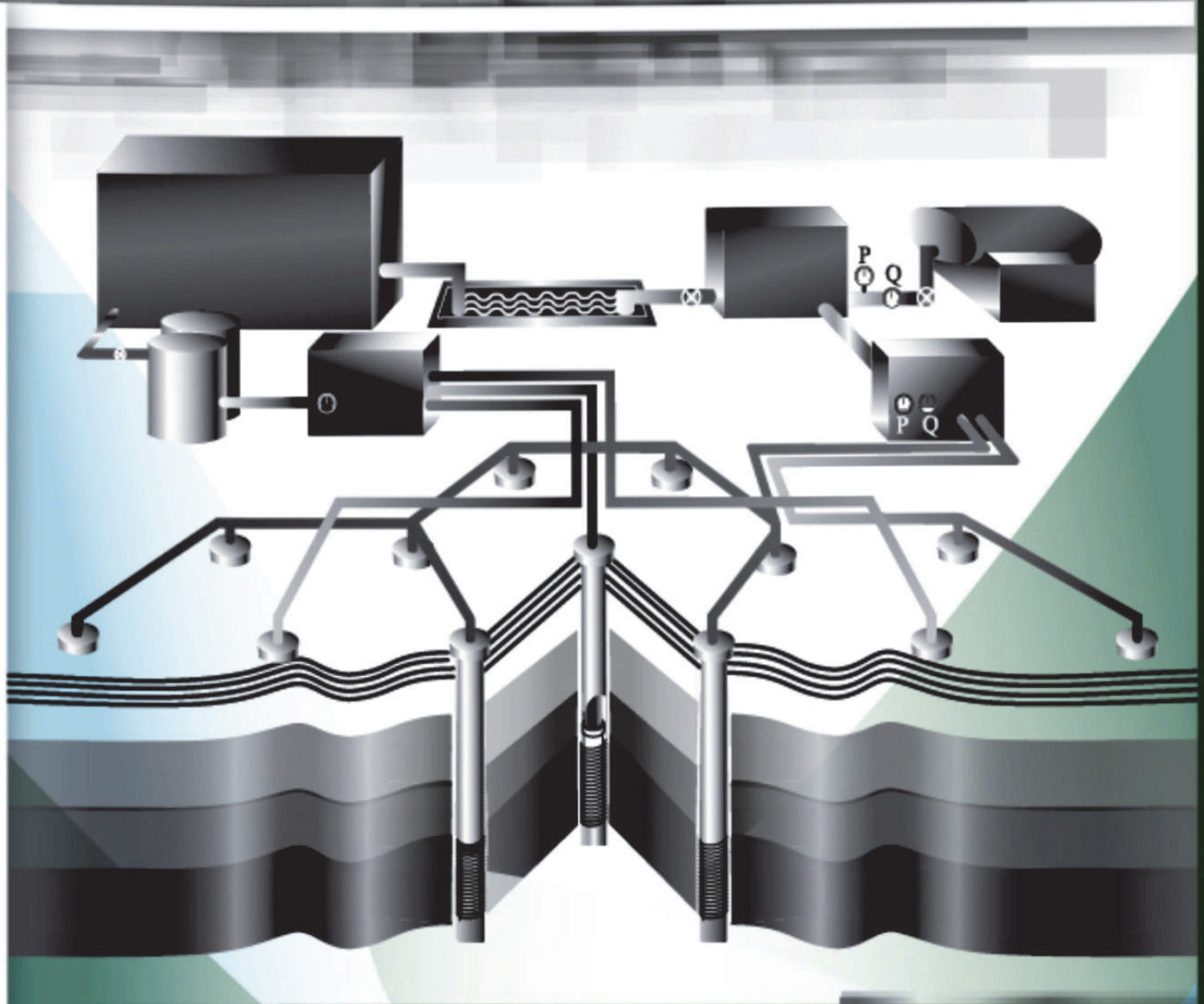


# ФІЗИКО-ХІМІЧНА ГЕОТЕХНОЛОГІЯ



**Міністерство освіти і науки, молоді та спорту України**

**ДЕРЖАВНИЙ ВИЩИЙ НАВЧАЛЬНИЙ ЗАКЛАД  
«НАЦІОНАЛЬНИЙ ГІРНИЧИЙ УНІВЕРСИТЕТ»**

---

---



**М.М. ТАБАЧЕНКО**

**О.Б. ВЛАДИКО**

**О.Є. ХОМЕНКО**

**Д.В. МАЛЬЦЕВ**

## **ФІЗИКО-ХІМІЧНА ГЕОТЕХНОЛОГІЯ**

Навчальний посібник

**Дніпропетровськ**

**НГУ**

**2012**

УДК 622.277  
ББК 33.24  
Ф50

Рекомендовано до друку  
редакційною радою Державного вищого навчального закладу  
«Національний гірничий університет» як навчальний посібник  
для студентів напряму підготовки 6.050301 Гірництво  
(протокол № 5 від 15 травня 2012)

Рецензенти:

*М.С. Четверик* – д-р техн. наук, старш. наук. співроб., проф., завідувач відділу геомеханічних основ розробки родовищ (Інститут геотехнічної механіки ім. Н.С. Полякова НАН України)

*В.В. Цариковський* – д-р техн. наук, старш. наук. співроб., завідувач відділу підземних гірничих робіт і геомеханіки (Державне підприємство «Науково-дослідний гірничорудний інститут»)

**Ф50 Фізико-хімічна** геотехнологія [Текст]: навч. посібник / М.М. Табаченко, О.Б. Владико, О.Є. Хоменко, Д.В. Мальцев – Д.: Національний гірничий університет, 2012. – 310 с.

Розглянуто принципові засади геотехнологічного видобування різноманітних корисних копалин. Викладено питання розкриття та підготовки родовищ за допомогою свердловинної розробки, проаналізовано способи буріння і кріплення геотехнологічних свердловин, а також застосоване обладнання. Розкрито сутність технологічних процесів, які виконуються при диспергуванні гірських порід, розчиненні солей, вилуговуванні металів, підземній виплавці сірки і газифікації вугілля, видобуванні в'язкої нафти та сланцевого газу.

Навчальний посібник призначений для студентів, які навчаються за спеціальністю «Розробка родовищ та видобування корисних копалин», а також для студентів інших спеціальностей гірничих вузів і факультетів та інженерно-технічних працівників підприємств і проектних організацій гірничовидобувних галузей промисловості України.

УДК 622.277  
ББК 33.24

© М.М. Табаченко, О.Б. Владико, О.Є. Хоменко, Д.В. Мальцев, 2012  
© Державний ВНЗ «Національний гірничий університет», 2012

## ЗМІСТ

<b>ВСТУП</b> .....	7
<b>1. ГІРНИЧО-ГЕОЛОГІЧНІ УМОВИ РОДОВИЩ, ЯКІ РОЗРОБЛЯЮТЬСЯ ГЕОТЕХНОЛОГІЧНИМИ МЕТОДАМИ</b> .....	8
<b>1.1. Геотехнологія. Основні поняття та визначення</b> .....	8
<b>1.2. Закони та закономірності геотехнології</b> .....	10
1.2.1. Поняття про закони та закономірності.....	10
1.2.2. Закони та закономірності геотехнології.....	16
<b>1.3. Системне уявлення об'єкта геотехнології</b> .....	22
<b>1.4. Надійність геотехнологічних процесів</b> .....	28
<b>1.5. Моделювання в геотехнології</b> .....	33
<b>1.6. Розвідка та розробка родовищ України геотехнологічними методами</b> .....	44
1.6.1. Розробка родовищ вугілля.....	44
1.6.2. Розвідка і розробка уранових родовищ.....	48
1.6.3. Розвідка родовищ сірки .....	55
1.6.4. Розробка соляних родовищ .....	57
1.6.5. Розвідка родовищ сланцевого газу .....	59
<b>Контрольні запитання</b> .....	62
<b>Список літератури до глави 1</b> .....	62
<b>2. ГІРНИЧО-ГЕОЛОГІЧНІ УМОВИ РОДОВИЩ, ЯКІ РОЗРОБЛЯЮТЬСЯ ГЕОТЕХНОЛОГІЧНИМИ МЕТОДАМИ</b> .....	65
<b>2.1. Класифікація геотехнологічних систем добування корисних копалин</b> .....	65
<b>2.2. Фізико-хімічні властивості гірських порід</b> .....	65
<b>2.3. Прогнозна оцінка, геологічних і гірничотехнічних умов</b> .....	72
<b>2.4. Геомеханічні процеси при видобуванні корисних копалин</b> .....	73
<b>2.5. Фізико-технічні проблеми вдосконалення геотехнологічних систем</b> .....	75
<b>2.6. Прикладні задачі до глави 2</b> .....	79
<b>Контрольні запитання</b> .....	81
<b>Список літератури до глави 2</b> .....	81
<b>3. РОЗКРИТТЯ ТА ПІДГОТОВКА РОДОВИЩ ПРИ ГЕОТЕХНОЛОГІЧНІЙ РОЗРОБЦІ</b> .....	82
<b>3.1. Розкриття родовищ</b> .....	82
<b>3.2. Схеми розташування свердловин</b> .....	83
<b>3.3. Конструкції геотехнологічних свердловин</b> .....	87
<b>3.4. Технологія буріння геотехнологічних свердловин</b> .....	93
<b>3.5. Обладнання геотехнологічних свердловин</b> .....	95
3.5.1. Гирлове обладнання свердловин .....	95

3.5.2. Вибійне обладнання свердловин .....	98
<b>3.6. Розчинопідйомне обладнання свердловин .....</b>	<b>99</b>
<b>3.7. Безтрубне кріплення геотехнологічних свердловин .....</b>	<b>105</b>
<b>3.8. Підготовка родовища .....</b>	<b>107</b>
<b>3.9. Відновлення продуктивності свердловин .....</b>	<b>108</b>
<b>3.10. Прикладні задачі до глави 3 .....</b>	<b>110</b>
<b>Контрольні запитання .....</b>	<b>112</b>
<b>Список літератури до глави 3 .....</b>	<b>112</b>
<b>4. РОЗРОБКА РОДОВИЩ ГЕОТЕХНОЛОГІЧНИМИ МЕТОДАМИ.....</b>	<b>113</b>
<b>4.1. Вилуговування корисних копалин .....</b>	<b>113</b>
4.1.1. Сутність процесу підземного вилуговування.....	113
4.1.2. Фізико-хімічні основи процесу вилуговування .....	114
4.1.3. Гідродинамічні схеми руху в руді вилуговувальних реагентів .....	116
4.1.4. Купчасте і бактеріальне вилуговування.....	120
4.1.5. Розрахунок технологічних параметрів підземного вилуговування .....	123
4.1.6. Шляхи інтенсифікації процесу вилуговування .....	124
<b>4.2. Свердловинне розчинення солей .....</b>	<b>128</b>
4.2.1. Сутність процесу підземного розчинення солей (ПРС) .....	128
4.2.2. Технологія підземного розчинення солей.....	129
4.2.3. Основні напрями вдосконалення технології ПРС.....	135
<b>4.3. Підземна виплавка сірки .....</b>	<b>136</b>
4.3.1. Сутність процесу підземної виплавки сірки.....	136
4.3.2. Розрахунок технологічних параметрів процесу підземної виплавки сірки.....	140
4.3.3. Технологія підземної виплавки сірки.....	141
4.3.4. Шляхи інтенсифікації підземної виплавки сірки .....	142
<b>4.4. Прикладні задачі до глави 4.....</b>	<b>146</b>
<b>Контрольні запитання.....</b>	<b>155</b>
<b>Список літератури до глави 4 .....</b>	<b>156</b>
<b>5. ПІДЗЕМНА ГАЗИФІКАЦІЯ ВУГІЛЛЯ .....</b>	<b>157</b>
<b>5.1. Сутність процесу підземної газифікації.....</b>	<b>157</b>
<b>5.2. Фізико-хімічні процеси при газифікації твердих горючих         копалин .....</b>	<b>158</b>
<b>5.3. Визначення параметрів процесу підземної газифікації вугілля...</b>	<b>160</b>
<b>5.4. Геомеханічні процеси при підземній газифікації вугілля.....</b>	<b>162</b>
<b>5.5. Системи підземної газифікації вугільних пластів.....</b>	<b>170</b>
<b>5.6. Способи створення штучних каналів проникності у         вугільному пласті.....</b>	<b>171</b>
<b>5.7. Технологічний комплекс станції підземної газифікації вугілля         (ПГВ).....</b>	<b>177</b>

5.8. Технологічні схеми когенерації теплоносіїв .....	179
5.9. Переваги, недоліки та перспективи розвитку ПГВ .....	184
5.10. Прикладні задачі до глави 5.....	186
Контрольні запитання.....	190
Список літератури до глави 5 .....	190
<b>6. ВИДОБУВАННЯ УРАНУ .....</b>	<b>192</b>
6.1. Сутність процесу видобування урану .....	192
6.2. Визначення основних параметрів видобування урану .....	192
6.3. Фізико-хімічні процеси, що супроводжують видобування урану .....	195
6.4. Системи підземного видобування урану .....	201
6.5. Технологія свердловинного видобування урану .....	208
6.6. Технологія видобутку урану підземним вилуговуванням.....	214
6.7. Прикладні задачі до глави 6.....	220
Контрольні запитання.....	224
Список літератури до глави 6.....	224
<b>7. РОЗРОБКА ЕНЕРГОРЕСУРСІВ НЕТРАДИЦІЙНИМИ МЕТОДАМИ .....</b>	<b>226</b>
7.1. Способи видобування нафти.....	226
7.1.1. Вторинні і третинні способи видобування нафти.....	226
7.1.2. Видобуток важкої нафти і бітумів .....	231
7.2. Розробка морських газогідратних родовищ .....	235
7.2.1. Загальні поняття про природні газогідрати .....	235
7.2.2. Освоєння покладів під морським дном.....	235
7.2.3. Технологічні схеми розробки морських покладів газогідратів .....	236
7.3. Видобуток сланцевого газу .....	240
7.3.1. Сутність видобутку сланцевого газу.....	240
7.3.2. Фізико-хімічні основи процесів видобування сланцевого газу.....	243
7.3.3. Перспективи видобутку сланцевого газу.....	254
7.4. Використання глибинної теплоти Землі .....	255
7.4.1. Природа глибинної теплоти .....	255
7.4.2. Освоєння гідротермальних ресурсів.....	256
7.4.3. Експлуатація гарячих гірських порід .....	257
7.4.4. Геотермальна енергетика.....	259
7.4.5. Проблеми та перспективи розвитку геоенергетики.....	260
7.5. Використання енергії Сонця, вітру та океану.....	261
7.6. Прикладні задачі до глави 7.....	264
Контрольні запитання.....	267
Список літератури до глави 7 .....	267

<b>8. ОХОРОНА ДОВКІЛЛЯ І ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ В ГЕОТЕХНОЛОГІЧНИХ СИСТЕМАХ ВИДОБУВАННЯ КОРИСНИХ КОПАЛИН .....</b>	<b>268</b>
<b>8.1. Основні принципи охорони довкілля .....</b>	<b>268</b>
<b>8.2. Ліквідація геотехнологічних свердловин.....</b>	<b>272</b>
<b>8.3. Техніко-економічна ефективність геотехнології.....</b>	<b>274</b>
8.3.1. Переваги технологічного процесу свердловинної підземної газифікації вугілля.....	274
8.3.2. Оцінка продуктивності праці .....	276
<b>8.4. Прикладні задачі до глави 8.....</b>	<b>283</b>
<b>Контрольні запитання.....</b>	<b>284</b>
<b>Список літератури до глави 8.....</b>	<b>284</b>
<b>ВИСНОВКИ.....</b>	<b>286</b>
Додаток А.....	287
Додаток Б.....	288
Додаток В.....	294
Додаток Д.....	296
Додаток Е.....	301
Додаток Ж.....	302
Додаток К.....	304
Додаток Л.....	305
<b>АЛФАВІТНО-ПРЕДМЕТНИЙ ПОКАЗЧИК.....</b>	<b>306</b>

## ВСТУП

Протягом багатьох століть видобування мінеральної сировини здійснювалося з багатих і доступних родовищ. Всезростаючий дефіцит корисних копалин вже сьогодні змушує вводити до розробки бідні й глибокі родовища зі складними гірничо-геологічними умовами. Традиційні способи видобування корисних копалин – відкритий і підземний вже найближчим часом не зможуть забезпечити мінеральними і паливними ресурсами необхідний рівень промислового розвитку держави. У такій ситуації збільшення обсягу видобутку мінеральної сировини з одночасним підвищенням ефективності розробки та вирішенням екологічних проблем вимагає пошуку принципово нових шляхів розвитку технологій. Геотехнологічне вилучення корисних копалин в деяких випадках є єдино можливим способом виконання гірничих робіт, що дозволяє перевести корисні копалини на місці залягання в рідкий, газоподібний чи диспергований стан з подальшою видачею на земну поверхню за допомогою свердловин. Розплавлення сірки і вилуговування металів, термічні способи підвищення нафтовіддачі пластів – принципово нова і ефективна технологія гірничих робіт, використання якої сприяє рентабельній розробці навіть некондиційних і позабалансових запасів та значно збільшує обсяг мінеральних ресурсів України. Геотехнологія поєднує в собі простоту основних операцій, дешеве будівництво підприємства, швидке освоєння родовища, повну механізацію і автоматизацію робіт, поліпшення умов праці (безлюдне виймання) і високе вилучення корисних компонентів.

У розробці ідей геотехнології брало участь багато відомих дослідників. Д.І. Менделєєв висунув ідею підземної газифікації вугілля. І.О. Кириченко вперше узагальнив геотехнологічні способи видобування корисних копалин, академік Н.В. Мельников зробив великий внесок у реалізацію геотехнології на практиці. Всебічно висвітлені геотехнологічні способи видобутку в безлічі робіт професора В.Ж. Аренса. Особливі заслуги у розвитку геотехнології належать академікам В.В. Ржевському і Є.І. Шемякіну, професорам Д.П. Лобанову і Ю.Д. Дядькіну. З проблем видобування корисних копалин геотехнологічними способами опубліковані роботи П.А. Кулле, П.Ф. Скафи, Г.І. Каравайка, А.І. Калабіна, П.І. Дудка, А.М. Гайдіна, Б.В. Ісмагілова, Д.М. Шпака, Л.І. Луньова, Н.І. Бабічева, Г.Х. Хчєяна, О.В. Колоколова та ін.

Наукові розробки розширили межі застосування фізико-хімічних і мікробіологічних процесів в гірничому виробництві, завдяки чому геотехнологія виділена в самостійний розділ гірничої науки. Разом з тим, за наявності досить великої кількості літератури з питань геотехнології, підручники і навчальні посібники для студентів гірничих вузів не видавалися. Відповідно до сучасних навчальних планів, геотехнологія введена як одна з основних дисциплін, що вивчаються студентами напряму «Гірництво» всіх спеціальностей. Це викликало необхідність видання нового підручника, в якому враховано багаторічний досвід викладання авторами дисципліни «Фізико-хімічна геотехнологія» у Державному вищому навчальному закладі «Національний гірничий університет».



# 1. ГІРНИЧО-ГЕОЛОГІЧНІ УМОВИ РОДОВИЩ, ЯКІ РОЗРОБЛЯЮТЬСЯ ГЕОТЕХНОЛОГІЧНИМИ МЕТОДАМИ

## 1.1. Геотехнологія. Основні поняття та визначення

**Геотехнологія** – це наука про свердловинні системи видобутку енергетичних, мінеральних і водних ресурсів з надр Землі. Вона вивчає фізико-хімічні процеси видобування корисних копалин, способи для її здійснення і гірничо-геологічне середовище – геологічний устрій, гідрогеологічні умови, температуру, тиск, фізичні і хімічні властивості гірського масиву та насичуючих його розчинів.

Під **геотехнологічними способами** розуміють способи видобутку, основані на переведенні корисних копалин в рухливий стан за допомогою теплових, масообмінних, хімічних і гідродинамічних процесів на місці їх залягання без присутності людей.

**Геотехнологічні комплекси** з видобутку корисних копалин – це сукупність технологічних процесів, операцій і засобів їх реалізації, що забезпечує циклічну розробку продуктивних пластів методами геотехнології. Такий комплекс містить у собі наземні і підземні споруди для виконання наступних основних технологічних процесів:

- буріння свердловин, підготовка і регенерація робочого флюїду (теплоносія, розчинника), що закачується в продуктивний (технологічний) пласт (поклад, рудне тіло);

- переведення корисних компонентів за допомогою геотехнологічних процесів на місці залягання пласта (покладу) в рідкий, газоподібний або диспергований стан та відкачування (видача) на поверхню;

- переробка продуктивних флюїдів (екстракція, електрохімія, сорбція, електрометалургія, охолодження, конденсація тощо) з відбором робочого агента (флюїду) для повторного використання в технологічному циклі.

**Геотехнологічні властивості корисних копалин** – це ті властивості, які дозволяють переводити корисні копалини в рухливий стан за допомогою розчинення, вилуговування, плавлення, зрідження, розмиву, горіння, сублимації тощо.

**Геотехнологічна система** являє собою сукупність гірничого середовища, фізичних і хімічних процесів видобутку та засобів їх реалізації без присутності людей на місці розробки.

**Технологічний або продуктивний пласт** (рудне тіло, поклад) – пласт корисних копалини, підготовлений подрібненням, окисненням, плавленням, горінням до видобутку з нього корисних компонентів одним із геотехнологічних способів.

**Робочим агентом** (або робочим флюїдом) називають рідкі або газоподібні речовини, які є розчинниками, теплоносіями і призначені для нагнітання в продуктивний пласт з метою переведення корисних копалин в інший агрегатний (рухомий) стан. До них відносять хімічні розчини, електричний струм, воду і т.п.

**Продуктивний флюїд** – це розчин, газ, гідросуміш, розплав або суспензія, одержані з продуктивного пласта на поверхню землі через подавальні свердловини або інші дренажні споруди та містять корисні компоненти.

**Робоча зона** (ділянка) – основний елемент геотехнологічної системи являє собою частину гірничого середовища, охопленого впливом робочих агентів.

**Гірниче середовище** – частина родовища, представлена гірськими породами і насичуючими її флюїдами і характеризується певними термодинамічними умовами з однією або декількома гетерогенними системами, що вміщує різні корисні компоненти (в твердій, рідкій або газоподібній фазі), що слугує для цілеспрямованої зміни корисних копалин.

Геотехнологія виникла і розвивається на стику геології, фізики, хімії, біології, економіки та інших наук.

**Предметом геотехнології** є вивчення фізико-хімічних, геологічних, бактеріально-хімічних і фізичних процесів з метою створення економічно ефективних технологій і технічних засобів, що дозволяють здійснити видобуток корисних копалин геотехнологічними способами (з надр Землі).

**Об'єкт геотехнологічного впливу** – родовища корисних копалин, в яких видобувається кінцевий продукт. Найбільш економічний спосіб геотехнологічної розробки родовищ може бути вибраний на основі вивчення фізико-геологічних умов, гідрогеології, морфології та умов залягання продуктивних пластів і вмісних порід.

**Мета геотехнології як науки** – розвиток теоретичних основ ефективного впливу на корисні копалини і гідрогеологічну обстановку в робочій зоні під час видобутку кінцевого продукту геотехнологічними способами.

У прикладній частині геотехнологія розробляє виробничі процеси на основі вивчення комплексу фізико-геологічних умов продуктивного пласта, технології та засобів її реалізації: подавання робочих агентів у технологічний пласт їх циркуляції по покладу, дренажу та видачі продуктивних флюїдів на поверхню землі. Отже, геотехнологія є частиною науки про Землю, що займається створенням і розвитком принципово нових способів і технологічних засобів видобування з надр корисних копалин, необхідних для корінного перетворення традиційної технології видобутку. Найбільш освоєними геотехнологічними способами видобутку корисних копалин є:

- підземне вилуговування (метод виборчого вилучення корисних копалин на місці їх залягання за допомогою хімічних реагентів і видача збагаченого продуктивного розчину на поверхню);

- підземне розчинення (метод вилучення розчину солей через свердловини);

- підземна виплавка (метод видобутку твердих легкоплавких корисних копалин закачуванням теплоносія по свердловинам у пласт і видачею розплаву на поверхню в рідкому вигляді);

- підземна газифікація (метод видобутку твердих горючих копалин шляхом високотемпературного переведення їх в газоподібний стан);

- свердловинного гідровидобутку (метод, оснований на механічному руйнуванні пласта корисних копалин на вибої свердловини за допомогою гідромоніторних струменів з наступним підйомом гідросуміші на поверхню).

## 1.2. Закони та закономірності геотехнології

### 1.2.1. Поняття про закони та закономірності

У гірничій науці, як і в будь-якій іншій, є свої закони, закономірності, принципи, поняття і критерії, які напрацьовані багатьма вченими в наслідок довготривалого розвитку гірничої науки і практики. Закони технічних наук у більшості випадків також є законами людської діяльності і створюються в процесі розвитку способів виробництва. Вони виражають суттєвий зв'язок між параметрами і показниками явищ, що забезпечують досягнення поставленої мети, у випадку гірничої науки – ефективно та безпечно видобування із надр Землі корисних копалин в достатній (запланованій) кількості. В гірничих наукових дослідженнях і практиці, а також у літературі, закони часто плутають з правилами. Звернемось до енциклопедії: «Правило – пропонування, що виражає при певних умовах дозвіл або вимоги здійснити, або втриматися від здійснення деякого вчинку». Правила виражають у вигляді наказів, інструкцій, положень тощо. Одне із властивостей правил – це можливість їх порушувати «у винятковому випадку». Чим суворіші і важливіші правила, тим вище інстанції, які можуть дозволити їх порушити «у винятковому випадку».

**Із закону нема виключень.** Ніхто не може його відмінити чи ввести. Він об'єктивний. Порушивши закон – не досягнеш поставленої мети. Порушення закону гірничої науки неминуче спричинить зрив планового видобутку корисної копалини, погіршення економічних показників, зменшення обсягів видобутку, неможливість подальшого видобутку, порушення безпеки робіт тощо. Закони можуть бути менш загальними, що діють в обмеженій зоні і вивчаються окремими конкретними науками – фізикою, хімією, біологією, і більш загальними, що вивчаються низкою областей знань (наприклад, закон збереження енергії): найбільш загальними, універсальними – закони діалектики (наприклад, перехід кількості в якість). Одні закони виражають сувору кількісну залежність між явищами і фіксуються в гірничій науці математичними формулами, інші не піддаються математичному виразу. Закономірність розуміється як результат сукупної дії безлічі законів. Так часто говорять про закономірності гірничо-геологічних властивостей корисних копалин, бо це результат одночасної дії геології, фізики, хімії, гідродинаміки, масового обміну та ін.

**Сутність та умови виявлення законів, закономірностей, понять і принципів.** Під час вивчення і теоретичного осмислення різних сторін впливу техніки на гірські породи формуються логічні задачі, поняття.

**Головне завдання гірничої науки** – виявлення притаманних кожному способу видобування корисних копалин об'єктивних законів. У цьому зв'язку гірничу науку можна визначати як науку про закони, що керують виробництвом видобування корисних копалин із надр Землі.

У поняттях науки відображається статика, а в законах – динаміка процесу, який розглядається. Поняття і категорії є результатом аналізу, а закони – результатом синтезу. Найбільш узагальнюючим гірничо-технологічним показником опору гірських порід руйнуванню, бурінню, підриванню є її міцність. Це поняття було введено в науку в 1908 р. професором М.М. Протод'яконовим.

Міцність породи, згідно визначенню М.М. Протод'яконова – це опірність її зовнішнім зусиллям, що залежать у кожному конкретному випадку від комбінацій елементарних опору породи розтягу, тиску, зсуву. Коефіцієнт міцності породи, за М.М. Протод'яконовим, визначається як один відсоток опірності її зразка одноосьовому стисканню:

$$f = \frac{\sigma_T}{100}, \quad (1.1)$$

де  $f$  – коефіцієнт міцності породи;  $\sigma_T$  – опірність зразка одноосьовому стисканню, Н/м<sup>2</sup>.

За коефіцієнтом міцності всі породи поділяються на 10 категорій з величиною коефіцієнта міцності від 0,3 до 20. Однею з основних і типових особливостей процесу розробки родовищ корисних копалин є постійне переміщення у просторі і часі робочих місць по видобуванню із надр Землі гірських порід – робочих вибоїв. Вибої знаходяться у стані руху, розвитку, тобто є динамічними. Ця особливість гірничої науки дозволяє сформулювати наступний закон – закон динамічності робочих вибоїв. Він формулюється таким чином: **в процесі гірничих робіт робочі вибої, в яких відбувається видобування корисних копалин, переміщуються у просторі зі швидкістю, прямо пропорційною продуктивності видобувного агрегату і обернено-пропорційною площі вибою:**

$$V = \frac{P}{F}, \quad (1.2)$$

де  $V$  – швидкість переміщення робочого вибою, м/міс;  $P$  – експлуатаційна продуктивність видобувного агрегату, м /міс;  $F$  – площа робочого вибою, м<sup>2</sup>.

Постійне переміщення робочих вибоїв, фронту робіт – яскрава особливість гірничого виробництва, яке несе за собою багато наслідків. В процесі переміщення робочий вибій потрапляє в різні умови, що обумовлені мінливістю фізико-механічних властивостей гірських порід; обладнання, що використовується, повинно успішно працювати у всіх діапазонах цих властивостей. При видобуванні гірських порід необхідно подолати опір відокремлення їх від масиву.

Із закону (1.2) при проектуванні виробничих процесів впливають важливі наслідки.

1. Машина і механізми повинні бути пристосовані або до самостійного переміщення, або до переміщення за допомогою допоміжних засобів.

2. Інтенсифікацію гірничих робіт бажано збільшувати продуктивність обладнання і зменшувати площу вибою. При підземному і геотехнологічному способах розробки виникає складна проблема створення обладнання малих розмірів і великої продуктивності. Так що в цьому випадку протиріччя залишається.

3. У міру пересування робочий вибій потрапляє в різні умови, що обумовлюються мінливістю у просторі фізико-механічних умов гірських порід. Таку обставину необхідно враховувати під час добору типів машин і оцінки їх продуктивності.

Під час розробки шахтного і геотехнологічного полів використовують по-спідовно і в тісному взаємозв'язку гірничі роботи для розкриття, підготовки і видобування корисних копалин. Гірничі роботи по розкриттю родовищ включають проведення шахтних стовбурів та допоміжних капітальних виробок (квершлагів, гезенків) – при підземній розробці, буріння свердловин – при геотехнологічній розробці. Після цього проводять підготовчі роботи – продовження буріння свердловин для їх з'єднання (за необхідністю), монтування оголовків свердловин, прокладання мережі трубопроводів, проведення штреків, ортів тощо. Потім розпочинається видобування корисних копалин із надр Землі. Ці роботи підпорядковані закону гірничої науки – **закону співмірності проведення гірничих робіт: гірничі роботи по розкриттю родовищ повинні проводитись у часі та просторі з більшою або однаковою швидкістю по відношенню до підготовчих робіт, а останні – видобувних робіт:**

$$\frac{dH}{dt} \geq \frac{d\Pi}{dt} \geq \frac{dD}{dt} \text{ або } V_B \geq V_{\Pi} \geq V_{\partial} \quad (1.3)$$

або

$$t_B \leq t_{\Pi} \leq t_{\partial}, \quad (1.4)$$

де  $H$  – глибина залягання родовища, м;  $\Pi$  – довжина підготовчих виробок, м;  $D$  – промислові запаси, м;  $V_B, V_{\Pi}, V_{\partial}$  – швидкість проведення гірничих робіт, відповідно, з розкриття родовища, підготовки і видобування корисних копалин;  $t_B, t_{\Pi}, t_{\partial}$  – тривалість робіт, відповідно, з розкриття, підготовки і видобування корисних копалин із однієї і тієї ж ділянки родовища.

Слід мати на увазі, що окрім виконання умов рівнянь (1.3) і (1.4) необхідно створити і надалі підтримувати резерв розкритих, підготовлених і готових до видобування запасів. Із умов рівнянь (1.3) і (1.4) випливає частковий закон узгодження темпів проведення гірничих робіт, що забезпечують безперебійну роботу гірничодобувних підприємств

$$t_o = t_n + t_p, \quad (1.5)$$

або

$$t_o = k \cdot t_p, \quad (1.6)$$

де  $t_o$  – час відпрацювання запасів на видобувній ділянці;  $t_n$  – час підготовки запасів нової видобувної ділянки;  $t_p$  – резерв часу, який завжди регламентується міністерствами або ж обґрунтований науковими дослідженнями;  $k$  – коефіцієнт резерву, що застосовується на стадії підготовчих робіт.

Гірничі роботи на гірничо-добувних підприємствах, як і більшість явищ у природі розвиваються циклічно. Якщо будь-який процес не повторюється, то вивчити його неймовірно важко, часто і неможливо.

**Закон циклічності можна сформулювати наступним чином: відновлення фронту видобувних робіт супроводжується періодичним розкриттям і підготовкою ділянок для видобування корисних копалин**

$$t_{\Pi} = \frac{Z_{\text{пром}}}{V_r}, \quad (1.7)$$

де  $t_{\text{п}}$  – періодичність введення до роботи нової видобувної ділянки, роки;  $Z_{\text{пром}}$  – промислові запаси видобувної ділянки, т;  $V_{\text{r}}$  – річна швидкість осування лінії очисних робіт, м/рік.

У процесі очисного видобування необхідно аналізувати цикли роботи, відпрацьовувати взаємодію впливних факторів на цикли, забезпечувати більш високу ефективність, а у разі необхідності – інтенсивність очисних робіт. Виходячи із умов розвитку гірничих робіт під час розробки рудних родовищ річне пониження гірничих робіт підпорядковується наступній тенденції

$$V_o = \frac{h}{t_o}, \quad (1.8)$$

де  $V_o$  – швидкість пониження гірничих робіт, м/рік;  $h$  – висота поверху, м.

Для розкриття суті гірничотехнічних явищ необхідні наукові знання і виробнича практика. Тільки з їх урахуванням цілеспрямованість інженера може відображати вимоги об'єктивних законів виробництва. В окремих випадках, обумовлених мінливістю фізико-геологічної обстановки масиву гірських порід у просторі, фільтраційна проникність порід може опинитися значно нижчою від потрібної для забезпечення високої продуктивності системи. Ця обставина зумовлює необхідність використання способів, що підвищують фільтрацію і збагачення робочих агентів корисними компонентами. До них відносяться підривні, імпульсні (ультразвукова і розрядна обробка), теплові, мікробіологічні та інші способи діє на гірський масив. Найбільш ефективним способом направлено підвищення проникливості порід є буропідришний. Ділянки між свердловинами (або блоками) руйнуються енергією зарядів вибухових речовин для створення тріщинуватої (подрібненої) зони. Доказано, що енергія вибуху зарядів викиду і розпушування поширюється в масиві гірських порід нерівномірно (асиметрично) згідно із коефіцієнтом передачі енергії вибухового імпульсу.

Виявлена закономірність розподілення енергії вибуху зарядів руйнування масиву порід має місце як при традиційному видобуванні, так і в геотехнологічних системах розробки родовищ. У загальному вигляді закон асиметрії можна представити у наступному вигляді: **енергія вибуху зарядів руйнування розподіляється в гірничих виробках асиметрично**. Економічні закони характеризують гірничо-видобувне підприємство як економічну систему, що відображає найбільш суттєві, типові риси функціонування і розвитку виробничих відносин. Узагальнюючим показником економічної ефективності є закон продуктивності праці

$$B = \alpha \cdot \sqrt{P \cdot \Phi}, \quad (1.9)$$

де  $B$  – продуктивність праці або річний виробіток, грн/люд.;  $\alpha$  – коефіцієнт, який враховує гірничо-геологічні і геомеханічні умови розробки родовищ і організаційні фактори, які характерні для даної галузі;  $P$  – рівень знань, який необхідний для створення прогресивної технології, грн/людину;  $\Phi$  – фондооснащеність, грн/люд.

Головним завданням функціонування гірничовидобувного підприємства є забезпечення чи виконання річної продуктивності по видобутку корисних ко-

палин. По інтенсивності розробки родовищ річна продуктивність гірничовидобувного підприємства в загальному вигляді можна виразити залежністю

$$A_{max} = V \cdot S, \quad (1.10)$$

де  $V$  – середня швидкість посування фронту гірничих робіт, м/рік;  $S$  – корисна площа родовища, що розробляється, м<sup>2</sup>.

Деякою мірою величина  $V$  відповідає показнику  $V_0$  в розрахунку інтенсивності очисних робіт. Під час видобування корисних копалин гірничо-добувне підприємство повинно забезпечити економічну ефективність своєї діяльності. Це досягається дотриманням закону взаємозв'язку наслідків роботи підприємства і трудових матеріальних витрат на одиницю продукції. Вихідні параметри діяльності підприємства повинні відповідати умові

$$P_{заг} \equiv \sum C_{тп} - \sum C, \quad (1.11)$$

де  $P_{заг}$  – загальний прибуток гірничовидобувного підприємства від використання мінеральної сировини, грн;  $\sum C_{тп}$  – вартість товарної продукції, грн;  $\sum C$  – собівартість видобутку корисних копалин, грн.

**Характер і форми удосконалення гірничого виробництва** гірнична наука визначає на основі діалектичного закону переходу кількісних змін в якісні. Цей закон говорить: **розвиток усіх явищ здійснюється шляхом поступового накопичення кількісних змін і перетворення їх на окремому етапі докорінні, якісні зміни.** Створення нової техніки (наприклад, механізованих комплексів) дало поштовх до перетворення методів ведення гірничих робіт. Але це відбувається не відразу з появою нових засобів, а лише тоді, коли вони починають використовуватись у такій кількості, які призведуть до якісних змін.

**Закон заперечення** розкриває загальний напрям, тенденцію розвитку навоколишнього світу. Заперечення – результат внутрішнього розвитку, яке притаманне розвитку пізнання, науки. В результаті заперечення розв'язується деяке протиріччя, але розвиток не зупиняється, воно підготовляє нові передумови для нового заперечення, тобто відбувається заперечення. При цьому розвиток як би повторює етапи, що вже пройшли, але на більш високому рівні, розвитку по спіралі, а не по прямій лінії.

Наведені міркування підтверджуються законом життєдіяльності технічних систем: **життя будь-якої технічної системи виникає, проходить період становлення, розквіту, занепаду і після того змінюється новою системою.** Життєдіяльність цих динамічних систем може бути зображена двома S-подібними кривими, що показують як змінюються у часі ( $t$ ) основні показники технічної системи ( $D$ ) (видобуток, продуктивність праці та ін.) (рис. 1.1).

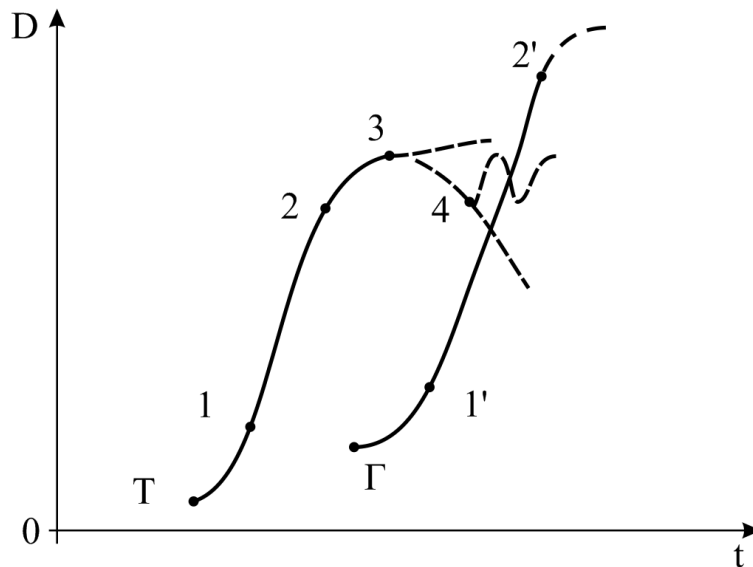


Рис 1.1. Динаміка розвитку технічних систем

Нова технічна система (наприклад, колись нею була традиційна розробка родовищ  $T$ ), яка виникла не зразу, покращує свої техніко-економічні показники: йде відпрацювання системи, що дозволяє на практиці відтворити новий принцип. Швидкий розвиток системи починається з точки 1, зберігаючи при цьому незмінним загальний принцип дії по видобутку корисних копалин. В деякий період часу, визначений  $t_2$ , швидкий ріст системи гальмується внаслідок виникнення і загострення протиріч між даною системою і навколишнім середовищем (погіршуються гірничо-геологічні умови, деградація навколишнього середовища, збитковість виробництва та ін.). Після  $t_2$  система продовжує розвиватися, але загальмованими темпами, наближуючись до  $t_3$ , за якою вичерпуються покладені в основу системи принципи дії. В подальшому технічна система залишається без змін, або різко знижує показники (пунктирна лінія,  $t_4$ ). В окремих випадках, за сприятливих умов (неодноразові значні «вливання» капітальних вкладень, повна самостійність, приватизація та ін.), можливо деяке зростання після  $t_4$ , далі – спад – зріст і т.п. Однак це зростання буде тимчасовим і спад виробництва неминучий в силу об'єктивних протиріч.

У певний період часу  $t$  з'являється нова технічна система  $\Gamma$  – нетрадиційна розробка родовищ корисних копалин, яка повинна замінити систему  $T$ . Представниками нетрадиційної розробки родовищ є методи свердловинної підземної газифікації вугілля, виплавки сірки, розчинення солей, гідровидобутку, вилуговування і т.п. За своєю сутністю це найбільш високі форми індустріалізації і організації виробництва, тому що видобуток і перетворення корисних копалин в рухомий стан ведуться вибірково й одночасно на місці залягання пласта (покладу) без знаряддя праці за безмашинною технологією і без присутності людей біля предмета праці. Теоретично абсциса точки повинна бути недалеко від абсциси точок 2 або 3 системи  $T$ . Але на практиці це відбувається дуже рідко з огляду, що стара система відтягує на себе сили і засоби. При цьому діє потужна інерція фінансових інтересів, вузько-професіональний егоїзм, технічний консерватизм і монополізм у науці та виробництві. Блокування старої системи



переборюється лише тоді, коли вона фізично застаріє і вступить в різкий конфлікт з навколишнім середовищем: у цьому випадку система Г приходиться на зміну системі Т.

Слід відзначити, що в інших галузях (наприклад, в авіації) технічні системи скоріше змінюють одна одну. Тут при досягненні системою Т точки 2 відбувається перехід до системи Г, що раніше вже підготовлена до стану 1. Наприклад, реактивні літаки (система Г) майже без втрат часу змінили літаки з поршневими двигунами (система Т); успішно використовуються шасі, що прибираються на літаках, змінлива геометрія крила, відкидний «ніс» і т.п. Молода система Г спочатку має жорсткі зв'язки між структурними елементами, які не дозволяють системі пристосовуватися до мінливих умов навколишнього середовища. У цьому зв'язку, кожна геотехнологічна система (наприклад, підземна газифікація вугільних пластів) проходить неминучий етап «зростання» – перехід від жорсткої немінливої структури до структури гнучкої, що дозволяє здійснити керовані зміни. Так використання направленої подачі дуття (повітря) із рухомих точок забезпечує можливість створення керованого процесу газифікації (на сьогодні технологічний процес підземної газифікації вугілля на діючих станціях «Підземгаз» некерований).

### 1.2.2. Закони та закономірності геотехнології

Знання особливостей життєдіяльності технічних систем необхідне для з'ясування резервів їх розвитку і визначення намірів удосконалення або створення принципово нових рішень. Такий аналіз дозволив на науковій основі зробити першу спробу виявлення і формулювання законів і закономірностей (принципів), а також оцінку розвитку геотехнології. Вони можуть бути ґрунтуватися на формулюванні наступних до них вимог:

- спільності, які підтверджують, що всі закони і закономірності, діють протягом усієї історії розвитку будь-яких технічних систем і по відношенню до конкретного технічного об'єкта;
- виключення, коли до законів і закономірностей відносять такі, які дозволяють знайти інші шляхи розвитку технічних систем або призупиняють (зупиняють) їх розвиток;
- обмінюваності, це ті закони і закономірності, які допускають кількісну і якісну перевірку технічної системи;
- невиводжуваності, коли виявлені закони і закономірності не можуть бути виведені логічно з інших.

Унаслідок такого підходу були виявлені наступні закони і закономірності.

**Закон переходу з макрорівня на мікрорівень – машинна технологія видобувної системи розвивається спочатку на макро-, а потім на мікрорівні. Або іншими словами, робочий орган (наприклад, очисного комбайна) замінюється вищою формою індустріалізації виробництва – безмашинною технологією видобутку, коли робота здійснюється молекулами, атомами, іонами, електронами тощо.** Відомо, що традиційний видобуток корисних копалин не веде до якісних, фізичних або хімічних властивостей. Корисна копалина видобувається механізмами у вигляді подрібненої маси і може набути но-

вих властивостей (форму, якість) тільки при їх подальшій переробці. Свердловинна технологія видобутку забезпечує вибіркоче видобування із надр корисних копалин з одночасною переробкою гірничої маси (зола, важкі метали, порода, шлаки). Природно, що такі зміни супроводжуються принципово новими якісними змінами у видобутку шляхом переходу від рівня подрібненої маси на рівень молекули, атома, іона, електрона.

Вирішуючи завдання розвитку технології видобутку гірничої науки відкриває закони і закономірності у природі і використовує їх для створення нового процесу геотехнології, зокрема, взаємодії речовин мікросвіту:

- молекулярні властивості й явища, що описуються кінетичною теорією, мають вагомe значення для геотехнології;

- чим глибше технологічні перетворення на науковій основі, тим більше конкретних областей їх реалізації – технологія і техніка стають універсальними;

- у перетворювальних впливах ніколи не використовується механічний посередник у вигляді очисного комбайна: електрична енергія стає узагальнюючим посередником, а технологія – безмашинною (апаратною).

Розглянемо ці закони на прикладі свердловинної підземної газифікації вугілля.

**Закон перенесення речовини дифузією – в ізотропному середовищі кількість дифундованої речовини  $M$ , що переходить за одиницю часу через одиницю площі поперечного перерізу пропорціональна градієнту концентрації  $V$ , що вимірюється по нормалі до цього перерізу**

$$M = -h_{grad} \cdot U, \quad (1.12)$$

де  $h_{grad}$  – коефіцієнт дифузії (маса речовини, що дифундує за одиницю часу, через одиницю поверхні при градієнті концентрації, що дорівнює одиниці).

Під час гетерогенних процесів геотехнології необхідно забезпечити підведення і відведення газоподібних речовин від раціональної поверхні корисних копалин. При високих температурах швидкості хімічних реакцій звичайно настільки великі, що процес видобутку в цілому визначається і регулюється вищевказаними фізичними явищами.

Процес самовільного змішування в нерухомому середовищі під дією теплового руху молекул називається молекулярною дифузією. Молекулярна дифузія відбувається з двох причин: вирівнювання концентрацій внаслідок градієнта концентрацій; вирівнювання концентрацій внаслідок вирівнювання температур, що називається термодифузією. Швидкість молекулярної дифузії від одного шару газу до іншого, що відрізняється концентрацією дифундуючого компонента, може бути описана рівнянням

$$V = \frac{dm}{d\tau} = -h \frac{du}{dz}, \quad (1.13)$$

де  $V$  – швидкість молекулярної дифузії, кг моль/м<sup>2</sup>с;  $h$  – коефіцієнт молекулярної дифузії, м<sup>3</sup>/с;  $du/dz$  – градієнт концентрації дифундуючої речовини, кг моль/м<sup>4</sup>.

Знак мінус у рівнянні (1.13) проставляється тому, що градієнт концентрації вважається позитивним при зростанні концентрації, тобто має напрямок в

сторону, яка протилежна напрямку потоку речовини. В загальному вигляді перенесення речовини і тепла буде відбуватися як за рахунок молекулярної дифузії і теплопровідності, так і внаслідок турбулентного переносу рухомими потоками газу, при цьому рівняння перенесення речовини і тепла приймають вигляд

$$V_z = -h \frac{du}{dz} + w_z u, \text{ моль/м}^2 \cdot \text{с}; \quad (1.14)$$

$$g_z = -\lambda \frac{dt}{dz} + C_p \rho w_z t, \text{ кДж/м}^2 \cdot \text{с}, \quad (1.15)$$

де  $w_z$  – складова швидкість потоку в напрямку осі  $z$ ;  $u$  – концентрація газу;  $\lambda$  – коефіцієнт теплоємності;  $C_p$  – теплоємність газу;  $\rho$  – щільність газу;  $t$  – температура газу.

Під час турбулентного руху швидкості в кожній точці газового потоку безперервно змінюється як по величині, так і за напрямом. Однак, не дивлячись на удавану хаотичність турбулентного руху, йому властиві загалом відповідні закономірності. Виявляється, що осереднена швидкість за достатньо довгий проміжок часу в кожній точці потоку є постійною величиною. Цією осередненою швидкістю визначається постійний осереднений потік.

Різниця між істинною і осередненою швидкостями має назву пульсаційної швидкості

$$W' = W - \bar{W}. \quad (1.16)$$

Перенесення речовини турбулентними пульсаціями називається турбулентною або молярною дифузією. Аналогічно з коефіцієнтом молекулярної дифузії вираз

$$h_T = w'l, \quad (1.17)$$

називають коефіцієнтом турбулентної дифузії, тут  $l$  – довжина шляху змішування (вільного перебігу молекул внаслідок пульсації швидкості потоку).

Основним фактором, що визначає турбулентність дуттєвого потоку є гідравлічний удар. Швидке перекриття дуттєвої свердловини викликає різке підвищення тиску, який поширюється у вигляді пружної хвилі стиснення проти руху дуття. Ця хвиля несе з собою велику енергію. Звичайно за гідравлічним ударом виникає удар кавітаційний, що виникає внаслідок зниження тиску за фронтом ударної хвилі стиснення і виникнення на цій основі сил інерції внаслідок розриву швидкостей руху дуття.

Коефіцієнти поздовжньої дифузії для градієнтної (молекулярної) і турбулентної (ламінарної) дифузії визначаються за формулами

$$h_{Tp} = 10,06 r V; h_T = 0,052 r V, \quad (1.18)$$

де  $r$  – радіус вигину трубопроводу;  $V = \sqrt{G/\rho}$  – динамічна швидкість дуттєвого потоку;  $G$  – дотичне напруження на стінках трубопроводу;  $\rho$  – щільність газу.

Як бачимо із формул, величина градієнтної дифузії  $h_{Tp}$ , що викликана зсувом швидкості потоку, вище ніж турбулентна дифузія  $h_T$ . На цій основі можна інтенсифікувати турбулентний дифузійний процес підземної газифікації вугілля, впливаючи на дуттєвий потік створенням зсуву (градієнта) швидкості

поток. Пульсуючий дуттєвий потік можна відтворити генератором автоколивань. Сутність цього пристрою полягає в тому, що під час проходження повітря через конусну трубку, внаслідок кавітаційних явищ тиск повітря на виході з труби починає скачкоподібно змінюватися, пульсувати, збільшуючи в декілька разів тиск на вході, який зростає за рахунок внутрішньої енергії, а не зовнішньої. Змінюючи параметри трубопроводу, кути його розкриття, тиск і подачу дуття, можна регулювати частоту і амплітуду коливань дуття. Використання пульсуючого дуття дозволяє досягнути зростання інтенсивності перебігу реакцій і змивати з реакційної поверхні вогневого вибою гарячі частинки вугілля (золи, пилу, шлаку), що в подальшому призводить до зростання ефективності СПГВ.

**Закономірності (принципи) розвитку свердловинної геотехнології.** Будь-яка технічна система підземної газифікації вугілля є елементом еволюційного ланцюга технологічних і конструктивних змін, в якому першому технічному рішенню (винаходу), притаманному відомій технології СПГВ, обов'язково передувала поява нової функції.

**Відповідність між функціями і технічними рішеннями.** Кожна функція газогенераторного підприємства з великої кількості і можливих конструктивних технологічних рішень виділяє відповідну кількість, що реалізує вказану функцію.

**Достатність технічних рішень.** Для реалізації будь-якої функції газогенераторного підприємства кількість розроблених технічних рішень на рівні винаходів завжди більше кількості реально впроваджених.

**Самостійність існування функцій і технічних рішень.** Функції газогенераторного підприємства більш довговічні, ніж технічні рішення структурних елементів, що виконують ці функції.

**Перенесення прогресивних рішень.** Нові раціональні функціональні принципи, випробувані в одних технологічних системах СПГВ, переносять в інші системи за умови суттєвого співпадіння їх функцій або функцій їх підсистем.

**Принцип переваги технічних рішень.** Під час переходу на більш прогресивні технологічні системи СПГВ або при створенні нових функцій і відповідно розробки нових технічних об'єктів можливість використання конкретних фізичних ефектів (теплових, магнітних, електричних, фазових переходів та ін.) тим вище, чим пізніше вони були відкриті.

**Пряма пропорційна залежність між важливістю функцій і витратами.** Чим важливіша функція для суспільства, тим більші витрати на удосконалення технічних систем для виконання цих функцій і тим вищі темпи технологічно-конструктивної еволюції.

**Інерція газогенераторного виробництва.** Кількість промислових газогенераторних підприємств зростає повисхідній кривій, спочатку з відставанням від потреби на газ, далі крива досягає максимуму, при якому починається перевиробництво, після чого виробництво газу знижується до стабільного рівня, або до нуля у разі появи кращої технічної системи для виконання функції з виробництва енергоносіїв.

**Перехід до малоопераційної технології свердловинної підземної газифікації вугілля (СПГВ).** СПГВ базується на принципово нових методах і засобах видобутку вугілля. Замість виймального комбайна тут застосовується інше знаряддя праці – дуття, змінюються і принцип дії знаряддя на предмет праці (вугілля). З розвитком багатоопераційного процесу видобутку вугілля за традиційною технологічною системою з'явилась протилежна тенденція – створення нетрадиційних малоопераційних методів видобування корисних копалин. СПГВ характеризується тим, що в надрах Землі відбуваються теплові, хімічні, масообмінні і гідродинамічні процеси, при яких засобом праці виступає вже не машина, а робочі реагенти. Шахтний видобуток вугілля з багаточисельними операціями (проведення стволів, розвиток сітки гірничих виробок, виймання вугілля, транспортування, видавання вугілля на поверхню та ін.) можна замінити технологією переведення вугілля на місці його залягання в модифіковане газоподібне паливо. Побічний результат навряд чи не менш важливий, ніж основний – різке зниження втрат вугілля, що дозволяє значно скоротити капіталомісткість, праце-місткість і матеріаломісткість виробництва, відпадають процеси збагачення вугілля тощо. Малоопераційна технологія забезпечує зменшення кількості машин і механізмів в системі, робочих площ, а наслідок – зниження питомих капіталовкладень, фондомісткості, працемісткості і в значній мірі матеріалів та їх вартості.

**Перехід до автоматизованої системи управління.** В будь-якій технологіко-конструктивній еволюції, що починається від конкретної функції, має місце послідовна поява технічних систем, що зменшують міру участі людини у виконанні цієї функції. Під автоматизованою системою управління виробництвом мається на увазі організаційно-технічний комплекс, що базується на використанні вдосконалених методів і технічних засобів, яку забезпечують безперервний збір і реєстрацію, збереження і передачу потоків інформації, які використовуються для керування об'єктом шляхом вироблення оптимальних рішень при конкретних виробничих ситуаціях.

**Перехід до комплексного, комбінованого і безвідхідного гірничого енергохімічного виробництва.** Під безвідхідною технологією слід розуміти спосіб здійснення виробництва з мінімальними витратами залучених до господарського обороту природних ресурсів, що забезпечують комплексну переробку вихідної сировини і максимальну утилізацію утворюваних відходів. Перехід від екстенсивних форм експлуатації природних ресурсів до інтенсивних докорінно змінює ступінь технологічного впливу виробництва на довкілля. СПГВ дозволяє забезпечити наступну комбінацію виробничих процесів: підприємство СПГВ – виробництво енергетичного і технологічного газу; газотурбінна установка по генерації електричної енергії; виробництво біогазу для його змішування з газом підземної газифікації і підвищення споживчих властивостей синтетичного газу; хімічний комплекс по виробництву рідких моторних палив, метанолу та інших хімічних речовин; утилізаційний комплекс по трансформації теплової енергії відхідних газів (одержання гарячої води, пари, повітря тощо).

Закладання виробленого простору в процесі газифікації відходами традиційного виробництва (золашлаками, хвостами вуглезбагачення, твердими і ток-

сичними відходами мегаполісів) вирішує екологічні проблеми традиційного паливно-енергетичного виробництва. Димові викиди ТЕС, що розташовані поблизу газогенераторних підприємств, направляють не в атмосферу, а в підземний газогенератор. Вуглекислий газ переходить у монооксид вуглецю (CO), а окисли сірки і азоту переходять в нетоксичний стан. Стічні води, конденсат від хіміко-переробного комплексу також направляють у підземний газогенератор. Закачування димових викидів у підземний газогенератор дозволить знизити утворення кислотних дощів і парниковий ефект. В цих умовах комбінування виробництва на основі комплексної переробки сировини, утилізації відходів уявляється як і новий, самостійний фактор удосконалення організаційної структури груп взаємопов'язаних галузей, втілених в одному великому підприємстві.

**Підвищена надійність газогенераторної системи.** Надійність багатоопераційної шахтної системи з різноманітними технологічними процесами визначається як перемноження коефіцієнтів надійності складових її елементів. При шахтному видобутку послідовність процесів наступна: 1 – відбій і виймання вугілля; 2 – кріплення вибою і керування станом вмисних порід; 3 – транспортування вугілля у шахті; 4 – підйом на поверхню; 5 – транспортування на поверхню; 6 – збагачення на фабриці. Надійність вищевказаних елементів системи має наступні значення: 1 – 0,6; 2 – 0,8; 3 – 0,9; 4 – 0,9; 5 – 0,9; 6 – 0,7. Тоді загальна надійність шахтної системи дорівнює:  $0,6 \times 0,8 \times 0,9 \times 0,9 \times 0,9 \times 0,7 = 0,24$ . Очевидно, що при такій надійності вугільне підприємство працює збитково. Рівень надійності малоопераційної технології свердловинної підземної газифікації вугілля з виробництвом синтетичного газу порівняно з шахтним видобутком буде вищим. Послідовність процесів одержання газоподібного палива наступна: 1 – розпалювання вугільного пласта; 2 – нагнітання дуття і газифікація вугілля; 3 – закладання вигазованого простору; 4 – видача газу на поверхню; 5 – очищення і охолодження газу; 6 – подача газу споживачам. Припустимо, що надійність елементів системи СПГВ складають: 1 – 0,95; 2 – 0,99; 3 – 0,96; 4 – 0,99; 5 – 0,99; 6 – 0,99. Загальна надійність системи дорівнює:  $0,95 \times 0,99 \times 0,96 \times 0,99 \times 0,99 \times 0,99 = 0,88$ . Достатньо висока надійність процесу СПГВ забезпечується рівною надійністю всіх елементів. Звичайно, що при цьому необхідно враховувати можливе розповсюдження показників надійності елементів. Подальший ріст надійності треба шукати на шляху підвищення її на 1-му і 3-му елементах.

**Перехід до умов раціонального природокористування.** Екологічність газогенераторного виробництва – природоохоронна характеристика його технічного рівня і технічних рішень, що приймаються. Забезпечуючи проникнення в земні надра, вони стають причиною техногенних впливів і небажаних наслідків, які формують новий стан середовища – початковий для подальших процесів господарської діяльності. Тому зворотна реакція порушених або змінених якісних показники природних ресурсів набуває принципового значення для прийнятої технології газогенераторного виробництва.

### 1.3. Системне уявлення об'єкта геотехнології

Розвідка та геотехнологічна розробка корисних копалин впливають на ту частину земної кори, де залягають мінерали. Родовища в процесі цієї діяльності розробляється, доставлена на поверхню сировина переробляється і отриманий кінцевий продукт слугує для задоволення певних суспільно-економічних потреб. При цьому людина порушує природний стан земної кори, атмосфери та гідросфери. Аналізуючи ці процеси, необхідно враховувати різні варіанти використання існуючих, а також перспективних технологій. Інструментом дослідження слугує системний аналіз, який являє собою набір прийомів з цілком визначеними межами застосування для прийняття рішень в умовах невизначеності та неповноти інформації (рис. 1.2).

Відсутність інформації про параметри об'єкта, в якому відбувається геотехнологічний процес (наприклад, про коефіцієнти пористості і проникності продуктивного пласта), параметри процесу (витрати, гірський тиск і температура у пласті), причинно-наслідкові зв'язки (закони фільтрації газорідних сумішей) називається в системному аналізі невизначеністю природи, яку можна пояснити низкою причин:

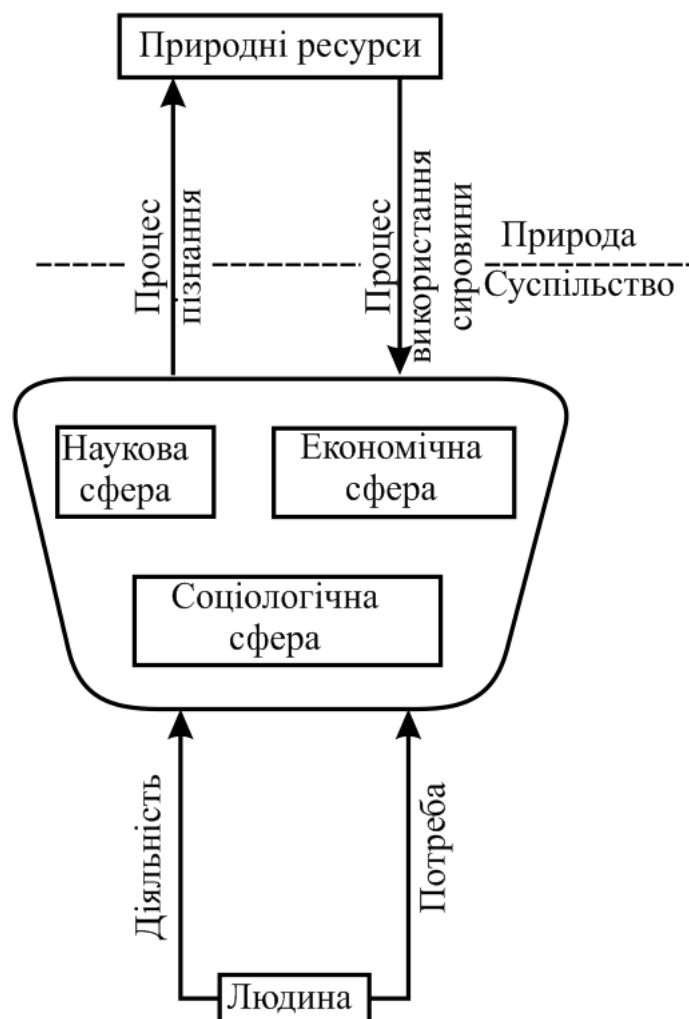


Рис. 1.2. Інформаційна схема дослідження використання природних ресурсів

– недоступністю спостереження (наприклад, неможна безпосередньо вимірювати параметри продуктивного пласта і процесу фільтрації між свердловинами);

– великими і нічим не виправданими витратами на отримання інформації: при створенні та експлуатації геотехнологічних систем. Метою є практична корисність, а не отримання достовірних даних будь-якою ціною (наприклад, недоцільно пробурити у водоносній зоні багато свердловин або зупинити геотехнологічне підприємство, щоб одночасно в усіх свердловинах виміряти гірський тиск і т.п.);

– відсутністю знань про закономірності геотехнологічних процесів, які відбуваються в системі. Вони можуть з'явитися тільки в результаті проведення серйозних експериментальних і теоретичних досліджень, які є абсолютно необхідними;

– свідомим або ненавмисним перекручуванням інформації в процесах її збору, передачі та обробки.

Перераховані причини відносяться тільки до неповноти інформації про продуктивний пласт. Додатковим джерелом невизначеності для геотехнологічного підприємства як складної штучної системи і для системи управління розробкою родовища як її визначальної підсистеми, є зовнішнє середовище, детерміноване прогнозування зміни якого повністю виключається. Оскільки геотехнологічні підприємства функціонують десятки років то неможливо на такий термін прогнозувати зростання або зниження ціни на кінцевий продукт, також змінюються вимоги до підприємства з боку суспільства. Ці вимоги можуть змінюватися з причин відкриття нових родовищ у регіоні, розробки більш прогресивних технологічних процесів і т.п. До важко прогнозованих процесів зовнішнього середовища відноситься також реакція водонапірного басейну на прилегле родовище, на його розробку. Зазвичай водоносні горизонти вивчаються недостатньо, що ускладнює прогнозування обводнення родовища і своєчасне планування запобіжних керуючих впливів. Ряд впливів з боку зовнішнього середовища (наприклад, ціни на кінцевий продукт) піддається стохастичному прогнозуванню, інші – непередбачувані. Отже, в загальному випадку складні штучні ймовірнісні (стохастичні) системи потрібно іменувати складними штучними системами з невизначеностями. Основний принцип визначення невизначеності – самоорганізація, тобто використання для цілей управління всією додатковою інформацією, одержуваною в процесі функціонування складної системи. При реалізації цього принципу використовують різні прийоми опису окремих елементів і підпроцесів складної системи, зокрема:

– усереднені значеннями параметрів моделі об'єкта і процесу;

– різні види інтерполявання, зокрема для пластової фільтраційної системи, значення параметрів пласта і процесів виміряних у свердловинах;

– застосування математичного апарату, що використовує випадок величини, функції від них і випадкові функції.

Так параметри продуктивного пласта розглядаються як випадкові з відомими функціями розподілу, які будуються нерідко за минулим досвідом, наприклад логнормальний розподіл для коефіцієнта проникності по області про-



дуктивного пласта, нормальне для пористості і т.д. Неповнота даних про складні системи та їх окремих елементів спонукає розробляти для їх опису (моделювання) математичні структури, які дозволяють б у комплексі використовувати всі види інформації про будову і функціонування подібних систем. Таким чином, геотехнологічні системи одноразового незмінного циклу неможливо довготерміново прогнозувати на тривалий період процес її функціонування та результати коригуючих впливів, оскільки не можна без не виправдано великих витрат одержати необхідні дані про параметри пристрів і функціонування такої системи, а також здійснити довготермінове прогнозування впливу на систему зовнішнього середовища. У цьому сенсі будь-яка складна штучна система одноразового життєвого циклу за прийнятою термінологією є стохастичною (імовірнісною), а точніше системою з невизначеностями. Під системою у загальному випадку розуміють сукупність багатьох об'єктів або елементів, взаємно пов'язаних деякими загальними цілями і режимами роботи, характерними для цієї сукупності.

**Елемент і система** – відносні поняття. Елемент може одночасно бути системою менших елементів, а система в свою чергу – елементом певної більшої системи. Якісно певний відносно стійкий порядок внутрішніх зв'язків між елементами системи характеризується структурою. Поняття «системний підхід» і «системний аналіз» найбільш часто використовуються в науковій літературі стосовно дослідження складних систем. **Системний підхід** – методологічний засіб навчання, передуювання, проектування об'єктів складної природи як систем управління процесами функціонування таких об'єктів у самих різних галузях науки, техніки, економіки. Системний підхід як методологічний засіб об'єднує наукові знання різних дисциплін з метою використання його для вказаних цілей. З позицій системного підходу об'єкт геотехнології слід розглядати як більш складну систему з безліччю взаємодій елементів, у полі яких виступають геологічне середовище, машини, механізми, робітники та ін. Ці керовані елементи об'єднані матеріальними, технологічними, енергетичними та інформаційними зв'язками і підпорядковані загальній меті – видобутку мінеральної сировини.

