змішувачів машин типу 2СМН–20. Крім цього, така технологічна операція, як перемішування, підвищує ступінь використання в'язучих властивостей цементу, покращує кінетику тужавіння, підвищує фізико-механічні властивості каменю.

Разом з тим, якісно приготовлена тампонажна суспензія не знімає проблеми самочинних процесів, що мають місце у за колонному просторі свердловин після закінчення процесу тампонування. Серед них каналотворення, зменшення порового тиску. Відомо, що перемішування тампонажного розчину після закінчення процесу тампонування практично знімає цю проблему.

*Досвід показує, що при будівництві свердловин ПСГ порізно використовували і матеріали, і технології, і технічні засоби. Проте найбільш акцентувалась увага на тампонажних матеріалах та технологіях. Але, тільки тампонажними матеріалами і технологіями досягти високої якості тампонування є проблематично, а, ймовірно, і неможливо.*

У міжнародній практиці відомий спосіб, зокрема у Югославії, коли витісняють попередньо заповнену речовину тампонажним

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

розчином, спускаючи обсадну колону. Принципово новий спосіб тампонування свердловин запропоновано і в Україні.

Як відомо основним недоліком способу за методом Паркінса є складність заміщення бурового розчину тампонажним. Досягнути високого ступеня заміщення можливо за певних умов і при високих швидкостях течії тампонажного розчину у заколонному просторі.

Однак обмеження геологічного характеру, особливо через породи, схильні до гідравлічного руйнування та необхідність тампонувати похилі свердловини, де велика ймовірність ексцентричного розташування обсадної колони у свердловині, збільшення швидкості є проблематичним або призводить до одностороннього заміщення бурового розчину тампонажним.

Запропонований метод базується на засадах як аналітичних, так і дослідно-експериментальних. Суть методу полягає у наступному. Обсадну колону ділять на дві частини і нижню частину опускають у свердловину на бурильних трубах до вибою. Довжину бурильних труб визначають із залежності

$$L_{\text{дг}} = \frac{4}{\pi} \frac{V_{\text{Гр}}}{\pi(k \cdot D)^2} - \Delta h, \quad (5.8)$$

де  $V_{\text{гр}}$  – кількість тампонажного розчину, необхідного для тампонування свердловини з розрахунку підняття розчину на висоту згідно проекту, м<sup>3</sup>;

$D$  – діаметр свердловин, м;

$k$  – коефіцієнт збільшення діаметра свердловини за рахунок каверн;

$h$  – додаткова глибина занурення нижнього кінця секції обсадних труб у тампонажний розчин після підняття із свердловини бурильних труб, м.

Спустивши обсадні труби (нижню секцію) нагнітають тампонажний розчин у свердловину крізь бурильні труби та нижню секцію обсадних труб, спущених у кількості згідно розрахунку. Після закінчення нагнітання тампонажного розчину піднімають бурильні труби до повного їх вилучення із свердловини. Повторно спускають нижню секцію, нарощуючи обсадними трубами колону до досягнення вибою свердловини.

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

При наявності у свердловині попередньо спущеної і зацементованої колони довжина бурильних труб для спускання секції збільшується на величину, яка визначається із залежності

$$\Delta l = \frac{4V'_{\text{тр}}}{\pi d_{\text{в}}^2}, \quad (5.9)$$

де  $V'_{\text{тр}}$  – об'єм тампонажного розчину для тампонування з умови заповнення кільцевого перерізу на висоті між попередньою обсадною колоною і тією, що опускається, м;

$d_{\text{в}}$  – внутрішній діаметр попередньої обсадної колони, м.

Якщо попередня обсадна колона складається з  $i$  секцій різних товщин стінок, то внутрішній середній діаметр вираховують за формулою

$$d_{\text{в}} = \frac{d_1 l_1 + d_2 l_2 + \dots + d_i l_i}{\sum_i l_i}, \text{ м}, \quad (5.10)$$

де  $l_1, l_2, l_i$  – довжини секцій обсадних труб попередньо спущеної обсадної колони із заданою товщиною стінки, м;

$d_1, d_2, d_i$  – внутрішні діаметри секцій труб попередньо спущеної колони відповідної довжини, м.

Для такого випадку довжина бурильних труб визначається за формулою

$$L_{\delta\Gamma} = \left( \frac{V_{\text{Тр}}}{(kD_c)^2} + \frac{V'_{\text{Тр}}}{d_{\text{в}}} \right) \frac{4}{\pi}. \quad (5.11)$$

Достатньою умовою визначення довжини бурильних труб є час її підняття, за який консистенція тампонажного розчину досягне граничної величини. Якщо час, за який консистенція досягає величини 30 одиниць консистенції Бердена, дорівнює сумарному часові підняття бурильних труб після заповнення свердловини тампонажним розчином і часові опускання верхньої секції обсадних колон у свердловину, тоді  $\Delta h = 0$ , або

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

$$\tau_{30} - \tau_{зап} \geq \tau_{підн} + \tau_{опуск}, \quad (5.12)$$

і довжина бурильної колони визначається виключно об'ємом потрібного тампонажного розчину для тампонування свердловини у заданому інтервалі.

$\tau_{30}$  – час, за який консистенція тампонажного розчину досягає граничної консистенції 30 одиниць, год;

$\tau_{зап}$  – час, необхідний для заповнення тампонажним розчином свердловини, год;

$\tau_{підн}$  – час, за який піднімають із свердловини бурильні труби, на яких опускалась нижня секція обсадної колони, год;

$\tau_{опуск}$  – час, необхідний на опускання верхньої секції у свердловину, заповнену тампонажним розчином, год.

$$\tau_{підн} = \frac{L_{\delta r}}{l_{св}} \cdot \tau_{св}. \quad (5.13)$$

Тут  $L_{\delta r}$  – довжина бурильних труб, м;

$l_{св}$  – довжина "свічки" у бурильній колоні, м;

$\tau_{св}$  – час на підняття однієї "свічки," год;

$$\tau_{опуск} = \frac{L_{вс}}{l_{Тр}} \cdot \tau_{Тр} + \Delta\tau, \quad (5.14)$$

де  $L_{вс}$  – довжина верхньої секції обсадної колони, яку опускають після підняття бурильних труб, м;

$L_{Тр}$  – середня (розрахункова) довжина обсадної труби, м;

$\tau_{Тр}$  – нормативний час опускання однієї обсадної труби, год;

$\Delta\tau$  – сумарний час, необхідний на проміжні доливання бурового розчину в обсадну колону, год.

Визначившись у величинах  $\tau_{30}$ ,  $\tau_{зап}$ ,  $\tau_{підн}$ ,  $\tau_{опуск}$  перевіряють умову виконання операції. Якщо  $\tau_{30} - \tau_{зап} < \tau_{підн} + \tau_{опуск}$ , то виникає небезпека недоопускання обсадної колони до вибою через високу консистенцію тампонажного розчину. У такому випадку слід визначити додаткову глибину  $\Delta h$  опускання нижньої секції обсадних труб у тампонажний розчин, яким заповнена свердловина. Ця

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

додаткова глибина занурення нижнього кінця обсадної колони у тампонажний розчин є не що інше, як різниця між висотою тампонажного розчину в за колонному просторі, коли у свердловині обсадна колона відсутня, і довжиною інтервалу опускання обсадних труб до того часу, доки консистенція тампонажного розчину досягне граничної величини 30 одиниць Бердена.

Отже,

$$\Delta h = h - \frac{\tau_{опуск} \cdot l_{Тр}}{\tau_{Тр}}, \quad (5.15)$$

де  $\Delta h$  – розрахункова висота тампонажного розчину у свердловині при відсутності в ній обсадної колони, м.

$$h = \frac{4}{\pi} \left( \frac{V_{Тр}}{(kD_c)^2} + \frac{V'_{Тр}}{d_s^2} \right). \quad (5.16)$$

Враховуючи необхідність виконання умови, що

$$\tau_{30} - \tau_{зан} - \tau_{нідн} = \tau_{опуск},$$

$$\Delta h = h - \frac{(\tau_{30} - \tau_{зан} - \tau_{нідн})}{\tau_{Тр}} \cdot l_{Тр}. \quad (5.17)$$

Підрахувавши у такий спосіб величину  $\Delta h$  можемо остаточно визначити довжину бурильних труб для опускання нижньої секції обсадної колони і наступного заповнення свердловини тампонажним розчином.

На рис.5.6 наведена схема реалізації запропонованого способу при наявності проміжної колони. При цьому додатковою умовою є те, що час досягнення граничної консистенції є меншим від часу на підняття бурильних труб та спуск верхньої секції обсадних труб, тобто умова згідно рівняння (5.12) не виконується. У такому випадку довжина бурильних труб визначається з умови необхідності збільшення глибини опускання нижньої секції обсадної колони у тампонажний розчин –  $\Delta h$ . Початково опускають нижню секцію обсадної колони на бурильних трубах довжиною, визначеною за

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

формулою (5.8). Ця позиція зображена на рис.5.6,а. Наступною операцією є нагнітання тампонажного розчину крізь опущену комбіновану обсадно-бурильну колону і заповнення ним свердловини.

Для цього вкидають верхній розділювач 6 і витискують тампонажний розчин у заколонний простір. Верхній розділювач 6, вийшовши з бурильних труб, з'єднується з нижнім розділювачем 7 і під кінець процесу витискування тампонажного розчину зупиняється на стоп-кільці 8 (рис.5.6,б).

Закінчивши процес заповнення свердловини розчином бурильні труби 4 піднімають. Піднявши бурильні труби (рис.5.6,в), свердловина на висоті  $h$  заповнена тампонажним розчином в об'ємі, рівному об'єму заколонного простору, який необхідно затампонувати при опусканні обсадної колони до вибою. Потім опускають верхню частину обсадних труб у свердловину, витискаючи і рівномірно заповнюючи заколонний простір тампонажним розчином (рис.5.6,г).

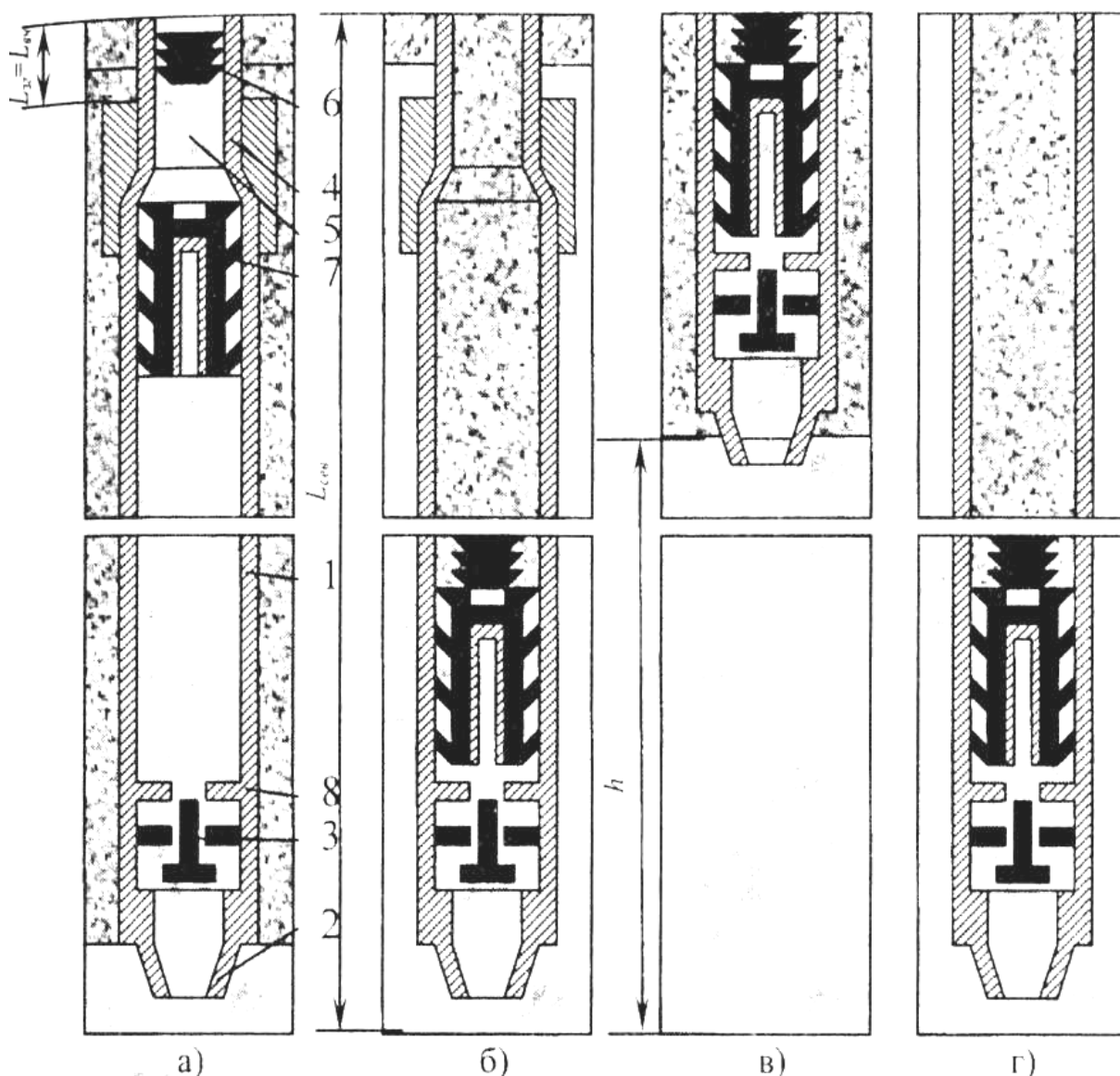
Зворотний клапан 3 запобігає проникненню тампонажного розчину в обсадну колону, забезпечуючи витіснення його у заколонний простір. Процес кріплення закінчується опусканням обсадної колони до проектної глибини з одночасним заповненням заколонного простору тампонажним розчином на задану глибину.

На конкретних прикладах розглянемо принципові положення цього методу.

### Варіант 1.

|   |        |
|---|--------|
| Глибина свердловини, $L_c$ , м  | 900    |
| Висота підняття тампонажного розчину в заколонному просторі, $H_{Tr}$   | 900    |
| Діаметр свердловини, $D$ , м  | 0,2159 |
| Коефіцієнт збільшення діаметра свердловини, $k$   | 1,1    |
| Час нагнітання тампонажного розчину у свердловину, $\tau_n$ , год   | 1,0    |
| Час, за який тампонажний розчин досягає граничної консистенції, $\tau_{30}$ , год (30 одиниць консистенції Бердена) | 6,25   |
| Нормативний час підняття однієї "свічки" бурильних труб, $\tau_c$ , год   | 0,05   |
| Довжина "свічки" бурильних труб, $l_{cv}$ , м   | 24     |
| Нормативний час на опускання однієї труби $\varnothing 168$ мм, $\tau_1$ , год                                      | 0,1    |
| Розрахункова довжина обсадної труби, $l_i$ , м  | 10     |
| Діаметр обсадної колони, $d_i$ , м  | 0,1683 |





**Рис.5.6 Технологічна послідовність кріплення свердловин:**  
 1 – обсадна колона (нижня секція); 2 – спеціальний низ обсадної колони;  
 3 – зворотний клапан (один або два); 4 – бурильні труби; 5 – тампонажний розчин;  
 6 – розділювач верхній під колону бурильних труб; 7 – розділювач нижній під колону обсадних труб; 8 – кільце-стоп:

- а) нижня секція на бурильних трубах опущена до вибою;
- б) за колонний простір свердловини заповнений тампонажним розчином;
- в) нижня секція обсадних труб припіднята, бурильні труби відсутні;
- г) обсадна колона опущена до вибою, тампонажний розчин витіснений у за колонний простір до проектної висоти

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

Підрахуємо необхідний об'єм тампонажного розчину для заповнення заклонного простору свердловини при повністю спущеній у свердловину обсадній колоні

$$V_{Tp} = \frac{\pi}{4} \left( (kD_c)^2 - d^2 \right) \cdot L_c = \frac{\pi}{4} \left( (1,1 \cdot 0,2159^2) - 0,1683^2 \right) \cdot 900 = 19,85 \text{ м}^3.$$

Визначаємо довжину бурильних труб з умови заповнення свердловини тампонажним розчином при відсутності в ній обсадної колони

$$L_{\delta T} = \frac{\pi}{4} \cdot \frac{V_{Tp}}{(kD_c)^2} = \frac{\pi}{4} \cdot \frac{19,45}{(1,1 \cdot 0,2159)^2} = 448 \text{ м}.$$

Визначимо час на підняття бурильних труб із свердловини

$$\tau_n = \frac{L_{\delta T}}{l_c} \cdot \tau_c = \frac{448}{24} \cdot 0,05 = 0,933 \text{ год}.$$

Визначаємо час, необхідний на опускання верхньої секції

$$\tau_{on} = \frac{L_{ок}}{l_i} \tau_i = \frac{448}{10} \cdot 0,1 = 4,48 \text{ год}.$$

Перевіримо умову (5.12)

$$\tau_{30} - \tau_n \geq \tau_{on} + \tau_n \quad (5,25 < 5,413)$$
$$6,25 - 1,0 < 4,48 + 0,933$$

Отже, умова (5.12) не виконується. Необхідно визначити величину  $\Delta h$ .

$$\Delta h = h - \frac{(\tau_{30} - \tau_n - \tau_n)}{\tau_i} \cdot l_i = \frac{4}{\pi} \cdot \frac{V_{Tp}}{\pi (kD_c)^2} - \frac{(\tau_{30} - \tau_n - \tau_n)}{\tau_i} \cdot l_i =$$
$$= \frac{4}{\pi} \cdot \frac{19,85}{(1,1 \cdot 0,2159)^2} - \frac{(6,25 - 1 - 0,933)}{0,1} \cdot 10 = 16,4 \text{ м}.$$

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

Остаточню визначимо довжину бурильних труб з врахуванням часу досягнення тампонажним розчином граничної консистенції 30 одиниць

$$L_{\delta Y} = \frac{4}{\pi} \cdot \frac{V_{Tp}}{(k \cdot D_c)^2} - \Delta h = \frac{4}{\pi} \cdot \frac{19,85}{(1,1 \cdot 0,2159)^2} - 16,4 = 431,7 \text{ м.}$$

Довжина нижньої секції обсадних труб визначається із залежності

$$L_{oT} = L_c - L_{\delta Y} = 900 - 431,7 = 468,3 \text{ м.}$$

Отже, 468,3 м обсадних труб опускають до вибою на бурильних трубах, загальна довжина яких складає 431,7 м.

Закінчивши опускання до вибою нагнітають тампонажний розчин об'ємом 19,85 м<sup>3</sup>. Отримавши сигнал про закінчення процесу нагнітання піднімають бурильні труби з свердловини. При цьому нижня секція обсадних труб теж піднімається з вибою.

Закінчивши піднімання бурильних труб опускають обсадну колону до вибою, витісняючи тампонажний розчин у за колонний простір. Зауважимо, що періодичні наповнення обсадної колони буровим розчином заданої густини обов'язкові з метою запобігання негативного впливу виштовхувальної сили.

### Варіант 2.

|   |        |
|---|--------|
| Глибина свердловини, $L_c$ , м  | 1000   |
| Висота підняття тампонажного розчину в за колонному просторі, $H_{Tp}$ , м  | 1000   |
| Діаметр свердловини, $D_c$ , м  | 0,2159 |
| Коефіцієнт збільшення діаметра свердловини, $k$   | 1,1    |
| Час нагнітання тампонажного розчину у свердловину, $\tau_n$ , год   | 0,5    |
| Час, за який тампонажний розчин досягає граничної консистенції, $\tau_{30}$ , год (30 одиниць консистенції Бердена) | 6,75   |
| Нормативний час підняття однієї "свічки" бурильних труб, $\tau_c$ , год   | 0,05   |
| Довжина "свічки" бурильних труб, $l_c$ , м  | 24     |
| Нормативний час на опускання однієї труби $\varnothing$ 168мм, $\tau_1$ , год                                       | 0,1    |
| Розрахункова довжина обсадної труби, $l_i$ , м  | 10     |
| Діаметр обсадної колони, $d_i$ , м  | 0,1683 |

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

Визначимо необхідний об'єм тампонажного розчину для заповнення за колонного простору при повністю спущеній обсадній колоні у свердловину

$$V_{\text{Тр}} = \frac{\pi}{4} \left( (kD_c)^2 - d^2 \right) \cdot L_c = \frac{\pi}{4} \left( (1,1 \cdot 0,2159)^2 - 0,1683^2 \right) \cdot 1000 = 22,05 \text{ м}^3.$$

Визначаємо довжину бурильних труб за умови заповнення свердловини вирахуванням об'ємом тампонажного розчину при відсутності в ній обсадної колони

$$L_{\delta T} = \frac{4}{\pi} \cdot \frac{V_{\text{Тр}}}{(kD_c)^2} = \frac{4}{\pi} \frac{22,05}{(1,1 \cdot 0,2159)^2} = 497,8 \text{ м}.$$

Визначимо час підняття бурильних труб із свердловини

$$\tau_n = \frac{L_{\delta T}}{l_c} \tau_c = \frac{497,8}{24} \cdot 0,05 = 1,037 \text{ год}.$$

Підраховуємо час, необхідний для опускання у свердловину верхньої секції обсадної колони.

$$\tau_n = \frac{L_{\text{ок}}}{l_i} \tau_i = \frac{497,8}{10} \cdot 0,1 = 4,978 \text{ год}.$$

Перевіримо умову:

$$\begin{aligned} \tau_{30} - \tau_n &> \tau_{\text{он}} + \tau_n \\ 6,75 - 0,5 &> 4,978 + 1,037 \\ (6,75 - 0,5) &> 6,105. \end{aligned}$$

Так як умова (5.12) виконується, то  $\Delta h=0$  і приймають довжину бурильних труб 497,8 м.

Опускають у свердловину нижню секцію обсадних труб, довжина якої визначається з рівняння:

$$L_{\text{нс}} = L_c - L_{\delta T} = 1000 - 97,8 = 502,2 \text{ м}.$$

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

Опустивши у свердловину 502,2м обсадних труб (нижня секція), колону продовжують опускати до вибою на бурильних трубах, загальна довжина яких рівна 497,8м.

Нагнітання об'єму тампонажного розчину у кількості 22,05м<sup>3</sup> є наступною операцією. При цьому використовують верхній за розміром бурильної колони та нижній за розміром обсадної колони розділювачі. Закінчивши нагнітання тампонажного розчину піднімають бурильну колону з свердловини, при цьому піднімається і нижня секція обсадної колони. Піднявши бурильні труби опускають верхню секцію обсадної колони, витісняючи тампонажний розчин у за колонний простір.

### Варіант 3.

|  |        |
|--|--------|
| Глибина свердловини, $L_c$ , м   | 200    |
| Висота тампонування за колонного простору, $H_{Гр}$ , м  | 200    |
| Глибина опускання попередньої обсадної колони, $L_{пк}$ , м  | 100    |
| Внутрішній розрахунковий діаметр попередньої обсадної колони, $D_{вп}$ м                               | 0,225  |
| Діаметр свердловини, $D_c$ , м   | 0,2159 |
| Коефіцієнт збільшення діаметра свердловини, $k$  | 1,1    |
| Час нагнітання тампонажного розчину у свердловину, $\tau_n$ , год                                      | 0,5    |
| Час, за який тампонажний розчин досягає граничної консистенції, $\tau_{30}$ , год (30 одиниць Бердена) | 6,25   |
| Нормативний час підняття однієї "свічки" бурильних труб, $l_c$ , год                                   | 0,05   |
| Довжина "свічки" бурильних труб, $l_{св}$ , м  | 24     |
| Нормативний час на опускання однієї труби, $\tau_l$ , год  | 0,1    |
| Довжина обсадної труби, $l_i$ , м  | 10     |
| Діаметр обсадної колони, $d_i$ м   | 0,1683 |

Визначимо потрібний об'єм тампонажного розчину для заповнення комбінованого простору.

Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

$$\begin{aligned}
 V_{Tp} &= \frac{\pi}{4} (D_{\text{вп}}^2 - d^2) \cdot L_{\text{нк}} + \frac{\pi}{4} ((kD_c)^2 - d^2) \cdot (L_c - L_{\text{нк}}) = \\
 &= \frac{\pi}{4} (0,225^2 - 0,1683^2) \cdot 1000 + \\
 &+ \frac{\pi}{4} ((1,1 \cdot 0,2159)^2 - 0,1683^2) \cdot (1200 - 1000) = 21,92 \text{ м}^3.
 \end{aligned}$$

Довжину бурильних труб визначимо з умови, що в свердловині відсутні обсадні труби

$$\begin{aligned}
 \ell_{\delta T} &= \frac{\pi}{4} \cdot \frac{(D_{\text{вп}}^2 - d^2) \cdot L_{\text{нк}}}{D_{\text{вп}}^2} + \frac{((kD_c)^2 - d^2) \cdot (L_c - L_{\text{нк}})}{(kD_c)^2} = \\
 &= \frac{\pi}{4} \left( \frac{(0,225^2 - 0,1683^2) \cdot 1000}{0,225^2} + \frac{((1,1 \cdot 0,2159)^2 - 0,1683^2) \cdot (1200 - 1000)}{(1,1 \cdot 0,2159)^2} \right) = 540 \text{ м}.
 \end{aligned}$$

Визначимо час, потрібний на піднімання бурильних труб після закінчення нагнітання тампонажного розчину,

$$\tau_n = \frac{L_{\delta T}}{l_c} \cdot \tau_c = \frac{540}{24} \cdot 0,05 = 5,4 \text{ год.}$$

Отже, умова (5.12) не виконується, а тому вичислимо додаткову глибину опускання нижньої секції у тампонажний розчин  $\Delta h$ .

$$\begin{aligned}
 \Delta h &= h - \frac{(\tau_{30} - \tau_H - \tau_n)}{\tau_i} \cdot l_i = \frac{4}{\pi} \left( \frac{D_{\text{вп}}^2 - d^2}{D_{\text{вп}}^2} \cdot L_{\text{нк}} + \frac{((kD_c)^2 - d^2)}{(kD_c)^2} \cdot (L_c - L_{\text{нк}}) \right) - \frac{(\tau_{30} - \tau_H - \tau_n)}{\tau_i} \cdot L_i = \\
 &= \frac{4}{\pi} \left( \frac{0,225^2 - 0,1683^2}{0,225^2} \cdot 1000 + \frac{((1,1 \cdot 0,2159)^2 - 0,1683^2)}{(1,1 \cdot 0,2159)^2} \cdot (1200 - 1000) \right) - \\
 &= \frac{(6,25 - 1,125 - 0,5)}{0,1} \cdot 10 = 77,5 \text{ м}.
 \end{aligned}$$

Визначимо остаточну довжину бурильних труб з умови збереження консистенції тампонажного розчину в межах допустимої

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

$$L'_{\text{дг}} = L_{\text{дг}} - \Delta h = 540 - 77,5 = 462,5 \text{ м.}$$

Отже, у свердловину глибиною 1200м опускають 737,5м обсадних труб і 462,5м бурильних труб. Нагнітають у свердловину тампонажний розчин у необхідній кількості та піднімають бурильну колону із свердловини. Продовжують опускати до вибою обсадну колону, витісняючи у заклонний простір тампонажний розчин.

Таким чином, *тільки в комплексі, враховуючи режим експлуатації свердловин ПСГ, його термобаричні параметри при виборі тампонажних матеріалів та відповідні технології під них можна забезпечити розв'язання цієї триєдиної задачі. Тобто, процес формування герметичного заклонного простору та його збереження повинні бути наріжним каменем технологічного циклу будівництва ПСГ.*

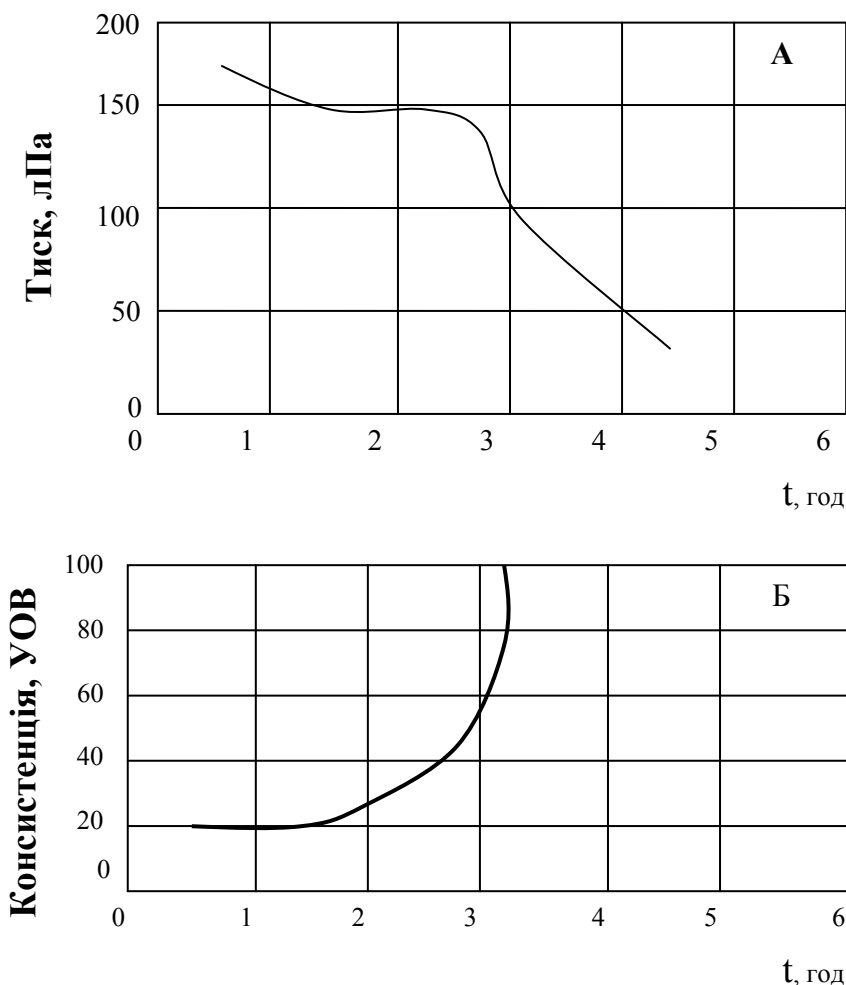
Дослідження, проведені фахівцями Техаського університету та фірмою "Ексон" (США), встановили, що міграція газу крізь заклонний простір, заповнений тампонажним розчином, зумовлена зниженням гідростатичного тиску при тужавінні.

На рис.5.7 зображені характерні криві зміни тиску стовпчика тампонажного розчину (А) та консистенції (Б) впродовж 5 годин з початку приготування. Густина тампонажного розчину  $\rho_{\text{тр}} = 1965 \text{ кг/м}^3$ .

Як видно з рис.5.7, впродовж гідратації тампонажного розчину гідростатичний тиск зменшується. Після трьох годин тужавіння особливо інтенсивно зменшується тиск, що зумовлено утворенням структури. Час початку тужавіння в умовах дослідів складав 3,25 години.

На думку багатьох дослідників, *вагомішими є методи запобігання міграції газу крізь заклонний простір. Серед методів запобігання міграції газу відомі:*

- зменшення висоти тампонування заклонного простору;
- регулювання часу тужавіння тампонажного розчину таким шляхом, щоб початково тужавів розчин у нижніх інтервалах, а згодом – у верхніх. При цьому різниця у часі тужавіння повинна досягати 2 годин;



**Рис. 5.7 Зміна тиску (А) та консистенції (Б) тампонажного розчину при  $T = 338,65\text{ K}$**

– підвищення тиску в заклонному просторі, заповненого тампонажним розчином. Для реалізації цього методу потрібний розчин, у якого після початку тужавіння швидко зростає міцність структури. Цей метод особливо корисний при тампонуванні покладів з аномально високими пластовими тисками;

– збільшення густини бурового розчину, розташованого вище тампонажного у заклонному просторі;

– багатоступеневе тампонування: кожна ступінь передбачає тужавіння тампонажного розчину в нижньому інтервалі до початку тампонування наступного інтервалу; такий метод вимагає спеціального устаткування та обладнання ним обсадної колони;



## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

– збільшення густини води для приготування тампонажного розчину; граничною величиною густини води вважають 1140 кг/м<sup>3</sup>, що відповідає 18% концентрації хлориду натрію;

– використання спеціальних тампонажних розчинів, здатних тривалий час утримувати градієнт гідростатичного тиску близьким до початкового; досягають такого процесу завдяки дрібнодисперсному газу, що міститься в тампонажному розчині; при зменшенні тиску пухирці збільшуються в об'ємі, компенсуючи зменшення тиску на вибій.