Об'єкт геотехнології характеризується незалежністю функціонування окремих елементів, зміною у часі і просторі умов здійснення технологічних процесів. Територіальна роз'єднаність викликає необхідність у постійному переміщенні засобів праці і трудових ресурсів, знижує надійність інформаційної системи. Особливість цієї системи така, що геотехнологічний процес видобутку корисних копалин, будучи періодичним, характеризується жорсткими фіксованими зв'язками підсистем, які не взаємозамінні і виконують різні функції. У цілому функція систем є проявом її властивостей і якостей у взаємодії з іншими об'єктами системного і несистемного порядку, виразом визначеної, відносно стійкості реакції системи на зміну її внутрішнього стану та зовнішнього середовища реакції на збурюючий вплив зсередини і ззовні, своєрідним специфічним способом поведінки системи, засобом руйнування постійного протиріччя між системою і навколишнім середовищем. Кожна керована система складається з двох підсистем – управляючої і керованої, які взаємодіють не менш ніж по

двох каналах зв'язку (рис. 1.3). Рух системи уявляється як ланцюг перетворень її стану. Один об'єкт перетворюється в інший за допомогою дії на нього оператора. З аналізу вихідної величини як результату перетворення вхідної величини  $X$  маємо, що зв'язок між ними наступний

$$Y = RX, \quad (1.19)$$

де  $R$  – оператор, що характеризує властивості даної системи.

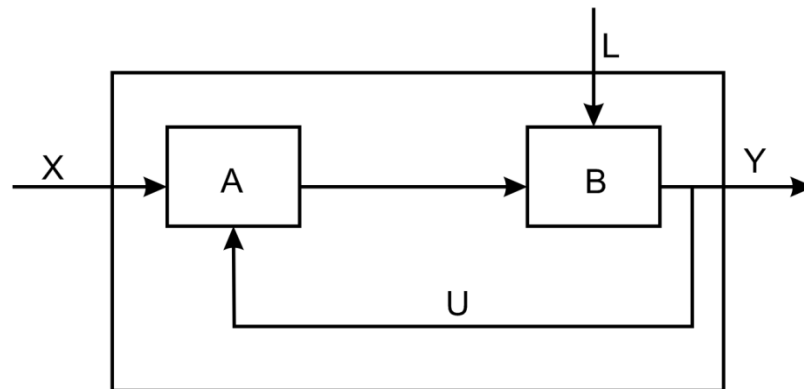


Рис. 1.3. Принципова схема керованої системи: А – управляюча система; В – керована система; X – вхід; Y – вихід, L – впливи; U – канал інформації

Системний підхід суттєво відрізняється від використовуваних існуючих методів дослідження виробничих систем. Акцент на необхідність побудови єдиного цілого, на відміну від побудови компонентів і підсистем, – основна особливість системного підходу (рис. 1.4).

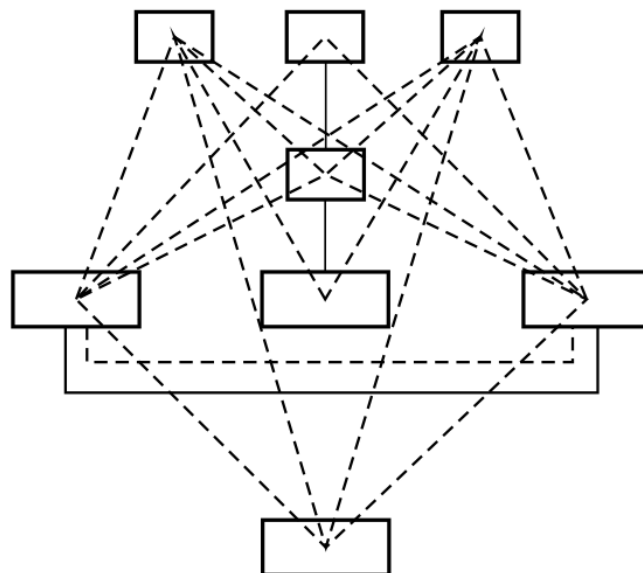


Рис. 1.4. Схема традиційних і системних зв'язків в організаційній структурі управління (суцільними лініями показаний традиційний підхід, пунктиром – системний)

Системний підхід дозволяє дослідити проблему виходячи із різних точок зору, вимагаючи узагальненого розуміння об'єкта дослідника, який трактується

як система. Такий підхід орієнтований на відокремлення всіх взаємозв'язків і взаємодій в проблемах з використанням логічного, математичного, машинного і організаційного моделювання, міждисциплінарних та експертних оцінок. Комплексність системного підходу передбачає узгодження технічних, технологічних, економічних, психофізіологічних та інших факторів виробничої системи. Апарат системного підходу може слугувати засобом технологічного та організаційного управління процесом видобування корисних копалин геотехнологічними способами. Управління геотехнологічними процесами передбачає переведення системи з існуючого стану в бажане шляхом реалізації виробничого і наукового потенціалів. В головний об'єкт управління приймемо сукупність процесів, що складають цикл геотехнологічних робіт (рис. 1.5).

Вхідними параметрами об'єкта

$$(X) = (X_1, X_2, \dots, X_n) \quad (1.19)$$

є безліч, визначає гірничо-геологічні і технологічні характеристики, всі відомі ресурси, нормативні вимоги тощо;

$$(V) = (V_1, V_2, \dots, V_n) \quad (1.20)$$

безліч, характеризує керуючі дії; безліч, характеризує впливи;

$$(L) = (L_1, L_2, \dots, L_n) \quad (1.21)$$

безліч, характеризує вихідні параметри та показники

$$(Y) = (Y_1, Y_2, \dots, Y_n). \quad (1.22)$$

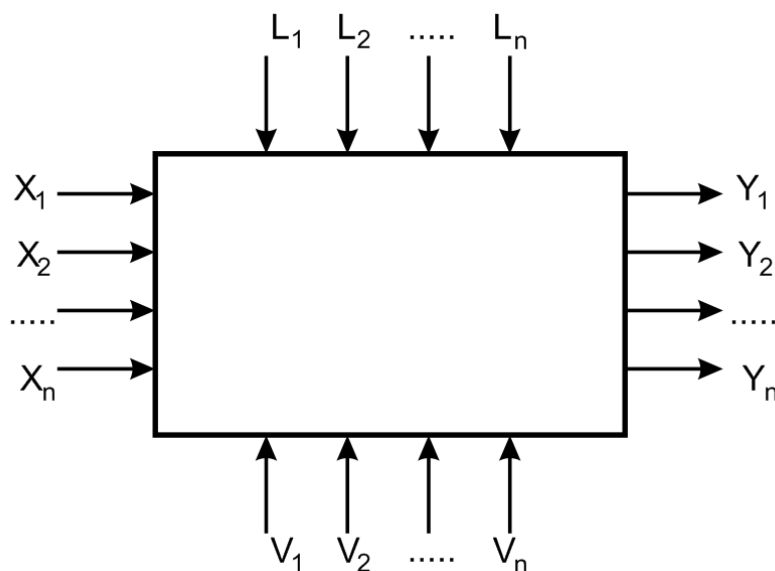


Рис. 1.5. Схема управління процесом інтенсифікації видобутку корисних копалин геотехнологічними методами:  $X$  – вхідні параметри;  $L$  – неконтрольовані змінні;  $Y$  – вихідні параметри;  $V$  – керовані змінні

Із безлічі зовнішніх впливів відберемо лише ті, які в умовах розв'язуваної проблеми спричиняють істотний вплив на стан системи (табл. 1.1).

Параметри, що впливають на стан системи

Вхідні, X	Вихідні, Y	Керовані, V	Неконтрольовані (збурюючі), L
Гірничо-геологічні умови (міцність, буримість, вибуховість, пористість і ін.)	Швидкість буріння свердловин, шпурів, розчинність	Режим бурових і експлуатаційних робіт	Випадкові зміни фізико-механічних властивостей порід
Діаметр, глибина і кількість свердловин. Площа перерізу гірничих виробок довжина і глибина їх закладення	Вихід корисних компонентів, продуктивність праці робітників	Типаж обладнання, параметри проходки	Відключення електроенергії
Матеріально-технічні, енергетичні трудові ресурси. Річний обсяг видобутку корисних копалин	Вартість геотехнологічних робіт	Матеріали і конструкції. Організація праці і управління	Порушення і відмови у технології і режимах роботи

Вхідні змінні являють собою сигнали, генеруючі зовнішніми системами, стосовно досліджуваної і впливають на її поведінку. Вихідні змінні, що характеризують реакцію системи, – це сигнали, які дозволяють описати деякі аспекти поведінки системи, що становлять інтерес для дослідника. Зміна вхідних величин, як правило, викликає зміну вихідних змінних. Зміни вихідних величин не завжди виявляються відразу: вони можуть запізнюватися, але ніколи не випереджають зміни вхідних величин, то останні – наслідок, а вихідні – причина руху системи. Вихідні змінні  $Y$  у першу чергу залежать від вимоги управління  $V$ . У той же час на них можуть впливати неконтрольовані фактори  $L$ . Отже, рівняння для кожної з вихідних змінних у загальному випадку матиме вигляд

$$Y = \varphi(X, V, L). \quad (1.23)$$

Позначивши цільову функцію, відображену в явному вигляді мети управління і розглянувши як вихідну величину об'єкта управління буквою  $\rho$ , запишемо

$$\rho = \varphi(V, L). \quad (1.24)$$

Рішення цієї задачі полягає в знаходженні таких керуючих впливів, які б перетворили функцію в мінімум (вартісні показники) або максимум (показники інтенсифікації). Цикл геотехнологічних робіт, будучи об'єктом управління, містить низку підсистем, які характеризуються жорсткими фіксованими зв'язками (рис. 1.6).

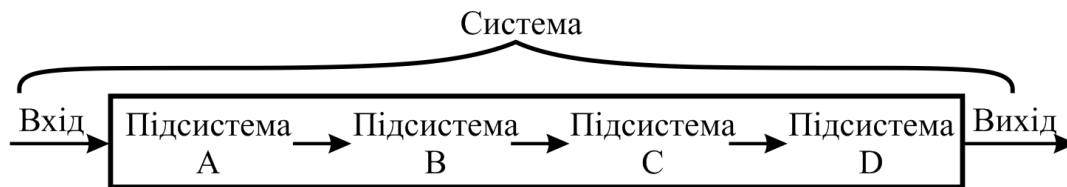


Рис. 1.6. Характер зв'язків геотехнологічної системи: А, В, С, D – підсистеми, відповідно, «Процес (буріння свердловин і проведення гірничих виробок)», «Процес обробки реагентами ділянки родовища», «Процес відкачування і транспортування продуктивних флюїдів», «Процес переробки для отримання корисних компонентів»

Основні функції підсистем А, В, С, D взаємопов'язані, кінцева мета їх реалізації – визначення таких режимів функціонування, які б забезпечили досягнення заданого результату. Точне визначення оптимального стану буде залежати від введеної цільової функції у підсистемі А (буріння свердловин, проведення гірничих виробок), одна із цільових функцій висловлює необхідність максимального посування виробки за цикл, мінімальної тривалості переоснащення бурової установки, буріння шпурів, заряджання і підривання, мінімальних витрат на виробництво буропідричних робіт (табл. 1.2). Аналогічно можна виразити й інші цільові функції.

Для динамічного розвитку геотехнологій характерне різке зниження частки живої праці в порівнянні з традиційними способами видобутку корисних копалин. У результаті науково-технічного прогресу в геотехнологічній системі збільшується частка механізмів і машин, ускладнюється обладнання, що використовується в різних технологічних процесах, зростає концентрація виробничих процесів. Це призводить до того, що у всіх фазах використання мінеральної сировини зменшується потреба ручної праці. У процесі геотехнологічної розробки родовищ слід враховувати, що земна кора сама є багатофазовою системою з тісними закономірними зв'язками між фазами. Природні умови впливають на виробничі системи і відчують на собі оборотний вплив виробництва – як позитивний і негативний (порушення природної рівноваги в результаті техногенної діяльності людини). Тому необхідно можливо більш глибоке вивчення природних закономірностей і впливу інженерної діяльності на фізичні процеси.

#### 1.4. Надійність геотехнологічних процесів

Надійність технологічного процесу видобутку корисних копалин геотехнологічними методами характеризується безвідмовністю і ремонтпридатністю застосовуваного устаткування і запасних частин, а також надійністю нормування технологічних режимів по видобуванню мінеральної сировини. Надійність обладнання та технологічного процесу значною мірою залежить від технологічних факторів, пов'язаних із заходами щодо створення в пластах тріщин для підвищення прийомистості пластів дією на привибійну зону соляно-кислотою обробкою, гідророзривом і т.п. Термічні методи розробки корисних копалин (підземна газифікація вугілля, третинні методи підвищення нафтовіддачі плас-

тів та ін.) внаслідок високих температур і температурних напружень в колонах труб сприяють інтенсивному руйнуванню свердловин, втраті герметичності цементного каменю і виникненню заколонних перетоків, викидам теплоносія.

Таблиця 1.2

Характеристика підсистем  
з урахуванням їх цільових функцій в геотехнологічній системі

Підсистема	Основні параметри	Цільова функція	Обмеження
А – процес буріння свердловин, проведення гірничих виробок	Діаметр, глибина, час буріння. Довжина, діаметр і кількість шпурів. Витрати вибухових речовин. Продуктивність буріння. Надійність обладнання $K_r$	Тривалість буріння $\rightarrow min$ . Посування виробки за цикл $\rightarrow max$ . Тривалість заряджання і підривання $\rightarrow min$ . Сумарні витрати $\rightarrow min$	$l \geq 1,7$ м, $K_r \geq 1,7$
В – процес фазового перетворення корисних копалин в гірському масиві	Витрати, тиск, температура, концентрації робочих реагентів. Надійність обладнання $K_r$ . Робоча зона	Тривалість перетворення $\rightarrow min$ . Сумарні витрати $\rightarrow min$ . Площа зони $\rightarrow max$	$K_r \geq 0,9$
С – процес транспортування продуктивних флюїдів з гірського масиву на поверхню	Продуктивність обладнання. Надійність обладнання $K_r$ . Довговічність $D$	Тривалість відкачування на поверхню $\rightarrow min$ . Сумарні витрати $\rightarrow min$	$K_r \geq 0,9$ , $D \geq 1$ рік
Д – процес отримання з продуктивних флюїдів корисних компонентів	Продуктивність обладнання. Концентрація кінцевого продукту. Надійність обладнання $K_r$	Тривалість переробки $\rightarrow min$ . Концентрація видобутого продукту $\rightarrow max$	$K_r \geq 0,9$

При розробці соляних родовищ відбувається закупорка розсолотіждійомних труб шлаковим осадом, прихвачування робочих колон і т.п. При коливаннях температурного режиму внутрішні колони сірководобувних свердловин змінюють свою довжину, в результаті чого відбувається зростання колон або їх осадження по відношенню до сальникових ущільнень, що призводить до розриву колон. Корозійні ушкодження технологічних труб викликаються агресивними рідинами в свердловині і дією стисненого нагнітального повітря і т.д.

**Геотехнологічні об'єкти** – це складна система, що складається з динамічно пов'язаних між собою підсистем, кожна з яких характеризується специфічними процесами, а саме: бурінням свердловин, проведенням гірничих виробок; фазовим перетворенням корисних копалин у гірському масиві; транспортуван-

ням продуктивних флюїдів з гірського масиву на поверхню; отриманням з продуктивних флюїдів корисних компонентів. Кожну підсистему можна розглядати як сукупність технологічних та фізико-хімічних, мікробіологічних операцій, визначених у часі і просторі. Тому основні питання надійності можна досліджувати на рівні підсистем.

Під надійністю прийнято розуміти властивість об'єкта (системи) або його елементів виконувати задані функції, зберігаючи свої експлуатаційні показники в деяких заздалегідь встановлених межах протягом необхідного періоду часу. З точки зору надійності, технологічна система має перервний характер роботи з наявністю двох станів: робіт і відновлення після відмови. Відмови, пов'язані зі збоями в роботі геотехнологічної системи, можуть бути раптовими і поступовими. Відмовою є подія, що полягає в порушенні працездатності стану системи. При цьому під працездатним станом розуміється стан об'єкта, при якому він здатний виконувати всі або частину заданих функцій у повному або частковому обсязі. Відмови геотехнологічної системи призводять до необхідності проведення додаткових ремонтно-відновних робіт. Геотехнологічні системи добутку корисних копалин з надр відносяться до ремонтно-відновних і обслуговуються в процесі експлуатації об'єктів. При оцінці надійності процес функціонування геотехнологічних систем можна уявити як чергування відмов і відновлення елементів системи. Під відмовою розуміється перерва в роботі технологічної системи, не передбаченої прийнятою технологією й організацією видобування корисних копалин.

Сутність оцінки експлуатаційної надійності геотехнологічних систем видобутку корисних копалин полягає в тому, що на основі статистичного матеріалу отриманого в результаті спостережень рівня надійності, намічаються шляхи його підвищення. Як основні характеристики надійності геотехнологічного обладнання або у цілому технологічного процесу можуть бути прийняті наступні критерії.

**Напрацювання на відмову** (середній час справної роботи між сусідніми відмовами)

$$T = \frac{\sum_{t=1}^m t_{\rho_i}}{m}, \quad (1.25)$$

де  $t_{\rho_i}$  – час роботи між послідовними відмовами;  $m$  – кількість відмов системи за час спостережень.

**Інтенсивність потоку відмов** – середня кількість відмов системи в одиницю розмірності напрацювання, яка визначається як величина, обернено пропорційна напрацюванню на відмову

$$L = \frac{1}{T}. \quad (1.26)$$

**Середній час відновлення** – середній час усунення однієї відмови

$$T_b = \frac{\sum_{t=1}^m t_{b_i}}{m}, \quad (1.27)$$

де  $t_{b_i}$  – час, витрачений на усунення однієї відмови.

**Інтенсивність відновлення відмов** – величина, обернено пропорційна часу відновлення відмов

$$\mu = \frac{1}{T_b}. \quad (1.28)$$

**Коефіцієнт готовності** (експлуатаційної надійності) – імовірність працездатного стану системи в довільний момент часу в певних гірничо-геологічних та гірничотехнічних умовах

$$K_{\Gamma} = \frac{T}{T+T_b} = \frac{1}{1+\frac{T_b}{T}} \text{ або } K_{\Gamma} = \frac{\mu}{\lambda+\mu}. \quad (1.29)$$

Імовірність безвідмовної роботи обладнання або технологічного процесу протягом часу  $t$  або ймовірності того, що випадкова величина  $T$  буде більше або дорівнюватиме,  $t$

$$P(t) = P(T \geq t). \quad (1.30)$$

Для оцінки імовірності того, що технологічний процес або безвідмовно функціонує, або, у будь-який момент готовий почати функціонувати раніше введений показник оперативної готовності

$$K_o = \frac{T_{\phi}+T_n}{T_{3M}+T_{p,\Pi}}, \quad (1.31)$$

де  $T_{\phi}$  – тривалість функціонування технологічного процесу, за графіком циклічності;  $T_n$  – час, протягом якого технологічний процес не функціонує (різні не регламентовані перерви);  $T_{3M}$  – тривалість зміни;  $T_{p,\Pi}$  – тривалість регламентованих перерв (роботи по підвищенню прийомистості свердловин).

Загальний рівень надійності геотехнологічного процесу

$$S = S_1, S_2, \dots, S_n, \quad (1.32)$$

де  $S_1, S_2, \dots, S_n$  – відповідним рівні надійності підсистем.

Для забезпечення прийнятної ймовірності безвідмовної роботи геотехнологічної системи, принаймні близько 0,8 – 0,085 і вище потрібні підсистеми про ймовірністю не менше 0,9 – 0,95. При зниженні межі надійності до 0,8 ймовірність безвідмовної роботи підсистем і системи у цілому буде недостатньою для забезпечення заданих планових показників. Загальний вираз, що визначає надійність геотехнологічного процесу з урахуванням відмов

$$Q_n = \frac{Q-Q_1}{Q} = 1 - \frac{Q_1}{Q}, \quad (1.33)$$

де  $Q$  – продуктивність видобувних свердловин при абсолютній наднадійності технологічного процесу;  $Q_1$  – величина, на яку знижується продуктивність видобувних свердловин внаслідок відмов  $\lambda$ . Значення  $Q_1$  випадкове і залежить від конкретної кількості відмов технологічного процесу. У зв'язку з цим надалі будемо вживати  $\bar{Q}_1$  – математичне сподівання зазначеної випадкової величини, визначення якої пов'язане з відомою працездатністю, оскільки воно пов'язане з інтенсивністю відмов  $\lambda$ . Якщо максимальний видобуток продуктивного флюїду при повній працездатності технологічного процесу дорівнює  $Q_0$ , даний процес



має  $Z$  видів відмов, при кожному з яких видобуток знижується до величини  $Q_i$  ( $0 \leq Q_i \leq Q_0$ ), то місячна продуктивність видобувних свердловин становитиме

$$\bar{Q}'_i = \sum_{i=0}^b Q_i \bar{T}_i, \quad (1.34)$$

де  $Q_i$  – продуктивність свердловин між сусідніми відмовами.

Величину  $\bar{T}_i$  можна встановити при заданих показниках безвідмовності по всіх  $Z$  видів відмов. Якщо позначити математично очікування кількості відмов  $i$ -го виду протягом місяця  $\varphi_i$ , то

$$\bar{T}_i = \bar{\varphi}_i \bar{T}_{ki}, \quad (1.35)$$

де  $\bar{T}_{ki}$  – середній час відновлення відмови.

Втрата видобутку продуктивного флюїду протягом місяця внаслідок відмов

$$\bar{Q}_1 = Q - \bar{Q}'_1 = Q_0 T - \sum_{i=0}^b Q_i \bar{\varphi}_i \bar{T}_{ki}, \quad (1.36)$$

де  $T$  – повний час роботи видобувних свердловин протягом місяця.

Оскільки

$$\sum_{i=0}^b T_i = T, \quad (1.37)$$

то

$$Q_1 = \sum_{i=0}^b (Q_0 - Q_i) \bar{\varphi}_i \bar{T}_{ki}. \quad (1.38)$$

В окремому випадку, коли в кожному  $Z$  стані відмов технологічного процесу видобуток продуктивних флюїдів знижується до нуля ( $Q_i = 0$  для всіх  $i > 0$ ).

Нарешті, при  $Z = 1$

$$Q_1 = Q_0 \bar{\varphi}_i \bar{T}_{ki}. \quad (1.39)$$

Таким чином, знаючи кількість відмов і середній час відновлення, а також задаючись максимально можливою в даних умовах продуктивністю видобувних свердловин, легко встановити значення  $Q_1$ , на яке буде знижене видобування продуктивного флюїду протягом місяця у зв'язку з виникаючими відмовами. Відомо, що надійність функціонування технологічного процесу залежить не тільки від надійності обладнання, а й від характеру зв'язків між усіма елементами геотехнологічної системи, надійності організації праці робітників. У свою чергу рівень організаційної надійності залежить також від ступеня використання робочого часу.

До основних причин низької організаційної надійності геотехнологічних систем можна віднести наступні:

- слабка організаційно-технічна підготовка виробництва;
- некерованість окремих технологічних операцій та різноманітні відхилення від заданих режимів;

– мінливість у часі інтенсивності відмов обладнання і витрат часу на їх відновлення, що обумовлено поступовим зносом техніки або випадковими відмовами;

– розкид індивідуальної продуктивності окремих робітників, відмінності індивідуальної продуктивності.

Середня економія від скорочення простоїв при високій надійності технологічного процесу видобутку корисних копалин

$$E = \frac{C}{T_{\text{пр}}} \left( \frac{T_{\text{раб}} - T_{\text{пр}}}{T_{\text{роб}}} - 1 \right), \quad (1.40)$$

де  $C$  – постійні витрати;  $T_{\text{пр}}$  – тривалість простоїв;  $T_{\text{роб}}$  – тривалість роботи.

Постійні витрати

$$C = S + \frac{E \cdot \Phi}{N_T}, \quad (1.41)$$

де  $S$  – умовно-постійні витрати;  $E$  – нормативний коефіцієнти порівняльної економічної ефективності капітальних вкладень,  $\Phi$  – вартість простоїв основних фондів;  $N_T$  – кількість робочих днів за рік.

Додатковий збиток від оплати простоїв робітників-відрядників протягом доби

$$Y = n \cdot \Delta T_{\text{пр}} \cdot C_T \cdot K, \quad (1.42)$$

де  $n$  – чисельність одночасного простою робітників;  $\Delta T_{\text{пр}}$  – тривалість простоїв, оплачуваних протягом доби;  $C_T$  – середньозважена годинна ставка робітників;  $K$  – коефіцієнт доплат до тарифної ставки.

Для різних умов необхідно встановлювати оптимальні значення надійності, за яких буде забезпечено виконання виробничого плану. При цьому максимальний видобуток продуктивних флюїдів повинен встановлюватися такий, щоб можна було забезпечити економічну доцільність геотехнологічних робіт з точки зору високої продуктивності праці при одночасному зниженні витрат на видобуток корисних копалин.

## 1.5. Моделювання в геотехнології

Розрізняють три основних типи моделей: натурні (промислові, шахтні та ін.), лабораторні (фізичні, масштабні та ін.) та теоретичні (аналітичні, математичні та ін.). Побудова нової моделі передуює створенню словесної моделі чи опису, які за своєю сутністю дуже різноманітні. Вони можуть бути виконані в різних стилях. Перш за все, розрізняють розмовний і книжковий стилі. Книжковий стиль має такі різновиди: науковий, офіційно-діловий, публіцистичний, художній. Науковий стиль використовується для передачі точної наукової інформації. Найбільш важливими якостями наукового стилю є логічність і чіткість викладу. У текстах наукового стилю присутня велика кількість слів-професійних термінів.

**Натурні методи** дослідження ґрунтуються на вимірюванні потрібних параметрів (деформацій, конвергенції та ін.) і розрахунку по них за допомогою

формул; вимірюванні тисків приладами, встановленими на об'єкті та визначення за ними розрахунком напруг; визначення низки фізичних характеристик масиву порід геофізичними методами і розрахунку інших показників за допомогою кореляційних залежностей.

**Метод розвантаження** призначений для визначення абсолютних значень напружень в масиві гірських порід. Він оснований на використанні характеристик пружного відновлення форми елемента породи при штучному відділенні його від масиву. Визначення напруженого стану масиву зводиться до виміру пружних деформацій елемента масиву при його розвантаженні від напруг і подальшого обчислення за допомогою формул теорії пружності. Недоліком методу є обмежене застосування методу. Його доцільно застосовувати для порід достатньої міцності. Надійність визначення напружень залежить від прийнятих значень модуля пружності і коефіцієнта Пуассона.

**Метод різниці тиску.** В основі методу лежить створення в масиві гірських порід спеціальним гідравлічним балоном, розміщеним у свердловині, припусового тиску, який приймається за початковий. Свердловина деформується, і в балоні відбувається зміна тиску рідини, яка фіксується манометром. Різниця між початковим і кінцевим тисками характеризує ступінь зміни напруженого стану масиву гірських порід досліджуваної ділянки. Перевага методу – простота виміру і розрахунку напруженого стану масиву порід. Його недолік – трудомісткість буріння свердловин і висока вартість гідравлічного балона з рідиною.

**Метод пружних включень** полягає в установленні за допомогою спеціального клею фотопружних датчиків на досліджувану область, тобто на породу або кріплення, і визначення напружень шляхом зміни напруженого стану самого датчика. Перевагою методу є його простота, а недоліком – висока вартість самих фотопружних датчиків.

**Метод бурових свердловин** оснований на вимірюванні поздовжньої і поперечної деформацій пробурених свердловин за допомогою деформометрів. Після виміру деформації діаметра свердловин здійснюють перехід до вимірювання напруженого стану гірських порід за формулами теорії пружності або лабораторного тарування. Перевага методу – його простота, недолік – трудомісткість і висока вартість буріння свердловин.

**Акустичний метод** ґрунтується на використанні властивостей більшості гірських порід генерувати пружні звукові імпульси мікроруйнування при зміні стану масиву гірських порід. Основним показником методу є кількість пружних звукових імпульсів, які виникли в масиву в одиницю часу та їх зміну у часі. Звукові імпульси реєструються за допомогою акустичної апаратури. Існують два види акустичних спостережень – стаціонарний і переносний. За допомогою стаціонарної апаратури здійснюють тривалі спостереження при незмінному положенні датчиків у свердловині. Переносна апаратура призначена для періодичного спостереження і реєстрації імпульсів на слух за допомогою телефонів. Основною перевагою методу є його простота. Недолік – велика вартість апаратури вимірювання.

**Електрометричний метод** Оснований на електропровідності і залежності питомого електричного опору деяких гірських порід від діючих в них на-

пруг. Суть методу полягає в бурінні свердловини, в яку поміщаються електроди. При пересуванні електродів проводиться вимірювання питомого електричного опору порід і по зміні його за допомогою встановлених кореляційних зв'язків визначають зміну напруженого стану масиву гірських порід. Перевага методу дослідження – його простота, недоліки – трудомісткість буріння свердловин і невелика область застосування.

**Ультразвуковий метод** використовує залежність швидкості пружних хвиль у масиві порід від діючих в ньому напруг. При збільшенні напруг швидкість пружних хвиль, які пройшли через досліджуваний масив гірських порід, зростає, а при зниженні напружень, різко зменшується. Залежність між швидкістю поширення хвиль у породах і напруг в них встановлюється в лабораторних умовах на зразках гірських порід. Для визначення напруженого стану виробляють бурять свердловини на певну глибину, в які встановлюють випромінювачі та приймачі ультразвукових коливань. Потім визначають швидкість проходження ультразвукового імпульсу і виходячи з цього визначають рівень напруженого стану. Перевага – простота методу. Недоліки – висока вартість і трудомісткість буріння свердловин в досліджуваній області масиву гірських порід, велика вартість вимірювального зонда.

**Лабораторний (фізичне моделювання).** При розробці геотехнологічних родовищ необхідно вирішувати доволі складні інженерні задачі, пов'язані з напружено-деформованим станом масиву гірських порід і проявами різних фізичних процесів, – процесів фільтрації, міцності і тиску гірських порід, руйнування, хімічних перетворень корисних копалин і т.п. Фізична сутність цих процесів ще недостатньо вивчена, а їх математичне описання в узагальненому вигляді в більшості випадків відсутнє. Тому на підставі теорії розмірності з використанням  $\pi$ -теореми складають рівняння зв'язків і створюють модель для проведення експериментів. У найпростішому випадку модель відтворює досліджуване явище зі збереженням фізичної природи і геометричної подоби, а відрізняється від оригіналу (натури) лише розмірами однойменних параметрів і швидкістю протікання досліджуваного процесу. Іноді значно простіше, зручніше і раціонально модель виготовляти з середовища, відмінного за своєю фізичною природою від оригіналу. Однак її створюють також з дотриманням умов подібності. У цьому випадку дослідження будь-якого процесу в оригіналі замінюють вивченням аналогічного явища на моделі. Наприклад, замість дослідження явища конвективного теплообміну в натурі на моделі вивчають процес дифузії і навпаки. У міру накопичення даних про закономірності процесу надалі устанавлюють вже достатньо обґрунтовані рівняння зв'язків, які в критеріальній формі використовують для практичних розрахунків процесу в натурі.

Методи фізичного моделювання базуються на теорії подібності. За допомогою теорії подібності вивчають властивості завідомо подібних систем, а моделювання застосовують для вирішення прикладного завдання: встановити, яким вимогам повинна задовольняти модель, щоб процеси, що відбуваються в ній, були подібні процесам, що протікають в натурі. Було показано, що на підставі теорії подібності одиничний процес може бути однозначно виділений з цілого класу шляхом приєднання до системи диференціальних рівнянь, що опи-

сують розглянутий клас процесів, крайових умов і значень фізичних параметрів, що входять в диференціальні рівняння, початкові і граничні умови. Після приведення диференціальних рівнянь, початкових і граничних умов до безрозмірного виду і численних безрозмірних параметрів отримують систему рівнянь, що охоплює цілу групу процесів. Тому, якщо два процеси протікають в геометрично подібних системах і при цьому безрозмірні диференціальні рівняння, граничні і початкові умови, що описують обидва явища, тотожно однакові, то розглядаються процеси подібні і результати дослідження одного з них можуть бути поширені на другий.

На підставі сказаного можна дати наступне формулювання правил моделювання. Для того щоб процес в моделі був подібний процесам у природі, необхідно і достатньо виконувати наступні вимоги: модель повинна бути геометрично подібна зразку; процеси в моделі і зразку мають належати до одного класу і описуватись однаковими диференціальними рівняннями; початкові і граничні умови в моделі повинні бути реалізовані таким чином, щоб безрозмірні початкові і граничні умови моделі тотожно збігалися з такими ж умовами в природі; однойменні безрозмірні параметри, що входять до диференціальних рівнянь, початкові та граничні умови, в моделі і природі повинні бути відповідно рівні. Викладені правила моделювання відносяться до випадку, коли процеси в моделі і природі належать до одного і того ж класу. Вони можуть бути застосовані і для процесів, які протікають в моделі і природі, що задовольняють визначенню аналогії. У цьому випадку в останній умові повинна бути передбачена рівність не однойменних, а аналогічних безрозмірних параметрів.

**Метод еквівалентних матеріалів** застосовують при вивченні проявів гірського тиску в очисних і підготовчих виробках при розробці родовищ корисних копалин і в підземних капітальних виробках; здимання порід, зрушення масивів та інших фізичних процесів, що відбуваються в масиві у зв'язку з веденням в ньому гірничих робіт. Дослідження цих явищ за допомогою аналітичного методу і безпосередньо на практиці пов'язане з великими труднощами, тому використання методу моделювання має в даному випадку велике теоретичне і практичне значення.

Суть методу моделювання на еквівалентних матеріалах полягає в тому, що на фізичних моделях з відомими допущеннями і при дотриманні умов подібності вивчають фізичні процеси, і результати цих досліджень використовують для розробки теорії «механізму» процесу, а також практичних рекомендацій для промисловості. Наприклад, метод еквівалентних матеріалів широко застосовують для вивчення процесу видобування корисних копалин (рис. 1.7).

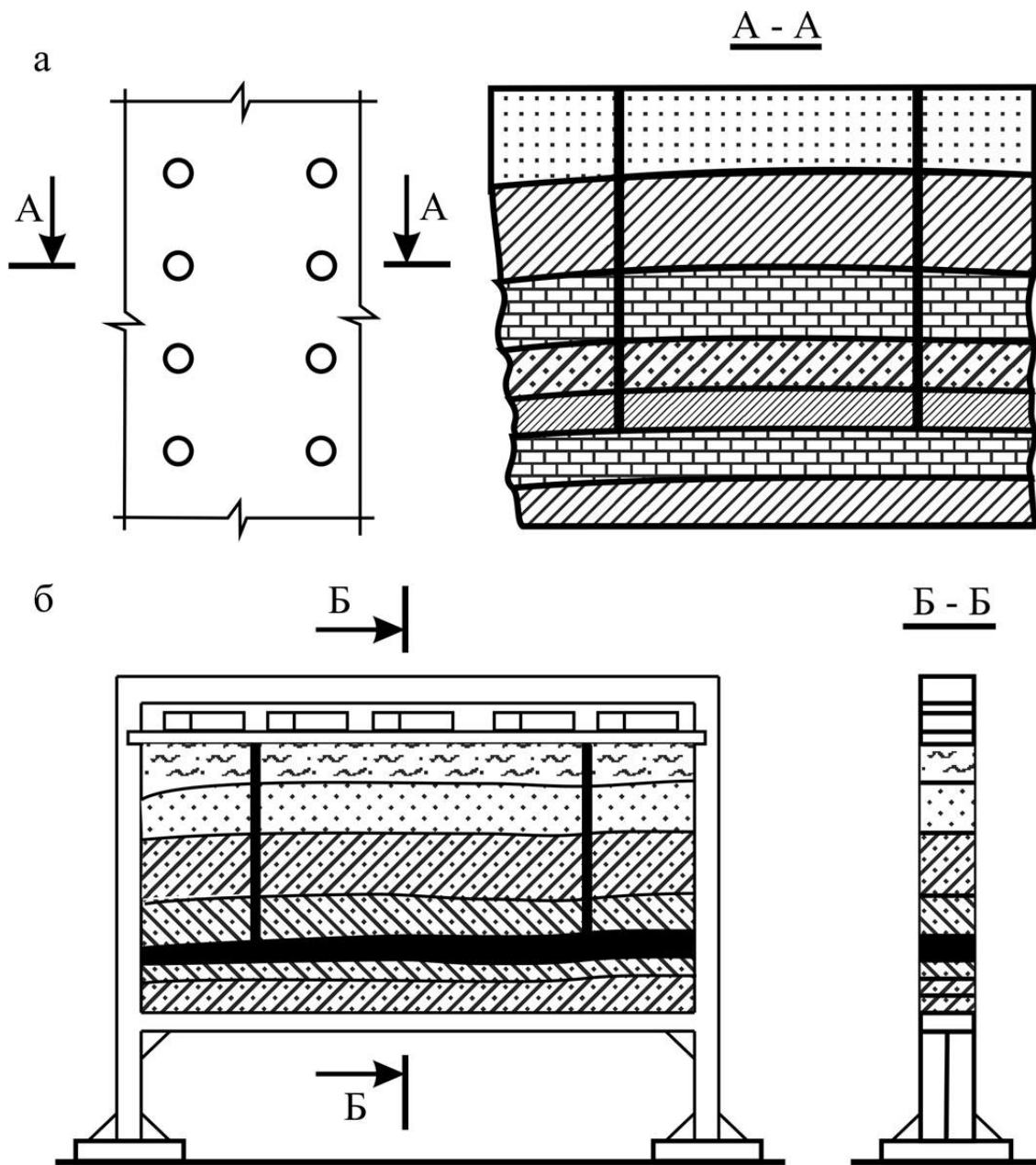


Рис. 1.7. Схема моделювання видобування корисних копалин геотехнологічними методами: а – зразок; б – модель

При видобуванні корисних копалин характер прояву тиску гірських порід буде змінюватися в просторі і часі. Завдання щодо вивчення тиску порід зводиться до плоскої задачі і розглядається для перерізу А-А. На плоскій моделі (рис. 1.7, б) з дотриманням умов подібності відтворюється видобуток корисних копалин, в результаті якої в моделі відбувається процес зрушення порід, подібний до деформацій в природі. Застосований метод оснований на теорії механічної подібності Ньютонa, яка передбачає геометричну, кінематичну і динамічну подібність. Геометрична подібність забезпечується в тому випадку, якщо всі лінійні розміри моделі будуть зменшені у визначену постійну кількість разів у порівнянні з тією областю природи, в якій вивчають дане явище

$$\frac{l'_H}{l'_M} = \frac{l''_H}{l''_M} = \dots = \frac{l^i_H}{l^i_M} = C_l, \quad (1.43)$$

де  $l_M, l_H$  – лінійний розмір моделі й області в натурі.

Кінематична подібність буде забезпечена, якщо подібні частинки, рухаючись по геометрично подібних траєкторіях, проходять геометрично подібні шляхи в проміжки часу, що відрізняються постійним множником

$$\frac{\tau'_H}{\tau'_M} = \frac{\tau''_H}{\tau''_M} = \dots = \frac{\tau^i_H}{\tau^i_M} = C_\tau, \quad (1.44)$$

де  $\tau_H, \tau_M$  – проміжок часу в натурі і моделі.

Динамічна подібність має місце в тому випадку, якщо маси двох подібних частинок (відповідним чином розташовуваних у просторі та часі) відрізняються одна від одної в одну і ту ж кількість разів

$$\frac{m'_H}{m'_M} = \frac{m''_H}{m''_M} = \dots = \frac{m^i_H}{m^i_M} = C_m, \quad (1.45)$$

де  $m_H, m_M$  – маса частинки в натурі та моделі.

**Метод відцентрового моделювання** полягає в тому, що при дотриманні геометричної подібності досліджуваної області в натурі виготовляють модель, яку потім поміщають в центрифугу, і під дію відцентрових сил в моделі створюють механічну подібність сил, що діють в натурі. Розміри моделі в основному визначаються технічними можливостями центрифугальних установок. У зв'язку з цим практична сторона питання значно ускладнюється. При роботі з моделями малих розмірів, для яких створити відповідні центрифуги порівняно просто, виникають непереборні труднощі в дотриманні геометричної подоби структури породи, її шаруватості й інших властивостей, також у проведенні замірів та вимірювань окремих параметрів у моделі. При роботі ж з великими моделями з'являються значні складності у створенні необхідних конструкцій центрифуг. У зв'язку із зазначеними обставинами метод відцентрового моделювання в чистому вигляді не знайшов широкого застосування на практиці.

У даний час у багатьох наукових і навчальних установах досліджують можливості використання методу відцентрового моделювання в поєднанні з методами еквівалентних матеріалів і фотопружності. Спільне застосування методів відцентрового моделювання і еквівалентних матеріалів дає позитивні результати, якщо необхідно провести дослідження механічних процесів у великих обсягах масивів гірських порід, тобто коли геометричний масштаб моделювання достатньо великий. У цьому випадку при моделюванні механічних процесів потрібно мати дуже невеликі за розмірами фізичні моделі, в яких практично неможливо виконати дослідження з достатньою для інженерних розрахунків точністю. Поєднання зазначених методів дозволяє розбити геометричний масштаб моделювання на два множники таким чином, щоб їх добуток був одного заданого масштабу. Розглянутий метод, так само як і еквівалентних матеріалів, ґрунтується на динаміці подібності Ньютона.

**Методи фотомеханіки** поділяються на методи фотопружності, фотопластичності і фотоповзучості. Фотопружність – дослідження процесів пружного деформування матеріалів. Фотопластичність – вивчення процесів залишкового деформування при відомих попередніх станах. Фотоповзучість – дослі-

дження поведінки матеріалів у часі під навантаженням. Напружено-деформований стан досліджуваних об'єктів залежить від характеру зовнішніх впливів на них до і в момент проведення експериментів. У задачах статичної фотомеханіки фізичні дії, їх інтенсивність і напрямок залишаються практично незмінними протягом досить тривалого часу; силами інерції можна знехтувати. У задачах динамічної фотомеханіки, навпаки, враховують видозмінені характеристики механічних впливів у часі і вплив сил інерції. Методи фотомеханіки основані на ефекті подвійного променезаломлення, що проявляються в оптично чутливих матеріалах під впливом механічних напруг. При просвічуванні таких матеріалів поляризованим світлом у моделях спостерігається оптична картина, за якою судять про напружено-деформований стан модельованого об'єкта.

Припустимо, що в результаті проведення горизонтальної виробки в масиві гірських порід станеться порушення силової рівноваги. Навколо виробки виникає поле напружень, характер якого в разі однорідних ізотропних порід буде залишатися постійним для будь-якого поперечного перерізу по довжині виробки (рис. 1.8, а). Отже, завдання, як вважають Н.С. Буричев і М.М. Фотієва, може бути представлено як площина для перерізу, перпендикулярна вісі виробки. Для вивчення напруженого стану порід навколо виробки виготовляють модель з оптично активного матеріалу з дотриманням умов геометричної і силової подібності. Через модель пропускають промінь поляризованого світла, і на екрані отримують поля напружень у вигляді ліній різних кольорів і відтінків (рис. 1.8, б). На основі цього судять про якісну характеристику поля напружень, напрямки їх векторів, концентрації напружень та області, найбільш небезпечних з точки зору стійкості або міцності відселонення.

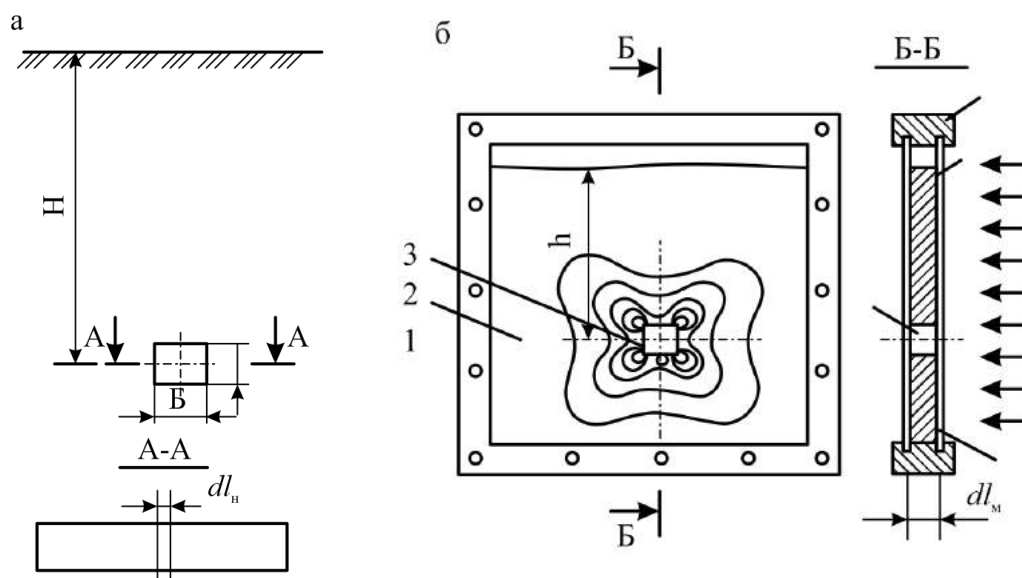


Рис. 1.8. Схема до моделювання напруженого стану порід навколо виробки оптичним методом: а – зразок; б – модель; 1 – рамка моделі; 2 – оптично активний матеріал; 3 – модель виробки; 4 – скло; 5 – поляризований промінь;  $H$  і  $h$  – глибина закладення виробки в моделі



За допомогою методів фотомеханіки можливо досліджувати і об'ємні моделі. Так, наприклад, при вивченні оптичним методом міцності бурового інструменту і руйнування порід широко використовують об'ємні моделі, на підставі яких стає можливим скласти тензор напружень у контактних зонах, підійти до вирішення питання про роль ядра ущільнення в процесі дії бурового інструменту і вплив попередніх виколювань і вільних поверхонь у процесі руйнування породи. Крім того, оптичний метод дозволяє оцінювати вплив параметрів удару на руйнування гірської породи і затуплення леза бурового інструменту на ефективність буріння, а також допомагає вирішити питання про участь хвиль напружень у процесі руйнування гірських порід при ударному бурінні.

Методи об'ємної фотомеханіки також застосовують і для вивчення статичної роботи підземних споруд. До кола таких завдань входять дослідження напруженого стану гірського масиву навколо вертикальних і горизонтальних виробок, пройдених у шаруватих породах з похилим заляганням пластів і різними фізико-механічними властивостями, вивчення розподілу напружень в сполученнях різних виробок, визначення напружень у кріпленнях і масиві при змінному перерізі виробок невеликої протяжності і т.п. Найбільше практичне значення мають такі **типові задачі механіки** гірських порід:

*I тип* – визначення умов зберігання та втрати стійкості елементів масивів і споруд при різних вихідних станах і комплексах впливів на них, у тому числі при веденні гірничих робіт. Елементами досліджуваних об'єктів, стійкість яких повинна бути забезпечена, є поверхні підземних виробок (покрівлі, підшви, боки), цілики, стелини камер і покрівлі лав, борти кар'єрів, земна поверхня. Слід враховувати стадійність процесів деформування і руйнування елементів, їх граничні стани, а також видозміни поєднань умов.

*II тип* – встановлення закономірностей взаємодії елементів масивів між собою і з елементами споруд, у тому числі з кріпленням гірничих виробок, залежно від природних геологічних умов і видів взаємодій. Взаємодією вважаються взаємозалежні зміни у просторі та часі граничних поверхонь контакту. Вид закономірності механічної взаємодії кріплення і порід, що визначає умови їх спільної роботи, реалізується в різних режимах, включаючи задані навантаження і деформацію, взаємний вплив деформації і комбінований режим.

*III тип* – вивчення впливу гірничих виробок і комплексів гірничих робіт на навколишні породні масиви різних структур і властивостей, що знаходяться в різних станах і зазнають всіляких впливів. У даному випадку встановлюють зони опорного тиску, розвантаження, зрушення і руйнування масивів, визначають контури і розміри захищених зон, з'ясовують поширення хвиль напруг, викликаних вибухами, на різні підземні і наземні об'єкти.

Таким чином, оптичний метод дослідження напружень дозволяє вирішувати дуже складні завдання. Серед знакових моделей виділяються їх найважливіший клас – математичні моделі. Приклади інших знакових моделей – хімічні й ядерні формули, графіки, схеми, в тому числі графові зображення зв'язків, інформаційних потоків у системі; з деяким застереженням (їх відносять і до макетів, тобто натурним моделям) – креслення, топографічні карти.

**Теоретичні (математичне моделювання).** Математична модель – це опис перебігу процесів (у тому числі функціонування, руху), опис зміни системи на мові алгоритмічних дій з математичними формулами і логічних переходів. До методів теоретичних досліджень відносяться метод скінчених різниць, метод граничних елементів, метод скінчених елементів і термодинамічний метод.

**Метод скінчених різниць** – перший з чисельних методів, який є класичним наближенням методу теорії пружності. Суть методу полягає в тому, що шукане значення переміщень визначається у вузлових точках, а похідні - різницеvim співвідношенням. Потім проводиться заміна похідної її наближеним значенням, вираженим через різниці значень функції в окремих точках прямокутної сітки. До основних недоліків методу можна віднести складність складання рівнянь високого порядку, велику кількість обчислювальних робіт, труднощі у вирішенні змішаних задач, низьку універсальність методу.

**Метод скінчених елементів** – один з найбільш ефективних чисельних методів розв'язання математичних задач, що описують стан фізичних систем складної структури. Основна ідея методу скінчених елементів полягає в тому, що будь-яка безперервна величина (температура, тиск, переміщення) апроксимується дискретною моделлю, побудова якої виконується на безлічі кусково-безперервних функцій, визначених на кінцевій кількості областей. Алгоритм побудови дискретної моделі досліджуваної неперервної величини полягає в наступному. У розглянутій області фіксують кінцеву кількість точок. Ці точки надалі називають вузлами. Вважають, що досліджувана безперервна величина в кожному вузлі є змінною, що підлягає визначенню в процесі виконання завдання. Область зміни безперервної величини розбивають на елементи. Ці елементи мають між собою загальні вузли і, в сукупності, апроксимують форму області у цілому. Безперервну величину апроксимують у межах кожного елемента поліномом, коефіцієнти якого розраховують на підставі значень цієї величини у вузлах. Кожен елемент апроксимують своїм поліномом, а коефіцієнти поліномів підбирають таким чином, щоб зберігалася безперервність величини вздовж меж сусідніх елементів. Метод скінчених елементів зводить рішення лінійної задачі до розв'язання системи лінійних алгебраїчних рівнянь.

**Метод граничних елементів** ґрунтується на теорії інтегральних сингулярних рівнянь і теорії потенціалу. Суть методу полягає в переході від функціональних інтегральних співвідношень до їх алгебраїчних аналогів. Перехід від шуканої крайової задачі для диференціальних рівнянь до співвідношень здійснюється з використанням граничних інтегральних рівнянь або деяких функціоналів. У першому випадку метод граничних елементів зводиться до методів граничних інтегральних рівнянь, у другому – до варіаційних методів. Перевагою методу є те, що дискретні параметри вводяться тільки на межі тіла, що дозволяє зменшити області застосування вирішуваних задач, а також спрощує підготовку вихідних даних. За допомогою методу граничних елементів можливе вирішення задач механіки гірських порід у плоскій та об'ємній постановці.

**Термодинамічний метод**, розроблений В.Ф. Лавриненко, відноситься до сучасних системних методів моделювання фізичних процесів. Метод полягає в

тому, що досліджуваний масив порід розглядається як термодинамічна система. Її стан визначається всіма фізичними величинами (щільність, внутрішня енергія, намагніченість і т.д.). Досліджувана система здатна обмінюватися з зовнішніми, по відношенню до неї, полями, речовинами, енергією у формах роботи і теплоти. Термодинамічний метод базується на фундаментальних законах фізики, математики, хімії, термодинаміки і філософії. Метод дозволяє досить точно встановити оптимальні розміри і форму сталого відслоєння масиву, температуру, фізико-механічні властивості порід на будь-якій заданій глибині і в конкретних геотехнологічних умовах залягання рудних тіл. В основу термодинамічної методу входять наступні послідовно виконувані завдання: визначення потенційних напруг та температур в незайманому масиві, визначення фізичних властивостей порід в умовах їх природного залягання і напруженого стану порід навколо свердловин та виробок. До недоліку методу можна віднести відсутність алгоритмів і програм, що обмежує створення сучасних програм та широкого його використання.

Процес моделювання будь-яким теоретичним методом містить наступні етапи моделювання:

*Побудова моделі.* На цьому етапі задається певний «нематематичний» об'єкт – явище природи, конструкція, економічний план, виробничий процес і т.д. При цьому, як правило, чіткий опис ситуації ускладнений. Спочатку виявляються основні особливості явища і зв'язки між ними на якісному рівні. Потім знайдені якісні залежності формулюються мовою математики, тобто будується математична модель. Це найважча стадія моделювання.

*Рішення математичної задачі,* до якої призводить модель. На цьому етапі велика увага приділяється розробці алгоритмів і чисельних методів розв'язання задачі на ЕОМ, за допомогою яких результат може бути знайдений з необхідною точністю і за допустимий час.

*Інтерпретація отриманих наслідків* з математичної моделі. Наслідки, виведені з моделі за мовою математики, інтерпретуються мовою, прийнятою в даній області.

*Перевірка адекватності моделі.* На цьому етапі з'ясовується, чи узгоджуються результати експерименту з теоретичними наслідками з моделі в межах певної точності.

*Модифікація моделі.* На цьому етапі відбувається або ускладнення моделі, щоб вона була більш адекватною дійсності, або її спрощення заради досягнення практично прийняттого рішення.

На відміну від фізичного моделювання, при якому на зменшеній моделі, але в тому ж середовищі, що і в реальному об'єкті, вивчають сам процес, при математичному моделюванні досліджують диференціальне рівняння, що описує той чи інший процес. У більшості випадків аналітичне рішення таких диференціальних рівнянь неможливо. Тому рівняння за допомогою різних наближених методів приводять до виду, при якому вони можуть бути вирішені на комп'ютерах або їх моделюють електричними сітковими машинами. В останньому випадку має місце математичне моделювання фізичних процесів із застосуванням моделей-аналогів. При цьому відсутні складні фізичні моделі, на

виготовлення яких витрачають багато праці, коштів і часу. Крім того, сам процес моделювання і вивчення того чи іншого явища значно прискорюється. Однак застосування математичного моделювання стає можливим тільки тоді, коли відомо математичний опис процесу і знайдені аналогії. У цьому випадку дослідження даного явища виконують на моделях-аналогах, що мають інший фізичний склад, але процеси, що відбуваються на них і в природі, описуються аналогічними диференціальними рівняннями. Сучасній науці відомі аналогії між електричними, механічними, тепловими, гідродинамічними, акустичними, дифузійними та іншими фізичними явищами. Найбільш зручні електричні моделі, так як вони дозволяють легко і швидко провести дослідження складних процесів у великих обсягах з достатньою для практики точністю.

Застосування методів математичного моделювання доцільно для продовження досліджень фізичних процесів, виконаних на фізичних моделях, в результаті яких є можливість встановлення аналогій. У цьому випадку математичне моделювання дозволяє значно розширити і поглибити область досліджень фізичного процесу, який нас цікавить. Розглянемо математичне моделювання процесів, які описуються лінійними рівняннями в часткових похідних другого порядку. До таких рівнянь у загальному вигляді відносяться наступні рівняння еліптичного типу (рівняння Пуассона)

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( f_1 \frac{\partial \varphi}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( f_2 \frac{\partial \varphi}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( f_3 \frac{\partial \varphi}{\partial z} \right) = F(x, y, z), \quad (1.46)$$

де  $\varphi$  – шукана функція, що залежить лише від координат;  $f$  – відомі функції, що залежать від координат і характеризують неоднорідність середовища;  $F$  – відома функція координат.

Цим рівнянням описуються всі сталі стаціонарні процеси фільтрації, дифузії, водозниження, зволоження і т.п. При однорідному середовищі і функції  $F(x, y, z) = 0$  рівняння (1.46) переходить у відоме рівняння Лапласа

$$\frac{\partial^2 \varphi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \varphi}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 \varphi}{\partial z^2} = 0. \quad (1.47)$$

Спрощено цей вираз записується таким чином

$$\nabla^2 \varphi = 0. \quad (1.48)$$

Рівняння параболічного типу (рівняння теплопровідності)

$$\nabla^2 \varphi + A \frac{\partial \varphi}{\partial \tau} = F(x, y, z), \quad (1.49)$$

де  $\varphi$  – шукана функція, яка залежить від координат і часу;  $A$  – відома функція координат ( $A < 0$ );  $\tau$  – час.

Цим рівнянням описуються несталі процеси і, зокрема, задачі теплообміну. При функції  $F(x, y, z) = 0$  рівняння (1.48) переходить у відоме рівняння Фур'є

$$\nabla^2 \varphi + A \frac{\partial \varphi}{\partial \tau} = 0. \quad (1.50)$$

Рівняння гіперболічного типу

$$\nabla^2 \varphi + B \frac{\partial^2 \varphi}{\partial \tau^2} = F(x, y, z), \quad (1.51)$$

де  $B$  – відома функція координат ( $B < 0$ ).

Рівнянням (1.51) описуються також несталі процеси, зокрема хвильові і коливальні. Наведені рівняння мають незліченну безліч рішень. Для виділення з цієї множини потрібного рішення необхідно задати початкові і граничні умови. Якщо незалежно змінним є час, то зазвичай задають тільки початкові умови (задача Коші). Якщо незалежним перемінним є просторова координата, то тоді задачу вирішують для певної області.

## **1.6. Розвідка та розробка родовищ України геотехнологічними методами**

### **1.6.1. Розробка родовищ вугілля**

Основний органічний енергоносіє в Україні – кам'яне і буре вугілля. Загальні геологічні запаси кам'яного вугілля складають 94,5%, бурого – 5,5%. За загальними оцінками, у надрах України може бути зосереджено до 300 млрд т вугілля. Якщо за даними західних експертів світових запасів нафти і газу вистачить на 80 – 90 років, то запасів вугілля – на 350 років. Це дає можливість розглядати сучасну вугільну енергетику як пріоритетну, а вугілля – як основний енергетичний ресурс України.

**Лисичанська станція ПГУ.** У лютому 1932 р. було розпочато будівництво в м. Лисичанську підприємства для проведення дослідів підземної газифікації вугілля в природних умовах. Будівництво дослідної станції було закінчено в лютому 1934 р. Станція одночасно розробляла 12 вугільних пластів, що мають потужність від 0,5 до 1,8 м. Глибина розробки 60 – 200 м. Кут падіння пластів змінювався в межах 3 – 60°. Вміст золи у вугільних пластах не перевищував 15%. Склад летких речовин – 40%. Теплота згоряння вугілля – 18 – 24 МДж/кг. Вмісні породи представлені глинистими сланцями і пісковиками карбону. Вугільні пласти водоносні, з напором до 3 – 4 МПа. У даних умовах здійснювалися попереднє зняття напору підземних вод у вугільних пластах і водовідлив з виробленого простору.

Перші дослідів підземної газифікації вугілля проводилися шахтним способом. Від похилого ствола, пройденого з падіння вугільного пласта під кутом 40 – 45°, були пройдені штреки, між якими по пласту пробурені свердловини. Для слущування вугілля в свердловинах були розміщені заряди, які вибухали при наближенні фронту горіння. Дослідну панель з автоматичним подрібненням вугілля було запалено в лютому 1934 р. Дугтя подавалося з нижнього штреку, газ відводився через верхній штрек і далі – через свердловину, пробурену з земної поверхні. У ході експериментальних робіт протягом чотирьох місяців отримували газ з низькою теплою згоряння, а в липні того ж року протягом 12 діб теплота згоряння газу становила 1400 ккал/м<sup>3</sup>.

Того ж року було проведено кілька дослідів для перевірки ролі розміру кусків вугілля в процесі його газифікації. З цією метою ретельно роздроблене вручну вугілля завантажувалося у спеціальні камери-магазини, пройдені у вугі-

льному пласті. Утворений у процесі газифікації горючий газ згорав і на поверхню виходили продукти горіння. Одночасно з цими дослідями на Лисичанській станції, а також у лабораторних умовах проводили досліди газифікації у свердловинах, пробурених по вугільному пласту. Вони призвели до створення нового методу газифікації вугілля в цілику, який отримав найменування методу свердловин-генераторів. За цим методом з земної поверхні по пласту вугілля буриться свердловина, яка перетинає дві виробки, пройдені по тому ж пласту. У свердловині розпалюється вугілля, в один її кінець подається дуття, а через інший відводиться отриманий газ. Під час випробувань методу свердловин-генераторів на повітряному дутті виходив газ з теплою згорання від 800 до 1200 ккал/м<sup>3</sup>, а при роздільному пароповітряному - водяний газ з теплою згорання до 2500 ккал/м<sup>3</sup>.

Період з 1935 по 1941 рр. ознаменований будівництвом і введенням в експлуатацію низки нових напівпромислових станцій ПГУ. Була значно розширена і Лисичанська станція. Протягом шести років (1936 – 1941 рр.) тут було побудовано друге підприємство, яке почало давати промислому споживачеві технологічний газ, придатний для синтезу аміаку. Було доведено, що склад утвореного газу залежить від застосовуваного режиму дуття. Зміною режиму вдавалося отримувати або енергетичний газ, або висококалорійний технологічний газ (табл.1.3).

Таблиця 1.3

Склад газу при повітряному і паровому дутті

Дуття	Склад газу, об. %				
	CO	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>
Повітря	17,2	12,4	0	5,2	65,2
Пара	23,0	51,7	5,0	13,4	6,9
Повітря	17,0	10,2	6,0	4,6	62,2
Пара	21,0	51,5	6,2	15,0	6,3

У грудні 1940 р. на пласті потужністю 1,68 м були здані в експлуатацію три панелі, підготовлені шахтним способом за схемою поточного методу. До вересня 1941 р. було вироблено 47,5 млн м<sup>3</sup> газу з теплою згорання в середньому 1100 ккал/м<sup>3</sup>, значна частина якого була використана у промислових цілях. У зв'язку з другою світовою війною станція припинила свою роботу і була зруйнована. Лисичанська станція була відновлена в квітні 1948 р. Спочатку газифікацію вугілля вели шахтним способом: газогенератори готували за допомогою штреків і гезенків, що не дозволяло отримати газ, придатний для використання. У зв'язку з цим стали проводити роботи з освоєння безшахтної підготовки підземних газогенераторів. У ході цих робіт низка підземних газогенераторів була підготовлена комбінованим способом і отримано горючий газ для промислових цілей. Процес газифікації здійснювався нагнітанням дуття у вертикальні свердловини, а відвід газу – через похилі. Виробництво штучного газу на Лисичанській станції було пов'язано з вивченням і освоєнням нової технології,

у зв'язку з чим досить часто мало місце зменшення і навіть припинення видачі продуктивного газу. До об'єктивних причин, які негативно впливали в деякі періоди на процес ПГУ, належить відсутність повної герметизації підземних газогенераторів зважаючи на наявність старих шахтних виробок, які недостатньо відомі й іноді призводять до сполучення окремих підземних газогенераторів з атмосферою.

Тим не менш, товарне виробництво газу на Лисичанській станції в 50-ті роки перевищила 100 млн м<sup>3</sup> на рік. Собівартість штучного газу в ці роки знизилася майже вдвічі, що зумовлено зростанням об'єму газу й організаційно-технічними заходами, здійсненими на станції в 1955 р. До початку 1960 р. станція виробила понад 1000 млн м<sup>3</sup> газу з теплотою згоряння 4 – 4,4 МДж/м<sup>3</sup>. Одночасно станція виробляла як побічний продукт рідкісні інертні гази – аргон, криптон і ксенон. Це дозволило повністю використовувати виробничі потужності наявного на станції кисневого цеху. За весь період роботи станція виробила понад 1,7 млрд м<sup>3</sup> газу. У 1966 році станція була закрита.

**Горлівська станція ПГУ** Станція була побудована в 1934 р. на крутих пластах ( $\alpha = 70 - 75^\circ$ ). Потужність пластів 1 – 1,9 м. Вугілля газове, з вмістом летких до 17%. Була проведена серія дослідів з відпрацювання параметрів поточного методу газифікації (1937 – 1941 рр.), Причому протягом декількох років отримували газ з теплотою згоряння 4 – 4,3 МДж/м<sup>3</sup>. Тут же вперше був проведений дослід підземної газифікації вугілля з використовують дуття, збагачене киснем. До 1 жовтня 1938 р. станція відпустила для котельні коксохімічного заводу 7,25 млн м<sup>3</sup> газу. Загальна кількість отриманого газу до цього часу склала 73,7 млн м<sup>3</sup>, з яких було використано 30 млн м<sup>3</sup>.

Цікаво відзначити, що чим інтенсивніше було дуття, тим якість газу було вище. При зменшенні кількості повітря калорійність газу помітно знижувалася. При штучному збагаченні повітря киснем концентрація в газі монооксиду вуглецю (CO) і водню (H<sub>2</sub>) зростала, а азоту, навпаки – знижувалася, теплота згоряння газу зростала. Бездутьевий режим характеризується систематичним наростанням в газі водню. Вміст монооксиду вуглецю знижувався, різко падала концентрація азоту; спочатку різко, а потім усе повільніше знижувався вихід газу. У період нагнітання дуття картина змінюється; різко знижується концентрація водню, зростає азоту, вміст монооксиду вуглецю підвищується, збільшується вихід штучного газу. Подальше вивчення цього явища виявило таке. Склад газу, що отримується при припиненні дуття, залежить від концентрації і тривалості дуття до моменту його припинення. Регулюючи вміст кисню і тривалість дуття, вдавалося при подальшому бездутьовому режимі отримувати висококалорійний газ, який може бути використаний як технологічний газ для отримання з нього різноманітних рідких енергоносіїв (метанол, бензин тощо) і хімічних речовин.

Ґрунтуючись на цих режимах, станція перейшла на двоциклічний режим роботи з періодичним чергуванням дуттєвого і бездутьєвого періодів. Газ при дутьєвому режимі приймався як енергетичний (придатний для спалювання в топках котлів), а газ бездутьєвого періоду як технологічний. Теплота згоряння технологічного газу в середньому 9,36 МДж/м<sup>3</sup>, вміст водню 49,3% і кількість його складає близько 30% від виходу енергетичного газу. Теплота згоряння

енергетичного газу вище  $4,2 \text{ МДж/м}^3$ , тобто його якість перевершує газ дуттевого періоду при звичайних методах газифікації. Досвід роботи Горлівської станції «Підземгаз» з'явився безперечним доказом не тільки реальності технології підземної газифікації вугілля, але й необхідності переходу від стадії експериментальних робіт до створення промислових станцій підземної газифікації.

**Синельниківська дослідна ділянка ПГУ.** У Дніпровському басейні поблизу м. Синельникове Дніпропетровської області у 1957 р. розпочато будівництво дослідно-експериментальної ділянки підземної газифікації вугілля. Газифіковано буровугільний пласт потужністю  $3,5 - 5,0 \text{ м}$  на глибині  $100 \text{ м}$ . Бічні породи представлені глиною і пісками порівняно пухкою структури. У ґрунті вугільного пласта розташовувався водоносний горизонт (до  $30 \text{ м}$ ) з величиною напору  $0,4 - 0,6 \text{ МПа}$  і коефіцієнтом фільтрації  $7 - 8 \text{ м/добу}$ . Над шаром залягав надвугільний водоносний горизонт з напором близько  $0,6 \text{ МПа}$ . Коефіцієнт фільтрації  $4 - 5 \text{ м/добу}$ . У ґрунті вугільного пласта проведено водопониження. На ділянці було заплановано проведення дослідних робіт для з'ясування умов та ефективності підземної газифікації бурого вугілля, що відрізняються високою обводненістю, які при будь-якому способі розробки необхідно попередньо осушувати. Крім того, дніпровське буре вугілля має високу природну вологість,  $55 - 60\%$  що вимагало вивчення протікання процесів підземної газифікації в цих умовах.

Дослідницькі роботи передбачали встановлення раціональних способів і необхідний ступінь осушення Синельниковського родовища, а також оптимальних режимів процесу газифікації. Після проведення таких експериментів намічалось приступити до проектування і будівництва станцій ПГУ в цьому розвиненому промисловому регіоні, де газ може бути використаний для різних потреб. У ході реалізації плану експериментальних робіт були пробурені свердловини та здійснено розпал пласта. Процес газифікації бурого вугілля характеризувався видачею на земну поверхню продуктивного газу з теплою згоряння  $2,9 - 3,0 \text{ МДж/м}^3$ . Дослідження показали, що при великій обводненості газогенератора на випаровування води витрачається значна кількість тепла, внаслідок чого температура процесу газифікації знижується і повні реакції відновлення не отримують належного розвитку.

Збільшення обводнення газогенератора викликає зменшення теплоти згоряння отриманого газу. Чим менше вологість газу, тим більше теплота згоряння. Для отримання газу з високою теплою згоряння необхідно організувати осушення газогенератора і не допускати великого водотоку. Встановлено, що газ з теплою згоряння не нижче кондиційної (понад  $800 \text{ ккал/м}^3$ ) може бути отриманий при надходженні гравітаційних вод в зону газифікації не більше  $1100 \text{ кг}$  на  $1 \text{ т}$  газифікованого вугілля, що відповідає вологості відведеного газу  $250 - 300 \text{ г/м}^3$ . Зі зменшенням потужності пласта для отримання газу з однією і тією ж теплою згоряння, приплив води у газогенератор на  $1 \text{ т}$  вугілля повинен також зменшуватися. У результаті вигорання пласта в однієї зі свердловин і зрушення порід стався розрив обсадної колони труб і прорив пливуна, що призвело до припинення горіння вугілля. Подальші роботи по газифікації вугілля на цій ділянці були припинені.



### 1.6.2. Розвідка і розробка уранових родовищ

В Україні відомо декілька генетичних типів уранових родовищ. Близько 76% усіх покладів являють собою родовища альбітитового типу, 11% відносяться до пегматитових родовищ, 7% – до пісковикових, і решта 6% являють собою родовища конгломератного, бітумінозного та інших типів. Промислове значення зараз мають лише родовища альбітитового типу – натрій-уранові і пісковикового – гідрогенні. Промислові родовища урану метасоматичного типу зосереджені в межах Кіровоградської металогенічної області, яка є складовою частиною провінції Українського кристалічного щита. У структурному плані Кіровоградська металогенічна область відноситься до однойменного геоблоку, західною межею якого є розлом Південно-Юугський, а східною – Криворізько-Кременчуцький розлом. Уранове зруднення в межах України має сировинну базу у вигляді детальних розвіданих 12 уранових ендегенних родовищ. Найбільші з них, що можуть бути відпрацьовані тільки підземним способом, розташовані в Кіровоградській області. У геологічному відношенні Кіровоградський район розрахований у межах однойменного геоблоку Українського щита, у його центральній частині. Будову району визначає великий Корсунь-Новомиргородський антиклінорій. У цілому положення Мічуринського, Северинського та інших родовищ східної частини Кіровоградського рудного району контролюються Кіровоградським перерізом, а Ватутінського родовища – Звенигородсько-Ганівським. Уранові мінерали в рудах представлені уранітом, настураном, бранеритом, кофінитом, гідроокислами і силікатами урану та урановими чернями. Розвідані і попередньо оцінені ресурси урану Кіровоградського району перевищують 100 тис. т, з яких близько половини оцінюються як високорентабельні (до \$80 за кг урану). Прогнозні ресурси Кіровоградського уранового району оцінюються біля 200 тис. т.

Згідно з Кадастром промислових уранових родовищ, всього в Україні виявлено 53 ділянки залягання уранових руд з різним ступенем розвідки та оцінки. На чотирьох ділянках родовища відпрацьовані, на трьох – відпрацьовуються, на одному – Новокостянтинівському родовищі – ведеться будівництво гірничо-переробного комплексу. Відпрацьовуються залишкові експлуатаційні запаси зосереджені на Ватутінському, Мічуринському і Центральному (східна зона) родовищах. За гірничо-геологічними і гірничотехнічними умовами родовища на 35 ділянках можливо відпрацювання підземним способом, на 13 – за технологією вилуговування. Найбільш перспективними для відпрацювання є родовища з підземним способом розробки – Северинське, Докучаєвське і Центральне (західна зона), а також 5 родовищ для відпрацювання за технологією вилуговування.

Початок видобутку і переробки уранових руд в Україні відноситься до кінця 40-х рр. минулого сторіччя. У 1945 р. геологами Центральної розвідувальної партії українського геологічного управління були виявлені ознаки уранового зруденіння на Первомайському та Жовторечнському родовищах. У 1946 р. почалася розвідка родовищ і до 1951 р. вона була завершена. Запаси були підраховані і родовища передані другому головному управлінню при Раді Мініст-

рів СРСР. Видобуток уранових руд Жовторіченського та Первомайського родовищ розпочато в 1948 р. трестом «Ленінруда» Міністерства чорної металургії. Переробний гідрометалургійний завод № 906 був запущений в 1949 р. Для збільшення обсягів видобутку урану 24 липня 1951 р. Рада Міністрів СРСР прийняла постанову про створення комбінату № 9 тресту «Ленінруда» (потім підприємство № 28, а з 1966 р. – підприємство п/с 6449, далі Східний гірничо-збагачувальний комбінат) на базі рудників ім. Першого травня, Жовта Річка і кількох інших підприємств. Будівництво основних шахт на рудниках було завершено в період з 1954 по 1958 р.р. Відразу ж на глибину 800 м були закладені капітальні стволи шахт «Об'єднана» і «Північна» на руднику ім. Першого травня, «Нова» та «Ольховська» – на Жовторіченському. Протягом 70-х рр. був побудований і виведений на проектну потужність перший у Кіровоградській області Інгульський рудник з усіма допоміжними підрозділами. У 80-х р.р. Державне підприємство «Східний гірничо-збагачувальний комбінат» у своїй структурі мало чотири підрозділи – шахти «Ольховська», «Нова» на Жовтоводському майданчику, «Північна» Інгульського та № 1 «Смолінська» рудників; гідрометалургійний і ремонтно-механічний заводи, центральну науково-дослідну лабораторію автоматики, науково-виробничі комплекси «Автоматика» і «Машинобудування» та інші допоміжні цехи.

Основною базою урану, придатного до розробки за допомогою свердловинного підземного вилуговування, є запаси і ресурси екзогенно-епігенетичних родовищ урану (пісковиковий тип) в осадовому чохлі Українського щита, розташовані у межах Дніпровського буровугільного басейну. З часу виявлення першого родовища цього типу – Девладівського у Софійському районі Дніпропетровської області. Дотепер у центральній і східній частинах Дніпровського басейну виявлено, розвідано і попередньо оцінено до п'ятнадцяти родовищ і окремих покладів урану, подібних Девладівському. З них два – Девладівське і Братське, повністю відпрацьовані і дотерер на них ведеться контроль за поведінкою закислених горизонтів. Вітчизняні фахівці уранової геології мають унікальний 25-річний досвід моніторингу екологічної обстановки після відпрацювання Девладівського родовища урану свердловинним підземним вилуговуванням, який демонструє екологічну безпеку цієї технології. У даний час найбільш підготовлені до розробки Садове, Сафонівське, Ново-Гурьївське, Сурське, Червоноярське родовища.

Усі гідрогенні родовища України розташовані в правобережній її частині і локалізовані у водопроникних рихлих осадових утвореннях палеогену, сформованих як ерозійно-тектонічні депресії в докембрійському кристалічному фундаменті. За цей час відбувався широкий розвиток і оптимізація способу підземного вилуговування на Девладівському, а далі на Братському (у Миколаївській області) родовищах. Доведена не тільки принципова можливість видобутку урану цим способом, але й визначена його висока економічна ефективність і, що не менш важливо в умовах України, визначені екологічні переваги перед традиційним гірничим способом видобутку урану. Собівартість урану, котрий видобувається на таких родовищах, суттєво нижча, ніж на ендегенних родовищах альбітиту. Розвідані запаси і ресурси цього типу оцінюються на рівні 70

тис. т. Розвідувальні роботи різної детальності проведені на чотирьох родовищах (Сафонівському, Новогурівському, Сурському і Садовому). Розвідані запаси урану на цих родовищах становлять близько 8 тис. т. Родовища пісковикового типу за своїми розмірами відносяться до дрібних та середніх із запасами урану 1 – 3 тис. т. Дрібномасштабними прогностичними роботами у центрі та на сході Дніпровського буровугільного басейну визначені 12 площ, перспективних на виявлення родовищ і окремих покладів урану цього типу. На кожній з цих площ може бути відкрито 1 – 3 родовища урану. Крім того, у північно-західній і західній частинах Дніпровського басейну також можливе виявлення 5 – 7 нових родовищ урану.

Починаючи з 2009 р. на шахті «Інгульська» приступили до промислового відпрацювання технологій підземного блокового вилуговування. Проектування нової технології велося на підставі вихідних даних, отриманих в результаті проведених дослідних робіт і з урахуванням досвіду аналогічних виробництв. Одним з основних факторів, що визначають умови вилуговування урану з руди є характер рудної мінералізації. Найбільш прийнятні для вилуговування прожилкова і прожилково-вкраплена текстура руд, менш сприятливі – вкраплені і тонко вкраплені текстури. Для уранових родовищ альбітитової формації, до яких відносяться відпрацьовані Інгульською шахтою родовища, характерні вкраплені і тонко вкраплені, рідше прожилково-вкраплені текстури руд. Тобто за цією ознакою руди відносяться до несприятливих для блочного вилуговування.

Проте деякі особливості генезису руд даного типу визначають сприятливі умови доступу кислотних розчинів до мінеральних зерен та їх розчинення, незважаючи на вкраплену і тонковкраплену текстуру руд. Ці особливості полягають у наступному. Встановлено, що процес рудоутворення був багатостадійним. Процесу метасоматозу та рудоутворення передували інтенсивні тектонічні зрушення, які створили в монолітному масиві гранітоїдів проникні для гідротермальних розчинів ділянки у вигляді зон об'ємного катаклазу. Рудна мінералізація концентрується в цих зонах, приурочена до мікрозон подрібнення в міжзерновому просторі альбітитів і скупчень темно-кольорових мінералів. Надалі тектонічні зрушення неодноразово поновлювалися, причому вони, як правило, мали успадкований характер, тобто розвантаження тектонічних зусиль проходило за раніше ослабленими рудоносними зонами.

У процесі видобування руди підземним способом, який вівся із застосуванням буропідривних робіт, створювалася вибухова сейсмічна дія на масив порід, розвантаження якого знову ж таки відбувається за вже ослабленими тектонічними зонами, які містять рудну мінералізацію. Внаслідок цього відбувається розкриття мікротріщин, в яких зосереджена рудна мінералізація і тим самим відкриваються шляхи проникнення продуктивних розчинів до рудних мінералів. Враховуючи те, що відбій руди при створенні блоку підземного вилуговування вівся на затиснуте середовище, сейсмічна дія вибуху на рудний матеріал значно посилювалася, внаслідок чого зросла ступінь розкриття мікротріщин.

Таким чином, поєднання генетичних особливостей, способу підготовки руди для підземного вилуговування призводило до утворення в очисній камері вилуговування штучно створеної проникної зони, в якій велика частина рудних мінералів розкрита для доступу кислотних розчинів за системою тріщин і мікротріщин. Отриманню достовірних даних сприяло проведення значного обсягу експериментальних робіт – у блоці 5 - 86 шахти «Інгульська» було перероблено за новою технологією 8,25 тис. т відбитої і замагазінованої руди. Рішення відпрацювати 5-й рудний поклад запаси блоку 5 – 86 методом підземного вилуговування обумовлено наступними чинниками. Це низький (позабалансовий) вміст урану в покладі № 5; сприятлива геолого-структурна ситуація в районі блоку, що обумовлена відсутністю зон відкритої тріщинуватості, а також задовільна гідрогеологічна обстановка, що характеризується водопрививом до 1,0 м<sup>3</sup>/добу.

Підготовка запасів блоку до процесу вилуговування проводилася системою розробки підповерхових штреків із застосуванням торцевого випуску регламентованої частини руди для створення компенсаційного простору. Гірничо-прохідницькі роботи забезпечують запасні виходи, провітрювання, буріння свердловин, випуск і доставку гірничої маси, розміщення технологічного обладнання. Об'єм використовуваних існуючих виробок склав близько 100 м<sup>3</sup>, додатковий проектний обсяг проходки становив 290 м або 1850 м<sup>3</sup>. Передбачені проектом бурові роботи спрямовані на розбурювання запасів блоку, стелини під горизонтом зрошення для зрошувальних труб, обладнання мережі спостережних і дренажних свердловин. Для забезпечення заданого гранулометричного складу відбитої руди прийнята підвищена витрата вибухових речовин на відбійку руди в умовах затиснутого середовища. Будівельно-монтажні роботи в блоці полягали в обладнанні вентиляційно-ходового, технологічного та рудо звалювального підняттяєвих, оснащення виробок основного відкаточного горизонту – 280 м, а також в установленні технологічного устаткування для процесу вилуговування. Підготовка блоку до процесу вилуговування полягала в оформленні горизонту зрошення (210 м) і горизонту уловлювання продуктивних розчинів (240 м). З метою уловлювання аварійних проток і забезпечення компактності технологічних комунікацій, з розвідувального орта горизонту 240 м на горизонт 210 м проходився ходовий – технологічний підняттяєвий. У разі витоку закисних і продуктивних розчинів, їх протоки по каналі розвідувального орта потрапляли в зумпф промислових розчинників. Після завершення робіт по вилуговуванню та проведення нейтралізації блоку у всіх прилеглих виробках горизонтів 280, 240 і 210 м споруджувалися ізолюючі та вентиляційні перепони для запобігання еманції радону.

Технологія відпрацювання ділянки підземного блокового вилуговування містила наступні операції: магазинування відбитої руди в блоці; зрошення руди розчинами сірчаної кислоти; сорбцію урану з продуктивних розчинів регенованого аніоніту; інтенсифікацію процесів вилуговування струсом вибухами; відкачування надлишку розчинів після сорбції через головний водовідлив шахти; промивку і нейтралізацію відпрацьованого рудного матеріалу шахтної водою і розчином вапна. В ході будівництва, комплектації та ведення пусконала-

годжувальних робіт підтвердилися основні проектні рішення, частина з них була переглянута і відкоригована. Початковий етап підтвердив вірність добору блоку за основними чинниками: мінімальний водоприплив, гарна кислототривкість і монолітність вміщуючих порід, відсутня необхідність виконання в зумпфах і канавах промислових розчинів додаткової гідроізоляції. На горизонті 210 м спостерігалось часткове засмічення зрошувальних свердловин та було виконано обсаження їх верхніх частин. У процесі зрошення відбувалося забивання запаяних сит перфорованих поліетиленових труб. Для забезпечення їх прочищення на кінці труб зрошення були встановлені знімні сталеві пробки.

Під час виконання пусконаладжувальних робіт підтвердилася висока агресивність технологічних розчинів, що вимагало ремонту в процесі експлуатації зварних швів трубопроводів, заміни засувки і робочих коліс насосів. Початкові результати роботи показали суттєву залежність ефективності процесу вилуговування (з тимчасового фактору) від робочого об'єму зумпфа промислових розчинів. Оптимальним є об'єм у 70 – 80 м<sup>3</sup>, фактичний – 20 м<sup>3</sup>. Початковий досвід експлуатації виявив такий негативний фактор, як наявність значної кількості забруднюючих твердих включень у відрегенованій смолі, що поставляється з гідрометалургійного заводу (ГМЗ). Тому прийнято рішення по монтажу на ГМЗ автономного вузла регенерації смоли для дослідних ділянок блочного вилуговування. Однією з головних технологічних операцій при блочному вилуговуванні урану є зрошення замагазинованого рудного матеріалу в камері очищеного блоку. Динаміка процесу вилуговування урану визначається режимом зрошення рудного матеріалу: його інтенсивністю та періодичністю. Вибираючи варіант зрошення при блочному вилуговуванні враховували значну кількість чинників. Це гранулометричний склад руди, активна пористість руди, замагазинованої в блоці; фізико-механічні властивості руди, її злежуваність і вологоємність; висота капілярного підняття розчину в рудному масиві, сольовий склад продуктивних розчинів, концентрація витравлювального реагенту; час контакту розчину з рудним матеріалом.

Як відомо, уранове зруденіння в альбітитах відноситься, в основному, до тонковкрапленого типу, що вимагає отримання високого ступеня подрібнення руди під час проведення буропідривних робіт. У матеріальному складі руд переважають лужні польові шпати (понад 80%), які є кислототривкими мінералами. Внаслідок цього при кислотному вилуговуванні урану продуктивні розчини володіють низькою мінералізацією і не вимагають додаткового очищення. На основі характеристик сировини і результатів, отриманих на дослідному полігоні, як найбільш ефективний прийнятий інфільтраційний режим зрошення при щільності не більше 30 м<sup>2</sup>/год, що забезпечує рух витравлювальних розчинів у міжкусковому просторі при неповному його насиченні. У цьому випадку забезпечується необхідний час для контакту розчинника з поверхнею рудного матеріалу в присутності кисню з повітря, що забезпечує найбільш сприятливі фізико-хімічні умови для масообмінних процесів. Крім того, при інфільтраційному режимі зрошення створюються умови, що перешкоджають розтіканню робочих розчинів за межі дослідного блоку через підповерхову виробку. Перевагами інфільтраційного способу також є значне скорочення об'єму циркулюю-

ючого розчину і збільшенню концентрації урану в продуктивному розчині, а також зменшення витрат кислоти. Ці фактори, окрім покращення технологічних показників процесу вилуговування, суттєво знижують шкідливий вплив на навколишнє середовище.

Робочі розчини з горизонту зрошення (210 м) через систему перфорованих поліетиленових труб діаметром 16 мм подаються на поверхню руди, замагазиновану в блоці. Труби вставлені в 48 свердловинах, пробурених з горизонту 210 м вниз у камеру блоку. Загальна довжина цих свердловин складає 309,2 м, мережа точок зрошення досягла 2×2 м. Зрошення проводиться періодично по 30 хвилин при паузах 2 – 3 год. Під час пауз створюються сприятливі умови для аерації рудного матеріалу та розвитку окислювальних процесів, які сприяють переходу урану із важкорозчинної чотиривалентної форми в легкорозчинну шестивалентну. Вилуговування урану здійснювалося розчином сірчаної кислоти. Концентрована кислота із залізничної цистерни на спеціально побудованому вузлі перекачувалася в ємності-вагонетки для подальшого спуску в шахту. Перевантаження кислоти здійснювалася в денний час цілорічно. Ємності-вагонетки по стволу в шахту опускалися і доставлялися на горизонт зрошення, де кислота самопливом надходила в зумпф для приготування робочих розчинів. Після перемішування з шахтної водою визначалася кислотність розчинів, яка не повинна була перевищувати 80 – 100 г/л, після чого розчини подавалися в колектор системи зрошення для закислення руди в блоці. Процес закислення 8248 т руди тривав 40 діб, після чого в розчині встановилася стійка концентрація урану до 1600 мг/л при кислотності 8 – 10 г/л. Всього на закислення витрачено 27,8 т кислоти, питома витрата її склала 3,4 кг/т. Після завершення процесу закислення починався власне процес вилуговування та сорбції із продуктивних розчинів. Для ефективного виконання цієї операції велику роль відіграло своєчасне виведення насичених ураном розчинів з очисного блоку на сорбцію. Збір продуктивних розчинів для сорбції починається після отримання перших кондиційних розчинів. Система збору розчинів улаштована наступним чином. Розчини, пройшовши через замагазиновану в камері руду самопливом по приймальній канавці відводяться в зумпф збору продуктивних розчинів.

Обсяг циркулюючих продуктивних розчинів був визначений залежно від щільності зрошення, припливу підземних вод та умов забезпечення прийому всього обсягу циркулюючого розчину у разі аварії. З цією метою при різних об'ємах подавальних розчинів вивчалася динаміка надходження їх у приймальний зумпф. Так, при об'ємі поданого розчину, що дорівнює 20 м<sup>3</sup>, протягом першої доби в зумпф надійшло 12,2 м<sup>3</sup>, у другу – 5,5 м<sup>3</sup>, у третю – 2,4 м<sup>3</sup>, в четверту – 1,1 м<sup>3</sup>, що в сумі склало 21,2 м<sup>3</sup>. Середньодобовий приплив підземних вод при цьому становив 0,33 м<sup>3</sup>. Враховуючи такий малий приплив підземних вод і виходячи з об'єму ємності приймального зумпфа об'єм циркулюючих розчинів був прийнятий 20 м<sup>3</sup>. За 350 діб проведення робіт з вилуговування витрата кислоти склала 103,5 т.

У прийнятій технологічній схемі, після збору продуктивних розчинів, останні подаються за допомогою насоса АХ-45/54 на сорбційну колону, де відбувається вилучення урану з продуктивних розчинів. Подача розчинів прово-

диться знизу вгору, сорбція здійснюється на аніоніт (смола) АМП, вага якого в колоні дорівнює 3 т. Швидкість проходження продуктивних розчинів через смолу становила 4 – 5 м<sup>3</sup>/год. Після колони маточник (фільтрат) надходив на грохот і далі самопливом в систему зрошення, що значно зменшило ефективність зрошення й зумовило періодичність режиму сорбції. Остання викликана тим, що під час сорбції розчини не підкислювалися і кислотність їх падала, знижувалася концентрація урану в продуктивному розчині, сорбція зупинялася. Потім розчини підкисляли і прямували на зрошення, які циркулювали в системі до досягнення кондиційних концентрацій урану, що відновлювало сорбцію.

За шість циклів сорбції (насичено 6 партій смоли) перероблено 8765 м<sup>3</sup> розчинів із середнім вмістом урану 328 мг/л, сорбованого на аніоніт 1559,7 кг урану при середній ємності аніоніту 54,8 кг/м<sup>3</sup>. Необхідно зазначити, що при сорбції урану на свіжий аніоніт максимальна місткість його по урану склала 65,58 кг/м<sup>3</sup>, а на аніоніт, регенерований після виробничого процесу ГМЗ – 49,7 кг/м<sup>3</sup>, що пояснюється значним його забрудненням. Баланс витрачання часу на технологічні процеси, пов'язані з вилуговуванням наступні: закислення – 40 діб, зрошення і вилуговування – 87 діб, сорбція – 128 діб. Сумарна тривалість робіт з урахуванням ремонтів і простоїв через відсутність аніоніту склала 350 діб. Насичений аніоніт являє собою кінцевий продукт гірничо-хімічної технології блочного вилуговування на шахті. Для подальшої переробки насичену смолу з колони перевантажували у спеціально виготовлені ємності на шасі шахтних вагонеток об'ємом 2,2 м<sup>3</sup> в яких вони транспортуються далі на поверхневий комплекс, де перевантажуються в автоцистерну об'ємом 6,4 м<sup>3</sup>. Розчин, що надходить із смолою, дренається через фільтр-патрон, а зневоднена смола залишається в автоцистерні, щодо заповнення якої проводиться вимір об'єму смоли та відбір проби, відповідно до інструкції, затвердженої відділом технічного контролю ДП «СхідГЗК». Потім смола транспортується на ГМЗ в м. Жовті Води для подальшої переробки закису-окису урану. На ГМЗ смола регенерується і повертається на шахту.

Слід зазначити, що на перевезення смоли автотранспортом отримана спеціальна ліцензія. Після завантаження та вивантаження смоли в обов'язковому порядку проводився внутрішній і зовнішній дозиметричний контроль автотранспорту. Ні на одній з 6 автоцистерн не встановлено перевищення допустимого рівня радіоактивного фону. Таким чином, роботи з впровадження гірничо-хімічної технології відпрацювання бідних уранових руд на шахті «Інгульська» ДП «СхідГЗК» дали позитивні результати. Застосування нової технології порівняно з традиційною дозволило скоротити обсяги капітальних і підготовчих гірничих робіт, а також обсяги видачі рудної маси на поверхню на 80%; суттєво знизити витрати на транспортування, відбій, подрібнення і хіміко-технологічну переробку уранової руди на ГМЗ. Крім того, з'явилася можливість розширення сировинної бази за рахунок залучення до відпрацювання бідних уранових руд, не придатних для рентабельного видобутку із застосуванням традиційної технології.

Починаючи з 2010 року ДП «СхідГЗК» успішно реалізує комплекс заходів щодо відпрацювання методом підземного свердловинного вилуговування на

Сафонівському родовищі (Казанківський район, Миколаївська обл.). Потужність родовища оцінюється в 100 – 150 т концентрату урану на рік. Метод вилуговування, який застосовувається на цій дільниці, окрім своєї екологічності дасть реальний економічний ефект через низьку собівартість такого видобутку. Попередня вартість будівництва комплексу на родовищі оцінюється в 200 млн грн, Кошти на реалізацію проекту планується залучити з держбюджету в рамках реалізації державної програми «Уран України». Проект будівництва рудника розроблений ДП «УкрНДІпромтехнології» (Жовті Води, Дніпропетровська обл.).

### 1.6.3. Розвідка родовищ сірки

Україна багата ресурсами самородної сірки, основні запаси якої розміщені в Передкарпатському сірконосному басейні (Львівська та Івано-Франківська обл.). Сірка зосереджена в багатьох родовищах, які простягаються від Яворова (на заході Львівщини) і йдуть вздовж правобережжя Дністра. Райони Роздола і Новояворівська – головні місця видобутку і переробки сірки. Вона залягає неглибоко від поверхні (до 50 м) і розробляється відкритим способом. Вміст сірки, яка залягає у мергелях і вапняках, високий (до 30%). Родовища самородної сірки в Передкарпатті (Новий Розділ, Яворів) не тільки забезпечують потребу України, але і дозволяють експортувати сірку, хоча з точки зору екологічної безпеки України слід значно зменшити масштаби її видобутку.

**Передкарпатські сірчані родовища.** На території західних областей відкрито 18 родовищ сірки і виявлено більше понад сірковиявів, які простягаються вздовж південно-західного краю Російської платформи в смузі сполучення її з зовнішньою зоною Передкарпатського крайового прогину з півночі і сходу. Велика частина родовищ примикає до зони флексур і ступінчастих скидів, розташованих у крайовій частині зони сполучення прогину і платформи, а всі промислові скупчення сірки приурочені до хомогенних надгіпсових вапняків Ратинського горизонту тіраської світи неогену. Промислові скупчення сірки генетично пов'язані з вапняками. Глибина залягання вапняків з сіркою навіть у межах одного родовища змінюється від декількох десятків до 300 м і більше. Потужність їх коливається від декількох сантиметрів до 20 – 25 м. Вміст сірки також змінюється від 2 – 3 до 30%. Верхні шари вапняків найчастіше сірки містять дуже мало. Різноманітні і складні контакти ратинських вапняків з самородною сіркою зумовили виділення різних текстурних різновидів сірчаних руд Передкарпатського басейну. Найбільш поширеними є дрібно- і тонковкраплені та вкраплені руди. Такі руди зустрічаються майже на всіх сірчаних родовищах басейну, особливо їх багато в нижній частині Подорожнянського родовища.

У табл. 1.4 наведена характеристика сірчаних руд, що зустрічаються на Язівському родовищі з зазначенням середньої потужності і відсоткового складу різних руд, а також агрегатних різновидів вкраплень сірки. Видно, що навіть у межах невеликої ділянки (100 × 100 м) одного родовища типи руд досить різноманітні, які обумовлює великий розкид основних параметрів, що характеризують їх фізичні і технологічні властивості. Особливості геології сірчаних родовищ Передкарпаття розглянемо на прикладі Язівського і Немирівського сірчаних родовищ, які перспективні для експлуатації методом ПВС.



## Склад сірчанних руд Язівського родовища

Руда	Середня потужність, м	Склад руд, %	Вміст агрегатних різновидів сірки, %		
			суцільна приховано- кристалічна	тонко- розсіяна	явнокриста- лічна
1	2	3	4	5	6
Вапнякова з переважанням суцільний прихованої тонкокристалічної сірки	14,1	87,6	58,3	29,1	12,0
У тому числі:					
Гніздово-вкраплена	10,0	57,8	62,2	26,3	11,5
Вкраплена (розмір вкраплення до 5 мм)	6,7	29,8	50,8	34,5	14,7
1	2	3	4	5	6
Вапнякова з переважанням тонкорозсіяної сірки	1,7	7,6	14,1	79,8	6,1
Вапнякова з розвитком явно кристалічної сірки	2,5	3,4	18,6	47,0	34,6
Середні показники по вапняковим рудам		98,6	53,6	33,6	12,8
Глиниста	0,3	1,1			
Окислена	0,3	0,3			

Гіпсогідритовий горизонт (підшва рудного пласта) відрізняється витриманістю як по потужності, так і з літологічним складом. Він представлений ангідритами, гіпсогідритами і гіпсами з лінзами глин, вапняку, піску, пісковиків. Ратинський горизонт представлений осіркованими і неосіркованими вапняками, пелітоморфної або тонкодрібнокристалічної структури, з лінзами мергелів і пісків, що заповнюють карстові порожнечі. Потужність вапнякового горизонту родовища коливається від декількох сантиметрів до 20 – 28 м. На деяких ділянках родовища вапняки відсутні, утворюють своєрідні вікна. У південно-східній частині родовища в цілому ряді місць Ратинські вапняки виходять безпосередньо під четвертинні відкладення, а на захід до південного заходу вони занурюються під глинисто-мергелисту товщу верхнього тортону на глибину понад 300 м. Нижня частина надрудних вапняків зазвичай тріщинувата, кавернозна неосіркована, їх потужність до 1 – 1,5 м. Перехід неосіркованих вапняків у осіркуванні, як правило, різкий. Верхня частина рудного горизонту найчастіше представлена щільними, масивними осіркованими вапняками приховано-кристалічної структури з окремими кавернами розміром від декількох мм до 1 –

2 см. До подошви кавернозність поступово, а іноді і різко збільшується, досягає візуально 3 – 8% від об'єму породи.

За характером розміщення сірки в рудному пласті можна виділити два основних текстурних типи сірчаних руд: вкраплені і прожилково-вкраплені. Тонковкраплені руди мають вельми підпорядковане значення, складаючи не більш 10 – 12%. Сірка в основному скритокрісталічна. На ратинському горизонті незгідно залягають відкладення піщано-глинисті-мергелисті товщі верхнього тортона. Описувана товща (знизу вгору) представлена кварцево-вапняковими пісковиками, піщанистими мергелями, глинистими мергелями і глинами. Четвертинні відкладення на родовищі у цілому мають повсюдне поширення і представлені пісками, супісками і глинами.

Геологічна будова Немирівського родовища складається з такого комплексу порід, які були описані вище. За літологічним складом породи, що складають Немирівське родовище, можна вважати північно-західним продовженням Язівського родовища. Як і на Язівському родовищі, рудний горизонт являє собою пластоподібний поклад сірковмісних вапняків. Північна флексура поділяє родовище на дві частини з різною глибиною рудного тіла. Північно-східна піднята частина родовища залягає на глибині 25 – 110 м, південно-західна опущена частина – на глибину 148 – 260 м. За літологічним складом руди витримані, це в основному вапняковий тип руди.

#### 1.6.4. Розробка соляних родовищ

Ресурсами натрієвої (повареної) солі в Україні є відкладення кам'яної солі, розсоли і самоосадна сіль озер Причорноморського регіону. У країні розташовано чотири великих соленосних басейни: Донецький, Дніпровсько-Донецький, Закарпатський та Передкарпатський. В останнє десятиліття було відкрито новий район поширення соляних відкладень, розташований у Преддобруджинському прогині (Одеська обл.).

**Артемівське родовище** – найбільше в Україні і займає площу 179 км<sup>2</sup>. Воно розробляється п'ятьма шахтами з сумарною проектною потужністю 2250 тис. т солі на рік. Вміст  $NaCl$  тут складає 98 – 98,3%, а підрахунок запасів виконаний до глибини 600 м. Фактично видобуток солі в даний час здійснюється на глибинах 150 – 280 м. Сіль Артемівського родовища знаходить різноманітне застосування в Україні й експортується в багато країн.

**Новокарфагенське і Слов'янське родовища** розробляються способом, при якому сіль розчиняється водою, що подається через свердловини з поверхні. Слов'янське родовище складається з трьох ділянок, з яких розробляється тільки Райгородська, де сіль видобувається 24 буровими свердловинами з глибини 379 – 630 м. Річна продуктивність складає близько 55 тис. т. Поварена сіль Слов'янського родовища використовується для виробництва кухонної солі вищої якості – екстра. На Новокарфагенському родовищі, що складається з трьох ділянок, підприємством «Лисичанська сода» розробляється тільки одна з них. Видобуті тут розсоли очищаються і використовуються у виробництві соди. В основній частині Дніпровсько-Донецької западини нижньопермські соленосні

відкладення розташовані на глибинах 1500 – 2500 м і більше. Як і в Донбасі, вони поділяються на два типи – соленосні і калієносні. Для них характерні подібних речовинний склад і близькі потужності пластів. У ДДЗ способом розчинення експлуатується Єфремівське родовище (Харківська обл.), приурочене до штоку девонської кам'яної солі. Запаси розвідані до глибини 1200 м і складають 539,7 млн т. Експлуатація родовища здійснюється Першотравенським підприємством «Хімпром», проектна продуктивність якого 270 тис. т гірничої маси або 879 тис. м<sup>3</sup> розсолу на рік. Щорічно тут добуваються близько 60 тис. т кам'яної солі, вміст NaCl в якій становить 99,56%. Розсіл використовується для отримання хлору і каустичної соди. При нинішньому рівні видобутку промисел забезпечений запасами більш ніж на 100 років.

У ДДЗ розташоване також **Роменське родовище**, приурочене до штоку девонської кам'яної солі. Його запаси становлять 435,9 млн т, а запаси Південно-Перещепинської ділянки, також пов'язані з соляним штоком, оцінюються в 107,9 млн т. Позитивно оцінюються перспективи розробки кам'яної солі в межах Дмитрівського, Ромоданівського, Медведовського та деяких інших солячних куполів. Підраховані прогнозні ресурси солі в Каплинцевській, Логовиківській, Олексіївській, Синявській, Валківській, Позняковській, Ісачковській і Солоницькій структурах.

У Закарпатському селищі **Солотвино експлуатується родовище кам'яної солі**, приурочене до Солотвинського купола. Запаси солі тут оцінюються у понад 450 млн т, а щорічний видобуток складає близько 170 тис. т. Продукція використовується харчовою та хімічною промисловістю України, Російської Федерації, Білорусі, Молдови, країн Балтії, Чехії та Угорщини. Розвіданими запасами кам'яної солі Солотвинський рудник забезпечений більш ніж на 200 років. На Закарпатті також розвідано Тереблянське родовище, запаси якого становлять майже 1400 млн т. Потужності соленосних пластів у Передкарпатті коливаються від 360 до 800 м. Державним підприємством ПАТ «Полімінерал» розробляється Стебниковське родовище калійно-магнієвих солей (Львівська обл.), в якому запаси кухонної солі складають 248,7 млн. т і добувається близько 10 тис. т на рік. Розвідано також Губицьке і Верхньострутинське родовища кам'яної солі, загальні запаси яких оцінюються в 88,6 млн т.

**Родовища природних розсолів (Болехівське і Долинське)** слугують сировинною базою Долинського солеварного комбінату (Івано-Франківська обл.) з проектною потужністю 15 тис. т солі на рік. Розсоли надходять з бурових свердловин на глибині від 65 (Долинське) і до 175 м (Болехівське). З видобутих 5,5 тис. т розсолу в 2003 р. тут отримано 1,5 тис. т солі. На Дрогобицькому родовищі (Львівська область) було викачано 4030 м<sup>3</sup> розсолу і вироблено 1,2 тис. т солі, при річній проектній потужності місцевого солеварного заводу в 11,0 тис. т. Основними споживачами Передкарпатських промислів є торгові організації регіону. За попередніми оцінками запаси Ізмайльського родовища кам'яної солі, розташованого в Переддобруджинському прогині, складають понад 3 млн т.

До типу озерних басейнів належить самоосадна кухонна сіль і розчинені в ропі озер запаси хлориду натрію. Загальні запаси солі у двох родовищах Північного Криму складають близько 100 млн тонн. Сивашське родовище складається

зі Східної, Середньої і Західної ділянок, які розробляють ПАТ «Кримський содовий завод» і ПАТ «Бром». У середньому щорічний видобуток ропи тут становить близько 10 млн т, а виробництво солі близько 2,7 млн т. Кримська продукція поставляється в багато країн світу, серед яких США, Великобританія та Італія. Родовище Сасик-Сиваш експлуатується підприємством ПАТ «Галіт», яке видобуває близько 6,0 тис. т зернистої солі щорічно. Основним її споживачем є Сакський хімічний завод з проектною потужністю в 50 тис. т кухонної солі на рік. Україна має в своєму розпорядженні значні запаси кухонної солі і за необхідності може набагато збільшити їх виробництво за рахунок наявних ресурсів.

#### 1.6.5. Розвідка родовищ сланцевого газу

Україна має значні ресурси сланцевого газу. Зокрема, вельми перспективними є ресурси сланцевих товщ української частини Люблінського (Львівсько-Волинського) вугільного басейну. Крім цього, перспективи газоносності Україні можуть бути пов'язані з покладами менілітових сланців олігоцену Карпат, палеогенових сланців Болтишської западини Українського щита (УЩ), верхньомелових – північно-східного схилу УЩ (Ротмістровський прояв), кайнозойських западинах Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) (Новодмитріївський і Пісочинський прояви), у нижньому сарматі і верхньому Тортоні Волино-Подільської плити (Флоріановське, Слобода-Савицьке, Новоселицьке, Михайлівське прояви), верхньому протерозої прикордонної частини Україні та Молдови (Наславченський прояв), у таврійській серії тріасюрських сланців Криму. Дотепер вони не оцінювалися і навіть не розглядали як можливе джерело сланцевого газу.

Менілітові сланці широко поширені у складчастих Карпатах, де, як правило, складають південні частини м. Скиба (Берегова, Орловська та ін.). Це збагачені органічним матеріалом чорні та темно-сірі аргіліти олігоцену з прошарками пісковиків, алевролітів, мергелів і кременів (від 0,5 см до 2 – 3 м). Загальна потужність світи сягає 1500 м и поділяється на три підсвіти: нижньоменілітову (роговики, бітумінозні сланці, аргіліти, глауконітові пісковики, доломіти потужністю 200 – 400 м), лопянецьку (перешарування вапнякових аргілітів і вапнякових пісковиків) і верхньоменілітову (бітумінозні сланці з прошарками пісковиків, алевролітів, мергелів, доломітів, у верхній частині – туфів і туфітів). Породи зім'яті в круті складки, ускладнені надвигами і скидами. Вміст органічної речовини змінюється від 10 до 35%, у середньому 12 – 17%.

Дослідження снелитових сланців проводяться з початку минулого сторіччя, проте тільки в окремих пробах встановлено технологічні параметри, які відповідають вимогам промисловості до горючих сланців – зольність 59 – 72%, теплота згоряння понад 10 – 15 МДж/кг. Зазвичай породи з такими показниками представлені тонкими прошарками і мало потужними пачками (1 – 15 м), розділеними горизонтами і пачками сланців з низькими технологічними показниками, високою зольністю (75 – 92%), низьким вмістом органіки (10 – 20%), високим – сірки (2 – 8%), низьким виходом смол (1,5 – 7%) і теплою згоряння (1100 – 1400 ккал/кг або 5 – 6 МДж/кг). Наприклад, в районі с. Верхнє Синьо-

видне в горизонті сланців потужністю 80 – 150 м встановлено середній вміст органіки 16,5% при теплоті згоряння 10 – 11 МДж/кг, виходом смол 1 – 5%.

На північно-східному схилі Карпат відкрито п'ять перспективних проявів менілітових сланців з прогнозними ресурсами понад 7,7 млрд т, з зольністю менше 83% і теплотворною здатністю 1100 ккал/кг. Запаси менілітових сланців підраховані на двох найбільш перспективних ділянках по кондиції: зольність – до 84%, теплота згоряння – понад 1000 ккал/кг (4,2 МДж/кг). На ділянці Верхньосинеvodні запаси категорії С2 оцінені в 403,6 млн т, на ділянці Сукель-Ілеменя запаси категорії С2 складають 339,5 млн т, а ресурси категорії Р – 377,7 млн т. Менілітові сланці не відповідають вимогам до сировини, придатної для спалювання на теплових електростанціях. Як джерело природного газу вони практично не вивчалися. Спроби отримання припливу газу з сланців менілітових відкладень Карпатського регіону проводилися на Східнолуквінській площі. При випробуванні пластів щільних пісковиків, алевролітів і аргілітів (сланців) були отримані припливи суміші вуглеводнів (газоподібних дебітом до 7 тис. м<sup>3</sup> і рідких – до 0,2 – 0,5 м<sup>3</sup>) з глибин 700 – 3050 м.

До флішохідних відкладень менілітових пластів (перешарування пластів пісковиків, алевролітів і аргілітів (сланців) у Карпатах приурочено цілу низку нафтових родовищ. Болтишське родовище горючих сланців приурочено до одноїменної западини в північній частині Кіровоградської області, на її кордоні з Черкаською. Болтишська западина являє собою ізометричну депресію глибиною понад 500 м, діаметром близько 20 – 25 км, з пологими бортами, серед гранітоїдів раннього докембрію. Вона складена кислими ефузивними породами, темно-кольоровими простими глинами, аргілітами палеогену потужністю 400 м, серед яких виявлено п'ять горизонтів горючих сланців. Практичний інтерес мають два середніх горизонти (2-й і 4-й), середня потужність яких сягає 18 – 42 м з вмістом смоли 10 – 14%. Нижній горизонт залягає на глибині 300 – 330 м. Він складений двома-трьома шарами горючих сланців загальною потужністю 6–7 м. Верхній горизонт простежено по площі всієї западини на глибині 220 – 250 м в її центральній частині і до 30 – 50 м – у прибортових. Він складений чотирима – шістьма шарами сумарною потужністю від 15 – 16 м у центральній частині западини, до один-двох шарів загальною потужністю 0,5 – 1,5 м у крайовій. Горючі сланці – це сірі, зеленувато або жовтувато-сірі масивні або сланцюваті породи з органічною речовиною сапропелевих або сапропелево-гумусового типу з низьким ступенем вуглефікації. Теплотворна здатність сухого сланцю 22 – 28 МДж/кг (іноді до 40 – 48), зольність 62 – 65%, вихід смол 10 – 15%, вміст сірки 1,5 – 1,6%, вологість 32 – 34%. Прогнозні ресурси горючих сланців при мінімальній теплоті згоряння 2000 ккал/кг і мінімальній потужності пласта 2 м сягають 3790 млн т. За підрахунками, зі смол Болтишського родовища можна видобути 800 млн т сирої нафти. Як джерело природного газу ці сланці не вивчалися.

**Ротмістрівський прояв** розташований у Смілянському районі Черкаської області, між с. Ротмістрівка і Ковалиха, в 30 км на північний захід від Болтишського родовища в невеликий (10 км<sup>2</sup>) западині на схилах УЩ, складеної верхньо-крейдовими сланцями, в яких на глибині до 150 м (у центральній частині западини) виділяється п'ять фаціальних невитриманих шарів горючих сла-

нців. Їх зольність досягає 67 – 69%, теплота згоряння – 2210 ккал/кг, вихід смоли – 11,3%. Дані про прогнозні ресурси відсутні.

**Новодмитрівський прояв** горючих сланців приурочений до однойменних буровугільних родовищ у південно-східній частині ДДЗ, поблизу с. Новодмитрівка Барвінківського району Харківської області. Він розташований в западині, виконаною кайнозойськими теригенними відкладеннями, глибина якої досягає 1000 м. Тут виділяється чотири малопотужних (0,2 – 1,0 м) горизонти горючих сланців (діатомітів), загальна потужність яких не перевищує 2 – 3 м, розташованих над буровугільним пластом. Теплота згоряння горючих сланців становить 1480 – 1800 ккал/кг, вихід смоли 4,3 – 9,3%. Ресурси сланців не підраховувалися.

**Пісочинський прояв** приурочено до депресійної воронки над соляним штоком у центральній частині ДДЗ, у 10 – 15 км на схід від с. Лохвиця Полтавської області. Діаметр западини 3,2 км, глибина до 500 м, вона виконана кайнозойськими теригенними відкладеннями з трьома прошарками бурого вугілля і одним прошарком горючих сланців. Зольність останніх сягає 40,6 – 71,0%, теплота згоряння 1866 – 2926 ккал/кг, вміст сірки незначний. Ресурси сланців не підраховувалися.

**Флоріанівське, Словода-Савицьке, Новоселицьке та Михайлівське прояви** приурочені до смугастої структури шириною 10 – 20 км, яка Простежується в північно-західному напрямку на 130 км вздовж Подільської гряди на території Тернопільської, Хмельницької та Чернівецької областей. Тут виділяється ряд западин, виконаних кайнозойськими теригенними відкладами (переважно глинами), серед яких встановлені невитримані за простяганням горизонти горючих сланців потужністю 0,2 – 2,5 м. Ресурси сланців підраховані тільки для Флоріанівського прояву, які сягали 57,5 млн т, зольність 71,1 – 80,9%, вміст сірки 0,1 – 2,1, вологість 1,7 – 5,3%. Сланці Михайлівського прояву характеризуються такими показниками: теплота згоряння – 1080 – 1770 ккал/кг, зольність – 87,0 – 90,3, вихід смоли – 2,7 – 4,0%. Інші прояви практично не вивчені.

**Наславченський прояв** розташований у Середньому Придністров'ї, на кордоні України і Молдови, поблизу с. Наславча. Тут у неопротерозойських аргілітах, потужність яких коливається від 26 до 80 м, зустрічаються лінзовидні прошарки бітумінозних сланців з наступними характеристиками: вологість – 0,47 – 0,48%, вихід летких речовин – 10,1%, вихід бітумів – 9,7%, вміст вуглецю – 23,1%, золи – 66,8%. Ресурси сланців не підраховувалися.

**Таврійська серія тріасюрських сланців Криму** широко розвинена в Криму, де складає кустоподібні гряди північної частини Гірського Криму, а також відслонюється уздовж Південного берега. Багатьма дослідниками відзначалася серією бітумінозних аргілітів, однак ніяких досліджень на її можливу нафтогазоносність не проводилося.

## Контрольні запитання

1. Що таке геотехнологія?
2. Які методи видобування корисних копалин називаються геотехнологічними?
3. Поняття про геотехнологічні системи, технологічні (продуктивні) пласти, робочий і продуктивний флюїди.
4. Найбільш освоєні геотехнологічні методи видобутку корисних копалин.
5. Які параметри й залежності характеризують геотехнологічну систему як складну стохастичну систему з невизначеностями?
6. Що таке системний підхід і в чому його суть застосування до геотехнології?
7. Назвіть підсистеми керованої системи.
8. У чому сутність управління геотехнологічними процесами?
9. Основні параметри, що впливають на геотехнологічну систему.
10. Основні параметри і цільові функції, що характеризують підсистему (процес буріння свердловин).
11. Основні параметри і цільові функції, що характеризують підсистему (процес фазового перетворення корисних копалин).
12. Основні параметри і цільові функції, що характеризують підсистему (процес транспортування продуктивних флюїдів).
13. Основні параметри і цільові функції підсистеми (процес отримання продуктивних флюїдів корисних компонентів).
14. Основні характеристики надійності геотехнологічних систем.

## Список літератури до глави 1

1. Физико-химическая геотехнология [Текст]: учебник для вузов / под общей редакцией В.Ж. Аренса. – М.: Издательство МГУ, 2010. – 575 с.
2. Аренс, В.Ж. Геотехнологические методы добычи полезных ископаемых [Текст] / В.Ж. Аренс – М.: Недра, 1976. – 264 с.
3. Аренс, В.Ж. Геолого-гидрогеологические основы геотехнологических методов добычи полезных ископаемых [Текст] / В.Ж. Аренс, А.М. Гайдин. – М.: Недра, 1978. – 215 с.
4. Аренс, В.Ж. Разработка математической модели процесса ПВС. Подземная выплавка серы [Текст]: Сб. науч. тр. / В.Ж. Аренс, Г.Х. Хчян – К.: УкрНДШ, 1967. – С. 25 – 32.
5. Веригин, Н.Н. Гидродинамические и физико-химические свойства горных пород [Текст] / Н.Н. Веригин, С.В. Васильев, В.С. Саркисян и др. – М.: Недра, 1980. – 206 с.
6. Гнеденко, В.В. Математические методы в теории надежности [Текст] / В.В.Гнеденко, Ю.К.Беляев, А.Д. Соловьев. – М.: Наука, 1966. – 524 с.
7. Колоколов, О.В. Охрана окружающей среды при подземной разработке [Текст] / О.В. Колоколов, Н.П. Хоменко.

8. Мищенко, Н.В. Приоритет русского инженера К. Патканова в открытии метода извлечения серы из самородных руд [Текст] / Н.В. Мищенко // Горный журнал. – 1950. – № 10. – С. 21 – 24.
9. Шаровар, И.И. Геотехнологические способы разработки пластовых месторождений [Текст] / И.И. Шаровар. – М.: Издательство МГУ, 1999. – 242 с.
10. Ардашев, К.А. Методы и приборы для исследования проявлений горного давления [Текст]: Справочник / К.А. Ардашев, В.И. Ахматов, Г.А. Катков – М.: Недра, 1981. – 128 с.
11. Катков, Г.А. Исследования горного давления с применением фотоупругих элементов [Текст] / Г.А. Катков. – М.: Наука, 1976.
12. Глушко, В.Т. Геофизический контроль в угольных шахтах [Текст] / В.Т. Глушко, В.С. Ямщиков, А.А. Яланский. – Киев: Наукова думка, 1978.
13. Ямщиков, В.С. Ультразвуковые и звуковые методы исследования горных пород [Текст] / В.С. Ямщиков. – М.: Недра, 1964.
14. Тарасов, Б.Г. Геоэлектрический контроль состояния массивов [Текст] / Б.Г. Тарасов, В.В. Дырдин, В.В. Иванов. – М.: Недра, 1983. – 216 с.
15. Глушко, В.Т. Проявление горного давления в глубоких шахтах [Текст] / В.Т. Глушко. – К: Наукова думка, 1971. – 199 с.
16. Жуков, В.В. Напряжённо-деформированное состояние слоистого массива [Текст] / В.В. Жуков. – Л.: Наука, 1973. – 132 с.
17. Стренг, Г. Теория метода конечных элементов [Текст] / Г. Стренг, Дж. Фикс. – М.: Мир, 1977. – 349с.
18. Съярле, Ф. Метод конечных элементов для эллиптических задач [Текст] / Ф.Съярле. – М.: Мир, 1980. – 512 с.
19. Амусин, Б.З. Метод конечных элементов при решении задач горной механики [Текст] / Б.З.Амусин, А.Б. Фадеев. – М.: Недра, 1975. – 144 с.
20. Зенкевич, О. Метод конечных элементов в теории сооружений и механике сплошных сред [Текст] / О.Зенкевич. – М.: Недра, 1974. – 240 с.
21. Зенкевич, О. Метод конечных элементов в технике [Текст] / О. Зенкевич – М.: Мир, 1975. – 539 с.
22. Зенкевич, О. Конечные элементы и аппроксимация [Текст]: Пер. с англ. / О. Зенкевич, К. Морган – М.: Мир, 1986. – 318 с.
23. Сегеррлинд, Л. Применение метода конечных элементов [Текст] / Л.Сегеррлинд. – М.: Мир, 1979. – 392 с.
24. Кузнецов, С.В. Методология расчета горного давления [Текст] / С.В. Кузнецов, В.Н. Одинцов и др. – М.: Наука, 1981. – 103 с.
25. Ержанов, Ж.С. Метод конечных элементов в задачах механики горных пород [Текст] / Ж.С. Ержанов, Т.Д. Каримбаев. – Алма-Ата: Наука, 1975.
26. Бреббия, К. Применение метода граничных элементов в технике [Текст] / К. Бреббия, В. Уонерс. – М.: Мир, 1982. – 247 с.
27. Партон, В.З. Интегральные уравнения теории упругости [Текст] / – В.З. Партон, П.И. Пермен. – М.: Наука, 1977. – 312 с.
28. Якимчук, Д.К. Применение метода граничных интегральных уравнений для решения пространственных задач статики теории упругости [Текст] /



Д.К. Якимчук, А.Л. Квинта. – К: Ин-т проблем прочности АН УССР, 1979. – 65с.

29. Лавриненко, В.Ф. Напряженное состояние и физические свойства пород в зонах разгрузки вокруг горных выработок [Текст] / В.Ф. Лавриненко, В.И. Лысак // Изв. вузов. Горный журнал – 1980. – №10. – С. 29 – 32.

30. Лавриненко, В.Ф. Перспективы применения камерных систем разработки на больших глубинах [Текст] / В.Ф. Лавриненко, В.И. Лысак // Разработка рудных месторождений. – 1978. – Вып. 26. – С. 50 – 55.

31. Лавриненко, В.Ф. Перераспределение начальных напряжений вокруг горных выработок по мере углубления [Текст] / В.Ф. Лавриненко, В.И. Лысак // Разработка рудных месторождений. – 1980. – Вып. 28. – С. 52 – 58.

32. Лавриненко, В.Ф. Физические процессы в массиве пород при нарушении равновесия [Текст] / В.Ф. Лавриненко, В.И. Лысак // Изв. вузов. Горный журнал. – 1993. – №1. – С. 1 – 6.

33. Куча, П.М. Технология подземных работ при горно-химической обработке бедных урановых руд в условиях шахт ГП «ВостГОК» [Текст] / П.М. Куча, Б.Н. Андреев // «Форум гірників»: міжн. наук.-техн. конф. – Дніпропетровськ: РВК НГУ. – 2009. – С. 121 – 125.

## **2. ГІРНИЧО-ГЕОЛОГІЧНІ УМОВИ РОДОВИЩ, ЯКІ РОЗРОБЛЯЮТЬСЯ ГЕОТЕХНОЛОГІЧНИМИ МЕТОДАМИ**

### **2.1. Класифікація геотехнологічних систем добування корисних копалин**

В основу класифікації геотехнологічних методів розробки родовищ корисних копалин покладено технологічні процеси, за допомогою яких видобувається кінцевий продукт у рідкому, газоподібному або диспергованому стані (додаток А). До них відносяться:

- хімічні (термохімічні, термічні, електрометалургійні, гідрометалургійні);
- фізико-хімічні, пов'язані з комбінованим (гідрометалургійні з прикладанням до робочого пласта електричних, електромагнітних і акустичних полів);
- гідромеханічні в поєднанні з гідрометалургійними (гідровидобуток руд з одночасним вилуговуванням, гідрогенізація);
- бактеріально-хімічні, тобто безреагентне вилуговування та розчинення металів, солей, створення штучних родовищ корисних копалин;
- фізичні (термічні – плавлення, перегонка, випаровування, конденсація, сублимація; гідромеханічні – гідровидобуток піску, вугілля торфу та ін.)

Класифікація методів і технологічних процесів переведення корисних копалин в рухливий стан наведена в табл. 2.1.

У табл. 2.2. класифікація геотехнологічних методів видобування корисних копалин базується на об'єктах впливу та їх властивості, методах і технології переведення корисних копалин у легкорухливі стани. Тут же зазначені значення і можливий масштаб впровадження кожного геотехнологічного способу.

### **2.2. Фізико-хімічні властивості гірських порід**

У геотехнології розгляд окремо взятих гірських порід і корисних копалин неприйнятний, необхідно досліджувати гірське середовище, що являє собою одну або декілька гетерогенних систем з різними компонентами, присутніми у твердій, рідкій або газоподібній фазах. Дослідження гірського середовища полягає у вивченні стану, складу і будови корисних копалини і гірських порід, що його вміщують. Стан гірського масиву визначається ступенем заповнення пор, тріщин і порожнеч газами або рідиною, температурою покладу і навколишнього середовища, а також положенням покладу в гірському масиві. Стан гірського масиву може бути оцінений як обводнений (повне заповнення пор і порожнеч рідиною), вологий (часткове заповнення пор і порожнеч водою і газами) і повітряно-сухий (вода може бути присутньою в масиві у вигляді водяної пари і фізично зв'язаної води). Значна кількість фізичних властивостей корисних копалин залежить від температури. Тому частина геотехнологічних методів заснована на використанні теплових властивостей корисних копалин для їх переведення в рухливий стан. Положення покладу визначає тиск навколишніх порід на корисну копалину і гідрогеологічну обстановку.

Класифікація методів і технологічних процесів  
переведення корисних копалин в рухливий (міграційний) стан

Стан продуктивного флюїду, що видається на поверхню	Метод переведення корисних копалин в рухливий стан			
	фізичний	хімічний	фізико-хімічний	бактеріально-хімічний
Рідкий	Термічні процеси: плавлення, перегонка, конденсація	Гідрометалургійні процеси вилуговування та розчинення	Гідрометалургійні і електрохімічні процеси з накладенням фізичних полів): вилуговування, розчинення, гідрогенізація	Бактеріально-хімічне вилуговування
Газоподібний	Термічні процеси: сублімація (возгонка), перегонка і випарування	Термохімічні процеси (окислення, розкладення), спалювання, випал, нагрів до сульфідігазації	Хімічні реакції з накладенням на об'єкт дії фізичних полів	Мікробіокаталічний вплив
Газоподібний і рідкий		Часткове спалювання (сірка, нафта)	Перегонка, гідрогенізація, металургійна переробка розчинів і газів мантиї	Те ж
Диспергований (гідромаса, суспензія, пульпа)	Гідромеханічні процеси: свердловинне гідровидобування корисної копалини (вугілля, торф, та ін.)		Гідромеханічні і гідрометалургійні процеси: свердловинний гідровидобуток руд з одночасним вилуговуванням	Гідромеханічні; бактеріально-хімічні процеси; свердловинний гідровидобуток з одночасним вилуговуванням руди

Класифікація геотехнологічних методів видобування корисних копалин наведена в табл. 2.2

Таблиця 2.2

Класифікація геотехнологічних методів видобутку мінеральної сировини

Характеристика родовища		Одержуваний продуктивний флюїд	Найменування геотехнологічних методів видобутку	Способи переведення корисних копалин в легкорухливий стан	Можливий масштаб застосування методу
характер мінералізації	геотехнологічні властивості корисних копалин				
1	2	3	4	5	6
Суцільні корисні копалини	Горючі (вугілля, торф та ін.), плашковий (сірка, бітуми та ін.)	Газ	Газифікація	Хімічні	Має загальне значення
		Розплав	Підземна виплавка: теплоносієм; в електричних полях; електрострумом високої частоти	Фізичні	Широко використовується в промислових масштабах
	Здатність до перегонки (сланці)	Рідина, газ	Підземна перегонка	Те саме	Те саме
	Здатні до диспергування (вугілля, торф тощо)	Гідромаса	Свердловинний гідровидобуток	Те саме	Має обмежене значення
	Розчинні водою (солі, бішофіт та ін.)	Розчин	Розчинення (вилуговування): просте розчинення, з накладенням електричних і акустичних полів	Хімічні та фізико-хімічні	Широко застосовується в промислових масштабах
Розсіяні включення корисних копалин (вкраплені, прожилково-вкраплена руда)	Здатні до окислення при нагріванні (сульфіди та ін.)	Газ, солі (сульфат і ін.)	Підземний випалювання й нагрівання до сульфатизації (для отримання газу і вилуговування металів)	Фізико-хімічні	Застосовується на колчеданних родовищах

1	2	3	4	5	6
Розсіяні включення корисних копалин (вкраплені, прожилково вкраплена руда)	Сублімує (кіновар, реальгар та ін.)	Газ	Сублімація	Фізичні	Пошукові дослідження
	Розчинні реагентами і бактеріями (кольорові і рідкісні метали)	Розчин	Підземне вилуговування: хімічне, бактеріально-хімічне, те саме з накладенням фізичних полів	Хімічні, бактеріальні, фізичні	Має глобальне значення для видобутку металів
	Здатні до переходу в гідромасу, пульпу, суспензії (пуккі і напівскальні родовища та ін.)	Гідромаси пульпа, суспензія	Свердловинний гідровидобуток з одночасним вилуговуванням з багатьох сучасних корисних копалин	Фізико-хімічні	Має обмежене значення

Під вивченням складу гірських порід мається на увазі:

- визначення речовинного їх складу, дослідження морфологічно-мінералогічних асоціацій, що утворюють корисні копалини, і вивчення мінералогічного складу;
- вивчення хімічного складу, тобто визначення хімічних елементів і сполук;
- визначення гранулометричного і мікроагрегатного складу покладу.

Поряд зі структурою, текстурою корисних копалин особливе значення має вивчення їх пористості; особливо важливо знати ефективну, або відкриту, пористість, яка визначає можливість здійснення багатьох геотехнологічних методів, бо дозволяє переміщатися в масиві робочим агентам і корисним копалинам під впливом градієнтів тиску. Як вже говорилося, всі геотехнологічні методи основані на використанні для переведення корисних копалин у рухливий стан їх хімічних і фізичних властивостей. При використанні хімічних властивостей (розчинність, здатність до горіння) відбувається хімічне перетворення корисних копалин, тобто за хімічними закономірностями в процесі взаємодії атомів, молекул, іонів йде перерозподіл хімічних зв'язків і відбувається зміна складу гірських порід. При використанні фізичних властивостей під дією різних фізичних полів корисні копалини змінюють свій стан.

Найбільше значення для геотехнологічних методів мають гідравлічні, теплові та електромагнітні властивості гірського масиву. Фільтраційні (або колекторські) властивості гірського масиву пов'язані з його пустотністю, проникні-

стю і здатністю змочуватися різними рідинами. Оцінка гірського масиву, як колектора, робиться на підставі досліджень його порожнистості. Загальна пористість визначається відношенням об'єму порожнин і пор до об'єму гірської породи. Динамічна пористість характеризує обсяг тільки тих пір, за якими може фільтруватися рідина. Площа поверхні, що утворюється стінками порожнеч і пір, є однією з найважливіших геотехнологічних характеристик гірської породи. Отже, проникність залежить від ступеня відкритості порових каналів, форми та розміру частинок, складності шляхів течії. Фізичною характеристикою властивості гірських порід пропускати через себе рідини і гази є коефіцієнт проникності (виражається в одиницях Дарсі) та коефіцієнт фільтрації (м/добу, см/с), які пов'язані між собою співвідношенням

$$K_{\phi} = K_{\pi} \frac{\gamma}{\mu}, \quad (2.1)$$

де  $\gamma$  – щільність рідини, г/см<sup>3</sup>;  $\mu$  – в'язкість рідини, сП.

Швидкість передачі хвилі тиску в гірських породах характеризується величиною п'езопровідності  $a$  (м<sup>2</sup>/добу), яка визначається за формулою (залежно від пружності  $\beta$  покладу)

$$a = \frac{K_{\pi}}{\mu\beta}. \quad (2.2)$$

У спеціальній літературі описується багато способів визначення коефіцієнта фільтрації. Для цілей геотехнології проникність гірських порід слід визначати в натурних умовах шляхом дослідних нагнітань і відкачувань води в свердловинах. Дослідниками встановлено, що проникність гірських порід для газу значно вище, ніж для сильно мінералізованої води, так як на поверхні каналів руху утворюються адсорбційні полімолекулярних шари і розбухають глинисті частинки, що зменшує переріз каналів. На проникність впливають і такі властивості порід, як стисливість, пружність, пластичність, що залежать від гірського тиску. Розрізняють абсолютну, ефективну і відносну проникності порід. Перша характеризує пропускну здатність зразка для повітря при атмосферному тиску і обчислюється за лінійним законом фільтрації. Для різних рідин проникність різна і називається фазовою (або ефективною) проникністю. Відношення ефективної проникності до абсолютної називається відносною проникністю порід. Для визначення проникності порід в натурних умовах треба виходити з конкретних особливостей залягання і враховувати внутрішній тиск, температуру, фізико-хімічні властивості рідини (хімічний склад, мінералізацію, в'язкість, щільність та ін.)

Крім фільтраційних до гідравлічних властивостей гірських порід відносяться їх здатність вміщувати й утримувати воду – вологоємність; віддавати воду шляхом вільного витікання – водовіддача; зберігати зв'язаність, консистентності і міцність при взаємодії з водою – водостійкість; мати вологу по порах під впливом капілярних сил – капілярність; збільшувати обсяг – набухання; зменшувати обсяг при висиханні – усадка; зменшувати обсяг при замочуванні – просідання; входити в молекулярну взаємодію з рідинами – змочуваність; концентрувати на своїй поверхні різні речовини з газів, парів та рідини – адсорб-

ція; поглинати гази, пари і рідини – абсорбція; прилипати до різних предметів – липкість. Теплові властивості корисних копалин лежать в основі геотехнологічних методів, що використовують властивість гірської породи при певній температурі переходити з твердої в рідку або газоподібну фазу. Здатність до фазових перетворень, що мають фізичний характер, підрозділяється на плавлення, випаровування, сублімацію, кристалізацію і конденсацію.

**Плавлення** – здатність корисних копалин переходити в рідкий стан. Воно характеризується температурою плавлення (вірніше, температурним інтервалом плавлення, що визначає температуру початку плавлення гірничої маси і повного переведення її в рідкий стан), питомою теплотою плавлення, тобто кількістю тепла, необхідною для плавлення одиниці гірничої маси.

**Випаровування (пароутворення)** – здатність корисних копалин переходити з твердої або рідкої фази в газоподібну. У кількісному відношенні це властивість оцінюється теплотою випаровування (кількість тепла, потрібного на подолання сил зв'язку між молекулами і їх «відрив» з по-поверхні).

**Сублімація** – здатність корисних копалин переходити з твердого стану в газоподібний. У кількісному відношенні це властивість характеризується теплотою сублімацією (мірою енергії зв'язку між атомами і молекулами).

**Кристалізація** – здатність корисних копалин до утворення та зростання кристалів з розплаву, розчину або газу. Кристалізація виникає в результаті порушення рівноваги (перенасичення чи переохолодження) вихідної фази. У кількісному відношенні вона характеризується ступенем кристалізації (тобто кількістю речовини, яка виділяється в тверду фазу з розчину або розплаву) і температурою кристалізації (температура, яка відповідає початку утворення твердої фази).

**Конденсація** – здатність корисних копалин переходити з газоподібного в твердий або рідкий стан.

Крім цього, для розрахунку технологічних параметрів, оснований на використанні теплових властивостей гірських порід, необхідно дослідити такі властивості гірських порід, як теплопровідність (здатність передавати теплову енергію при виникненні різниці температур, що характеризується коефіцієнтом теплопровідності та коефіцієнтом конвекції); теплоємність (здатність підвищувати свою тепломісткість при підвищенні температури), яка характеризується питомою середньою та дійсною теплоємністю і коефіцієнтом температуропровідності, теплове розширення чи стиснення (здатність змінювати свої розміри при зміні температури, яка характеризується коефіцієнтом об'ємного і лінійного розширення).

При накладенні електричних, магнітних і радіаційних полів на гірську породу досягається інтенсифікація хімічних і фізичних процесів. Багато геофізичних методів дослідження свердловин оснований на використанні відгуку гірських порід при дії на них цих полів. До електричних властивостей відносяться **електропровідність** (характеризується питомою електропровідністю або питомим електричним опором і коефіцієнтом електроанізотропії), **електрична міцність** – здатність чинити опір руйнівній дії електричної напруги (вимірюється пробивною напругою), **поляризація** – здатність гірської породи взаємодіяти з

навколишнім електричним полем (оцінюється відносною діелектричною проникністю і кутом діелектричних втрат). До магнітних властивостей гірських порід належать **магнітна сприйнятливість** (властивість гірських порід намагнічування під дією зовнішнього магнітного поля) і **залишкова намагніченість** (властивість гірських порід зберігати намагніченість). До радіаційних властивостей гірських порід належать природна **радіоактивність** (здатність гірських порід створювати радіоактивне випромінювання) і поглинальна здатність гірських порід поглинати  $\alpha$ -,  $\beta$ - і  $\gamma$ -випромінювання, а також нейтронне випромінювання. При геотехнологічних методах можливе використання деяких механічних властивостей гірських порід, крім цього, їх необхідно вивчити для оцінки умов виймання корисних копалин.