Для коректного вибору методу запобігання міграції газу оцінюють низку чинників, що зумовлюють ефект використання. Серед них:

- конфігурація ствола свердловини;
- наявність поверхневого та свердловинного устаткування, що необхідне для реалізації методу (превентори, цементувальні муфти, гумові розділювачі тощо);
- конструкція експлуатаційної колони;
- прилади для вимірювання реологічних параметрів та консистенції тампонажних і бурових розчинів;
- характерні ускладнення, що мали місце при бурінні свердловини;
- інформація про методи, що використовувались на даному родовищі та їх ефективність;
- економічні показники;
- екологічні особливості середовища і довкілля.

Відомо, що ще у 70-х роках М.Дон, М.Титков та А.Гайваронський серед причин міграції газу крізь тампонажний розчин встановили вплив зменшення гідростатичного тиску тужавіючого тампонажного розчину.

### **5.4. ОСОБЛИВОСТІ КВАЛІМЕТРІЇ ТАМПОНАЖНИХ МАТЕРІАЛІВ ТА ТЕХНОЛОГІЇ ТАМПОНУВАННЯ СВЕРДЛОВИН**

*Як вітчизняний, так і зарубіжний досвід тампонування свердловин підтверджує, що в практиці використовують критерії*

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

*якості окремих елементів кріплення і тампонажних матеріалів. Однак повністю відсутній кваліметричний підхід до проблеми властивостей елементів кріплення і, зокрема, до властивостей тампонажних матеріалів. Це означає, що відсутні функціональний та структурний підхід до властивостей, методологічна основа критеріїв та їх числових величин.*

Першою науковою думкою, в більшій мірі пошуковою, була наукова праця, опублікована на основі досліджень, виконаних в ІФДТУНГ та ІКХ та ХВ у 1975 р. Дещо пізніше такі ж роботи проведені у ВНДІКРнафта, які були зорієнтовані на створення методики оцінки рівня якості кріплення свердловин у Західному Сибіру.

Разом з тим, поняття якості кріплення свердловини, як і якість його окремих елементів (обсадної колони, нарізного з'єднання, тампонажного каменю тощо), часто трактується неоднозначне, як поняття і, з точки зору функціональності властивостей, вочевидь, недостатньо для повної оцінки прийнятих рішень і прогнозування якості кріплення. Зокрема, існуючі критерії та методи оцінки якості кріплення свердловин виражають через герметичність або негерметичність кріплення, ступінь заповнення за колонного простору тампонажним розчином, зношенням обсадної колони, щільністю спряжених поверхонь тампонажного каменю з обсадною колоною та гірськими породами, тиском, при якому колона витримує випробування на герметичність і таке інше. Такий підхід до оцінки якості є не що інше, як визначення ступеня наближення проектної технології та матеріалів до реального стану.

Під керівництвом А.Куксова, використовуючи метод послідовного розділення показників, була розроблена схема комплексної оцінки якості кріплення свердловини і визначення його нейтрального показника. Враховували середнє геометричне групових показників, а ті, в свою чергу, як середнє геометричне підгрупових, а останнє – як середнє геометричне окремих показників.

Такий метод оцінювання показників вимагає використання відповідного програмного забезпечення, а головне, як мінімум, двох виборок свердловин: з "добрим" та "поганим" станом кріплення. У випадку розгортання робіт, що мало місце при створенні ПСГ, такий метод через відсутність статистичних даних не може бути реалізованим.

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

Принциповою відмінністю в оцінюванні якості свердловин ПСГ є те, що їх якість не можна оцінювати тільки на момент закінчення буріння і передачею їх в експлуатацію, як для звичайних газовидобувних свердловин. Як засвідчує досвід багатьох років експлуатації свердловин ПСГ, кількість тих, що втратили герметичність, від 3 до 7 разів перевищує кількість негерметичних свердловин, яка була на момент передачі в експлуатацію. Безумовно, що для такого оцінювання необхідне деяке базове число циклів, а також критерій руйнування елементів кріплення. Порівнюючи їх між собою можна оцінити потенціальну надійність кріплення або окремого його елемента.

Переважну більшість тампонажних розчинів готують на базі портландцементу, а специфічні вимоги до розчину і каменю, в основному баротермальні, корегують домішками та наповнювачами. Внаслідок тампонажні суміші стають багатокомпонентними за вмістом, складними з погляду дозування компонентів і гомогенності розчину та контролю їх якості. Для того, щоб ефективно контролювати якість таких багатокомпонентних сумішей, керувати ними у потрібному напрямі необхідні відповідні критерії і точні кількісні оцінки. У відповідності з ДСТУ якість – це сукупність властивостей продукції, що зумовлює її придатність задовольняти певним вимогам у відповідності з її призначенням.

Аналогічне за змістом згідно ДСТУ і поняття якості свердловини. *Стосовно тампонажних матеріалів до таких властивостей слід віднести ті властивості розчину, які зумовлюють успіх процесу тампонування свердловини в певних умовах, а також камінь, якщо він забезпечує герметичність за колонного простору тривалий час. Всі ці питання є предметом кваліметрії.*

*Стосовно кваліметрії тампонажних матеріалів важливо пам'ятати, що якість розчину, як і якість каменю, є інтегральними показниками при заданих умовах. Тут потрібний системний підхід як у дослідженнях, зокрема у методології, так і при аналізі. Якість цементу, кількість і якість домішок, наповнювачів та води приготування разом з технологією приготування та використаними при цьому технічними засобами складають чималий комплекс і для його оцінки потрібний відповідний показник.*

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

Тампонажні цементи згідно з ДСТУ 1581-99 та ТУ 39-0147001-076-92 у регламентованих баротермальних умовах з достатньою кількістю показників визначають відповідність стандарту.

Якісь домішок і наповнювачів гарантується виробниками, але в більшості випадків домішками і наповнювачами служать матеріали нецільового призначення: глинопорошки, крейда, оксид кальцію, оксид магнію, графіт, різноманітні промислові відходи тощо, а отже, їхні функціональні властивості не відповідають умовам призначення у повній мірі і тому встановлення концентрацій таких компонентів, а з ними і об'єму води приготування, надто проблематичне.

Враховуючи багатоцільове призначення тампонажних суспензій, розмаїття та складність геотехнічних умов, їх використання є проблематичне та актуальне. Серед них:

- визначення властивостей, їх структури, функцій та критеріїв, показників, з яких формується якість тампонажних розчинів та каменю;

- кількісне вимірювання окремих властивостей, тобто визначення поодиноких та комплексних показників якості;

- зведення поодиноких та комплексних показників якості до одного інтегрального показника.

Стосовно відповіді на перше питання слід визначити, що у спеціальній літературі, статтях на інструктивних документах наведено чимало методик визначення властивостей тампонажного розчину і каменю. *Разом з тим, жоден з авторів не звернув увагу на ті властивості, визначивши які слід стверджувати: тампонажний розчин і камінь якісні, як ціле.* Використати для цієї мети тільки показники якості цементу, згідно ДСТУ 1581-99, не можна тому, що більшість з них є показниками, перенесеними з будівельної практики, а умови їх визначення не відповідають умовам використання. Від початку приготування і до закінчення процесу цементування тампонажний розчин знаходиться в умовах динамічних із змінними величинами тиску і температури. Іншими словами, транспортуючи тампонажний розчин обсадною колоною та заколонним простором свердловини він знаходиться у нестационарному енергетичному полі. Кількість енергії на одиницю маси тампонажного розчину зростає від 4,8 до 6,3 кДж/кг, що неодмінно вплине на фізико-механічні

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

властивості розчину і каменю. Тому виникає необхідність у визначенні таких комплексних показників, які б в умовах максимально наближених до умов свердловини формували якість тампонажного розчину та каменю. Різними школами та окремими науковцями і дослідниками запропоновано і чимало параметрів, які не регламентуються стандартами, однак є суттєвими з точки зору порівняння різноманітних тампонажних матеріалів.

Всі існуючі на сьогодні параметри розчину і каменю доцільно розділити на *початкові, проміжні та кінцеві*.

**Початкові** – це такі величини властивостей розчину, яких він досягає на момент змішування з водою, а точніше – після трьох хвилин перемішування згідно ДСТУ 1581-99. До таких величин слід віднести *густину, стабільність, розтічність*.

**Проміжні** – це такі величини параметрів розчину, які відповідають часу закінчення тампонування обсадної колони. При цьому, до початку випробувань та визначення параметрів тампонажний розчин повинен знаходитись в умовах адекватних умовам тампонування (переміщуватись з постійно зростаючими температурою і тиском). До проміжних параметрів слід віднести *консистенцію, реологічні параметри і тампонуєчу здатність*.

Перші дві характеристики (початкові та проміжні) перш за все зумовлюють успіх процесу тампонування свердловини та служать передумовою герметичності за колонного простору тривалий період. Зрозуміло, однак, що успішність тампонування свердловини не означає і, тим більше, не гарантує герметичності за колонного простору.

З цих міркувань варто окреслити якість тампонажного матеріалу через якість тампонажного каменю. Оцінюючи герметизуючу здатність тампонажного каменю, слід визначити такі **кінцеві параметри**: *міцність, проникність, корозійну стійкість та величину деформацій*. Стосовно свердловин ПСГ до таких параметрів також треба віднести і *малоциклову міцність та тріщиностійкість*.

Іншою важливою проблемою є вимірювання поодиноких властивостей: первинних, проміжних та кінцевих. Потрібно велике розмаїття приладів враховуючи, що тампонажний матеріал з порошку трансформується у розчин, а згодом у камінь, а також необхідність відтворення свердловинних умов кінематичної та динамічної

подібності в дослідженнях. Проблема тут полягає ще й у тому, що одні й ті ж параметри вимірюються різними приладами, переважно авторськими розробками. Така ситуація з вимірюванням реологічних параметрів, тріщиностійкості, малоциклової міцності, корозійної стійкості тощо.

З іншого боку одна й та ж властивість має різноманітні розмірності та вимірюється у різних одиницях. Так, наприклад, корозійна стійкість тампонажного каменю оцінюється за величиною зміни міцності, деформації, фільтраційних властивостей, капілярного всмоктування рідин тощо. Особливістю є ще й те, що жоден з перерахованих методів не відповідає функціональному призначенню тампонажного каменю. З іншого боку, такі різні за методикою вимірювання дослідження унеможливають порівняння різних тампонажних матеріалів за величиною корозійної стійкості.

Третьою і найскладнішою проблемою є потреба всі показники якості, включаючи початкові, проміжні та кінцеві, звести до виразу загальної якості тампонажного матеріалу. Як виразити в загальних одиницях такі властивості, як корозійна стійкість та консистенція, стабільність розчину та лінійні деформації каменю? Як порівнювати якість тампонажних матеріалів на базі портландцементу і полімерів?

*Безперечно, що вище наведені питання не вичерпують усіх проблем кваліметрії тампонажних матеріалів, однак неодмінно треба вирішувати питання про систему та кваліфікацію властивостей, які формують якість тампонажного матеріалу, та як чисельно визначити величину властивості. Такий підхід до властивостей позитивно позначиться на формуванні тампонажної багатокомпонентної композиції, оптимізації вмісту домішок та наповнювачів, удосконаленні технологічних заходів, використанні методів фізико-хімічної механіки для управління властивостями тампонажних розчинів і каменю, покращанні експлуатаційної та екологічної надійності свердловин ПСГ.*

### **5.5. КРИТЕРІЇ ЯКОСТІ ТАМПОНАЖНИХ МАТЕРІАЛІВ**

*Під якістю тампонажних матеріалів розуміють сукупність властивостей, які забезпечують формування герметичного за колонного простору, його збереження при експлуатації*

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

свердловини в заданих режимах, а також забезпечують проведення ремонтно-ізоляційних робіт з метою відновлення герметичності.

Під тампонажним матеріалом розуміють базове в'язуче з домішками або без них (порошкоподібний стан), тампонажний розчин (рідкий стан) і тампонажний камінь – твердий монолітний стан.

Залежно від того, якому станові матеріалу автори надавали пріоритети, пропонувались критерії якості, короткий огляд та аналіз яких наведено нижче.

А.Горський запропонував *критерій якості* тампонажного розчину, який визначається відношенням часу, за який консистенція розчину досягає критичної величини, до часу початку тужавіння

$$K = \frac{T_{30}}{T_{n.m}}. \quad (5.18)$$

Даний критерій дає змогу оцінити дію домішки, яка додана для регулювання плинності розчину та здатність розчину до утворення каналів, якими можуть мігрувати флюїди. Зменшуючи величину критерію  $K$ , зменшується час перебування тампонажного розчину у найбільш вразливому стані, коли потенційне каналоутворення найбільш ймовірне.

А.Черненко для оцінки якості затампованого за колонного простору вивів критерій та встановив межі його числових величин

$$0 \leq \frac{p_1 + \Delta p' - p_2}{p_3 + \Delta p' - p_2} \leq 1. \quad (5.19)$$

Тут  $p_1$  – тиск з боку за колонного простору у довільній точці граничної поверхні між тампонажним розчином та навколишнім середовищем, Па;

$p_2$  – тиск пластового флюїду, Па;

$p_3$  – граничний тиск на пласт з боку розчину з умови поглинання або його гідравлічного розриву, Па;

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

$\Delta p'$  – граничний перепад тиску, при якому відсутня течія флюїду пласта у напрямі заколонного простору, Па;

$$\Delta p' = p_2 - p_1. \quad (5.20)$$

Якщо умова (5.19) виконується, то у кожній точці графічної поверхні ймовірність міжпластових міграцій флюїдів зменшується до мінімуму. З іншого боку, дана умова дозволяє визначитись у вимогах до тампонажного розчину з метою збереження його герметичності в процесі тужавіння. Даний критерій не несе інформації щодо подальшого стану заколонного простору.

Для оцінки якості тампонування свердловин Р.Шищенко та Б.Єсьман через реологічний параметр бурового розчину, густину тампонажного і бурового розчинів та геометричну характеристику заколонного простору запропонували критерій якості тампонування свердловини

$$D = \delta \cdot g \frac{\rho_{\text{тр}} - \rho_{\delta p}}{\tau_0}, \quad (5.21)$$

де  $\delta$  – величина щілини між обсадною колоною та стінкою свердловини, м;

$g$  – прискорення земного тяжіння, м/с<sup>2</sup>;

$\tau_0$  – гранична напруга зсуву бурового розчину, Н/м<sup>2</sup>;

$\rho_{\text{тр}}$   $\rho_{\delta p}$  – густини тампонажного та бурового розчинів, відповідно, кг/м<sup>3</sup>.

З фізичної точки зору, вираз (5.21) аналогічний параметру Стокса для неньютонівських рідин і являє собою відношення сили тяжіння до сили граничної напруги зсуву у щілині відомих розмірів. Чисельно критерій (5.21) відповідає високій якості тампонування при  $D \geq 30$ .

А.Мірзаджанзаде, аналізуючи вираз (5.21), довів, що якісне тампонування забезпечується за умов:  $\rho_{\text{тр}} - \rho_{\delta p} = 300 \dots 500$  кг/м<sup>3</sup>,  $\tau_0 = 2 \dots 2,5$  Н/м<sup>2</sup> для нормальних розчинів та  $\tau_0 = 5 \dots 6$  Н/м<sup>2</sup> для хімічно оброблених та обважнених розчинів.

Звідси може бути знайдена величина щілини  $\delta$ :



$$\delta_{\min} = \frac{D \cdot \tau_0}{g \cdot (\rho_{\tau p} - \rho_{\delta p})} = \frac{30 \cdot 2,5}{9,81 \cdot 500} = 0,015290,$$

$$\delta_{\max} = \frac{D \cdot \tau_0}{g \cdot (\rho_{\tau p} - \rho_{\delta p})} = \frac{30 \cdot 2,0}{9,81 \cdot 300} = 0,02039.$$

Отже, високу якість тампонування можна досягти при дещо менших величинах критерію  $D$ , ніж це було визначено Р.Шищенком та Б.Есьманом. Нижче для порівняння наведені критерії тампонування свердловин ПСГ Прикарпаття підраховані за величинами параметрів розчинів, що забезпечують потрібну якість

$$D = \frac{\delta \cdot g \cdot (\rho_{\tau p} - \rho_{\delta p})}{\tau_0} = \frac{0,0238 \cdot 9,81 \cdot 300}{2,5} = 28,$$

$$D = \frac{0,0238 \cdot 9,81 \cdot 500}{5,5} = 21,2.$$

М. Геранін для визначення придатності тампонажних матеріалів запропонував відношення перепаду тиску, при якому ще не відбувається наскрізної міграції рідини крізь стовпчик тампонажного розчину, до гідростатичного тиску цього стовпчика, яке назвав *критерієм тампонажної здатності*

$$K_T = \frac{p_n - p_v}{\rho_v \cdot g \cdot h} = \frac{\Delta p}{\rho_v \cdot g \cdot h}, \quad (5.22)$$

де  $p_n$ ,  $p_v$  – тиск флюїдів, відповідно, у нижньому і верхньому пластах, Па;

$h$  – відстань між пластами (висота стовпчика тампонажного розчину), м;

$\rho_v$  – густина води приготування тампонажного розчину, кг/м<sup>3</sup>.

З фізичної точки зору, *критерій тампонуючої здатності* характеризує опірність тампонажного розчину перетіканню флюїдів при заданому перепаді тисків. Чим більша величина  $K_T$ , тим ця опірність вища, тим ймовірність перетікання флюїдів менша. Даним критерієм достатньо об'єктивно можна оцінити вплив

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

пластифікаторів, прискорювачів та сповільнювачів тужавіння, інших домішок в діапазоні температур до 363К. Запропонований метод та пристрій для визначення тампонуєчої здатності тампонажного розчину.

О.Образцов для оцінювання та характеристики домішок запровадив нерівність

$$K_{\delta} = \frac{(\rho_{\delta} - \rho_{Tp}) \cdot \rho_{\epsilon}}{(\rho_{Tp} - \rho_{\delta}) \cdot \rho_{\delta}}, \quad (5.23)$$

де  $\rho_{\delta}$  – густина домішки, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{Tp}$  – густина тампонажного розчину, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\epsilon}$  – густина води приготування, кг/м<sup>3</sup>.

За фізичною суттю  $K_{\delta}$  являє собою *мінімальний вміст води приготування у тампонажній суміші*. Домішки за допомогою цього критерію оцінювались як полегшуючі або як такі, що не можуть бути використані для полегшення.

Т. Фараджев, Ф. Шахалієв та інші за критерій якості тампонажного розчину використали коефіцієнт Пуасона. При цьому вважають, що тиск на зовнішній поверхні оболонки тужавіючого тампонажного розчину змінюється в залежності від коефіцієнта Пуасона. При  $\mu < 0,35$  за рахунок релаксації контактних напруг тиск зменшується, а при  $\mu > 0,35$  тиск зростає, а з ним і надійність за колонного простору

$$\mu \geq \frac{p_{k_0} - \left( \frac{r_2^2}{r_1^2} - 1 \right) \cdot p_r}{p_{k_0} + p_r}, \quad (5.24)$$

де  $p_{k_0}$  – контактний тиск на внутрішній поверхні тампонажного розчину при  $T = 273\text{K}$ ;

$p_r$  – вертикальний гірський тиск. Па;

$r_2$  – радіус свердловини, м;

$r_1$  – зовнішній радіус оболонки тужавіючого тампонажного розчину, м;

$$r_1 = r_2 - \delta,$$

де  $\delta$  – товщина фільтраційного шару на проникних пластах, м.  
При  $\delta=0$ ,  $r_1=r_2$ .

$$\mu \geq \frac{P_{k_0}}{P_{k_0} + P_r} \geq 0,35. \quad (5.25)$$

*Наведені критерії характеризують тампонажні матеріали з точки зору їх функціональної придатності на стадії процесу тампонування та виявляють тенденції впливу домішок, кількості води приготування та наповнювачів на якісне їх виконання. Власне такі критерії потрібні, однак у більшій мірі в них зацікавлені виконавці робіт. Користуючись такими критеріями, можна оцінити якість тампонажного розчину, спрогнозувати успішність процесу тампонування свердловини. Однак, з точки зору споживача-замовника, більш вагомими є критерії, що оцінюють опірність тампонажного каменю баротермальним навантаженням, зокрема, які виникають при випробуванні внутрішнім тиском, експлуатації, особливо у режимі підземного зберігання газу (ПЗГ), нагнітанні пари тощо. Власне, два останні чинники є надто вагомими і мало вивченими. Специфіка їхня вимагає особливих фізико-механічних властивостей каменю.*

На думку В.Барановського, А.Булатова, А.Гайворонського, В.Крилова, А.Руцького, Ю.Просьолкова, М.Тіткова деформаційна здатність тампонажного каменю найбільш повно характеризує здатність чинити опір діючим термобаричним навантаженням. Так, М.Тітков та Ю.Цирін для порівняння здатності тампонажного каменю протидіяти прикладним силам рекомендують величину кута нахилу кривої деформації у пластичній зоні при випробуванні тампонажного каменю за методом Л.Шрейнера. Авторами встановлено, що чим менша величина кута нахилу кривої деформації, тим краща деформаційна здатність тампонажного каменю, тим він більш пластичний. Очевидна деяка умовність запропонованого критерію через відсутність руйнування матеріалу, а також неможливість кількісної оцінки деформаційної здатності тампонажного каменю. Тампонажний камінь, деформаційна здатність

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

якого відповідає деформаційній здатності пластиліну, буде найповніше відповідати вимогам критерію. Очевидна нелогічність такого порівняння, бо пружна деформація обсадної колони та пластична тампонажного каменю при зміні баротермальної ситуації у свердловині, наприклад, при випробуванні на герметичність, порушують герметичність спряжених поверхонь між ними через утворення щілини та заколонного перетоку флюїдів.

*Ю. Просьолков* у якості критерію деформаційної здатності тампонажного каменю *пропонує використовувати відоме положення Р. Гука*

$$\sigma = \varepsilon \cdot E. \quad (5.26)$$

Звідси

$$\varepsilon = \frac{\sigma}{E}, \quad (5.27)$$

або як у Ю. Просьолкова

$$K_{\partial} = \frac{\sigma}{E}. \quad (5.28)$$

при відповідному методі випробовувань. Отже, *критерієм служить відносна деформація тампонажного каменю*. Суттєвим у цьому випробуванні є умови тужавіння та декомпресія взірців, а також їх охолодження. Є.Оголихін та Х.Мухін (1967р.) довели, що зміна баротермальних умов випробувань відповідно до умов тужавіння зумовлює зменшення модуля пружності від 2 до 3 разів, при постійній границі міцності. Отже, величина критерію не залишається сталою.

*А. Руцький* для оцінювання деформаційних властивостей тампонажного каменю запропонував відношення границі міцності при стисканні до границі міцності при згині зразків

$$K_{\partial} = \frac{[\sigma]_c}{[\sigma]_{32}}. \quad (5.29)$$

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

Автор стверджує, що зменшуючи величину критерію деформаційні властивості тампонажного каменю зростають, а при наближенні до одиниці тампонажний камінь досягає максимальних деформаційних властивостей. Однак це твердження є сумнівним, бо, за даними М.Сичова, при

$$\frac{[\sigma]_c}{[\sigma]_{32}} = 2$$

взірці каменю можна скрутити у спіраль. Крім того, тампонажний камінь у свердловині на згин не працює. У реальному напруженому стані в ньому діють стискаючі та розтягуючі напруги.

А.Булатов для оцінювання придатності тампонажного каменю в умовах баротермального навантаження запровадив критерій, що має вигляд

$$K_u = \frac{\sigma_p}{\beta_t \cdot E_{TK}} \cdot \sqrt{\alpha_{TK}}, \quad (5.30)$$

де  $\sigma_p$  – границя міцності тампонажного каменю при розтягу, Н/м<sup>2</sup>;  
 $\beta_t$  – коефіцієнт температурного розширення тампонажного каменю, 1/К;

$E_{TK}$  – модуль пружності тампонажного каменю, Н/м ;

$\alpha_{TK}$  – коефіцієнт теплопровідності тампонажного каменю, Вт/м<sup>°К</sup>.

Введення у розрахунок величин критерію границі міцності тампонажного каменю при розтягу відповідає реаліям. Власне, у свердловині тампонажний камінь у заколонному просторі працює з більшим дефіцитом міцності такого виду навантаження. Разом з тим, величина критерію не дає змоги широко впроваджувати його в практику тампонування свердловин через свою емпіричність та відсутність допустимої величини.

*Крім механічних навантажень елементів кріплення свердловин слід враховувати і вплив корозійних процесів, які мають місце при контакті з пластовими водами. Фізико-хімічні процеси вилуговування, катіонного обміну та викристалізування гідратів, сульфатів і гідросульфоалюмінатів зумовлюють зміну міцності та*

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

*проникності і навіть руйнування оболонки тампонажного каменю через утворення розколин.*

У практиці інженерного та наукового експерименту при оцінюванні корозійної стійкості та встановленні критеріїв відомі різні методологічні підходи, що унеможлиблює порівняння тампонажних матеріалів за величиною корозійної стійкості.

Так, В. Данюшевський, Ю. Петраков, І. Толстих запропонували оцінювати корозійну стійкість коефіцієнтом, який являє собою відношення середньої величини границі міцності при згині зразків тампонажного каменю, що зберігались в агресивному середовищі, до границі міцності при згині зразків з того ж матеріалу, але які зберігались у водопровідній воді при інших рівних умовах.

В. Бакшутів в якості критерію корозійної стійкості тампонажного каменю у пластовій воді використовує коефіцієнт відносної зміни міцності взірців, витриманих впродовж 180 діб в агресивному середовищі, до 28-добової міцності взірців, які зберігались у стандартних умовах. Нагадаємо, що стандартні умови – це тиск  $p_{ст} = 0,101325$  МПа, а температура  $T_{ст} = 293,15$  К.

Л. Долгих та Г. Толкачов пропонують оцінювати корозійну стійкість тампонажного каменю за величиною зміни абсолютної міцності взірців при випробуванні їх на згин і стиск.

В. Філіпов, Д. Новохатський та Р. Федосов в якості критерію використовували коефіцієнт відносної зміни міцності, який є відношенням міцності взірця тампонажного каменю, що зберігався в агресивному середовищі, до його початкової міцності. Числове значення цього критерію не повинно перевищувати від 0,7 до 0,8 для задоволення вимог тривалої і надійної експлуатації свердловин.

Н. Карімов і А. Запорожець в якості критерію корозійної стійкості запропонували коефіцієнт втрат оксиду кальцію в тампонажному камені. Додатково автори контролювали зміни, які відбувались у середовищі зберігання тампонажного каменю, зокрема вимірювали рН та хімічний склад. В окремих випадках якість тампонажних матеріалів оцінювали комплексними вимірами: фазовий склад тампонажного каменю, модуль пружності, пористість, швидкість розповсюдження ультразвуку тощо, до та після зберігання в агресивному середовищі.

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

В.Москвін, оцінюючи корозійну стійкість бетону та залізобетону, вимірював глибину корозійного ураження, вміст сульфідно-сульфатної та вільної сірки в шарах виробу, рН та фазовий склад продуктів тужавіння і корозії.

У такому розмаїтті методів оцінювання та критеріїв корозійної стійкості тампонажного каменю частина з них недостатньо інформативна, проте доступна та проста методично. Інші достовірно інформативні, однак вимагають широкого комплексу досліджень та добре обладнаних лабораторій.

І все ж, *спільним в оцінюванні корозійної стійкості є те, що всі контрольовані параметри характеризують структуру тампонажного каменю.* Так, пористість та проникність у більшій мірі, а швидкість розповсюдження ультразвуку крізь взірець, його модуль пружності і фазовий склад продуктів гідратації – у меншій, характеризують капілярно-пористу структуру тампонажного каменю. Власне, у порожнинах та капілярах тампонажного каменю розвиваються корозійні процеси, а ступінь розвинутості внутрішньої поверхні взаємодії – визначальний чинник їх інтенсивності.

*Спільною ознакою більшості запропонованих критеріїв є їх недетермінованість, тобто граничні числові величини невідомі.*

### **5.6. ФОРМУВАННЯ ТА ВІДНОВЛЕННЯ ГЕРМЕТИЧНОСТІ ЗАКОЛОННОГО ПРОСТОРУ СВЕРДЛОВИНИ**

Завершальною операцією у технологічному циклі кріплення свердловини є її випробовування на герметичність, зокрема гідравлічним опресовуванням. На прикладі Угерського ПСГ можна бачити, що, опресовуючи експлуатаційну колону діаметром 168мм, внутрішній тиск біля устя складав від 8 до 14 МПа, а на вибої – від 12,6 до 24,6 МПа. З іншого боку, у всіх без винятку випадках опресовували колону після того, як тампонажний розчин затужавів, тобто не швидше, як через 24 години. По-третє, надто велика різниця у часі при проведенні операції: від 24-х годин до 24-х діб. При таких надмірних внутрішніх тисках з одного боку, малій механічній міцності тампонажного каменю – з іншого, випробовування на герметичність негативно впливають на формування заколонного простору.

Логічно виникає питання: яку мету ставимо перед

опресовуванням? Згідно чинних правил в такий спосіб перевіряють герметичність обсадної колони, але, виконуючи цю операцію через 2...24 доби, випробовується не колона, а система елементів кріплення. Більш логічним кроком і технологічно здійсненим було б суміщення операції опресовування колони з моментом закінчення витискування тампонажного розчину у за колонний простір. Опресування колонної головки проводити після ізолювання внутрішньої порожнини обсадної колони на НКТ до глибини від 50 до 100м від устя.

Таким чином як у процесі буріння, так і при опресовуванні обсадних колон після їх тампонування, в силу технічної недосконалості та технологічної невизначеності існують процеси, що сприяють руйнуванню елементів кріплення свердловин та втрати ними герметичності.

*Протирання обсадних колон та зменшення товщини стінки зумовлюють великі деформації труб і оболонки тампонажного каменю, що ведуть до утворення щілин і тріщин руйнування низу проміжних обсадних колон та оболонки тампонажного каменю через недосконалість компоновок низу бурильних колон, руйнування оболонки тампонажного каменю через невідповідність його деформаційних властивостей тим, що виникають при опресовуванні обсадних колон від 1 до 2 діб тужавіння.*

### **Герметизуючі матеріали та технології їх використання**

Формування та збереження герметичного кріплення свердловин ПСГ, як двоєдина задача у багатьох випадках позитивного розв'язку немає взагалі або результат дуже короткостроковий. Тому діалектично проблема надійності кріплення свердловин переходить низку стадій: *формування, збереження, відновлення*. Кожна з цих стадій є надто важливою і між собою тісно пов'язані.

Проблема відновлення герметичності кріплення свердловин дістала свій розвиток завдяки двом напрямкам:

- дослідженню герметизуючих матеріалів;
- дослідженню технологій їх використання.

*Серед відомих герметизуючих матеріалів основні відмінності полягають у гелеутворюючих речовинах, стабілізаторах, їх типом та вмістом, а також температурними умовами використання. Щодо гелеутворюючих речовин, варто зазначити, що найбільш поширеною є поліакриламід. Гелеутворюючою домішкою може бути*



## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

*технічний формалін, персульфат амонію, натрієвий або калієвий біхромат разом із сульфітами. В якості стабілізаторів використовують смоли ГР, ФР-12А, ФР-50, СФ-282, ФРЕС та продукти деревообробної промисловості, КМЦ, Finfix тощо.*

*Відомо, що в окремих випадках, наприклад, для глушіння нафтових і газових свердловин, а також рідин розриву пластів використовують "зшитий" гелеподібний поліакриламід. Для отримання такого типу полімеру використовують товарний поліакриламід з вмістом від 7 до 8% речовини. Сам процес "зшивання" відбувається фізико-хімічним шляхом під дією радіаційного опромінення на установці УКП-250000.*

*Принциповою відмінністю "зшитого" полімеру від вихідного є те, що опромінений поліакриламід втрачає властивість розчинятись у воді, а тільки набухає, збільшуючись в об'ємі. Другою характерною відмінністю опроміненого поліакриламідів є втрата адгезійних властивостей до металу, гірських порід і тампонажного каменю. Очевидно, що в силу другої відмінності опромінені полімери не можуть бути використані при відновлювальних роботах у свердловинах ПСГ.*

Більш детальний аналіз та узагальнення результатів досліджень існуючих в'язкопружних систем показує, що одні з них готують при малому вмісті гелеутворюючого компонента ( $C \leq 0,5\%$ ) і тому мають малу початкову в'язкість, але слабкий гель з низькою адгезією з елементами кріплення свердловини. Інші готують з високим вмістом гелеутворюючого компонента ( $C > 8...10\%$ ), що зумовлює високу початкову в'язкість, значну міцність гелю, але низьку проникну здатність.

Неоднозначна також роль стабілізаторів, наприклад, смол, КМЦ, які при вмісті 5% і вище суттєво збільшують адгезію з елементами кріплення і одночасно збільшують в'язкість, що негативно відбивається на проникаючій здатності такої суміші.

В.Бойко та І.Купер запропонували для тампонування різноманітних порожнин піноутворюючий полістирол. Цей матеріал містить газонаповнюючий компонент у кількості від 4 до 6,5% і використовується просіяним і розділеним на п'ять фракцій: понад 3,2мм; від 3,2 до 1,8мм; від 1,8 до 0,9мм; від 0,9 до 0,4мм і менше 0,4мм. Густина полістиролу від 1050 до 1080 кг/м<sup>3</sup>, температура

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

розм'якшення від 255 до 368 К. При нагріванні його об'єм збільшується від 16 до 87 разів, а тривалість процесу не перевищує 15 хвилин при температурі 373 К. Піноутворюючий полістирол наповнений ізопентаном, тому при зростанні тиску збільшення його об'єму буде характеризувати залежність пружності пари від температури. При розміщенні такого матеріалу у замкнутому середовищі з температурою понад 353 К (наприклад, у тріщину) він втрачає гранульовану структуру, перетворюючись в однорідний щільний і непроникний моноліт.

*До окремої групи матеріалів доцільно віднести матеріали з вмістом твердої фази. В якості твердої фази використовують цемент, глинопорошок, подрібнений азбест, магнетит тощо. Вміст твердої фази, як наприклад, у полімер-цементі, може досягати 85%. Отже, підбираючи частинки певної фракції забезпечують заповнення твердою фазою розколин або порожнин заданих перерізів. Реологічні параметри підсилюють природний розподіл диференційованого заповнення дисперсною фазою високопровідних розколин, які цей розподіл реалізують.*

*Практичні роботи на свердловинах, де ліквідуються міжколонні тиски без врахування конкретної характеристики шляхів, що герметизуються, їх розподілу за розмірами та відповідна їм дисперсність твердої фази не мають наукового підґрунтя, а тому ефективність їх низька.*

Варто зупинитись на методичному аспекті справи - оцінці ефективності використання того чи іншого герметизуючого матеріалу. У багатьох наукових працях цей аспект авторами не згадується взагалі або тільки в тій мірі, що стосується оптимізації суміші та визначенні її герметизуючої здатності. При цьому визначають властивості опосередковані: початкову в'язкість, водовідстій, початок синерезису тощо, не враховуючи пряме вимірювання ефекту відновлення герметичності кріплення або окремих його елементів.

Дослідженнями А.Булатова встановлено, що розкриття тріщин у момент руйнування тампонажного каменю досягає 0,05мм. Є.Сухін і Б.Навроцький підтвердили ці розміри тріщин в оболонці тампонажного каменю. Однак при утворенні магістральної тріщини і дії внутрішнього тиску, розкриття її досягає від 0,05 до 0,1мм, а

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

характер тріщини – клиноподібний. Така геометрія тріщин при реальних товщинах оболонки тампонажного каменю у свердловині робить їх співрозмірною з порожнинами продуктивних пісковиків Прикарпаття. Для прикладу, пісковики з 15% цементу мають у поперечнику середній розмір від 10 до 15 мкм, а у розширеній частині – від 35 до 50 мкм. Отже, потрібна аргументована відповідь на питання: повинна бути, чи необов'язкова дисперсна фаза у герметизуючих матеріалах?

Щоб відповісти на поставлене питання розглянемо попередньо існуючі погляди та оцінки на композицію герметизуючих матеріалів. Матеріали, тужавіючі з утворенням герметизуючої маси, що базуються на полімерах, доцільно розділити на три групи:

а) як результат хімічних реакцій виключно між компонентами суміші;

б) в результаті взаємодії матеріалу з коагулянтами зовнішнього походження, наприклад, полівалентними іонами пластової води;

в) при взаємодії з водою довільного хімічного складу.

*Перша група матеріалів є найбільш універсальною неселективною за характером тужавіння.* Вони в однаковій мірі можуть використовуватись як для обмеження поступання води при видобуванні нафти, так і для ремонтно-відновлювальних робіт на таких свердловинах. До цієї групи належать синтетичні смоли та композиції на їх основі. Серед поширених відомі матеріали на базі алкілрезорцинів, епоксидних смол, фенолоформальдегідних смол, сумарних сланцевих фенолів. Всі ці смоли розчиняються водою, тому ефективність ізоляцій води невисока, особливо при малих об'ємах матеріалу. Успішність використання ТСД-9 та ТС-10 не перевищує від 50 до 55%, а тому з метою підвищення ефективності робіт до полімерних смол додають цемент або змішують з цементним розчином полімерні смоли. До цієї ж групи матеріалів віднесено і ГТМ-3 – розчин гідрофобної алкілрезорцинової епоксифенольної смоли з отверджувачем поліетиленполіаміном. ГТМ-3 використовують в інтервалі температур від 293 до 353К. При контактуванні з водою швидко коагулює, що створює труднощі при нагнітанні у пласт.

Фірма "Халібуртон" на основі термоактивних смол запровадила двоступеневу систему ФЛОУ-ЧЕК. У свердловину спочатку нагнітають полімерний розчин, що є гелеутворюючим компонентом, а потім цементний розчин.

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

*Друга група герметизуючих матеріалів найбільш широко репрезентована акриловими полімерами – водними розчинами гіпана, акриламідю, поліакриламідю, які у присутності полівалентних іонів магнію, кальцію у кількості понад 20 мг/л "зшиваються", втрачаючи плинність.*

*Третя група матеріалів – це матеріали, які здатні утворювати тверде тіло, гель або осад при взаємодії з водою. Характерним представником цієї групи є кремнійорганічні сполуки (КОС). Вони добре фільтруються у пласт, мають високу гідротермальну стійкість, адгезію та селективне тужавіння. В якості КОС використовують хлорсилани або кубовий залишок хлорсиланів. Висока токсичність хлорсиланів через вміст хлору до 50%, корозійна активність, некерованість процесів гідролізу хлорсиланів та труднощі при транспортуванні і зберіганні роблять ці матеріали не технологічними та екологічно небезпечними.*

*Інші відомі сполуки цієї групи, зокрема ТСМ, ТСЕ, ТКС, продукт 119–4, що містять від 8 до 9% активного хлору, розтягують терміни тужавіння. Подальше зменшення вмісту хлору може взагалі його загальмувати. Для регулювання швидкості полімеризації кремнійорганічних сполук додають полярний розчинник, наприклад, ацетон та кристалогідрати металів IV –VIII груп. На цих засадах розроблені тампонажні розчини АКОР-1 і АКОР-2. АКОР-5 має подвійну кислотно-ізоляційну дію на пласт. Готують розчини АКОР-1 і АКОР-2 з розрахунку від 0,4 до 0,8м<sup>3</sup> на одну свердловин-операцію.*

*Розглядаючи вміст твердої фази доцільно, перш за все, з'ясувати природу середовища, яке підлягає ізоляції герметизуючим матеріалом, по-друге – якого розміру тверді частинки необхідно додати до матеріалу та яку граничну концентрацію твердої фази у розчині слід створити для забезпечення ефективності робіт.*

*Питання кольматування проникного середовища стосовно свердловинних умов при розкритті нафтогазових та водяних пластів розглядалось у працях А.Абрамса, В.Бойка, Д.Оруджева, Г.Томіра.*

*Допустиму концентрацію домішок при заводненні нафтових родовищ експериментально обгрунтували У.Байков, Ш.Валєєв, Н.Мінігазімов, А.Куценко, І.Мархасін, В.Перевалов, І.Редькін.*

*З результатів досліджень наведених вище авторів, механізм кольматації є складним механічним процесом закриття порожнин та каналів з наступною або одночасною фізико-хімічною взаємодією*

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

*кольматуючих частинок зі скелетом пласта та між собою з утворенням коагуляційних зв'язків.*

В якості критерію кольматування порожнистого середовища та розколин встановлений *геометричний симплекс*, який визначається відношенням діаметра порожнини  $d_{\text{п}}$  або величини розкриття тріщини  $\delta$ , до діаметра кольматуючих частинок (гранул)  $d_{\text{к}}$ , або діаметра гравійного фільтра до діаметра кольматуючих частинок

$$S = \frac{d_n}{d_k}, S = \frac{\delta}{d_k}, S = \frac{D_{\text{ф}}}{d_k}. \quad (5.31)$$

Чисельно ці симплекси обґрунтовували виходячи з склепіння, яке утворюється біля входу в тріщину або щілину (склепеневий ефект). Згодом умови обґрунтування стали більш жорсткішими. Частинка разом із сольватною оболонкою повинна бути такого розміру, щоб могла розміститись у порожнині з найбільш вузьким перерізом.

*Отже, при  $d_n/d > 10$  дисперсні частинки вільно рухаються у порожнині.*

*При  $3 \leq d_n/d < 10$  порожнина кольматується при фільтрації суспензії.*

*При  $d_n/d < 3$  проникнення твердих частинок відсутнє. На вході розколин утворюється склепіння з дискретних частинок.*

Такі процеси були і теоретично обґрунтовані. Стосовно порожнин і розколин доведено, що глибоке проникнення забезпечується при об'ємній концентрації твердої фази не більше 0,75%. При збільшенні концентрації на вході утворюється осад, який заблоковує розколинну від подальшого заповнення. Тому, збільшуючи концентрацію твердої фази (до 0,75%), ми зменшуємо глибину проникнення частинок. Як підтверджують дослідження Є.Сергеева, найбільш дисперсні частинки затримувались у піску в більшій мірі, ніж крупні, які проникали на значну глибину. На думку автора, дрібнодисперсні частинки мають більшу поверхневу енергію і тому легше адсорбуються на поверхні піщинок на відміну від крупних, накопичення яких у порожнинах та розколинах носить виключно механічний характер.

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

Отже, враховуючи, що переважна більшість негерметичних свердловин ПСГ – це свердловини з негерметичними різьбами обсадних колон, з дефектами в оболонці тампонажного каменю не визначених геометрії та розмірів, вважається за недоцільне готувати герметизуючі системи з дисперсною фазою.

У практиці відновлення герметичності елементів кріплення використовують такі методи, як догвинчування різьбових з'єднань обсадних колон, заміна обсадних труб у незцементованій частині, а також опускання і тампонування додаткової, меншого діаметра, експлуатаційної колони.

У 70-ті роки у практиці відновлення герметичності різьбових з'єднань експлуатаційної колони започатковано *метод, який базується на ковзанні рідкого поршня з спеціальної герметизуючої суміші кільцевим перерізом між експлуатаційною колоною та НКТ*. Під власною вагою герметик рухається донизу, а при відкритому затрубному просторі – вгору під дією перепаду тисків. На шляху руху герметика, якщо є дефекти в різьбі, він проникає в щілини і, полімеризуючись, ущільнює її.

Зручність методу очевидна, бо не потрібно зупиняти свердловину, виводити її з експлуатації, змінювати колекторські властивості пласта тощо. Разом з тим, розробка герметизуючих систем, що здатні проникати у найменші щілини, полімеризуватись і при цьому мати достатню адгезію та здатність збільшувати об'єм є актуальною проблемою і потребує аналітичного обґрунтування та експериментальної перевірки. Не менш важливо визначитись концептуально: які, власне, герметизуючі системи є найефективнішими, із вмістом твердої фази чи без неї?

*Стосовно герметизації міжколонного простору газових свердловин шляхом безпосереднього нагнітання системи, то цей спосіб практично не сформований і, перш за все, через відсутність певної технології та спеціального устаткування*. Використання нагнітачів цементувальних агрегатів для нагнітання герметиків у міжколонний простір не забезпечує потрібних малих об'ємних витрат. Крім того, ідею безпосереднього нагнітання герметизуючих систем у міжколонний простір у наукових колах поділяють не всі і перш за все через втрату каналу зв'язку з джерелом витоку газу, утворення нових шляхів витоку газу та грифонів.

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

*Запропоновані нові схеми герметизації частково знімають проблему, зокрема технічно та енергетично спрощується процес герметизації через використання природного стиснутого газу. Однак даний метод передбачає використання в якості індикаторної рідини сирої нафти, що створює низку проблем:*

– у нафтах співвідношення ароматичних, нафтоєвих та парафінових вуглеводнів різне;

– за ступенем дисперсності нафта може бути віднесена до колоїдних та молекулярних розчинів одночасно, однак вони мають різну проникаючу здатність у мікротріщини та щілини;

– підвищення тиску при нагнітанні таких індикаторних рідин зумовлює появу нових дефектів.

Отже, удосконалення та розробка методів на базі наукових аргументів, обґрунтування рецептури герметизуючих систем дозволить підняти рівень та підвищити ефективність ремонтно-відновлюваних робіт на свердловинах ПСГ.

### **5.7. ОСНОВНІ ВИМОГИ ДО ВЛАСТИВОСТЕЙ ТАМПОНАЖНИХ МАТЕРІАЛІВ**

Розмаїття геолого-технічних умов тампонування обсадних колон та їх призначенню не відповідають пропозиції цементників як щодо кількості базових в'язучих речовин, так і щодо кількості готових тампонажних матеріалів. Тому *основною методологією приведення до відповідності властивостей тампонажних матеріалів умовам використання залишається їх модифікація домішками, спеціальними технологіями, зокрема механохімічними, з використанням спеціальних технічних засобів. Тампонажні матеріали стали об'єктом управління, а проектування їх складу – спеціальною і важливою задачею. Розв'язання таких задач виконується для окремих сховищ газу, а інколи і свердловин та окремих колон. Якісні розв'язки цих задач можна отримати використавши запропоновані нижче розроблені та систематизовані функціональні, структурні та критеріальні вимоги до властивостей тампонажних матеріалів, що складають базис нової методології їх вибору.*

З точки зору прикладної кваліметрії тампонажний матеріал розглядається як сукупність певних його властивостей, які

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

змінюються, і ці зміни узгоджуються зі зміною потреб від процесів тампонування до експлуатації свердловини. В більш широкому сенсі тампонажні матеріали розглядаються з точки зору технічних та економічних можливостей їх виробництва, модифікації, а також можливості використання інтенсивних технологій в процесі приготування тампонажного розчину безпосередньо на свердловині.

Самі ж властивості тампонажного матеріалу, їх мінливість при переході від порошкоподібного стану до рідкого – в'язко-пластичного, а згодом – в каменеподібний, слід розглядати як динамічні елементи якості чи функції часу. *Отже, властивості та якість взаємообумовлені і повинні розглядатись в єдності внутрішнього і зовнішнього проявів.*

*Зовнішні властивості тампонажного матеріалу зумовлені його основним призначенням та геолого-технічними умовами і проявляються у взаємодії із зовнішнім середовищем.* При цьому характер та інтенсивність такої взаємодії визначаються станом тампонажного матеріалу. Так, іонообмінні процеси між флюїдами пластів та дисперсійним середовищем тампонажного матеріалу, а також з гірськими породами найбільш інтенсивно протікають коли тампонажний матеріал існує у вигляді суспензії, тобто в процесі тампонування свердловини та в період тужавіння.

*Внутрішні властивості слід розглядати як потенційні, що закладені в процесі виробництва самого в'язучого або при його модифікації певними домішками.* Реалізувати потенційні властивості з метою отримання більш високої якості тампонування свердловин – одна з головних задач інтенсивної технології, яка викладена нижче.

*У структурі властивостей доцільно виділити кілька рівнів: рівень, на якому тампонажний матеріал розглядають як ціле або сукупність властивостей та рівень окремого компоненту.* Самі ж компоненти розглядають на двох рівнях: макро- та мікрорівні. Так, тампонажний цемент, вода для приготування, домішки, наповнювачі розглядають на макрорівні. Клінкерні мінерали, їх гідратні фази, структура порового простору – це мікрорівень. розгляду тампонажного матеріалу. Власне, такий рівень розгляду дає змогу оцінити результати фізико-хімічних перетворень в тампонажному камені внаслідок зовнішніх та внутрішніх впливів на нього. На такому рівні розглядають результати тепlobаричного малоциклового



## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

навантаження тампонажного каменю, оцінюють якісні зміни, зокрема під впливом пластових флюїдів та їх аналогів.

Вагомою проблемою при оцінюванні якості тампонажного матеріалу є кількісний вираз. Існуючі підходи дозволяють поділити *кількісний вираз якості на інтенсивну та екстенсивну частини.*

*Інтенсивна частина є мірилом внутрішньої якості, а екстенсивна – зовнішньої якості.*

*Оцінка якості є серцевиною кваліметрії і вона базується на чотирьох елементах: на суб'єкті, об'єкті, базі та алгоритмі оцінки.*

*В якості суб'єкта* виступають окремі науковці, дослідники або їх група (лабораторія), а також особи, які приймають рішення або лобіюють його прийняття.

*Об'єкт оцінювання* репрезентується пробами, кількість яких визначається заданою граничною відносною похибкою, встановленою з надійністю від 0,9 до 0,95. Форму проб вибирають виходячи з необхідності виключення масштабного фактора, а також з потреби високої відтворюваності результатів випробовувань. Умови формування зразків тампонажного каменю, їх випробовування встановлюють такими, щоб максимально наблизити їх до умов свердловини, і зумовлюються методикою випробувань. Стосовно досліджень кріплення свердловин, що є багатоелементним, кожен елемент якого виконує певну функцію, запропоновано і досліджено як самостійні об'єкти, нарізне з'єднання обсадних труб, оболонка тампонажного каменю, спряжена поверхня оболонка – труба і фільтраційна кірка. В якості бази порівняння при дослідженні зразків, тампонажного матеріалу виступають числові величини параметрів згідно з ДСТУ 1581-99 і ТУ 3 9-0147001-076-92 та з відповідними критеріями.

У спеціальних дослідженнях, зокрема при дослідженнях оболонок тампонажного каменю, фільтраційних кірок, нарізних з'єднань тощо, в яких база порівняння відсутня, оцінюють результати, порівнюючи похибки, використовуючи теорію ймовірності та математичну статистику. *Існуючий алгоритм включає дві логіки оцінок: абсолютну та відносну.* Однак, враховуючи, що тампонажний матеріал, як об'єкт оцінювання, має надзвичайно неусталені властивості, логіка оцінювання має свої особливості. Тут більше приваблює визначення тенденцій зміни властивостей – часової

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

залежності досліджуваного параметру з наступною екстраполяцією.

Важливими при розгляді якості кріплення свердловин з позицій кваліметрії є ремонтно-відновлювані роботи як особлива форма управління якістю в повному технологічному циклі "життя" свердловини, на етапах якого формуються, як основні властивості, так і дефекти в елементах кріплення. Отже, *якість кріплення свердловини підземного сховища газу та її елементів формується поетапно, в певній послідовності: закладається при проектуванні, забезпечується виробником при виконанні робіт і реалізується впродовж експлуатації свердловин замовником робіт.* Тобто управління якістю кріплення, його герметичністю здійснюються опосередковано – через управління якістю тампонажних матеріалів, шляхом використання відповідних технологій та технічних засобів.

Такий *принцип управління якістю відомий як принцип послідовного формування якості.* У процесі управління якістю тампонажних матеріалів з метою досягнення нею певного рівня розв'язують два основні протиріччя. Перше – це протиріччя між необхідною якістю, яка визначає замовлення на створення тампонажного матеріалу та можливостями його виконання. Тампонажний цемент був і залишається базовим в'язучим для свердловин ПСГ. Модифікація його властивостей за допомогою певних домішок та наповнювачів залишається основним способом узгодження потреб та можливостей. Але узгодження в такий спосіб породжує інше протиріччя – протиріччя між якістю тампонажного матеріалу, як інтегративною властивістю, та внутрішньоструктурними властивостями домішок і наповнювачів. Якісний аспект цього протиріччя полягає в тому, що тампонажний матеріал з одного боку, а його компоненти з іншого – не можуть мати взаємовиключаючих властивостей. *Найбільш характерним протиріччям є протиріччя між властивостями: всі властивості одночасно покращити не можна.* Багато дослідників та науковців розробили нові тампонажні суспензії базуючись на цьому протиріччі, акцентуючи на одній-двох властивостях, на їх думку, найістотніших. На ПСГ Прикарпаття в період їх створення використано понад 30 тампонажних композицій.

Крім внутрішніх протиріч, характерних для тампонажних розчинів і каменю, між цими двома, принципово відмінними станами, виникають свої протиріччя, назовемо їх протиріччями між двома

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

рівнями. Найбільш рельєфно це *протиріччя простежується між густиною тампонажного розчину та міцністю каменю, що утворюється при тужавінні*. Зменшення густини тампонажного розчину при тампонуванні обсадних колон – об'єктивна необхідність. Чим менша густина, тим більша ймовірність успішного завершення процесу тампонування. З іншого боку, зменшуючи густину розчину ми зменшуємо і механічну міцність каменю, тобто породжуємо проблему збереження цілісності оболонки навколо обсадних колон у процесі експлуатації свердловин. Таким чином, протиріччя між двома рівнями – це *протиріччя між створенням герметичного кріплення та його збереженням*. Одним з компромісних вирішень проблеми створення та збереження герметичного кріплення свердловин ПСГ є *підвищення деформативних властивостей каменю*.

Послідовність формування технічних вимог та побудови функціональної структури вибору тампонажних матеріалів для свердловини ПСГ у вигляді блок-схеми наведено на рис. 5.8

На кожному рівні функціональної структури (по горизонталі) формуються технічні вимоги і їх, залежно від стану (порошкоподібний, суспензія чи камінь), переводять в такі характеристики тампонажного матеріалу, які дозволяють безпосередньо оцінити ступінь їх придатності до виконання заданих функцій. На основі отриманих механічних характеристик виділяють два види вимог: *функціональні та критеріальні*.

*Функціональні вимоги* виступають у вигляді обмежень і визначають межі змін вимог до функцій тампонажних матеріалів.

*Критеріальні вимоги* визначають якість виконуваних функцій як при тампонуванні обсадних колон, так і при експлуатації свердловин.

Функціональні вимоги розглядаються з двох позицій: виконавця тампонажних робіт і замовника та оцінюються трьома рівнями. *Перший – техніко-технологічний*. Цей рівень визначає вимоги до тампонажного цементу, домішок і наповнювачів та їх придатності сукупно утворювати прокачувану суспензію при заданій технології її приготування, а згодом тампонажний камінь з економною витратою свого герметизуючого ресурсу при експлуатації свердловин, зокрема в режимі ПСГ.

*Другий – виробничо-експлуатаційний*. Цей рівень вимог до тампонажних матеріалів як цілого – це відповідність умовам зберігання та приготування, а також заданим геолого-технічним

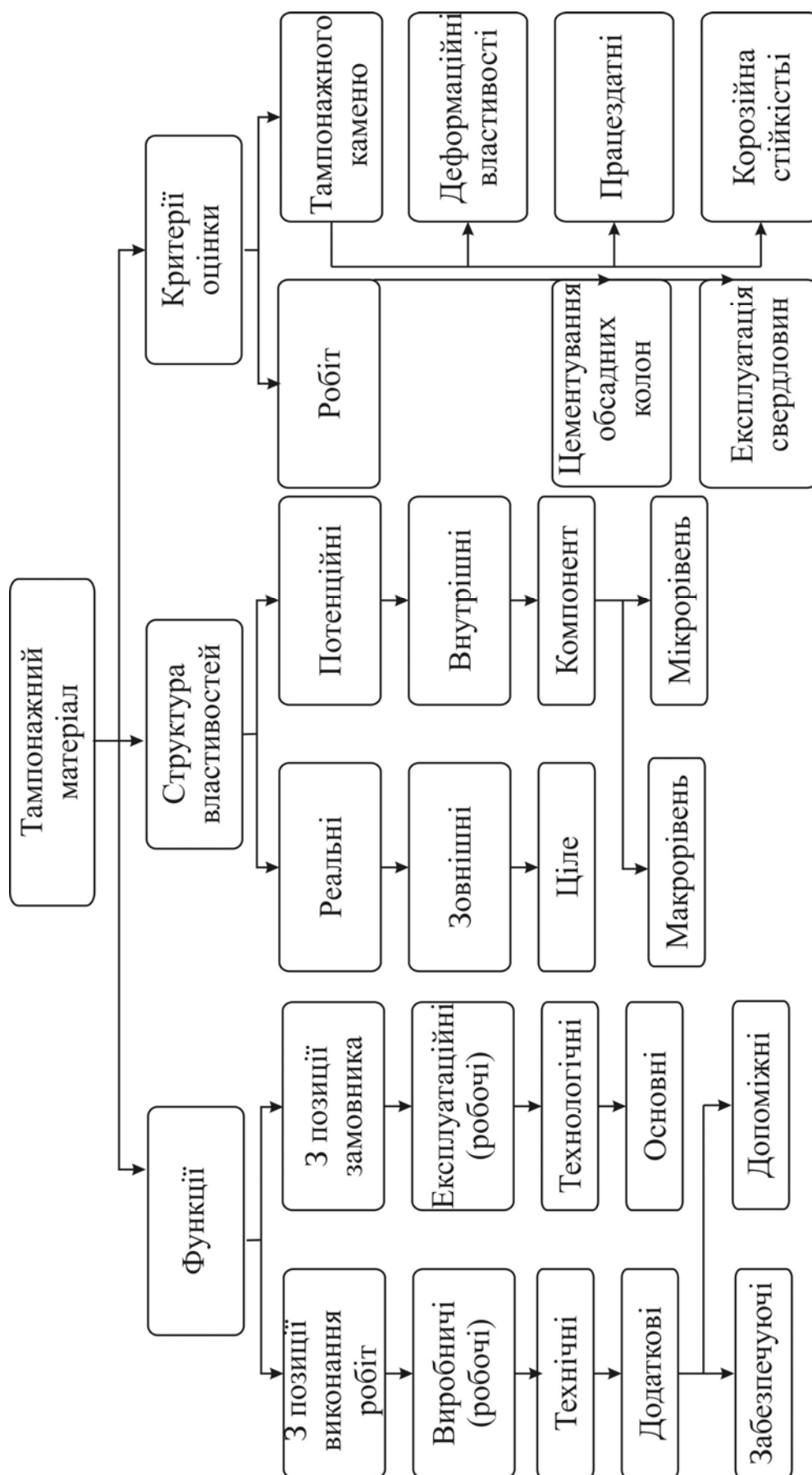


Рис. 5.8. Структурна схема вибору тампонажного матеріалу.

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

умовам тампонування і експлуатації свердловин (паронагнітальні, нафтові, ПСГ тощо).

*Третій – основний та додатковий рівень.* Цей рівень формує вимоги до тампонажного матеріалу як герметизатора за колонного простору свердловини підземних сховищ, а також низку вимог додаткових: *екологічні, ергономічні, противикидні, рідиннодинамічні тощо*, які не належать до основних.

У функціональній структурі вибору тампонажних матеріалів *особлива роль належить вимірюванню і кількісній оцінці їх якості та властивостей.* Властивість, як частина якості не завжди характеризує ціле. Зокрема, властивості домішок чи наповнювачів визначають тільки тенденцією зміни властивостей по мірі функціональної необхідності. Наприклад, хлористий кальцій у кількості від 1,5 до 2% є прискорювачем тужавіння. Очевидна і тенденція зміни консистенції, термінів початку та кінця тужавіння, ранньої міцності тощо. Виходячи з викладеного, *вимірювання якості передбачає вимірювання окремих властивостей і, на їх основі, розробку більш комплексних показників – критеріїв, зокрема і робіт, пов'язаних із тампонуванням обсадних колон, відновленням герметичності кріплення, втраченої при експлуатації свердловин.* Критерії, як мірило оцінки тампонажних матеріалів, герметизуючих систем і робіт, на відміну від критеріїв подібності, можуть бути як *розмірними, так і безрозмірними.* Розроблені критерії вибору тампонажних матеріалів та оцінки якості технологічного процесу тампонування свердловин на основі феноменологічних уявлень про якість виконуваних функцій на методах математичної статистики та теорії ймовірності.

Функціональна структура формування технічних вимог на основі кваліметрії дає змогу розробити методологію вибору тампонажних матеріалів, технологічні основи та технічні засоби їх приготування і використання при тампонуванні обсадних колон і експлуатації свердловин (рис.5.8).

Реалізація даної методології в практику тампонування підвищить якість створення та надійність збереження герметичними елементами кріплення, скоротить кількість ремонтно-відновлювальних робіт, затрати часу, матеріалів і коштів.

## **5.8. ОСОБЛИВОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ**

Відносно новим напрямом у газовій галузі України слід вважати підземне зберігання газу. Починаючи з 1964–1965 рр. започатковуються науково-технічні та науково-технологічні дослідження, пов'язані з особливостями створення, формування і експлуатації підземних сховищ газу.

*Серед найвагоміших та найскладніших проблем при створенні та експлуатації ПСГ є проблема герметичності сховищ та їх найслабшої ланки – свердловини, а з ними – втрат газу та стану довкілля.* Встановлення причин, які зумовлюють розгерметизацію елементів кріплення, вивчення механізму і кінетики таких процесів – актуальні задачі покращання якості кріплення свердловин.

*Формування та експлуатація ПСГ є складними технологічними процесами через гідрогазодинамічну неусталеність, зумовлену чергуванням циклів нагнітання та видобування газу з великим діапазоном циклічної зміни пластового тиску, дебітів, об'ємів тощо.* Так, при розробці газових покладів добові об'єми газу не перевищують 450–550 тис.м<sup>3</sup>, а в режимі підземного зберігання ця величина більша 25–30 разів. Якщо для газового покладу темп зменшення пластового тиску не перевищує 0,2–0,5 МПа/рік, то для ПСГ – від 3 до 7 МПа за 4–5 місяців та змінюється циклічно. Враховуючи ці обставини припускають, що *розгерметизація елементів кріплення може відбуватися двома незалежними шляхами: через фізичне руйнування оболонки тампонажного каменю в результаті утворення тріщин або формування щілин між обсадною колоною та оболонкою тампонажного каменю в результаті її пластичного радіального деформування.* Можливі і фазові перетворення у тампонажному камені, зміни у структурі порового простору, збільшення проникності тампонажного каменю.

*Оболонка тампонажного каменю розглядається як динамічна система з постійно змінюючими фазами: твердої, рідкої і газоподібної, що квазірівномірно розподілені в об'ємі.* У результаті теплофізичної дії при нагнітанні гарячого газу ці фази, змінюючи свій об'єм, у різній мірі можуть викликати деструктивні явища у тампонажному камені. Розширення тампонажного каменю за даними

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

З.Рейнсдорфа в інтервалі температур від 293 К до 423 К лежить в межах від  $(11-14)10^{-6}$  до  $20 \times 10^{-6}$  м/м К, а сталева обсадна колона має коефіцієнт лінійного розширення (стискування) величиною  $13 \times 10^{-6}$  м/м К. Очевидно, що через різні величини коефіцієнтів лінійного розширення оболонка тампонажного каменю буде деформуватись більше, ніж обсадна колона, і тому як найбільш слабкий елемент у кріпленні свердловини буде руйнуватись шляхом утворення тріщин, особливо біля гирла.

Неминучі зміни у структурі тампонажного каменю, викликані розширенням іммобілізованої води у тампонажному камені. Тут справедлива залежність: чим більше вільної води у тампонажному камені, тим більше термічне розширення системи, що особливо ймовірно при нагнітанні гарячого газу. При видобуванні газу і охолодженні елементів кріплення вода у тампонажному камені стискується швидше, ніж скелет, у капілярній системі створюється розрідження, а також можлива часткова усадка оболонки. Виникає аналог теплового нагнітача, що переміщує газ або воду у вертикальному напрямі при наявності відкритої капілярної пористості або мікротріщин.

Тонко розподілений газ або повітря, які присутні в оболонці тампонажного каменю, при температурних змінах можуть змінювати свій об'єм у 100 і більше разів порівняно з оболонкою, що може зумовлювати додаткове збільшення пористості тампонажного каменю. Для порівняння нижче наведено коефіцієнти об'ємного розширення при температурі від 333 до 353К, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> К:

вологе повітря..... $(4000 \div 9000) \cdot 10^{-6}$ ;  
вода.....  $(520 \div 640) \cdot 10^{-6}$ ;  
скелет тампонажного каменю... .. $(40 \div 60) \cdot 10^{-6}$ .