До механічних властивостей гірських порід відносяться:

– **тиксотропність** (здатність гірських порід, що містять колоїдні фракції, під дією динамічних навантажень до оборотних переходів з твердого в рідкий стан), що залежить від видудії, її інтенсивності та тривалості; показники здатності гірської породи до розукріплення (розчинення) є чутливість і межа структурної міцності;

– **міцність** (здатність чинити опір руйнуванню під дієюзовнішніх сил), що характеризується межею міцності при одноосьовому стисканні, межею міцності при одноосьовому розтягненні, опором зрізу, межею міцності при вигині, коефіцієнтом міцності;

– **твердість** (здатність чинити опір локальному впливу), кількісно характеризується показником статичної та динамічної твердості;

– **в'язкість руйнування** (здатність гірської породи чинити опір розвитку в ній тріщин);

– **пружність** (здатність гірської породи відновлювати після зняття навантаження свою початкову форму і розміри), що характеризується модулем Юнга, коефіцієнтом Пуассона, модулем зсуву, коефіцієнтом всебічного стиску;

– **пластичність** (здатність гірської породи змінювати форму без розриву суцільності при силовій дії та зберігати цю форму при знятті діючого навантаження), яка характеризується ступенем пластичності, коефіцієнтом пластичності, коефіцієнтом ущільнення;

– **компресійна здатність** (здатність гірської породи стискуватися при вертикальному навантаженні і неможливості бокового розширення), що характеризується коефіцієнтом ущільнення, модулем повної деформації, коефіцієнтом консолідації;

– **крихкість** (здатність до раптового руйнування при навантаженні без помітних пластичних деформацій), що характеризується коефіцієнтом крихкості.

При проходженні через гірську породу звукових хвиль акустичні властивості гірських порід характеризуються акустичною провідністю й акустичним поглинанням. Крім перерахованих властивостей гірські породи характеризуються об'ємною і питомою вагою, щільністю. Під **об'ємною вагою** розуміється вага непорушеного об'єму гірської породи з природною вологістю. Під **питомою вагою** розуміється відношення ваги твердого до об'єму породи (без об'єму



порового простору). Під **щільністю** розуміється маса одиниці об'єму гірської породи.

### 2.3. Прогнозна оцінка, геологічних і гірничотехнічних умов

**Геотехнологічне видобування корисних копалин** – частина загальної динамічної системи використання мінеральної сировини.

**Процес видобутку** – в основному транспортний процес, у ході якого створена корінна порода або витягнута з неї сировина з місця залягання переміщується в певне місце системи видобування. У рамках цього ж процесу в протилежному напрямку з поверхні до місця розробки рухаються жива і матеріалізована праця, матеріали, енергія, які забезпечують геотехнологічний процес вилучення корисних компонентів. Параметри і залежності описують природні умови, що підлягає розробці родовища, з достатньою достовірністю (з ймовірністю і дисперсією з відомими за результатами геологічної розвідки).

Сюди відносяться:

- кусково-неперервні функції, що характеризують мікро- і макроструктуру, геометрію покладів корисних копалин;
- геометрія вміщуючих порід і їх механічні властивості (потужність, міцність тощо);
- розташування водоносних і водозабірних шарів і їх водопротікання здатність, значення тиску води у разі характерних небезпек);
- розподіл властивостей корисних копалин (потужність, внутрішня енергія, вміст корисних компонентів);
- стан залягання корисних копалин, фізичні закономірності існування твердої, рідкої і газоподібної фаз, поклади сировини або багаторазового стану (у разі рідин – протяжність резервуара, його геометрія, пористість або щільність, тиск, температурні умови і т.д.);
- розподіл у просторі параметрів, що характеризують природні умови покладу копалин;
- зв'язок сировини з природними умовами в більш широкому сенсі: фактори, що впливають на процес розробки (природні граничні умови, небезпека прориву газу або води);
- сільськогосподарські або природно-захисні умови, що виступають частково як природні, а частково – природно-економічні обмеження.

Повний процес видобування корисних копалин можна зобразити графом (рис 2.1), який описує в часі і просторі процес розробки, складається з руйнування породи, вилучення з неї сировини, з'єднання в єдиній транспортній системі з видачею на поверхню.

На графі видно, як розподіляються і потрапляють в елементи потрібні входи. По дорозі графа йде агрегація виходів сировини з простору джерела. На ньому можна пояснити збільшення споживчої вартості, однорідності та одночасне зменшення комплексності сировини. Вершини графа з'являються в технічно виділених місцях (наприклад, в гирлі ствола або свердловини і т.д.).

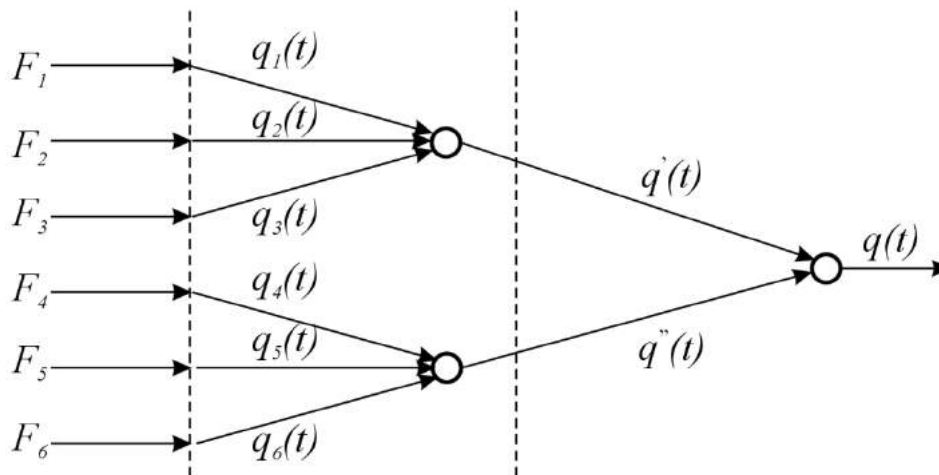


Рис. 2.1. Системний і функціональний аналіз використання мінеральних ресурсів

Таким чином, граф, що описує процес геотехнологічної розробки, містить всі залежності, що характеризують діяльність з видобутку, і є носієм повної безлічі параметрів системи видобування. Деякі залежності і параметри стохастичні. У зв'язку з цим вони характеризуються функціями розподілу ймовірностей, математичним очікуванням і дисперсією.

#### 2.4. Геомеханічні процеси при видобуванні корисних копалин

Розвиток геотехнології на сучасному етапі характеризується освоєнням складних в інженерно-геологічному і гідрогеологічному відношеннях родовищ корисних копалин. Ця обставина в свою чергу зумовлює формування складних геомеханічних і гірничотехнічних умов спорудження й експлуатації геотехнологічних підприємств. До цих умов можна віднести різноманітність глибин розробки, які коливаються від декількох десятків метрів до значних глибин гірничих робіт (добування геотермальної енергії, вторинні і третинні методи збільшення нафтовіддачі пластів) – наявність потужної товщі рихлих і скельних порід, що перекривають родовища, обводненість рудних тіл, що їх вміщують і покривних порід у поєднанні з високим натиском підземних вод. Для багатьох родовищ характерні наявність потужних рудних покладів і пластів, сільськогосподарських угідь і досить інтенсивна забудова підроблених гірничими роботами територій.

У зв'язку з цим при освоєнні родовищ корисних копалин геотехнологічними методами виникає, як правило, широкий комплекс нестандартних завдань, вирішення яких можливе лише за попереднім проведенням спеціальних геомеханічних досліджень. Вони передбачають не тільки отримання відомостей про геологічний склад родовища, фізико-механічні особливості гірського масиву, гідрогеологічні властивості родовища та інші характеристики корисних копалин і порід. У цих умовах вирішення геомеханічних і гірничотехнічних завдань можливе лише при додатковому вивченні та отриманні комплексних параметрів про породжувані геотехнологічними роботами техногенні процеси та явища.

Ефективне й успішне вирішення геомеханічних завдань можливе при реалізації наступної системи досліджень:

1. Дослідження гірничо-геологічних умов залягання гірських порід і природних геологічних процесів.

2. Дослідження геомеханічних і техногенних процесів та явищ, що виникають при спорудженні та експлуатації геотехнологічних комплексів.

3. Вирішення геомеханічних завдань з визначення параметрів геотехнологічних комплексів і технологічних процесів.

4. Вирішення гірничотехнічних завдань, спрямованих на ефективну розробку і нейтралізацію техногенного впливу на довкілля.

З структурної схеми (див. рис. 2.1) видно наступні зворотні зв'язки, позначенні пунктиром, які залежать від взаємодії суміжних ланок системи. Дослідження геомеханічних процесів повинні виконуватися з використанням комплексного методу, що містить натурні спостереження та експерименти, моделювання на еквівалентних і оптично-активних матеріалах, економіко-математичне моделювання, лабораторний та стендовий експерименти. Дані дослідження дозволяють створити наукові основи управління геомеханічними процесами й обґрунтувати параметри і технологію робіт геотехнологічними способами. У зв'язку з цим при будівництві геотехнологічних підприємств виникають і починають діяти якісно нові, порівняно з традиційним видобутком, геомеханічні процеси, управління якими вимагає принципово нових технічних розробок.

Видобуток корисних копалин ведеться через вертикальні, похилі й орієнтовані (похило-горизонтальні) свердловини. Подача робочих агентів (теплоносіїв, розчинників, повітряного дуття) до корисних копалин і транспортування продуктивних флюїдів на поверхню можуть вироблятися як на одній, так і по декількох свердловинах. При цьому корисні копалини видаються після переведення їх з твердого стану в рухливий (міграційний) рідкий, газоподібний, суспензію. Однак незаперечні переваги геотехнологічних способів ускладнюються тим, що утворилися підземні порожнини (пустоти), які заповнюються обваленими гірськими породами, що викликає в свою чергу зрушення верхнього масиву гірських порід, просідання поверхні з розривом або без розриву суцільності і порушення колони обсадних труб технологічних свердловин. Особливості зрушення верхнього масиву гірських порід, складеного з породи з різко відмінними фізико-механічними характеристиками, значною мірою визначають термін служби експлуатації бурових свердловин, які є головною конструктивною і технологічною ланкою геотехнологічних ділянок. Вплив на зрушення порід особливо відчутний при геотехнологічній розробці потужних пластів корисних копалин.

З іншого боку, агентами впливу на продуктивний пласт є вилугувальні або розмивні розчини, різні за складом і концентрацією хімічні сполуки. Це створює передумови для забруднення водоносних горизонтів і земної поверхні. Звідси випливає необхідність встановлення гідравлічного взаємозв'язку пласта корисних копалин або водоносного горизонту, до якого він приурочений, з суміжними водоносними горизонтами. Особливо ретельно необхідно вивчити те-

ктонічні порушення, що дозволить зменшити витoki розчинника або підтікання підземних вод у пласт, що вилуговується. При відпрацюванні рудних родовищ підземним вилуговуванням до рудної мінералізації пред'являються наступні вимоги: легкорозчинність мінералів, що містять корисний компонент; доступність колективного вилучення масовим розчинником різних компонентів рудного пласта; приуроченість рудної мінералізації до пір і тріщин рудних тіл (вкраплені, особливо тонковкраплені руди, що мають ефективну пористість менше 5 – 10%, вимагають попереднього подрібнення). Виборче вилуговування та винесення корисних компонентів з рудних тіл здійснюються за допомогою штучного безнапірного або напірного потоку розчинника, що циркулює по пласту корисних копалин під дією спеціальних систем нагнітальних (зрошувальних) та дренажних (розвантажувальних) пристроїв. Велике значення для ефективної геотехнологічної розробки має вивчення пористості гірських порід. Відкрита пористість дозволяє переміщати в масиві порід робочі агенти під дією градієнтів тиску. Пористість характеризується коефіцієнтом фільтрації

$$K_{\phi} = K_n \lambda / \rho, \quad (2.3)$$

де  $K_n$  – коефіцієнт проникності порід;  $\lambda$ ,  $\rho$  – відповідно щільність і в'язкість рідини.

Важлива властивість масиву гірських порід – їх здатність вміщувати і утримувати воду, зберігати консистенцію, міцність і зв'язність при контакті з водою, піднімати вологу по порах під дією капілярних сил, збільшувати свій об'єм (набухання), зменшувати об'єм при висиханні і т.п. Таким чином, ефективне використання геотехнологічних способів видобутку корисних копалин залежить від багатьох природних факторів. Тому перед початком розробки родовища необхідно виконати низку технічних заходів, що усувають несприятливі природні чинники. З цією метою поліпшенням геотехнологічних характеристик родовища готується план розробки корисних копалин, а також підвищується (знижується) проникність порід, створюються гідравлічні завіси та екрани.

## 2.5. Фізико-технічні проблеми вдосконалення геотехнологічних систем

Освоєння геотехнологічних методів видобутку корисних копалин зводиться до створення відповідної технологічної схеми процесу. У продуктивному пласті бурять низку свердловин, призначених для нагнітання робочого агента (ін'єктування теплоносіїв при підземній виплавці сірки або при використанні вторинних і третинних методів підвищення нафтовіддачі пластів, нагнітання витравлюючих розчинів і т.п.) і для видобування корисних компонентів (вугільного газу при підземній газифікації, підземних термальних вод, розчиненої солі тощо).

Ефективна експлуатація геотехнологічних систем досягається тільки при високій проникності масиву гірських порід у зоні експлуатаційних свердловин. Разом з тим дуже часто проникність порід може виявитися нижче необхідної, що знижує продуктивність геотехнологічної системи. Знання фізичної природи проникності гірських порід дозволяє правильно вибрати оптимальний метод впливу на технологічний пласт, що забезпечує високу інтенсивність геотехно-

логічних робіт. Способи дії на продуктивний поклад поділяють на шість груп: імпульсні (ультразвукова, електрорядна обробка гірських порід); вибухова дія поодинокими та груповими зарядами, застосування порохових генераторів тиску; гідророзрив пластів; кислотна обробка; термічна дія на пласт; застосування поверхнево-активних речовин. Можливе використання комбінованих способів впливу на продуктивну зону: кислотний або імпульсний гідророзрив тощо. З усіх зазначених способів дії на пласт широке розповсюдження отримали найбільш прості, динамічні способи. Особливе місце серед таких способів займає енергія вибуху, яка дозволяє не тільки скоротити підготовчий період на виконання тих чи інших технологічних операцій, але і різко підвищити ефективність дії за рахунок спрямованої зміни фізичного стану гірських порід. Застосування енергії вибуху в геотехнологічних системах видобутку корисних копалин дозволяє змінювати властивості порід у присвердловинній зоні, ліквідувати захоплення, встановлювати пакери, випробувати пласти, очищати фільтри, а також створювати штучні проникні канали в привибійній зоні свердловин, які забезпечують взаємозв'язок масиву порід зі свердловиною (наприклад, перфорація обсадних колон і т.п.).

Погіршення проникності гірських порід залежить від багатьох факторів, які можуть бути розділені на чотири основні групи: пов'язані з механічним забрудненням фільтраційних каналів, фізико-літологічні, фізико-хімічні і термохімічні. Перша група характеризується наявністю кольматації фільтраційних каналів буровим або розчином для промивання в період бурових або ремонтних робіт або тампонажним розчином при кріпленні свердловин.

Механічне забруднення фільтраційних каналів відбувається також унаслідок закупорювання їх шламом, що утворився в процесі буріння свердловин і кольматації фільтраційних каналів механічними домішками, що містяться в нагнітальних у свердловину робочих агентів (флюїди). Погіршують проникність порід відкладення мінеральної речовин у привибійній зоні, яке зазвичай виноситься з продуктивної зони під час руху флюїдів по пласту.

До фізико-літологічної групи причин належить вплив робочого агента на скелет породи або тампонажний камінь. На фільтраційні властивості впливають демінералізація порід, набухання глинистих заповнювачів природних порожнин, перенесення і перевідкладення солей, прорив флюїдів із сторонніх джерел, нагнітання в пласт скидних рідин і т.п.

Дія фізико-хімічних факторів пов'язана з утворенням блокувальних завіс під час руху сумішей з неоднаковою поверхневою енергією її складових, появою пробок у фільтраційних каналах, виникненням емульсій в гідрофобному середовищі (що створюють закупорювання каналів і гідрофільну коагуляцію, викликану взаємодією електролітів і основою агрегованих суспензій) і спінуванням пластових флюїдів під дією нагнітальних робочих агентів і т.д.

Термохімічні причини зниження проникності пластів обумовлені відкладенням парафінів при видобутку нафти і газу з пластів з низькою температурою, а також проривом у робочу зону високомінералізованих вод з більш високою температурою, ніж в робочій зоні. Це призводить до того, що при охоло-

дження вод відбувається демінералізація з випаданням мінеральних солей у фільтраційних каналах у привибійній зоні свердловин.

Підвищення проникності гірських порід може бути досягнуто застосуванням гідророзриву пласта. Він дозволяє отримати в масиві глибокі тріщини великого розкриття, що забезпечують рух робочих агентів. Гідророзрив застосовують для інтенсифікації нафто-газовидобутку, створення гідравлічних завіс і захисних екранів, потужних теплових котлів і т.п. Однак застосування гідророзриву вимагає значних витрат, створення спеціального обладнання та великого об'єму робочих флюїдів. З таким же ефектом можна використовувати для створення тріщин порівняно простий і дешевий спосіб, оснований на застосуванні газів при вибухах порохових зарядів. Для цього в пласт попередньо нагнітають (імпульсне нагнітання) речовини текучої консистенції. Після вибуху промислових підричних речовин у стінках свердловини виникають тріщини за рахунок підвищення внутрішньосвердловинного тиску газів при згорянні порохового заряду. Тріщини розвиваються внаслідок розклинювальної дії газорідинної суміші (рис. 2.2).

Продуктивний пласт можна розкрити внутрішньопластовим вибухом, при якому вибухові речовини нагнітаються в породний масив енергією самого вибуху (рис. 2.3). Для цього свердловина заповнюється необхідним об'ємом вибухової речовини, герметизується цементною пробкою, і заряд у верхній частині запалюється (схема I). Тут створюється високий тиск від утворених порохових газів, які ін'єктують у пороховий пласт частину вибухових речовин, розташованих у межах продуктивної зони. При поширенні фронту горіння вздовж пластової ділянки свердловини починають займатися і ін'єктуватися у пласт вибуховими речовинами, посилюючи при цьому розрив пласта (схема II). У разі недостатнього тиску газу в зоні горіння передбачається допоміжне руйнування привибійної зони зарядом бризантної дії, який відділяється від основного інертним заповнювачем. Додатковий заряд вибухових речовин забезпечує в початковий період горіння розрив пласта з утворенням досить розкритих тріщин.

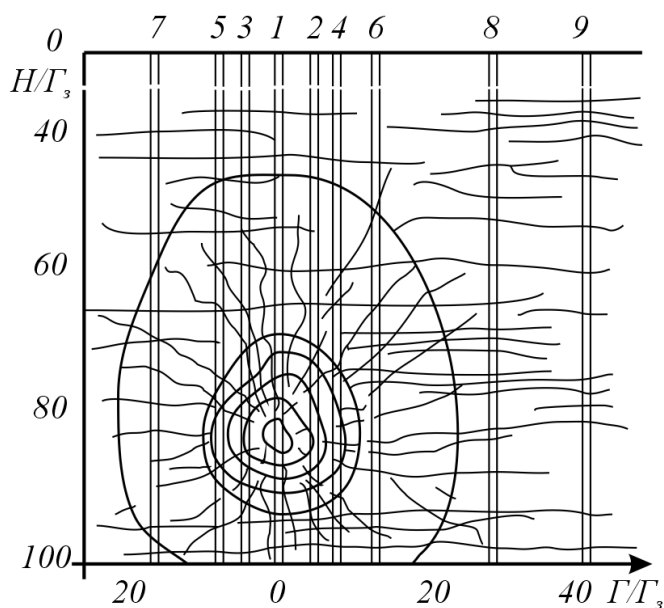


Рис. 2.2. Схема підвищення проникності гірських порід при підземному вибуху

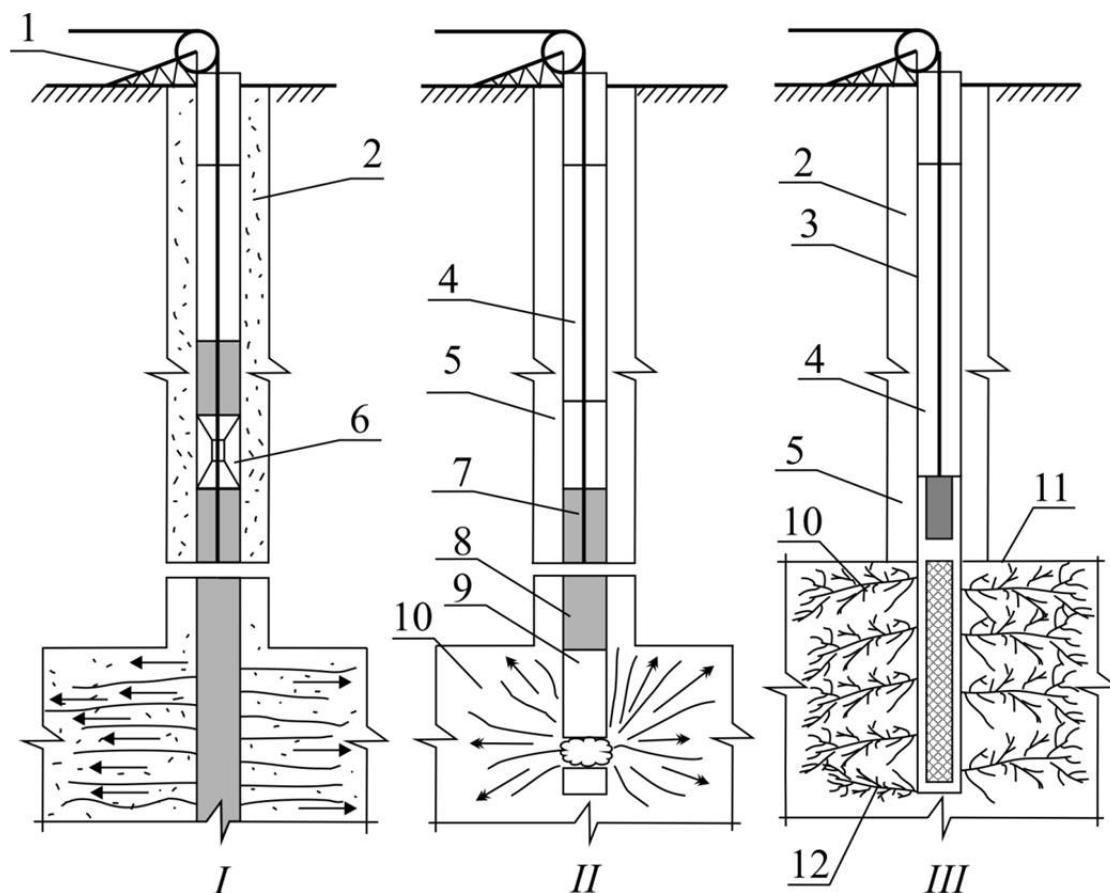


Рис. 2.3. Принципові схеми внутрішньоопластових вибухів з використанням енергії заряду для ін'єктування ВР у продуктивний пласт: 1 – спускопідйомний механізм; 2 – тампонажний камінь; 3 – каротажний кабель; 4 – рідина, що знаходиться всередині свердловини; 5 – цементна пробка; 6 – зона горіння; 7 – основний заряд; 8 – інертна речовина; 9 – допоміжний заряд; 10 – продуктивний пласт; 11, 12 – реагенти

На рис. 2.3 (схема III) показаний ефективний метод створення розгалужених тріщин утворенням вибухових речовин безпосередньо у зоні вибуху за допомогою хімічних реакцій невибухових композицій з подальшим порушенням детонації цих речовин. Для цього частина свердловини в зоні пласта заповнюється реагентами (одним з них може бути вода, іншим – карбід кальцію, розміщений в капсулі, що вибухає відрізком детонуючого шнура). Після запалювання в зоні реакції ацетилену збільшується тиск і ацетилен нагнітається в тріщинно-поровий простір гірських порід. При досягненні тиску 2 – 4 МПа ацетилен детонує із значним виділенням теплоти, що посилює утворення тріщин.

З поглибленням геотехнологічних робіт розміри зон утворення тріщин різко зменшуються. Наприклад, при використанні третинних методів нафтогазовидобутку на глибині 2 км зона подрібнення порід зменшується в 2 рази, а розміри (довжина) радіальних тріщин знижуються на 30 – 50%. При зниженні проникності пласта в процесі буріння виникнення тріщин за допомогою порохів газів найбільш ефективно на пластах, складених із вапняків, доломітів і пісковиків, коли пласт має низьку проникність у присвердловинній зоні в порівнянні з проникненням у віддаленій області. Не рекомендується застосування

вибухів порохових генераторів тиску в пластах з рихлими відкладеннями і високою обводненістю. Після вибухів порохових зарядів необхідно додатково обробити присвердловинну зону нагнітанням нагрітої рідини в пласті або закачати ПАР, соляну кислоту або аеровані суміші.

## **2.6. Прикладні задачі до глави 2**

### **Підготовка вихідних даних для проектування геотехнологічної розробки родовищ корисних копалин**

Метою геологорозвідувальних робіт є комплексна оцінка родовища сировинної бази гірничодобувної промисловості. При розвідці повинні бути з'ясовані:

- форма, розмір і геологічна будова покладу, глибина залягання, тектонічні особливості, вміст корисного компонента і його запаси, потужність, літологічний, мінералогічний і хімічний склади, структурні й текстурні особливості покладу, співвідношення корисних компонентів за технологічними властивостями, змінність їх якісної і кількісної характеристик;

- потужність, літологічний склад, ступінь тектонічної порушеності, елементи залягання покривних підстильних порід, фізико-механічні властивості бічних порід;

- гідрогеологічні характеристики водоносних горизонтів, гідрогеологічне блокування запасів, джерела водопостачання підприємства, прогноз можливих гідрогеологічних характеристик при експлуатації родовища;

- газоносність покладу, інтенсивність газовиділення, склад газів, вибухонебезпечність;

- економіка і природні умови району родовища.

Специфічні особливості геологорозвідувальних робіт при геотехнології – детальність фізико-геологічних досліджень параметрів покладу, що обумовлюють процеси геотехнології. Таким чином, дослідницькі роботи містять загальногеологічні та геотехнічні дослідження.

Геотехнологічні дослідження:

- кількісна оцінка сортів і різновидів корисної копалини;

- пористість, кавернозність і тріщинуватість.

У ході досліджень проводяться наступні види випробування:

- хімічне – визначається хімічний склад, вміст корисних компонентів і шкідливих домішок;

- мінерало-літологічні – вивчаються склад мінералів, їх структурні та текстурні особливості;

- фізичне – встановлюються фізико-механічні і теплофізичні властивості корисних копалин і порід, що їх містять;

- технологічне – вивчення видобутку корисних копалин.

Усі види випробування проводяться по результатами добору ядра секціями довжиною 1 м, а на контактах з бічними породами – 0,5 м.

Перед будівництвом великого підприємства здійснюються дослідно-промислові випробування технології на дослідній установці в природних умовах.



У період підготовки родовища до експлуатації проводиться комплекс геологічних, гідрогеологічних і геофізичних досліджень покладу. Його мета – вивчення родовища як гідроструктури. Основні методи: гідрогеологічне точкове і майданне випробування свердловин, супроводжуване геофізичними вимірами. Для вивчення гідрогеологічних характеристик родовища проводять дослідні нагнітання і відкачування.

У ході досліджень цього комплексу найважливішим є вивчення ефективності методів штучного впливу на масив з метою поліпшення його гідрогеологічних властивостей.

Гідрогеологічні дослідження повинні проводитися у блоках родовища з особливими типами умов залягання корисних копалин: по якості, соковим породам, властивостям і т.п. Повинна бути визначена неоднорідність геолого-гідрологічних характеристик як за площею, так і за потужністю родовища.

Підрахунок запасів корисної копалини, придатних до відпрацьовування геотехнологічними методами, включає:

- визначення контурів і площі поширення промислового покладу;
- середню потужність покладу у блоках;
- щільність корисної копалини у блоках;
- середній вміст корисної копалини у блоках.

Оконтурювання промислових запасів здійснюється на підставі тимчасових чи постійних кондицій. При встановленні кондицій повинна враховуватися надійність виконаних гідрогеологічних досліджень.

Головне завдання проектування підприємства з видобутку корисних копалин геотехнологічними методами – визначення оптимального сполучення потужності, терміну служби, способу розкриття, системи розробки і т.д.

При проектуванні поклад, добувні свердловини і поверхневі споруди повинні розглядатися як єдиний комплекс. Найбільш прийнятний метод рішення цієї задачі методом варіантів. При цьому такі задачі найбільше доцільно вирішувати методами економіко-математичного моделювання з застосуванням ЕОМ.

Основні етапи проектування геотехнологічного підприємства:

- одержання завдання на проектування; одержання вихідних даних;
- вибір способу розкриття і системи розробки родовища, сітки розташування свердловин, черговості буріння і введення в роботу свердловин;
- вибір основного устаткування для виробництва робочих агентів, транспортування і переробки отриманих продуктів, регенерації робочих агентів, автоматизації і керування виробництвом;
- визначення основних техніко-економічних показників майбутнього підприємства.

## Контрольні запитання

1. Сутність класифікації геотехнологічних систем.
2. З яких процесів складається підготовка родовища до геотехнологічної розробки? Як виконується кожен з цих процесів?
3. Які фактори зумовлюють вибір напрямку геотехнологічного відпрацювання родовища?
4. Дайте визначення фільтраційним властивостям гірських порід.
5. Що називається об'ємною та питомою вагою гірських порід?
6. Які дослідження повинні виконуватися для вирішення геотехнологічних завдань?
7. У чому полягають фізико-технічні проблеми вдосконалення геотехнологічних систем?

## Список літератури до глави 2

1. Аренс, В.Ж. Физико-химическая геотехнология [Текст]: учебник для вузов / под общей редакцией В.Ж. Аренса. – Издательство МГУ, 2010. – 575 с.
2. Аренс, В.Ж. Геотехнологические методы добычи полезных ископаемых [Текст] / В.Ж. Аренс. – М.: Недра, 1976. – 264 с.
3. Аренс, В.Ж. Геолого-гидрогеологические основы геотехнологических методов добычи полезных ископаемых [Текст] / В.Ж. Аренс, А.М. Гайдин. – М.: Недра, 1978. – 215 с.
5. Веригин, Н.Н. Гидродинамические и физико-химические свойства горных пород [Текст] / Н.Н. Веригин, С.В. Васильев, В.С. Саркисян и др. – М.: Недра, 1980. – 206 с.
6. Шаровар, И.И. Геотехнологические способы разработки пластовых месторождений [Текст] / И.И. Шаровар. М.: Издательство МГУ, 1999. – 242 с.
7. Чекунов, А.В., Вовк А.А., Михалюк А.В. Физико-технические проблемы использования энергии взрыва при совершенствовании скважинки геотехнологических систем извлечения полезных ископаемых // Взрывные работы в грунтах и горных породах: Сб. науч. тр. / Ред. колл.: А.А. Вовк (отв. ред.) и др. – К.: Наук. Думка, 1984. – С. 3 – 26.

### 3. РОЗКРИТТЯ ТА ПІДГОТОВКА РОДОВИЩ ПРИ ГЕОТЕХНОЛОГІЧНІЙ РОЗРОБЦІ

#### 3.1. Розкриття родовищ

**Розкриття родовищ** – створення гірничих виробок, які забезпечують доступ до корисних копалин з поверхні Землі і призначені для їх подальшої підготовки та розробки геотехнологічними методами. Будівництво геотехнологічних комплексів починається з буріння свердловин, які є основними розкривними виробками. У продуктивний пласт по свердловинах подаються спеціальні реагенти (технічна вода, пара, теплоносій, кислоти, луги, повітря, кисень тощо) і опускається технологічне обладнання для ефективної дії на поклад (механічними, хімічними, гідравлічними, мікробіологічними, термічними та іншими способами), яке забезпечує переведення корисних копалин у рухливий (міграційний) стан і витягнення на поверхню продуктивних флюїдів. Розкриття родовищ здійснюється вертикальними похилими орієнтованими (похило-спрямованими) свердловинами та їх комбінацією, а також з використанням підземних гірничих виробок. Вибір способу розкриття залежить від глибини залягання родовища, його потужності і кута падіння, розмірів геотехнологічного поля, технологічної схеми розробки, рельєфу місцевості, властивостей корисних копалин і бічних порід, техніко-економічних показників, наявності джерел енерговодопостачання та утилізації відходів, відстані від постачальників до споживачів та ін.

Геотехнологічні свердловини поділяються на експлуатаційні і допоміжні.

**Експлуатаційні свердловини** слугують для безпосередньої розробки родовища шляхом подачі робочого агента в поклад корисних копалин і видачі на земну поверхню продуктивного флюїду або газу. Ці процеси можуть виконуватися разом (в одній свердловині) або роздільно (у різних свердловинах). Через одну експлуатаційну свердловину, обладнану обсадними трубами і однією-трьома концентрично розташованими колонами труб, проводять підземну виплавку сірки, розчинення солей і свердловинний гідровидобуток. Підземне вилуговування здійснюють по роздільних експлуатаційних свердловинах, які поділяють на нагнітальні і відкачні.

**Нагнітальні свердловини** призначені для подачі в пласт корисних копалин робочих агентів.

**Відкачні свердловини** слугують для видачі продуктивних флюїдів на поверхню.

Підземна газифікація вугілля здійснюється також через два види свердловин – в нагнітальні свердловини подається дуттьовий потік, а по іншому проводиться відбір продуктивного газу.

**Допоміжні свердловини** використовуються для проведення розвідувальних, спостережних, контрольних та баражних робіт, для водовідливу, анкерування гідророзриву та інших цілей.

**Розвідувальні свердловини** слугують для отримання уточнених даних про пласт корисної копалини (потужності, кути падіння та ін.). Надалі ці свердловини застосовуються як видобувні.

**Спостережні свердловини** необхідні для контролю і спостереження за гідродинамічним станом продуктивного пласта, розтіканням технологічних флюїдів за контури відпрацьовуваних ділянок, формуванням камер до продуктивних горизонтів.

**Контрольні свердловини** призначені для контролю за можливим забрудненням підземних вод навколишнього середовища, а також повноти вилучення корисних компонентів з продуктивного пласта.

**Баражні свердловини** будуються на межах родовища для створення протифільтраційних завіс, що перешкоджають розосередженню продуктивних розчинів (лужних, кислотних і т.п.) за відстані відпрацювання ділянки (блоку).

**Водовідливні свердловини** потрібні для видалення надлишків води, закачаної у продуктивний пласт, при підземній виплавці сірки. Іноді водовідлив з сірковидобувних свердловин проводиться самопливом при перенасиченні пласта.

**Анкерні свердловини** використовуються для підвищення стійкості порід покрівлі при свердловинному гідровидобутку і буріння без фільтрувальних свердловин при підземному вилуговуванні металів. Порода покрівлі зміцнюється анкерними свердловинами перед початком розробки ділянки продуктивного пласта.

**Свердловини для гідророзриву** продуктивного пласта необхідні для створення штучних проникних каналів, що забезпечують підвищений контакт робочого агента з породами ділянки, що відпрацьовується. При підземному вилуговуванні гідророзрив пласта застосовують також для створення протифільтраційних завіс.

Геотехнологічні свердловини відрізняються широким діапазоном глибин: від 20 – 30 м (СГД і ПМ) до 4000 м (видобуток геотермальних ресурсів, вторинні і третинні методи видобутку нафти та ін.). Свердловини глибиною до 45 – 50 м відносяться до дрібних, 50 – 100 м – до неглибоких, 100 – 200 – середньої глибини, 200 – 400 м – глибокі, 400 – 600 м – дуже глибокі, 600 – 2000 м – вельми глибокі, понад 2000 м – надглибокі. Зазвичай їх розташовують на невеликій відстані одна від одної: 17,5×17,5; 20×20, 40×40 і більше. Термін служби геотехнологічних свердловин різний – від декількох діб (СВД) до 10 – 30 років (ПРС). Свердловини бурять з початковим діаметром 490 мм (не більше), 393,17; 295,3 мм і кінцевим 320; 215,9 (190,5) мм. Для буріння застосовують бурові установки роторного типу УРБ2А-2, УРБ-3АМ, 1БА-15В, УБВ-60С (ПВС, СГД, ПВ), шпindelного типу ЗІФ І200А, УІТ-40М (ПІУ), а також важкі бурові установки СУ-50, БУ-75 БР, БУ-125.

### **3.2. Схеми розташування свердловин**

Системи геотехнологічної розробки містять у собі свердловини, які закладаються з земної поверхні, з підземних гірничих виробок і комбіновані. Схеми розташування свердловин зумовлюються способом геотехнологічної розробки даного родовища. Так при підземному вилуговуванні металів нагнітальні і розвантажувальні свердловини можуть бути розташовані рядами (рис. 3.1, лінійне розташування по *a* – трикутній, *b* – квадратній і *в* – стільниковій

сітках), кільцями, кільцеве розташування з центральною розвантажувальною (рис. 3.2), або з центральною нагнітальною (рис. 3.3) свердловинами). При квадратній сітці розташування нагнітальні свердловини розміщують у кутах або в центрі квадрата (рис. 3.1). Продуктивність геотехнологічного підприємства, як правило, визначається продуктивністю розвантажувальних свердловин, тому кількість їх в системі зазвичай більше, ніж нагнітальних. Системи технологічних свердловин, які проводяться з земної поверхні, складаються з рядів вертикальних або похилих нагнітальних і розвантажувальних свердловин (рис. 3.4).

**Комбіновані системи** (рис. 3.5) складаються з дренажних гірничих виробок і з вертикальних нагнітальних свердловин, закладених з поверхні.

**Підземні системи** (рис. 3.6) створюються з порожниною горизонтальних розвантажувальних (а) і нагнітальних (б) свердловин, пробурених із рудного тіла із шахтних гірничих виробок, що використовуються як дренажні штреки для відведення продуктивних розчинів.

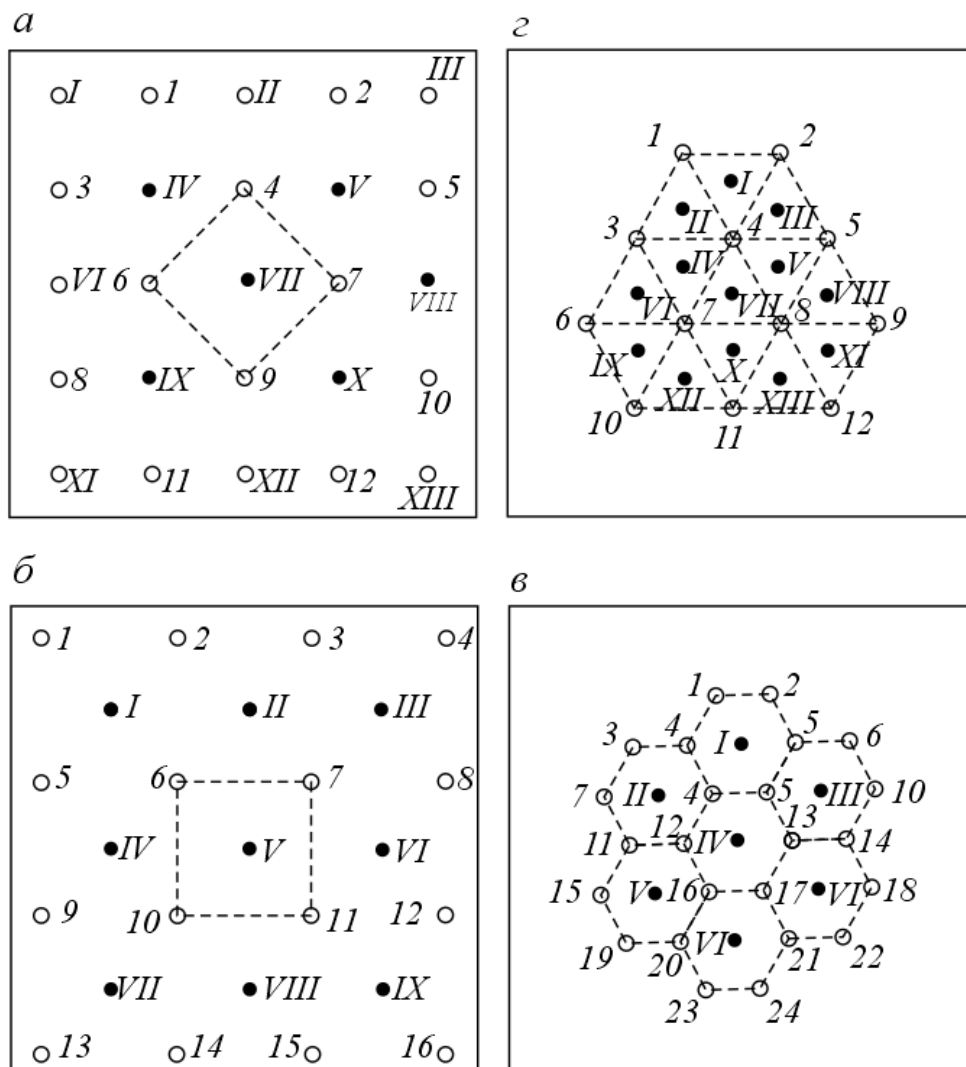


Рис. 3.1. Схеми лінійного розташування свердловин вилюговування: I – XIII – нагнітальні свердловини; 1 – 24 – розвантажувальні (видобувні) свердловини

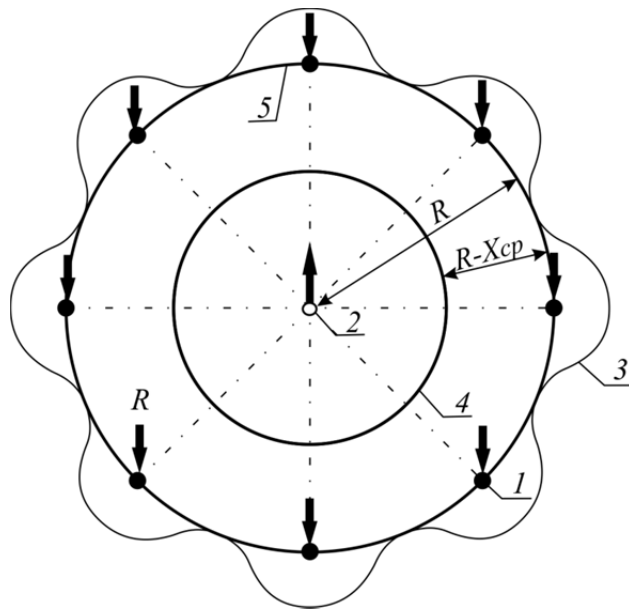


Рис. 3.2. Кільцева схема розташування свердловин при центральному розвантажуванні: 1 – нагнітальні свердловини; 2 – розвантажувальні свердловини; 3 – контур розповсюдження розчинника; 4 – контур воронки депресії; 5 – осереднений контур депресії

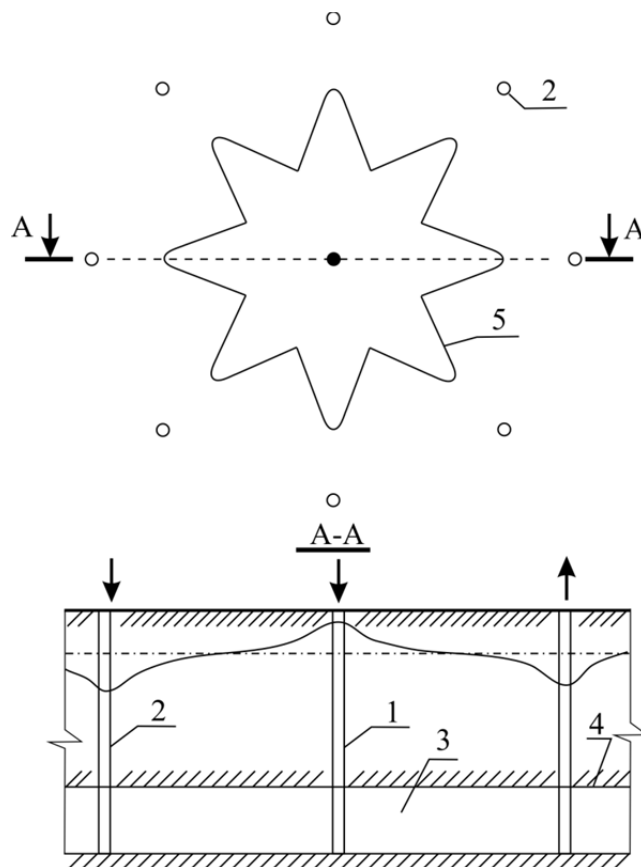


Рис. 3.3. Кільцева схема розташування свердловин з центральним нагнітанням: 1 – нагнітальні свердловини; 2 – розвантажувальні свердловини; 3 – водотривка підшошва пласта; 4 – рудний водоносний пласт; 5 – проміжний контур розповсюдження розчинника (або контур підвищеного тиску) в рудному пласті

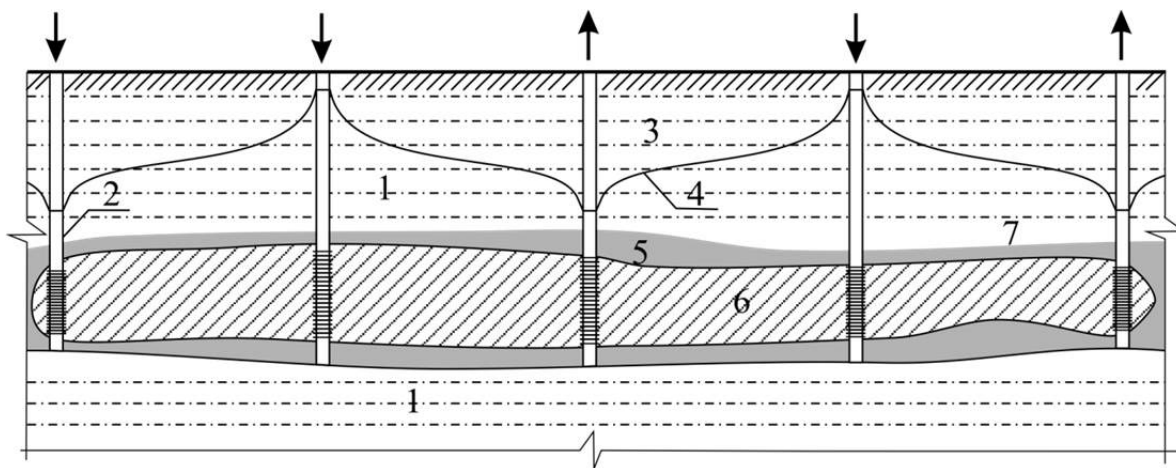


Рис. 3.4. Система свердловин, пробурених з поверхні: 1 – водонапірні породи; 2 – нагнітальні свердловини; 3 – розвантажувальні свердловини; 4 – крива депресії; 5 – водоносні горизонти; 6 – рудне тіло; 7 – фільтр

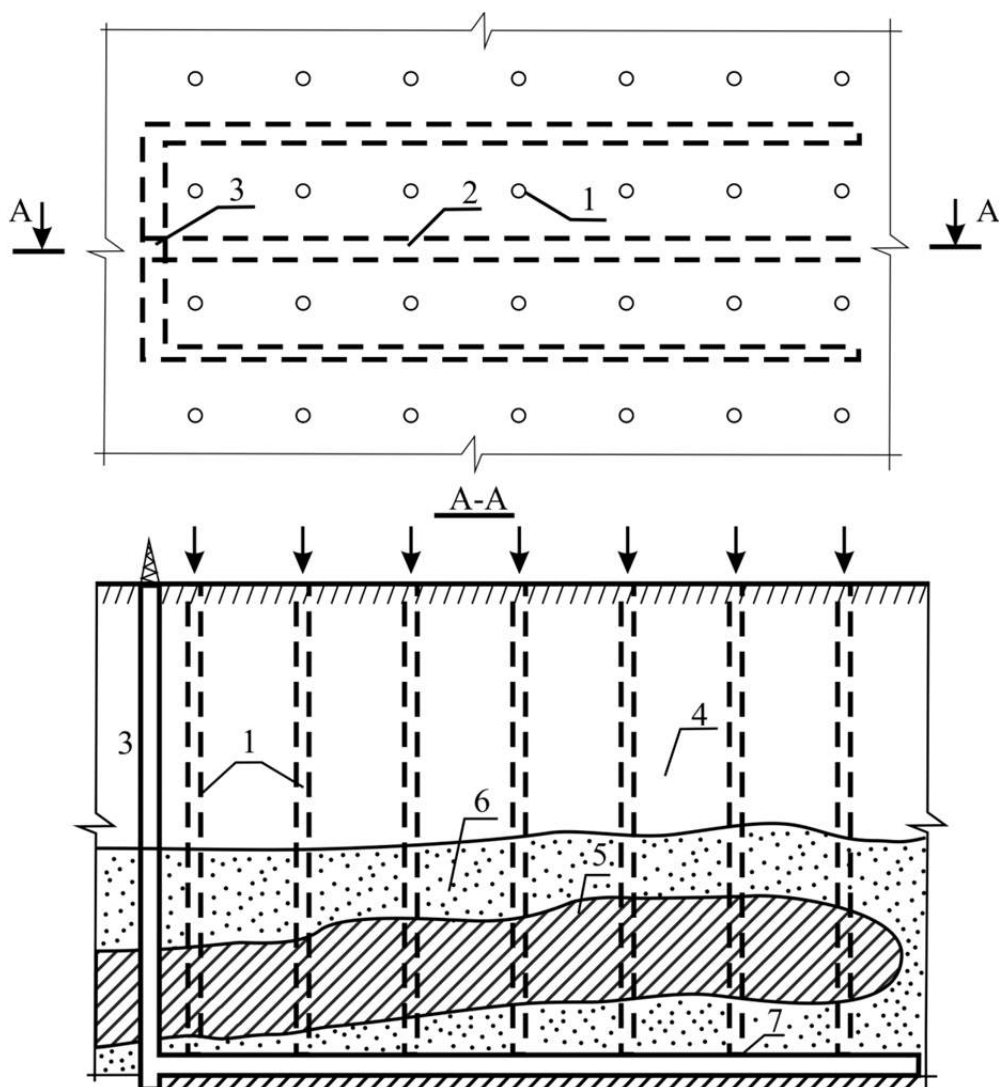


Рис. 3.5. Комбінована система виробництва: 1 – нагнітальні свердловини; 2 – дренажні штреки; 3 – шахтний стовбур; 4 – водоупори; 5 – водоносний горизонт; 6 – рудний пласт; 7 – дренажні свердловини

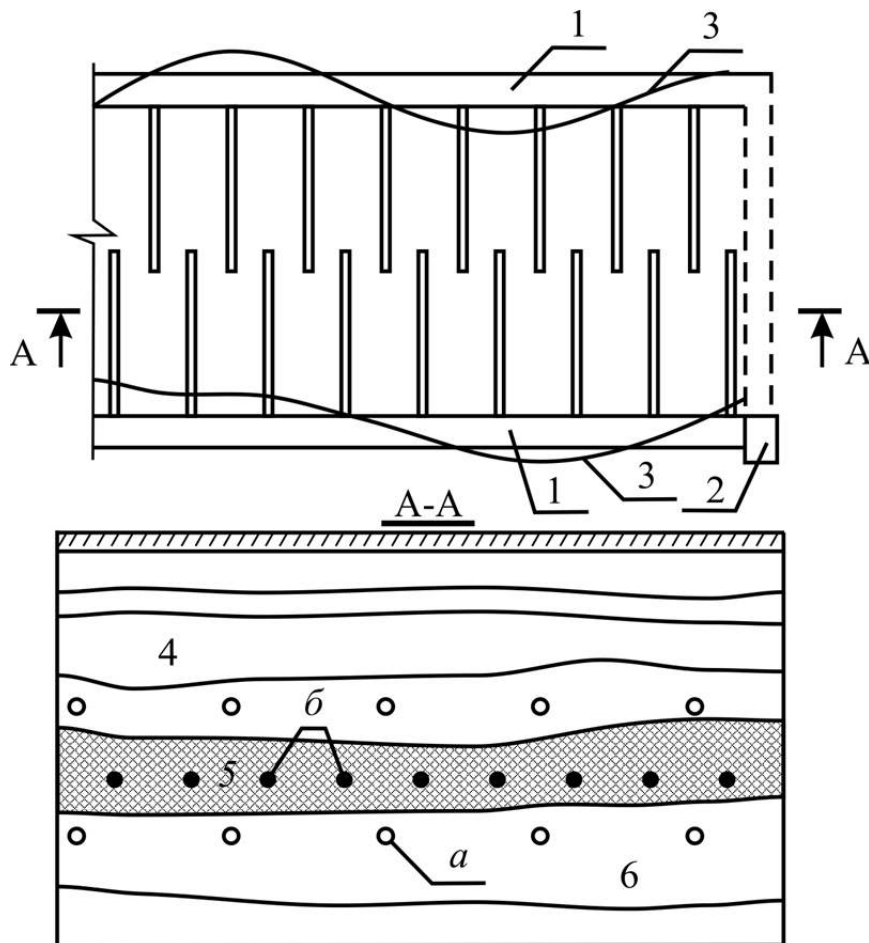


Рис. 3.6. Підземна система розробки: а – нагнітальні свердловини; б – розвантажувальні свердловини; 1 – дренажні штреки; 2 – шахтний ствол; 3 – контур промислового рудного тіла; 4 – водоупорні породи; 5 – рудний поклад; 6 – водоносний горизонт

### 3.3. Конструкції геотехнологічних свердловин

Вибір конструкції геотехнологічної свердловини залежить від особливостей геологічної будови родовища, властивостей бічних порід, значень гірського і пластового тисків, необхідного дебіту, призначення свердловини, способу буріння та інших факторів. Для кріплення ствола і роз'єднання продуктивних пластів свердловини обладнують колонами обсадних труб з тампонажем (цементуванням) затрубного кільцевого простору. За кількістю паралельно розташованих колон у свердловині їх конструкції бувають одно-, дво- і трирядні. Колони споруджуються із спеціальних обсадних труб. Для тампонажу кільцевого затрубного простору застосовують такі види цементу: важкий, характеризується підвищеною щільністю цементного каменю; піщанистий, забезпечує підвищену термічну і корозійну стійкість; солестійкий і напівгігроскопічний. Зазначені види цементу схоплюються за 2 – 20 год. Свердловини на термальні води споруджують чотиріколонними. На рис. 3.7 показана конструкція свердловини, в яку опущено чотири колони труб діаметром 426, 324, 219 і 146 мм.



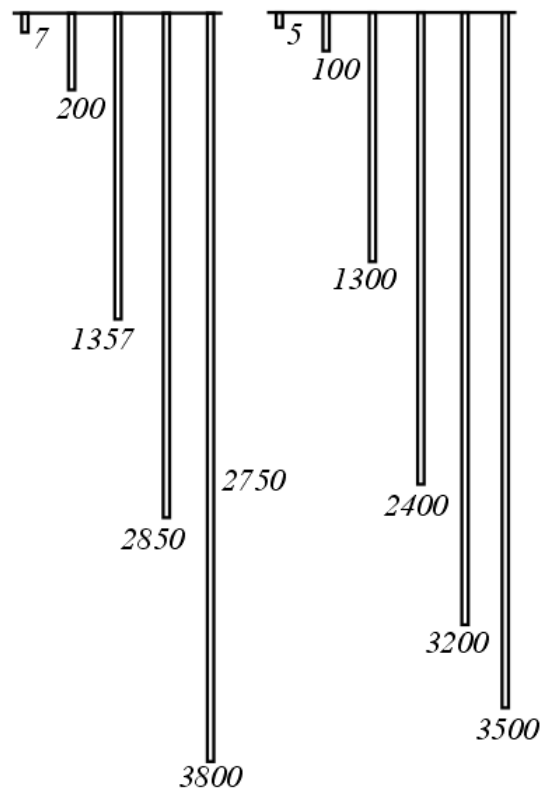


Рис. 3.7. Схема чотирьох колонних геотермальних свердловин

При підводному вилуговуванні металів використовують одноколонні конструкції свердловин (рис. 3.8). У деяких випадках при значних глибинах буріння гирла свердловин обладнують напямною трубою і кондуктором. Нагнітальні і відкачні свердловини бурять діаметром 190 – 243 мм до рудного покладу (рис. 3.8, а), а її перебудування проводиться за допомогою долота меншого діаметра. Колони труб 110 – 140 мм, як правило обладнують обтяжками, пакером з кислотостійкої гуми, фільтром і відстійником. На переході з більшого діаметра на менший експлуатаційна колона свердловин оснащується пакером з впаєним в основу металевим кільцем, що забезпечує необхідну жорсткість. Пакер слугує для створення ізоляції свердловини вище зони руху продуктивних флюїдів шляхом заливання гідроізоляційного матеріалу над пакером. Зазвичай висота гідроізоляції дорівнює висоті від пакера до динамічного рівня підземних вод, а інша частина затрубного простору заповнюється іншими матеріалами, при цьому у гирлі свердловини цементується на глибині 2 – 3 м від поверхні. Такі свердловини найчастіше застосовують тільки як нагнітальні. В даний час свердловини обладнуються фільтрами з гравійним обсіпанням у розширеній частині (рис. 3.8, б), що сприяє підвищенню продуктивності і терміну служби свердловин. Обладнавши нагнітальні свердловини, діаметр експлуатаційних колон приймають з урахуванням розмірів розчинопідйомних пристроїв. При підйомі ерліфтом продуктивних флюїдів можливе зменшення діаметра колони в порівнянні з діаметром фільтра (рис. 3.8, в). Експлуатаційні свердловини з видачею продуктивних флюїдів зануреними насосами мають діаметр експлуатаційної колони, рівний діаметру фільтра (рис. 3.8, г).

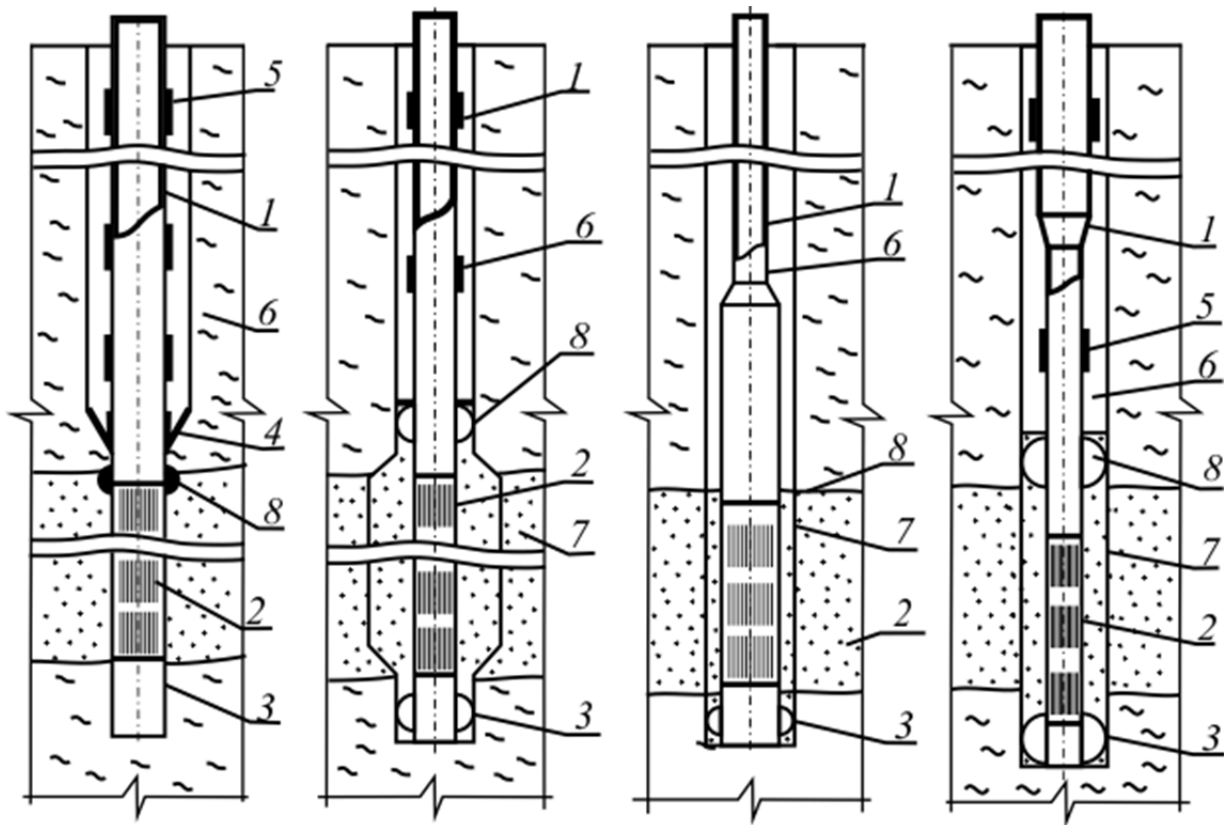


Рис. 3.8. Схема одноколонних експлуатаційних свердловин підземного вилугування металів: а – з гідроізоляцією за допомогою пакера; б – з гравійною обсіпкою фільтрів; в – з комбінованою експлуатаційною колоною і підйомом продуктивних флюїдів за допомогою ерліфта; г – з комбінованою експлуатаційною колоною і підйомом продуктивних флюїдів за допомогою заглибних насосів; 1 – експлуатаційна колона труб; 2 – фільтр; 3 – відстійник; 4 – пакер з цементувальним пристроєм; 5 – обтяжка; 6 – гідроізоляційний матеріал; 7 – піщано-гравійна обсіпка; 8 – центратор

Свердловини для гідровидобутку корисних копалин (СГД) мають діаметр 350 – 400 мм і глибину до 200 м. Залежно від конструктивних особливостей видобувного обладнання бурять два види свердловин. У першому випадку виготовляють, монтують і спускають гідромоніторний вузол разом з корпусом снаряда. Гідромонітор з гідроелеватором розташовують у нижній частині видобувного снаряда, який переміщається уздовж зовнішньої труби на довжину, що перевищує потужність пласта корисних копалин. Другий вид свердловин передбачає роздільне виготовлення, монтаж і спуск гідромоніторного вузла і корпусу снаряда. Гідромоніторний вузол подають на вибій у раніше опущеній обсадній трубі і разом з внутрішньою трубою, яка використовується для подачі води на вибій і підйому пульпи, опускають і встановлюють на металевий пакер (упор). Пульпа надходить із камери на поверхню по міжтрубному просторі. Конструкція свердловини та основні етапи її спорудження показані на рис. 3.9. Для успішної експлуатації видобувного обладнання спочатку розширюють привибійну зону з утворенням камери діаметром 600 – 1200 мм.

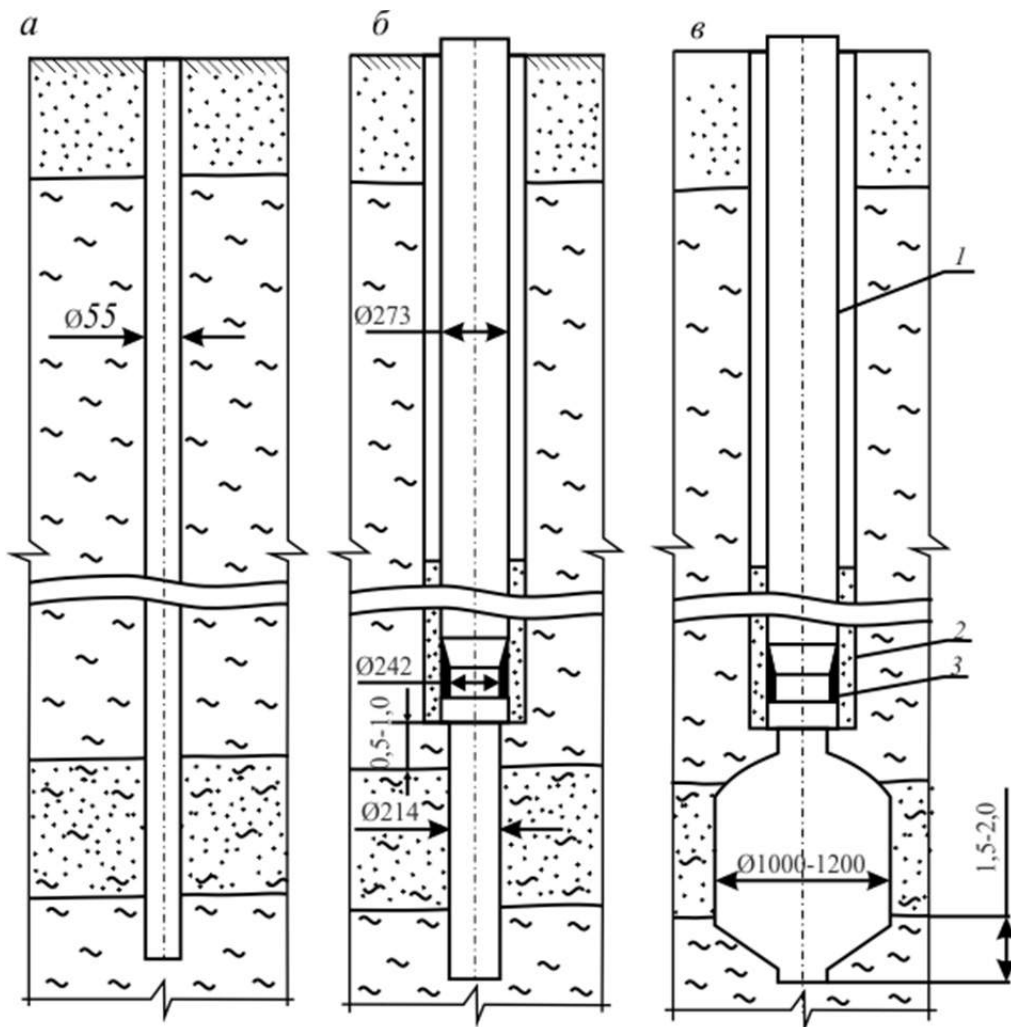


Рис. 3.9. Схема експлуатаційної свердловини для СГД та основні етапи її спорудження: а – розвідувальна свердловина; б – етап спорудження свердловини; в – підготовлена до експлуатації свердловина; 1 – експлуатаційна колона; 2 – металевий упор (пакер); 3 – цементний стакан

При підземній виплавці сірки (ПВС) діаметр свердловини залежить від розмірів обсадних і експлуатаційних колон і коливається в межах 243 – 296 мм. Експлуатаційна колона труб складається з водоподавальної, призначеної для подачі теплоносія, розчинопідйомної для подачі сірки і ерліфтної (воздухоподавальної) труб. Усі труби розташовані концентрично всередині обсадної колони. Свердловини споруджують дво- і одноколонними (рис. 3.10). У двоколонній конструкції передбачається установка обсадних труб по всьому стволу свердловини до сірчаного пласта. Водоподавальні і сірковидачні колони труб обладнуються поблизу вибою свердловини перфорованими хвостовиками, через які в пласт надходить гаряча вода і здійснюється підйом сірки. Нижню частину робочих колон труб перфорують отворами діаметром 18 – 20 мм, що розташовуються в шаховому порядку на відстані 70 – 100 мм одна від одної. Тут же на відстані 100 – 600 м від нижнього кінця колони труб передбачене установлення кільцевого пакера для розділення ними теплоносія і розчину сірки. Одноколонні свердловини мають переваги за рахунок зменшення діаметра свердловин, їх

металосємкості, а також спрощення конструкції оголовка і приви́бійної зони свердловин ЛВС. У цих свердловинах не потрібна установка пакерів у приви́бійній частині для роз'єднання робочих і продуктивних потоків. Обсадна колона слугує для перекриття породного масиву вище пласта корисних копалин та є одночасно експлуатаційною. Вона дозволяє направляти теплоносій (гарячу воду) по міжтрубному простору. Нижній кінець обсадної колони герметизується цементним кільцем у покрівлі продуктивного пласта.