Об'ємні зміни, які виникають при надлишку води та при наявності повітря в умовах ПСГ, стають вагомими чинниками, які, руйнуючи структуру тампонажного каменю спричиняють його негерметичність.

### **5.9. ФОРМУВАННЯ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЯ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ У ВОДОНОСНІЙ БАГАТОПЛАСТОВІЙ СИСТЕМІ**

*Газосховище, сформоване у водоносному комплексі, являє собою штучний газовий поклад, створений у пластах, які в природних умовах заповнені водою.*

Серед умов, яким повинен відповідати пласт-колектор, найвагомішими є наступні:

- забезпечення акумулювання необхідного активного об'єму газу;
- надійне зберігання його необхідний час;
- видобування газу із заданою інтенсивністю у повному обсязі.

Ці три умови виконуються тоді, коли *пласт-колектор представлений однорідною, з достатньою пористістю і проникністю породою, витриманий по товщині і площі, екранований зверху непроникними і міцними породами, а також має таку форму, при якій газ розміщується у припокрівельній частині покладу і займає стабільний у часі об'єм.*

За даними Є.В.Левикіна, водоносний пласт вважається придатним для використання як сховище газу, якщо середня товщина складає 4–6 м, пористість–від 10 до 15%, а проникність від  $0,2 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$  до  $0,3 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ .

Незважаючи на певну простоту принципу зберігання газу у водоносному пласті пов'язано із затратами великих коштів і часу. Найзатратнішою зі статей кошторису є пошуково-розвідувальні роботи. Обсяг витрат досягає від 45 до 50%. Отже, у цій статті витрат приховані потенційні можливості вдосконалення методики розвідування об'єктів для зберігання газу. Недостатня інформативність про літофаційну будову сховища газу може негативно вплинути на інші статті витрат, зокрема на об'єм буферного газу та кількість експлуатаційних свердловин. Отже, удосконалення способів отримання інформації про геолого-фізичні властивості пласта є однією з вагомих проблем та складним і затратним етапом у формуванні підземних сховищ газу.

Недостатня інформація внаслідок зменшення обсягів геологорозвідувальних робіт та скорочення їх комплексу зумовить



## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

збитки за рахунок втрат газу, а детальне вивчення геологічної будови – перевитрату коштів.

Нагнітання газу у виявлену структуру слід розпочати після буріння перших 3–5 свердловин. Дані дослідного заповнення об'єкта могли б замінити інформацію, яку отримують при проведенні геологорозвідувальних робіт та скоротити або виключити взагалі окремі етапи цих робіт. Така позиція має право на існування тому, що формування покладу газу у водоносному пласті залежить не тільки від геологічних, а й від технологічних параметрів.

*Основними геологічними чинниками, які визначають форму і розміри газового покладу, є наступні:*

- тектонічна будова об'єкта для акумулювання газу;
- літофаційна неоднорідність пласта-колектора за площею та розрізом.

*Основними технологічними чинниками, які впливають на формування штучного газового покладу, є:*

- об'єм зберігання газу;
- інтенсивність нагнітання та відбирання газу, а також температура газу на усті свердловини;
- система розміщення свердловин на об'єкті;
- схема розкриття пласта-колектора експлуатаційними свердловинами;
- величина пластового тиску та коефіцієнт його перевищення в процесі експлуатації сховища;
- характер циклічного процесу експлуатації сховища;
- спосіб заповнення пласта-колектора;
- герметичність елементів кріплення свердловин ПСГ та величина втрат газу;
- об'єми газу у техногенних покладах та способи його утилізації тощо.

### **5.10. КОНТРОЛЬ ЗА ФОРМУВАННЯМ СХОВИЩ ГАЗУ**

На всіх етапах експлуатації сховища і особливо рубіжних – кінець наповнення та кінець видобування – виникає потреба контролю за формуванням штучного покладу, змінами об'ємів газу як зберігання, так і витоків. Дані про зміни запасів газу дозволяють

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

своєчасно вносити корективи у прийняті рішення, покращити систему формування і експлуатації ПСГ. Особливої ваги набувають метод та точність підрахунків у випадку невеликих об'ємів газу, до яких належать витoki газу, що становлять одиниці або десятки мільйонів кубічних метрів.

В якості методу підрахунку запасів газу вибраний об'ємний

$$Q_{\Gamma} = S_{\Gamma} \cdot h_{\text{еф}} \cdot m \cdot k_{\Gamma} \cdot p_{\text{пл}} \cdot a \cdot \theta, \quad (5.32)$$

де  $S_{\Gamma}$  – площа газонасичення сховища,  $\text{м}^2$ ;

$h_{\text{еф}}$  – ефективна газонасичена товщина, м;

$m$  – коефіцієнт відкритої пористості;

$k_{\Gamma}$  – коефіцієнт газонасичення;

$p_{\text{пл}}$  – пластовий тиск, Па;

$\alpha = 1/z$  поправка на відхилення вуглеводних газів від закону Бойля-Маріотта;

$z$  – коефіцієнт надстисливості газу, визначається за формулою В. Касперовича;

$\theta$  – температурна поправка:

$$\theta = \frac{T + t_{\text{ст}}}{T + t_{\text{пл}}},$$

де  $T$  – абсолютна температура в пласті, К;

$t_{\text{ст}}$  – стандартна температура газу,  $t_{\text{ст}}=20$  °С;

$t_{\text{пл}}$  – пластова температура, °С.

Більша частина параметрів підрахунку запасів об'ємним методом визначається геофізичними дослідженнями свердловин (ГДС). Контури газонасичення сховища визначають за структурною картою, побудованою за покрівлею об'єкта зберігання газу відповідно до відміток газоводного контакту (ГВК) у приконтурних свердловинах та наявністю або відсутністю у них газу. За відмітку ГВК беруть підоснову виділеного за даними ГДС нижнього газонасиченого інтервалу.

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

Враховуючи мінливість ефективної товщини пласта, коефіцієнта газонасичення та пористості площі сховища, а також геологічний розріз, вводять *інтегральний показник* – характеристику об'єкта зберігання – добуток цих трьох величин – визначають його для кожної свердловини. Як показав досвід підрахунків об'єму газу у сховищі, пластовий тиск, враховуючи неоднорідність об'єкта зберігання, теж дуже мінливий. Тому доцільно побудувати карти ізобар для періоду закінчення наповнення сховища і видобування газу. Для зручності *визначають зведений тиск у пласті*, тобто, враховуючи надстисливість газу. У кінцевому варіанті добуток вже чотирьох величин дає нам комплексний параметр, який в межах контуру газонасичення наносять на геологічну карту. За допомогою цих карт з врахуванням площі між ізолініями –  $S_r$  і за формулою (5.32) підраховують об'єм газу. Порівнюючи вираховані у такий спосіб запаси газу з тими, що є на балансовому рахунку, можна бачити тенденцію в змінах запасів газу. Якщо вираховані запаси менші балансових, то таку тенденцію, за наявності багатопластової водонасиченої системи, можна пояснити двома причинами:

- витокami газу з об'єкта зберігання у вищерозташовані горизонти;

- наявністю перехідної зони за ступенем газонасичення, яка не фіксується методами ГДС, однак вміщає до 20–25% газу.

Доцільно додатково зупинитись на характеристиці перехідної зони. Згідно ДСТУ *перехідна зона – це зона, яка знаходиться під газовим пластом, водонасиченість у якій поступово змінюється від величин її у водонасиченій частині до величин гранично газонасиченої частини*. Розмір перехідної зони залежить від колекторських властивостей пласта та умов наповнення сховища газом. Перехідна зона може бути особливо великою у випадках поганих колекторських властивостей та при нагнітанні газу під поверхню ГВК. В останньому випадку слабогазонасиченою зоною буде зона фільтрації газу.

У практиці підрахування об'ємів газу перехідна зона оцінюється за газонасиченістю у 50% від коефіцієнта газонасичення об'єкта зберігання, розташованого понад ГВК. Для Осиповицького ПСГ у перехідній зоні коефіцієнт газонасичення приймають в межах  $k_r=0,1-0,125$ . При зменшенні пластового тиску у сховищі при видобуванні газу частина газу перехідної зони поступає в об'єкт

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

зберігання і бере участь у видобуванні газу зі сховища. Тому об'єм газу у перехідній зоні, особливо при невеликих її розмірах, може бути розрахований і за результатами експлуатації сховища.

Перехідні зони можуть виникати також під газовими пластами і під техногенними покладами, утвореними у вищерозташованих горизонтах.

### **ПИТАННЯ ДЛЯ КОНТРОЛЮ ЗНАНЬ ТА ОБГОВОРЕННЯ**

1. Який техногенний вплив чинять підземні сховища газу на геологічне та навколишнє середовище?

2. Як класифікують підземні газові сховища спеціального призначення?

3. Які фізично-хімічні перетворення відбуваються у тампонажному камені?

4. Як впливає тривале прогрівання на стійкість елементів кріплення свердловини, коли двоосьовий розтяг змінюється на одноосьовий стиск?

5. Які фактори впливають на збільшення ймовірностей збереження герметизуючої здатності тампонажного каменю як елемента кріплення?

6. Яка кінцева мета оцінки техногенних змін при підземному зберіганні газу?

7. Які елементи кріплення свердловини підлягають контролю?

8. Назвіть основні шляхи втрат газу при підземному зберіганні.

9. На які групи діляться підземні сховища газу за гідрогеологічними умовами?

10. Назвіть основні технологічні проблеми підземного зберігання газу.

11. Які основні методи контролю витоків та міграції газу?

12. Які матеріали використовують для тампонування свердловин?

13. Які способи тампонування свердловин?

14. Наведіть класифікацію параметрів розчину і тампонажного каменю.

15. Які критерії якості тампонажних матеріалів?

## Розділ 5. Технологічні особливості та техногенні зміни при підземному зберіганні газу

---

*16. Назвіть технологічні процеси, які сприяють руйнуванню елементів кріплення свердловин та втрати ними герметичності.*

*17. Які напрямки відновлення герметичності кріплення свердловин?*

*18. Які критерії кольматування порожнистого середовища та розколин?*

*19. Наведіть перелік зовнішніх і внутрішніх властивостей тампонажного матеріалу.*

*20. На яких елементах базується оцінка якості тампонажного матеріалу?*

*21. Які особливості експлуатації підземних сховищ газу?*

*22. Яким умовам повинен відповідати пласт-колектор?*

*23. Назвіть основні технологічні чинники, які впливають на формування штучного газового покладу.*

## РОЗДІЛ 6. ГАЗОНАПОВНЮВАЛЬНІ СТАНЦІЇ ЗРІДЖЕНИХ НАФТОВИХ ГАЗІВ

---

### *6.1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ*

Газонаповнювальні станції (ГНС) є підприємствами, призначеними для прийому, зберігання і відпуску споживачам зріджених нафтових газів (ЗНГ), які поступають залізничним, водним транспортом або трубопроводом із підприємств, що добувають газ, або зі сховищ газу.

Як правило, ГНС розташовуються поза межею території міст, селищ та інших населених пунктів. Територія ГНС поділяється на виробничу і допоміжну.

*У виробничій зоні розташовані:*

- залізнична колія з естакадою і зливними пристроями для зливання ЗНГ із залізничних цистерн у резервуари;
- резервуарний парк;
- технологічні відділення – насосно–компресорні, наповнювальні, відділення зливу невиваруваних залишків із балона, навантажувально–розвантажувальний майданчик;
- внутрішньомайданчикові трубопроводи;
- колонки для наповнювання і зливу автоцистерн;
- автовага;
- випарювальні установки.

*У допоміжній зоні розташовані:*

- споруди адміністративно-господарські, лабораторії, котельні, механічні майстерні;
- трансформаторна підстанція;
- майданчик для відкритої стоянки автомашин;
- резервуари для запасу води;
- водонапірна башта.

Резервуари, призначені для прийому і зберігання ЗНГ, виготовляються відповідно до вимог БНП 2.04.08-87; у табл. 6.1 наведено технічні характеристики циліндричних горизонтальних резервуарів, які застосовуються в ГНС.

У табл. 6.2 наведено характеристики сферичних резервуарів для зберігання ЗНГ.

Обв'язка резервуарів має забезпечувати можливість роздільного прийому і зберігання в резервуарному парку газу з різним складом.

Місткість резервуарного парку слід визначати залежно від добової продуктивності ГНС, ступеня заповнення резервуарів і кількості зарезервованого для зберігання зрідженого газу, яка визначається залежно від розрахункового часу роботи ГНС без надходження газу (t):

$$t = \frac{L}{V} + t_1 + t_2, \quad (6.1)$$

де t – розрахунковий час роботи ГНС без надходження газу, діб;

L – відстань від заводу–постачальника зріджених газів до ГНС, км;

V – нормативна добова швидкість доставки вантажу повагонного відправлення, км/добу (V = 330 км/добу);

t<sub>1</sub> – час, витрачений на операції, пов'язані з відправленням і прибуттям вантажу (t<sub>1</sub> = 1 добу);

t<sub>2</sub> – час, на який слід завбачати експлуатаційний запас ЗНГ (t<sub>2</sub> = 3 – 5 діб).

Як правило, установка резервуарів на ГНС – надземна з нахилом 0,002 – 0,003 в сторону зливного патрубку. Надземні резервуари розташовують в групі згідно БНП.

Відстань між надземними резервуарами в групі має бути рівною діаметру більшого суміжного резервуара, але не менше 2 метрів. Відстань між рядами надземних резервуарів, розміщених у два і більше рядів, приймається рівною довжині найбільшого резервуара, але не менше 10 метрів. Для кожної групи резервуарів по периметру повинно бути замкнене обвалування або огорожувальна стінка з вогнетривкого матеріалу висотою не менше 1м, розраховані на 85 % місткості групи резервуарів. Відстань від резервуара до підшви обвалування має бути рівною половині діаметра найближчого резервуару, але не менше одного метра.

Таблиця 6.1  
Характеристика горизонтальних циліндричних резервуарів для зберігання пропану і бутану

| Показники  | Пропан |       |        |        |        |       | Бутан  |        |        |  |
|--|--------|-------|--------|--------|--------|-------|--------|--------|--------|--|
|  | ПС-25  | ПС-50 | ПС-100 | ПС-160 | ПС-200 | БС-50 | БС-100 | БС-160 | БС-200 |  |
| 1  | 2      | 3     | 4      | 5      | 6      | 7     | 8      | 9      | 10     |  |
| Ємність, м <sup>3</sup>  | 25     | 50    | 100    | 160    | 200    | 50    | 100    | 160    | 200    |  |
| номінальна   | 25,2   | 49,4  | 99,9   | 162,4  | 202,3  | 49,3  | 99,8   | 162,2  | 202,4  |  |
| дійсна   | 20,8   | 41,5  | 82,6   | 133,0  | 166,0  | 41,5  | 82,6   | 133,0  | 166,0  |  |
| корисна  | 2000   | 2400  | 3000   | 3400   | 3400   | 2400  | 3000   | 3400   | 3400   |  |
| Внутрішній діаметр, мм   | 8332   | 11356 | 14684  | 18512  | 22912  | 11324 | 14652  | 18480  | 22880  |  |
| Загальна довжина, мм   | 1550   | 1860  | 2320   | 2640   | 2640   | 1860  | 2320   | 2640   | 2640   |  |
| Найбільша висота наливу, мм  | 1,8    | 1,8   | 1,8    | 1,8    | 1,8    | 0,7   | 0,7    | 0,7    | 0,7    |  |
| Найбільший робочий тиск при температурі не більше 50 °С, МПа   | 20/24  | 20/26 | 30/32  | 34/36  | 34/36  | 10/12 | 12/16  | 12/20  | 12/20  |  |
| Товщина стінки корпусу СТ 3/16 Гс, мм  | 80     | 80    | 100    | 150    | 150    | 80    | 100    | 150    | 150    |  |
| Умовний діаметр штуцера, мм для прийому продуктів  | 100    | 100   | 150    | 200    | 200    | 150   | 150    | 200    | 200    |  |
| для відпуску продуктів   | 10700  | 18500 | 34000  | 56550  | 69350  | 9750  | 16950  | 28050  | 34150  |  |
| Загальна маса резервуару, із сталі Ст-3кг, Витрата сталі, на 1м <sup>3</sup> корисної ємності, Ст-3 (кг/м <sup>3</sup> ) | 514,4  | 433,3 | 411,6  | 425,9  | 417,7  | 235   | 205,2  | 210,9  | 205,7  |  |



Таблиця 6.2  
Характеристика сферичних резервуарів для зберігання зріджених газів.

| Показники                             | Умовний об'єм, м <sup>3</sup> |       |       |              |        |        |        |          |            |               |               |       |
|---------------------------------------|-------------------------------|-------|-------|--------------|--------|--------|--------|----------|------------|---------------|---------------|-------|
|                                       | 300                           | 600   | 600   | 600          | 600    | 600    | 900    | 2000     | 2000       | 4000          | 4000          | 7000  |
| Геометричний об'єм, м <sup>3</sup>    | 381                           | 606   | 606   | 606          | 606    | 606    | 905    | 2145     | 2145       | 4189          | 4189          | 7232  |
| Корисна ємність, м <sup>3</sup>       | 343                           | 545,4 | 515,1 | 606          | 515,1  | 796,2  | 1930,5 | 1823,20, | 3770,6     | 3560,3        | 6575          |       |
| Розрахунковий тиск, МПа               | 0,6                           | 0,25  | 0,6   | 1,0          | 1,8    | 1,8    | 1,8    | 0,25     | 0,25       | 0,6           | 0,6           | 0,6   |
| Внутрішній діаметр, м                 | 9                             | 10,5  | 10,5  | 10,5         | 10,5   | 12     | 16     | 16       | 20         | 20            | 20            | 24    |
| Загальна маса сталевих конструкцій, т | 25                            | 34    | 45    | 62           | 96     | 140    | 104    | 143      | 183        | 285           | 285           |       |
| Товщина оболонки, мм                  | 12                            | 14    | 14    | 22           | 34     | 38     | 16     | 22       | 18         | 28            | 28            | 32    |
| Назва продукту                        | Бутан-бутілен                 | Бутан | Бутан | Інертний газ | Пропан | Пропан | Пропан | Бутан    | ізо-Пентан | Бутан-бутілен | Бутан-бутілен | Бутан |

## Розділ 6. Газонаповнювальні станції зріджених нафтових газів

Кількість резервуарів для зберігання ЗНГ на ГНС визначається за формулою:

$$n = \frac{V}{v_r K}, \quad (6.2)$$

де  $V$  – запас зрідженого газу на ГНС,  $\text{м}^3$  ;

$v_r$  – геометрична ємність одного резервуару,  $\text{м}^3$ ;

$K$  – норма заповнення резервуарів (для пропану  $K = 0,85$ ; для бутану  $K = 0,9$ ).

Резервуари вибираємо завдяки порівнянню техніко-економічних показників трьох варіантів.

Одним з основних показників можна прийняти масу металу резервуару (табл.6.1).

При виборі резервуарів можна використовувати такі критерії:

| Ємність резервуарів, $\text{м}^3$ | Об'єм зберігання ГНС, $\text{м}^3$ |
|-----------------------------------|------------------------------------|
| 25; 50; 100;                      | вище 50 до 200                     |
| 50; 100; 160;                     | вище 200 до 500                    |
| 100; 160; 200                     | вище 500 до 2000                   |
| Те саме                           | вище 2000 до 8000                  |

Переміщення рідкої і парової фаз ЗНГ по комунікаціях ГНС здійснюється насосами та компресорами, спеціально призначеними або придатними для цієї мети.

Насоси і компресори розташовують у закритих опалюваних приміщеннях. У випадку, коли кліматичні умови дають змогу забезпечити нормальну роботу встановленого устаткування і обслуговуючого персоналу, допускається розташування насосів і компресорів на відкритих майданчиках під навісом із вогнетривких матеріалів на фундаментах. При установці в один ряд насосів і компресорів передбачають:

- ширина основного проходу обслуговування – не менше 1,5 м;
- відстань між насосами – не менша 0,8 м;
- відстань між компресорами – не менша 1,5 м;

## Розділ 6. Газонаповнювальні станції зріджених нафтових газів

– відстань від насосів і компресорів до стін приміщення – не менша 1 м.

На нагнітальних патрубках насосів і компресорів встановлюються зворотні клапани. Перед насосами встановлюють фільтри з продувними свічками, за насосами на напірних трубопроводах – продувні свічки. На всмоктувальних лініях компресорів встановлюють конденсатозбірники з дренажними пристроями. На ГНС широке застосування одержали насоси типу С-5, ХГВ і компресори типу АВ і АУ. Характеристики насосів і компресорів наведені в табл. 6.3 і 6.5.

Таблиця 6.3.

Технічна характеристика насосів для перекачування ЗНГ

| Марка           | Подача,<br>м <sup>3</sup> /год | Напір, м | Кількість<br>ступенів | Потужність<br>електро-<br>двигуна,<br>кВт | Частота<br>обертання,<br>хв. <sup>-2</sup> |
|-----------------|--------------------------------|----------|-----------------------|---|--|
| 1               | 2                              | 3        | 4                     | 5   | 6  |
| С-5/200         | 5                              | 180      | 8                     | 8   | 1450                                       |
| С-5/140М        | 5                              | 140      | 8                     | 8   | 1450                                       |
| С-5/140         | 5                              | 143      | 1                     | 8   | 2950                                       |
| 2ХГВ-6Х2А-4,5-4 | 16 – 24                        | 40 – 50  | 2                     | 4,5                                       | 2770                                       |
| 3ХГВ-6А-7-4     | 25 – 40                        | 40       | 1                     | 7   | 2850                                       |
| 3ХГВ-7Х2А-20-4  | 15 – 30                        | 90 – 100 | 2                     | 20  | 2900                                       |
| 4ХГВ-7Х2А-28-4  | 90                             | 143      | 2                     | 28  | 2900                                       |
| 4ХГВ-6А-40-4    | 60 – 10                        | 70 – 80  | 1                     | 40  | 2910                                       |
| 3ХГВ-7Х2А-10-4  | 12 – 30                        | 90       | 2                     | 10  | 2400                                       |

**Примітка.** Марка насосів розшифровується так:

С – насос для зріджених газів;

5 – подача, м<sup>3</sup>/год;

140 – напір, м, (С-5/140).

Марка насоса типу ХГВ розшифровується так:

перша цифра – діаметр всмоктуючого патрубка в дюймах;

Х – хімічний;

Г – герметичний;

*В* – вертикальний; наступна цифра вказує питому швидкохідність, зменшену в 10 разів;

*наступна цифра вказує кількість коліс (2 – двоколісний);*

*буква А* – вуглецева сталь;

*наступні цифри вказують на потужність насоса;*

*остання цифра вказує на конструктивні особливості насоса для ЗНГ.*

Однією з основних операцій на ГНС є наповнення балонів ЗНГ. Балони мають бути справними, випробуваними і не мати невиварених залишків. Балони з невивареними залишками направляються у зливне відділення для зливання, яке звичайно розташовується поряд із наповнювальним відділенням. Зливне відділення повинно забезпечити зливання 10–15 % балонів, що наповнюються за добу.

Контроль наповнення балонів здійснюється по вазі.

Автоматичне наповнення балонів здійснюється на карусельному газонаповнювальному апараті, який є платформою, що обертається; на ній встановлені вагові автоматичні пристрої. Основний елемент карусельного агрегату – автоматична вагова установка, кількість таких установок можна змінювати залежно від продуктивності. У табл. 6.4 наведено технічну характеристику апаратів.

При наповненні балона вісь стрілки вагів повертається на кут, пропорційний масі газу, який надходить у балон. При досягненні маси заданої величини спрацьовує чутливий елемент, передаючи імпульс відсікачу припинення подачі газу.

## **6.2. Розрахунки процесу зберігання та відпуску газу**

*Добова пропускна здатність ГНС визначається за формулою:*

$$q_{\text{добу}} = \frac{Q_p}{253 \rho_{\text{ж}}}, \quad (6.3)$$

де  $Q_p$  – річна продуктивність ГНС. тис. т/рік;

$\rho_{\text{ж}}$  – густина рідкої фази, кг/м<sup>3</sup> при температурі газу  $T_r$ .

При використанні завбаченої по ДСТУ 20448-90 "Гази вуглеводневі зріджені, паливні для комунально-побутового споживання" марки газу слід підставляти в формулу значення густини суміші:

$$\rho_{ж} = \frac{\rho_1 \cdot V_1 + \rho_2 \cdot V_2}{100}, \quad (6.4)$$

де  $\rho_1, \rho_2$  – густина компонентів суміші, кг/м<sup>3</sup>;  
 $V_1, V_2$  – вміст компонентів, об. %.

Таблиця 6.4.

Технічна характеристика карусельних газонаповнювальних апаратів

| Параметри  | Одиниці виміру    | КГА-МГП-2                                    | КГА-МГП-5                                   |
|--|-------------------|--|---|
| 1  | 2                 | 3  | 4   |
| Продуктивність при місткості балонів:<br>50 л            |                   | 350  | 350   |
| Кількість вагових пристроїв на платформі, що обертається | бал./год          | 20   | 20  |
| Тип приводу  |                   | зубчатий центральний                         | фрикційний боковий                          |
| Потужність електродвигуна:                               |                   |  |   |
| приводу агрегату   | кВт               | 1,7  | 1,7   |
| Робочий тиск газу  | МПа               | 1,6  | 1,6   |
| Діаметр корпусу  | м                 | 6  | 6   |
| Маса агрегату  | кг                | 6300   | 5400  |
| Частота обертання каруселі                               | хв. <sup>-1</sup> | 0,096; 0,16;<br>0,0125; 0,24;<br>0,29; 0,344 | 0,096; 0,16;<br>0,125; 0,24;<br>0,29; 0,344 |
| Потужність електродвигуна приводного рольгангу           | кВт               | 1,0  | 1,0   |
| Спосіб приєднання до запірною пристрою                   |                   | струбцина                                    | струбцина                                   |

Продовження табл.6.4

|  |                   |                  |               |
|--|-------------------|------------------|---------------|
| Довжина конвеєра для подачі і прибирання балонів |                   | напівавтоматична | напівавтомати |
| Ширина конвеєра                                  |                   | 70               | 70            |
| Потужність електродвигуна приводу конвеєра       |                   | 0,4              | 0,4           |
| Швидкість руху конвеєра                          | м                 | 4,5              | 4,5           |
| Кількість операторів, при заповненні балонів:    | м                 | 1; 16; 2; 3      | 1; 15; 2; 3   |
| – з кутовим вентилям                             | кВт               |                  |               |
| – з клапаном КБ-1 (КБ-2)                         | хв. <sup>-1</sup> | 2                | 2             |
|  |                   | –                | –             |

Таблиця 6.5.

Технічна характеристика компресорів

| Параметри                                 | Одиниця виміру      | Тип компресора |        |        |
|---|---------------------|----------------|--------|--------|
|   |                     | АВ-75          | АВ-100 | АУ-200 |
| 1   | 2                   | 3              | 4      | 5      |
| Номінальна холодопродуктивність           | кВт                 | 60,5           | 116,3  | 232,6  |
| Діаметр циліндра                          | мм                  | 150            | 150    | 150    |
| Хід поршня                                | мм                  | 140            | 130    | 130    |
| Кількість циліндрів                       | шт.                 | 2              | 2      | 4      |
| Номінальна частота обертання              | хв. <sup>-1</sup>   | 970            | 980    | 980    |
| Потужність на валу компресора (не більше) | кВт                 | 16,5           | 33     | 65     |
| Годинний об'єм                            | м <sup>3</sup> /год | 143            | 264    | 528    |
| Маса компресора                           | кг                  | 1050           | 800    | 1290   |
| Допустимий тиск:                          |                     |                |        |        |
| –всмоктування                             | МПа                 | 1              | 1      | 1      |
| –нагнітання                               | МПа                 | 1,6            | 1,6    | 1,6    |

## Розділ 6. Газонаповнювальні станції зріджених нафтових газів

Необхідна ємність ГНС, м<sup>3</sup>, визначається за формулою:

$$V = q_{\text{добу}} + t \cdot q_{\text{добу}}. \quad (6.5)$$

Металовитрати за обраними трьома типами резервуарів визначаються за формулою:

$$G = g \cdot n, \quad (6.6)$$

де  $g$  – вага резервуару, т.

За мінімальними металозатратами здійснюють вибір резервуару.

Кількість постів для наповнення балонів визначається за ваговою кількістю газу з річної продуктивності ГНС, що відпускається в балони.

$$m_{\text{н}} = \frac{Q_{\text{г}} \cdot 10^3 \cdot \tau_{\text{н}}}{253 \cdot T \cdot q_{\text{б}}}, \quad (6.7)$$

де  $\tau_{\text{н}}$  – тривалість наповнення балонів,  $\tau_{\text{н}} = 4 - 5$  хв;

$T$  – тривалість роботи ГНС, При однозмінній роботі  $T = 480$  хв, при двозмінній роботі  $T = 960$  хв;

$g_{\text{б}}$  – маса газу в балоні. Для балона об'ємом 50л  $g_{\text{б}} = 21$  кг.

Кількість постів для зливання залишків із балонів:

$$m_{\text{зл.}} = \frac{\alpha \cdot \tau_{\text{зл.}}}{T_{\text{зл.}}}, \quad (6.8)$$

де  $\alpha$  – кількість балонів для зливання протягом доби;

$\tau_{\text{зл.}}$  – тривалість зливання одного балона  $\tau_{\text{зл.}} = 10 - 15$  хв;

$T_{\text{зл.}}$  – час роботи зливної установки  $T_{\text{зл.}} = 480$  хв.

$$\alpha = \frac{0,15 \cdot Q_{\text{г}} \cdot 10^3}{253 \cdot g_{\text{б}}}. \quad (6.9)$$

### **6.2.1. Гідравлічні розрахунки трубопроводів**

#### **Гідравлічний розрахунок трубопроводу рідкої фази**

Розрахунок виконують згідно з БНП 2.04.08–87 "Газопостачання".

*Падіння тиску в трубопроводах* рідкої фази ЗНГ, Па, визначається за формулою:

$$H = 50 \cdot \frac{\lambda \cdot l \cdot W^2 \cdot \rho}{d}, \quad (6.10)$$

де  $\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору;

$l$  – довжина газопроводу, м;

$W$  – середня швидкість руху зріджених газів, м/с; (для всмоктуючих трубопроводів не більше 1,2 м/с, для напірних – не більше 3 м/с);

$\rho$  – густина рідкої фази, кг/м<sup>3</sup>;

$d$  – внутрішній діаметр газопроводу, см.

*Коефіцієнт гідравлічного опору* згідно БНП 2.04.08–87 визначається по формулі:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left( \frac{n}{d} + \frac{68}{\text{Re}} \right)^{0,25}, \quad (6.11)$$

де  $n$  – еквівалентна абсолютна шорсткість внутрішньої стінки труби, см (для сталевих труб  $n = 0,01$ ; для поліетиленових  $n = 0,005$ );

$\text{Re}$  – число Рейнольдса.

$$\text{Re} = 0.0354 \cdot \frac{Q}{d \cdot \nu}, \quad (6.12)$$

де  $\nu$  – кінематична в'язкість газу, м<sup>2</sup>/с, при  $T=273$  К і  $P=0,1018$  МПа;

$Q$  – розхід газу, м<sup>3</sup>/год, при  $T = 273$ К і  $P = 0,1013$  МПа;

$d$  – внутрішній діаметр газопроводу, см.



**Гідравлічний розрахунок газопроводів низького тиску  
(до 5 кПа)**

Падіння тиску в газопроводах низького тиску визначають залежно від режиму руху газу по газопроводу за формулою 6.13.

Залежно від  $Re$  падіння тиску,  $\Delta P$ , визначається:

– для ламінарного режиму газу при  $Re < 2000$

$$H = 1,132 \cdot 10^6 \cdot \frac{Q}{d^4} \cdot \nu \cdot \rho \cdot l; \quad (6.13)$$

– для критичного режиму при  $Re = 2000 - 4000$

$$H = 0,516 \cdot \frac{Q^{3,333}}{d^{5,333} \cdot \nu^{0,333}} \cdot \rho \cdot l; \quad (6.14)$$

– для турбулентного режиму газу при  $Re > 4000$

$$H = 69 \cdot \left( \frac{n}{d} + 1922 \cdot \frac{\nu \cdot d}{Q} \right) \cdot \frac{Q^2}{d^5} \cdot \rho \cdot l. \quad (6.15)$$

**Гідравлічний розрахунок газопроводів середнього (5 – 300 кПа) і  
високого (0,3 – 0,6 МПа; 0,6 – 1,6 МПа) тисків**

Розрахунок у діапазоні турбулентного режиму руху газу виконують за формулою:

$$P_2^2 = P_1^2 - \left[ 1,4 \cdot 10^{-5} \cdot \left( \frac{n}{d} + 1922 \cdot \frac{\nu \cdot d}{Q} \right)^{0,25} \cdot \frac{Q^2}{d^5} \cdot \rho \right] \cdot l, \quad (6.16)$$

де  $P_1$  і  $P_2$  – абсолютні тиски газу на початку і в кінці газопроводу, МПа;

$l$  – розрахункова довжина газопроводу постійного діаметра, м;

$$l = l_1 + \sum \xi l_e, \quad (6.17)$$

## Розділ 6. Газонаповнювальні станції зріджених нафтових газів

де  $l_l$  – дійсна довжина газопроводу, м;

$\sum \xi$  – сума коефіцієнтів місцевих опорів ділянки газопроводу довжиною  $l$ ;

$l_e$  – еквівалентна довжина прямолінійної ділянки газопроводу, м.

Для всього діапазону турбулентного руху

$$l_e = \frac{d}{11 \cdot \left( \frac{n}{d} + 1922 \cdot \frac{v \cdot d}{Q} \right)^{0,25}}. \quad (6.18)$$

### ***Підбір запобіжного клапана для резервуару парку зберігання***

Пропускна здатність клапана, кг/год, визначається за формулою:

$$\varphi = 1000 \cdot D \cdot \left( L + \frac{D}{2} \right), \quad (6.19)$$

де  $L$  – повна довжина резервуару, м;

$D$  – діаметр резервуару, м.

Робочий переріз клапана визначається за формулою:

$$F = \frac{\varphi}{2200 \cdot P \cdot \sqrt{\frac{M}{T}}}, \quad (6.20)$$

де  $P$  – тиск парів газу в резервуарі, МПа, ( $P = 1,15 \cdot P_{\text{роб.}}$ );

$M$  – молекулярна маса парів газу, кг/моль;

$T$  – температура парів, К.

Діаметр клапана визначається за формулою:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot F}{\pi}}. \quad (6.21)$$

### 6.2.2. Розрахунки процесу зливання газу

1. *Визначення кількості цистерн, які підлягають зливанню за добу:*

$$n_{\text{ж}} = \frac{G_{\text{Г}} \cdot K_{\text{ж}}}{253 \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot V_{\text{ж}}}, \quad (6.22)$$

де  $G_{\text{Г}}$  – річна продуктивність БЗГ, кг;

$K_{\text{ж}}$  – коефіцієнт нерівномірності надходження вантажу (приймається рівним 2–3 при використанні компресорів і 1,2–1,5 – при використанні теплообмінників);

$V_{\text{ж}}$  – корисний об'єм залізничної цистерни, м<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{ж}}$  – густина рідкої фази, кг/м<sup>3</sup>.

2. *Час зливання газу з однієї цистерни (має бути менше двох годин)*

$$\tau = \frac{V_{\text{ж}} \cdot T}{q_{\text{добу}} \cdot K_{\text{з}}}, \quad (6.23)$$

де  $T$  – час роботи ГНС, год;

$q_{\text{добу}}$  – витрата газу, м<sup>3</sup>/добу;

$K_{\text{з}}$  – коефіцієнт нерівномірності заповнення ( $K_{\text{з}} = 1,5$ ).

3. *Необхідна кількість резервуарів для зливання газу за 1 добу*

$$n_{\text{р}} = \frac{G_{\text{Г}}}{N \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot V_{\text{к}}}, \quad (6.24)$$

де  $N$  – кількість робочих днів на рік (приймаємо  $N = 253$ );

$V_{\text{к}}$  – корисний об'єм резервуару, м<sup>3</sup>.

4. *Розхід парів на операцію зливання газу.*

4.1. *Розхід на наддування*

$$G_{\text{н}} = V_{\text{пар.}} \cdot (\rho_{\text{к}} - \rho_{\text{н}}), \quad (6.25)$$

де  $V_{\text{пар.}}$  – об'єм парового простору резервуару, м<sup>3</sup>

$$V_{\text{пар.}} = V_{\text{геом.}} - V_{\text{кор.}};$$

де  $V_{\text{геом.}}$  – геометричний об'єм резервуару;

$\rho_k$  і  $\rho_n$  – густина парів зрідженого газу в кінці зливання і на початку нагнітання, кг/м<sup>3</sup>.

4.2. Розхід парів на заповнення об'єму резервуару, раніше зайнятого рідиною

$$G_3 = \Delta V_{\text{ж}} \cdot \rho_k, \quad (6.26)$$

де  $\Delta V_{\text{ж}}$  – об'єм зливої рідини, м<sup>3</sup> ( $\Delta V_{\text{ж}} = V_{\text{кор.}}$ ).

4.3 Кількість парів, які конденсуються на поверхні рідини

$$G_{\text{к.ж.}} = K \cdot F_{\text{дз}} \cdot \Delta P \cdot \sqrt{\tau}, \quad (6.27)$$

де  $K$  – коефіцієнт, який залежить від вуглеводневого складу газу (приймається рівним 300–500).

$$\Delta P = P_{\text{пр.т.к.п.}} - P_{\text{пр.т.п.п.}}$$

(к.п. – кінцева пара, п.п. – початкова пара);

$\tau$  – час зливання, год, (має бути менше двох годин);

$F_3$  – площа дзеркала рідини, м<sup>2</sup>

$$F_{\text{дз}} = D_{\text{ц}} \cdot L, \quad (6.28)$$

де  $D_{\text{ц}}$  – діаметр цистерни, м;

$L$  – довжина цистерни, м.

4.4. Кількість парів, які конденсуються на металевій поверхні резервуара:

$$G_{\text{к.м.}} = \frac{\alpha_2 \cdot (T_{\text{пр}} - T_{\text{с}}) \cdot F_{\text{п}} \cdot \tau}{L_{\text{т}} + C_{\text{п}} \cdot (T_{\text{пр}} - T_{\text{нас.}})}, \quad (6.29)$$

де  $\alpha_2$  – коефіцієнт теплопередачі, Вт/(м<sup>2</sup>·К);

$T_{\text{пр.}}$ ,  $T_{\text{нас.}}$  – температура перегрітого газу і насичення, К;

$T_{\text{с}}$  – температура стінки, резервуару, К;

$F_n$  – площа теплопередаючої поверхні резервуару, м<sup>2</sup>;

$L_m$  – прихована теплота пароутворення, кДж/кг·К.

Коефіцієнт теплопередачі від пари для стінки резервуару

$$\alpha_2 = \frac{N_{II} \cdot \lambda_{II}}{d_H}, \quad (6.30)$$

де  $\lambda_n$  – коефіцієнт теплопровідності парової фази, Вт(м·К);  
 $d_H$  – діаметр резервуару, м.  
 Критерій Нуссельта визначаємо

$$N_{II} = 0,728 \cdot \left[ \frac{D_z \cdot \rho_{жс} \cdot (\rho_{жс} - \rho_n)}{\mu_n \cdot \lambda_n \cdot \Delta T} \times (L_m + 0,68 \cdot C_n \cdot \Delta T) \right]^{0,25}, \quad (6.31)$$

де  $D$  – зовнішній діаметр резервуару, м;  
 $\rho_{жс}, \rho_n$  – густина рідини і парової фази, кг/м<sup>3</sup>;  
 $\mu_n$  – динамічна в'язкість парової фази, Па·с;  
 $\Delta T$  – перепад температур між парою і стінкою, К.  
 $(\Delta T = T_{II} - T_c)$ .

4.5. *Загальний розхід парів* на проведення операції зливання:

$$G_{заг.} = G_H + G_3 + G_{кж} + G_{км}. \quad (6.32)$$

4.6. *Загальний щогодинний розхід становить*

$$G_{заг.год} = \frac{G_{заг.}}{\tau}. \quad (6.33)$$

За значенням  $G_{заг.год}$  підбирають компресори і визначають їх кількість:

$$n = \frac{G_{заг.год}}{G}, \quad (6.34)$$

де  $G$  – годинна подача компресора (випарювача), м<sup>3</sup>/год.

4.7. *Годинна подача* випарювача визначається

$$G = \frac{K \cdot F \cdot (T_T - T_r)}{L_T + C_p \cdot \Delta T} \quad (6.35)$$

де  $K$  – коефіцієнт теплопередачі, Вт/м<sup>2</sup>·К (для зміювиків і трубчатих випарювачів із водяним теплоносієм  $K=464 \div 580$ , а з паровим  $K=232 \div 290$ );

$T_m$  – температура теплоносія, К ( $T_T = 343$ К);

$\Delta T$  – перегрів парів пропану, К ( $T = 6$ К);

$F$  – поверхня теплообміну випарювача, м<sup>2</sup>;

$C_p$  – теплоємність парів пропану, кДж/(кг·К).

За значенням  $G$  підбирають кількість випарювачів.

### 6.2.3. Розрахунки процесу наповнення

1. *Витрата газу для трубопроводу наповнювального відділення, м<sup>3</sup>/с*

$$g_{\text{б}} = \frac{n_{\text{к}} \cdot V_{\text{б}}}{3600 \cdot K} \quad (6.36)$$

де  $n_{\text{к}}$  – продуктивність каруселі, бал./год;

$V_{\text{б}}$  – об'єм балона, м<sup>3</sup>;

$K$  – коефіцієнт, який ураховує відношення часу оберту каруселі до часу наповнення ( $K = 0,7 \div 0,8$ ).

2. *Витрата газу для трубопроводу рідкої фази до колонок наповнення автоцистерн, м<sup>3</sup>/с*

$$q_{\text{ац}} = \frac{n_{\text{ц}} \cdot V_{\text{ац}}}{3600 \cdot \tau} \quad (6.37)$$

де  $n_{\text{ц}}$  – кількість одночасно заправлених цистерн;

$V_{\text{ац}}$  – корисний об'єм автоцистерни, м<sup>3</sup>;

$\tau$  – час наповнення автоцистерни, год.

3. *Розхід газу від залізничної естакади до резервуару, м<sup>3</sup>/год*

$$q_{\text{рез}} = \frac{n_{\text{ц}} \cdot V_{\text{з.е.}}}{3600 \cdot \tau}, \quad (6.38)$$

де  $n_{\text{ц}}$  – кількість одночасно зливаючих цистерн;

$V_{\text{з.е.}}$  – корисний об'єм цистерни, м<sup>3</sup>;

$\tau$  – мінімальний час зливу однієї цистерни, год.

4. *Внутрішній діаметр трубопроводу рідкої фази від естакади до резервуару, м*

$$d = \sqrt{\frac{1,27 \cdot G}{W}}, \quad (6.39)$$

де  $G$  – максимальна витрата газу, м<sup>3</sup>/с;

$W$  – швидкість рідкої фази в напірному трубопроводі, м/с (приймають не вище 3 м/с).

5. *Кількість газороздавальних колонок для заправлення автоцистерн*

$$n = \frac{q_{\text{добу}}}{q_{\text{к}} \cdot K \cdot \tau}, \quad (6.40)$$

де  $q_{\text{добу}}$  – добова реалізація, т;

$q_{\text{к}}$  – продуктивність колонки, т/год;

$K$  – коефіцієнт використання автоколонки;

$\tau$  – час роботи колонки, год/добу.

### **Приклад 6.1.**

Розрахувати ємність ГНС, підібрати резервуари, запобіжні клапани до них, кількість зливально-наливних постів при таких вихідних даних:

річна продуктивність ГНС  $Q_p = 30 \cdot 10^3$  т;

газ – ЗПБТ;

густина пропану  $\rho_{\text{п}} = 596$  кг/м<sup>3</sup>;

густина бутану  $\rho_{\text{б}} = 521$  кг/м<sup>3</sup>;

вміст пропану і бутану в суміші 55 % і 45% відповідно;

відстань до заводу-постачальника  $L = 300$ км;

робота ГНС – двозмінна;

робочий тиск  $P_p = 1,6$  МПа;  $\tau = 16$  годин.

## Розділ 6. Газонаповнювальні станції зріджених нафтових газів

За формулою 6.1 визначаємо розрахунковий час роботи ГНС без надходження газу

$$t = \frac{300}{330} + 1 + 4 = 5,9.$$

Приймаємо 6 діб.

По формулі 6.4 визначаємо густину суміші газів, кг/м<sup>3</sup>

$$\rho_{\text{ж}} = \frac{596 \cdot 55 + 521 \cdot 45}{100} = 562 \text{ кг/м}^3.$$

Добова пропускна здатність визначається за формулою 6.3

$$q_{\text{добу}} = \frac{30000 \cdot 10^3}{253 \cdot 562} = 210 \text{ м}^3 / \text{добу}.$$

Місткість ГНС визначаємо за формулою 6.2

$$V = 210 + 6 \cdot 210 = 1470 \text{ м}^3$$

Вибираємо резервуари відповідно до рекомендацій табл. 6.1 трьох типів: ПС-100; ПС-160; ПС-200.

Кількість резервуарів і металовитрати визначаємо за формулами 6.2 и 6.6 для вибраних типів:

*ПС-100*

$$n_1 = \frac{1470}{99,9 \cdot 0,85} = 17,3.$$

Приймаємо  $n_1 = 18$ .

$$G_1 = 34 \cdot 18 = 612 \text{ т.}$$

*ПС-160*

$$n_2 = \frac{1470}{1624 \cdot 0,85} = 10,6.$$

Приймаємо  $n_2 = 11$

$$G_2 = 56,55 \cdot 11 = 622 \text{ т.}$$

*ПС-200*

$$n_3 = \frac{1470}{2023 \cdot 0,85} = 8,5.$$

Приймаємо  $n_3 = 9$

$$G_3 = 69,35 \cdot 9 = 624 \text{ т.}$$

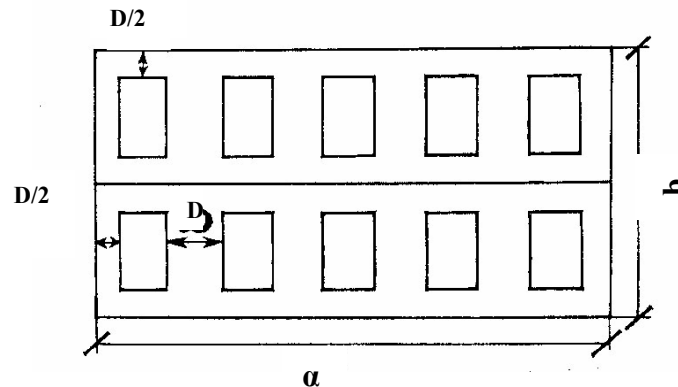
За мінімальними металозатратами необхідно прийняти резервуари ПС-100, але з урахуванням їх кількості порівняно з ПС-200, невеликої різниці в металозатратах і експлуатаційних витрат приймаємо ПС-200 у кількості 9 резервуарів.



## Розділ 6. Газонаповнювальні станції зріджених нафтових газів

Розміри обвалування визначаємо відповідно до вимог БНП. Розміщуємо резервуари в двох групах по  $1000\text{м}^3$  кожна.

Згідно табл. 6.1 діаметр і довжина резервуара ПС-200 становлять  $D = 3,4\text{ м}$ ,  $L = 22,9\text{ м}$ .



$$a = 2 \cdot 0,5D + 9D = 2 \cdot 0,5 \cdot 3,4 + 9 \cdot 3,4 = 34\text{ м};$$

$$b = 4 \cdot 0,5D + 2L = 4 \cdot 0,5 \cdot 3,4 + 2 \cdot 22,9 = 52,6\text{ м}.$$

$$\text{Об'єм обвалування } V_{\text{обв.}} = a \cdot b \cdot h,$$

де  $h > 1\text{ м}$

$$V_{\text{обв.}} > V \cdot 0,85;$$

$$V_{\text{обв.}} = 34 \cdot 52,6 \cdot 1 = 1788,4\text{ м}^3;$$

$$1788,4 > 1470 \cdot 0,85;$$

Пропускна здатність запобіжного клапана визначається за формулою 6.20

$$\varphi = 1000 \cdot 3,4 \cdot \left( 22,9 + \frac{3,4}{2} \right) = 83640\text{ кг/год.}$$

Робочий переріз визначаємо за формулою 6.21 при

$$P = 1,15 \times 1,6 = 1,84\text{ МПа}$$

$$F = \frac{83640}{2200 \cdot 1,84 \sqrt{\frac{44,017}{278}}} = 51,9\text{ см}^2.$$

Діаметр клапана визначаємо за формулою 6.22

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot 51,9}{3,14}} = 8,13 \text{ см.}$$

Підбираємо скидальний запобіжний пружинний клапан СППК 4Р-100, пружина № 124, межі настройки 0,95 – 2 МПа.

Кількість зливно-наливних постів визначаємо за формулами 6.7; 6.8 і 6.9.

$$m_{\text{н}} = \frac{20000 \cdot 10^3 \cdot 5}{253 \cdot 960 \cdot 21} = 19,6.$$

Приймаємо 20 постів

$$\alpha = \frac{0,15 \cdot 20 \cdot 10^6}{252 \cdot 21} = 564 \text{ бал.}$$
$$m_{\text{зл.}} = \frac{564 \cdot 10}{480} = 12 \text{ постів.}$$

### **Приклад 6.2.**

Визначити діаметр газопроводу рідкої фази і втрати тиску під час її зливання за такими вихідними даними:

довжина газопроводу  $l = 150$  м;

швидкість руху  $W = 1,5$  м/с;

динамічна в'язкість рідкої фази при 273 К  $\mu = 135,3 \times 10^{-6}$  Па·с;

температура газу  $T = 273$  К; решта даних із прикладу 6.1.

Внутрішній діаметр газопроводу визначаємо за формулою 6.39:

$$q_{\text{г}} = \frac{210}{24} = 8,8 \text{ м}^3 / \text{ГОД};$$
$$q_{\text{с}} = \frac{q_{\text{г}}}{3600} = \frac{8,8}{3600} = 2,4 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3 / \text{с};$$
$$d = \sqrt{\frac{1,27 \cdot 2,4 \cdot 10^{-3}}{1,5}} = 4,5 \cdot 10^{-2} \text{ м.}$$

Приймаємо до ДСТУ трубу  $D \times \delta = 57 \times 3$  із внутрішнім діаметром 0,051 м.

Падіння тиску в трубопроводі рідкої фази визначаємо за формулою 6.10.

Значення  $\lambda$ ,  $Re$  визначаємо за формулами 6.11; 6.12:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left( \frac{0,01}{5,1} + \frac{68}{244329} \right)^{0,25} = 0,0237.$$

Кінематична в'язкість:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} = \frac{135,3 \cdot 10^{-6}}{528} = 0,25 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2 / \text{с};$$

$$Re = 0,0354 \cdot \frac{8,8}{5,1 \cdot 0,25 \cdot 10^{-6}} = 244329;$$

$$H = 50 \cdot \frac{0,0237 \cdot 150 \cdot 1,5^2 \cdot 521}{5,1} = 40856 \text{ Па}.$$

### **Приклад 6.3.**

Розрахувати тиск у кінці газопроводу парової фази високого тиску. Вихідні дані:

- тиск на початку газопроводу після компресора  $P_1 = 1,6$  МПа;
- сума коефіцієнтів місцевих опорів (раптове розширення)  $\xi = 0,04$ ;
- 2 відводи  $90^\circ$ ;  $\xi = 0,5$ ; вентиль  $\varnothing 50$ ;  $\xi = 6,9$ ;
- кінематична в'язкість газу  $\nu = 3,82 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с;
- решта даних із прикладу 6.2.

Еквівалентна довжина газопроводу визначається за формулою 6.39

$$l_e = \frac{5,1}{11 \cdot \left( \frac{0,01}{5,1} + 1922 \cdot \frac{3,82 \cdot 10^{-6} \cdot 5,1}{8,8} \right)^{0,25}} = 18,2 \text{ м}.$$

Розрахункова довжина газопроводу визначається за формулою 6.17 при  $\Sigma \xi = 0,04 + 0,5 + 6,9 = 7,44$ ;

$$l = 150 + 7,44 \cdot 18,2 = 285 \text{ м}.$$

Тиск у кінці газопроводу визначається за формулою 6.16:

$$P_2 = \sqrt{1,6^2 - \left[ 1,4 \cdot 10^{-5} \cdot \left( \frac{0,01}{5,1} + 1922 \frac{3,82 \cdot 10^{-6} \cdot 5,1}{8,8} \right) \times \sqrt{\frac{8,8^2}{5,1^5} \cdot 528} \right] \times 285} = 1,59 \text{ МПа}$$

$$\Delta P = 1,6 - 1,59 = 0,01 \text{ МПа.}$$

**Приклад 6.4.**

Розрахувати процес зливання газу із залізничної цистерни при таких вихідних даних:

корисний об'єм цистерни  $V_{з.к} \leq 45,2 \text{ м}^3$ ;

для зливання використовують компресори;

річна продуктивність  $G_1 = 40 \text{ тис. т}$ ;

густина парів у кінці зливання  $\rho_k = 13,6 \text{ кг/м}^3$ ;

на початку нагнітання  $\rho_n = 10,34 \text{ кг/м}^3$ ;

температура парової фази: початкова  $T_{п.п.} = 273 \text{ К}$ , кінцева  $T_k = 283 \text{ К}$ ;

температура стінки резервуару  $T_c = 275 \text{ К}$ ;

решта даних із прикладу 6.1.

Кількість цистерн, що підлягають зливанню за добу, визначаємо за формулою 6.22

$$n_{\text{æ}} = \frac{40000 \cdot 10^3 \cdot 2}{253 \cdot 528 \cdot 45,2} = 13,2.$$

Час зливання газу з однієї цистерни визначаємо за формулою 6.23, попередньо визначивши  $q_{\text{добу}}$

$$q_{\text{добу}} = \frac{40000 \cdot 10^3}{253 \cdot 528} = 299,4 \text{ м}^3 / \text{добу};$$

$$\tau = \frac{45,2 \cdot 16}{299,4 \cdot 1,5} = 1,6 \text{ год.}$$

Необхідну кількість резервуарів для зливання газу за добу визначаємо за формулою 6.24

$$n_p = \frac{40000 \cdot 10^3}{253 \cdot 528 \cdot 166} = 1,8.$$

Приймаємо 2 резервуари.

***Розхід парів на операцію зливання газу***

1. Розхід на наддування визначається за формулою 6.25 при  $V_{\text{пар}} = 202 - 166 = 36 \text{ м}^3$

$$G_{\text{н}} = 36 \cdot (13,6 - 10,4) = 115,2 \text{ кг.}$$

2. Розхід парів на заповнення об'єму резервуару, раніше зайнятого рідиною, визначається за формулою 6.26

$$G_3 = 166 \cdot 13,6 = 2258 \text{ кг.}$$

3. Для визначення кількості парів, що конденсуються на поверхні рідини, визначимо перепад пружності парів  $\Delta P$  і площу дзеркала рідини за формулою 6.28:

$$\Delta P = 0,629 - 0,466 = 0,163 \text{ МПа;}$$

$$F_3 = 2,4 \cdot 12,1 = 28,8 \text{ м}^2;$$

$$G_{\text{кж}} = 300 \cdot 28,8 \cdot 0,163 \cdot \sqrt{1,6} = 1781 \text{ кг.}$$

4. Кількість парів, що конденсуються на металевій поверхні резервуару, визначаємо за формулою 6.31, попередньо знайшовши коефіцієнт теплопередачі  $\alpha_2$  за формулою 6.32

$$N_{\text{II}} = 0,728 \cdot \left[ \frac{3,47^3 \cdot 528 \cdot (528 - 10,34)}{7,5 \cdot 10^{-6} \cdot 1,52 \cdot 10^{-2} \cdot (283 - 275)} \times (491 + 0,68 \cdot 1,5507 \cdot 8) \right]^{0,25} = 6122;$$

$$\alpha_2 = \frac{6122 \cdot 0,0147}{3,4} = 26,5;$$

$$G_{\text{км}} = \frac{26,5 \cdot (369,8 - 275) \cdot 263,2 \cdot 1,6}{419 + 1,5507 \cdot (369,8 - 230,9)} = 1668 \text{ кг,}$$

де

$$F_{\Pi} = 2\pi R \cdot l + 2 \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4} = 2 \cdot 3,14 \cdot 1,7 \cdot 22,9 + 2 \cdot \frac{3,14 \cdot 3,4^2}{4} = 263,2 \text{ м}^2.$$

5. Загальний розхід парів на проведення операції зливання визначається за формулою 6.32

$$G_{\text{заг.}} = 115,2 + 2258 + 1781 + 1668 = 5822,2 \text{ кг.}$$

Загальний годинний розхід визначається за формулою 6.32

$$G_{\text{заг.}} = \frac{5822,2}{1,6} = 3639 \text{ кг/год.}$$

Експериментально встановлено, що для зливання 1т зрідженого газу необхідно закачати в резервуар пари цього продукту в кількості 4 – 9% від маси злитого продукту.

### ***Розрахунки процесу наповнення***

#### ***Приклад 6.5.***

Розрахувати розхід газу і діаметри трубопроводів наповнювального відділення до колонок наповнення автоцистерн і від зливної естакади до резервуарів парку зберігання ГНС.

Вихідні дані:

продуктивність каруселі КГА МГП-2–350 бал./год;

об'єм балона – 50л;

тип автоцистерн – ЦППЗ-16-74;

кількість автоцистерн, що заправляються одночасно – 2;

корисний об'єм цистерн – 15м<sup>3</sup> ;

тип насоса ЗХГВ7 × 2А-20-4 із подачею 15 – 30 м<sup>3</sup>/год;

час наповнення автоцистерни – 0,5 год;

кількість одночасно зливаючих залізничних цистерн – 7 ;

корисний об'єм цистерни – 45,2м<sup>3</sup>;

мінімальний час зливу однієї цистерни – 1,6 год;

максимальна витрата газу – 0,083м<sup>3</sup> /с;

швидкість рідкої фази в напорному трубопроводі W = 2,5 м/с.

Розхід газу для трубопроводу рідкої фази до колонок наповнення

## Розділ 6. Газонаповнювальні станції зріджених нафтових газів

автоцистерни визначається за формулою 6.37

$$q_{\bar{o}} = \frac{350 \cdot 0,05}{3600 \cdot 0,7} = 6,9 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3 / \text{с}.$$

Розхід газу для трубопроводу наповнювального відділення визначається за формулою 6.38

$$q_{aц} = \frac{2 \cdot 15}{3600 \cdot 0,5} = 1,66 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3 / \text{с}.$$

При одночасному заповненні балонів і закачуванні автоцистерн сумарний розхід газу становить

$$\sum g = g_{\bar{o}} + g_{aц} = 6,9 \cdot 10^{-3} + 1,66 \cdot 10^{-2} = 1,52 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3 / \text{с}$$

або

$$g_{год} = 1,52 \cdot 10^{-2} \cdot 3600 = 54,7 \text{ м}^3 / \text{год}.$$

Насос, попередньо прийнятий за вихідними даними, забезпечить  $g_r = 54,7 \text{ м}^3 / \text{год}$  при умові одночасної роботи двох насосів.

Розхід газу від залізничної естакади до резервуарів парку зберігання визначається за формулою 6.38

$$q_{рез} = \frac{7 \cdot 45,2}{3600 \cdot 1,6} = 5,5 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3 / \text{с}.$$

Внутрішній діаметр трубопроводу рідкої фази від естакади до резервуара визначається за формулою 6.39

$$d = \sqrt{\frac{1,27 \cdot 5,5 \cdot 10^{-2}}{2,5}} = 0,167 \text{ м}.$$

Внутрішній діаметр трубопроводу наповнювального відділення

$$d = \sqrt{\frac{1,27 \cdot 6,9 \cdot 10^{-3}}{2,5}} = 0,059 \text{ м.}$$

Внутрішній діаметр трубопроводу до колонок наповнення

$$d = \sqrt{\frac{1,27 \cdot 1,66 \cdot 10^{-2}}{2,5}} = 0,092 \text{ м.}$$

Одержані діаметри необхідно уточнити по ДСТУ на труби.

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

1. *Призначення та особливості роботи газонаповнювальних станцій.*
2. *Як класифікують території розташування ГНС?*
3. *Яке основне обладнання розташовано у виробничій зоні ГНС?*
4. *Як визначають ємність резервуарного парку?*
5. *Назвіть основні правила установки резервуарів на ГНС.*
6. *Як визначити кількість резервуарів для зберігання ЗНС на ГНС?*
7. *Назвіть основні правила розташування насосів і компресорів на ГНС.*
8. *Що таке добова пропускна здатність ГНС і як її визначають?*
9. *Як визначити кількість постів для наповнення балонів?*
10. *Наведіть визначення коефіцієнта гідравлічного опору.*
11. *Як проводиться підбір запобіжного клапана для резервуару парку зберігання?*
12. *Наведіть визначення годинної подачі випарювача.*
13. *Особливості процесу зберігання та відпуску газу ГНС.*
14. *Основні принципи гідравлічного розрахунку трубопроводів рідкої фази ГНС.*
15. *Основні розрахунки процесу зливання газу ГНС.*
16. *Розрахунок процесу наповнення газом ГНС.*



## **РОЗДІЛ 7. ПРАВИЛА БЕЗПЕКИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ В ПОРИСТИХ ПЛАСТАХ**

---

### **7.1. ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ**

*Підземні сховища природного газу у пористих пластах є технологічною складовою частиною газотранспортної системи країни і призначені для регулювання сезонної нерівномірності газопостачання, створення довгострокового, оперативного та інших резервів газу, які служать для забезпечення надійності газопостачання в умовах зниження рівня постачання газу чи виникнення інших непередбачених обставин.*

Для експлуатації ПСГ необхідно отримати ліцензію на користування ділянкою надр та оформити у встановленому порядку гірничий відвід.

*Підземні сховища природного газу приймаються в експлуатацію та експлуатуються відповідно СТК 320.20077720.009, Технологічного проекту, режиму експлуатації, забезпечення об'єктного моніторингу надр за наявності інформаційної бази даних (ІБД) та Технологічного регламенту ПСГ.*

Основні і допоміжні технологічні установки, котельні, промислові газорегулювальні пункти, конденсатозбірні колектори та інші об'єкти ПСГ повинні бути автоматизовані.

В процесі експлуатації ПСГ мають місце процеси накопичення, зберігання, відбирання і підготовки природного газу до транспортування та подача його в магістральний газопровід або місцевим споживачам. При цьому система працює в умовах змінних термобаричних навантажень з обмеженим безпосереднім спостереженням. Це робить можливим накопичення змін, які можуть призвести до розгерметизації окремих елементів і загазовування як геологічного розрізу, так і атмосфери.

Умови, за яких проводиться експлуатація ПСГ, а також спроможність природного газу утворювати з киснем повітря вибухо –

## Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

---

і пожежонебезпечні суміші, визначають необхідність постійного контролю за експлуатацією підземного сховища газу.

*На керівництво ВУ ПЗГ покладається відповідальність за дотримання технологічних процесів закачування і відбору газу, режимів експлуатації свердловин, наземного і підземного обладнання, своєчасне виконання планово-попереджувального і капітального ремонтів свердловин та обладнання, додержання правил безпеки, охорони надр і навколишнього середовища.*

Технологічним проектом повинно передбачатися створення ПСГ в обраному об'єкті зберігання на повний обсяг. Створення і експлуатація ПСГ складаються з двох етапів – дослідно-промислової експлуатації (ДПЕ) та циклічної.

*Етап ДПЕ ПСГ починається від початку закачування газу в об'єкт зберігання і продовжується до виходу його на проектні показники. На цьому етапі вирішуються наступні завдання:*

- проведення дослідної експлуатації;
- можливість виведення ПСГ на проектні показники і забезпечення його безпечної циклічної експлуатації;
- розвиток і доповнення ІБД поточними даними експлуатації;
- уточнення та удосконалення геологічної і технологічної моделей ПСГ.

За результатами ДПЕ, на підставі спостережень та досліджень надається висновок про подальший розвиток ПСГ і можливість його виведення на затверджені показники циклічної експлуатації або виконуються корективи до технологічного проекту.

*Етап циклічної експлуатації ПСГ починається з його виведення на затверджені проектні показники і продовжується до консервації або ліквідації газосховища.*

Керівництво ВУ ПЗГ несе відповідальність за достовірність обліку природного газу, технологічних витрат і безповоротних пластових втрат, дотримання технологічного режиму експлуатації ПСГ, підготовку свердловин до досліджень і ремонтів, належне їх виконання.