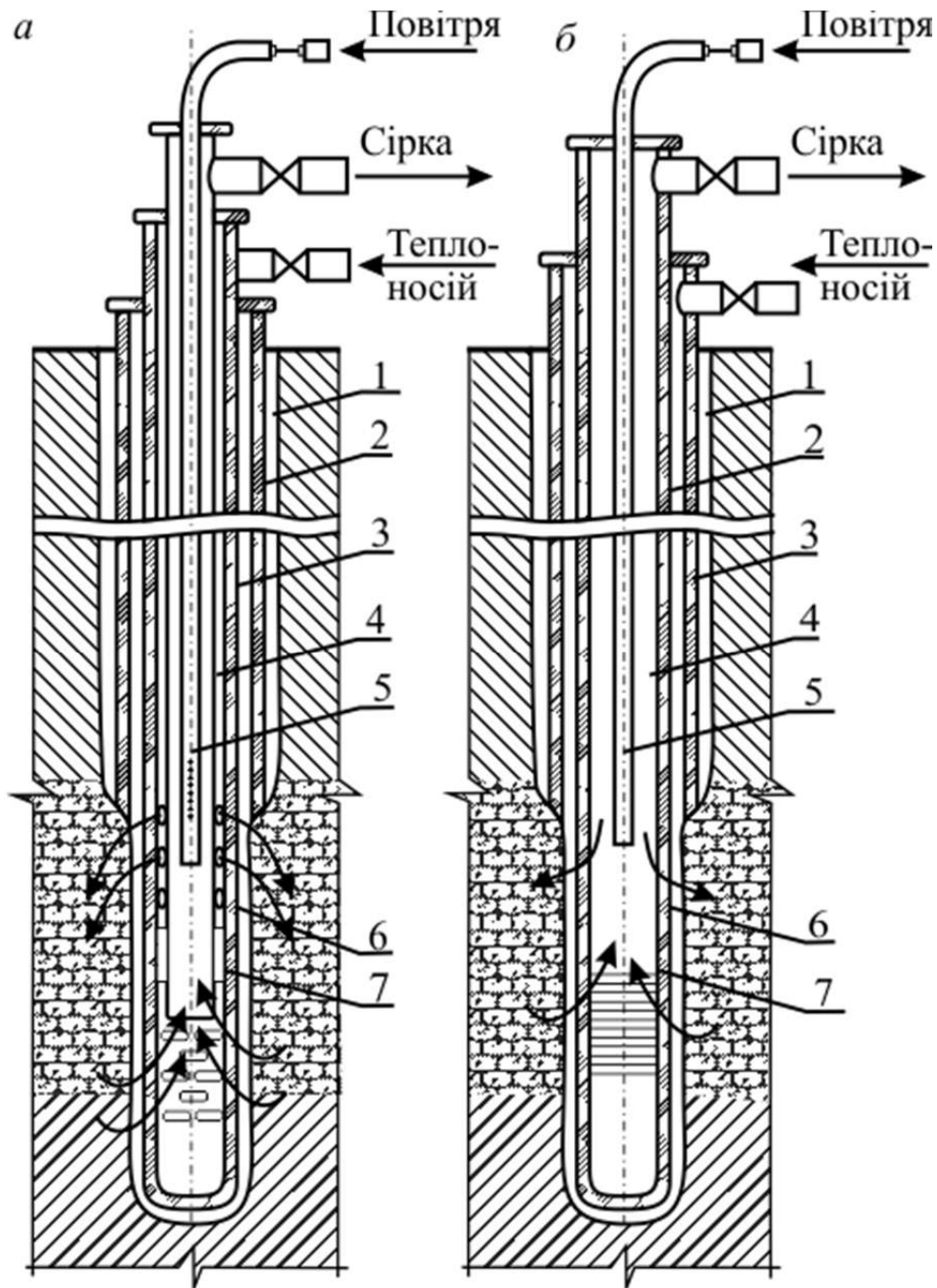


Рис. 3.10. Схема свердловин для підземної виплавки сірки: а – двоколонна свердловина; б – одноколонна свердловина; 1 – обсадна труба; 2 – цементне кільце; 3 – експлуатаційна колонка труб; 4 – сірковидачна труба, 5 – воздухоподавальна труба; б – фільтр; 7 – пакер

Соляні пласти можуть розкриватися вертикальними й орієнтованими (похилоспрямованими) свердловинами. Конструкції вертикальних експлуатаційних свердловин для підземного розчинення солей (ПРС) показані на рис 3.11. При камерній розробці соляних пластів застосовуються три- і двоколонні конструкції свердловин. При розробці соляних родовищ камерами галерейного типу використовується орієнтовані свердловини, конструкції яких містять обсадну або основну колону труб з цементацією затрубного простору, а також експлуатаційні колони. Обсадна колона зазвичай заглиблюється в соляний пласт на глибину 5 – 10 м і більше. У глибокі (понад 1500 м) свердловини для ПРС опускають кондуктори і проміжні обсадні колони, які забезпечують перекриття нестійких порід покрівлі та цементуються. Товщина стінок обсадних колон становить 12 мм для свердловин з терміном експлуатації до 25 років і близько 8 мм – при 10 роках служби. Гирла свердловин обладнують оголовками для регулювання подачі розчинника і нерозчинників до видачі розсолів. Конструкції технологічних свердловин для підземної газифікації корисних копалин поділяються на дві групи. Перша група – запальні свердловини – призначені для спуску до вибою запальних термітних патронів для займання пластів і видачі на поверхню продуктів газифікації. Друга група – нагнітальні свердловини – слугує для подачі в реакційну зону пласта дуттьового потоку (повітря, пароповітряного або парокисневого дуття) під надлишковим тиском 0,2 – 0,4 МПа. Черевик експлуатаційних колон труб розташовується в покрівлі, а вибій свердловини – у підшві пласта.

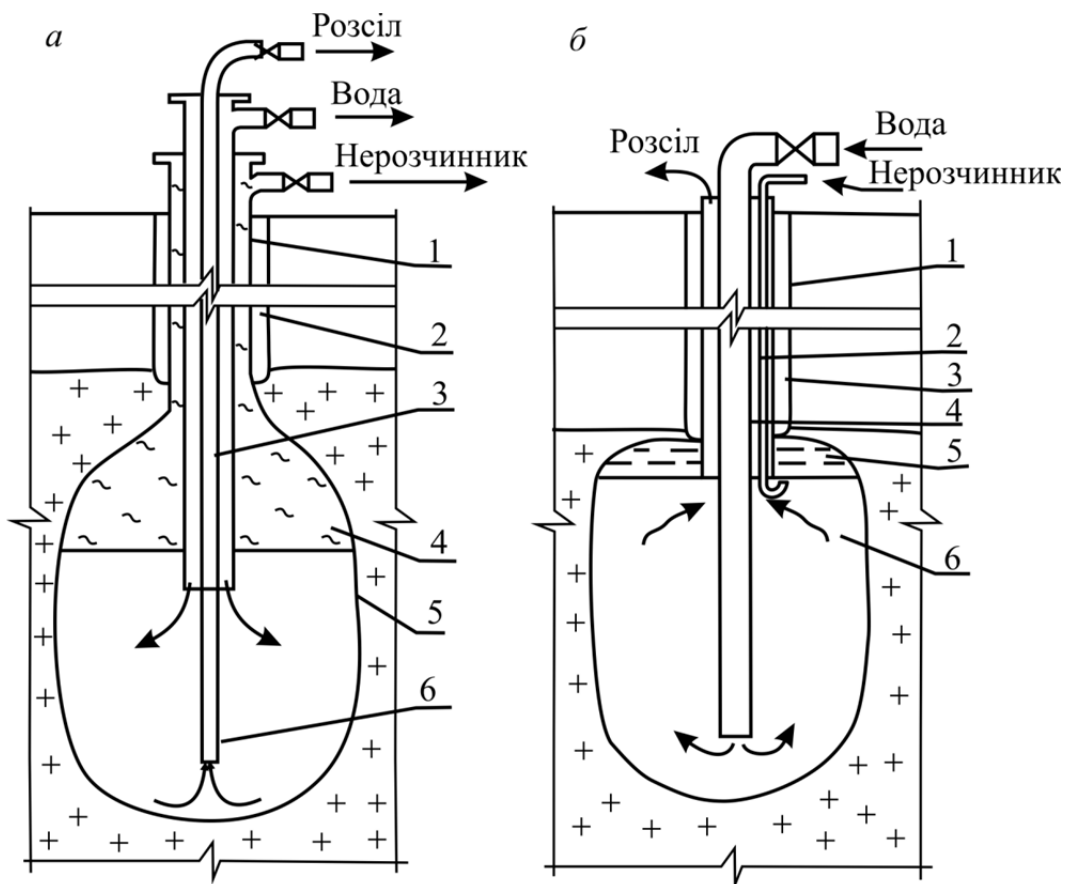


Рис. 3.11. Схема свердловин для підземного розчинення солей: а – триколонна конструкція труб при прямоструминному розчиненні: 1 – обсадна труба;

2 – цементне кільце; 3, 6 – експлуатаційні колони труб; 4 – нерозчинник (нафта, газ); 5 – камера; б – двоколонна конструкція труб при протиструминному розчиненні; 1 – цементне кільце; 2 – труба для нерозчинника; 3 – обсадна труба; 4 – експлуатаційна колона; 5 – нерозчинник; 6 – камера

### 3.4. Технологія буріння геотехнологічних свердловин

Технологія буріння свердловин складається з безпосередньо процесу буріння, тампонажу (цементациї) обсадних колон, устаткування свердловини і випробування її на герметичність. Відповідно до проекту геотехнологічного комплексу бурять вертикальні, похилі або похило-горизонтальні свердловини, які розташовуються на певній відстані одна від одної. Наприклад, при розкритті соляних пластів відстань між свердловинами регламентується необхідністю залишення безпечного цілика між суміжними камерами і приймається рівним

$$L = 0,07H + R(\xi + n + K), \quad (3.1)$$

де  $H$  – глибина буріння, м;  $R$  – радіус камери, м;  $\xi$  – міжкамерний коефіцієнт,  $\xi = 0,1 - 0,5$ ;  $n$  – коефіцієнт похибок контролю за формоутворенням,  $n = 3 - 4$ ;  $K$  – коефіцієнт асиметричності,  $K = 2,2 - 2,7$ .

Геотехнологічні свердловини бурять одним із наступних способів: обертальним з прямим або зворотним промиванням, обертальним з повітряним продуванням; гідродинамічним, ударно-обертальним, вібраційним, термічним і термомеханічним. Обертальне буріння з прямим промиванням застосовують при розробці розсипних родовищ (методом СГД, ПВ та ін.), породоруйнуючими інструментами слугують долота (лопатеві, шарошечні) і пікобури. Буріння здійснюється буровими установками роторного або шпindelного типу. Обертальне буріння зі зворотним промиванням необхідно ПЗМ споруд геотехнологічних свердловин для підземного вилуговування металів. Це один із високопродуктивних способів, що забезпечує високу якість буріння за рахунок зниження кольматації продуктивних пластів. Він дозволяє працювати на збільшених діаметрах свердловин, споруджувати фільтри з розширеним контуром гравійної обсіпки (рис. 3.12). Даний спосіб використовується при розробці продуктивних пластів методом СГД. Пульпа видається на поверхню ерліфтами, гідроелеваторами і відцентровими насосами.

Обертальне буріння з продувкою – один з напрямів підвищення ефективності розкриття продуктивних пластів. Використання його сприяє зниженню витрат часу на освоєння свердловин, поліпшенню техніко-економічних показників буріння, особливо при підземному вилуговуванні. Гідродинамічне буріння дозволяє за допомогою високонапірних струменів рідини, які виходять з гідромонітора, споруджувати геотехнологічні свердловини при СГД (рис. 3.13).

Суміщенням видобування корисних копалин і буріння свердловин можна домогтися зниження витрат часу на буріння свердловин і монтаж обладнання для розробки продуктивного пласта. Гідробур і гідромонітор мають роздільне почергове включення. Гідробур проходить свердловину, а після завершення буріння його відключають на роботу як гідромонітора. Термічне буріння реалізується через термобур високотемпературним газовим струменем, який руй-

нує гірську породу за рахунок теплообміну і термічних напружень. Виміри параметрів високошвидкісних газових струменів термобурів показали, що в розтіканні плям теплоносія розподіл температури характеризується залежністю

$$T = T_{\text{Т.Р.}} \exp\left(-\frac{r^2}{4\eta}\right), \quad (3.2)$$

де  $T_{\text{Т.Р.}}$  – температура в центрі плями розтікання струменя;  $r$  – відстань від центру плями розтікання струменя;  $\eta$  – параметр, який характеризує крутизну розподілу температури в плямі розтікання високотемпературної струменя, м.

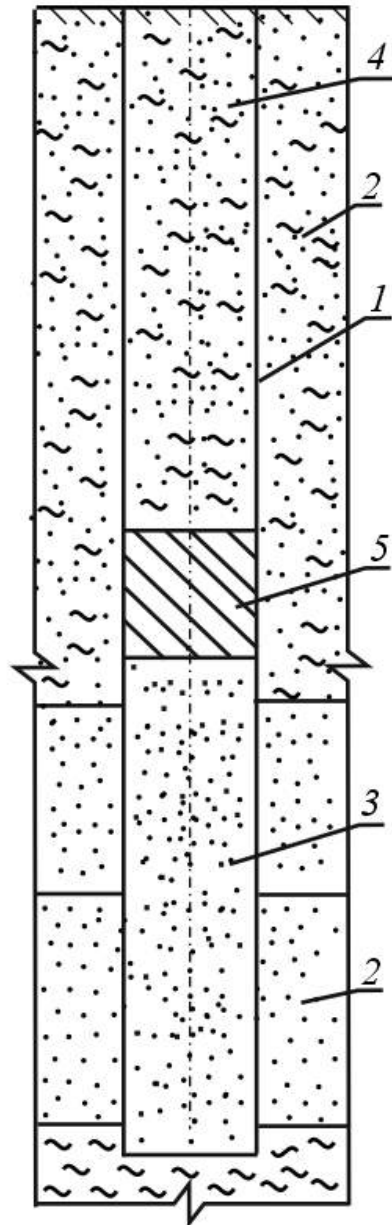


Рис. 3.12. Принципова схема технологічних свердловин з фільтром гравійної відсіпки: 1 – стовбур свердловини; 2 – водоносні горизонти; 3 – гравій; 4 – сипкий матеріал; 5 – перемичка з глини або цементу;

Термомеханічне буріння досягається відокремленням від масиву блокових каменів при переміщенні пальника вздовж лінії різку. Термомеханічний спосіб дозволяє дробити негабаритні блоки гірських порід прямою дією теплового

струменя на породу або за рахунок переведення в ньому електричної енергії в тепло.

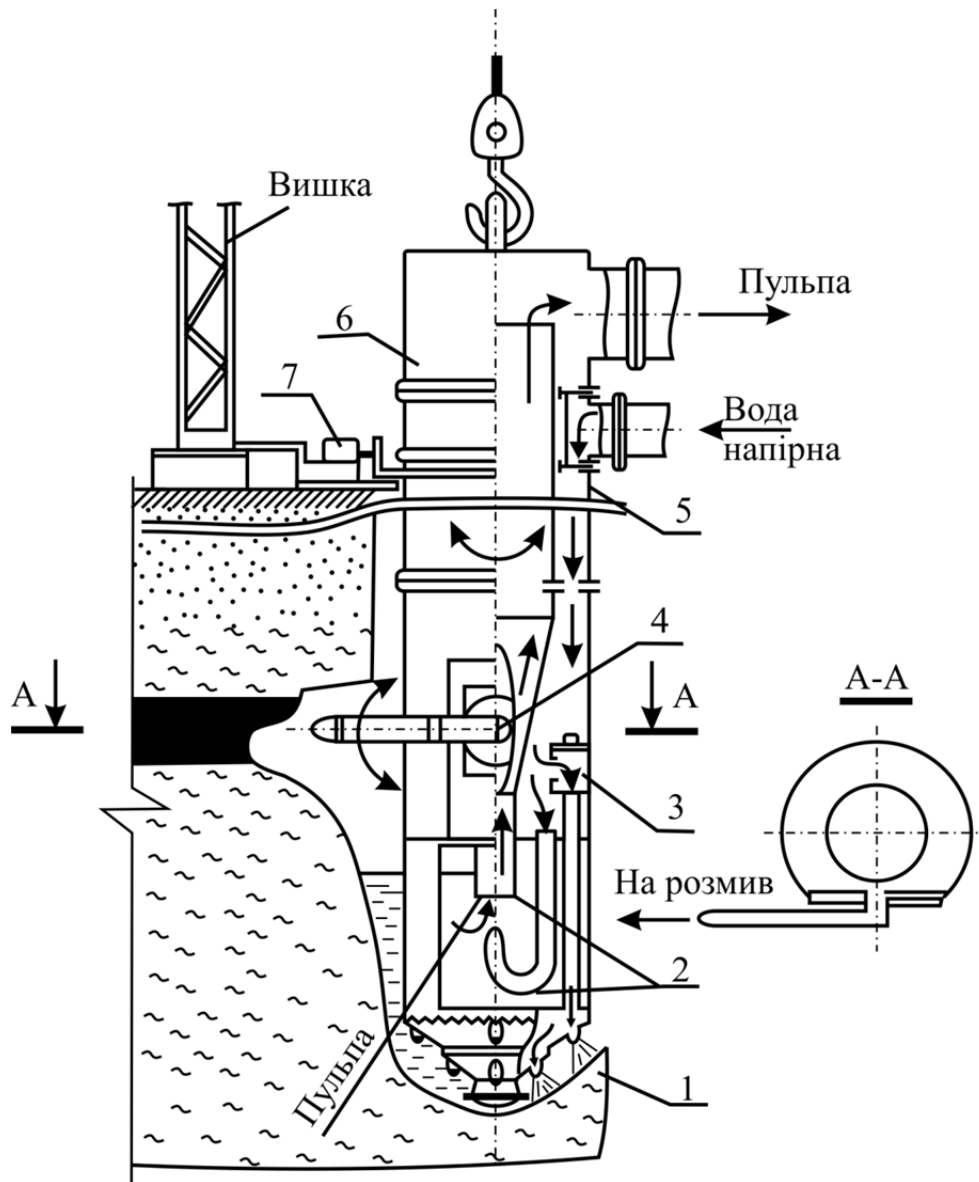


Рис. 3.13. Схема гідродинамічного буріння і свердловинного гідровидобування корисних копалин: 1 – гідробур; 2 – гідроелеватор; 3 – золотник; 4 – насадка гідромонітора; 5 – проміжний відсік; 6 – корпус гідромонітора (снаряда); 7 – механізм повороту гідромонітора

### 3.5. Обладнання геотехнологічних свердловин

#### 3.5.1. Гирлове обладнання свердловин

Пристрій гирлового обладнання залежить від призначення та конструкції свердловини, очікуваного пластового тиску і фазового стану теплоносія. На свердловинах з надлишковим тиском на гирлі встановлюють обладнання за міцністю відповідно тиску. Гирлове обладнання свердловин полягає в пристрої та герметизації затрубного і міжтрубного простору обсадних і експлуатаційних колон. Воно містить у собі спеціальні оголовки, необхідні для обв'язки робочих і експлуатаційних колон (рис. 3.14). Обладнання гирла призначено для регулю-



вання напрямку подачі в свердловину робочих агентів (водяної пари, води, повітря, нерозчинників, лужних і кислотних розчинів і ін.); регулювання відведення від гирла свердловини і розподілу пульпи (продуктивних розчинів для уберігання свердловини від потрапляння сторонніх предметів; для забезпечення герметизації гирла, щоб уникнути забруднення довкілля робочими агентами і продуктивними флюїдами і т.п.

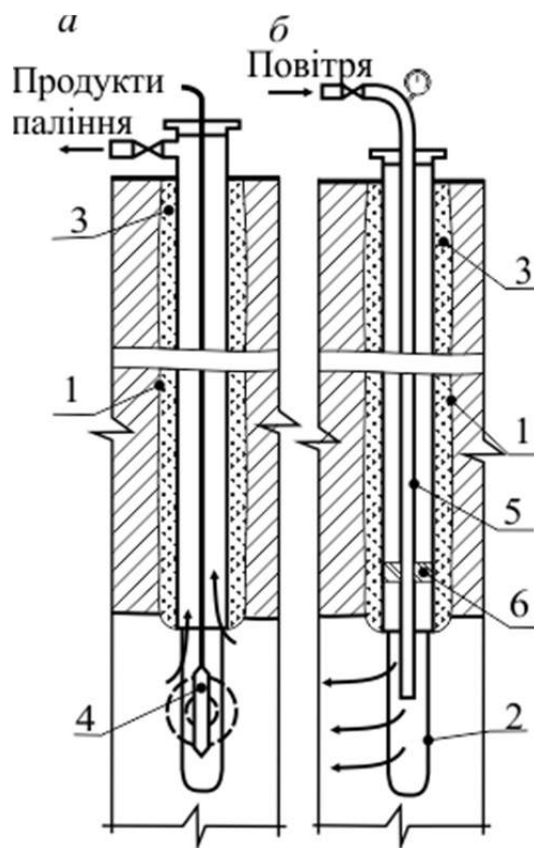


Рис. 3.14. Схема свердловин для підземної газифікації корисних копалин:  
 а – запальна свердловина; б – нагнітальна свердловина; 1 – обсадна колонна;  
 2 – вибієві свердловини; 3 – цементне кільце; 4 – запальний патрон;  
 5 –повітроподавальна труба; 6 – пакер

Гирлове обладнання для підземного розчинення солей показало на рис. 3.11. Воно складається з концентрично розташованих труб для регулювання подачі води, нерозчинника і відбору розсолу. Тиск води, що подається в свердловину, визначається манометром, рівень нерозчинника в камері – за допомогою контрольної трубки, опущеної в кільцевий простір між обсадною та експлуатаційними колонами труб. При підземному вилуговуванні металів до гирлового обладнання пред'являються особливі вимоги. Зазвичай затрубний простір на гирлі свердловини заливається гідроізоляційними матеріалами. Це уберігає від попадання в ґрунтовий шар робочих і продуктивних агентів. Застосовують також засипку гідрофобних матеріалів, що поглинають і нейтралізують, витравлюють розчини і т.п.

Для нагнітальних свердловин, що працюють в напірному режимі, використовується оголовок (рис. 3.15), в якому є патрубок для подачі вилуговуючого розчину і поплавка, який перекриває за допомогою запірної шпильки отвір у

кришці корпусу. Розчин через патрубок нагнітається в свердловину, а гази, що утворюються, скупчуються над поплавком. Якщо тиск газів перевищує тиск розчину, то поплавок, переміщуючись вниз, тимчасово відкриває отвори для викиду газів.

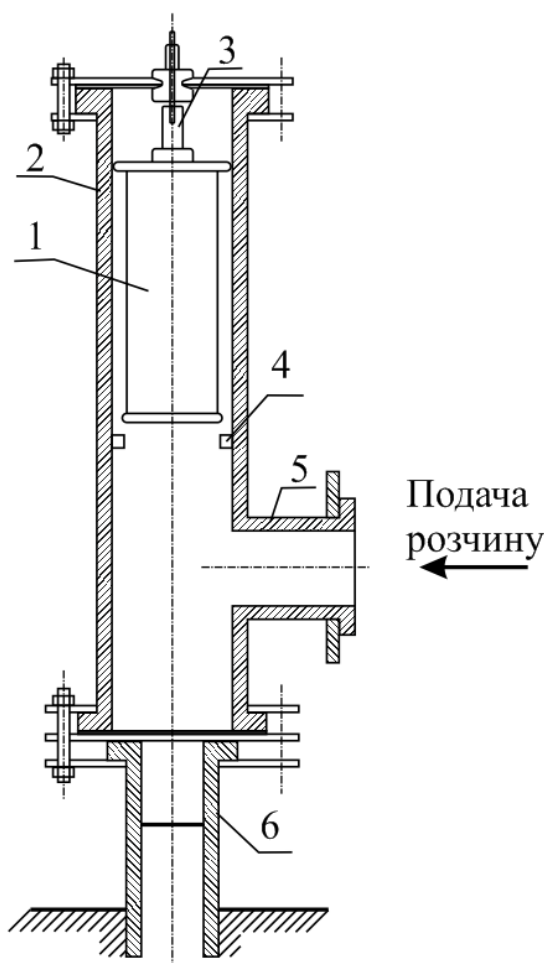


Рис. 3.15. Конструкція оголовка нагнітальної свердловини, що працює в напірному режимі: 1 – поплавок; 2 – корпус; 3 – запірний штифт, 4 – фіксатори поплавка; 5 – вхідний патрубок; 6 – експлуатаційна колона

Конструкція відкачної свердловин залежить від застосування розчино-підйомного обладнання. Сепаратор на свердловині при використанні ерліфтів зображений на рис. 3.16.

Сепаратор слугує для відділення продуктивних розчинів від повітря і піску. Він приєднується до розчино-підйомної труби і складається з корпусу, двох ємностей, із яких одна слугує для введення пульпи, друга – для зливу розчину в колектори. При надходженні пульпи сепаратор повітря видаляється з нього через отвори в ємностях, всі механічні домішки осідають на дні корпусу сепаратора. Перегородка в корпусі сепаратора забезпечує осадження суспензій, які періодично випускаються з сепаратора за допомогою пробки. Кількість розчину, що надійшов з свердловини, реєструється поплавковим витратоміром.

Вибір засувок та іншого гирлового обладнання залежить від дебіту, тиску і температури свердловинного середовища. При температурі до 100° С при тиску до 0,1 МПа встановлюються сталеві засови. При надмірному тиску понад 5

МПа (геотермальні свердловини) гирла напірних свердловин обладнуються фонтанною арматурою. Гирлове обладнання для термальних свердловин, підземного вилуговування й інших способів видобутку має відповідати температурним умовам і типу агресивно-пасивного середовища.

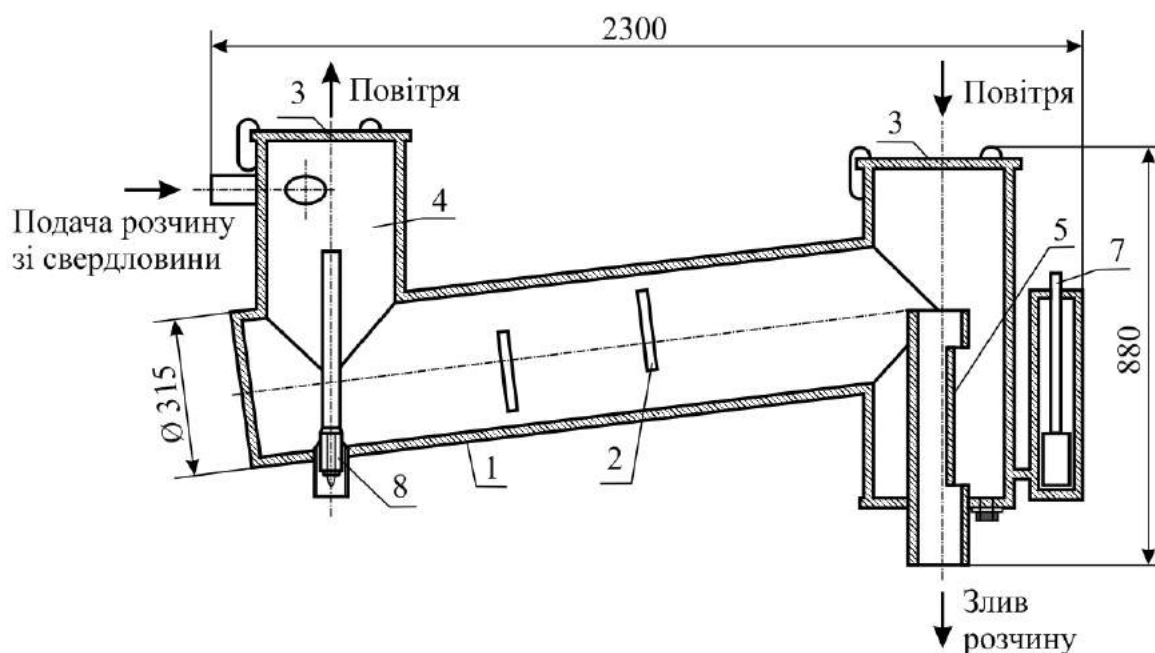


Рис. 3.16. Конструкція пристрою для обладнання устя відкачних свердловин при підземному вилуговуванні металів: 1 – корпус оголовка; 2 – перегородки; 3 – отвір для повітря; 4 – ємність для розчину, що надійшов з свердловини; 5 – ємність зливу; 6 – зливний патрубок; 7 – поплавковий витратомір; 8 – пробка

### 3.5.2. Вибійне обладнання свердловин

Привибійні зони геотехнологічних свердловин у інтервалі продуктивного горизонту можуть бути з фільтрами й без фільтрів. Безфільтрові свердловини довговічні і надійні в експлуатації, мають незначні металоємність і експлуатаційні витрати по обробці присвердловинної зони вибухами, мають високі дебїти і не вимагають спеціальних робіт по забезпеченню захисту фільтрів. Фільтрові свердловини застосовуються при підземному вилуговуванні (ПВ) металів. Фільтри слугують для вільного пропуску в пласт корисних копалин вилуговуючих розчинів та вилучення з нього продуктивних розчинів без механічних домішок. Будучи одним з основних елементів свердловини, фільтри визначають її дебїт і довговічність, оскільки в більшості випадків погіршення стану фільтра призводить до зниження продуктивності свердловини. Вибір типу і конструкції фільтра залежать від властивостей бічних порід. Наприклад, фільтри з круглою або цільовою перфорацією застосовують в нестійких породах з крупністю гравію або галечника 30 – 100 мм за наявності їх понад 50% за масою в піску з гравієм крупністю 1 – 10 мм. Кращими є фільтри з круглою і щільною перфорацією з водоприймачем із дротяної обмотки штампованого листа або квадратної сітки.

Аналогічні фільтри встановлюють у колекторах з грубозернистим піском з розміром частинок 1 – 2 мм. Трубчасті, або стрижневі, фільтри із сітки гладкого плетіння встановлюються в середньо- і дрібнозернистих пісках. Зазвичай їх влаштовують з одно- та багат шаровою піщаною або гравійною засипкою. Довжина фільтрів залежить від потужності продуктивного пласта  $m$  і приймається рівною  $(0,8 - 0,9) m$ . Встановлюють фільтри на відстані 0,6 – 1,1 м від покрівлі і підшви пласта.

### 3.6. Розчинопідйомне обладнання свердловин

При геотехнологічній розробці родовищ корисних копалин видача продуктивних розчинів на земну поверхню може здійснюватися самозливом, протитечею за рахунок тиску нагнітання води або хімічного розчину і спеціальним гідропідйомом. Так при підземному вилуговуванні металів, коли рівень продуктивного горизонту перевищує позначку земної поверхні, продуктивний флюїд самозливом надходить в гірничу виробку, з якої виводиться на земну поверхню. На розсолопромислах розсоли видаються протитечійним рухом під дією тиску води, яка нагнітається в камеру. У більшості випадків продуктивні флюїди, рідка сірка, розсоли і пульпа видаються за допомогою розчинопідйомного устаткування, що містить у собі насоси, гідроелеватори (струменеві насоси), ерліфти, запірну апаратуру (засувки, клапани, з'єднання тощо), а також трубопроводи. Насосні установки отримали поширення при підземному вилуговуванні і гідравлічному диспергуванні. Їх основу складають занурені, відцентрові, діафрагментні або вакуумні насоси. Занурювальні насосні установки складаються з відцентрового насоса свердловини, заглибного електродвигуна, струмопровідного кабелю, системно-автоматичного управління, а також розчинопідйомного трубопроводу та гирлового обладнання. Під час роботи насосний агрегат знаходиться в розчині (рис. 3.18). Деталі електронасосів виготовляють з корозійностійких матеріалів. Це забезпечує тривалу і надійну роботу в лужних і кислотних розчинах.

Діафрагмові насосні установки складаються із діафрагмового насоса, що опускається у свердловину, і механізму дистанційного керування насосом на поверхні (рис. 3.19). Насоси цього типу працюють наступним чином. Рідина (технічна вода, вилуговуючий розчин) подається по напірних трубах у порожнину перфорованої трубки і гумової діафрагми. Під тиском цієї рідини діафрагма розширюється і видавлює розчин, що надходить у корпус насоса із свердловини через втулку з всмоктувальним клапаном, і далі подає його в експлуатаційну колону. Зменшуючи тиск робочої рідини, створюють умови, при яких гумова діафрагма за рахунок пружності займає вихідне положення, в результаті чого продуктивний флюїд зі свердловини заповнює корпус насоса. Цикл закачування повторюється.

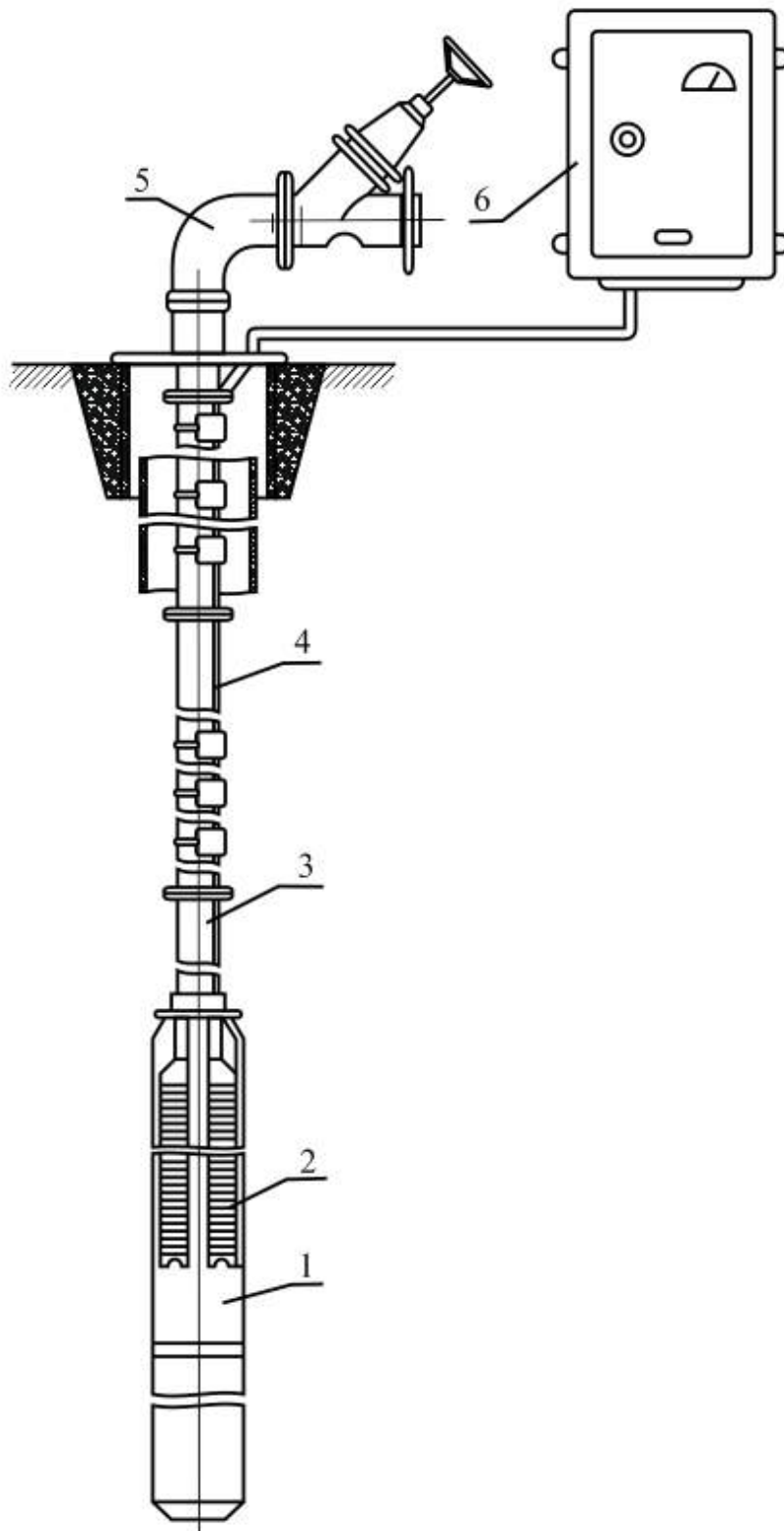


Рис. 3.18. Конструктивна схема розташування електричного заглибного насоса у свердловині: 1 – електродвигун; 2 – відцентровий насос; 3 – експлуатаційна колона труб; 4 – струмопровідний кабель; 5 – оголовок свердловини; 6 – пульт управління

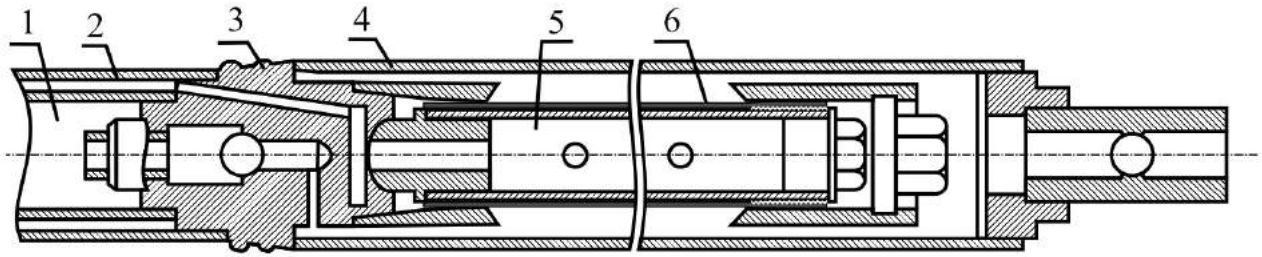


Рис. 3.19. Поздовжній розріз діафрагмового насоса: 1 – експлуатаційна колона; 2 – труба для нагнітання рідини; 3 – нагнітальний клапан; 4 – корпус; 5 – перфорована труба; 6 – гумова діафрагма; 7 – всмоктувальний клапан

Вакуумні насосні установки працюють на принципі створення вакууму в розчинопідіймній колоні труб. У всмоктувальній колоні розрідження створюється шляхом вакуумування (відсмоктування) повітря поршневыми або відцентровими насосами. Гідроелеватори і ерліфтні установки застосовують для напірного гідравлічного підйому продуктивних розчинів з експлуатаційних свердловин. Гідроелеватори, або струминні насоси, – найбільш прості пристрої для підйому гідросумішей. Вони працюють на принципі розрідження, коли через насадку з великою швидкістю вода виходить у трубу і по дорозі створює вакуум (розрідження), за рахунок якого продуктивний розчин закачується в камеру змішування (рис. 3.20, *а*). У цій камері напірний струмінь, що рухається з великим запасом енергії, змішується з продуктивним розчином (гідросуміш) і через дифузор виштовхує його в робочий трубопровід. Криві напірних характеристик (рис. 3.20, *б*) показують значне зниження тиску на виході з гідроелеватора в порівнянні з тиском у насадці.

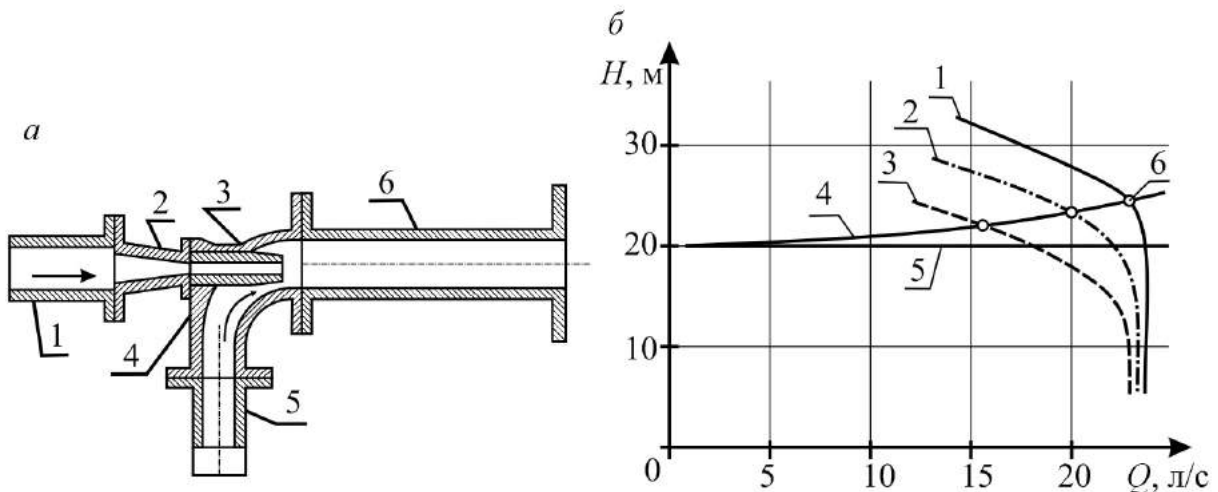


Рис. 3.20. Конструктивна схема гідроелеватора: *а* – схема установки: 1 – напірний трубопровід; 2 – патрубок; 3 – насадка; 4 – патрубок; 5 – всмоктувальний трубопровід; 6 – камера змішування; *б* – характеристики гідроелеватора: 1, 2, 3 – при тиску напору  $P = 4,0; 3,5; 3,0$  МПа; 4 – характеристика трубопроводу; 5 – висота подачі продуктивного розчину; 6 – робоча точка при  $\rho = 1300$  кг/м<sup>3</sup>

При свердловинному гідровидобуванні застосовують гідроелеватори кільцевого та центрального типів, що відрізняються місцем розташування напірного струменя (рис. 3.21). Гідроелеватори кільцевого типу транспортують частинки більшої гідравлічної крупності з більш високою продуктивністю на всмоктуванні в порівнянні з гідроелеваторами центрального типу.

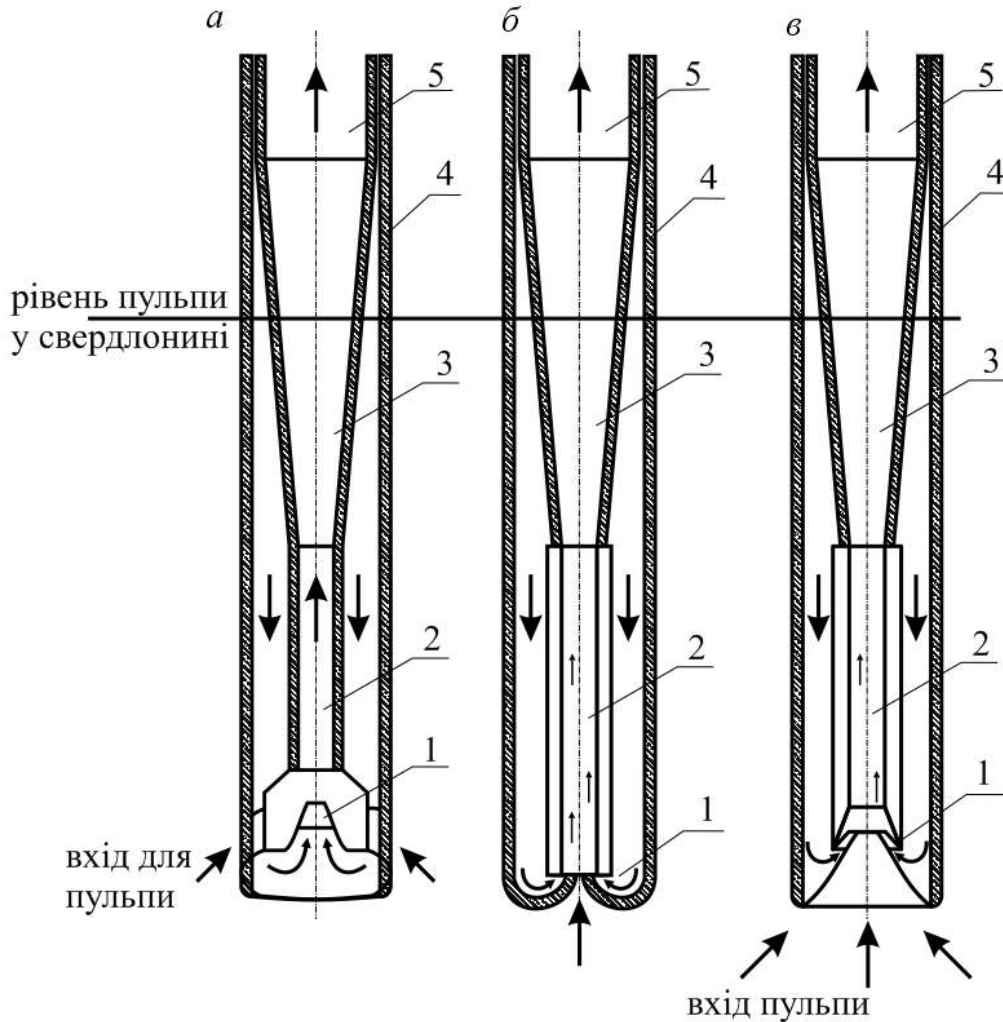


Рис. 3.21. Схема свердловинних гідроелеваторів для свердловинного гідровидобування: а – гідроелеватор центрального типу з перфорованою насадкою; б, в – гідроелеватори кільцевого типу, відповідно, з одно- і двоплощинним струменем; 1 – насадка; 2 – камера змішування; 3 – дифузор; 4 – обсадна (зовнішня) труба; 5 – трубопровід для підйому гідросуміші

Гідроелеватори з центральним робочим струменем розраховані на більш високий тиск, що забезпечує їх надійну роботу при підйомі гідросуміші по глибоких свердловинах. Вони бувають з низхідними робочими струменями, а також з перфорованої робочою насадкою. Гідроелеватори з низхідним робочим струменем (рис. 3.22, а) мають більшу продуктивність по твердому тілу, але працюють з меншим напором у порівнянні з гідроелеваторами з висхідним центральним струменем. Кільцеві гідроелеватори бувають з одно- і двоверхневими (рис. 3.22, б та 3.22, в) робочими струменями. Двоверхневі струмені забезпечують більш високу продуктивність по твердому тілу, проте всмоктува-

льні щілини мають менший розмір, ніж кільцеві однеповерхневі струмені. Економічно вигідна глибина розробки родовищ з підйомом гідросумішей гідроелеваторами кільцевого типу складає 50 м, а центрального – до 100 – 120 м. Видача гідросумішей з глибин до 350 м можлива тільки при спільній роботі ерліфтного підйому з підпором від гідроелеватора.

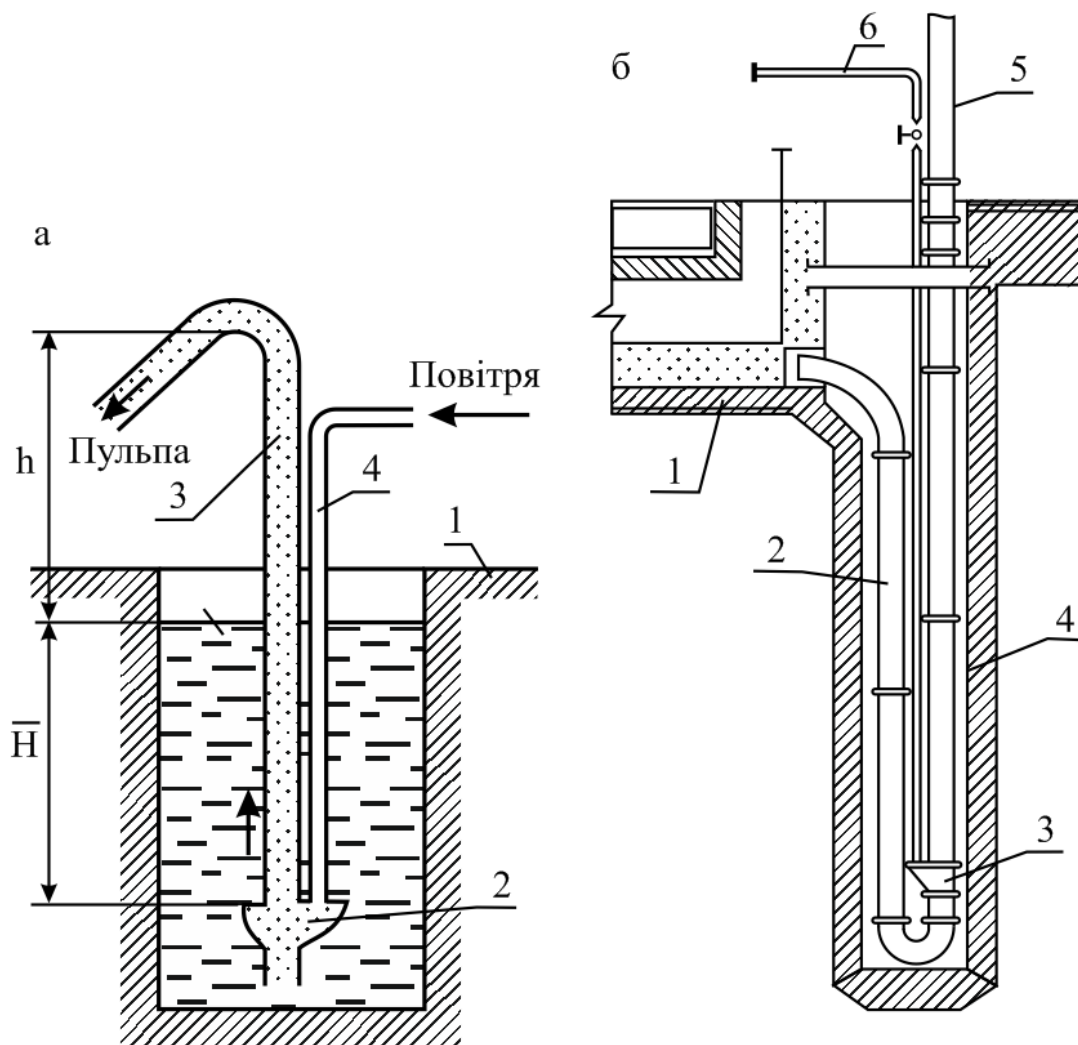


Рис 3.22. Схема ерліфтної установки: а – принципова схема; 1 – рівень подачі пульпи; 2 – камера змішування, 3 – трубопроводу; 4 – повітропровод; б – схема монтажу установки в свердловині: 1 – трубопровод для гідропульпи; 2 – відвідна труба; 3 – камера змішувача; 4 – колодязь; 5 – трубопровод; 6 – повітропровод

Ерліфти – пристрої для вертикального транспортування (підйому) абразивних і агресивних продуктів видобування по експлуатаційних свердловинах підземного вилуговування металів, підземної виплавки сірки і свердловинного гідровидобування. Трубопровідні елементи занурюються в приймач пульпи (продуктивного розчину). При подачі в камеру змішувача повітря під тиском утворюється гідросуміш легша, ніж суміш у приймальному трубопроводі. Завдяки дії сполучених посудин утворюються трикомпонентна суміш, яка під дією стисненого повітря подається по транспортному трубопроводу на поверхню. Висота підйому визначається кількістю подаваного повітря та іншими факто-



рами. Для ерліфтної видачі вилуговувальних розчинів застосовується декілька конструкцій ерліфтів. На рис. 3.23 показана схема ерліфтної установки з центральною повітроподавальною трубою і додатковою розчинопідіймною трубою, які розміщуються в експлуатаційній колонні труб. Для спостереження за динамічним рівнем гідросумішей ерліфт обладнують п'єзометричною трубою, що опускається нижче розрахункового динамічного рівня на 5 – 10 м.

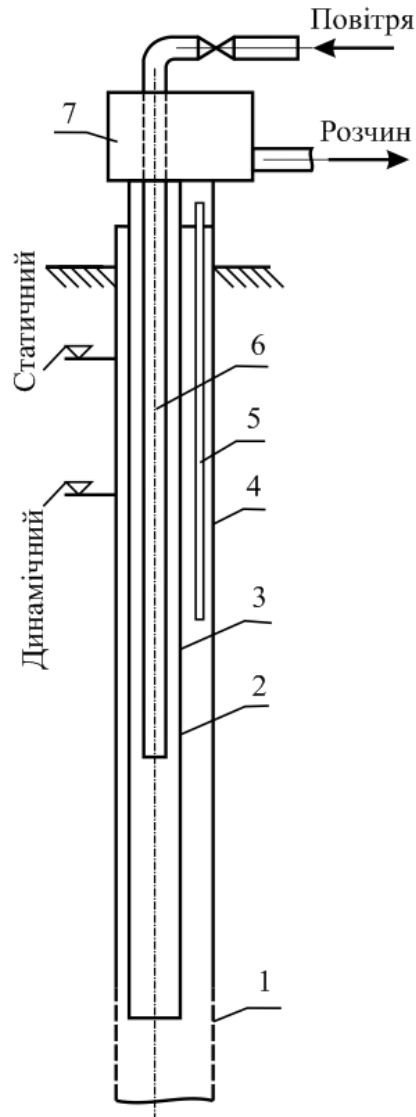


Рис. 3.23. Конструктивна схема ерліфтної установки з центральною повітроподавальною трубою: 1 – фільтр, 2 – розчинопідіймна труба; 3 – змішувач, 4 – експлуатаційна колона труб; 5 – п'єзометрична трубка; 6 – центральна повітроподавальна труба; 7 – сепаратор

Діаметри трубопроводів повітроподавальної і розчинопідіймної колон на різних глибинах зумовлювали ККД установок, надійність роботи та техніко-економічні показники. Із досвіду роботи ерліфтних установок відомо, що при видачі за допомогою ерліфту 5, 10 і 15 м<sup>3</sup>/т гідросуміші необхідно приймати діаметром повітроподавальних труб відповідно 15, 20 і 26 мм і діаметри розчинопідіймних труб – відповідно – 40, 50 і 70 мм.

При великих висотах підйому розчинів доцільно застосовувати ступінчасті ерліфтні установки. Постачання повітрям ступенів ерліфта може бути як груповим, так і індивідуальним. Індивідуальне повітропостачання передбачає живлення кожного ступеня підйому від окремого компресора. При груповому постачанні повітря ерліфтні установки живляться від колектора компресорної станції. Глибина установки змішувача ерліфтною установки залежить від висоти підйому розчину, тобто обумовлена відстанню від рівня наливу гідросуміші до динамічного рівня розчину в свердловині

$$H = \eta/h, \quad (3.3)$$

де  $\eta$  – коефіцієнт занурення,  $\eta = 1,7 - 2,6$ ;  $h$  – висота підйому розчину, м.

$$\bar{H} = h/(H + h). \quad (3.4)$$

Продуктивність установки і ККД підвищуються зі збільшенням  $\bar{H}$ . З досвіду, значення відносного занурення повинно бути у межах 0,4 – 0,8 м.

### 3.7. Безтрубне кріплення геотехнологічних свердловин

Безтрубне кріплення свердловин дозволяє різко знизити потребу в обсадних трубах, матеріал яких нерідко дефіцитний та високовартісний. Його виконують формуванням на стінках свердловин міцного водонепроникного покриття на твердіючих тампонажних розчинах хімічним зміцненням і закріпленням нестійких і слабкостійких порід, а також стабілізацією промивальними розчинами в процесі буріння свердловин. Найбільш перспективний із зазначених способів – спосіб кріплення свердловин міцним ізоляційним покриттям з отверділого матеріалу (рис. 3.24).

Формування покриття починають з спуску в свердловину колони труб з відстійником, фільтром, надфільтровим патрубком і опалубної частини колони. Потім обладнують прифільтрову зону гравійної обсіпки, готують тампонажний розчин і подають його в запалубний простір. Після цього від'єднують опалубну колону від фільтрової і періодично обертають її після початку схоплювання розчину до повного його затвердіння. Далі витягають опалубну колонку і контролюють якість тампонажного покриття. Тампонажний розчин подають в затрубний кільцевий простір між опалубною колоною і стінками свердловини продавлюванням розчину. Для формування тампонажного каменю застосовують розчини із цементу, синтетичних смол і силікату натрію в поєднанні з піском, глиною, кордовим волокном, гумовою крихтою, відходами виробництва шкіряних заводів і т.п. Новоутворена на стінках свердловини ізоляційна оболонка виконує ті ж функції, що й обсадні труби – вона повинна забезпечувати відповідну міцність і стійкість. Для середнього діаметра свердловини 100 – 150 мм і товщини ізоляційного покриття 20 – 30 мм відношення товщини покриття до внутрішнього діаметра становитиме 1:6.

Оскільки ізоляційне покриття має форму круглого кільця, то воно піддається рівномірно розподіленому зовнішньому  $P_n$  і внутрішньому  $P_v$  тиску. Якщо в свердловині відсутній внутрішній тиск стовпа промивальної рідини ( $P_v = 0$ ), то розрахункова міцність ізоляції

$$\sigma_p = \frac{2R^2}{R^2 - r^2} P_H, \quad (3.5)$$

де  $R, r$  – зовнішній і внутрішній радіуси ізоляційного покриття.

Необхідну межу міцності  $\sigma_p$  покриття остаточно визначають з урахуванням того, що може статися зминання оболонки при критичному тиску, тобто коли  $P_H = P_{кр.н}$

$$\sigma_p = \frac{2R^2}{R^2 - r^2} P_{кр.н}, \quad (3.6)$$

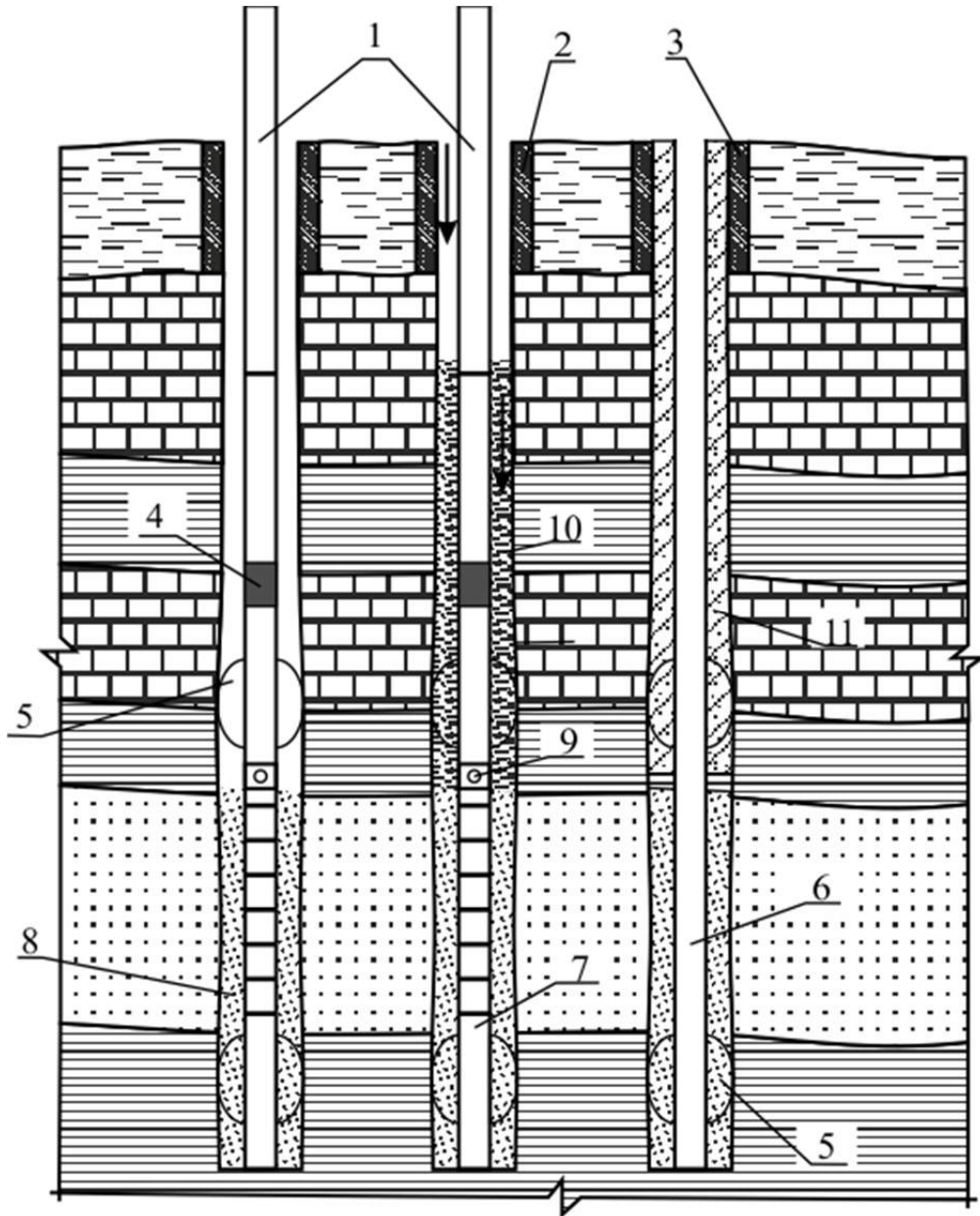


Рис. 3.24. Принципова схема безтрубного кріплення свердловин тампонажним розчином: 1 – опалубна колона; 2 – кондуктор, 3 – затрубний цементация; 4 – різьбовий перехідник; 5 – напрямні ліхтарі; 6 – щільний фільтр; 7 – відстійник; 8 – гравійна обсіпка; 9 – цементувальний блок; 10 – тампонажний розчин; 11 – тампонажний камінь

Критичний тиск визначають з умови стійкості покриття на зминання

$$P_{\text{кр.н}} = \frac{2E}{1-\mu} \delta^3, \quad (3.7)$$

де  $E$  – модуль пружності цементного каменю;  $\mu$  – коефіцієнт Пуассона;  $\delta$  – відносна товщина стінки цементного покриття

$$\delta = \frac{R-r}{2R}. \quad (3.8)$$

Зовнішній діаметр ізоляційного покриття залежить від діаметра свердловини, необхідної товщини покриття і обумовлений діаметром породоруйнівного інструменту, що застосовується при бурінні. Якість безтрубного кріплення стінок свердловин (монолітність, водонепроникність та міцність) перевіряють бурінням контрольних свердловин з відбором зразків, розкриттям шурфу і визначенням питомого водопоглинення, а також сейсмоакустичних та електричних методів.

### 3.8. Підготовка родовища

**Підготовка родовища до експлуатації** – комплекс робіт, який включає буріння свердловин до корисних копалин та їх обладнання, створення каналів проникності, збільшення прийомистості свердловин і дорозвідку геотехнологічного поля. Буріння геотехнологічних свердловин по пласту корисних копалин проводять після облаштування свердловини (установлення обсадної колони, тампонажу кільцевого затрубного простору і перевірки її герметичності). Зазвичай свердловини бурять до підшови пласта, іноді перебудують на 2 – 3 м в породи підшови, наприклад при підземній виплавці сірки. Буріння по пласту покладу забезпечує створення початкової поверхні для геотехнологічної розробки, достатньою для одержання промислової продуктивності свердловин по кондиційних розчинах.

Після закінчення буріння по пласту корисних копалин свердловину очищають і опускають в неї експлуатаційні колони труб. Труби монтуються на муфтових, зварних та ніпельних з'єднаннях з нанесенням на різьбові з'єднання спеціального високоякісного змащення, що володіє хорошими ущільнювальними і протизадирочними властивостями. На поверхні монтуються технологічні трубопроводи, що приєднуються до оголовків свердловин через гирлову арматуру. Штучні канали проникності в пласті корисної копалини створюють при підземній газифікації вугілля, вилуговуванні металів, свердловинному гідровидобутку і розчиненні солей. При підземній газифікації вугілля підвищена проникність масиву між свердловинами досягається за рахунок створення штучного каналу, тобто збійки свердловин, здійснюваної за допомогою повітря високого тиску, гідравлічного розриву пласта з вогневою проробкою каналів, електричної збійки, буріння горизонтальних свердловин по вугільному пласту, комбінованих способів. Широке застосування отримали вогнева фільтраційна збійка свердловин і з'єднання каналу шляхом буріння горизонтальної свердловини по вугільному пласту (похило-направлене буріння) з подальшим переміщенням фронту горіння назустріч дуттьовому потоку. Гідророзрив як метод створення в масиві глибоких тріщин більшого розкриття, здатних бути ефективними гідро-

динамічними каналами для руху рідини, широко застосовується також у практиці робіт по вторинних методах нафтовидобутку, створення спеціальних ватних екранів і завіс, потужних природних теплообмінників і т.п. Горизонтальні і вертикальні тріщини в гірському масиві створюються під тиском рідини, що перевищує гідростатичний тиск порід

$$P = \gamma H + P_{\text{доп}}, \quad (3.9)$$

де  $\gamma$  – середня об'ємна маса верхньої товщі порід,  $\text{кг/м}^3$ ;  $H$  – глибина залягання корисної копалини, м;  $P_{\text{доп}}$  – додатковий тиск (5 – 10 МПа).

Збійки свердловин розчиненням здійснюють у соляних пластах шляхом розмиву – при свердловинному гідровидобуванні. Електрозбійку свердловин утворюють інтенсивним прогріванням вугілля між електродами, встановленими у відповідних свердловинах. Проникність рудного масиву підсилюють за допомогою промислових вибухових речовин, розміщених у шпурах або свердловинах, пробурених з поверхні або гірничих виробок.

Під **системою розробки** при геотехнологічному видобуванні корисних копалин розуміється схема розташування технологічних свердловин і певний порядок уведення їх в експлуатацію, узгоджених у просторі і часі. Зазвичай корисні компоненти беруться з продуктивного пласта і процес видобування виконується через технологічні свердловини, пробурені з поверхні. В окремих випадках (при підземному вилуговуванні металів) системи розробки можуть бути підземними, коли розкриття здійснюється підземними гірничими виробками, або комбінованими, коли продуктивний пласт розкривають підземними гірничими виробками в комбінації зі свердловинами, пробуреними з земної поверхні.

Складністю і різноманіттям природних умов зумовлюється вибір системи розробки, вироблений на основі техніко-економічних розрахунків з урахуванням безпеки праці робітників і заходів з охорони навколишнього середовища. Напрямок геотехнологічного відпрацювання продуктивного пласта приймають при урахуванні форми родовища і елементів його залягання (простягання, кута падіння, потужності, розмірів і контурів покладу та ін.), а також гідрогеологічних умов. Відпрацювання може вестися за простяганням, падінням і підняттям продуктивного пласта.

### 3.9. Відновлення продуктивності свердловин

Продуктивність свердловин у процесі їх експлуатації, як правило, знижується. Однією з основних причин зниження продуктивності свердловин є кольматація – засмічення фільтрів і прифільтрових зон частинками породи і відкладення солей кальцію, магнію, заліза, кремнію та інших сполук. Кольматація за своєю природою буває трьох видів: механічна, хімічна та біологічна. До механічної кольматації схильні сітчасті, щілинні та блочні фільтри внаслідок перекриття їх отворів піском, глиною, гравієм, у зв'язку з чим дебіт свердловини зменшується на 20 – 30%. Зниженню механічної кольматації сприяє створення фільтра із крупнозернистого піску і правильно виконаної гравійної обсіпки навколо приймальної частини фільтру.

**Хімічна кольматація** характеризується виділенням в зоні фільтрів важкорозчинних карбонатних опадів  $CaCO_3$  і  $MgCO_3$  а також залізистих опадів  $Fe(OH)_3$ . У результаті реакції матеріалу каркас фільтра з продуктивним розчином або підземними водами, що містять сірководень  $H_2S$ , утворюються непроникні і важкорозчинні сірчисті відкладення заліза, міді та цинку. Інтенсивність хімічної кольматації можна зменшити, якщо зберегти рівномірний режим експлуатації свердловин і не допускати аерації підземних розчинів. При їх відкачуванні не рекомендується використовувати ерліфтні підйомники, а при експлуатації заглибних насосів необхідно стежити за роботою зворотних клапанів, щоб запобігти надходженню аерованого розчину в зону фільтра. Накопичення відкладень може відбуватися в результаті корозії фільтра під дією агресивного продуктивного розчину, які мають властивості електроліту. Найбільш активно цей процес протікає, якщо фільтр виконаний з різних металів і відсутній надійний антикорозійний захист. Для його запобігання необхідно виготовляти каркаси фільтрів з пластмаси або сталевих труб з антикорозійним покриттям, використовувати фільтрувальні сітки із нержавіючої сталі, а також замість обмотувального дроту – шнури з полімерних матеріалів.

**Біологічна кольматація** – результат життєдіяльності мікроорганізмів, що розмножуються в осадах фільтрів після хімічних та електрохімічних процесів. Виділений при цьому гідрат окису заліза сприяє переведенню закису заліза в нерозчинний окис, який осідає на робочій поверхні фільтрів, внутрішніх стінках стовбура свердловин і насосному обладнанні.

**Механічна** і особливо **хімічна кольматація** супроводжується утворенням конгломератоподібних структур, тоді як біологічно-рихло-пористі утворення. Всі вони в початковій стадії мають порівняно невелику міцність і легко можуть бути видалені різними методами, із яких поширення набули імпульсні. Імпульсні методи обробки фільтрів і прифільтрових зон основані на використанні енергії вибухів торпед з детонуючого шнура (ТДШ), електричних розрядів у рідині, пневмопідривань, газової детонації. Виникаючі при вибухах ударні хвилі порушують суцільність кольматуючих відкладень і формують додаткові тріщини в породах, частково руйнуються біля стінок свердловин. Гідродинамічні і фільтраційні потоки, які супроводжують вибухи, сприяють видаленню зруйнованого осаду з поверхні фільтра, із пор і тріщин.