Технічні проекти на облаштування ПСГ в пористих пластах підлягають узгодженню з центральним органом виконавчої влади з питань промислової безпеки, охорони праці та державного гірничого нагляду (Держгірпромнагляд) України.

## Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

Виконання на ПСГ робіт підвищеної небезпеки, експлуатація об'єктів, машин, механізмів здійснюється тільки за наявності відповідного дозволу центрального органу виконавчої влади з питань промислової безпеки, охорони праці та державного гірничого нагляду Держгірпромнагляд України.

Під час розробки проектів на будівництво свердловин і облаштування ПСГ проектна організація повинна здійснювати аналіз небезпеки і ризику об'єкту, що проектується.

*Кількість свердловин, їхнє призначення і конструкція, розташування на площі ПСГ, черговість вводу в експлуатацію та порядок підключення визначаються технологічним проектом (схемою) створення та експлуатації ПСГ.*

Будівництво свердловин на ПСГ здійснюється відповідно до технічного проекту спорудження свердловин, складеного з урахуванням єдиних норм на буріння, інструкції з кріплення свердловин, інструкції з випробування свердловин на герметичність, інструкції з попередження відкритих фонтанів та інше.

Конструкція свердловин на ПСГ повинна забезпечувати надійну герметичність цементування експлуатаційної і технічної колон.

Облаштування ПСГ (побудова ДКС, ГЗП, УОГ, технологічних ліній та інше) здійснюється відповідно до технічного проекту облаштування підземного газосховища.

Шлейфи, газозбірні колектори, основні технологічні трубопроводи, газопроводи-підключення, інгібіторопроводи і водоводи повинні проектуватися відповідно до вимог відповідних і діючих нормативних документів.

*Весь комплекс споруд повинен відповідати специфічним умовам роботи ПСГ, які вказані в проекті; їх реконструкція і зміни допускаються тільки за узгодженням з проектною організацією.*

Технічні об'єкти ПСГ повинні експлуатуватись персоналом не молодшим 18 років, який має відповідну освіту, кваліфікацію та знання згідно вимоги ДК 003, посадових інструкцій і інструкцій за професіями.

Підготовка основного експлуатаційного персоналу до виконання робіт з підвищеною небезпекою повинна здійснюватися тільки в закладах освіти (професійно-технічні училища, навчально-курсіві комбінати, центри підготовки і перепідготовки робітничих кадрів

## Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

---

тощо), які одержали у встановленому порядку ліцензію Держгірпромнагляду України на проведення такого навчання.

Особи, яких приймають на роботу, що за вимоги НПАОП 0.00–8.24 належить до робіт з підвищеною небезпекою та Переліку робіт, де є потреба у професійному доборі, проходять на виробництві (в закладах освіти, якщо останнє передбачено відповідними нормативними актами) попереднє спеціальне навчання і перевірку знань з питань охорони праці стосовно конкретних робіт, які вони виконуватимуть.

До керівництва роботами з підвищеною небезпекою згідно з НПАОП 0.00–8.24 допускаються посадові особи і спеціалісти, які мають вищу або середню освіту з відповідної спеціальності і право на ведення цих робіт, підтверджене відповідним документом.

До самостійної роботи працівники, посадові особи та спеціалісти допускаються після відповідного навчання і перевірки знань згідно з НПАОП 0.00–4.12. Новоприйняті працівники після проходження ввідного інструктажу, інструктажу на робочому місці, перевірки знань з охорони праці, до початку самостійної роботи повинні під керівництвом досвідчених кваліфікованих фахівців пройти стажування протягом 2–15 робочих змін.

Персонал, який допускається до роботи з електротехнічними установками, електрифікованим інструментом або стикається, відповідно характеру роботи, з машинами і механізмами з електроприводом, повинен мати кваліфікаційну групу з електробезпеки відповідно до вимог НПАОП 40.1–1.21.

Працівники, зайняті на роботах з підвищеною пожежною небезпекою, повинні заздалегідь (перед призначенням на таку роботу) пройти спеціальне навчання (пожежно-технічний мінімум), а згодом щорічну перевірку знань нормативних актів пожежної безпеки відповідно до вимог Типового положення про спеціальне навчання, інструктажі і перевірку знань з питань пожежної безпеки на підприємствах, в установах і організаціях України.

Один раз на рік на ПСГ повинні проводитись комплексні протиаварійні тренування за участю всіх служб, дільниць, цехів під керівництвом керівника підрозділу. Ліквідація аварій на об'єкті може враховуватись як проведення комплексного протиаварійного тренування.

## Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

---

В процесі роботи, один раз на квартал, повинні проводитись учбово-тренувальні заняття і навчальні тривоги з можливих аварійних ситуацій і аварій.

Організація та контроль роботи з навчання (у т.ч. з питань охорони праці) та підвищення кваліфікації підлеглого персоналу покладається на керівника ВУ ПЗГ.

Технологічний комплекс підземного сховища природного газу включає:

- свердловини нагнітальні, експлуатаційні, експлуатаційно-нагнітальні, спостережні, контрольні, поглинальні, геофізичні та інші;

- газозбірний пункт (ГЗП), вузли підключаючих пристроїв та вимірювання; блоки первинних та вимірювальних газосепараторів; блоки збирання та подавання в потік газу інгібітора гідратоутворення; системи електропостачання, тепло- і водопостачання, каналізації, вентиляції; системи КВПіА, зв'язку; будинки виробництва і допоміжного призначення;

- дотискувальна компресорна станція (ДКС); установки осушування газу; установки охолодження газу; системи електропостачання, тепло- і водопостачання, каналізації, вентиляції; системи КВПіА, зв'язку; будинки виробництва і допоміжного призначення;

- шлейфи свердловин, газозбірні колектори та газопроводи-підключення, інгібіторопроводи, водопроводи, трубопроводи для подачі тепла, повітря в межах промайданчика ГЗП та інших об'єктів ПСГ тощо;

- технологічні трубопроводи;

- під'їзні дороги до свердловин та інших об'єктів;

- адміністративно-господарські будівлі, допоміжні споруди та інші об'єкти.

### **7.2. ЕКСПЛУАТАЦІЯ ГАЗОВОГО ПОКЛАДУ**

Експлуатація штучного газового покладу здійснюється згідно з технологічним проектом (схемою), технологічним регламентом та розробленими на їхній підставі на кожний сезон технологічними режимами відбирання (закачування) газу.

Технологічний режим відбору (закачування) газу складається на кожний період геологічною службою ПСГ, погоджується з

## Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

---

організацією, яка здійснює авторський нагляд та затверджується вищестоящою організацією.

У процесі відбору (закачування) газу допускається відхилення від режиму, зумовлене зміною попиту на газ під час відбору і наявністю його ресурсів під час закачування.

*Забороняється перевищувати максимальну продуктивність ПСГ під час відбору та закачування, встановлену технологічним проектом (схемою) для поточного значення кількості газу в пласті-колекторі (або поточного значення пластового тиску).*

В умовах заданої продуктивності ПСГ необхідно дотримуватися режиму роботи свердловин з мінімально можливою депресією ( $\Delta P_d$ ) (репресією) ( $\Delta P_p$ ) і максимальним робочим тиском ( $P_p$ ) шляхом підключення максимально можливої кількості експлуатаційних свердловин, що перебувають у робочому стані.

У процесі закачування чи відбору газу постійно фіксується кількість газу, що закачується і відбирається, втрати газу та його витрати на власні потреби, а також здійснюється контроль за технологічними параметрами, які складаються з періодичних вимірювань або визначень:

- одночасно пластового ( $P_{пл}$ ), робочого ( $P_p$ ) і затрубного ( $P_{зм}$ ) тисків, температури і витрат газу на діючих свердловинах;
- дебіту, тиску на гирлі свердловини, на вході ГЗП, температури на гирлі і виході з ГЗП, кількості винесеної води і породи;
- гідравлічних втрат в системі пласт-свердловина-шлейф-колектор-ГЗП;
- робочих тисків ( $P_p$ ) і температури газу на ГЗП та ДКС;
- статичного тиску ( $P_{cm}$ ) на недіючих свердловинах;
- газонасичених інтервалів, коефіцієнтів газонасиченості ( $K_g$ ) методами ГДС.

Під час експлуатації підземного сховища газу, здійснюється контроль за:

- складом вуглеводнів у пластовій воді контрольних горизонтів та рівнем води (тиском) у контрольних свердловинах;
- рівнем води (тиском) у спостережних свердловинах;
- герметичністю колон і цементного кільця свердловин за допомогою геофізичних досліджень;

## Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

---

- наявністю тиску у міжколонному просторі та за колонних газопроявів по всьому фонду свердловин, що розкривають штучний газовий поклад;

- складом вуглеводнів в атмосфері і ґрунті на території сховища;

- кількістю видобутої пластової води та результатами її хімічного складу;

- видобувними можливостями експлуатаційних свердловин, зміною стану привибійної зони та коефіцієнтів фільтраційного опору;

- втратами тиску в системі: пласт – привибійна зона – гирло свердловини – шлейф – ГЗП – газопровід підключення;

- якістю закачаного газу та точкою роси під час його відбирання;

- зміною робочих тисків і температури на ГЗП та ДКС;

- обліком закачаного та відібраного газу;

- витратами газу на технологічні операції, газодинамічні і геофізичні дослідження, на власні потреби;

- величиною пластового тиску в штучному газовому покладі;

- переважним просуванням вільного газу, розподілом його у пласті-колекторі і формуванням газового покладу;

- зміною газонасиченої товщини пласта-колектора;

- зміною контуру газонасиченості шляхом визначення границь розповсюдження газового покладу у пласті-колекторі;

- утворенням "застійних" зон і можливою міграцією газу за межі пастки;

- черговістю підключення свердловин під час закачування чи відбирання газу з метою раціональної експлуатації штучного газового покладу та його формування;

- зміною газонасиченого порового об'єму шляхом розрахунків;

- поточними запасами газу в покладі.

Встановлені стандартними і спеціальними дослідженнями зміни умов експлуатації та інше повинні супроводжуватись коригуванням основних технологічних показників ПСГ.

По кожному окремому об'єкту експлуатації проводиться облік газу, що закачується і відбирається. Визначається загальна кількість газу в пластах-колекторах на кінець сезону закачування і сезону

## Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

---

відбирання з визначенням кількості активного і буферного газу та газу, який залишився після розробки родовища.

Оперативний облік газу, що закачується і відбирається, здійснюється щодобово по кожній експлуатаційній свердловині. Облік проводиться по кожній свердловині, кожному об'єкту зберігання, а також вторинних техногенних скупченнях і по сховищу в цілому.

Облік кількості вилучених на поверхню пластової і конденсаційної води, а також газового конденсату здійснюється по кожному окремому об'єкту і сховищу в цілому. Порядок контролю за винесенням води (водяний фактор) по свердловинах встановлюється в залежності від системи збирання і підготовки газу та рівня їхньої автоматизації. Як правило, система повинна забезпечувати вимірювання рідини по кожній свердловині шляхом періодичного вимірювання протягом визначеного регламентом часу.

Вимірювання пластового тиску ( $P_{nl}$ ) здійснюються згідно «Регламенту з контролю і спостереження за експлуатацією та герметичністю ПСГ», який розробляється автором технологічного проекту створення та експлуатації газосховища та затверджується керівництвом організації, до якої воно належить:

– один раз на декаду по обраних свердловинах для контролю і визначення середньоарифметичного тиску на покрівлю газосховища в покладі або на границю розділу середовищ газ-вода (проектну або поточну), а за незначної товщини пласта-об'єкта ПСГ (від 10 до 20м)– на середину інтервалу перфорації в залежності від поставленого завдання;

– один раз на місяць по всьому фонду експлуатаційних свердловин з підрахунком приведеного пластового тиску, для побудови карти ізобар і визначення середньозваженого тиску в покладі. Карти ізобар будуються не рідше двох разів за цикл: на кінець періодів закачування і відбирання газу зі сховища (якщо автором технологічного проекту не передбачена щомісячна побудова карт ізобар).

Зовнішня межа зони газонасиченості (контуру ГВК) в сховищі оконтурюється спостережними свердловинами, якщо це передбачено технологічним проектом (схемою), для забезпечення проведення промислово- геофізичних робіт.



## Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

З метою визначення продуктивних характеристик пласта і свердловин не рідше одного разу на два роки в період відбирання і не рідше одного разу на три роки в період закачування проводяться газодинамічні дослідження експлуатаційних свердловин згідно «Регламенту з контролю і спостереження за експлуатацією та герметичністю ПСГ», який розробляється автором технологічного проекту створення та експлуатації газосховища та затверджується керівництвом організації, до якої воно належить. За відповідного облаштування ПСГ і можливості проведення якісних режимних випробувань свердловин в газопровід дослідження проводяться 2–3 рази в сезон відбирання.

На наступні сезони закачування чи відбирання газу автором проекту (за наявності договору на проведення робіт) складаються по кожному об'єкту експлуатації прогностичні розрахунки динаміки основних технологічних показників газосховища (зміни об'ємів газу, дебіту, тисків, переміщення межі розділу газ – вода, зміни діючого фонду свердловин). Після закінчення сезону закачування чи відбирання проводиться співставлення фактичних і розрахункових показників, оцінюється ступінь відповідності, виявляються причини невідповідності і надаються рекомендації щодо покращання ефективності роботи газосховища.

Геологічною службою та ОВС по кожній свердловині, не рідше одного разу на місяць, за програмою досліджень проводяться відповідні вимірювання та розрахунки втрат і змін тиску, температури уздовж технологічного ланцюга пласт – вибій – гирло – вхід в шлейф – блок вхідних ниток – газозбірний пункт. За результатами фактичних параметрів вносяться відповідні зміни в режим роботи свердловин.

В процесі експлуатації штучного газового покладу геологічною службою та ОВС здійснюються постійні розрахунки (вимірювання) витрат газу на ВТП, результати яких реєструються в ІБД і обчислюються за обліком балансу газу в об'єкті зберігання.

Організацією, що здійснює авторський нагляд за експлуатацією об'єкту зберігання, за договором з власником ПСГ на підставі технологічної моделі проводиться контроль за балансом газу в газосховищі та виконуються розрахунки безповоротних пластових втрат газу.

### **7.3. МОНІТОРИНГ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПСГ**

Об'єктний моніторинг ПСГ є складовою частиною державного моніторингу стану надр. Основною задачею об'єктного моніторингу є забезпечення технологічної безпеки експлуатації ПСГ.

*Об'єктний моніторинг полягає у:*

- отриманні, обробці і аналізі даних про стан надр під час експлуатації ПСГ;
- оцінці стану надр і прогнозуванні його зміни;
- своєчасному виявленні і прогнозуванні техногенних процесів у ПСГ;
- розробці, забезпеченні, реалізації і аналізі ефективності заходів щодо забезпечення безпечного використання надр;
- запобіганні і зниженні негативного впливу небезпечних геологічних процесів;
- інформуванні органів державної влади і користувачів надр про стан надр за їхнім письмовим запитом.

*Об'єкти моніторингу під час експлуатації ПСГ:*

- об'єкт зберігання газу;
- контрольні горизонти;
- експлуатаційні, спостережні, контрольні, поглинальні, геофізичні свердловини.

*Параметри, які контролюються під час об'єктного моніторингу:*

- загальний об'єм газу;
- активний об'єм газу (в тому числі довгостроковий резерв);
- буферний об'єм газу;
- об'єм пластової рідини, яка вилучається під час відбирання газу;
- витрати газу на ВТП;
- добова продуктивність експлуатаційних свердловин і сховища в цілому;
- газонасичений поровий об'єм сховища (ГПО);
- склад газу, точка роси;
- пластовий тиск ( $P_{пл}$ ) в об'єкті зберігання (в газоносній і водоносній зонах);
- рівень і тиск у контрольних горизонтах;

## Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

---

- тиск і температура в технологічній лінії (вибій свердловини – гирло свердловини – ГЗП (ДКС) – газопровід-підключення);
- міжколонні тиски (МКТ) і міжколонна втрата газу по свердловинах;
- вміст розчиненого газу, хімічний склад, тиск насичення розчиненого газу в пластовій воді в об'єкті зберігання і контрольних горизонтах;
- газонасиченість ( $K_r$ ) об'єкту зберігання і контрольних горизонтів;
- газо-водяний контакт (ГВК).

### **Методи об'єктного моніторингу під час експлуатації ПСГ.**

Для здійснення об'єктного моніторингу на ПСГ застосовуються гідрохімічні, геофізичні, промислові і аналітичні методи. В разі необхідності використовуються додаткові методи дослідження.

*Гідрохімічними методами* проводиться моніторинг за кількісними і якісними змінами розчиненого газу пластових вод у контрольних горизонтах і сховищі. За результатами проведених досліджень здійснюється оцінка загального складу розчиненого газу, наявності метану і його гомологів, тиску насичення розчиненого газу, мінералізації і хімічного складу пластової води. За результатами досліджень оцінюється міграція газу в контрольні горизонти, по сховищу і в цілому вплив природного газу, що зберігається, на надра в межах гірничого відводу.

*Геофізичними методами* (ГДС) визначається газонасиченість об'єкту зберігання і контрольних горизонтів, пластова температура, здійснюється контроль за технічним станом свердловин.

*Промисловими методами* контролюють наступні параметри експлуатації сховища:

- тиск в контрольних горизонтах і сховищі;
- тиск і температуру в технологічній лінії (вибій свердловини – гирло свердловини – ГЗП (ДКС) – газопровід-підключення);
- добову продуктивність експлуатаційних свердловин;
- добову продуктивність сховища;
- об'єм нагнітання (відбирання) газу;
- об'єм газу в сховищі;
- об'єм пластової рідини, що виноситься під час відбору;

## Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

---

- об'єм витрат газу на ВТП;
- газопроявлення на поверхні сховища;
- склад газу, точку роси;
- міжколонні газопроявлення у свердловинах.

*Аналітичними методами* на основі геологічної і технологічної моделі експлуатації контролюють:

- об'єм газу в сховищі;
- газонасичений поровий об'єм;
- максимальну продуктивність експлуатаційних свердловин;
- тиск і втрати тиску в технологічному ланцюгу пласт - вибір свердловини – гирло свердловини – ГЗП (ДКС) – газопровід – підключення;
- герметичність об'єкту сховища і пластові втрати газу;
- розповсюдження газу в сховищі.

### **7.4. ЗАГАЛЬНІ ВИМОГИ БЕЗПЕКИ**

Підземні сховища природного газу повинні експлуатуватися з дотриманням вимог безпеки НПАОП 0.00 – 4.33.

Територія навколо газових свердловин ПСГ в межах відведеної землі повинна бути звільнена від кущів і лісу відповідно до вимог ДБНП. По периметру цієї площі повинна бути влаштована та періодично поновлюватися (боронуванням чи іншим методом) мінералізована смуга завширшки не менше 3м, що звільнена від будь-якої рослинності.

Територія, на поверхні якої знайдені газопрояви, повинна бути терміново загороджена від доступу людей, тварин, техніки. По периметру огорожі та біля доріг повинні бути встановлені знаки небезпеки *"Газ. З вогнем не наближатися"*.

На всі потенційно небезпечні об'єкти (свердловини, апарати, машини) повинні бути розроблені плани локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварій (ПЛАС), метою яких є планування дій (взаємодії) персоналу підприємства, спецпідрозділів, населення, центральних і місцевих органів виконавчої влади та органів місцевого самоврядування щодо локалізації і ліквідації аварій та пом'якшення їх наслідків.

## Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

---

Робочі місця, об'єкти, проїзди і підходи до них, проходи і переходи в темний час доби повинні бути освітленими. Всі діючі і ті, що знову вводяться в експлуатацію об'єкти газосховища, повинні бути обладнані трафаретами на видимих місцях із вказаними назвами об'єкту, його номеру або індексу (за наявності) і власника.

Об'єкти, для обслуговування яких працівнику потрібно піднятися на висоту до 0,75м, облаштовуються сходами, а на висоту вищу за 0,75м – сходами з перилами.

Робочі майданчики, що знаходяться на висоті, повинні мати настилку, виготовлену з металевих листів, поверхня яких виключає можливість ковзання, або дощок товщиною не менше 40мм, перила висотою 1,25м з повздовжніми планками, розміщеними на відстані не більше 40см одна від одної, і борт висотою не менше 15см, який утворює з настилкою щілину не більшу 1см, для стікання рідини.

Всі потенційно небезпечні місця об'єктів ПСГ повинні мати огороження, які закривають доступ до них з кожного боку. Відкривати дверцята огорожі або знімати їх можна після повної зупинки обладнання чи механізмів. Запуск обладнання чи механізмів дозволяється тільки після встановлення на місце і надійного закріплення всіх з'єднаних частин огороження.

Висота перильних огорожень повинна бути не меншою 1,25м, висота нижнього поясу огорожі повинна дорівнювати 15см, проміжки між окремими поясами повинні складати не більше 40см, а відстань між осями суміжних стійок – не більше 2,5м.

Перевірка знань щодо безпечного ведення робіт у працівників повинна проводитись щорічно. Під час впровадження нових технологій, обладнання, зміни діючих правил безпеки повинна проводитись позачергова перевірка знань після відповідного навчання.

У разі виникнення відкритого газового фонтану персоналом ПСГ повинні бути прийняті термінові заходи згідно з вимогами плану локалізації та ліквідації аварій, аварійного розкладу та *«Інструкції з організування безпечного ведення робіт під час ліквідування газонафтоводопроявлень та відкритих нафтових і газових фонтанів»*.

Персонал підприємства забезпечується сертифікованим спецодягом, спецвзуттям, захисними касками (зимою – з утепленням)

## Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

---

та іншими засобами індивідуального захисту згідно з установленими нормами. Спецодяг, призначений для використання на вибухопожежонебезпечних об'єктах або ділянках виробництва, повинен бути виготовлений із термостійких і антистатичних матеріалів.

Контроль за вмістом шкідливих речовин у повітрі, рівнем шуму і вібрації, інших шкідливих виробничих факторів на робочих місцях потрібно здійснювати у відповідності з вимогами діючих нормативних документів.

Перед початком робіт на території діючого підприємства (ПСГ) замовник (підприємство) і генеральний підрядник за участю субпідрядних організацій зобов'язані оформити акт-допуск. Відповідальність за дотримання заходів, передбачених актом-допуском, несуть керівники будівельно-монтажних організацій та діючого підприємства (ПСГ).

Технологічні трубопроводи наземної прокладки, по яких транспортуються вологі газу чи пластова вода, повинні мати теплову ізоляцію та обладнуватися обігрівачами (теплосупутниками).

Не допускається усувати пропуски газу на запобіжних клапанах під тиском. У цьому випадку здійснюється заміна запобіжного клапану після зупинки та випускання газу з технологічного апарату.

Стан повітряного середовища вибухонебезпечних приміщень повинен контролюватися стаціонарними газосигналізаторами, котрі у разі наявності загазованості 10% НКГВ повинні подавати звуковий та світловий сигнал автоматичним включенням аварійної вентиляції. Не допускається експлуатація технологічного обладнання у вибухонебезпечних приміщеннях з незадіяною системою контролю загазованості чи незадіяною системою аварійної вентиляції.

Не допускається експлуатація технологічного обладнання в приміщеннях, обладнаних системами автоматичного пожежогасіння (насосні конденсату тощо), у разі недієздатності останньої (відсутність піноутворювача, несправність пожежних насосів чи піногенераторів тощо).

Експлуатація обладнання, інструменту, контрольно-вимірювальних приладів повинна здійснюватись у відповідності з інструкціями щодо експлуатації. Імпортоване обладнання і інструмент

## Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

---

експлуатуються у відповідності з технічною документацією фірм-виробників.

Для забезпечення безпечної експлуатації технологічних ліній та їхніх окремих елементів вони повинні бути оснащені необхідними засобами регулювання і блокування.

До керівництва роботами з буріння, освоєння і ремонту свердловин, ведення геофізичних робіт в свердловинах, а також щодо експлуатації ПСГ допускаються особи, які мають освіту за спеціальністю і які пройшли перевірку знань з питань охорони праці та промислової безпеки.

Працівники комплексних бригад, організацією праці яких передбачається сумісництво професій, повинні мати відповідну кваліфікацію, а також допуски до самостійної роботи за основною і сумісницькою професіями.

Спеціалісти і працівники, які прибули на об'єкт для роботи, повинні бути ознайомлені з правилами внутрішнього розпорядку, характерними небезпеками і їх ознаками, обов'язками з конкретних тривог та інших питань, що входять до переліку ввідного інструктажу. Відомості про проведення інструктажів фіксуються в спеціальних журналах з підписами інструктуючого та інструктора.

На підприємствах повинен бути встановлений порядок попереднього і періодичного медогляду працівників з урахуванням роботи, яку вони виконують, і професії у відповідності до термінів, встановлених Міністерством охорони здоров'я України.

Запуск в експлуатацію щойно змонтованого, модернізованого, капітально відремонтованого обладнання здійснюється у відповідності з положенням, розробленим підприємством.

На запірній арматурі (засувках, кранах), що встановлюється на трубопроводах, повинні бути вказівки положення **"Відкрито"** і **"Закрито"**.

Запірна арматура, що розміщена в колодязях, камерах чи траншеях (лотках), повинна мати зручні приводи, які дозволяють відкривати (закривати) їх при можливості без спуску обслуговуючого персоналу в колодязь чи траншею.

Лебідки, крани та інші вантажопідіймальні механізми повинні мати обмежувачі вантажопідйомності, а також надійні тормозні пристрої і фіксатори, які б не допускали самовільного руху вантажу і

## Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

---

самого механізму. Ці вимоги не розповсюджуються на ручні талі (лебідки).

Рішення про виведення з експлуатації обладнання, інструменту, контрольно-вимірювальних приладів повинно прийматися з урахуванням показників фізичного зносу, корозії або результатів дефектоскопії. Критерії виведення з експлуатації обладнання визначаються розробником чи підприємством-виробником і вносяться в інструкцію з експлуатації.

Технологічне обладнання і трубопроводи повинні відповідати вимогам безпеки, міцності, корозійній стійкості і надійності з урахуванням умов експлуатації.

Конструкція колонної головки, фонтанної арматури, схеми їх обв'язки повинна забезпечувати оптимальні режими роботи свердловини, герметизацію трубного, затрубного і міжтрубного просторів, можливість технологічних операцій у свердловині, глибинних досліджень, відбирання проб і контролю гирлового тиску і температури.

Робочі тиски фонтанної арматури повинні бути не більші за тиск опресовування експлуатаційної колони.

Під час будівництва нових свердловин встановлення шахтних колодязів на їхньому гирлі не допускається.

Ліквідувати несправність, замінювати під тиском змінні деталі фонтанної арматури, як і ті, що швидко зношуються, забороняється. В окремих випадках (аварійні ситуації і т.п.) ці роботи можуть проводитися спеціально вивченим персоналом ДП "ЛІКВО" з використанням спеціальних технічних засобів.

Періодичність і об'єм досліджень експлуатаційних свердловин встановлюється на основі затверджених регламентів, розроблених у відповідності з проектом створення і експлуатації ПСГ.

Спускання глибинних приладів і інструментів на канаті здійснюється тільки при встановленому на гирлі свердловини лубрикаторі з герметизуючим сальниковим пристроєм.

Дріт, що застосовується для глибинних досліджень, повинен бути цілий, без скруток, а для роботи із вмістом сірководню більше 6% – виготовлений з матеріалу, стійкого до сірководневої корозії.

Під час виявлення у міжколонному просторі свердловин тиску або заколонних газопроявлень з'ясовуються причини і вживаються



## Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

---

заходи щодо їх усунення. Рішення щодо можливого використання таких свердловин приймається у кожному конкретному випадку за результатами промислово-геофізичних та газодинамічних досліджень відповідно до вимог «Інструкції з дослідження і визначення умов використання свердловин з міжколонним тиском на підземних сховищах газу».

Експлуатаційні свердловини після закінчення встановленого терміну експлуатації необхідно обстежувати з періодичністю не менше одного разу на 10 років із залученням експертно-технічних центрів Держгірпромнагляду України. За наслідками обстеження надається експертний висновок щодо можливості подальшої експлуатації свердловин.

Обсяг і періодичність контролю за герметичністю пласта-покрівлі і свердловин визначається для кожного газосховища окремо, виходячи з конкретних умов і відображається в регламенті контролю за герметичністю ПСГ.

Під час розгерметизації пласта – покрівлі або свердловини, яка призводить до утворення накопичень газу у проникних пластах, що залягають вище, вживаються заходи щодо визначення причин і шляхів міграції газу, розробляється і впроваджується програма їх ліквідації або переведення цих пластів у додатковий об'єкт зберігання газу.

Забороняється експлуатація газосепараторів у режимі можливого гідратуутворення.

У процесі експлуатації повинні здійснюватися заходи щодо забезпечення утримання охоронних зон свердловин, шлейфів, газопроводів – підключень до об'єктів, будинків та споруд відповідно до "Правил охорони магістральних трубопроводів", які затверджені Постановою КМУ від 16 листопада 2002р. №1747, чинних будівельних норм, що стосується охорони праці, навколишнього середовища, протифонтанної безпеки та протипожежних заходів.

Обов'язки, права, відповідальність у т.ч. з охорони праці, пожежної безпеки, безпеки дорожнього руху, технічного нагляду, безпечного ведення робіт та екологічної безпеки (охорони довкілля) визначаються інструкціями, які розробляються згідно з вимогами діючого законодавства і на основі "Довідника кваліфікаційних

## Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

---

характеристик професій працівників за видами економічної діяльності, виробництва, робіт та послуг".

Робітники забезпечуються інструкціями:

- робочими (аналог посадових інструкцій);
- з охорони праці за професією;
- з охорони праці за видами робіт;
- з пожежної безпеки.

Завдання, обов'язки, права, відповідальність інженерно-технічних працівників підрозділів ВУ ПЗГ визначаються посадовими інструкціями, які складаються керівниками цехів, служб, дільниць і затверджуються керівником ВУ ПЗГ.

Порядок отримання, перевезення, зберігання, відпускання та використання метанолу та одоранту на ПСГ визначається «Інструкцією про порядок отримання від поставників, перевезення, зберігання, відпускання та застосування метанолу на об'єктах газової промисловості».

Розслідування небезпечних подій (НП) та надзвичайних ситуацій (аварій, аварійних ситуацій, нещасних випадків, відхилень від штатного технологічного процесу та інших технічних інцидентів на об'єктах підземних сховищ газу) проводиться відповідно до НПАОП 00.0–6.2 та інших чинних нормативних актів з метою виявлення обставин їх виникнення і розвитку, визначення причин і факторів, які призвели до НП, і включає збір та аналіз інформації, підготовку висновків та рекомендацій щодо їх попередження.

### **7.5. ПОЖЕЖНА БЕЗПЕКА**

Допустимий рівень пожежної небезпеки для людей повинен бути не більше  $10^{-6}$  впливу небезпечних факторів пожежі, що перевищують гранично допустимі значення на рік в розрахунку на кожну людину під час експлуатації ПСГ відповідно до ГОСТ 12.1.004.

Для розміщення первинних засобів пожежогасіння у виробничих, складських, допоміжних приміщеннях, будівлях, спорудах, а також на території підприємств повинні встановлюватися спеціальні пожежні щити (стенди).

## Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

---

На пожежних щитах (стендах) повинні розміщуватися ті первинні засоби гасіння пожежі, які можуть застосовуватися в даному приміщенні, споруді, установці.

На ділянках території підприємств, де можливі скупчення горючих газів або парів, проїзд автомашин та іншого транспорту не дозволяється. Про це повинні бути вивішені відповідні написи (покажчики) відповідно вимогам НАПБ А 01.001.

Категорії виробничих приміщень, складських та допоміжних приміщень за вибухопожежною та пожежною небезпекою визначаються згідно НАПБ Б.07.005 (ОНТП 24–86), а клас зон – згідно НАПБ 0.00–1.32.

Все технологічне обладнання повинно бути надійно заземлене згідно з вимогами НАПБ 0.00–1.32. Комунікації повинні бути заземлені від статичної електрики.

Протипожежні розриви встановлюють залежно від призначення, категорії за вибухопожежною і пожежною небезпекою, ступеня вогнестійкості будинків відповідно до вимог нормативних документів в галузі будівництва.

Під час проектування будинків визначають їхні частини, які мають бути протипожежними відсіками або протипожежними секціями. Необхідність улаштування таких відсіків і секцій встановлюється ДБН В. 1.1–7.