Для декольматації свердловин, що знизили продуктивність внаслідок «заростання» фільтрів і прилеглих до них порід рихлими опадами застосовують вібраційний метод. Механічні коливання забезпечують руйнування кольматуючих відкладень, порушення структурних зв'язків між породою і кольматантами і видалення зруйнованих опадів прокачкою. Ефективного вилучення кольматанту з прифільтрової зони свердловин імпульсні та вібраційні методи обробки часто не забезпечують. У низці випадків більш високе виймання кольматуючих утворень досягається розчиненням їх у реагентах. Однак розчини не завжди здатні проникнути в зцементовану зону продуктивних пластів через її низьку проникність і фільтраційну неоднорідність. Найбільш успішно продуктивність свердловин відновлюється при використанні комбінованих методів обробки, в яких поєднуються імпульсні і реагентні методи. У цих випадках масообмін між

розчинниками та кольматантами інтенсифікується: під дією імпульсних навантажень реагенти глибше проникають за контур фільтра, а розчинені речовини краще відводяться із контактної зони. Гідродинамічний тиск створюється вибухом ТДШ, пневмо- і електровибуху, вібрацією або ультразвуком з наступним або одночасним розчиненням зруйнованих кольматантів у реагентах.

### 3.10. Прикладні задачі до глави 3

#### Вибір оптимальних технологічних параметрів свердловинного видобування корисних копалин

Багатоцільовий характер діяльності підприємства СГД ускладнює процес прийняття рішення при виборі оптимальних технологічних параметрів. Складний сам по собі вибір критерію оцінки, єдиної думки про нього поки немає. Останнім часом усе частіше таким критерієм вважають сумарний прибуток. Орієнтовно можна оцінити оптимальні параметри досліджуваної технології залежністю, грн/т:

$$P=f(R), \quad (3.10)$$

де  $P$  – питомий розрахунковий прибуток від видобутку корисних копалин, грн/т;  $R$  – радіус камери, м.

Оцінюючи прибуток як різницю між ціною і собівартістю, необхідно розрахувати наступні витрати на заробітну плату, амортизаційні відрахування, на електроенергію, умовно-постійні витрати, витрати на воду. Розрахунок ведеться в наступній послідовності:

Запаси корисних копалин, що добуваються, однією свердловиною, т:

$$V_{\text{СКВ}} = \pi \cdot R^2 \cdot m \cdot \rho, \quad (3.11)$$

де  $m$  – потужність покладу, м;  $\rho$  – щільність корисних копалин, т/м<sup>3</sup>.

Втрати корисних копалин у ціликах між камерами, т:

$$Q_{\text{ПЦ}} = a \cdot m \cdot \rho - V_{\text{СВ}}, \quad (3.12)$$

де  $a$  – відстань межу добувними свердловинами, м.

Сумарні втрати корисних копалин на ділянці, що відпрацьовується однією свердловиною, т:

$$Q = Q_{\text{ПЦ}} + V_{\text{СВ}}(1 - C_1), \quad (3.13)$$

де  $C_1$  – коефіцієнт добування відбитих корисних копалин; орієнтовно  $C_1 = 0,95$ .

Тривалість відпрацьовування запасів однією свердловиною, год.:

$$t_{\text{доб}} = \frac{V_{\text{СВ}}}{P'}, \quad (3.14)$$

де  $P'$  – технічна продуктивність добувного агрегату по робочому циклу, т/год.

Час роботи однієї свердловини, год.:

$$t_{\text{доб}} = t_{\text{м}} + t_{\text{дем}} + t_{\text{доб}}, \quad (3.15)$$

де  $t_{\text{м}}$  – час на монтаж видобувного устаткування, год;  $t_{\text{дем}}$  – час на демонтаж видобувного устаткування, год.

Витрати на заробітну плату на одну свердловину, грн:

$$C_{\text{зар}} = \frac{Z_0 \cdot n \cdot t_{\text{см}}}{V_{\text{св}} \cdot C_1 \cdot T_{\text{зм}}}, \quad (3.16)$$

де  $Z_0$  – погодинна тарифна ставка робітника; орієнтовно  $Z_0=8,6$  грн.;  $n$  – чисельність ланки, чол.; орієнтовно  $n = 3$  чол.;  $T_{\text{зм}}$  – тривалість зміни, година, приймається  $T_{\text{зм}}=7$  год.

Амортизаційні відрахування на свердловину, грн/т:

$$C_{\text{амс}} = \frac{C_{\text{св}}}{V_{\text{св}} \cdot C_1}, \quad (3.17)$$

де  $C_{\text{св}}$  – витрати на спорудження свердловини і її облаштуваність, грн.

Амортизаційні відрахування на видобувне устаткування на одну свердловину, грн/т:

$$C_{\text{зар}} = \frac{C_{\text{д}} \cdot H_{\text{д}} \cdot t_{\text{скв}}}{100 \cdot t_{\text{доб}} \cdot \Pi' \cdot N_p \cdot T_{\text{доб}} \cdot T_{\text{см}}} \quad (3.18)$$

де  $C_{\text{д}}$  – вартість видобувного устаткування на одну свердловину, грн;  $H_{\text{д}}$  – норма амортизації добувного устаткування, %; орієнтовно  $H_{\text{д}}=3,3$  %;  $T_{\text{доб}}$  – кількість робочих днівна рік,  $T_{\text{доб}} = 305$  діб;  $N_p$  – кількість видобувних змін на добу.

Амортизаційні відрахування на загальне устаткування, грн/т:

$$C_{\text{ам.об.}} = \frac{C_{\text{об.}} \cdot H_{\text{об.}}}{100 \cdot A_{\text{год}}}, \quad (3.19)$$

де  $C_{\text{об}}$  – вартість загального устаткування, будинків і споруд, грн;  $H_{\text{об}}$  – середня норма амортизації загального устаткування, будинків і споруджень, %; орієнтовно  $H_{\text{об}} = 10\%$ ;  $A_{\text{год}}$  – виробнича потужність підприємства, т/рік.

Сумарні амортизаційні відрахування, грн/т:

$$C_{\text{ам}} = C_{\text{амс}} + C_{\text{амд}} + C_{\text{ам.об.}}, \quad (3.20)$$

Витрати на воду, грн/т:

$$C_{\text{вд}} = q_{\text{в}} \cdot C_{\text{в}}, \quad (3.21)$$

де  $q_{\text{в}}$  – питомі витрати води на видобуток, м /т;  $C_{\text{в}}$  – вартість технічної води, грн/м;  $C_{\text{в}} = 0,069$  грн/м<sup>3</sup>.

Умовно-постійні витрати, грн/т:

$$C_{\text{уп}} = (C_{\text{зар}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{вд}} + C_{\text{ел}}) \cdot K_{\text{уп}}, \quad (3.22)$$

де  $K_{\text{уп}}$  – коефіцієнт, що враховує умовно-постійні витрати; орієнтовно можна приймати  $K_{\text{уп}} = 0,2$ ;  $C_{\text{ел}}$  – питомі витрати на електроенергію, грн/т; орієнтовно  $C_{\text{ел}} = 0,40$  грн/т.

Сумарна собівартість видобутої корисної копалини, грн/т:

$$C_{\text{уп}} = C_{\text{зар}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{вд}} + C_{\text{ел}} + C_{\text{уп}} + \frac{(V_{\text{скв}} \cdot Q_{\text{пц}}) \cdot C_{\text{раз}}}{V_{\text{скв}} \cdot C_1}, \quad (3.23)$$

де  $C_{\text{раз}}$  – витрати на розвідку і підготовку запасів до відпрацювання, грн/т.

Прибуток розраховується за формулою, грн/рік:



$$P = (C - C) \cdot A_{\text{рік}}, \quad (3.24)$$

де  $C$  – ціна корисних копалин, грн/т.

Приклад рішення дивись додаток В.

### Контрольні запитання

1. Призначення і види експлуатаційних свердловин.
2. Призначення і види допоміжних свердловин.
3. Як групуються свердловини за глибиною буріння?
4. Які установки застосовують для буріння геотехнологічних свердловин?
5. Способи буріння свердловин геотехнологічних і характеристик кожного з них.
6. Основні фактори, що визначають конструкцію геотехнологічних свердловин.
7. Яку кількість експлуатаційних колон труб встановлюють у свердловинах при різних методах геотехнологічного видобутку корисних копалин?
8. Які види цементу застосовують для тампонажу затрубного простору?
9. Призначення пакерів і фільтрів, якими оснащуються свердловини.
10. З яких елементів складається видобувне обладнання свердловин залежно від геотехнологічного способу розробки родовища?
11. Характеристика вибійного обладнання свердловин.
12. Як здійснюється безтрубне кріплення геотехнологічних свердловин?
13. Виду кольматації як основної причини зниження? Чого?
14. Продуктивність видобувних свердловин в процесі їх експлуатації.
15. Методи відновлення продуктивності свердловин.

### Список літератури до глави 3

1. Аренс, В.Ж. Геотехнологические методы добычи полезных ископаемых [Текст] / В.Ж. Аренс. – М.: Недра, 1976. – 264 с.
2. Аренс, В.Ж. Геолого-гидрогеологические основы геотехнологических методов добычи полезных ископаемых [Текст] / В.Ж. Аренс, А.М. Гайдин. – М.: Недра, 1978. – 215 с.
3. Веригин, Н.Н. Гидродинамические и физико-химические свойства горных пород [Текст] / Н.Н. Веригин, СВ. Васильев, В.С. Саркисян и др. – М.: Недра, 1980. – 206 с.
4. Осипов, Г.М. Современное состояние и перспективы развития техники и технологии сооружения геотехнологических скважин [Текст]: Материалы семинара-симпозиума. «Бурение геотехнологических скважин» / Г.М. Осипов. – М.: 1984. – С. 6 – 16.
5. Ржевский, В.В. Основы физики горных пород [Текст] / В.В. Ржевский, Г.Я. Новик. – М.: Недра, 1984. – 359 с.
6. Пермяков, Р.С. Технология добычи солей [Текст] / Р.С. Пермяков, В.С. Романов, М.П. Вельды. – М.: Недра, 1981. – 272 с.

## 4. РОЗРОБКА РОДОВИЩ ГЕОТЕХНОЛОГІЧНИМИ МЕТОДАМИ

### 4.1. Вилуговування корисних копалин

#### 4.1.1. Сутність процесу підземного вилуговування

**Підземне вилуговування (ПВ)** – спосіб розробки рудних родовищ шляхом вибіркового розчинення корисного компонента хімічними реагентами і переведення його в рідку фазу з подальшою переробкою металомістких (продуктивних) розчинів. Вибіркове вилуговування в загальному випадку містить в собі наступні етапи: проникнення розчинника до видобувного компонента; хімічну взаємодію компонента з розчинником і ведення в розчинну форму, перенесення хімічної реакції з глибини твердіючої частинки до поверхні розділу фаз; перенесення компонента від поверхні розділу фаз в об'єм кондиційного розчину (додаток Б). Розрізняють свердловинне і шахтне підземне вилуговування.

**Свердловинне підземне вилуговування (СПВ)** – процес переробки руд в природних умовах, розкритих свердловинами, через які здійснюється закачування розчинів, їх рух і зміна складу в межах рудних тіл у заданому напрямку, вилучення розчинених компонентів через відкатні свердловини, проведення контролю за ходом процесу і повнотою переробки руди в надрах. Схема підземного свердловинного вилуговування показана на рис. 4.1.

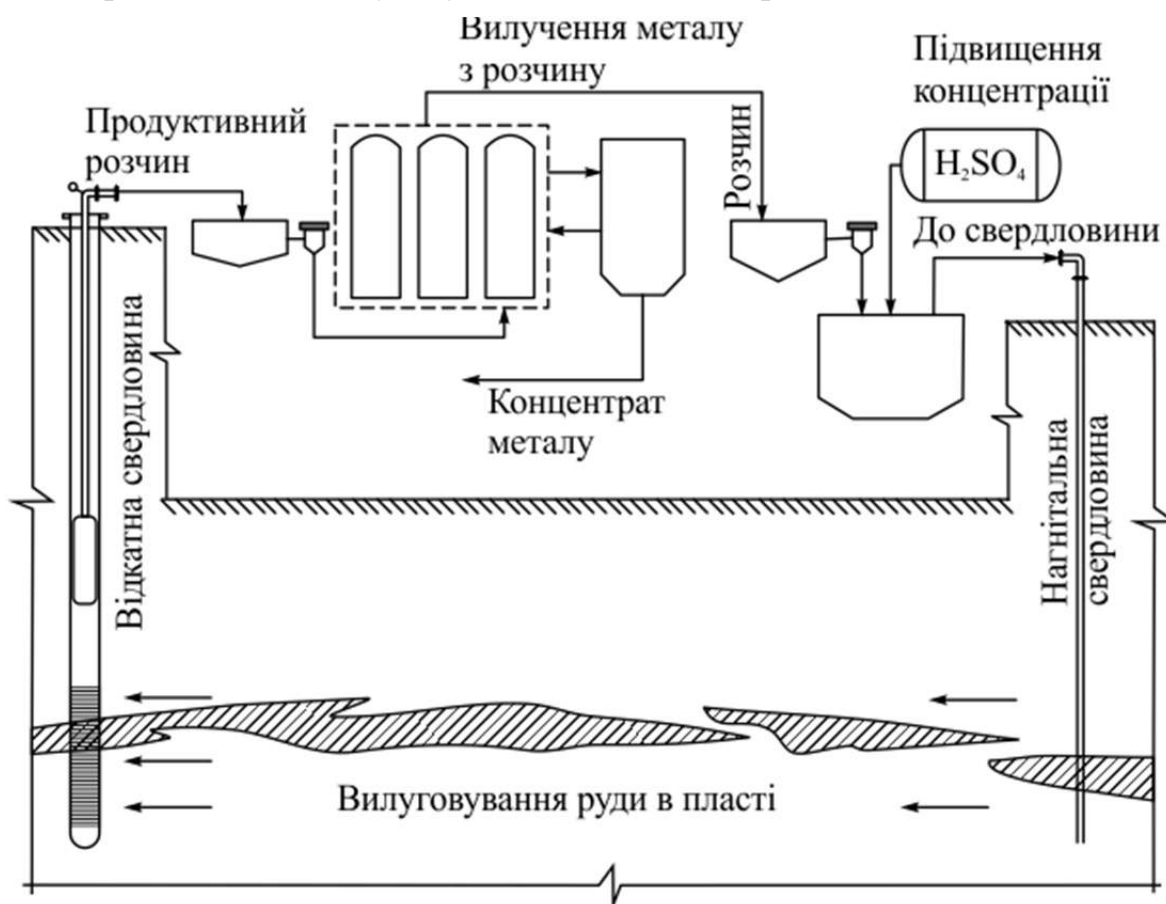


Рис. 4.1. Технологічна схема підземного вилуговування

**Шахтне вилуговування** – процес переробки руд на місці їх залягання, розкритих гірничими виробками і підготовлених до вилуговування спеціальними роботами (наприклад, буропідривні, які забезпечують формування необхідної пористості), подрібнення гірської породи, зрошення її розчинниками, їх гравітаційну інфільтрацію і задану зміну складу в масиві гірських порід, закачування в задалегідь підготовлені резервуари, видачу продуктивного розчину по внутрішніх трубопроводах на поверхню, здійснення контролю за ходом процесу і повнотою переробки руди в експлуатаційних блоках. Підземним вилуговуванням добувають уран, кольорові і рідкісні метали (мідь, цинк, свинець, нікель, золото, фосфорити, борити та ін.). Загальна схема геотехнологічного комплексу з видобутку корисних копалин способом ПВ показана на рис. 4.2.

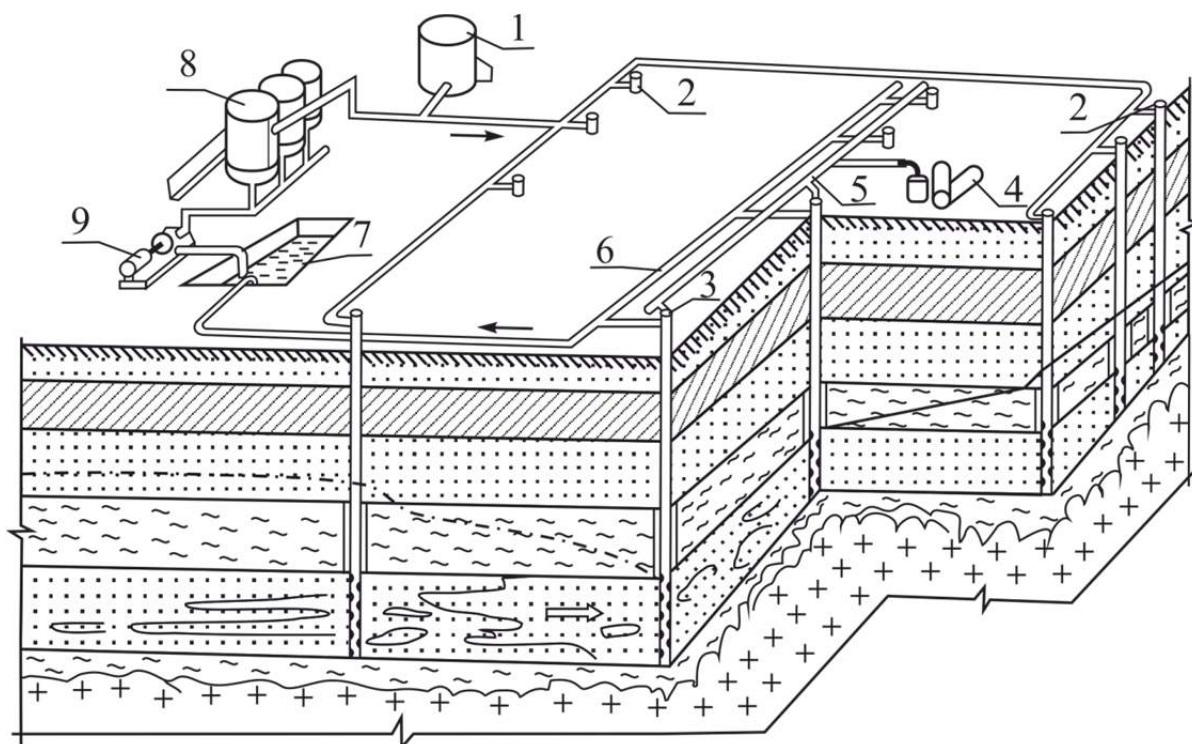


Рис. 4.2. Геотехнологічний комплекс з видобутку корисних копалин методом вилуговування через свердловини: 1 – установка для приготування розчину; 2 – нагнітальна свердловина; 3 – дренажна свердловина; 4 – компресор; 5 – повітропровід для ерліфта; 6 – колектор для кондиційного розчину; 7 – відстійник; 8 – комплекс споруд з переробки розчину; 9 – насос

#### 4.1.2. Фізико-хімічні основи процесу вилуговування

Розрізняють кислотне, карбонатне і бактеріальне вилуговування. **Кислотне вилуговування** – обробка корисних компонентів розчинами кислот руд, які не містять значної кількості карбонатів. **Карбонатне вилуговування** – обробка корисних компонентів розчинами  $NaCO_3$ ,  $NaHCO_3$ ,  $(NH_4)_2CO_3$ ,  $NH_4HCO_3$ , інших реагентів руд, що містять значну кількість карбонатів. **Бакте-**

**ріальне вилуговування** – вилуговування корисних компонентів за участю бактерій, здатних окислювати і прискорювати розчинення корисних компонентів.

Для вилуговування металів використовують такі розчинники: розчин сірчаної, соляної та азотної кислот, технічну воду, кисень, розчини сульфату, оксиду заліза, хлориду, ціаністи та лужні розчини, органічні розчинники. Застосування того чи іншого розчинника залежить від мінерального складу рудного покладу і вмісних порід. З фізико-хімічних позицій підземне вилуговування це процес гетерогенних хімічних взаємодій, що протікають на межі розділу рідкої і твердої фаз і супроводжуються зміненням концентрації реагуючих речовин в рідкій і твердій фазах при фільтраційному русі реагенту в зоні вилуговування. У ході гетерогенних реакцій розчинення твердої речовини виділяються такі стадії: надходження розчинника до поверхні твердого тіла; власне хімічна взаємодія (реакція) на поверхні розділу фаз. У результаті вилуговування металів масив гірських порід змінює свою первісну пористість, питому поверхню і проникність. При цьому відбувається не тільки вилуговування корисних компонентів, а також розчинення породотвірних мінералів. Ефективність вилуговування значною мірою залежить від стану продуктивного пласта. На пластах з гарною природною проникністю (уранові родовища осадового типу, золотоносні піски і т.п.) в кожній частці є вільний доступ витравлювальному розчину. Це дозволяє хімічно активному розчину легко проникати до корисного компонента, так як товщина дифузійного шару між мінералами і розчинником дуже мала.

При розробці скельних тріщинуватих або подрібнених руд підземним вилуговуванням в них відбувається переміщення розчинника і продуктів реакції всередині тріщин, пор і капілярів. У процесі вилуговування спостерігається молекулярна дифузія реагенту і кондиційного розчину. Інтенсивність вилуговування залежить як від геометричних розмірів куска, так і від абсолютного вмісту корисного компонента  $\rho$  і товщини шару мінеральної речовини. Вона характеризується показником швидкості вилуговування, який може бути визначено

$$K_u = \frac{\sqrt{\rho}}{(1 - \sqrt[3]{1 - \rho})^6 \sqrt{1 - \rho}}, \quad (4.1)$$

де  $K_u$  – показник інтенсивності вилуговування рудних кусків з плівковою мінералізацією в порівнянні з дисперсною. Характер зміни показника  $K_u$  залежно від вмісту корисного компонента в рудному покладі зображений на рис. 4.3.

З графіка видно, що зі збільшенням вихідного вмісту металу в руді показник інтенсивності вилуговування  $K_u$  різко знижується в інтервалі  $\rho = 20 - 30$  умовних одиниць. Потім відбувається плавне зменшення цього показника. Таким чином, швидкість і повнота вилуговування при високому вмісті в меншій мірі залежать від розкиду корисного компонента в руді, тому в рудних шарах з високим вмістом корисного компонента тривалість вилуговування зростає.

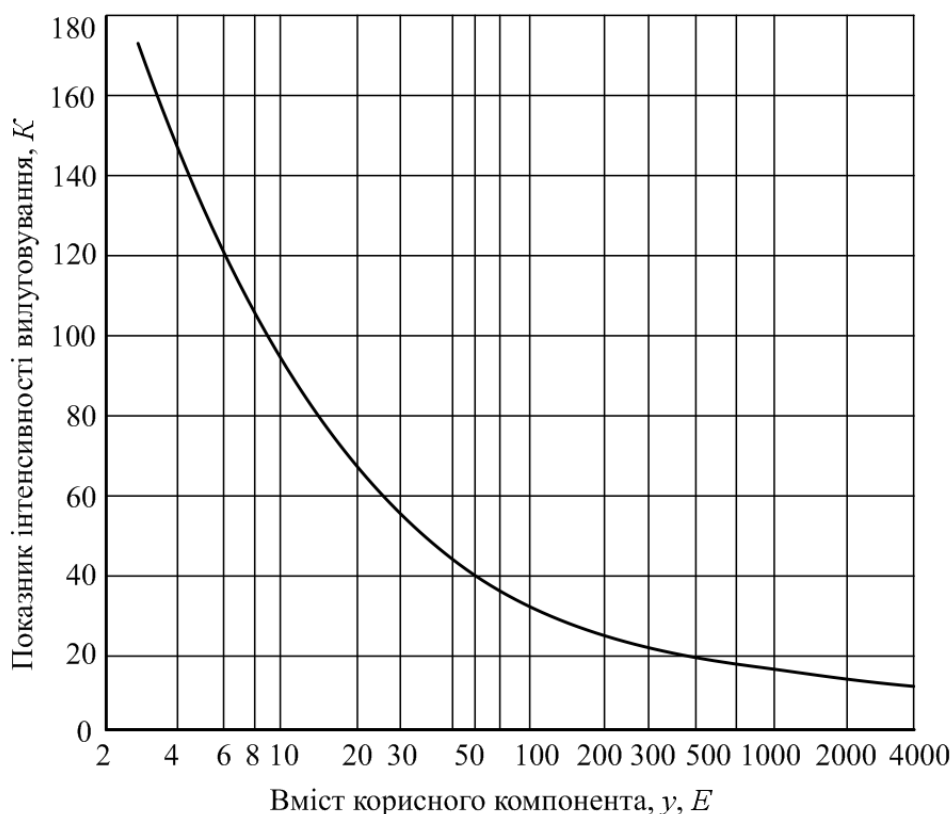


Рис. 4.3. Залежність показника інтенсивності вилуговування металу від вмісту його в рудному тілі

#### 4.1.3. Гідродинамічні схеми руху в руді вилугувальних реагентів

Залежно від гірничо-геологічних умов залягання продуктивних пластів і технології ведення робіт на рудниках застосовують різні схеми гідродинамічного руху вилугувального розчину в продуктивній товщі, а саме: пульсаційно-статичну, фільтраційну й інфільтраційну схеми, а в окремих випадках – їх комбінації. Пульсаційно-статична схема полягає в періодичному заповненні вилугувальним реагентом замкнутого об'єму руди з природньою або штучно створеною проникністю з подальшим випуском продукційних розчинів. У цьому випадку блоки вилуговування підготовлюють проведенням оконтурювальних гірничих виробок без попереднього подрібнення руди (рис. 4.4) і з попередніми її подрібненням (рис. 4.5). Блоками вилуговування можуть слугувати також камери з замагазинованою рудою.

Процес вилуговування в схемі без попереднього подрібнення руди містить у подачі витравлювальних розчинів по подавальному штреку в блок і в повному заповненні його розчином. Після деякого періоду вистоювання кондиційний розчин випускають і транспортують по трубопроводу, встановленому в дренажному штреку. У схемі з попередніми подрібненням руди після обвалення і магазинування її в камері споруджують перемички і подають витравлювальний розчин по трубопроводу, прокладеному по верхньому рудному штреку. Транспортування кондиційного розчину провадять по трубопроводу, прокладеному в нижньому рудному штреку.

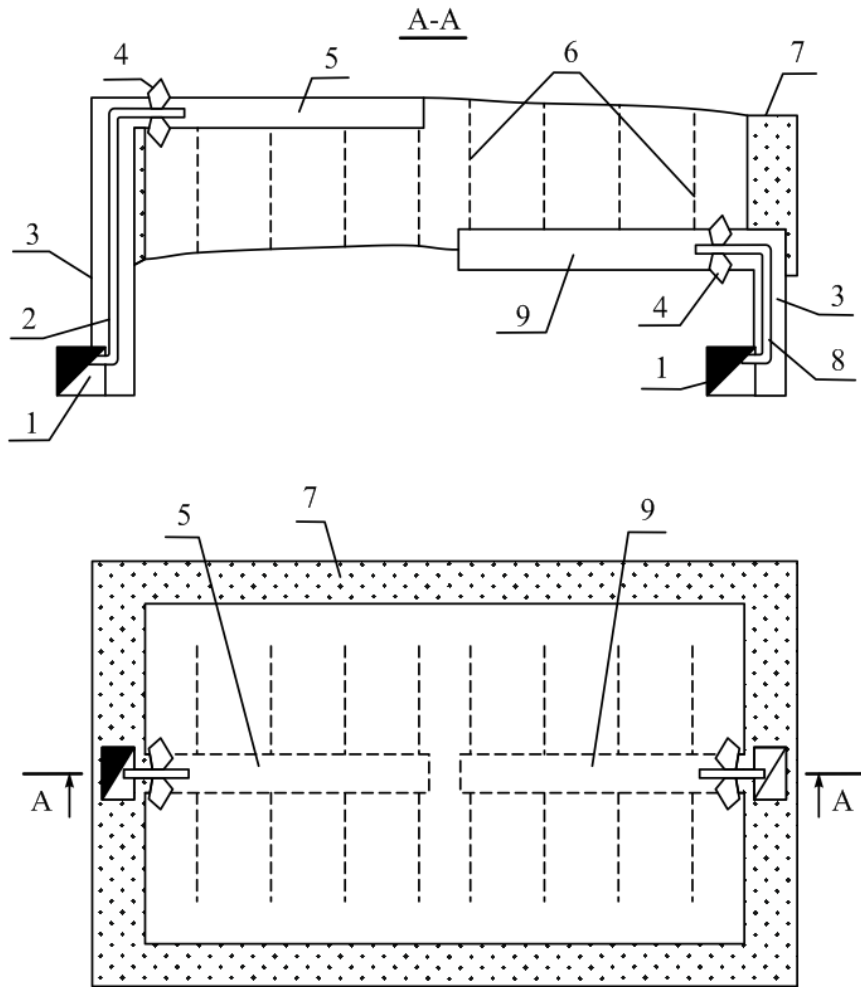


Рис. 4.4. Схема підземного вилуговування з пульсаційно-статичним рухом реагенту і без попереднього подрібнення руди: 1 – польові штреки; 2 – нагнітальний трубопровід; 3 – підняттевий; 4 – напірні перемички; 5 – подавальний штрек; 6 – дренажна свердловина; 7 – протифільтраційна завіса; 8 – трубопровід для відкачки кондиційних розчинів; 9 – дренажний штрек

Фільтраційна схема вилуговування основана на постійному або періодичному русі фільтраційного потоку реагенту через рудну зону за рахунок різниці напорів у розчиноподавальних (закачних) і розчиноприймальних (відкачних) свердловинах або гірничих виробок. При цьому фільтраційний потік заповнює всі тріщини і відкриті пори в масиві руди (рис. 4.5) або порожнини в замагазинованій руді (рис. 4.6).

Інфільтраційна схема характеризується рухом витравлювальних розчинів по ізотропному у фільтраційному відношенні середовищі під дією гравітації. Потік реагенту від зрошувальних пристроїв стікає до дренажних виробок через роздроблену і замагазиновану в камері руду, при цьому розчин не заповнює повністю всі порожнини в руді (рис. 4.7).

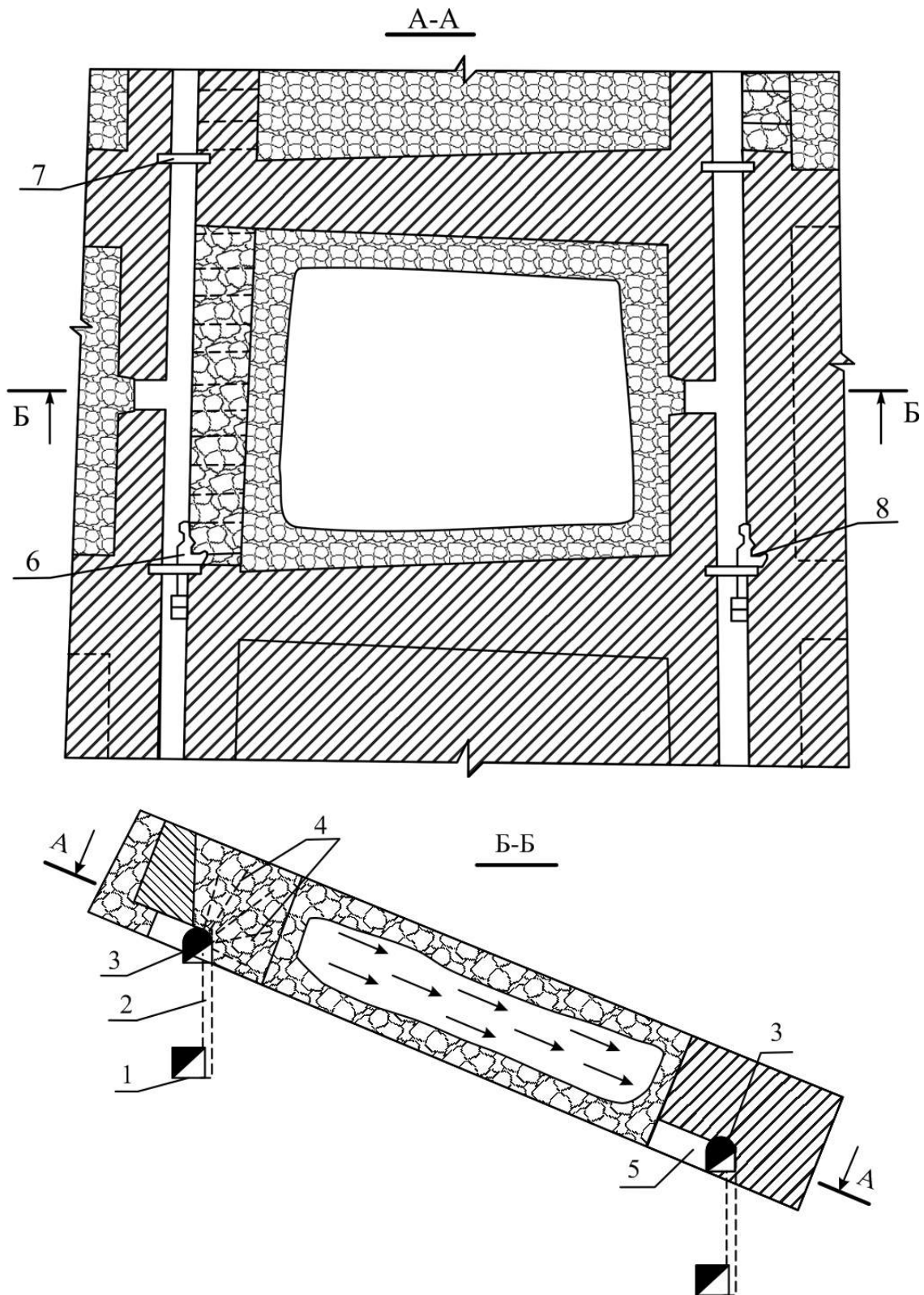


Рис. 4.5. Схема підземного вилуговування з пульсаційно-статичним рухом реагенту і з попереднім подрібненням руди: 1 – польовий штрек; 2 – підняттевий; 3 – рудний штрек; 4 – свердловини для подачі вилуговувальних розчинів у камеру з замагазинованою рудою; 5 – похилий підняттевий; 6 – трубопровід для подачі витравлюючих розчинів; 7 – перемички; 8 – трубопровід для відкачки кондиційних розчинів

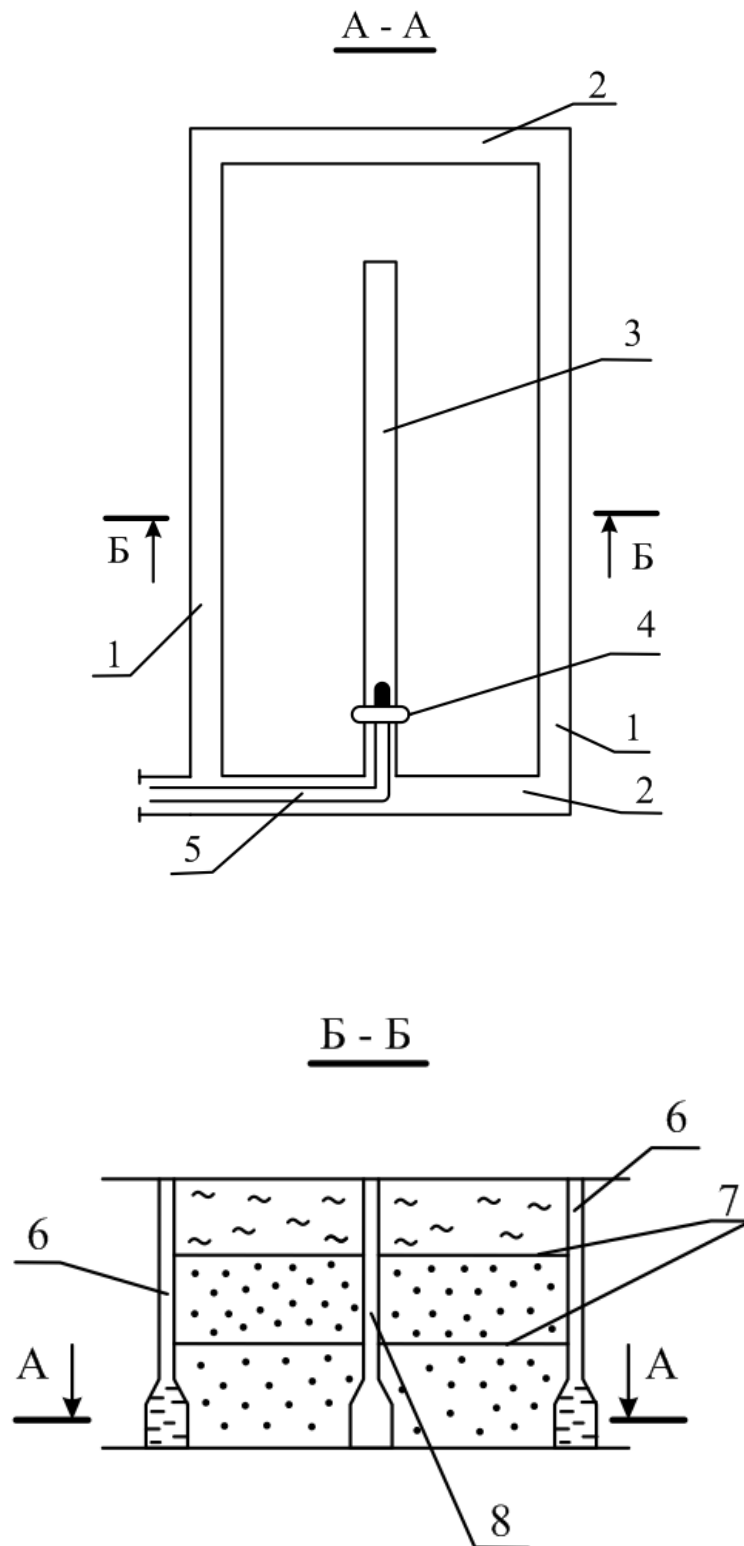


Рис. 4.6. Схема підземного вилуговування з фільтраційним рухом реагенту і без попереднього подрібнення руди: 1 – дренажні штреки; 2 – дренажні орти; 3 – нагнітальний штрек; 4 – напірна перемичка; 6 – нагнітальний трубопровід; 6 – дренажні щілини; 7 – контакти шарів руди різної водопроникності; 8 – нагнітальна щілина



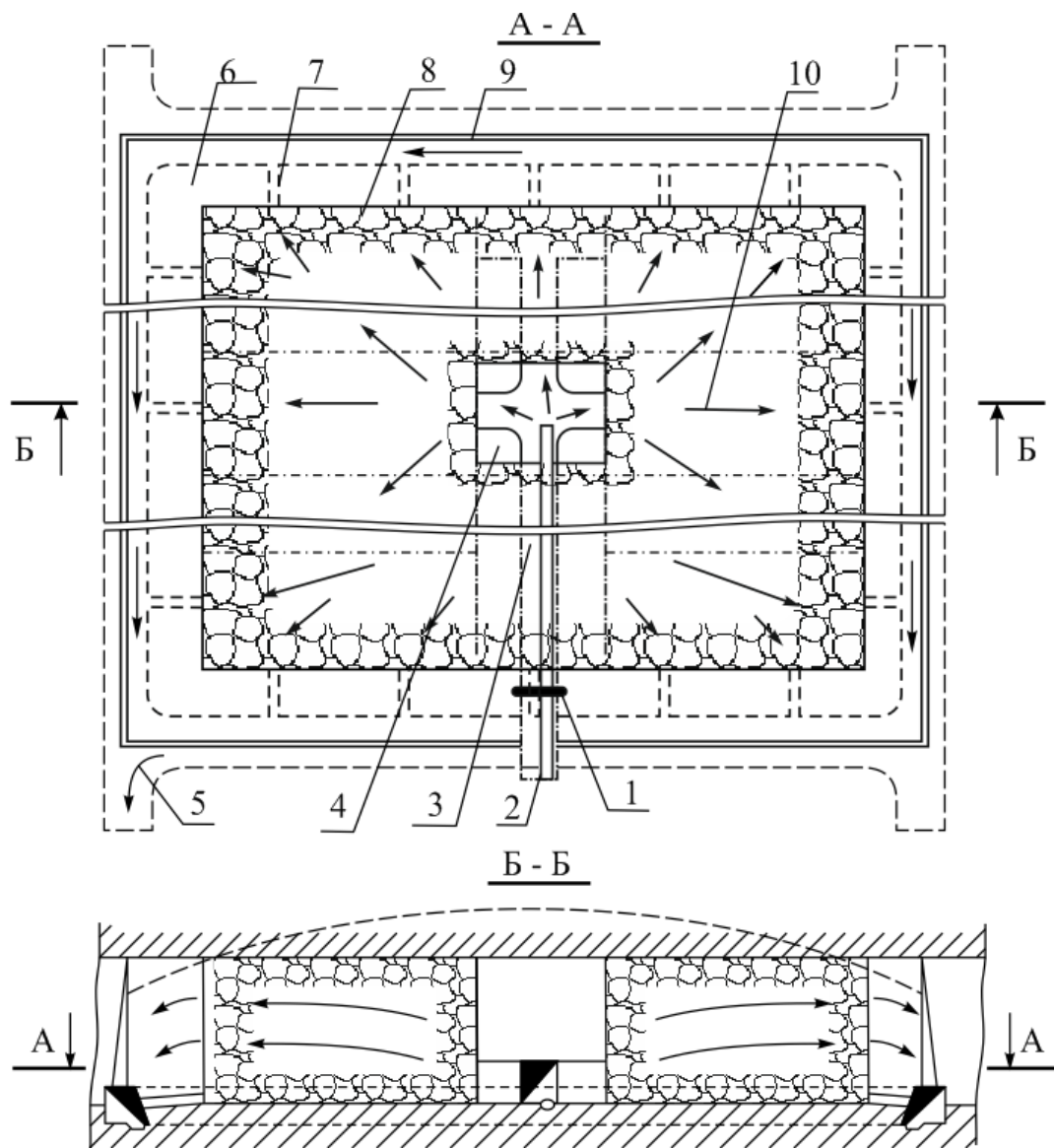


Рис 4.7. Схема підземного вилуговування з фільтраційним рухом реагенту з попередньо подрібненою і замагазиною рудою: 1 – перемичка; 2 – трубопровід для подачі вилуговувального реагенту; 3 – нагнітальна виробка; 4 – рудний цілик; 5 – напрямок потоку кондиційних розчинів; 6 – рудний цілик, що оконтурює камеру; 7 – дренажні свердловини; 8 – замагазинована руда; 9 – дренажна щілина; 10 – напрямок потоку вилуговувальних реагентів в камері

#### 4.1.4. Купчасте і бактеріальне вилуговування

Купчасте вилуговування застосовують для переробки відвалів на господарських або на спеціально підготовлених майданчиках з гідроізолюючим покриттям. Процес вилуговування полягає в періодичному зрошенні, яке знаходиться в купі гірничої маси розчинником і збору кондиційних розчинів в спеціальних дренажних виробках (рис. 4.8). Витравлювальні реагенти подають шляхом розбризкування по поверхні відвалу. Після наповнення дренажних виробок кондиційним розчином його відводять на сорбційні установки. У результаті вилуговування окислених або напівокислених мідних руд з вмістом 0,16 – 0,7% міді отримують кондиційний розчини із вмістом до 2,5 г/л міді і 7 г/л заліза.

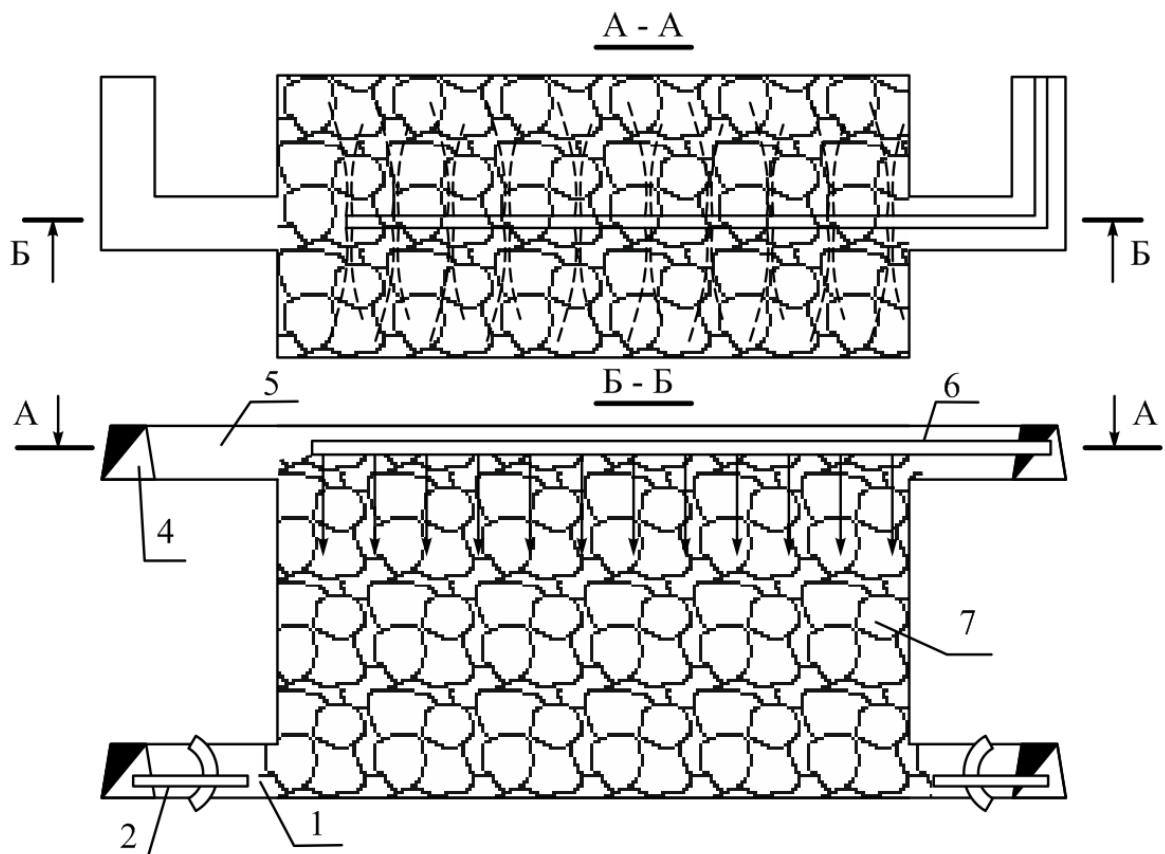


Рис. 4.8. Підземне вилуговування роздробленої і замагазинованої руди за інфільтраційною схемою: 1 – буровий (дренажний) орт; 2 – напірна перемичка, 3 – трубопровід для відбору кондиційного розчину; 4, 5 – вироби верхнього горизонту; 6 – трубопровід для подачі витравлюючого реагенту, 7 – замагазинована руда

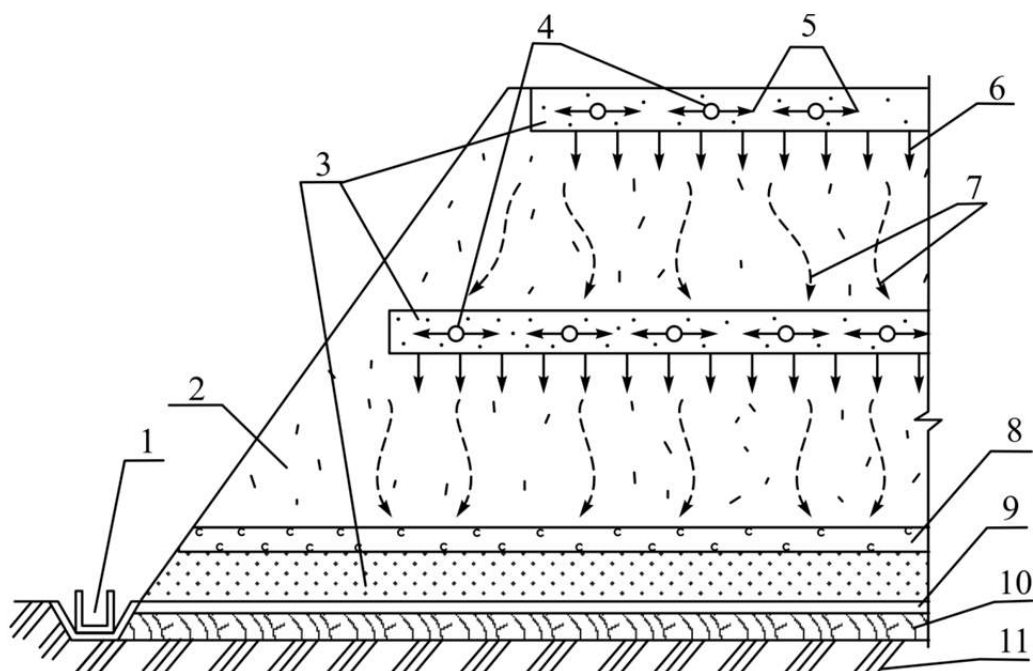


Рис. 4.9. Купчасте вилуговування двоярусного штабеля руди: 1 – бетонні розчиноприймальні лотки; 2 – гірнична маса; 3 – шари грубозернистого піску; 4 – перфоровані труби; 5 – лінії і напрямки потоку робочих реагентів;

6 – потоки, що витікають із перенасиченого піску; 7 – потоки, що протікають по гірничій масі; 8 – дренажний крупногрудкуватий шар; 9 – гідроізолююча поліетиленова плівка; 10 – глина; 11 – основа штабеля

Бактеріальне вилуговування ґрунтується на отриманні хімічних елементів з руд, концентратів і гірничих порід за допомогою бактерій і їх метаболітів (рис. 4.10).

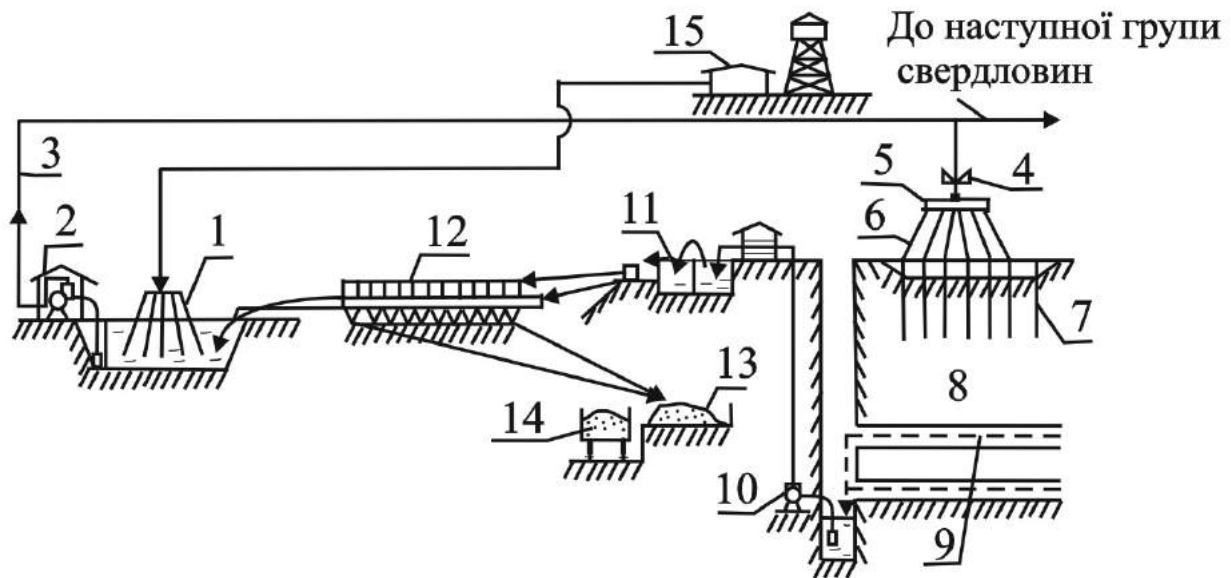
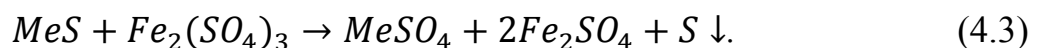
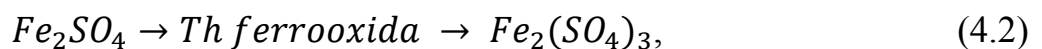
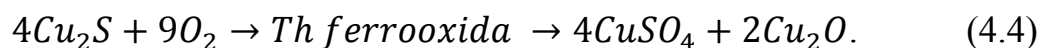


Рис. 4.10. Схема підземного бактеріального вилуговування мідної руди: 1 – ставок для вирощування та регенерації бактерій; 2 – насосна станція для перекачування бактеріального розчину до руди; 3 – трубопровід; 4 – засувка; 5 – колектор; 6 – поліетиленовий шланг; 7 – свердловина для зрошення рудного тіла

Механізм бактеріального вилуговування полягає в наступному. При руйнуванні, наприклад, сульфідів кольорових металів розчином  $Fe_2(SO_4)_3$  тривалентне залізо переходить у двовалентне, яке в області низьких значень рН майже не окислюється і вилуговування сульфідів припиняється. Бактерії *Thferrooxida* окислюють  $Fe^{+2}$  до  $Fe^{+3}$  і тим самим сприяють продовженню процесу. Процес вилуговування за допомогою бактерій



З наведених реакцій видно, що основний витравлюючий агент – сульфат окисного заліза  $Fe_2(SO_4)_3$  утворюється під дією бактерій без введення сірчаної кислоти. Механізм бактеріального вилуговування міді може бути представлений у наступному вигляді



Процес бактеріального вилуговування може протікати з високою швидкістю при створенні для того сприятливих умов:

- кислотність середовища має бути  $pH=2,5 - 3$ ;
- температура в межах  $25 - 30$  °С, бактерії в таких умовах дуже швидко розвиваються;
- частинки рудних фракцій повинні мати невеликі розміри і велику поверхню на одиницю об'єму витравлювального розчину, що зумовлює високу активність процесу;
- концентрація кисню повинна становити  $13 - 15$  мг/л.

#### 4.1.5. Розрахунок технологічних параметрів підземного вилуговування

Метали із продуктивних розчинів вилучають у сорбційній установці, яка являє собою комплекс споруд, який містить сорбційні і регенераційні колони, басейни для багатих і бідних розчинів, ємності для доведення хімічних концентратів, насосно-компресорне обладнання, трубопровід і допоміжні споруди для приготування витравлювальних розчинів, очищення стічних і шахтних вод (див. рис. 4.2). Для приготування витравлюючих розчинів додаванням у звичайну воду кислот або лугів слугують спеціальні басейни. Пройшовши через рудне тіло і збагатившись металом, витравлюючий розчин стає продуктивним (кондиційним) розчином. Метал із цього розчину витягують в сорбційних колонах діаметром  $2 - 3$  м і висотою  $6 - 8$  м, в яких міститься спеціальна смола, що володіє виборчими сорбційними властивостями. Метал із продуктивного розчину осідає (сорбується) на смолі, а збіднений розчин надходить у басейн, змішується зновими реагентами і знову направляється на вилуговування.

Необхідна кількість розчинника з концентрацією  $C_o$

$$v_{C_o} = \gamma F m (Ж : T), \quad (4.5)$$

де  $\gamma$  – об'ємна маса рудного покладу,  $t/m^3$ ;  $F$  – площа блоку, що підлягає вилуговуванню,  $m^2$ ;  $m$  – потужність рудовмісного горизонту (висота блоку), м; Ж: Т: ( $\rho$ ) – витрата розчинника протягом періоду вилуговування, що забезпечує досягнення необхідного ступеня вилучення  $q$  корисного компонента. Він характеризується відношенням маси розчинника з певною вихідною концентрацією  $C_o$  до заданих умов вилучення маси відпрацьовуваних рудовмісних порід (Ж: Т) або витратою розчинника  $\rho$  при заданій вихідній концентрації  $C_o$  на видобуток одиниці корисного компонента ( $m/m$ ). Необхідну кількість розчинника розраховують виходячи з витрати на вилучення одиниці маси корисного компонента

$$M = \rho q P_m, \quad (4.6)$$

де  $q$  – ступінь вилучення корисного компонента, частки од.;  $P_m$  – запаси корисного компонента в контурах блоку, т.

Якщо виразити запаси корисного компонента (наприклад, урану) через його середньозважену концентрацію в руді  $\delta_{ср}$  і об'ємну масу руди  $\gamma$  формула (4.6) набуде вигляду

$$M = \rho q \delta_{ср} \gamma m F / 100. \quad (4.7)$$

Середня концентрація урану  $C_{п.к}^{сер}$  (г/л) за період  $\tau$  вилуговування визначають виходячи з його кількості  $P_m q$ , що витягується із загального об'єму  $v_{C_o}$  кондиційного розчину

$$C_{п.к}^{сер} = P_m q 10^3 / v_{C_o}, \quad (4.8)$$

або

$$C_{п.к}^{сер} = F m \rho \gamma \delta_{сер} q 10^3 / v_{C_o}. \quad (4.9)$$

Тривалість процесу вилуговування, діб

$$\tau = (V_{C_o} + \mu F m) / Q_{сум}, \quad (4.10)$$

де  $\mu F m$  – об'єм підземних вод в порах пласта, який підлягає видаленню, перед початком вилуговування ( $\mu$  – ефективна пористість, частки од.);  $Q_{сум}$  – продуктивність блоку по розчинів, м<sup>3</sup>/добу.

#### 4.1.6. Шляхи інтенсифікації процесу вилуговування

**Інтенсифікація процесу вилуговування** оснований на проведенні комплексу організаційно-технічних заходів, спрямованих на досягнення найбільш швидкого і повного видобутку з руди корисного компонента з найменшими матеріальними, трудовими й енергетичними витратами.

Основні способи інтенсифікації підземного вилуговування:

- фізичні, змінюють стан гетерогенного середовища (з твердого на рідкий або газоподібний агрегатний стан);
- хімічні, пов'язані зі зміною складу речовин, гетерогенного середовища, але без зміни його стану;
- механічні, що передбачають зміну напружено-деформованого стану і дисперсного складу гетерогенного середовища на основі порушення рівноваги, діючих у масиві сил зчеплення;
- комбіновані, що забезпечують спільну дію фізичних, хімічних і механічних методів інтенсифікації підземного вилуговування.

Фізичні способи полягають у дії на процеси масообміну за допомогою поля постійного електричного струму, високочастотного електромагнітного поля, термічних полів, ультразвукових коливань, радіаційного впливу, підвищення напору розчину реагентів і т.п. Енергію полів постійного та змінного струмів можна передати за допомогою електродів, розміщених у свердловинах (рис. 4.11). Необхідна умова застосування високочастотних полів – наявність розчинника у рудному тілі, що вилуговується. Енергія полів сприяє підвищенню температури середовища, швидкості обмінних реакцій і переходу в кондиційний розчин вилученого металу. Швидкість розчинення, наприклад, міді з мідьовмісних руд в електричному полі зростає в 2 – 3 рази і підвищує вилучення металу до 90 – 95%.

Інтенсивні ультразвукові коливання прискорюють фільтраційно-дифузійні реакції і масообмін. Частинки середовища, проходячи через коливальний рух, зміщуються, утворюючи потоки переміщеного середовища. Для

підвищення швидкості вилуговування перспективно використовувати теплову енергію. Термічне руйнування рудного покладу містить у собі поверхневе руйнування, внутрішнє нагрівання і теплове ослаблення.

Питома швидкість хімічних реакцій залежить від фізико-хімічних властивостей середовища і його температури

$$v = ae^{\frac{E_m}{RT}}, \quad (4.11)$$

де  $a$  – енергія активації;  $E_m$  – сумарна енергія молекул, необхідна для здійснення реакції між ними;  $R$  – газова постійна;  $T$  – абсолютна температура, град.

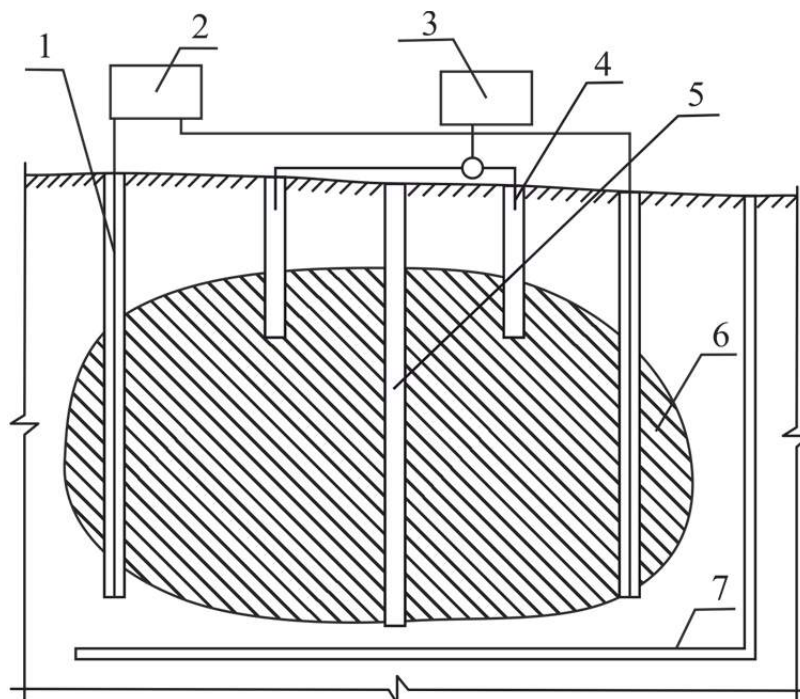


Рис. 4.11. Варіант інтенсифікації процесу вилуговування із застосуванням високочастотних електричних полів: 1 – електрод у свердловині; 2 – високочастотний генератор; 3 – ємність для розчинника; 4 – нагнітальні свердловини; 5 – відкачні свердловини; 6 – рудне тіло; 7 – збірний штрек з шахтним стволом

Хімічні засоби використовуються з метою окислення за короткий проміжок часу і переведення в рідку фазу первинних мінералів уведенням у витравлювальне середовище різних розчинників, каталізаторів, окиснювачів з високим вмістом кисню, ПАР. Їх застосовують до початку зниження вмісту металу в кондиційному розчині, а також при досягненні його нижньої межі. Як хімічний спосіб інтенсифікації застосовують бактеріальний, який оснований на використанні культур мікроорганізмів. Створення умов для активної життєдіяльності бактерій дозволило різко підвищити швидкість процесу окислення, зменшити його тривалість і збільшити вихід металів. Собівартість одержуваного металу в 2,5 – 5 разів нижче, ніж при підземному способі видобування. Механічний спосіб інтенсифікації вилуговування металів оснований на зміні напружено-деформованого стану та дисперсного складу гетерогенного середовища порушенням рівноваги і сил зчеплення за рахунок кінетичної енергії переміщуваної маси. Один з цих способів – частковий випуск неповністю вилуженої замагази-

нованої руди на початку зниження вмісту металу в продуктивному (кондиційному) розчині. Переміщуючись у блоці, руда додатково подрібнюється і локальні, раніше незрошені, зони ліквідуються. При цьому фільтраційна проникність замагазинованої руди підвищується. З метою скорочення часу вилуговування застосовується спосіб без попереднього руйнування очисного блоку, підготовленого нагнітально-дренажними виробками. З цих виробок разбурюються висхідні та низхідні віяла нагнітально-дренажних свердловин (рис. 4.12), а в днищі блоку – дренажні свердловини з метою уловлювання продуктивних розчинів. Вилуговування у очисному блоці провадять у трьох режимах: спочатку – фільтраційним потоком розчинника з подачею реагенту у свердловини з магістрального трубопроводу, потім – пульсаційно-фільтраційним потоком розчинника з подачею реагенту у свердловини нагнітачем і далі – фільтраційним потоком розчинника з подачею його від магістрального трубопроводу до пульсаційно-фільтраційного за допомогою нагнітача.

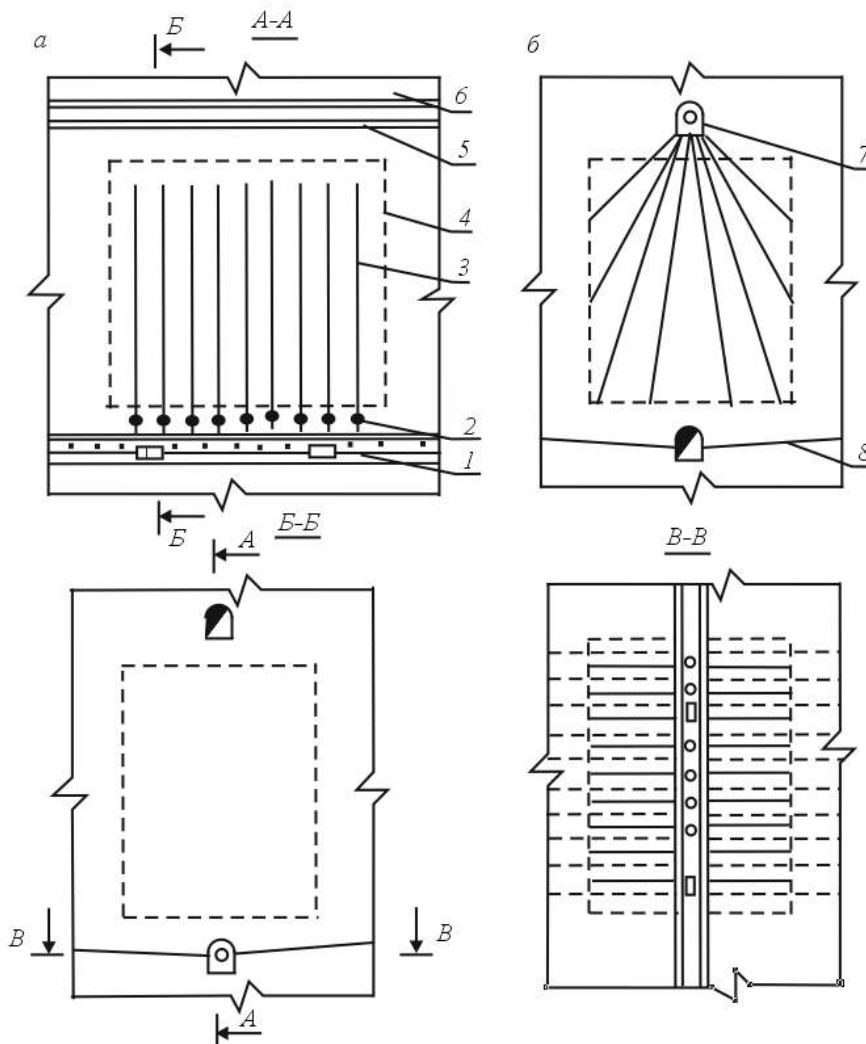


Рис. 4.12. Технологічна схема інтенсифікації вилуговування руди в пульсаційно-фільтраційному режимі без попереднього руйнування: а – при нагнітанні розчинника знизу вгору; б – з подачею розчинника зверху вниз; 1 – нагнітач; 2 – пакера або цементні пробки; 3 – віяла нагнітально-дренажних свердловин; 4 – контури блоку; 5 – магістральні трубопроводи; 6 – горизонт зрошення; 7 – нагнітальний трубопровід; 8 – колектори

Процес купчастого вилуговування інтенсифікують шляхом застосування на основі куп пневматичних балонів. Вони призначені для ворущіння купи руди закачуванням і випуском з неї стисненого повітря (рис. 4.13). З цією метою в основі купи укладають пневмобалони, обладнують дренажні колодязі і трубопроводи для відкачки продуктивних розчинів. Пневмобалони покривають піском, що оберігає їх від пошкоджень при формуванні купи. Періодично чергуючи впуск і випуск стиснутого повітря з пневмобалонів, гірнича маса розпушується. При цьому утворюються нові шляхи фільтрації, які забезпечують доступ розчинника в товщу рудного матеріалу. У результаті різко підвищується вихід корисних компонентів. Збільшення виходу корисних компонентів відбувається також за рахунок зміни напружено-деформованого стану та дисперсного складу гетерогенного середовища. Для цього застосовують повторне руйнування і розпушування вибухом, замагазинованої або заскладованої в купу руди, частково вилуженої при первинному вилуговуванні.

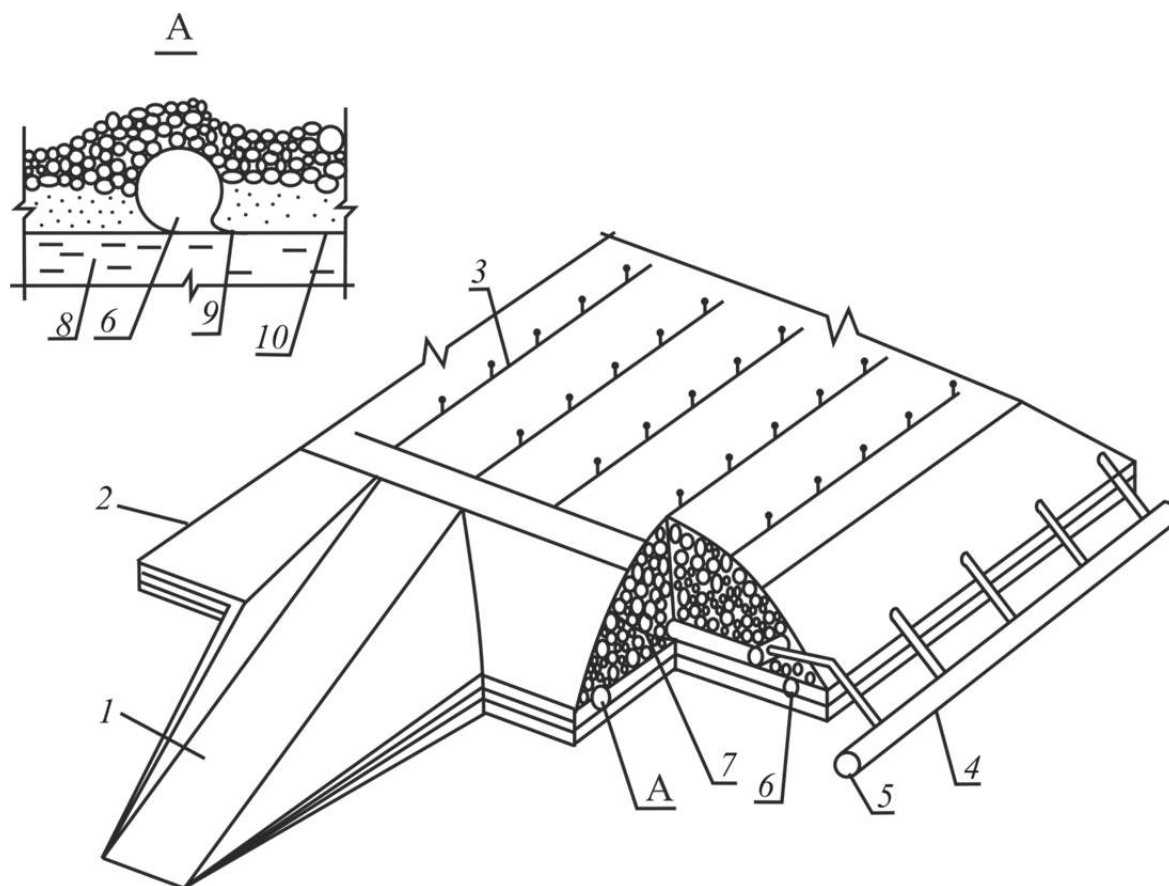


Рис 4.13. Схема інтенсифікації вилуговування з використанням пневматичних балонів, що укладаються на підшві купи: 1 – похилий заїзд; 2 – відвал; 3 – трубопровід для зрошення; 4 – повітряний трубопровід; 5 – основа(підшва відвалу); 6 – пневмонадувні балони; 7 – межа зрушення рудної породи; 8 – шар глини; 9 – поліетиленова плівка; 10 – піщана подушка



## 4.2. Свердловинне розчинення солей

### 4.2.1. Сутність процесу підземного розчинення солей (ПРС)

Видобування солі через свердловини відомо з XII століття. У 1927 р. П.І. Преображенський висловив ідею розробки родовищ калійних солей підземним розчиненням через свердловини. Технологічний процес ПРС був розроблений у США у 1933 р. Е. Тремпом У СРСР цей спосіб також мав широке поширення, чому сприяли наукові розробки П.А. Кулле, П.С. Бобка, П.М. Дудка, В.С. Романова, Б.П. Каратигіна, Ф.І. Березіна, В.Ж. Аренса, Р.С. Пермякова, В.М. Глоби та інших радянських учених. Підземним розчиненням видобувають такі солі: галіт ( $NaCl_2$ ) сильвін ( $KCl$ ), карналіт ( $KCl \cdot MgCl_2 \cdot 6H_2O$ ), лангбейніт ( $K_2SO_4 \cdot 2MgSO_4$ ), каїніт ( $KCl \cdot MgSO_4 \cdot 3H_2O$ ), казеріт ( $MgCO_4 \cdot H_2O$ ), бішофіт ( $MgCl_2 \cdot 6H_2O$ ), ангідрит ( $CaCO_4$ ) гіпс ( $CaSO_4 \cdot 2H_2O$ ) і ін.

Розрізняють розчинення соляних родовищ безпосередньо у копальні і розчинення покладу через свердловини, які пробурені з земної поверхні. До першого способу відносять зрошувальне розчинення і розчинення за методом зінкверків. Соляні поклади в цих випадках розробляють шахтним способом. Сутність зрошувального розчинення полягає у прокачуванні води через камери, тоді як при розчиненні за методом зінкверків підземні камери заповнюють водою, а через деякий час отриманий після розчинення солі розсіл відкачують на поверхню.

Розчинення солей і вилучення їх з надр Землі у вигляді розсолу через бурові свердловини – сучасний, більш прогресивний спосіб розробки соляних покладів. Розчинення кам'яної солі у воді – гетерогенний процес, проходить на межі розділу твердої і рідкої фаз. Гетерогенні реакції складаються з трьох стадій: надходження розчинника до поверхні солі; реакції взаємодії розчинника з твердою речовиною (які являють собою міжфазні процеси); відведення розчиненої речовини від поверхні твердого тіла (дифузійний процес). На поверхні розділу твердої і рідкої фаз утворюється примежовий шар розчину, з якого іони солі дифундують в розчинник (воду). Тут спостерігається переміщення рідкої фази відносно твердої поверхні солі. Навіть при відсутності перемішування в цій зоні відбувається природна конвекція рідини за рахунок неоднакової щільності, в різних точках розсолу, що забезпечує приплив нових мас розчинника до поверхні солі. Кінетика розчинення твердого тіла в рідині наступна

$$\frac{vdc}{d\tau} = kS(C_H - C), \quad (4.12)$$

де  $v$  – об'єм розчину,  $m^3$ ;  $\tau$  – тривалість утворення концентрованого розчину, год;  $k$  – коефіцієнт швидкості дифузійного розчинення;  $S$  – площа розчинення;  $C_H$ ,  $C$  – концентрація солі, відповідно, в насиченому розсолі і в розчиннику,  $кг/m^3$ .

Коефіцієнт швидкості для дифузійного розчинення (за В.Ж. Аренсом)

$$K = \frac{\varepsilon D^{213}}{\nu^{113}}, \quad (4.13)$$

де  $\varepsilon$  – константа, спільна для тіл дифузійного розчинення;  $D$  – коефіцієнт дифузії, м<sup>3</sup>/год;  $\nu$  – кінематична в'язкість.

Лінійна швидкість розчинення твердих тіл

$$W = \frac{q}{\rho_c} \frac{k(C_n - C)}{\rho_c}, \quad (4.14)$$

де  $q$  – кількість розчиненої солі з одиниці поверхні за одиницю часу;  $\rho_c$  – щільність кам'яної солі.

В основі процесу розчинення солей покладена гідродинамічна теорія. П.А. Кулле прийшов до висновку, що для точного опису процесу необхідно враховувати параметри руху рідини, що залежать від в'язкості і сили тяжіння.

Підземне розчинення солей полягає в наступному. При попаданні частинки солі в розчинник на її поверхні утворюється примежовий шар насиченого розсолу. У товщі розсолу відбувається дифузійний процес, а сам масив розсолу під дією гравітаційних сил починає пересуватися по поверхні твердої частинки. Таким чином, в результаті розчинення поверхні твердого тіла у розчині відбувається перенесення речовини дифузією, а також шляхом руху в'язкої рідини під дією сили тяжіння. Слід зазначити, що швидкість розчинення твердої поверхні значною мірою залежить від кута нахилу поверхні солі, що розчиняється. Найбільша швидкість розчинення спостерігається при розташуванні поверхні під кутом 180° до горизонту. Зниження швидкості розчинення спостерігається при куті нахилу поверхні солі 90° і менше. Наприклад,  $\alpha = 0^\circ$ ,  $Q = 3,5$  кг/(м<sup>2</sup> · г) при  $\alpha = 90^\circ$   $Q = 10,0$  кг/(м<sup>2</sup> · г), при  $\alpha = 180^\circ$   $Q = 24,0$  кг/(м<sup>2</sup> · г).

З цього випливає, що максимальна швидкість розчинення буде на горизонтальній поверхні (покрівлі камери). На вертикальній поверхні (стінках камери) швидкість розчинення приблизно в 2 – 2,5 рази нижче, ніж на горизонтальній. У процесі розчинення підошва камер через випадання на неї нерозчинних шлаків практично не розчиняється.

#### 4.2.2. Технологія підземного розчинення солей

Підземне розчинення солей здійснюється за двома принципами, але за різними технологічними схемами: закачуванням прісної води (циркуляційний метод) по одній колоні труб і видачею на поверхню розсолу по другій; водяними струменями (струменевий метод або метод зрошення), розбризкування в камерах спеціальним зрошувачем. На вибір технологічної схеми підземного розчинення солей впливають гірничо-геологічні умови розробки, форми та об'єм камер, допустимі розміри камер за умовами стійкості і передбачуваний термін будівництва. З урахуванням цих факторів застосовують прямоструминний, протиструминний і комбінований способи розчинення, розчинення з гідроврубом, пошарово-ступеневе розчинення та ін.

**Прямоструминний спосіб** використовують при перерізі покладу кам'яної солі свердловиною, обсадженої колоною труб. Затрубний кільцевий простір від поверхні землі до башмака обсадної колони цементують. Потім свердловину поглиблюють до ґрунту соленосного пласта (рис. 4.14, а) і опускають в неї водоподавальну і розчинопіднімальну колони труб. Нижній кінець водо-

подавальної колони розташовують у вибої свердловини на відстані 1 – 2 м від підосви пласта. По цій колоні труб в свердловину надходить прісна вода, яка розчиняє сіль. Під тиском розчинника утворений розсіл піднімається на поверхню по розчинопідійомній колоні труб (міжтрубному простору). У результаті розчинення солі утворюється камера грушоподібної форми з розвитком нижньої частині свердловини за рахунок подачі свіжої води безпосередньо в цю зону. Прямоструминний спосіб набув поширення у Чехії та Польщі.

При використанні **способу протиструминного** розчинення (рис. 4.14, б) прісна вода подається за міжтрубним простором, а розсіл відбирається по внутрішній колоні труб. Це дозволяє формувати конусоподібну камеру з вершиною, оберненою вниз, і сильно розвиненою стелиною. Утворення такої форми пов'язано з тим, що у камеру подаються нові порції води, які розходяться уздовж стелини і сприяють інтенсивному її розпаду, а утворений розсіл опускається до підосви камери. Розчинення стелини відбувається зі швидкістю 10 – 12 см на добу. Діаметр основи конуса (стелини) може сягати на рік 70 – 90 м.

При протиструминному способі породи покрівлі соляного покладу на великій площі обвалюються. Як наслідок, можливий обрив колони труб. Крім того, продуктивність розчинення при протиструминній технології низька – 12 – 16 м/рік розсолу. Незважаючи на ці недоліки, спосіб протиструминного розчинення, як і спосіб прямоточного розчинення, відрізняється простотою і невеликою витратою труб. Протиструминний спосіб застосовували у СРСР, Східній Німеччині та США. Комбінований спосіб розчинення набув найбільшого поширення в практиці розробки соляних пластів. При його використанні солі розчиняються у два етапи. На першому етапі відбувається формування камери у висхідному напрямку, на другому – нижня і верхня частини камери формуються назустріч одна одній (рис. 4.15), тобто верхню формують у низхідному напрямку, а нижню – у висхідному.

**Підземне розчинення кам'яної солі з гідроврубом.** Гідровруб – гірничавиробка, створювана в нижній частині соленосного пласта. Вона має форму горизонтального кільця, сформованого навколо свердловини, що розкриває соляний поклад та обладана трьома колонами труб: обсадною 0,325 м і двома експлуатаційними 219 і 114 мм. У результаті чого утворюються три порожнини: зовнішня – між обсадною колоною (нижче башмака обсадної труби стінок свердловини) і зовнішніми стінками колони труб діаметром 219 мм, призначена для подачі рідкого нерозчинника; проміжні кільця – між внутрішніми стінками колони діаметром 219 мм і зовнішніми стінками колони меншого діаметра, що використовується для подачі розчину; центральна – внутрішній простір колони труб меншого діаметра, призначена для підйому розсолу (рис. 4.16). Перед початком розчинення кам'яної солі башмак розчинопідійомної колони розташовують на 0,3 – 0,5 м вище за підосву пласта, а башмак подавальної колони – на 1,5 – 2 м вище башмака розчинопідійомної колони. Різниця у висотах становить висоту гідроврубу.

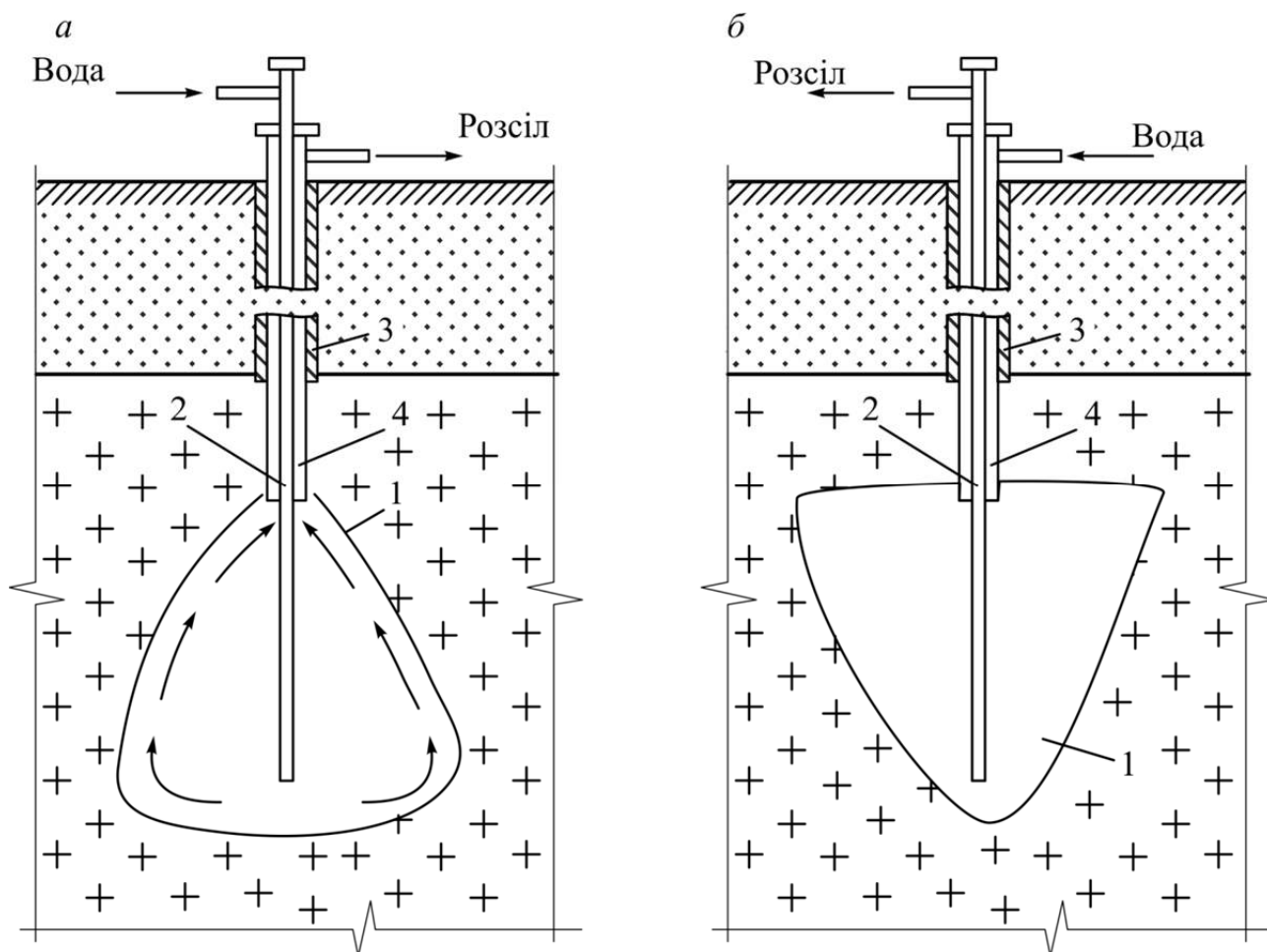


Рис. 4.14. Технологічна схема підземного розчинення кам'яної солі прямоструминним (а) і протиструминним (б) способами: 1 – камера розчинення; 2 – водоподавальна колона; 3 – цементне кільце; 4 – розсолотісний колона

Вода і нерозчинник подаються в камеру безперервно, відбір розсолу також відбувається постійно. Як нерозчинник можуть застосовуватися рідкі (нафтопродукти) або газоподібні (повітря, азот) продукти. Нерозчинник накопичується у покрівлі гідроврубу і оберігає сіль від розчинення. Завдяки цьому камера розвивається тільки в горизонтальному напрямку. Після утворення гідроврубу нерозчинник прибирають з поверхні і починається процес інтенсивного відпрацювання соляного пласта знизу вгору. При такій схемі робіт створюються сприятливі умови для підтримання розчинника на постійному рівні для отримання найкращого розвитку камери в горизонтальному напрямку та забезпечення найбільшого охоплення площі покрівлі пласта навколо свердловини. Спосіб гідроврубу поширений в нашій країні (Райгородський розсолотисний промисел в Україні, Яр-Бішкдакський розсолотисний промисел у Башкірії), у США – штати Техас і Мічиган. Пошарово-ступеневе розчинення солей здійснюється як через окремі свердловини, так і за допомогою декількох свердловин. При даному способі розчинення розвиток камери знизу вгору досягається за допомогою нерозчинника, що оберігає покрівлю камери від довільного розмиву прісною водою (рис. 4.17). Сутність способу полягає в тому, що після утворення гідроврубу (перший ступінь) відпрацювання пласта здійснюють ступенем знизу вгору.

Для цього рівень нерозчинника (нафти) піднімається на один ступінь в результаті відбору розсолу з камери і ґрунт камери насичується розсолем.

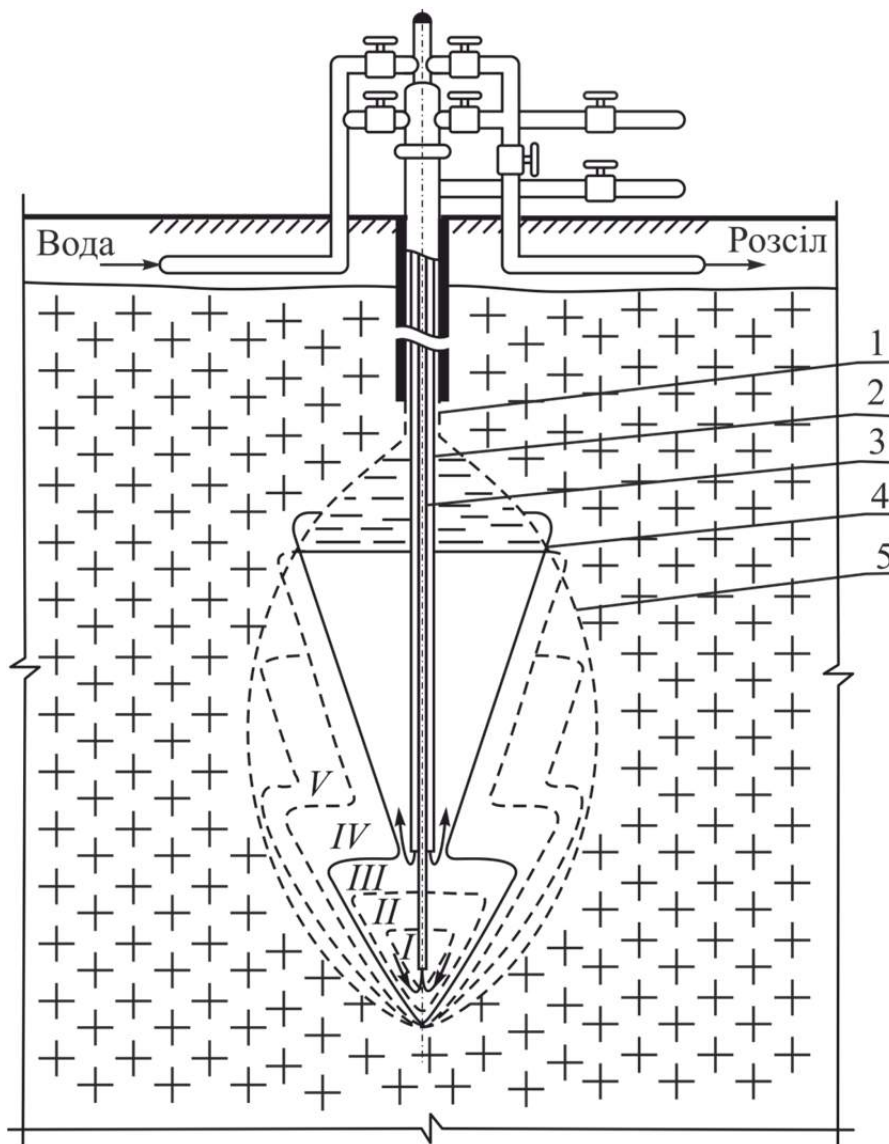


Рис. 4.15. Технологічна схема розчинення солі комбінованим способом:  
1 – обсадна колона; 2 – водоподавальна колона; 3 – розчинопідйомна колона;  
4 – нерозчинник; 5 – проектний контур камери; I – V – етапи розчинення

Перехід на новий ступінь відбувається в результаті підйому колони труб  $\varnothing 219$  мм, це зумовлює надходження додатково під рівень нерозчинника, який розчиняє бічні стінки в ступені між нафтою зверху і розсолем знизу. Сходина розширюються від 1,5 до 6 м із збільшенням висоти розчиненої зони до 10 – 15 м. Продуктивність пошарово-ступеневого розчинення складає  $70 - 90 \text{ м}^3/\text{рік}$  розсолу. Це відповідає розчиненню  $12 - 15 \text{ м}^3/\text{рік}$  об'єму камери. Пошарово-ступеневе розчинення використовується в Росії (розсолопромисли Усольсько-Сибірський, Яр-Бішкадакський, Волгоградський, Прієревакський та ін.), в Болгарії (Мирівське родовище), США та Румунії.

**Струминний спосіб розчинення солі.** Досвід показав, що при циркуляційній схемі розчинення солі протікає порівняно повільно. Останнім часом набув поширення більш продуктивний струминний спосіб розчинення солі

(рис. 4.18). У цьому випадку на водоподавальній колоні труб змонтований спеціальний пристрій з насадками, або розташованими вгорі майбутньої камери, або переміщуються по висоті камери з одночасним обертанням (рис. 4.18, а). Для підвищення інтенсивності процесу розчинення насадки можуть бути розташовані по всій висоті водоподавальної колони (рис. 4.18, б). Розчинення проводиться зрошенням стінок камери струменями води. Після проходження традиційним способом свердловини в неї опускають занурювальний насос, колону розчинопідйомних і водоподавальних труб.

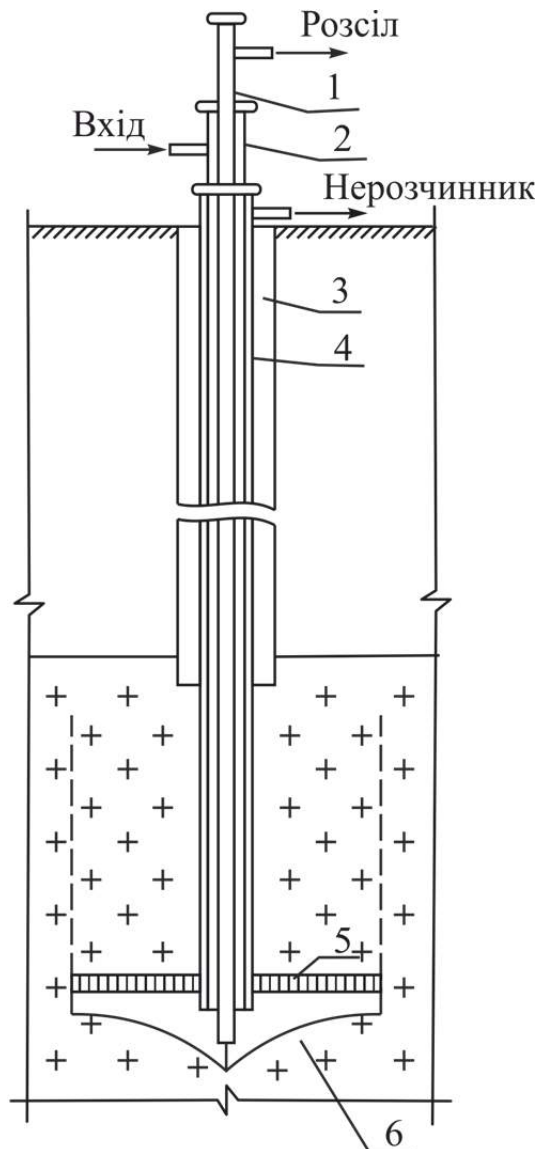


Рис. 4.16. Технологічна схема підземного розчинення з застосуванням гідроврубу: 1 – розчинопідйомна колона; 2 – водоподавальна колона; 3 – колона для подачі і відбору нерозчинника; 4 – цементне кільце; 5 – шар нерозчинника; 6 – порожнина гідроврубу

Високоінтенсивний процес розмиву камери досягається при обертанні водоподавальної колони, труб і насадок. Продуктивність струминного способу в 3 – 4 рази вище циркуляційного. Так середня мінералізація розчину при циркуляційному розмиві становить 64, а струминного –  $277 \text{ кг/м}^2$ , витрата води відповідно – 28,4 і  $6,54 \text{ м}^3$ .

**Підземне розчинення солей у камерах галерейного типу.** Сутність способу полягає в проходці орієнтованих (похилонаправлених) свердловин та утворенні подовжених камер галерейного типу, розташованих в площині соленосного пласта. Схема розчинення солей галерейним способом зображена на рис. 4.19. У процесі розчинення солей утворюються камери великої довжини з залишенням захисних пачок солі в покрівлі і ґрунті товщиною 2 – 3 м для підвищення її стійкості. Після розмиву перших заходок водоподавальна колона труб в орієнтованій свердловині піднімається на задану висоту, горизонтальна ділянка коротшає і приступають до розчинення наступної заходки. Можливий розмив пласта на всю довжину галереї камери за прямоструминним або протиструминним способами.

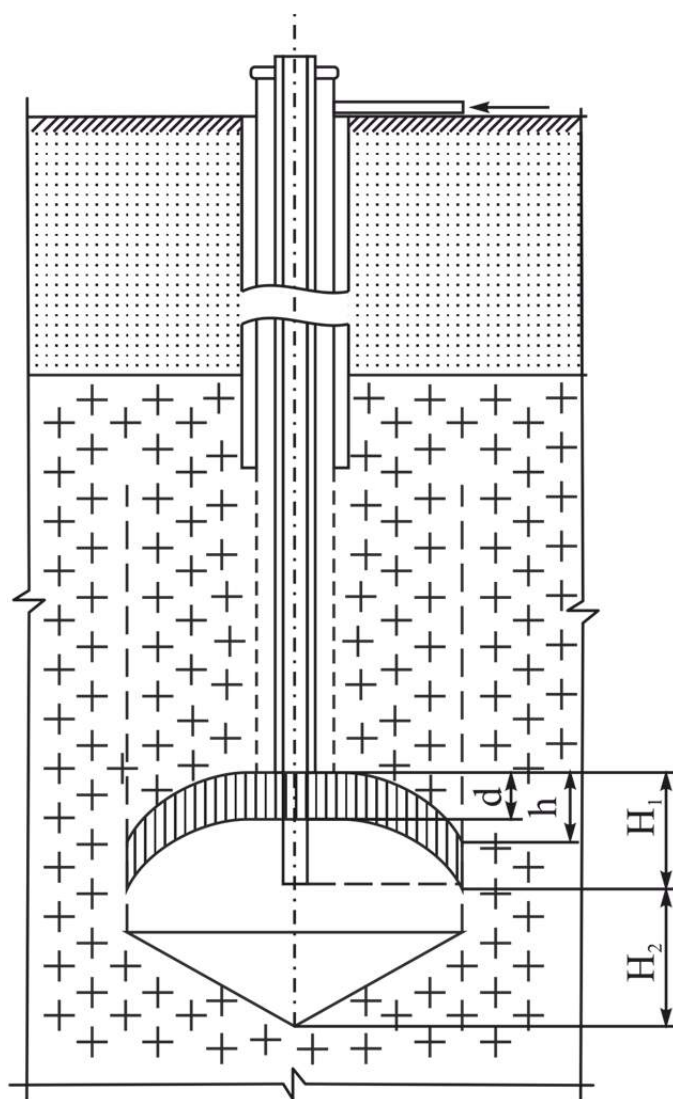


Рис. 4.17. Технологічна схема пошарово-ступеневого розчинення солей:  $H_1$  – висота активної зони;  $H_2$  – висота зони консервації;  $d$  – висота кінцевої зони формування;  $h$  – висота ступеня розчинення

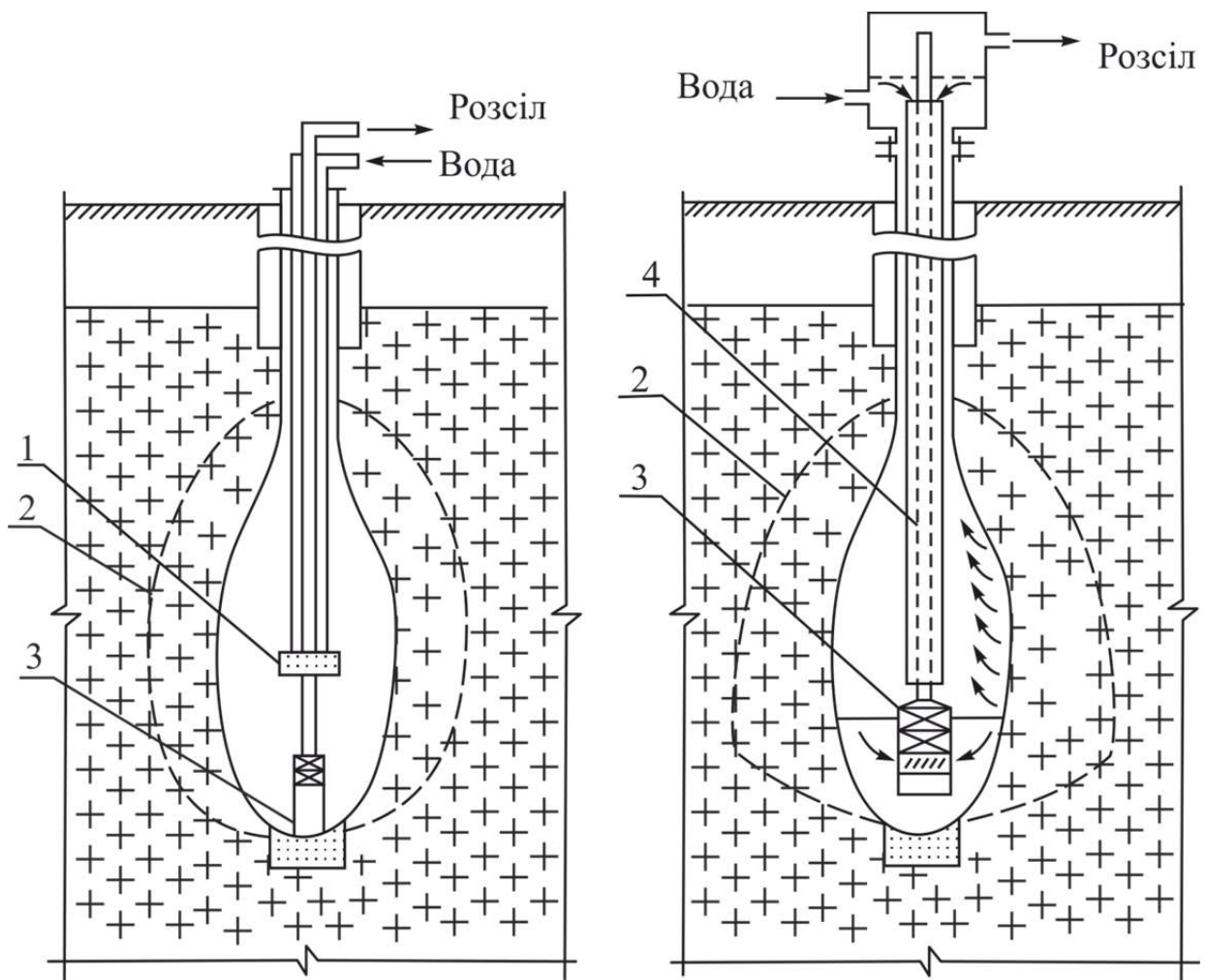


Рис. 4.18. Схема розчинення солі струминним способом з укороченою (а) і подовженою (б) насадками: 1 – зрошувач з насадками; 2 – проектний контур камери; 3 – погрузний електронасос для відкачування розсолу; 4 – система насадок по висоті розмивних камери

#### 4.2.3. Основні напрями вдосконалення технології ПРС

Одне з основних завдань в роботі розсолпромиу (рис. 4.20) – інтенсифікація процесу розчинення солей. Досягти цього можна шляхом підвищення розчинювальної здатності розчинника та штучного створення проникних каналів гідророзривом або торпедуванням соленосного пласта. Прискорююча здатність розчинника може бути отримана підвищенням його температури: швидкість розчинення на – 20% при температурі 100 °С вище, ніж при звичайній, тобто при 20 °С.

Важливе завдання вдосконалення процесу (ПРС) – розробка більш ефективних методів контролю за рівнем нерозчинника. Створення автоматизованих підприємств по розчиненню солей дозволить використовувати їх максимально продуктивно.



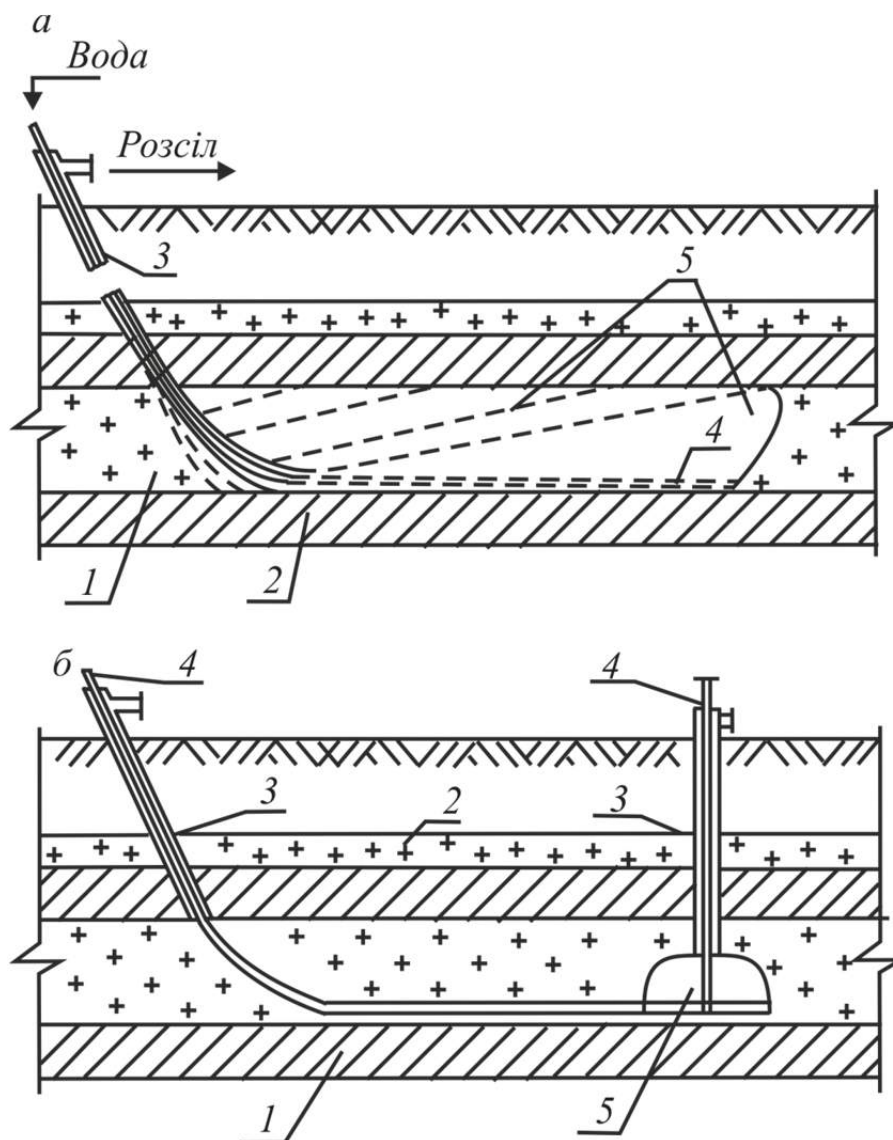


Рис. 4.19. Схема розчинення солей галерейним способом через одну (а) та дві (б) свердловини: 1 – солений пласт; 2 – бокові породи; 3 – обсадні труби для видачі розчину; 4 – водоподавальна колона труб; 5 – камера, утворена розчиненням (первісна захватка)

### 4.3. Підземна виплавка сірки

#### 4.3.1. Сутність процесу підземної виплавки сірки

Метод підземної виплавки корисних копалин засновано на їх здатності плавитися або змінювати свою в'язкість при нагріванні безпосередньо на місці залягання. Самородна сірка, наприклад, переходить з твердого стану в рідкий при температурі 113 – 119 °С, озокерит – 50 – 80 °С, бітум – 100 °С, парафін – 50 – 30 °С, асфальт – 180 – 220 °С, при тому вони не розчиняються у воді, а температура плавлення навколишніх порід має більш низькі значення.

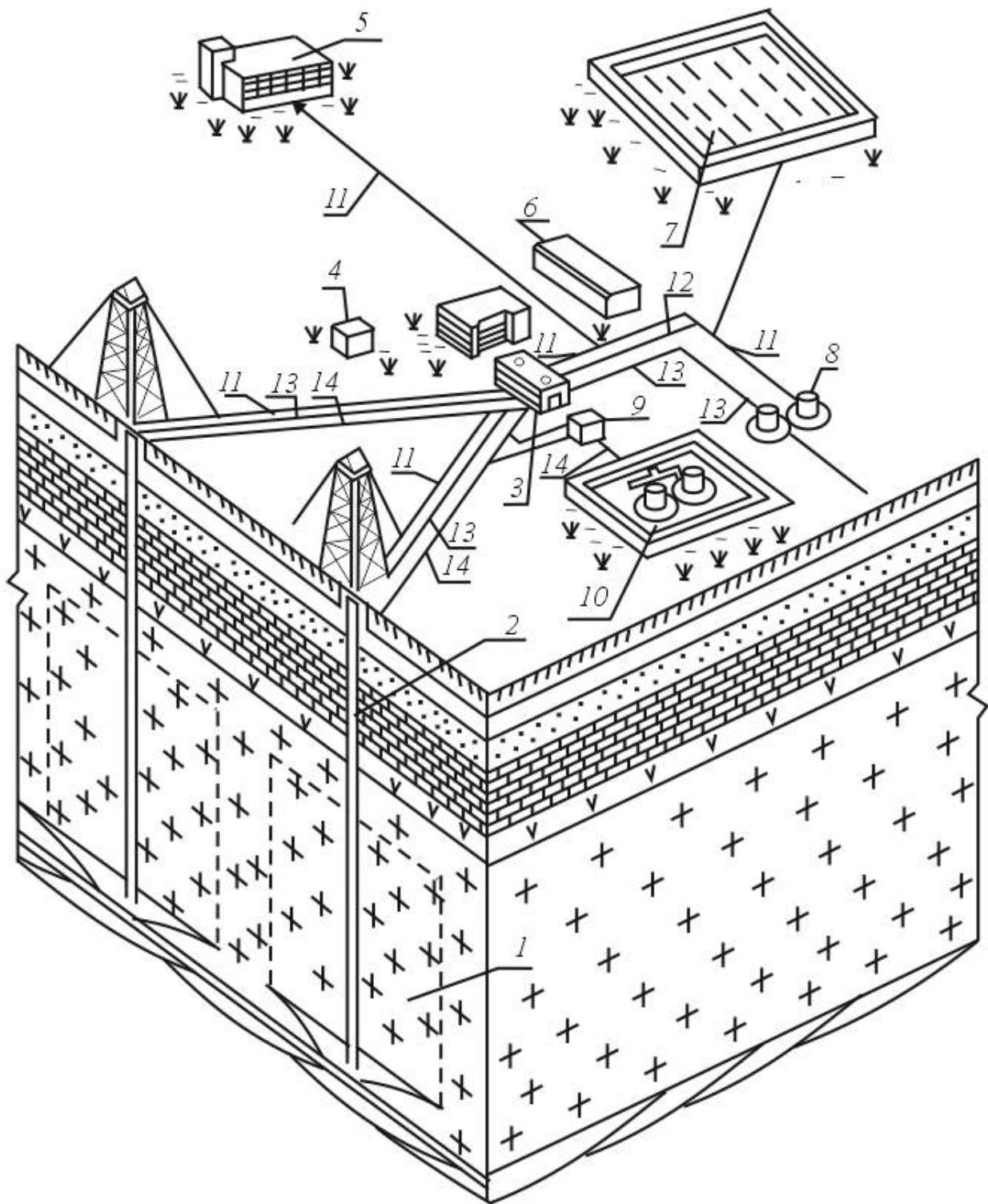


Рис 4.20. Технологічний комплекс підземного розчинення солей:

1 – камера розмиву солі; 2 – розчиновидобувна свердловин; 3 – контрольно-розподільний пункт з насосною станцією для подачі води і розсолу; 4 – підстанція; 5 – споживач продукції; 6 – адміністративна будівля; 7 – сховище слабоконцентрованих розсолів; 8 – ємкості для води і розсолу; 9 – насосна нерозчинника; 10 – ємкість нерозчинника; 11 – трубопровід для концентрованого розсолу; 12 – трубопровід для слабоконцентрованого розсолу; 13 – водоподавальний трубопровід; 14 – трубопроводи для нерозчинника

До теперішнього часу підземна виплавка отримала промислове значення як свердловинний спосіб видобутку корисних копалин переведенням їх у рідкий стан на місці залягання за допомогою теплоносія з видачею розплаву на земну поверхню. Він був запропонований у США (м. Фрашси, 1880 р.), в Росії – К. Поткановим (1883 р.) і з 1894 р. застосовується при видобутку сірки. Технологічна схема ПВС характеризується тепловою і гідродинамічною взаємодією сірконосного пласта з теплоносієм. Через свердловини в сірконосний пласт нагнітається теплоносій, у ролі якого використовується перегріта вода. Розплавлена сірка піднімається по іншій свердловині (можлива комбінація водоподачі і підйому розплавленої сірки по одній свердловині). Піднята на поверхню сірка через відстійні резервуари направляється в фільтрувальні агрегати для очищення і далі на склад готової продукції (рис. 4.21).

Існує технологія видобування сірки з гірських порід за допомогою процесу, відомого як процес Фраша. Буриться свердловина (1) до багатих на сірку ділянок (2). У свердловину опускається спеціальна головка (3). Спочатку в гірську породу під тиском накачується вода з температурою 155°C (4) для плавлення сірки. Після води подається стиснуте повітря (5), в результаті чого рідина, яка містить сірку, подається на поверхню (6). Передача теплоти в сірконосному пласті відбувається при конвекції теплоносія і подальшого теплообміну з масивом гірських порід за рахунок кондукції. Рушійними силами теплопереносу є градієнт температур і тисків, які забезпечують рушійну силу для теплоносія. При досягненні температури фазового переходу сірка з твердого стану переходить в рухливий. Під впливом температури в пласті виділяють три зони: нормальної температури, не порушеної плавленням; розігріву сірконосного пласта і плавлення, де сірка знаходиться в рухомому стані.

Для вибору технологічних параметрів процесу плавлення сірки використовують наступні рівняння:

– теплопровідний і конвективний механізм передачі тепла від рідини до твердого скелету пласта можна представити як

$$\frac{B\mu}{C\Delta P} \rho K \bar{v} \Delta T = \Delta(\lambda \Delta T), \quad (4.15)$$

де  $B$ ,  $\lambda$  – температура і теплопровідність;  $\mu$  – в'язкість;  $C$  – проникність;  $\Delta P$  – тиск;  $\rho$ ,  $K$  – щільність і теплоємність рідини;  $\bar{v}$  – швидкість;  $\Delta T$  – температура.

– рівняння витіснення (перенесення) рідини

$$v = \frac{C}{\mu} (g r a + P + \rho \bar{g}), \quad (4.16)$$

– рівняння збереження (протитечії) капілярних слоїв (просочення)

$$\frac{\partial}{\partial \tau} (\rho m \sigma) + \operatorname{div}(\rho \bar{v}) = 0; \quad (4.17)$$

$$\Delta F = P_c(\sigma), \quad (4.18)$$

де  $C$  – ступінь насиченості пор рідиною;  $m$  – пористість.

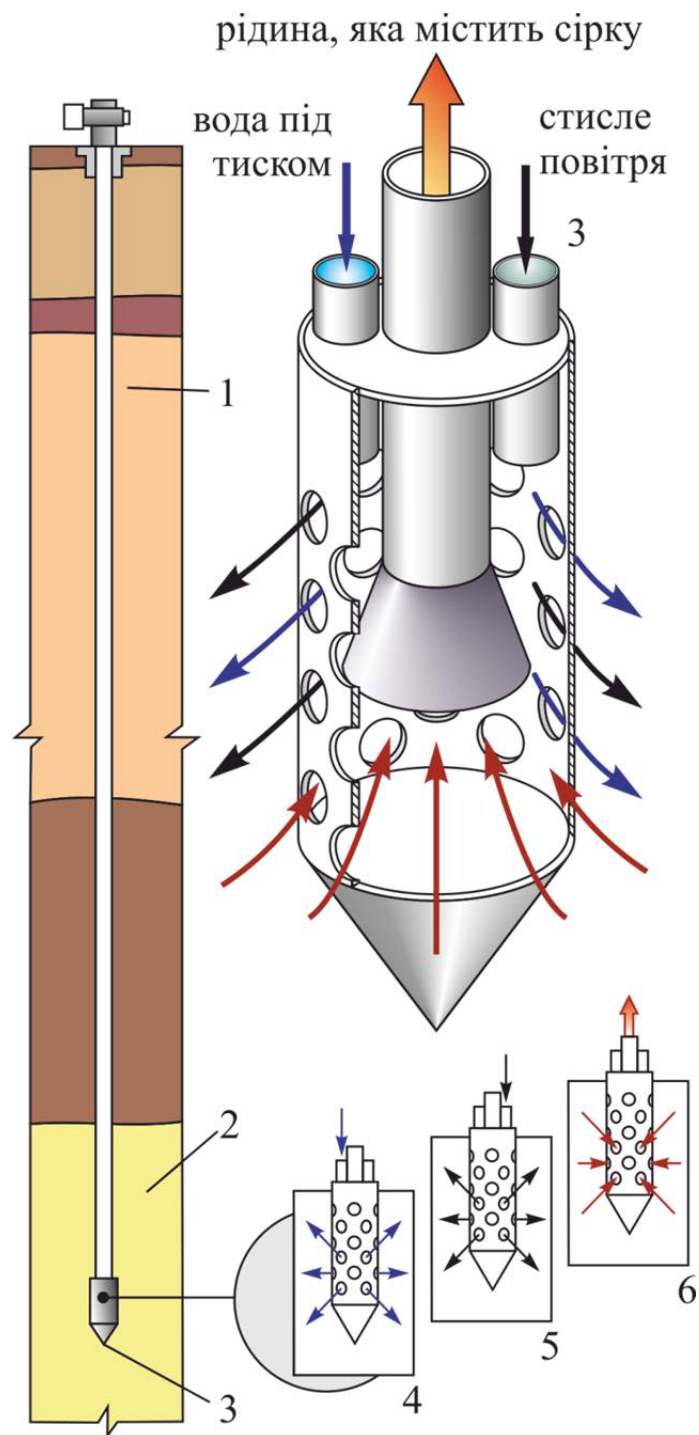


Рис. 4.21. Принципова технологічна схема ПВС

Сірка плавиться, коли її маса нагріта до температури плавлення і постійно отримує додаткову кількість теплоти, пропорційну питомій теплоті плавлення сірки ( $Q_{\text{пл}} = 80 \text{ МДж/м}^3$ ).

4.3.2. Розрахунок технологічних параметрів процесу підземної виплавки сірки

Якщо припустити, що нагнітання перегрітої води в сірконосний пласт здійснювати порціями, то після першої порції води температура пласта підвищиться до  $T'$ , а після другої – до  $T''$  і т.д. Для всіх порцій окремо можна скласти систему рівнянь теплового балансу

$$\begin{aligned} \Pi\gamma_B C_B (T_B - T_0) &= \Pi\gamma_B C_B (T' - T_0) + \gamma_P C_P (1 - \Pi)(T' - T_0); \\ \Pi\gamma_B C_B (T_B - T') &= \Pi\gamma_B C_B (T'' - T') + \gamma_P C_P (1 - \Pi)(T'' - T'); \\ &\dots\dots\dots; \\ \Pi\gamma_B C_B (T_B - T^{n-1}) &= \Pi\gamma_B C_B (T^n - T^{n-1}) + (1 - \Pi)(T^n - T^{n-1}), \end{aligned}$$

де  $\Pi$  – пористість сірконосних пластів;  $T_0$  – початкова температура пласта;  $T_B$  – температура перегрітої води;  $\gamma_B$  і  $\gamma_P$  – щільність води і руди, кг/м<sup>3</sup>;  $C_B$  і  $C_P$  – питома теплоємність води і руди, Дж/(кг·°C).

Об’єм води, необхідний для нагрівання 1 м<sup>3</sup> руди в пласті до температури  $T^n$  при  $n$  – серії послідовних закачувань води.

$$V_B = (n + n')\Pi, \tag{4.19}$$

де

$$n = \frac{\ln \frac{T_B - T^n}{T_B - T_0}}{\ln(1 - a)}, \tag{4.20}$$

$$n' = \frac{L\gamma_C v(1 - \Pi)}{\gamma_B C_B (T_B - T_{пл})\Pi}, \tag{4.21}$$

$$a = \frac{1}{1 + \frac{\gamma_P C_P (1 - \Pi)}{\gamma_B C_B \Pi}}, \tag{4.22}$$

де  $L$  – питома теплота виплавлення сірки, Дж/кг;  $\gamma_C$  – щільність сірки, кг/м<sup>3</sup>;  $v$  – обсяг сірки, що міститься в 1 м<sup>3</sup> руди, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  $T_{пл}$  – температура плавлення сірки, °C.

Об’ємна витрата теплоносія  $V$  (м<sup>3</sup>/кг) на виплавку 1 кг сірки з урахуванням того, що в одиниці об’єму рудного тіла міститься  $v(1 - \Pi)\gamma_C$  тонн сірки, складе

$$V = \frac{V_B}{v(1 - \Pi)\gamma_C q_T} = \frac{(n + n')\Pi}{v(1 - \Pi)\gamma_C q_T}, \tag{4.23}$$

тут  $q_T$  – технологічний коефіцієнт вилучення сірки при підземній виплавці,  $q_T = 0,8 - 0,9$ .

Швидкість руху лінії виплавлення сірки

$$v_{пл} = \frac{dR}{d\tau} = \frac{\gamma_B C_B Q_B}{2\pi m R (\gamma_P + q_{пл})(T_B - T_0)}, \tag{4.24}$$

де  $R$  – радіус зони плавлення сірки, м;  $Q_B$  – об’ємна витрата перегрітої води, м<sup>3</sup>/с;  $m$  – потужність пласта, м;  $q_{пл}$  – кількість теплоти, необхідне для плавлення сірки в одиниці об’єму руди, Дж/м<sup>3</sup>.

Режим течії теплоносія в сірконосному пласті буде підтримуватись при дотриманні умови

$$\varphi_M > 1,3K_\phi m^2 \Delta\gamma/\gamma, \quad (4.25)$$

де  $\varphi_M$  – мінімальна витрата теплоносія;  $K_\phi$  – коефіцієнт фільтрації, м/добу;  $m$  – потужність сірконосних пласта, м;  $\Delta\gamma$  – різниця густин теплоносія  $\gamma$  і пластової рідини.

Час переміщення межі розділу рідин (соли і розплавленої сірки) в зоні експлуатаційної свердловини

$$t = \frac{\Pi\sqrt{1-\eta}}{aC_r\Delta jsina}, \quad a > 0, \eta = y/n, \quad (4.26)$$

де  $a$  – постійна, що характеризує початкове положення межі;  $C_r$  – рухливість в зоні пластової води;  $y$  – висота спливання.

Кількість сірки, витягнутої в одиницю часу, залежить від фізико-механічних властивостей сірконосних пластів, витрат і термодинамічних параметрів теплоносія

$$M_c = Q_B \frac{(1-\Pi)\gamma_B C_B \rho_c q_T}{\gamma_P C_P + q_{пл}/(T_B - T_0)}, \quad (4.27)$$

де  $M_c$  – кількість сірки, що витягується в одиницю часу, кг/с.

#### 4.3.3. Технологія підземної виплавки сірки

Технологічна схема підземної виплавки сірки містить у собі установки для приготування води з температурою 166 °С, поверхневі трубопроводи, будівлі і споруди, а також видобувні свердловини (рис. 4.22).

Свердловини обладнують експлуатаційними колонами концентрично розташованих труб для подачі теплоносія, стисненого повітря і підйому рідкої сірки на земну поверхню. Водяну колону для стікання розплавленої сірки до вибою свердловини перфорують по всій висоті (1 – 1,5 м) і далі на висоту 0,3 – 0,7 м над рівнем подошви пласта. Відстань між верхнім рядом сірчаної і нижнім рядом водної перфорації становить 0,3 – 1 м. Висота водної перфорації коливається в межах 0,8 – 1,0 м. Водна колонка труб перфорується круглими отворами діаметром 18 – 20 мм, які розташовуються у шаховому порядку на відстані 80 – 100 мм один від одного. Перед опусканням у свердловину сірковидобувної колони на її зовнішній поверхні на відстані 200 – 500 мм від нижнього кінця приварюють пакер, який слугує для розділення водної колони труб від сіркодобувної. У гирлі сіркодобувної колони монтують обв'язку, призначену для герметизації свердловини, роздільної подачі і відбору робочих агентів до відповідного міжтрубного кільцевого простору. Вертикальні теплові зміщення колон труб забезпечуються завдяки застосуванню сальникових компенсаторів. Горизонтальні переміщення труб можливі завдяки застосуванню термостійких сальникових набивок.

Нагнітається вода через перфорацію в нижній частині труби надходить у пласт і, розповсюджуючись по тріщинах, порах і кавернах, розплавляє сірку,

яка стікає до вибою свердловини і видається ерліфтом на поверхню. Закачування теплоносія в сірконосний пласт виконують під тиском від  $(5-7) \cdot 10^5$  до  $(10-16) 10^5$  Па. Нижня межа обмежується можливістю переходу перегрітої вода в пару, а верхня – гідророзриву покрівлі пласта. Верхня межа тиску теплоносія знижується внаслідок розвантаження пласта відкачуванням пластової води через водовідливні свердловини. Іноді сірка твердне на шляху до свердловини і повністю закупорює фільтраційні канали, різко знижуючи при цьому продуктивність свердловини, а також призводить до значних втрат корисної копалини. Боротьба з цими явищами – одне з найважливіших умов високої прийомистості свердловин. Досвід підземної виплавки сірки в Передкарпатті показав, що при існуючій сьогодні сітці сіркодобувних свердловин  $40 \times 40$  м видобуток сірки з пласта становить усього 32%, при сітці видобувних свердловин  $30 \times 30$  м – 40 – 50% сірки. Найбільш продуктивна сітка свердловин  $20 \times 20$  м, при якій вдається витягти до 60% сірки. Однією свердловиною можна добути до 4000 т сірки при потужності пласта 30 м, причому забезпечується виплавка сірки з ділянки 25 – 30 м.

#### 4.3.4. Шляхи інтенсифікації підземної виплавки сірки

У слабопроникних породах необхідно підвищувати коефіцієнт їх проникності, наприклад, обробкою пласта солянокислотними реагентами (додаток Б). Зважаючи на малу теплопровідність породного масиву знижуються прогрів і плавлення сірки. У зв'язку з цим виникає необхідність знайти інші способи передачі теплоти в масив. Успішно може бути застосований, наприклад, високочастотний електричний нагрів сірконосних пластів (рис. 4.23).

Сірконосний пласт нагрівається під дією електромагнітного поля, і швидкість нагрівання не залежить від проникності, тріщинуватості і теплопровідності пласта. При цьому швидкість нагріву залежить від електричних властивостей і теплоємності пласта (рис. 4.24). Продуктивність свердловин значно збільшується. Основний вплив на процес плавлення надають діелектрична проникність, тангенс кута діелектричних втрат, питома теплоємність, об'ємна насоса і коефіцієнт теплопровідності сірконосних пластів.

Використовуючи природні термальні води і пароводяні суміші з температурою більше  $120 - 130$  °С і води, нагрітої в підземних, штучно створених породних теплообмінниках, можна ефективно організувати процес ПВС. Технологічна схема такого процесу зображена на рис. 4.25.

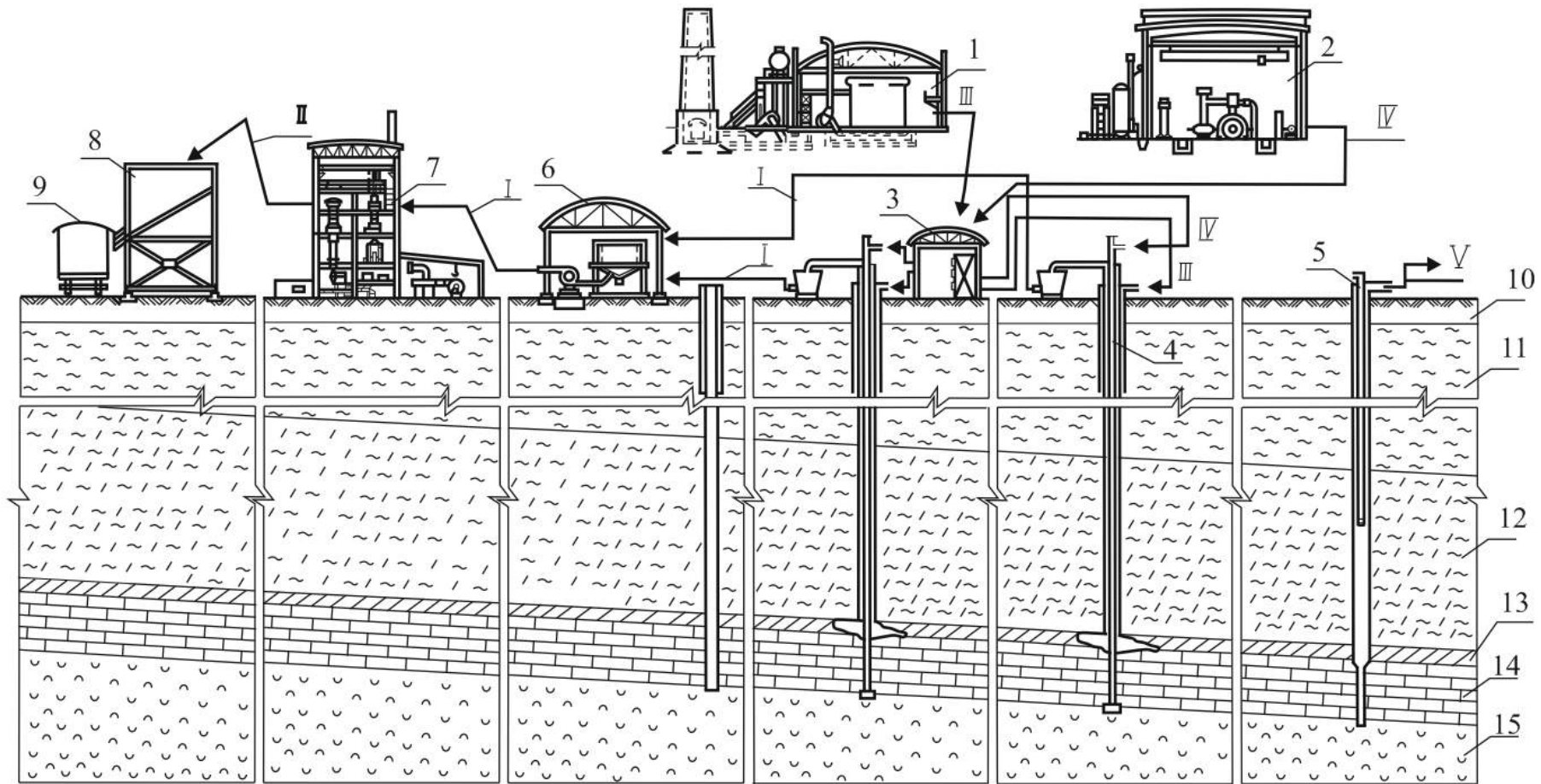


Рис. 4.22. Принципова технологічна схема видобування сірки методом підземної виплавки: 1 – котельня; 2 – компресорна; 3 – вимірювальний пункт; 4 – діючі видобувні свердловини; 5 – водовідливна свердловина; 6 – кушова насосна станція перекачування сірки; 7 – відділення фільтрації рідкої сірки; 8 – навантажувальна естакада; 9 – залізнична цистерна; 10 – рослинний пласт; 11 – пісок глинистий; 12 – глина мергеляста; 13 – мергель глинистий; піщаник; 14 – вапняк осірений; 15 – піщаник. Трубопроводи: I – перекачування сірки з групового сіркозбірника в відділення фільтрації; II – транспортування рідкої сірки на склад; III – подача теплоносія (компресорна, вимірювальний пункт, свердловина); IV – подача стиснутого повітря (компресорна, вимірювальний пункт, свердловина); V – відкачка води



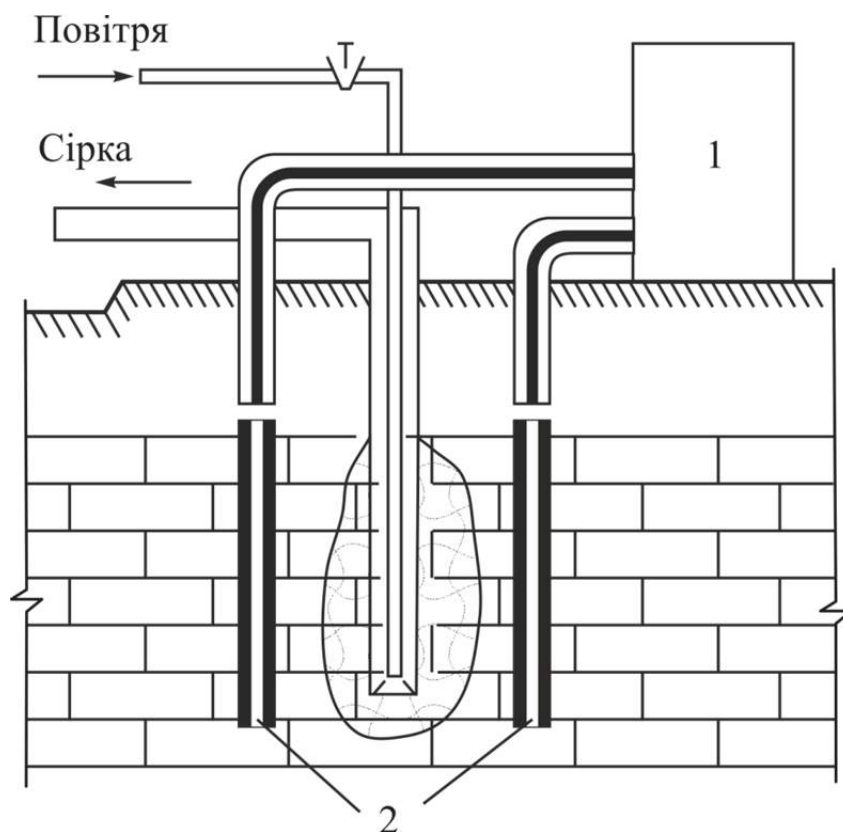


Рис. 4.23. Схема високочастотного методу виплавки сірки: 1 – електричний генератор високої частоти; 2 – електроди

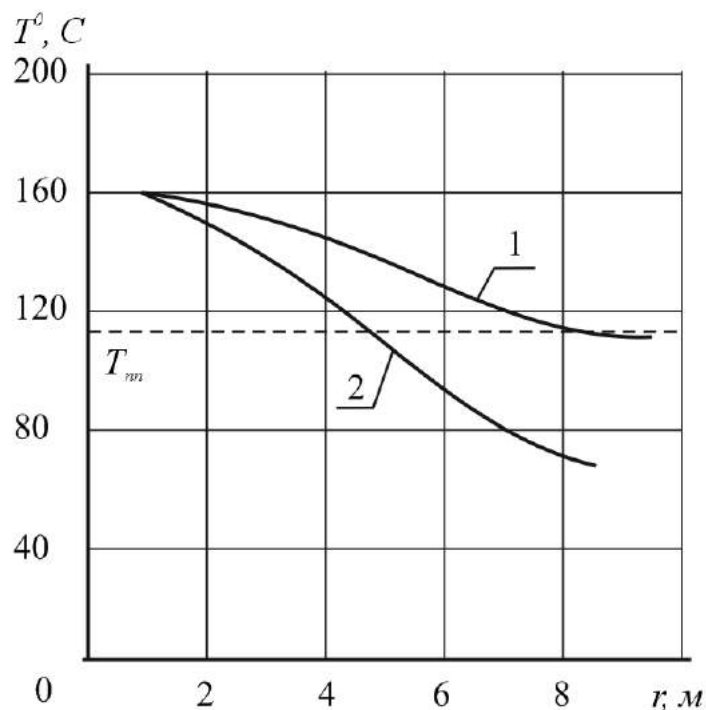


Рис. 4.24. Радіус нагріву сірконосного пласта високочастотним електронагрівом (1) і перегрітою водою (2) після 16 діб прогріву

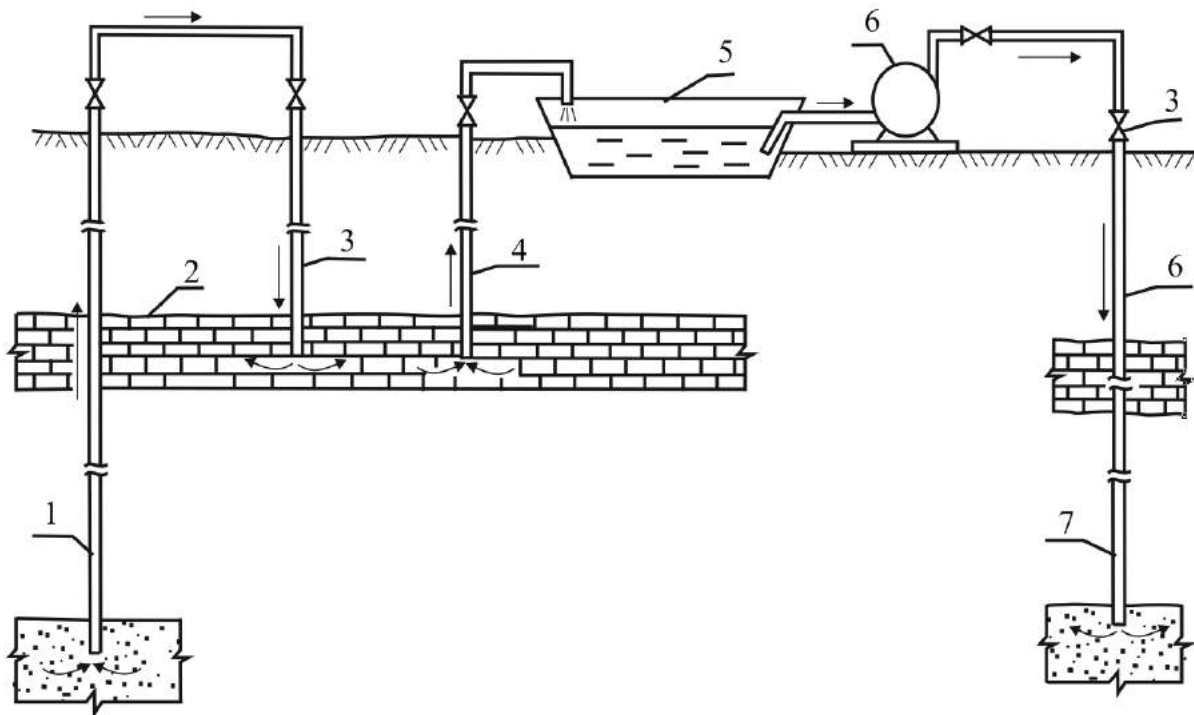


Рис. 4.25. Принципова технологічна схема ПВС з використанням термальних вод: 1 – геотермальна свердловина; 2 – сірконосний пласт; 3 – термоінжекторна свердловина, 4 – сірквидобувна свердловина; 5 – відстійник; 6 – насос; 7 – водозбірник

Ця схема відрізняється від широко застосовуваних схем тим, що з неї виключається система водогрійних пристроїв, вводиться цикл прогріву теплоносія глибинною теплою нашої планети, а також забезпечується кругова циркуляція теплоносія: підземний теплообмінник (або джерело термальних вод) – сірконосний пласт – поверхневий комплекс вилучення сірки – підземний теплообмінник. Така схема, безсумнівно, підвищить техніко-економічні показники видобування сірки методом ПВС і зведе до мінімуму техногенний вплив сірквидобувних підприємств на довкілля в результаті припинення викидів шкідливих газів в атмосферу і скидання стічних вод у наземні басейни. В Україні способом ПВС розробляються сірконосні родовища Передкарпатського басейну. При цьому собівартість видобутку сірки в 2 – 2,5 рази нижче в порівнянні з видобутком відкритим способом, а продуктивність праці в 4 – 5 разів вище. Спосіб ПВС отримав широке розповсюдження і за кордоном: 2/3 світового видобутку сірки отримують за рахунок підземної виплавки. Подальший розвиток методу ПВС у нашій країні пов'язаний з локальною підготовкою сірконосних пластів до виплавки, що забезпечує різке зниження гідродинамічного опору руху теплоносія в присвердловинній зоні, а також зі збільшенням вилучення сірки з надр, застосуванням ПАР та ін. Дуже важливо, щоб сірковмісний пласт мав значну потужність, високий сірковміст і проникність, що забезпечує гарну фільтрацію води в межах пласта. Верхня товща покривних порід повинна бути водонепроникна, що дозволить уникнути втрат теплоносія в покрівлю. Тиск нагнітання теплоносія і міцність покривних порід повинні виключити гідравлічний розрив на поверхню землі.