Межа вогнестійкості проходок електричних кабелів та інженерного обладнання будинків (технологічних комунікацій, водопровідних, каналізаційних труб та ін.) через огорожувальні конструкції з нормованою межею вогнестійкості або через протипожежні перешкоди має бути не меншою ніж нормована межа вогнестійкості цієї огорожувальної конструкції або протипожежної перешкоди.

У приміщеннях категорій А і Б не допускається влаштування підвісних стель, підлог з порожнинами (повітряним простором під покриттям підлоги), а також каналів у підлозі, що не вентилуються.

Виробничі приміщення обладнуються системою протипожежної автоматики відповідно до державних будівельних норм та *«Переліку однотипних за призначенням об'єктів, які підлягають обладнанню автоматичними установками пожежогасіння та сигналізації»*.

## Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

---

До роботи у вибухонебезпечних та пожежонебезпечних зонах допускаються особи, які пройшли спеціальне навчання та перевірку знань з питань пожежної безпеки відповідно до НАПБ Б.02.005. Порядок організації навчання визначається НАПБ Б.06.001.

Експлуатаційні свердловини повинні бути загороджені. По периметру загородження повинні бути оснащені знаками безпеки **"Вхід заборонений"** та **"Палити заборонено"**.

В закритих приміщеннях, де можливе виділення у повітря газу і пилу, а також у випадку зміни технологічних процесів необхідно здійснювати постійний контроль повітря. Дані про стан повітря повинні фіксуватися на робочому місці і передаватися на диспетчерський пункт одночасно з передачею основних технологічних параметрів роботи об'єкту.

Для вибухопожежонебезпечних технологічних схем і обладнання, трубопроводи яких в процесі експлуатації піддаються вібрації, в проекті необхідно передбачити засоби щодо її зниження, виключення можливості значного (аварійного) переміщення, зсуву, руйнування обладнання і розгерметизації систем.

Під час запуску в роботу чи зупинці обладнання (апаратів, ділянок трубопроводів і т.п.) повинні передбачуватись заходи щодо запобігання утворення в технологічній схемі вибухонебезпечних сумішей (продування інертним газом, контроль за ефективністю продувки і т.п.), а також пробок в результаті гідратуутворення чи замерзання рідини.

На металічних частинах обладнання, які можуть бути під напругою, повинні бути конструктивно передбачені видимі елементи для з'єднання захисного заземлення. Поряд з цим елементом вказується знак **"Заземлення"**.

Вогневі і газонебезпечні роботи на об'єктах, спорудах і комунікаціях ПСГ повинні виконуватися згідно з вимогами НАОП 1.1.23–1.03, НАОП 1.1.21–1.01.

### **7.6. ФОНТАННА БЕЗПЕКА**

Фонтанна безпека забезпечується виконанням правил експлуатації ПСГ і свердловин згідно з Технічним проектом створення та експлуатації ПСГ, Проектом на будівництво свердловин

## Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

---

на ПСГ, Проектом обладнання ПСГ, Технологічним проектом експлуатації ПСГ, Технологічним регламентом експлуатації ПСГ, проведенням планових контрольних досліджень за станом ПСГ і свердловин та своєчасним виконанням відновлювальних і аварійних робіт на свердловинах.

### **Вимоги фонтанної безпеки в процесі експлуатації свердловин.**

Гирла свердловин повинні бути обладнані відповідно до схем, які є складовою частиною проекту створення ПСГ.

Усі зміни обв'язки гирла свердловини повинні бути погоджені з проектною організацією, ДП "ЛКВО", місцевим органом Держгірпромнагляду України і затверджено в УМГ.

Геолого-технічною службою ПСГ повинен складатися, узгоджуватися з місцевими органами Держгірпромнагляду України та ДП «ЛКВО» і затверджуватися керівництвом УМГ план-графік обстежень свердловин, установлений термін експлуатації яких закінчився.

Вимірювання статичного тиску у трубному ( $P_{тр}$ ), затрубному ( $P_{зам}$ ) та міжколонному ( $P_{мк}$ ) просторах необхідно виконувати за допомогою самописних або зразкових манометрів з необхідними межами вимірювань. Дослідження починати з реєстрації існуючого фона тиску без штучного внесення змін. Для отримання надійних результатів виміри статичних тисків повинні проводитись до повної стабілізації тиску.

Опресування міжколонного простору для визначення його герметичності необхідно проводити повітрям, інертним газом або газом, що подається із трубного або затрубного простору свердловини. Тиск опресування МКП за відсутності МКТ не повинен перевищувати 60% від тиску опресування МКП після монтажу колонної головки. Для свердловин з МКТ опресування визначається геологічною службою УМГ і узгоджується з ДП "ЛКВО".

Опресування міжпакерного простору колонної головки необхідно проводити за окремим планом, узгодженим з ДП "ЛКВО" і затвердженим УМГ, ДАТ на тиск, визначений технологічною службою ПСГ і погоджений з ДП "ЛКВО".

Акустичний контроль цементування необхідно використовувати для оцінки стану контакту цементного каменю з експлуатаційною

## Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

колоною, гірськими породами і з технічною колоною, якщо вона є. За результатами АКЦ визначаються інтервали порушень цього контакту, які слід розглядати як місця можливого порушення герметичності за колонного простору.

За результатами комплексу досліджень повинен складатися та затверджуватися керівництвом УМГ багатосторонній акт за участю представників організації-проектанта ПСГ, Держгірпромнагляду України і ДП "ЛІКВО", в якому повинні бути відображені геолого-технічні дані свердловини, результати досліджень і висновки щодо подальшої експлуатації свердловини.

Якщо причиною МКТ є порушення герметичності колонної головки, свердловина вводиться в експлуатацію після проведення робіт з відновлення герметичності ущільнень колонної головки згідно плану робіт. Після ремонту колонної головки необхідно щодаки протягом місяця, після введення свердловини в експлуатацію, робити контрольні вимірювання МКТ.

Якщо значення МКТ плюс  $10 \text{ кгс/см}^2$  перевищує гідростатичний тиск на рівні башмака зовнішньої колони, але воно менше ніж значення тиску гідророзриву пласта на тому самому рівні, а значення дебіту постійного припливу газу менше ніж  $100 \text{ нм}^3/\text{добу}$ , то необхідно проводити профілактичні роботи, які забезпечать нормальну роботу свердловини.

Після одержання позитивних результатів, свердловина вводиться в експлуатацію.

Одержання негативних результатів після 1–3 заходів щодо відновлення герметичності нарізних з'єднань обсадних колон є підставою для переведення свердловини на пакерну схему експлуатації із заповненням надпакерного простору відповідною рідиною.

Якщо значення МКТ перевищує значення тиску гідророзриву пласта на рівні башмака зовнішньої колони, а дебіт постійного припливу газу перевищує  $100 \text{ нм}^3/\text{добу}$ , то перехід на пакерну схему експлуатації обов'язковий.

### **Вимоги фонтанної безпеки під час виявлення газопроявлень.**

*Причини газопроявлення під час ремонту свердловин зумовлюються:*

## Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

---

– недостатньою густиною рідини для глушіння через помилки під час визначення поточних значень пластових тисків і недостатнім контролем за їх значенням у процесі експлуатації ПСГ або відхиленнями фактичної її густини від проектної;

– несвоєчасним і неякісним доливанням свердловини в процесі підйому;

– виникненням поглинання;

перетіканням рідини для глушіння у трубному та затрубному просторах внаслідок різниці значень густин і висот її стовпів.

*Газопроявлення виявляють за прямими та непрямими ознаками.*

*Прямі ознаки* вказують на надходження газу з продуктивного горизонту у стовбур свердловини, а *непрямі ознаки* сигналізують про можливість газопроявлення.

*Ознаки газопроявлення під час ремонту свердловин:*

збільшення об'єму рідини для глушіння в приймальних ємностях;

– збільшення витрати (швидкості руху) вихідного потоку зі свердловини за незмінної продуктивності насосів;

переливання рідини для глушення зі свердловини після припинення (за відсутності) циркуляції або руху труб під час СПО;

– зменшення об'єму рідини для глушення, що доливається у свердловину в процесі підйому ліфтової колони (бурильної колони), у порівнянні із розрахунковим об'ємом;

– збільшення об'єму рідини для глушення, що надходить зі свердловини в процесі спуску ліфтової колони (бурильної колони), у порівнянні з розрахунковим об'ємом;

– зростання вмісту газу в промивальній рідині.

*Непрямі ознаки:*

– зміна параметрів рідини для глушення ;

– зменшення тиску у маніфольді бурових насосів;

– збільшення ваги ліфтових труб (бурильних труб).

Дії бригади КРС під час виявлення газопроявлення повинні відповідати вимогам «Інструкції з організування безпечного ведення робіт під час ліквідування газонафтоводопроявлень та відкритих нафтових і газових фонтанів».

## Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

---

Бурильник, отримавши інформацію про ознаки газопроявлення, повинен сповістити про це всіх членів вахти звуковим або світловим сигналом і вжити заходи щодо герметизації гирла свердловини.

Після герметизації гирла свердловини необхідно постійно контролювати тиск у затрубному просторі. Забороняється допускати зростання тиску понад 80% від тиску опресування колони. У випадку зростання тиску в затрубному просторі вище вказаного значення свердловину необхідно розрядити у факельний "амбар" з інтенсивністю від 1,0 до 4,0 кг/см<sup>2</sup> за 1 хвилину.

*Вимоги фонтанної безпеки під час обслуговування та ремонту свердловин.*

Бригада КРС під час проведення капітального ремонту свердловини, газифонтанонебезпечних робіт повинна бути забезпечена надійним двостороннім радіо- або телефонним зв'язком з цехом КРС чи ВУ ПЗГ.

В усіх випадках, коли виникає необхідність перервати процес КРС з причини вимушеного простою або ремонту наземного обладнання, бурильний інструмент або ліфтові труби повинні бути спущені до максимально можливої глибини. Колона труб повинна бути підвішена на талевій системі так, щоб муфта верхньої труби знаходилась від 0,5 до 0,8м вище ротора. Гальмо лебідки повинно бути надійно закріплене. На верхню трубу необхідно накрутити кульовий кран.

Превентор із трубними плашками, кульовий кран та кінцеві засувки на відведеннях з хрестовини фонтанної арматури повинні бути закриті.

Якщо гирло свердловини обладнане перфозасувкою, то труби, що знаходяться у свердловині, повинні бути підвішені на конусі у сідлі катушки. Перфораційна засувка повинна бути закрита, на неї встановлена аварійна планшайба із засувкою. Планшайба закріплена, засувка на планшайбі закрита.

Освоєння свердловин після КРС повинно проводитись відповідно до затвердженого плану робіт. На освоєння свердловини після КРС необхідно одержати дозвіл районного інженера протифонтанної служби. Перед освоєнням після КРС свердловина повинна бути обв'язана згідно із затвердженою схемою.



## Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

---

Перед установленням у зібраному вигляді на гирло фонтанна арматура у зібраному вигляді повинна бути опресована на робочий тиск, вказаний у паспорті. Після установлення на гирло фонтанна арматура, вище закритої корінної засувки вона повинна бути опресована на тиск опресування обсадної колони, а нижче корінної засувки – на тиск, що на 10% перевищує максимальний тиск, можливий під час експлуатації або до поглинання, якщо воно виникло до досягнення величини вказаного тиску опресування. Результати опресування оформляються актом. Освоєння, перехід на воду проводити по затрубному простору (зворотною промивкою).

Корінна стовбурова засувка фонтанної арматури повинна мати дистанційне управління, штурвал якого повинен знаходитися на відстані не менше ніж 10м від гирла свердловини у пересувній металевій будці або під навісом, який має бути виготовлений з дощок завтовшки не менше ніж 50мм, з металевим облицюванням завтовшки 2мм, або з металевого листа завтовшки не менше ніж 5мм і стінкою, поверненою в бік свердловини. *На стінці перед штурвалом водостійкою фарбою повинні бути нанесені: стрілка, що вказує напрям обертання штурвала на закриття, цифра, що вказує кількість обертів штурвала до повного розкриття, мітка, суміщення якої з міткою на валу штурвала відповідає повному закриттю засувки.*

Після ремонту колонної головки проводиться опресування:

– міжпакерного простору закачуванням мастила типу Арматол-238 на тиск, що визначений у плані робіт;

– пакерного ущільнення спільно з верхньою частиною експлуатаційної колони за допомогою гирлового пакера на тиск, що не перевищує 80% від тиску попереднього опресування, але не нижчий 1,1 максимального тиску на гирлі, що передбачається під час експлуатації свердловини;

– міжколонного простору на тиск, що визначений у плані робіт. Результати опресувань оформлюються актами.

*Вимоги фонтанної безпеки під час ліквідації аварійних пропусків газу.*

*Під час пропусків газу через сальникове ущільнення шпинделя засувки фонтанної арматури:*

## Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

---

Досконало вивчити будову засувки. Якщо конструкція засувки дозволяє заміну сальникового ущільнення шпинделя проводити за наявності тиску у корпусі засувки (на шпинделі є виступаюча поверхня, яка під час контакту із внутрішнім заплечиком кришки перекриває доступ газу у сальникове ущільнення), то порядок виконання операцій наступний:

- закрити засувку повністю до контакту шибера з корпусом і поки штурвал не перестане крутитися;
- викрутити стопорні гвинти з кришки підшипників;
- відкрутити кришку підшипників на 4 оберти (не більше);
- продовжити крутити штурвал на закриття, щоб шпindel, рухаючись у зворотному напрямку, увійшов у контакт з внутрішнім заплечиком кришки корпусу засувки, при цьому штурвал перестане крутитися;
- повернути штурвал на 1/3 оберту в зворотному напрямку (на відкриття);
- різко повернути штурвал у сторону закриття до відмови обертання;
- викрутити розрядну пробку на один оберт і т. д.

*Під час пропусків газу через сальникове ущільнення інших засувок:*

- ізолювати дефектну засувку;
- скинути тиск із корпусу дефектної засувки;
- поміняти сальникове ущільнення.

Під час пропусків газу через фланцеве з'єднання планшайби з хрестовиною фонтанної арматури або через фланцеве з'єднання планшайби з корінною засувкою:

- викликати на свердловину пожежний автомобіль;
- викликати на свердловину представника ДП "ЛКВО";
- визначити напрямок вітру;
- підготувати первинні засоби пожежогасіння та інструмент, в процесі роботи з яким не виникає іскра. За відсутності такого, використати сталевий, повністю покривши його мастилом. Під час докріплення шпильок фланцевих з'єднань використовувати молоти із бронзи або трубчасті важелі. Використання сталевих молотів категорично забороняється;
- визначити основних виконавців робіт, страхуючу ланку та ін.

## Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

---

*Під час пропусків газу через інші фланцеві з'єднання:*

- дефектну ділянку ізолювати, перекривши засувки;
- зняти тиск з дефектної ділянки;
- докріпити фланцеві з'єднання;
- якщо після цього не буде досягнуто герметичності, необхідно визначити дефектні елементи гирлового обладнання та поміняти їх.

*Дії персоналу під час пропусків газу через фланцеве з'єднання планшайби з хрестовиною фонтанної арматури або через фланцеве з'єднання планшайби з корінною засувкою:*

- викликати на свердловину пожежну команду та особовий склад ДП "ЛКВО";
- організувати зрошення гирла свердловини;
- підготувати необхідний інструмент;
- визначити основних виконавців робіт та страхуючу ланку;
- визначити шляхи підходу до гирла свердловини (за вітром);
- знизити тиск на гирлі свердловини, пустивши її роботу на факельний "амбар";
- дозакріпити фланцеві з'єднання.

У тому разі, коли неможливо усунути пропуски газу дозакріпленням фланцевих з'єднань, пропуски газу слід ліквідувати за окремим планом робіт, який погоджується з ДП "Воєнізована аварійно-рятувальна (газорятувальна) служба "ЛКВО" нафтогазової промисловості" і затверджується УМГ, ДАТ.

Якщо свердловину не вдається заглушити промивальною рідиною, необхідно організувати додаткове зрошення гирла подачею води шлейфовими лініями.

Організувати огороження небезпечної зони навколо свердловини. На шляхах можливого під'їзду чи підходу до свердловини виставити пости.

*Під час пропусків газу через інші фланцеві з'єднання роботи проводити за окремим планом робіт:*

- викликати на свердловину пожежну команду та особовий склад ДП "Воєнізована аварійно-рятувальна (газорятувальна) служба "ЛКВО" нафтогазової промисловості";
- організувати зрошення гирла свердловини;
- підготувати необхідний інструмент;
- визначити основних виконавців робіт та страхуючу ланку;

## Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

---

- визначити шляхи підходу до гирла свердловини (за вітром);
- дефектну ділянку ізолювати, перекривши засувки;
- зняти тиск з дефектної ділянки;
- дозакріпити фланцеві з'єднання;
- якщо після цього не буде досягнуто герметичності, то необхідно визначити дефектні елементи гирлового обладнання та замінити їх.

### **7.7. ОХОРОНА ДОВКІЛЛЯ**

Основними вимогами охорони довкілля та раціонального використання ресурсів під час підземного зберігання газу є:

- дотримання норм і правил з охорони, раціонального використання та відтворення природних ресурсів, а також встановлених лімітів скидів та розміщення відходів;
- розробка і впровадження поточних та перспективних природоохоронних заходів, в тому числі заходів щодо запобігання небезпечних ситуацій техногенного та природного походження, а також ліквідації їхніх шкідливих екологічних наслідків;
- забезпечення повного та комплексного геологічного вивчення надр;
- дотримання встановленого порядку надання надр в користування та недопущення самовільного користування надрами, відповідно до законодавства України про надра;
- попередження необґрунтованої та самовільної забудови площ, на яких розташовані свердловини, об'єкти промислового обладнання, комунікації, споруди та інше, що входять в санітарно-захисну охоронну зони ПСГ та дотримання встановленого порядку використання цих площ з іншою метою;
- забезпечення дотримання відповідного санітарного стану на території, де розташований об'єкт і попередження винесення через дощові каналізаційні мережі сміття, продуктів ерозії ґрунтів, сировини та відходів виробництва;
- проведення в складі планово-попереджувальних ремонтів та планових обстежень, еколого-технологічних випробувань тепломеханічного обладнання з визначенням кількісного та якісного складу викидів до та після ремонту;

## Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

– приведення у стан, який гарантує безпеку людей, майна, навколишнього природного середовища і свердловин шляхом проведення ізоляційно-ліквідаційних робіт відповідно до діючих технічних правил, інструкцій та положень;

– запобігання перетіканню газу з покладу у пористі пласти, що залягають вище, розтіканню газу в пласті за межі гірничого відводу і випускання газу в атмосферу з обладнання і комунікацій, забрудненню приповерхневих горизонтів та території глинистим розчином, рідким паливом, мастилами, кислотами та іншими шкідливими речовинами;

– газонасичені та водоносні пласти, розкриті свердловинами, надійно ізолюються один від одного високоякісним цементуванням обсадних колон або іншими засобами;

– експлуатація підземних сховищ газу проводиться у режимі, який виключає розкриття тріщин у пласті-покришці, руйнування скелету порід пласта-колектора і цементного каменю у заколонному кільцевому просторі свердловин;

– організація повернення попутних пластових вод, отриманих під час відбирання газу з ПСГ і які не підлягають очищенню існуючими методами, у глибокі підземні водоносні горизонти, що не містять прісних вод, допускається у порядку, встановленому природоохоронним законодавством України;

Під час експлуатації ПСГ за змінних термобаричних умов охорона надр і навколишнього середовища спрямована на запобігання порушень герметичності пласта-покрівлі і свердловин, перетікання газу крізь пласт-покрівлю у вищезалягаючі пористі пласти, розтікання газу по пласту-колектору за межі проектного ГВК (гірничого відводу) та випускання газу в атмосферу з обладнання і комунікацій.

Керівник газосховища повинен здійснювати заходи щодо максимального зменшення випусків газу із забруднюючими речовинами у навколишнє середовище.

### ***ПИТАННЯ ДЛЯ КОНТРОЛЮ ЗНАНЬ ТА ОБГОВОРЕННЯ***

*1. Яку документацію необхідно оформити для експлуатації ПСГ?*

*2. Із яких етапів складається створення і експлуатація ПСГ?*

## Розділ 7. Правила безпеки при експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах

---

3. Які задачі вирішує етап дослідно-промислової експлуатації ПСГ?

4. Які питання експлуатації ПСГ визначаються технічним та технологічним проектами?

5. В який термін проводяться учбово-тренувальні заняття і учбові тривоги з можливих аварійних ситуацій і аварій?

6. Яке технічне устаткування та облаштування включає технологічний комплекс підземного сховища природного газу?

7. Згідно з якою технічною документацією здійснюється експлуатація штучного газового покладу?

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

9. Як і в які терміни проводиться облік кількості вилученої на поверхню пластової і конденсаційної води?

10. З якою метою і згідно якого регламенту проводяться газодинамічні дослідження експлуатаційних свердловин?

11. Якою службою і в які терміни за програмою досліджень проводяться вимірювання та розрахунки втрат і змін тиску та інших параметрів?

12. Яка основна задача об'єктивного моніторингу експлуатації ПСГ?

13. Які методи застосовуються для здійснення об'єктивного моніторингу на ПСГ?

14. Назвіть загальні вимоги безпеки при експлуатації ПСГ.

15. Яких правил пожежної безпеки повинні дотримуватись при експлуатації ПСГ?

16. Назвіть основні вимоги фонтанної безпеки в процесі експлуатації ПСГ.

17. Які основні причини газопроявлення під час ремонту свердловин?

18. Які вимоги фонтанної безпеки під час обслуговування та ремонту свердловин?

19. Які вимоги фонтанної безпеки під час ліквідації аварійних пропусків газу?

20. Основні вимоги охорони довкілля та раціонального використання ресурсів під час підземного зберігання газу.

## ДОДАТКИ

### Додаток 1

#### Основні параметри компонентів природного газу і повітря

| Газ             | Густина при нормальних умовах,<br>$\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup> | Критичний тиск, $P_{кр.}$ , МПа | Критична температура, $T_{кр.}$ , К |
|-----------------|--|---------------------------------|-------------------------------------|
| Метан           | 0,668  | 4,73                            | 192                                 |
| Етан            | 1,263  | 4,98                            | 305                                 |
| Пропан          | 1,872  | 4,34                            | 370                                 |
| Бутан           | 2,519  | 3,87                            | 425,2                               |
| Пентан          | 3,221  | 3,44                            | 470                                 |
| Гексан          | 3,583  | 3,09                            | 507                                 |
| Азот            | 1,166  | 3,46                            | 127                                 |
| Сірководень     | 1,434  | 9,18                            | 373                                 |
| Вуглекислий газ | 1,842  | 7,53                            | 304                                 |
| Водяна пара     | 0,75   | 22,56                           | 647                                 |
| Повітря         | 1,293  | 3,84                            | 134                                 |

Додаток 2  
Загальна характеристика компонентів, які входять до складу природних газів

| Параметр  | Метан $\text{CH}_4$ | Етилен $\text{C}_2\text{H}_4$ | Етан $\text{C}_2\text{H}_6$ | Пропан $\text{C}_3\text{H}_8$ | Бутилен $\text{C}_4\text{H}_8$ |
|---|---------------------|-------------------------------|-----------------------------|-------------------------------|--------------------------------|
| 1   | 2                   | 3                             | 4                           | 5                             | 6                              |
| Молярна маса, кг/моль                                       | 16,04               | 28,05                         | 30,07                       | 44,09                         | 56,11                          |
| Вміст, %: вуглецю водню                                     | 74,97<br>25,03      | 85,7<br>14,3                  | 79,96<br>20,04              | 81,8<br>18,2                  | 85,7<br>14,3                   |
| Густина: рідини, кг/л                                       | 0,30/0,12           | 0,39/0,23                     | 0,37/0,23                   | 0,50/0,39                     | 0,61/0,56                      |
| газу, кг/м <sup>3</sup>                                     | 0,72/0,67           | 1,26/1,18                     | 1,36/1,27                   | 2,00/1,87                     | 2,59/2,43                      |
| по повітрю, кг/м <sup>3</sup>                               | 0,55/0,52           | 0,98/0,91                     | 1,05/0,98                   | 1,55/1,44                     | 2,0/1,8                        |
| В'язкість: динамічна $\mu \cdot 10^{-7}$ , Па·с             | 1,02/1,102          | 0,98/1,03                     | 0,88/0,94                   | 0,77/0,82                     | 0,7/0,77                       |
| кінематична $\nu \cdot 10^{-7}$ , м <sup>2</sup> /с         | 14,24/16,18         | 7,5/8,66                      | 6,35/7,28                   | 3,7/4,26                      | 3,05                           |
| динамічна в'язкість рідкої фази, $\mu \cdot 10^{-7}$ , Па·с | 6,8                 | 6,4/5,3                       | 6,6/6,1                     | 13,8/10,75                    | 27,1/22,2                      |
| Питомий об'єм, м <sup>3</sup> /кг                           | 1,39/1,49           | 0,79/0,85                     | 0,74/0,79                   | 0,49/0,53                     | 0,38/0,41                      |
| Молярний об'єм, м <sup>3</sup> /моль                        | 22,38               | 22,25                         | 22,18                       | 21,64                         | 21,6                           |
| Температура, К: кипіння                                     | 108,5               | 169,3                         | 184,37                      | 230,94                        | 226,75                         |
| плавлення   | 90,5                | 103,85                        | 89,4                        | 85,15                         | 87,7                           |
| Критичні параметри газу: температура, К                     | 190,6               | 282,4                         | 305,75                      | 370                           | 419,8                          |



| 1   | 2         | 3         | 4         | 5         | 6         |
|---|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| тиск, МПа   | 4,52      | 5         | 4,88      | 4,34      | 3,97      |
| молярний об'єм, см <sup>3</sup> /моль               | 99,5      | 123,6     | 147,9     | 210       | 240       |
| густина, кг/м <sup>3</sup>                          | 160,6     | 226,6     | 204       | 231       | 228,1     |
| питомий об'єм, м <sup>3</sup> /кг                   | 0,00662   | 0,00441   | 0,0049    | 0,00455   | 0,00429   |
| Кількість пари, одержаної при випаровуванні рідини: |           |           |           |           |           |
| 1 л   | 417,3     | 315,5     | 277,7     | 257,1     | 239,2     |
| 1 кг  | 1393      | 797,5     | 746,7     | 508       | 398,4     |
| Питома газова стала, Дж/·(кгК)                      | 518,67    | 296,15    | 276,64    | 188,68    | 148,18    |
| Октанове число                                      | 110       | 100       | 125       | 125       | 81        |
| Граничний ступінь стиснення                         | —         | —         | —         | 8,15      | 6,29      |
| Коефіцієнт С в рівнянні Сатерланда                  | 164       | 225       | 252       | 278       | 328,9     |
| Молярна маса, кг/моль                               | 58,12     | 72,15     | 2,016     | 28,02     | 32        |
| Вміст, %:   |           |           |           |           |           |
| вуглецю   | 82,8      | 83,3      | —         | —         | —         |
| водню   | 17,2      | 16,7      | —         | —         | —         |
| густина:  |           |           |           |           |           |
| рідини, кг/л  | 0,58/0,54 | 0,62/0,62 | —         | —         | —         |
| газу, кг/м <sup>3</sup>                             | 2,70/2,53 | 3,43/3,2  | 0,08/0,08 | 1,25/1,17 | 1,43/1,34 |
| за повітрям, кг/м <sup>3</sup>                      | 2,99/1,95 | 2,65/2,48 | 0,69/0,06 | 0,97/0,90 | 1,11/1,03 |

## Продовження додатку 2

| Параметр  | <i>n</i> -Бутан<br><i>n</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> | <i>ізо</i> -Пентан<br><i>ізо</i> -C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> | Водень<br>H <sub>2</sub> | Азот<br>N <sub>2</sub> | Кисень<br>O <sub>2</sub> |
|---|---|--|--------------------------|------------------------|--------------------------|
| 1   | 2   | 3  | 4                        | 5                      | 6                        |
| В'язкість:  |   |  |                          |                        |                          |
| динамічна $\mu \cdot 10^{-7}$ , Па·с                          | 0,69/0,76   | —  | —                        | —                      | —                        |
| кінематична $\nu \cdot 10^{-7}$ , м <sup>2</sup> /с           | 2,45/2,95   | —  | —                        | —                      | —                        |
| динамічна в'язкість<br>рідкої фази $\mu \cdot 10^{-7}$ , Па·с | 21,5/17,19  | 28,7/23,3  | —                        | —                      | —                        |
| Питомий об'єм, м <sup>3</sup> /кг                             | 0,37/0,39   | 0,29/0,31  | 11,23/12,02              | 0,79/0,86              | 0,69/0,75                |
| Молярний об'єм, м <sup>3</sup> /моль                          | 21,46   | 21,03  | 22,43                    | 22,41                  | 22,4                     |
| Температура, К:   |   |  |                          |                        |                          |
| кипіння   | 272,5   | 300,85   | 20,2                     | 77,19                  | 90,03                    |
| плавлення   | 134,65  | 113,11   | 13,8                     | 62,98                  | 54,17                    |
| Критичні параметри газу:                                      |   |  |                          |                        |                          |
| температура, К  | 425,17  | 460,9  | 33,3                     | 126,26                 | 154,96                   |
| тиск, МПа   | 3,75  | 3,29   | 1,32                     | 3,35                   | 5,01                     |
| густина, кг/м <sup>3</sup>                                    | 228   | 229,4  | 38                       | 310                    | 410                      |
| молярний об'єм,<br>см <sup>3</sup> /моль                      | 225   | 308  | 0,06445                  | 90,4                   | 78                       |
| питомий об'єм,<br>м <sup>3</sup> /кг                          | 0,00439   | 0,00426  | 0,03225                  | 0,0321                 | 0,00244                  |
| Кількість пари, одержаної при                                 |   |  |                          |                        |                          |

| 1                                    | 2      | 3      | 4       | 5      | 6      |
|--------------------------------------|--------|--------|---------|--------|--------|
| випаровуванні рідини:                |        |        |         |        |        |
| 1 л                                  | 224,7  | 193,9  | —       | —      | —      |
| 1 кг                                 | 386    | 311,1  | —       | —      | —      |
| Питома газова стала, Дж/(кгК)        | 143,08 | 115,23 | 4124,68 | 296,75 | 259,78 |
| Октанове число                       | 91     | 90     | —       | —      | —      |
| Граничний ступінь стиснення          | 7,36   | 7,35   | —       | —      | —      |
| Коефіцієнт $C$ у рівнянні Сатерланда | 377,4  | 382,8  | 73      | 103,9  | 126,6  |

*Примітка: У чисельнику наведені параметр при нормальних умовах ( $T=273$  К,  $P=1,013$  Па); в знаменнику – при стандартних ( $T=293$  К,  $P=0,1013$  МПа).*

## Додаток 3

## Фізико-хімічні властивості газів

| Параметр   | Метан<br>CH <sub>4</sub> | Етилен<br>C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> | Етан<br>C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> | Пропан<br>C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> | Бутилен<br>C <sub>4</sub> H <sub>8</sub> | н-Бутан<br>н-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> | ізо-<br>Пентан<br>ізо-<br>C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> | Водень<br>H <sub>2</sub> |
|--|--------------------------|---|---------------------------------------|---|--|---|--|--------------------------|
| 1  | 2                        | 3                                       | 4                                     | 5                                       | 6  | 7   | 8  | 9                        |
| Гранично допустимі<br>концентрації шкідливих<br>речовин, мг/м <sup>3</sup> : |                          |   |                                       |   |  |   |  |                          |
| в атмосферному<br>повітрі  | -                        | 3                                       | -                                     | -                                       | 3  | 200   | 100  | -                        |
| у воді водоймищ  | -                        | 0,5                                     | -                                     | -                                       | 0,2                                      | -   | -  | -                        |
| Межа вибуховості газів у<br>суміші з повітрям при<br>T=273 К, P=0,1 МПа, %:  |                          |   |                                       |   |  |   |  |                          |
| нижня  | 5,3                      | 2,8                                     | 3                                     | 2,2                                     | -  | 1,9   | 1,3  | 4,1                      |
| верхня   | 15                       | 28,6                                    | 12,5                                  | 9,5                                     | -  | 8,5   | 8  | 74,6                     |
| Різниця між межами, %  | 9,7                      | 25,8                                    | 9,5                                   | 7,3                                     | -  | 6,6   | 6,7  | 70,5                     |
| Температура спалаху, К:  |                          |   |                                       |   |  |   |  |                          |
| з повітрям   | 913                      | 813                                     | 803                                   | 723                                     | 788                                      | 763   | 743  | 783                      |
| з киснем   | 931                      | 773                                     | 758                                   | 763                                     | 718                                      | 733   | 683  | 813                      |
| Телесність, кДж/К:   |                          |   |                                       |   |  |   |  |                          |
| при сталому тиску  | 2,167                    | 1,46                                    | 1,65                                  | 1,43                                    | 1,59                                     | 1,59  | -  | -                        |

| 1   | 2      | 3      | 4      | 5      | 6       | 7       | 8       | 9      |
|---|--------|--------|--------|--------|---------|---------|---------|--------|
| у рідкій фазі при P=0,1 МПа                       | 3,45   | 2,41   | 2,95   | 2,22   | -       | 2,23    | -       |        |
| при сталому об'ємі                                | 1,65   | 1,12   | 1,37   | 1,36   | 1,43    | 1,45    | -       |        |
| Теплота згоряння, кДж/м <sup>3</sup>              |        | 63 039 |        |        | 121 434 |         | 157 640 | 12 752 |
| вища газової фази                                 | 49 948 | -      | 69 685 | 99 173 | -       | 128 590 | -       | -      |
| нижча газової фази                                | 35 797 | 99 063 | 63 723 | 91 251 | 113 508 | 118 645 | 145 822 | 10 755 |
| нижча рідкої фази                                 | 21 850 | -      | 22 479 | 24 677 | 28 579  | -       | -       | -      |
| Потреба при горінні на 1 м газу, м <sup>3</sup> : |        |        |        |        |         |         |         |        |
| кисню   | 2      | 3      | 3,5    | 5      | 6       | -       | 8       | 0,5    |
| повітря   | 9,52   | 14,28  | 16,66  | 23,8   | 28,56   | -       | 38,08   | 3,38   |
| Жаропродуктивність газу, К                        | 2313   | 2553   | 2373   | 2383   | 2473    | -       | 2393    | 2508   |
| Коефіцієнт теплопровідності, Вт/(м·К):            |        |        |        |        |         |         |         |        |
| пароподібних компонентів                          | 0,11   | 0,059  | 0,065  | 0,053  | 0,049   | 0,049   | -       | -      |
| рідких компонентів                                | 0,105  | -      | 0,682  | 0,45   | -       | 0,477   | -       | -      |

## Додаток 4

Значення коефіцієнтів *A* і *B* у рівнянні вологовмісту газу

| Температура, К | <i>A</i> | <i>B</i> | Температура, К | <i>A</i> | <i>B</i> | Температура, К | <i>A</i> | <i>B</i> |
|----------------|----------|----------|----------------|----------|----------|----------------|----------|----------|
| 233            | 0,145    | 0,00347  | 281            | 8,2      | 0,063    | 329            | 126      | 0,487    |
| 235            | 0,178    | 0,00402  | 283            | 9,39     | 0,0696   | 331            | 138      | 0,521    |
| 237            | 0,219    | 0,0465   | 285            | 10,72    | 0,0767   | 333            | 152      | 0,562    |
| 239            | 0,267    | 0,00538  | 287            | 12,39    | 0,0855   | 335            | 166,5    | 0,599    |
| 241            | 0,323    | 0,00623  | 289            | 13,94    | 0,093    | 337            | 183,3    | 0,645    |
| 243            | 0,393    | 0,0071   | 291            | 15,75    | 0,102    | 339            | 200,5    | 0,691    |
| 245            | 0,471    | 0,00806  | 293            | 17,87    | 0,112    | 341            | 219      | 0,741    |
| 247            | 0,566    | 0,00921  | 295            | 20,15    | 0,1227   | 343            | 238,5    | 0,793    |
| 249            | 0,677    | 0,01043  | 297            | 22,8     | 0,1343   | 345            | 260      | 0,841    |
| 251            | 0,804    | 0,01168  | 299            | 25,5     | 0,1453   | 347            | 283      | 0,902    |
| 253            | 0,96     | 0,0134   | 301            | 28,7     | 0,1595   | 340            | 306      | 0,965    |
| 255            | 1,14     | 0,0151   | 303            | 32,3     | 0,174    | 351            | 335      | 1,023    |
| 257            | 1,35     | 0,01705  | 305            | 36,1     | 0,189    | 353            | 363      | 1,088    |
| 259            | 1,59     | 0,01927  | 304            | 40,5     | 0,207    | 355            | 394      | 1,148    |
| 261            | 1,868    | 0,02165  | 309            | 45,2     | 0,224    | 357            | 427      | 1,205    |
| 263            | 2,188    | 0,0229   | 311            | 50,8     | 0,242    | 359            | 462      | 1,25     |
| 265            | 2,55     | 0,0271   | 313            | 56,2     | 0,263    | 361            | 501      | 1,29     |
| 267            | 2,99     | 0,03035  | 315            | 62,7     | 0,285    | 363            | 537,5    | 1,327    |
| 269            | 3,48     | 0,0338   | 317            | 69,2     | 0,31     | 365            | 582,5    | 1,381    |
| 271            | 4,03     | 0,377    | 319            | 76,7     | 0,335    | 367            | 624      | 1,405    |
| 273            | 4,67     | 0,0418   | 321            | 85,3     | 0,363    | 369            | 672      | 1,445    |
| 275            | 5,4      | 0,0464   | 323            | 94       | 0,391    | 371            | 725      | 1,487    |
| 277            | 6,225    | 0,0515   | 325            | 103      | 0,422    | 373            | 776      | 1,59     |
| 279            | 7,15     | 0,0571   | 327            | 114      | 0,454    | 375            | 1093     | 2,62     |

## Додаток 5

## Основні параметри циклонних пиловловлювачів

| №<br>п/п | Параметр  | Тип пиловловлювача         |                       |                       |                                |
|----------|---|----------------------------|-----------------------|-----------------------|--------------------------------|
|          |   | ГП-<br>692.01.<br>000      | ГП-<br>426.00.<br>000 | ГП-<br>144.00.0<br>00 | ГП-105<br>мульти<br>-<br>цикл. |
| 1        | Продуктивність,<br>млн.м <sup>3</sup> /добу,<br>при робочому тиску:<br>Р = 4 МПа<br>Р = 5 МПа                           | —<br>5                     | 15<br>—               | —<br>20               | 6,4                            |
| 2        | Тиск робочий, МПа   | 5,5                        | 5,5                   | 7,5                   | 3,92                           |
| 3        | Максимальний тиск, МПа  |                            |                       |                       | 5,48                           |
| 4        | Фракційна ефективність<br>очищення в % не менше<br>при розмірах твердих<br>часток, мкм:<br>5—10<br>10—20<br>20—40<br>40 | 80<br>95<br>98<br>100      | 80<br>—<br>98<br>100  | —<br>95<br>—<br>—     | —<br>—<br>—<br>—               |
| 5        | Температура середовища,<br>°С   | від — 20 до 100            |                       |                       |                                |
| 6        | Теплоносій  | вода з температурою 120 °С |                       |                       |                                |
| 7        | Кількість циклонів  | 5                          | 5                     | 5                     | 187                            |
| 8        | Робочий тиск теплоносія,<br>МПА   | 0,5                        | 0,5                   | 0,5                   |                                |
| 9        | Діаметр ПУ, мм  | 1200                       | 1850                  | 2000                  | 1600                           |
| 10       | Діаметр циклона, мм   | 350                        | 600                   | 600                   | 60                             |
| 11       | Габарити, мм:<br>ширина<br>висота   | 2240<br>5675               | 3250<br>9300          | 3500<br>9500          | —                              |
| 12       | Питомі металозатрати,<br>кг/млн м <sup>3</sup>  | 1360                       | 1533                  | 1550                  | —                              |
| 13       | Маса, кг  | 6800                       | 23 000                | 31 000                | —                              |

Додаток 6

**Методика розрахунку тривалості роботи експлуатаційної колони свердловини**

Тривалість роботи експлуатаційної колони свердловини визначається за формулою:

$$T_e = \frac{\delta_n - \delta_k}{V_k},$$

де  $\delta_n$  – початкова товщина стінки експлуатаційної колони, мм;  
 $\delta_k$  – критична товщина стінки експлуатаційної колони для заданого робочого тиску, мм;

$V_k$  – швидкість корозії стінки експлуатаційної колони для заданого робочого тиску ( $\delta_x$ ) визначається за формулою:

$$\delta_k = \frac{n \cdot K_{оп} \cdot P_p \cdot D}{0,875 \cdot 2 \cdot \sigma_T} + 2;$$

де  $n$  – коефіцієнт запасу міцності при розрахунку на внутрішній надлишковий тиск,  $n=1,15$ ;

$K_{оп}$  – коефіцієнт перевищення тиску при оприсуванні колони;

$P_p$  – максимальний робочий тиск на гирлі свердловини, МПа;

$D$  – діаметр колони (зовнішній), мм;

$\sigma_T$  – межа текучості металу, МПа;

0,875 – коефіцієнт, який враховує відхилення товщини стінки;

2 – поправка на ослаблення тіла труби різьбою, мм.

Швидкість корозії стінки експлуатаційної колони  $V_k$  визначається за формулою:

$$V_k = K_1 \cdot K_2 \cdot A \cdot B \cdot t;$$

$$K_1 = \sqrt{Q},$$

де  $Q$  – дебіт свердловини тис.м<sup>3</sup>/добу;



$$K_2 = 0,0008 (C_{CO_2})^{\frac{1}{3}},$$

де  $C_{CO_2}$  – об’ємна концентрація вуглекислого газу, %  
А – температурний коефіцієнт.

$$A = \left( \frac{P_p}{P_p + 0,28t} \right)^{\frac{1}{3}},$$

де  $P_p$  – максимальний робочий тиск на гирлі свердловини, МПа;  
В – коефіцієнт вологовмісту

$$B = (\gamma_{II} - \gamma_{Г})^{\frac{1}{2}},$$

де  $\gamma_{II}$  і  $\gamma_{Г}$  – вологовміст газу при пластових умовах і на гирлі свердловин; г/м<sup>3</sup>;  
t – температура на гирлі свердловин при відборі газу, °С.

### Найважливіші фізичні сталі

1. Одиниці вимірювання температури по шкалах Цельсія ( $t_C$ ), Фаренгейта ( $t_F$ ), Реомюра ( $t_R$ ), Кельвіна ( $T_K$ ) і Ранкіна ( $T_P$ ):

$$t_R = \frac{4}{5} t_C = \frac{4}{9} (t_F - 32);$$

$$t_C = \frac{5}{4} t_R = \frac{5}{9} (t_F - 32);$$

$$t_F = \frac{9}{5} t_C + 32 = \frac{9}{4} t_R + 32;$$

$$T_K = \frac{5}{9} T_P; \quad T_K = t_C + 273.$$

2. Співвідношення позасистемних одиниць з іншими одиницями СІ:

$$1 \text{ ft (фут)} = 0,3048 \text{ м}$$

$$\text{Довжина: } 1 \text{ mi (миля)} = 1609,34 \text{ м}$$

$$1 \text{ in (дюйм)} = 2,54 \text{ см.}$$

$$\text{Маса: } 1 \text{ lb (фунт)} = 0,45359 \text{ кг}$$

$$\text{Площа: } 1 \text{ ft}^2 \text{ (квадратний фут)} = 0,0929930 \text{ м}^2$$

$$1 \text{ ac (акр)} = 4046,86 \text{ м}^2$$

$$\text{Об'єм: } 1 \text{ bbl (us) (баррель США)} = 0,158987 \text{ м}^3$$

$$1 \text{ gal (us) (галон США)} = 0,00378541 \text{ м}^3 = 3,7 \text{ дм}^3 = 3,7 \text{ л}$$

$$\text{Густина: } 1 \text{ lb/ft}^3 \text{ (фунт на кубічний фут)} = 16,0185 \text{ кг/м}^3$$

$$1 \text{ lb/gal (фунт на галон)} = 119,829 \text{ кг/м}^3$$

$$1 \text{ ft}^3/\text{bbl (кубічний фут на баррель)} = 0,17811 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

$$1 \text{ lbf (фунт-сила)} = 4,44822 \text{ Н}$$

$$1 \text{ ат (технічна)} = 0,980665 \text{ бар.}$$

$$1 \text{ кгс}\cdot\text{м (кілограм-сила-метр)} = 9,80665 \text{ Н}\cdot\text{м}$$

$$1 \text{ lb}\cdot\text{ft (фунт-сила-фут)} = 1,35582 \text{ Н}\cdot\text{м}$$

$$1 \text{ бар.} = 1 \cdot 10^5 \text{ Па}$$

$$1 \text{ psi (фунт-сила на квадратний дюйм)} = 6,89476 \cdot 10^3 \text{ Па}$$

$$1 \text{ lbf/ft}^2 \text{ (фунт-сила на квадратний фут)} = 47,8803 \text{ Па}$$

$$1 \text{ к.с.г. (кінська сила-година)} = 2,64780 \cdot 10^6 \text{ Дж}$$

$$1 \text{ к.с. (кінська сила)} = 735,4988 \text{ Вт}$$

$$1 \text{ lbf}\cdot\text{ft/s (фунт-сила-фут у секунду)} = 1,35582 \text{ Вт}$$

$$1 \text{ hp (британська кінська сила)} = 745,7 \text{ Вт}$$

$$1 \text{ Btu/s (британська одиниця тепла в секунду)} = 1055,06 \text{ Вт}$$

## Співвідношення одиниць СІ з іншими одиницями

| Найменування одиниць               | Переведення з інших систем у СІ  | Переведення з СІ в інші системи   |
|------------------------------------|--|---|
| 1                                  | 2  | 3   |
| Маса                               | $1 \text{ г} = 10^{-3} \text{ кг}$   | $1 \text{ кг} = 10^3 \text{ г}$   |
| Густина                            | $1 \text{ г/см}^3 = 1000 \text{ кг/м}^3$<br>$1 \text{ т/м}^3 = 1000 \text{ кг/м}^3$  | $1 \text{ кг/м}^3 = 10^{-3} \text{ г/см}^3$<br>$1 \text{ кг/м}^3 = 10^{-3} \text{ т/м}^3$   |
| Масовий розхід                     | $1 \text{ кг/год} = 278 \cdot 10^{-6} \text{ кг/с}$<br>$1 \text{ т/год} = 278 \cdot 10^{-3} \text{ кг/с}$<br>$1 \text{ кг/хв} = 16,7 \cdot 10^{-3} \text{ кг/с}$   | $1 \text{ кг/с} = 3600 \text{ кг/год}$<br>$1 \text{ кг/с} = 3,6 \text{ т/год}$<br>$1 \text{ кг/с} = 60 \text{ кг/хв}$   |
| Об'ємний розхід                    | $1 \text{ м}^3/\text{год} = 278 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{с}$<br>$1 \text{ л/год} = 278 \cdot 10^{-9} \text{ м}^3/\text{с}$<br>$1 \text{ л/хв} = 16,7 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{с}$  | $1 \text{ м}^3/\text{с} = 3600 \text{ м}^3/\text{год}$<br>$1 \text{ м}^3/\text{с} = 3,6 \text{ л/год}$<br>$1 \text{ м}^3/\text{с} = 6 \cdot 10^4 \text{ л/хв}$  |
| Сила                               | $1 \text{ кгс} = 9,81 \text{ Н}$   | $1 \text{ Н} = 0,102 \text{ кгс}$   |
| Тиск                               | $1 \text{ кгс/см}^2 = 98066,5 \text{ Н/м}^2$<br>$1 \text{ кгс/м}^2 = 9,81 \text{ Н/м}^2 =$<br>$= 1 \text{ мм вод. ст.}$<br>$1 \text{ мм рт. ст.} =$<br>$= 133,322 \text{ Н/м}^2$<br>$1 \text{ мм вод. ст.} = 9,81 \text{ Н/м}^2$<br>$1 \text{ бар} = 10^5 \text{ Па}$<br>$1 \text{ ат (техн.)} = 1 \text{ кгс/см}^2 =$<br>$= 0,981 \cdot 10^5 \text{ Н/м}^2 =$<br>$= 735,6 \text{ мм рт. ст.} =$<br>$= 10 \text{ м вод. ст.}$<br>$1 \text{ атм (фізич.)} = 760 \text{ мм}$<br>$\text{рт. ст.} = 101\,325 \text{ Па}$<br>$1 \text{ кгс/мм}^2 = 9,81 \cdot 10^6 \text{ Н/м}^2$ | $1 \text{ Н/м}^2 = 0,102 \text{ кгс/м}^2$<br><br>$1 \text{ Н/м}^2 = 7,50 \cdot 10^{-3} \text{ мм}$<br>$\text{рт. ст.}$<br>$1 \text{ Н/м}^2 = 0,102 \text{ мм вод. ст.}$<br><br>$1 \text{ Н/м}^2 = 1,02 \cdot 10^5 \text{ атм}$<br><br>$1 \text{ Н/м}^2 = 9,87 \cdot 10^{-6} \text{ атм}$<br><br>$1 \text{ Н/м}^2 = 1,02 \cdot 10^{-7} \text{ кгс/мм}^2$ |
| Енергія, кількість теплоти, робота | $1 \text{ Вт} \cdot \text{г} = 3,6 \cdot 10^3 \text{ Дж}$<br>$1 \text{ кал} = 4,19 \text{ Дж}$<br>$1 \text{ ккал} = 4,19 \cdot 10^3 \text{ Дж}$<br>$1 \text{ кгс} \cdot \text{м} = 9,81 \text{ Дж}$  | $1 \text{ Дж} = 2,78 \cdot 10^{-4} \text{ Вт} \cdot \text{г}$<br>$1 \text{ Дж} = 0,239 \text{ кал}$<br>$1 \text{ Дж} = 239 \cdot 10^{-6} \text{ ккал}$<br>$1 \text{ Дж} = 0,1 \text{ кгс} \cdot \text{м}$   |
| Потужність                         | $1 \text{ к.с.} = 735,5 \text{ Вт}$<br>$1 \text{ ккал/г} = 1,163 \text{ Вт}$<br>$1 \text{ кал/с} = 4,19 \text{ Вт}$<br>$1 \text{ Дж/с} = 1 \text{ Вт}$   | $1 \text{ Вт} = 1,36 \cdot 10^{-3} \text{ к.с.}$<br>$1 \text{ Вт} = 0,102 \text{ кгс} \cdot \text{м/с}$<br>$1 \text{ Вт} = 0,86 \text{ ккал/г}$   |

## Додатки

| 1                           | 2  | 3  |
|-----------------------------|--|--|
| В'язкість динамічна         | $1 \text{ Пз} = 0,1 \text{ Н}\cdot\text{с}/\text{м}^2 =$<br>$= 0,1 \text{ Па}\cdot\text{с}$<br>$1 \text{ сПз} = 10^{-3} \text{ Н}\cdot\text{с}/\text{м}^2$<br>$1 \text{ кгс}\cdot\text{с}/\text{м}^2 = 9,81 \text{ Н}\cdot\text{с}/\text{м}^2$ | $1 \text{ Н}\cdot\text{с}/\text{м}^2 = 10 \text{ Пз}$<br>$1 \text{ Н}\cdot\text{с}/\text{м}^2 = 10^3 \text{ сПз}$<br>$1 \text{ Н}\cdot\text{с}/\text{м}^2 = 0,102 \text{ кгс}\cdot\text{с}/\text{м}^2$ |
| В'язкість кінематична       | $1 \text{ см}^2/\text{с} = 1 \text{ Ст} = 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$<br>$1 \text{ сСт} = 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$  | $1 \text{ м}^2/\text{с} = 10^4 \text{ Ст}$<br>$1 \text{ м}^2/\text{с} = 10^6 \text{ сСт}$  |
| Питома теплоємність         | $1 \text{ ккал}/\text{кгс}\cdot\text{град.} =$<br>$= 4,19 \text{ кДж}/\text{кг}\cdot\text{К}$  | $1 \text{ кДж}/\text{кг}\cdot\text{К} =$<br>$= 0,239 \text{ ккал}/\text{кг}\cdot\text{град.}$  |
| Коефіцієнт теплопровідності | $1 \text{ ккал}/\text{м}\cdot\text{г}\cdot\text{град} =$<br>$= 1,163 \text{ Вт}/\text{м}\cdot\text{К}$   | $1 \text{ Вт}/\text{м}\cdot\text{К} =$<br>$= 0,86 \text{ ккал}/\text{м}\cdot\text{г}\cdot\text{град.}$   |
| Коефіцієнт теплопередачі    | $1 \text{ ккал}/\text{м}^2\cdot\text{г}\cdot\text{град} =$<br>$= 1,163 \text{ Вт}/\text{м}^2\cdot\text{К}$   | $1 \text{ Вт}/\text{м}^2\cdot\text{К} = 0,86$<br>$\text{ккал}/\text{м}^2\cdot\text{г}\cdot\text{град.}$  |
| Частота обертання           | $1 \text{ об}/\text{с} = 1 \text{ с}^{-1}$<br>$1 \text{ об}/\text{хв} = 0,016 \text{ с}^{-1}$<br>$1 \text{ об}/\text{г} = 0,27\cdot 10^{-3} \text{ с}^{-1}$  | $1 \text{ с}^{-1} = 1 \text{ об}/\text{с} = 60 \text{ об}/\text{хв.} =$<br>$= 3600 \text{ об}/\text{г}$  |
| Теплота згоряння палива     | $1 \text{ ккал}/\text{кг} = 4,19 \text{ кДж}/\text{кг}$  | $1 \text{ кДж}/\text{кг} = 0,24 \text{ ккал}/\text{кг}$  |

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

---

1. Амикс Д. Физика нефтяного пласта [Текст] / Д. Амикс, Д. Басс, Р. Уайтінг – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 572 с.
2. Булатов А.И. Детективная биография герметичности крепи нефтяных и газовых скважин [Текст] / А.И. Булатов. – Краснодар: Просвещение – Юг. 2009. – 862 с.
3. Вайсберг Г.Л. Фонтанна безпека [Текст] / Г.Л. Вайсберг, Д.В. Римчук. – Х.: 2002. – 474 с
4. Гімер Р.Ф. Підземне зберігання газу [Текст] / Р.Ф. Гімер, П.Р. Гімер, М.П. Деркач // Ч.1: Створення підземних сховищ газу. – Львів: Центр Європи. 2007. – 224 с.
5. Дудля М.А. Промивальні рідини в бурінні [Текст]: підручник / М.А. Дудля. – 3-є вид., доп. – Д.: Державний ВНЗ «Національний гірничий університет», 2011. – 542 с.
6. Розгонюк В.В. Експлуатаційникові газонафтового комплексу. Довідник [Текст] // В.В.Розгонюк, Л.А. Хачикян, М.А. Григіль, О.С.Удалов, В.П. Нікішин. – К.:Росток, 1998. – 431 с.
7. Зотов Г.А. Газодинамические методы исследований газовых скважин [Текст] / Г.А. Зотов, С.М. Тверковкин. – М.: Недра, 1970. – 191 с.
8. Коротаев Ю.П. Добыча, транспорт и подземное хранение газа [Текст] / Ю.П. Коротаев, А.И. Ширковский – М.: Недра, 1984. – 487 с.
9. Павлов С.Д. Пути освоения природных газов угольных месторождений [Текст] / С.Д. Павлов– Х.:Колорит, 2005. – 335 с.
10. Пивняк Г.Г. Подземные газохранилища в отработанных угольных шахтах [Текст] / Г.Г. Пивняк, Н.А. Дудля, Я. Семек и др. – Д.: Національний гірничий університет, 2008. – 240 с.
11. Рид Р. Свойства газов и жидкостей [Текст] / Р. Рид, Т. Швервуд – М.: Химия, 1971. – 702 с.
12. Савків В.П. Підземне зберігання газу в Україні [Текст] / В.П. Савків. – К., 2008. – 239 с.

13. Сховища газу підземні в пористих пластах. Експлуатація. Основні положення. [Текст] – Київ, НАК “Нафтогаз України”, 2008. – 62 с.

14. Ширковский А.И. Добыча и подземное хранение газа [Текст] / А.И. Ширковский, Г.И. Задора. – М.: Недра, 1974. – 192 с.

15. Ширковский А.И. Подземное хранение газа [Текст] / А.И. Ширковский. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 75 с.

16. Dudla N.A. Ochrona środowiska w aspekcie źródeł energii [Text] / N.A. Dudla, W. Górecki, G.G. Piwniak, S. Rychlicki, A. Zięba. – Kraków: Wyd. Towarzystwo Geosynoptyków „GEOS”, 1996. – 262 s.

17. Pinka J. Vrtné súpravy a ich diagnostikovanie [Text] / J. Pinka, M. Sidorová, N.A. Dudla. – Košice: Wyd. EQUILIBRIA, 2009. – 176 s.

18. Podzimne magazyny gazu w zaniechanych kopalniach węgla [Text] / Praca zbiorowa pod redakcją A. Kidybińskiego i J. Siemka. – Katowice: Wyd. Główny instytut górnictwa, 2006. – 234 s.

## ПРЕДМЕТНИЙ ПОКАЖЧИК

---

### А

Абсорбер 27, 87, 124, 126, 147

Абсорбція

– фізична 124

– хімічна 124

Азот 49, 52, 54, 57, 66, 216, 242

### В

Вода

– законтурна 45

– контурна 45

– напірна 45

– підшовна 45

– пластова 45, 266, 309, 374

Водень 52, 54, 79

Водопровід 47

Вологість

– абсолютна 66, 133

– відносна 66

Вуглекислий газ 52, 54, 236

### Г

Газгольдер 21

Газові зони

– азотно – вуглекисла 57,

– азотно – метанова 57

– вуглекисло – азотна 57

Газові параметри

– газовий тиск 59

– компонентний склад 59

– метанозбагаченість 59

– метаноносність 59

Газоємність 59

Газозбірний колектор 40, 47, 142

Газозбірний пункт 40, 46, 145

Газонаповнювальні станції 334

Газонасиченість 45, 58, 206, 243

Газопровід-підключення 47, 185

Газопромислове господарство 47

Газопроникність 55

- Герметичність покрівлі пласта 45  
Герметичність свердловин 329  
Гідрати 113, 129  
Гравітаційні сепаратори 87, 150
- Д**
- Десорбер 124, 126, 147, 148  
Дроселювання газу 76, 128, 129
- Е**
- Ефект Джоуля – Томсона 76, 117
- І**
- Ідеальний газ 69, 72, 73, 74, 75  
Інгібіторопровід 47
- К**
- Кваліметрія 298, 302, 322, 325  
Колекторські властивості порід  
– пористість 55, 224, 328  
– проникність 56, 59, 166, 328  
– сорбційна газоємність 59
- Компоненти шахтних газів  
– додаткові 16, 52, 59  
– основні 54, 55, 82, 84  
– рідкі 52, 54, 122
- Контакт  
– водонафтовий 163  
– газоводяний 163, 224, 368  
– газонафтовий 163
- Контрольний горизонт 40, 48, 167
- КПЗГ  
– Західний 34, 35, 159  
– Південний 34, 36, 159  
– Північний 34  
– Східний 34
- Кріплення свердловин 30, 266, 329
- Критерії якості розчину  
– А. Горського 303  
– А. Мірзаджанзаде 281, 304  
– А. Черненка 303  
– В. Бакшутова 310  
– геометричний симплекс 317  
– М. Гераніна 305  
– О. Образцова 306  
– Р.Шищенко та Б. Єсьмана 305
- Критерій Нуссельта 349
- М**
- Метан 60, 71, 133, 242, 371



- О**
- соляні поклади 16, 23, 25
  - Об’єкт зберігання газу 34, 47, 48 Пласт – колектор 40, 57, 206, 217
  - Об’єктивний моніторинг 361, 370 Пласт – покрівля 40, 45, 266, 389
  - Об’єм газу Пластова система 21, 46, 212, 328
    - активний 15, 18, 21, 25, 39, 43
    - буферний 38, 43, 220, 268, 328
    - загальний 37, 57, 164, 203, 205
    - парціальний 72, 73
  - Облаштування ПСГ 36, 174, 362
    - Пластовий тиск
      - кінцевий 79, 86
      - максимальний 39, 43, 165, 169
      - мінімальний 44, 165, 169
      - поточний 44, 173, 174, 266
      - початковий 38, 44, 80, 189, 190
      - приведений 44, 108, 209, 368
      - середній 165, 170, 173, 174
      - середньоарифметичний 44
      - середньозважений 44, 217, 250
    - Площа газонасиченості 224, 368
    - Пожежна безпека 377, 378, 380
  - П**
  - Параметри розчину
    - кінцеві 301
    - початкові 301
    - проміжні 301
  - Перетік газу 45, 46, 186, 389
  - Період
    - відбору газу 25, 43, 361, 368
    - закачування газу 35, 43, 171, 172
    - нейтральний 35, 43, 171
  - Підземне зберігання газу 14, 21, 28
    - Природний газ 17, 27, 49, 79, 80
    - Проблеми створення ПСГ
      - геодинамічні 269
      - геотехнічні 267
      - економічні 270
      - технологічні 268
  - Підземні сховища газу
    - базові 15, 253
    - водоносні пласти 16, 21, 215, 250
    - газові родовища 38, 190, 254
    - Касимовське 26
    - нафтові родовища 33, 49, 201
    - Північно-Ставропольське 15, 26
    - пікові 16, 27, 253
  - Р**
  - Режим роботи ПСГ
    - водонапірний 26, 38, 46, 165, 174
    - газовий 38, 39, 47, 170, 197, 206
  - Ресурси газу 36, 60, 248, 366

Рівняння стану

– Бенедикта – Вебба – Рубіна 75

– Бітті – Бріджмена 75

Розмив солі

– струменевий 227

– циркуляційний 227

**С**

Свердловина

– геофізична 42, 167, 365, 370

– видобувно-нагнітальна 31, 41

– дегазаційна 42

– експлуатаційна 26, 41, 173, 178

– контрольна 42, 167, 186, 366

– нагнітальна 41, 168, 180, 196, 203

– п'єзометрична 41, 167, 266

– поглинальна 42, 167, 365, 370

– поточна 186, 224

– розвантажувальна 42, 167, 269

– розвантажувально-контрольна 42

– спеціальна 186

– спостережна 41, 167, 365, 370

Сірководень 52, 54, 79

Складки

– конседиментаційні 58, 59

– пологі брахіантиклінальні 57, 58

– постседиментаційні 58

Структурна пастка 40, 166, 268

Схема підключення свердловин

– змішана 46

– колекторна 46

– променева 46

**Т**

Теплоємність 75, 76, 118, 138

Теплопровідність 76, 261, 263, 276

Теплота згоряння 76, 84

Технологічний проект 28, 30, 169

Тиск

– абсолютний 45, 64, 73, 272, 345

– атмосферний 45, 66, 80, 157, 250

– барометричний 45, 64, 208

– вибійний 44, 173, 175

– динамічний 44, 201, 300

– забійний 180, 190, 195, 206, 224

– затрубний 44, 199, 366, 381

– критичний 44, 70

– максимальний 43, 265, 366, 385

– мінімальний 44, 166, 170, 174

– надлишковий 44

– нормальний 44, 165, 244

– парціальний 66, 72

– робочий 44, 98, 106, 110, 154

– статистичний 43, 45, 295, 381

Товщина

– ефективна газонасичена 45, 330

– загальна 46

Точка роси газу

– по волозі 83, 175

– по вуглеводнях 83

**Ф**

Фільтр – сепаратор 93, 99,

Фонд свердловини

– діючий 29, 41, 369

– допоміжний 42

– експлуатаційний 40, 41

– недіючий 41

– спостережний 41

Форми перебування газів

– вільна 55

– клатратна 55

– сорбована 55

Фонтанна безпека 380, 384, 385

**Ц**

Цикл експлуатації 172, 187, 250

Циклонні пиловловлювачі 90, 93

**Ч**

Число Воббе 84, 85

**Ш**

Шлейф 39, 42, 46, 175, 223, 377

Штучний газовий поклад

– масивний 42

– пластовий 42

– техногенний 42

Навчальне видання

**Дудля Микола Андрійович**  
**Ширін Леонід Никифорович**  
**Федоренко Едуард Аркадійович**

**ПРОЦЕСИ ПІДЗЕМНОГО  
ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ**

Підручник

Друкується в обробці авторів

Підписано до друку 21.05.12. Формат 30x42/4.  
Папір офсет. Ризографія. Ум. друк. арк. 22,9.  
Обл.-вид. арк. 22,9. Тираж 1000 пр. Зам. №

Підготовлено до друку та видруковано  
у Державному вищому навчальному закладі  
«Національний гірничий університет».  
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру ДК № 1842  
від 11.06.2004.

49005, м. Дніпропетровськ, просп. К. Маркса, 19.