#### 4.4. Прикладні задачі до глави 4

##### Розрахунок технологічних параметрів підземного розчинення солей

При проектуванні розсолопромислу важливо звернути увагу на розробку заходів за найбільш ефективним управлінням процесом розсолоутворення. Формування підземних камер – це один із головних процесів технології і здебільшого визначає рівень технологічних втрат корисних копалин. Залежно від гірничо-геологічних умов і порядку розробки родовищ розрізняють камерне і суцільне розчинення. При камерному розчиненні родовище розробляється окремими камерами з залишенням між ними ціликів для забезпечення стійкості земної поверхні. В цьому випадку використовуються як індивідуальні, так і взаємодіючі свердловини. Розрахунок основних параметрів, що характеризують систему розробки соляних родовищ методом підземного розчинення, полягає у визначенні: гранично допустимого прогину камери,  $2R$ ; розміру міжкамерного цілика,  $d$ ; потужності стелини,  $H_n$ ; максимальної потужності породних прошарків,  $H_p$ . (рис.4.26)

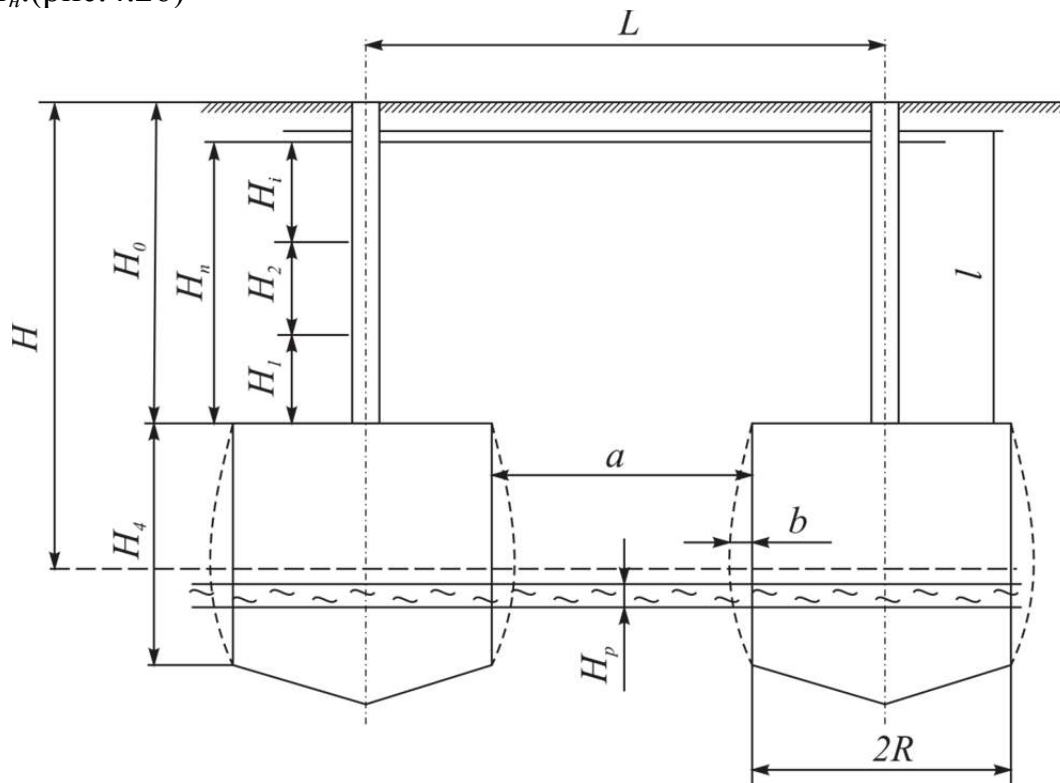


Рис. 4.26. Технологічна схема підземного видобування розсолу з двох зближених камер

1. Гранично допустимий розмір камер визначається виходячи з гіпотези балок з урахуванням коефіцієнта привантаження  $K_n$  від верхніх шарів породи, м

$$2R = \sqrt{\mu \frac{\delta_{з.тр.} \cdot H_1}{(1 + K_n) \cdot \gamma_1}}, \quad (4.28)$$

$$K_n = (0,065 - 0,056) \cdot \operatorname{tg}\beta \cdot \sqrt{\frac{\delta_{\text{заод}} \cdot H_1}{\gamma_1 \cdot H_2^2}}, \quad (4.29)$$

де  $\mu$  – коефіцієнт, що враховує характер защемлення прогину на опорах і ступінь деформації порід,  $\mu = 1,7 - 2,0$ ;  $\delta_{\text{заод}}$  – тривала міцність порід несучого шару на згин, МПа;  $H_1$  – потужність несучого шару покрівлі камери, м;  $K_n$  – коефіцієнт привантаження;  $\gamma_1$  – щільність порід, т/м<sup>3</sup>;  $\operatorname{tg}\beta$  – коефіцієнт тертя між шарами ( $\operatorname{tg}\beta = 0,26 \dots 0,6$ );  $H_2$  – потужність привантажуючого шару порід покрівлі, м.

2. Стійкість міжкамерного цілика визначається виходячи із запасу міцності.

Коефіцієнт запасу міцності

$$\psi = \frac{\delta_p}{\delta_o}, \quad (4.30)$$

де  $\delta_p$  – руйнуюче напруження, що визначається з урахуванням тиску розсолу на стінки камери, ваги покривних порід і форми ціликів, МПа;  $\delta_o$  – діюче на цілик напруження, яке визначається з урахуванням власної ваги цілика, а також сприйнятливої ним різниці між вагою верхніх порід і тиском розсолу, який заповнює камеру, МПа

$$\delta_p = \left( \frac{1 + \sin \rho}{1 - \sin \rho} \cdot P + \delta \right) \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot (L^2 - \pi \cdot R^2)}{\pi \cdot R \cdot H_u}}; \quad (4.31)$$

$$\delta_o = \frac{\gamma \cdot H_o \cdot L^2 - \pi \cdot R^2 \cdot \gamma_p \cdot H_o}{L^2 - \pi \cdot R^2} + \gamma \cdot H_u, \quad (4.32)$$

де  $\rho$  – кут внутрішнього тертя солі, град.;  $P$  – тиск розсолу в середній по висоті частині камери, МПа; ( $P = \gamma_p \cdot H$ , де  $H$  – глибина перерізу, що розглядається, м);  $\gamma$ ,  $\gamma_p$  – відповідно щільність кам'яної солі і розсолу, т/м<sup>3</sup>;  $\delta$  – міцність кам'яної солі на одновісний стиск, МПа;  $L$  – відстань між свердловинами, м;  $R$  – радіус камер підземного розчинення, м;  $H_o$  – висота (потужність) цілика, м;  $H_u$  – потужність покриваючих порід, м.

За дослідними даними, величина коефіцієнта запасу міцності при камерній системі розробки повинна бути не менше 1,2 – 1,4. Одержані значення коефіцієнта запасу міцності порівнюють з заданими; при  $\psi > 1,4$  слід зменшити  $L$ , при  $\psi < 1,4$  – збільшити  $L$ . Розрахунок виконується знову. За дослідними даними  $\psi = 1,2 - 3,0$ .

3. Перевірка допустимих розмірів цілика, яка базується на теорії механіки суцільного середовища, проводиться по ширині ослабленої зони. Для цього допустимий по стійкості розмір цілика  $d$  встановлюється за шириною зони ослаблених порід довкола розсольних камер  $b$  з умови  $d \geq 2b$ .

Ширина ослабленої зони визначається з урахуванням розмірів, форми і взаємного впливу камер

$$v = R \sqrt{1 + \frac{\left[ 3 \exp \left( \frac{\gamma \cdot H \cdot \omega \cdot \left( 1 + \frac{\tau}{2} \right) - P}{C} - 1 \right) - 1 \right]}{R}} - 1 \right\}, \quad (4.33)$$

де  $v$  – ширина зони ослаблених розчинником порід, м;  $\omega$  – коефіцієнт форми поперечного перерізу камери, що дорівнює для одиночних камер 1,1 – 1,3, зближених – до 1,35 і групових – до 1,5;  $\tau$  – коефіцієнт взаємного впливу камер;  $C$  – зчеплення солі ( $C = 4,5$  МПа).

$$\tau = \frac{1}{a \cdot (a+1)^2}, \quad (4.34)$$

$a$  – відношення ширини цілика до радіуса камери

$$a = \frac{d}{R} \geq \frac{R}{R}, \quad (4.35)$$

Перевірка:  $d = L - 2R$ ;  $d \geq 2v$ .

4. Потужність стельових порід над камерою ( $H_n$ ) визначається виходячи з відомої величини тривалої міцності солі, м

$$H_n = \frac{\gamma \cdot \psi \cdot (2 \cdot R)^2}{2 \cdot \delta_{mp}} + \sqrt{\left( \frac{\gamma \cdot \psi \cdot (2 \cdot R)^2}{2 \cdot \delta_{mp}} \right)^2 - \frac{\gamma_1 \cdot \psi \cdot l \cdot (2 \cdot R)^2}{\delta_{mp}}}, \quad (4.36)$$

де  $\delta_{mp}$  – тривала міцність кам'яної солі на одновісний стиск, МПа;  $l$  – потужність зони обвалення порід, які розташовані над пластом солі, м;  $\gamma_1$  – щільність порід, які розташовані над пластом солі, т/м<sup>3</sup>.

5. Максимальна потужність породних прошарків, що поділяють пласт кам'яної солі, який передбачається до відпрацювання

$$H_n = \frac{(\gamma_1 - \gamma_p) \cdot B_{екв}^2}{6 \cdot \delta_{розр}}, \quad (4.37)$$

де  $\gamma_1$ ,  $\gamma_p$  – відповідно щільності порід прошарків і розсолу, т/м<sup>3</sup>;  $B_{екв}$  – еквівалентний прогін, що дорівнює радіусу відслонення покрівлі камери підземного розчинення, м,  $B_{екв} = R$ ;  $\delta_{розр}$  – міцність порід прошарків на розрив, МПа.

## Визначення параметрів технології підземного розчинення солі на підготовчому етапі

Технологія підземного розчинення солі із ступінчастим (пошаровим) розмиванням камер мистить два етапи роботи розсолдобувних свердловин: підготовчий розмив і експлуатаційний розмив. Підготовча виробка розмивається біля підшови соляного пласта для створення початкової поверхні розчинення солі, що має звичайно незначну висоту і діаметр на 15 – 20% менше експлуатаційного (рис. 4.27). Висота підготовчої виробки чи ступеня визначається виходячи із вмісту нерозчинних включень ( $f$  – у відсотках) в солі і досягається відповідним рознесенням башмаків (торців) водоподавальної і розсолотрочної колон труб. Висота ступеня визначається

$$h_g = (0,02...0,04) \cdot R \cdot f, \quad (4.38)$$

де  $R$  – радіус ступеня підготовчої виробки, м;  $f$  – вміст нерозчинних включень, %.

Розмив підготовчої виробки відбувається у декілька ступенів з кутом нахилу  $\alpha$  стінок підшови камери (рис. 4.27).

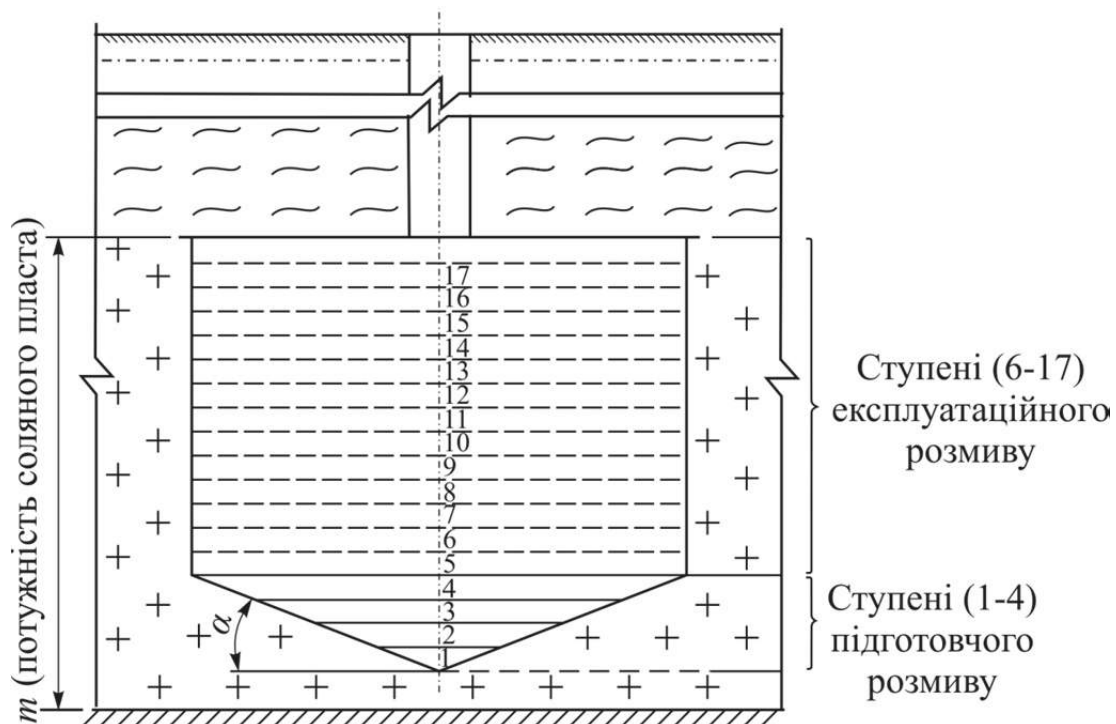


Рис. 4.27. Схема ступінчастого розчинення солі

Кількість ступенів розмиву визначається з табл. 4.1 залежно від величини радіуса ступенів підготовчої виробки і вмісту нерозчинних домішок у солі.

Тривалість підготовчого розмиву визначається із співвідношення

$$t = K_a \cdot \frac{R}{V}, \text{ дні}, \quad (4.39)$$

де  $K_a$  – коефіцієнт асиметрії розвитку ступеня ( $K_a = 0,5 - 0,7$ );  $V$  – радіальна швидкість розчинення кам'яної солі, м/добу.

Значення середньої радіальної швидкості розчинення солі, що змінюється в залежності від радіуса камери розчинення при температурі 15 – 200С;

$$V = 0,25 - 0,68 \cdot 10^{-2} \cdot R + 0,6 \cdot 10^{-4} \cdot R^2. \quad (4.40)$$

Таблиця 4.1

Визначення кількості ступенів розмиву

Радіус врубу, м	Вміст нерозчинних включень, %																	
	< 5			10			15			20			25			30		
	$n$	$h_1$	$h_n$	$n$	$h_1$	$h_n$	$n$	$h_1$	$h_n$	$n$	$h_1$	$h_n$	$n$	$h_1$	$h_n$	$n$	$h_1$	$h_n$
20	1	3	-	1	3	-	2	3	1	2	4	2	3	5	2,5	3	5	4
30	2	3	1	2	3	1	3	3	1	3	4	2	4	5	3	4	5	4
40	3	3	1	3	4	1	3	4	1,5	4	4	2	6	5	3	6	5	4
50	4	3	1	4	4	1	4	4	1,5	5	4	3	6	5	4	7	5	4
> 50	5	3	1	5	5	1	5	5	2	6	4	3	7	5	4	8	5	4

Примітка:  $n$  – кількість ступенів розмиву;  $h_1$  – висота першого ступеня, м;  $h_n$  – висота кожного наступного ступеня.

Значення радіальної швидкості прийняті для умов розмиву підготовчої виробки з продуктивністю свердловини 10 – 15 м<sup>3</sup>/год. на перших ступенях і 30 – 40 м<sup>3</sup>/год – на завершальних.

Продуктивність соледобувної свердловини для першого ступеня

$$q_n = 0,05 \cdot R \cdot (2,2\sqrt{R} + H \cdot (1 - 0,01 \cdot H)), \text{ м}^3/\text{ГОД}, \quad (4.41)$$

Продуктивність соледобувних свердловин для наступних ступенів:

$$q_n = 0,05 \cdot r_n \cdot (2,2\sqrt{r_n} + h_n \cdot (1 - 0,01 \cdot h_n)), \text{ м}^3/\text{ГОД}, \quad (4.42)$$

де  $H$  – висота камери, м (на першому ступені  $H = h_1$ ).

При розрахунку об'єму підготовчої виробки її форма приймається для першого ступеня у вигляді конуса

$$W_1 = \frac{1}{3} \cdot \pi \cdot R^2 \cdot h, \text{ м}^3, \quad (4.43)$$

для наступних ступенів – у вигляді усіченого конуса

$$W_c = \frac{1}{3} \cdot \pi \cdot (R^2 + r \cdot R + r^2) \cdot h_n, \quad (4.44)$$

де  $r$  – радіус камери у початковій стадії відпрацювання, м;  $R$  – радіус камери на завершальній стадії відпрацювання ступеня, м.

Запаси кам'яної солі в об'ємі підготовчої виробки

$$Z_{\text{бал}} = W \cdot \gamma \cdot (1 - f), \text{ т}, \quad (4.45)$$

де  $\gamma$  – щільність кам'яної солі, т/м<sup>3</sup>.

Промислові запаси кам'яної солі, що видобуваються з об'єму підготовчої виробки

$$Z_{\text{пром}} = Z_{\text{бал}} \cdot c, \text{ т}, \quad (4.46)$$

де  $c$  – коефіцієнт видобутку солі, що враховує неповне видобування запасів за рахунок заповнення об'єму камери розсолон (с = 0,75 – 0,9).

Концентрація одержаного розсолу

$$K = \frac{Z}{24 \cdot t \cdot q}. \quad (4.47)$$

Приклад рішення дивись додаток Д.

### Підземне виплавлення і спалення сірки

Геологічний коефіцієнт розкриття характеризується відношенням потужності верхніх порід  $H$  до потужності пласта  $m$ , взятих у середньому для якоїсь ділянки родовища

$$K_r = \frac{H}{m}. \quad (4.48)$$

Коефіцієнт розкриття, який характеризує довжину розкривної свердловини, що припадає на 1 т видобутих запасів

$$K_d = \frac{l}{\pi \cdot R^2 \cdot m \cdot \gamma \cdot c \cdot q}, \quad (4.49)$$

де  $R$  – радіус ділянок навколо свердловини розроблюваного пласта;  $\gamma$  – щільність пласта;  $c$  – коефіцієнт витягу;  $q$  – середній вміст корисних копалин.

Цей коефіцієнт характеризує також систему розробки, бо залежно від сітки розташування свердловини змінюється радіус зони дії свердловини, а отже, і кількість корисних копалин, що витягається з однієї видобувної свердловини (рис. 4.28).

Економічний коефіцієнт розкриття дорівнює сумі усіх витрат  $Z$  на буріння, підготовку й устаткування свердловини, віднесених до вартості запасів корисних копалин  $C$ , що добуваються зі свердловини

$$K_e = \frac{Z}{C}. \quad (4.50)$$

Розкриття родовища складається з наступних операцій: вибір місця закладення свердловин (визначається сіткою розташування свердловин); уточнення конструкції свердловин; буріння свердловин; обсадка і цементация (кріплення свердловин); обпресування свердловин; геологічні, гідрогеологічні і геофізичні дослідження свердловин; підготовка устаткування свердловин для експлуатації; оформлення документації і здача свердловин в експлуатацію. Таким чином, поняття «система розробки» при ПВС містить у собі весь комплекс заходів, виконуваних для видобутку сірки. Інакше кажучи, під системою розроб-



ки сірчаного родовища методом ПВС розуміється визначений порядок розміщення, проведення і введення до роботи видобувних і водовідливних свердловин, узгоджених у часі і просторі. Оптимальною системою розташування свердловин на родовищі є сітка свердловин, що забезпечує мінімальні витрати на 1 т видобутої сірки при можливо більш повному витягу запасів розроблюваного родовища.

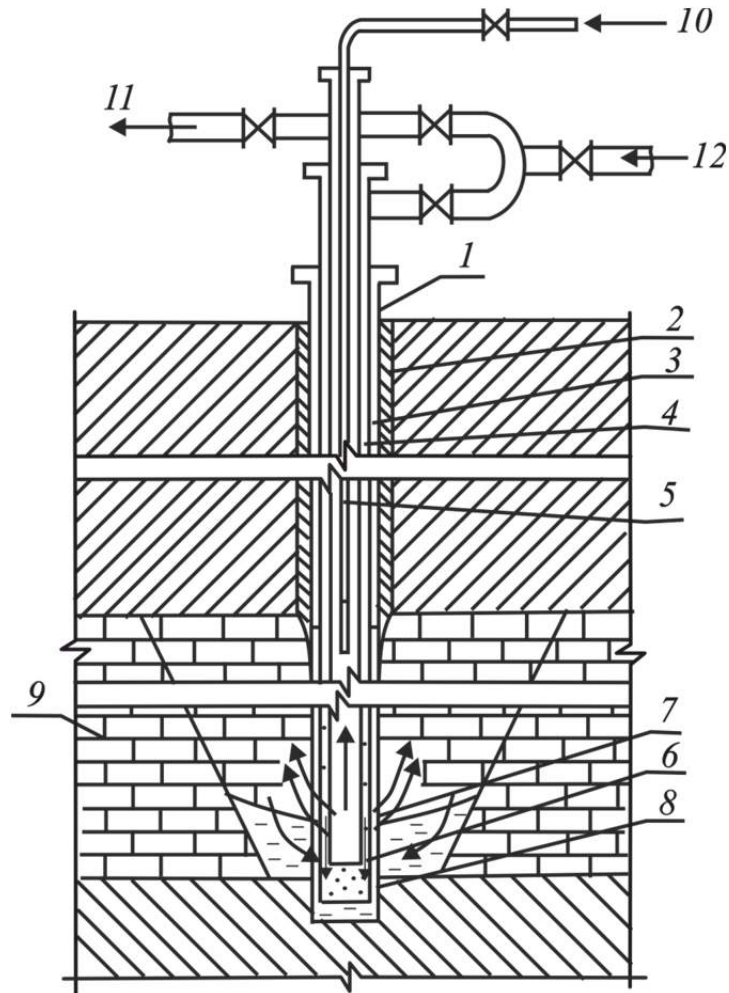


Рис. 4.28. Схема розкриття сірконосного пласта вертикальною свердловиною: 1 – обсадна колона; 2 – затрубне цементне кільце; 3, 4, 5 – водоподавальна, сірковидавальна, повітряна колони труб; 6 – розділяючий пакер; 7, 8 – повітряна і сірчана перфорація; 9 – чепцеві компенсатори

Слід зазначити, що загальна кількість видобувних свердловин  $N$  може бути визначена по кількості одночасно працюючих свердловин  $n$ , терміну служби однієї видобувної свердловини  $t$  і загальному терміну відпрацьовування родовища  $T$

$$N = n \cdot \frac{T}{t} \quad (4.51)$$

Термін відпрацьовування родовища є функцією кількості одночасно працюючих свердловин і параметрів сітки їх розташування

$$T = n \cdot \frac{S \cdot T}{2 \cdot b_1 \cdot b_2 \cdot n^2} \quad (4.52)$$

де  $S$  – площа родовища;  $b_1, b_2$  – параметри сітки розташування видобувних свердловин.

Залежно від масштабів виробництва визначається кількість свердловин, необхідна для забезпечення заданої продуктивності підприємства. Добовий видобуток  $A$  (т/доб) визначається як видобуток середньодобової продуктивності свердловини  $a$  (т/доб) на кількість свердловин  $n$ , що знаходяться в роботі

$$A = a \cdot n. \quad (4.53)$$

Однак, як показує досвід роботи, годинна і навіть добова продуктивність видобувних свердловин носить певною мірою випадковий характер і помітно відрізняється від середньорозрахункової. Це вимагає збільшення кількості працюючих свердловин, а також створення резерву свердловин, постійно готових до роботи. Кількість свердловин  $n_1$ , необхідних для забезпечення заданого рівня видобутку

$$n_1 = K \cdot \frac{A}{D} \cdot (\tau_n - \tau_p), \quad (4.54)$$

де  $D$  – середній видобуток корисних копалин з однієї свердловини і час її існування;  $\tau_n$  – час на буріння й обладнання однієї свердловини, діб;  $\tau_p$  – час на відпрацювання однієї свердловини, діб;  $K$  – коефіцієнт запасу (приймається рівним 1,15 – 1,20).

Для ілюстрації наведемо розрахунок необхідної кількості свердловин для сірчаного рудника з різними заданими рівнями видобутку: 100, 200 і 500 т/діб.  $A_2 = 2000$  т,  $T_n = 20$  діб = 20 т/діб  $T_p = 100$  діб. Розрахувавши кількість свердловин за формулою (4.53), одержимо, що для забезпечення видобутку сірки 100, 200 і 500 т/діб необхідно, щоб у роботі одночасно знаходилося відповідно 5, 10 і 25 свердловин. Розрахунки, проведені за формулою (4.54), показують, що для стійкого забезпечення заданого рівня видобутку необхідно, щоб у роботі було відповідно 6, 12 і 13 свердловин. Технологічна схема рудника ПВС наведена на рис. 4.22.

Вода для виробничих потреб потрапляє в нагрівачі, які являють собою прямооточні водогрійні котли, або парові котли з бойлерами. Гарячу воду з температурою 160 – 166°C через контрольно-розподільчі станції (КРС) під тиском 1,0 – 1,2 МПа подають по міжтрубному простору. Для спрощеної попередньої оцінки показників процесу ПВС пропонується порядок розрахунку, оснований на обчисленні середніх значень параметрів залежно від гірничо-геологічних і економічних умов. Витрата теплоносія  $Q_t$  оцінюється за матеріалами гідрогеологічного вивчення чи нагнітанням води в свердловини на стадії експлуатаційної розвідки і з урахуванням системи розробки. Технологічний коефіцієнт витягу  $\eta_t$  визначається як відношення найбільшої можливої кількості витягнутої сірки до її загальних запасів у зоні плавлення

$$\eta_t = a\sigma + b, \quad (4.55)$$

де  $\sigma$  – сірковоміст;  $a$  і  $b$  – емпіричні коефіцієнти, обумовлені структурно-текстурним типом сірчаних руд (табл. 4.2).

Втрати сірки в масиві складаються з втрат у ціликах, що виникають через нерівномірність поширення зони плавлення по потужності пласта, із втрат у непроникних зонах покладу, на ділянках аварійних свердловин і з технологічних втрат сірки внаслідок змочування нею кістяка пласта. Крім того, втрати можливі в результаті часткового стікання її у недоступні для відбору зони.

Таблиця 4.2

Значення коефіцієнтів  $a$  й  $b$  для різних руд

Текстура руди	Вміст сірки, %	Коефіцієнт	
		$a$	$b$
Гніздово-прожилкова	15 – 35	1,15	0,497
Гніздово-вкраплення	18 – 50	0,90	0,398
Прожилково-вкраплена	20 – 50	0,78	0,493
Вкраплена	17 – 50	1,10	0,398
Тонкорозсіяна	20 – 40	0,80	0,280

Для диференціації загальних втрат при ПВС умовно коефіцієнт витягу приймаємо як добуток технологічного і коефіцієнта витягу, що визначає втрати сірки в зоні плавлення, а коефіцієнт охопту пласта. У даній методиці коефіцієнт витягу  $\eta$  задається в інтервалі 0,3 – 0,6 відповідно до наявного досвіду ПВС у подібних гірничо-геологічних умовах і далі коректується. Теплова енергія  $Q$ , що вводиться в сірчаний пласт через свердловини, витрачається на розігрів сірконосного покладу, що містять породи і на витоки, пов'язані з різними гірничо-геологічними умовами (неосірченні прошарки, тектонічні порушення й ін.)

$$Q = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5, \quad (4.56)$$

де  $Q_1$  – тепловитрати на нагрівання кістяка руди і сірки;  $Q_2$  – на розплавлення сірки;  $Q_3$  – на нагрівання вміщуючих порід;  $Q_4$  – на витоки в непродуктивні горизонти;  $Q_5$  – втрати при водовідливні.

Виразивши вхідні в рівняння теплового балансу складові  $Q_1 + Q_3$  через відомі величини і визначивши питомі витрати теплоносія  $q_t$  як відношення об'єму води, витраченого на нагрівання деякого обсягу пласта, до маси витягнутої з нього розплавленої сірки

$$q_t = \left(\frac{1}{\eta}\right) \cdot \left[ \frac{0,4 + 0,0023 \cdot \rho_1 \cdot c_1}{\sigma \cdot (1 - \Pi)} \right]. \quad (4.57)$$

Розрахунок ерліфта полягає у визначенні тиску і витрати стиснутого повітря, його питомої витрати  $q_B$ , глибини навантаження ерліфтних свердловин. Потім оцінюються параметри мережі видобувних свердловин. Відстань між рядами свердловин  $q_B$

$$d_1 = \left[ \frac{3b_{cp} \cdot (\tan(\alpha - \beta) + \tan(\alpha + \beta))}{d_2 \cdot (\Pi_0 - q_t \cdot c_t - q_b \cdot c_b - \rho) \sigma \cdot \eta \cdot \tan(\alpha - \beta) + \tan(\alpha + \beta)} \right]^{\frac{1}{2}}. \quad (4.58)$$

Відстань між свердловинами в ряді  $d_2 = 2d_1$ ;  $d > \beta$

$$d_2' = \left[ \frac{12b_{cp}(\tan(\alpha-\beta)+\tan(\alpha+\beta))}{(\sigma_0 - q_t c_t - q_b c_b - \rho)\sigma\eta_t \tan^2 \alpha (\tan(\alpha-\beta)+\tan(\alpha+\beta))} \right]^{\frac{1}{3}}. \quad (4.59)$$

Коефіцієнт охопту  $\eta_p$  визначається подвійно. По-перше, виходячи з заданого коефіцієнта витягу і коефіцієнта технологічного витягу

$$\eta_p = \frac{\eta}{\eta_t}. \quad (4.60)$$

З встановленими параметрами межі свердловин

$$\eta_p = 1 - \frac{d_1 \cdot (\tan(\alpha+\beta) \cdot \tan(\alpha-\beta))}{3 \cdot m \cdot \cos^2 \beta (\tan(\alpha+\beta) + \tan(\alpha-\beta))} - \frac{d_2' \cdot \tan \alpha}{3 \cdot m}. \quad (4.61)$$

Отримані з виразів (4.60 і 4.61) коефіцієнти витягу зіставляються, і при їх значній розбіжності проводять коректування коефіцієнта витягу, заданого при розрахунку питомої витрати теплоносія. Нове значення коефіцієнта витягу приймається рівним

$$\eta = \eta_p \eta_t, \quad (4.62)$$

де  $\eta_t$  – залишається колишнім, а як  $\eta_p$  використовується значення коефіцієнта витягу, отримана за формулою (4.60). Обчислення, починаючи з одержаної питомої витрати теплоносія і нового коефіцієнта витягу, проводять весь цикл доти, поки розходження між коефіцієнтами витягу, отриманими за формулами (7.49) і (4.60), не стануть незначними. Продуктивність свердловини  $Q_s$  знаходиться як

$$Q_s = \frac{Q}{q_t}. \quad (4.63)$$

Видобуток сірки  $D$  зі свердловини визначається за виразом:

$$D = 2 \cdot \sigma \cdot \eta \cdot m \cdot d_1 \cdot d_2. \quad (4.64)$$

Час відпрацьовування свердловини дорівнює

$$\tau = \frac{D}{Q_s}. \quad (4.65)$$

Кількість свердловин  $n_1$ , що забезпечують заданий обсяг видобутку, визначається за формулою (4.63).

### Контрольні запитання

1. Сутність процесу підземного вилюговування корисних копалин. Методи підземного вилюговування.
2. Які хімічні реакції відбуваються при кислотному вилюговуванні сульфідних руд?
3. Зобразіть на ескізі пульсаційно-статичну схему вилюговування.
4. Зобразіть на ескізі фільтраційну схему вилюговування.
5. Зобразіть на ескізі інфільтраційну схему вилюговування.
6. Сутність технології купчастого і бактеріального вилюговування.
7. Наведіть формули для визначення основних технологічних параметрів підземного вилюговування.
8. Основні напрями інтенсифікації процесу вилюговування.

9. Свердловинний гідровидобуток корисних копалин (метод СГВ). Зобразіть на ескізі його технологічну схему і вкажіть його основні параметри.
10. Основні напрями подальшого розвитку метод у СГВ.
11. Сутність процесу підземного розчинення гірських порід. Корисні копалини, видобуток яких може вестися методом розчинення.
12. Технологія підземного розчинення солей (ПРС). Методи ПРС.
13. Прямоструминний метод підземного розчинення солі. Зобразіть на ескізі технологічну схему.
14. Протиструминний метод підземного розчинення солі. Зобразіть на ескізі технологічну схему.
15. Комбінований метод підземного розчинення солі. Зобразіть на ескізі технологічну схему.
16. Технологія підземного розчинення солей: гідроврубом, з пошарово-ступінчастим розчиненням.
17. Сутність розчинення солі струминним методом та в камерах галерейного типу.
18. Основні напрями вдосконалення методом ПРС.
19. Сутність процесу підземної виплавки. Корисні копалини, придатні для розробки методом ПВ.
20. Як розраховуються основні технологічні параметри підземної виплавки сірки?
21. Технологія підземної виплавки сірки. Ескізно зобразіть технологічну схему.
22. Основні шляхи інтенсифікації підземної виплавки сірки.

#### **Список літератури до глави 4**

1. Аренс, В.Ж. Физико-химическая геотехнология [Текст]: Учебник для вузов / под общей редакцией В.Ж. Аренса. – Издательство МГУ, 2010. – 575 с.
2. Аренс, В.Ж. Разработка математической модели процесса ПВС. Подземная выплавка серы [Текст]: Сб. науч. тр./ В.Ж. Аренс, Г.Х. Хчечян. – К.: УкрНИИШ, 1967. – С. 25 – 32.
3. Глоба, В.М. К вопросу сооружения подземных газонефтехранилищ в соляных породах [Текст] / В.М. Глоба // Проектирование и строительство трубопроводов и газонефтепромысловых сооружений. – 1974. – 7. – С. 21 – 24.
4. Калабин, А.И. Добыча полезных ископаемых подземным выщелачиванием и другими геотехнологическими методами [Текст] / А.И. Калабин. – М.: Атомиздат.
5. Лунев, Л.И. Инженерные расчеты подземного выщелачивания металлов [Текст] / Л.И. Лунев, В.А. Грабовников, Б. Л. Толкунов. – М.: Изд-во МГРИ, 1977.
6. Пермяков, Р.С. Технология добычи солей [Текст] / Р.С. Пермяков, В.С. Романов, М.П. Вельды. – М.: Недра, 1981. – 272 с.
7. Манилов, В.А. Добыча урана методом подземного выщелачивания [Текст] / Под ред. В.А. Манилова. – М.: Атомиздат, 1980. – 246 с.

## 5. ПІДЗЕМНА ГАЗИФІКАЦІЯ ВУГІЛЛЯ

### 5.1. Сутність процесу підземної газифікації

Родоначальником ідеї підземної газифікації вугілля є видатний російський хімік Д.І. Менделєєв. У 1866 р. він писав: «... Настане, імовірно, з часом навіть така епоха, що вугілля з землі виламувати не будуть, а там, в землі, його зуміють перетворювати на горючі гази й по трубах будуть їх розподіляти на далекі відстані». У 1912 р. відомий англійський хімік В. Рамзай запропонував проект підземної газифікації вугілля. Втілення ідеї Д.І. Менделєєва стало можливим після безлічі науково-дослідних робіт, розпочатих в кінці 20-х років, від яких потім перейшли до промислового впровадження цього методу. З 1933 р. в колишньому Радянському Союзі функціонувало більше десяти станцій підземної газифікації вугілля («Підземгаз»), в даний час працює дві станції. Головний результат науково-дослідних і дослідних робіт – практична реалізація безшахтної підземної газифікації вугілля.

**Підземна газифікація вугільних пластів (ПГВП)** – високотемпературне хімічне переведення корисних копалин безпосередньо в умовах його природного залягання в газоподібний стан з подальшою видачею газу по свердловинах на земну поверхню. Для подачі повітряного або паро-киснево-повітряного дуття та відведення реалізується технологія ПГВ, яка передбачає буріння вертикальних, похилих і похило-горизонтальних свердловин. Їх розташовують одна від одної на відстані 20 – 36 м і з'єднують по вугільному пласту збійками – реакційними каналами, призначеними для запалювання вугілля та взаємодії його з потоками дуття і газами (рис. 5.1).

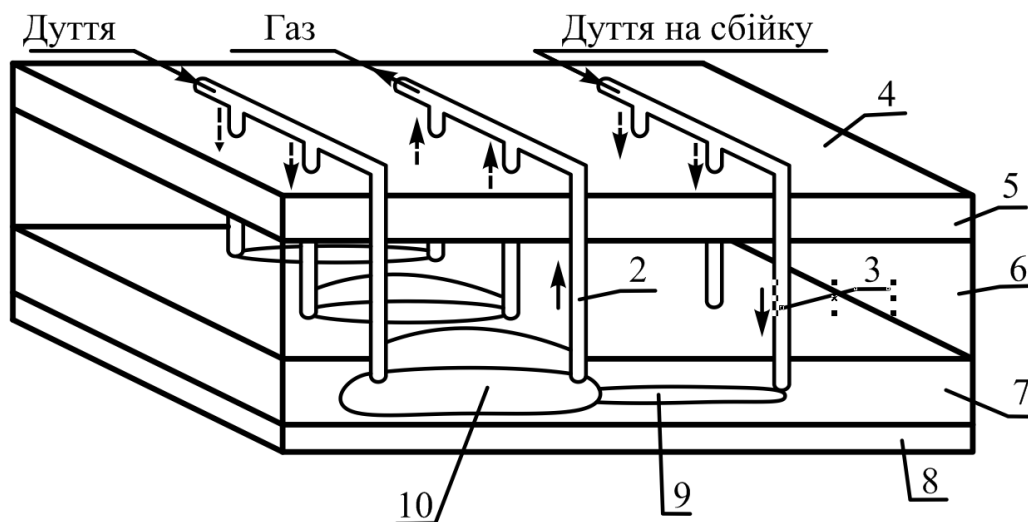


Рис. 5.1. Схема газифікації вугільного пласта за допомогою вертикальних свердловин: 1 – дуттєві свердловини; 2 – газовідводні свердловини; 3 – збійні свердловини; 4 – земна поверхня; 5 – рослинний покрив; 6 – покривні породи; 7 – вугільний пласт; 8 – підшва пласта; 9 – збійний канал (канал проникності); 10 – підземний газогенератор

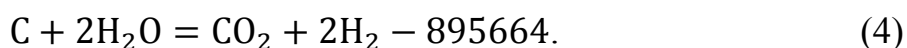
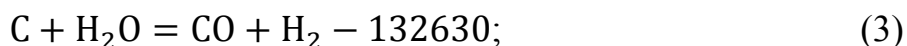
Частина вугільного пласта, підготовленого гірничими виробками (сукупністю дуттьових і газовідвідних свердловин, з'єднаних реакційним каналом) для підземної газифікації, називається **підземним газогенератором**. Реакційні канали створюються фільтраційно-вогневою збійкою, гідравлічним розривом пласта, спрямованим бурінням свердловин по вугільному пласту, застосуванням електричного струму. Пласт запалюють хімічними запальниками. Газ, одержуваний при підземній газифікації вугілля із використанням повітряного дуття, застосовують як паливо для промислових котелень, в комунально-побутовому секторі та в інших галузях господарства. При використанні як дуття повітря, збагаченого киснем, теплота згоряння газу підвищується (додаток Б).

Підземна газифікація вугілля має низку специфічних особливостей:

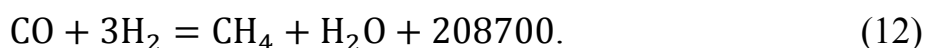
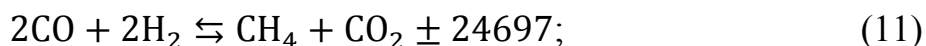
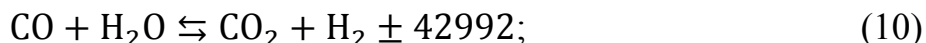
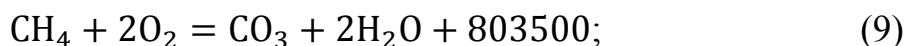
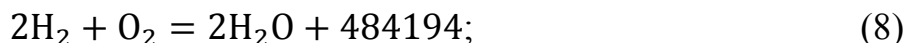
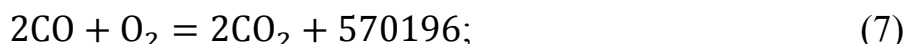
- залежність процесу газифікації від гірничо-геологічних умов залягання родовища, так як бічні породи, що оточують газогенератор, відіграють роль стінок реактора. На невеликій глибині вони не забезпечують достатню герметичність підземного газогенератора і його ізоляцію від водоносних горизонтів;
- відсутність руху палива (газ утворюється в процесі пересування зони горіння, разом з якою переміщається в просторі вогневий вибій підземного газогенератора);
- відсутність газопроникних стінок, внаслідок чого канал проникності безпосередньо межує з вугільним пластом, який зазнає термічного впливу на певну глибину;
- зіткнення зони горіння з гірськими породами, хімічні включення яких можуть каталітично впливати на процес газифікації;
- проникнення підземних вод в газогенератор, внаслідок чого підвищується ефективність газифікації навіть на одному повітряному дутті, оскільки процес протікає за участю водяної пари.

## 5.2. Фізико-хімічні процеси при газифікації твердих горючих копалин

Основна горюча складова твердого палива – вуглець. Способи газифікації, які зараз використовують і розробляються, дозволяють перетворити на горючі гази 45 – 70% вуглецю. Інша кількість витрачається в процесі горіння для отримання теплоти, необхідної для здійснення ендотермічних реакцій газифікації та отримання кисню, а також втрачається. Розглянемо сучасні уявлення про процеси взаємодії вуглецю палива з газоподібними реагентами ( $O_2$  і  $CO_2$ ), водяною парою при високих температурах. Отримані при цьому гази характеризують присутність в різних пропорціях тих самих компонентів –  $CO$ ,  $H_2$ ,  $CH_4$ ,  $CO_2$ . Проаналізуємо гетерогенні процеси взаємодії з газами дуття (з киснем і водяною парою) в загальному випадку (КДж/К · Моль)



Продукти кисню, водяної пари і взаємодії між собою



Реакції (1) і (2) – основні джерела теплоти, які витрачаються при взаємодії вуглецю з водяною парою (3) і (4). Внаслідок цього, при підвищених температурах можна очікувати збільшення виходу продуктів, що утворюються за (3), (6), (10), (11), і зниження – по інших. Аналіз реакцій дозволяє встановити, що з підвищенням тисків по (6), (11), (12) повинен збільшитися вихід  $\text{CH}_4$ , а за (7) –  $\text{CO}_2$ , так як всі вони протікають зі зменшенням об'єму. Розглянемо умови рівноваги основних реакцій (5), (6), (10), що визначають склад газоподібного палива. Залежність рівноважного складу газу від температури для (5) характеризується кривими Вудуара (рис. 5.2), з яких випливає, що розглянута реакція ендотермічна і при підвищенні температури в продуктивному газі зростає концентрація  $\text{CO}$  і знижується склад  $\text{CO}_2$ . В інтервалі температур 940 – 1000 °С рівновага повністю зміщується вправо, а при 400 – 500 °С – вліво. Процеси (6) і (10) екзотермічні, через це з підвищенням температури вихід одержуваних речовин зменшується.

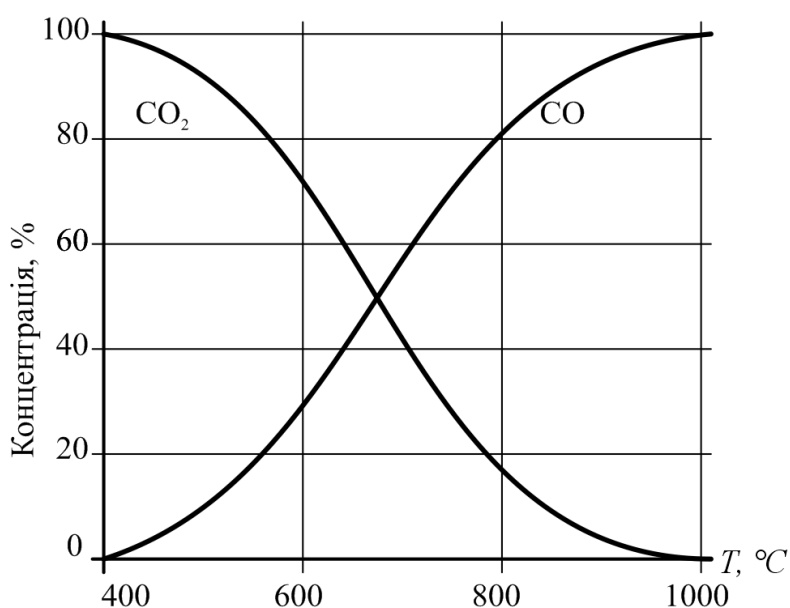


Рис. 5.2. Залежність рівноважного складу газу від температури



Зміна тиску в підземному газогенераторі також впливає на протікання розглянутих реакцій. Реакція (5) протікає зі збільшенням об'єму і підвищенням тиску зсувається рівновага в бік вихідного продукту  $\text{CO}_2$  при зменшенні вмісту  $\text{CO}$  у продуктивному газі. Процес (6), навпаки, протікає зі зменшенням об'єму, а підвищення тиску сприяє збільшенню рівноважного виходу метану. У реакції ( $\text{CO}$ ) склад рівноважних компонентів не залежить від тиску, оскільки об'єм реагуючих речовин не змінюється. Решта реакції – лінійні комбінації (5), (6), (10). Так (3) являє собою суму (5) і (10), а (11) – різницю (6) і (5). З підвищенням тиску збільшується вихід метану по (6), (11), (12) і  $\text{CO}_2$  по (7). Всі ці реакції протікають з зменшенням об'єму. Одночасно зменшується вміст  $\text{CO}$  і  $\text{H}_2$  у продуктивному газі, що утворюються по реакціях (2), (3), (5) і протікають зі збільшенням об'єму.

На якість і склад газу ПГУ впливає склад газоподібних компонентів, використовуваних як матеріальні дугтеві потоки. Якщо продуктивні газу розглядати як ідеальні (вони утворюються при взаємодії чистого вуглецю і дуття –  $\text{O}_2$  і  $\text{H}_2\text{O}$  – з отриманням тільки горючих газів, не враховуючи азоту при використанні повітряного дуття), то залежно від їх складу можна охарактеризувати всі газу наступними показниками: об'ємною часткою (%), виходом ( $\text{м}^3/\text{кг}$ ) палива, теплою згоряння ( $\text{кДж}/\text{м}^3$ ) і ККД газифікації. Останній визначається так

$$\eta = \frac{Q_1}{Q_2 + Q_3},$$

де  $Q_1, Q_2$  – кількість теплоти, що виділяється при спалюванні відповідно утвореного газу і витраченого палива;  $Q_3$  – тепловий ефект, одержуваний при ендотермічному процесі газоутворення.

Наведені в табл. 4.1 дані свідчать про те, що при комбінованих дугтевих потоках якість газу може підвищуватися. Так, при повітряному дутті питома теплота згоряння вугілля складала 3360, при пароповітряному – 6110, при парокисневому – 8300  $\text{кДж}/\text{м}^3$ .

### 5.3. Визначення параметрів процесу підземної газифікації вугілля

Запаси видобувного блоку

$$Z_{\text{бл}} = L \cdot S \cdot m \cdot \gamma, \quad (5.1)$$

де  $L$  – довжина горизонтальної частини орієнтованої свердловини;  $S$  – ширина блоку газифікації, м ( $S = l \cdot n$ , де  $l$  – ширина стовпа (смуги газифікації, м;  $n$  – кількість стовпів (смуг) у блоці);  $m$  – потужність вугільного пласта, м;  $\gamma$  – об'ємна маса вугілля,  $\text{т}/\text{м}^3$ .

Швидкість вигорання стовпа на добу (м/добу)

$$V_{\text{сер}} = V_r \cdot 24, \quad (5.2)$$

де  $V_r$  – лінійна швидкість газифікації вугільної стінки вогневого вибою, м/год ( $V_r = 0,01 - 0,1$ ).

Час газифікації одного стовпа (діб)

$$t_c = L/V_c, \quad (5.3)$$

Таблиця 4.1

Фактичний склад газу,  
що отримується на станціях підземної газифікації вугілля

Станція «Підземгаз»	Об'ємна частка компонентів газу, %								Вихід газу з 1 кг вугілля, м <sup>3</sup>	Питома теплота при згорянні газу, кДж/м <sup>3</sup>
	CO	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	N <sub>2</sub> S	C <sub>n</sub> H <sub>m</sub>	O <sub>2</sub>		
«Ангренська»: буре вугілля, повітряне дуття	5,4	17,7	1,6	19,8	52,3	0,8	0,9	0,6	2,71	3360
«Південно-Абінська»: кам'яне вугілля, повітряне дуття	9,06	14,54	2,7	15,8	56,7	0,02	0,1	0,2	4,1	4300
Пароповітряне дуття	1,4	32,0	3,4	14,4	38,5	0,02	0,1	0,2	4,8	6110
«Прайстаун США»: кам'яне вугілля, повітряне дуття	16,9	9,8	3,4	8,6	59,9	0,8	–	0,6	немає даних	4600
Парокисневе дуття	9,5	37,0	5,0	46,0	1,3	–	–	0,3	теж	8300

Термін служби блоку при послідовній газифікації стовпів

$$T_6 = t_c \cdot n, \quad (5.4)$$

Кількість повітря, необхідного для газифікації певного об'єму вугілля в одиницю часу (м<sup>3</sup>/год)

$$Q_B = lmV_{\Gamma}q_B\gamma, \quad (5.5)$$

де  $q_B$  – питомі витрати повітря, м<sup>3</sup>/кг;

$$q_{0/00} = \alpha \frac{0,001Q_{\Phi}^r + 25,1W^P}{418}, \quad (5.6)$$

де  $\alpha$  – дослідний коефіцієнт ( $\alpha = 1,08 - 1,11$ );  $Q_{\Phi}^r$  – нижня теплота згоряння робочої маси вугілля, МДж/кг;  $W^P$  – вологість робочої маси вугілля, %.

Теоретичні витрати вугілля на одержання 1 м<sup>3</sup> газу

$$q_y = \frac{12 \sum C_{\Gamma}}{22,4 C_{y\Gamma}}, \quad (5.7)$$

де  $\sum C_{\Gamma}$  – сума вуглецевмісних компонентів у газі в об'ємних відсотках

$$\sum C_{\Gamma} = \%CO_2 + \%CO + \%CH_4, \quad (5.8)$$

де  $C_{вуг}$  – вміст вуглецю в паливі, %.

Вихід газу з 1 кг вугілля складе ( $\text{м}^3/\text{кг}$ )

$$q_{\Gamma} = 1/q_{\gamma}, \quad (5.9)$$

Отже, за одну годину утворюється газу,  $\text{м}^3/\text{год}$

$$Q_{\Gamma}^{\text{ч}} = q_{\text{в}} + lmV_{\Gamma}q_{\Gamma}\gamma, \quad (5.10)$$

або на добу ( $\text{м}^3/\text{добу}$ )

$$Q_{\Gamma}^{\text{д}} = 24(q_{\text{в}} + lmV_{\Gamma}q_{\Gamma}\gamma). \quad (5.11)$$

Річна продуктивність підприємства підземної газифікації з одним блоком, складе ( $\text{м}^3/\text{год}$ )

$$Q_{\Gamma} = 24 \cdot 365n(q_{\text{в}} + lmV_{\Gamma}q_{\Gamma}\gamma). \quad (5.12)$$

#### 5.4. Геомеханічні процеси при підземній газифікації вугілля

Управління гірським тиском при підземній газифікації вугілля можна визначити як комплекс заходів, що забезпечує стійкість бічних порід у підземному газогенераторі для достатньо повного вигазовування пласта і стабільного отримання кондиційного газу. Досвід експлуатації газогенераторних підприємств України показав, що зона обвалення порід покрівлі в підземному газогенераторі залежить від структури вугільного пласта і вмісних порід, взаємного розташування цих порід, а також закономірностей і характеру деформації верхньої товщі порід над ділянкою, що газифікується. Вмісні породи відіграють роль стінок корпусу підземного газогенератора, але на відміну від наземних газогенераторів цей корпус зазнає значних змін у процесі газифікації. Гірські породи зсуваються, деформуються над вигазованим простором, у них утворюються тріщини, відбуваються зміни хімічного і мінералогічного складу, механічних властивостей, а в деяких випадках навіть агрегатного стану під дією високих температур в зоні газифікації. Зона обвалення при нестійких породах відстає від лінії вогневого вибою на 0,1 – 0,5 м. При стійкій покрівлі площа відслоного відслонення досягає на окремих ділянках більшої величини ніж у порід що обвалюються на відстані 1,5 – 3,0 м. Крім гірського тиску і деформування порід покрівлі позначається також висока температура технологічного процесу ПГУ. Під дією розпечених газом, що проникають у тріщини, породи покрівлі прогріваються, збільшуються в об'ємі і руйнуються (рис. 5.3).

Лінія вогневого вибою і контур обвалення порід покрівлі мають складну ступінчасту конфігурацію, причому інтенсивність газифікації в зоні дуттьових свердловин більше, ніж у газовідвідних, що й зумовлює відповідний розвиток процесу обвалення. В обох випадках це веде до різкої зміни поперечного перерізу аеродинамічного каналу газифікації по довжині вогневого вибою і негативно позначається на ефективності технологічного процесу газифікації. У зоні вільного обвалення порід покрівлі утворюються додаткові канали, по яких рухаються обвідні газодуттєві потоки, не вступаючи в контакт з реакційною поверхнею вугільного пласта (рис. 5.4). Розширення аеродинамічного каналу газифікації

фікації за рахунок обвідних потоків знижує інтенсивність процесу ПГУ і веде до збільшення втрат вугілля через неповноту його вигорання та вигазовування.

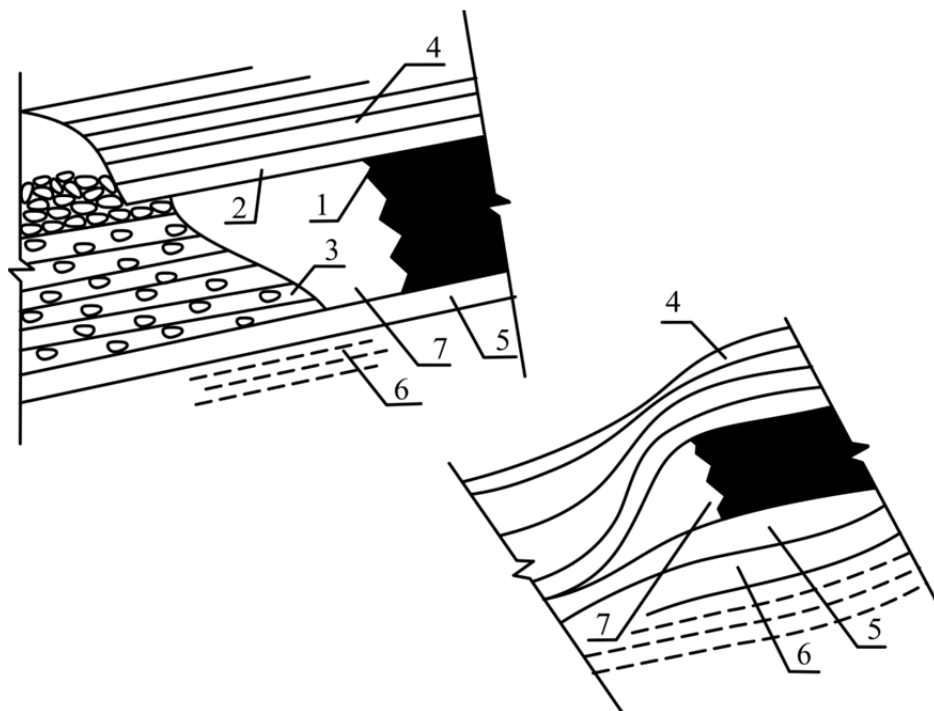


Рис. 5.3. Схема утворення каналу газифікації та деформації порід безпосередньої покрівлі: 1 – розпечене, розтрікане вугілля; 2 – обгоріла порода покрівлі; 3 – масив закладки з обваленими кусками породи; 4 – прогріта порода покрівлі; 5 – обгоріла порода підшви; 6 – слабо прогріта порода підшви; 7 – аеродинамічний канал газифікації

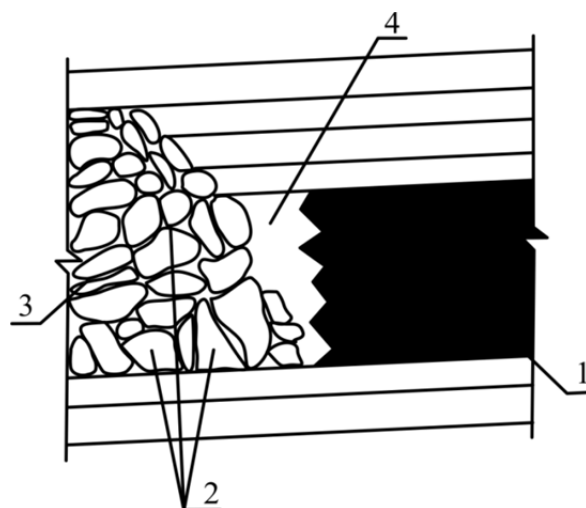


Рис. 5.4. Схема утворення обвідних газодуттєвих каналів: 1 – вугільний пласт; 2 – обвідні канали; 3 – обвалення порід покрівлі; 4 – аеродинамічний канал газифікації

Підземна газифікація вугільних пластів пов'язана з розривом суцільності порід над виробленим простором. У цих умовах на невеликих глибинах може відбутися розгерметизація підземного газогенератора за рахунок осідань, воронок, тріщин і провалів поверхні землі, а також зміна гідрогеологічного режиму. Зокрема, можливі з'єднання надвугільних водоносних горизонтів з виробленим простором підземного газогенератора, витоку дуття, газу і пари в масив гірських порід і поширення газу на значні відстані за рахунок дренажу по тріщинах. Процес ПГУ супроводжується також суттєвою зміною хімічного складу підземних вод у зоні підземного газогенератора. Найбільша зміна хімізму вод спостерігається безпосередньо у виробленому просторі під впливом випарювання підземних вод і розчинення солей водою. Ці зміни відбуваються в результаті розчинення конденсаційною вологою карбонатних порід з подальшим винесенням розчинених солей у водоносні горизонти.

Промислові експерименти були в основному спрямовані на відпрацювання технології підземної газифікації вугілля без закладки виробленого простору, не приділялося належної уваги питанням міграції газів, дуття і парів води в тріщинуваті породи покрівлі, не вирішувалася проблема герметизації підземних газогенераторів. З екологічних позицій існують допустимі межі навантаження на навколишнє середовище. Створення нових підприємств, що забруднюють біосферу за межами цього навантаження, може призвести до незворотних негативних наслідків. У даний час поставлено питання про будівництво в Україні експериментального газогенераторного підприємства газифікації вугілля нового техніко-економічного рівня. Важливо, що правильно вибрана стратегія освоєння родовища повинна спиратися на принцип неприпустимості створення промислових об'єктів при відсутності повної гарантії екологічної безпеки. Досвід підземної газифікації вугілля і наші дослідження показали що вихідними передумовами до розробки ефективної технології ПГУ слугують критерії, що мають взаємозв'язок з екологічними аспектами процесу газифікації. Основні вихідні положення, що визначають напрями розвитку ПГУ:

1. Обвалення порід покрівлі над виробленим простором носить стихійний характер.

2. Герметизація підземного газогенератора можлива за рахунок керування покрівлею закладкою виробленого простору дрібнодисперсним відходами сучасного паливно-енергетичного виробництва (золашлаки, хвости вуглезбагачення, подрібнена шахта порода тощо) і зміни структури відслонення.

3. Ефективний процес підземної газифікації вугілля може бути, здійснено за рахунок розкриття вугільних пластів орієнтованим трьома свердловинами, застосуванням спрямованої подачі дуття на реакційну поверхню масиву вугілля, і відпрацювання газифікованих ділянок зворотним ходом, газифікація при цьому вугільного пласта від вибоїв орієнтованих свердловин до їх гирла із застосуванням надлишкового тиску в підземному газогенераторі.

4. Форма і розміри аеродинамічного каналу газифікації в підземному газогенераторі залежать від повноти закладки виробленого простору і ступеня стійкості покрівлі. При цьому інтенсивність впливу газодуттєвих потоків на реакційну поверхню вугільного пласта залежить від форми і розмірів каналу

газифікації які можна регулювати повнотою зведення закладного масиву у виробленому просторі. У цих умовах забезпечується підведення дуття і його взаємодія з нагрітим вуглецем. При цьому знижуються втрати тепла, що виділили в окисній зоні, яке витрачається на відновні реакції, тобто на утворення горючих компонентів газу.

5. Закладка виробленого простору знижує також втрати теплової енергії на нагрів обвалених порід. Це тягне за собою підвищення теплоти згоряння й утворення газу завдяки повноті відновних реакцій, чому будуть сприятимуть також інші параметри підземного газогенератора (висока температура, довжина вогневого вибою, реакційна здатність вугілля, відношення площі вогневого вибою пласта до відслоненої поверхні вмісних порід і ін.).

6. Герметизація підземного газогенератора різко знижує водоприток в зону газифікації, зменшує забруднення підземних вод, а також запобігає витоку газу і дуття у верхні тріщинуваті породи.

При газифікації вугільних пластів з закладанням виробленого простору важливо забезпечити постійний контакт дуття (в окиснювальній зоні) і потоку газів (у відновній зоні) з реакційною поверхнею вугільного масиву і необхідні теплові умови для протікання реакцій газоутворення, що забезпечують підвищений вихід горючих компонентів. Це завдання може бути виконане при дотриманні наступних умов: швидкість зведення масиву закладки повинна відповідати темпам посування вогневого вибою, закладний матеріал повинен мати відповідний гранулометричний склад і певний тиск, температуру і поперечний переріз аеродинамічного каналу в зоні газифікації, міцність і стійкість покрівлі пласта, сприятливі гідрогеологічні умови повинні відповідати вимогам технологічного регламенту. На підставі цих міркувань закладення виробленого простору повинне вестися заповнення з поверхні дрібнодисперсних закладних матеріалів з таким розрахунком, щоб відразу за робочим аеродинамічним простором створити шар масиву закладки. У результаті під zdeформованими шарами покрівлі утворюється закладний масив, який підбучує їх і запобігає хаотичному обваленню. Об'єм закладної суміші, що транспортується у вироблений простір, має відповідати об'єму порожнини, що утворюється. При цьому закладний масив повинен розташовуватися на деякій відстані від вогневого вибою, забезпечуючи вільний аеродинамічний канал між реакційною поверхнею вугільного пласта і закладним масивом. Утворення вузького аеродинамічного каналу сприяє активному контакту газодуттєвого потоку з вогневим вибоєм.

Важливе значення має також характер плавного опускання порід основної покрівлі на закладний масив і зміна під дією високих температур їх фізико-механічних властивостей, що впливають на герметичність підземного газогенератора. Для забезпечення сталого технологічного процесу ПГУ потрібно визначити розмір необхідного поперечного перерізу аеродинамічного каналу. При цьому передбачається, що рух потоку відбувається по вільному простору вогневого вибою і підпорядковується закону руху повітря по шахтних гірничих виробках. Втрата енергії рухомого потоку на подолання тертя у вільному каналі визначається з виразу

$$h = \frac{\alpha PLQ^2}{S^3}, \quad (5.13)$$

де  $h$  – втрата тиску будь-якої ділянки або всього підземного газогенератора, Па;  $\alpha$  – коефіцієнт опору руху струменя в каналі газифікації,  $\text{Н} \cdot \text{с}^2 / \text{м}^4$ ;  $P$ ,  $S$  – відповідно периметр і площа поперечного перерізу аеродинамічного каналу газифікації,  $\text{м}$  і  $\text{м}^2$ ;  $L$  – довжина каналу газифікації між нагнітальною і газовідвідною свердловинами,  $\text{м}$ ;  $Q$  – витрати дуття, що проходить через канал,  $\text{м}^3/\text{с}$ .

Коефіцієнт опору руху струменя для умов підземної газифікації експериментально поки не визначався. Оскільки канал має звивистість за рахунок обвалень і пережимів або за рахунок нерівномірності вигазовування або закладки вигазованого простору стінки його можуть мати більшу шорсткість. З урахуванням зазначених факторів приймаємо значення коефіцієнта опору (у першому наближенні) рівним  $0,01$  ( $\text{Н} \cdot \text{с}^2 / \text{м}^4$ ). Коректування його значення коефіцієнта опору може бути проведена при порівнянні поперечного перерізу каналу, підрахованого аналітично, з перерізами каналів, яке дає нам переріз підземних газогенераторів. Довжина каналу газифікації  $L$  береться як відстань між сусідніми свердловинами і з урахуванням звивистості збільшується на  $10 - 20\%$ . Периметр  $P$  каналу газифікації також не можливо визначити без перерізу підземного газогенератора. Тому наведемо периметр через поперечний переріз каналу, виходячи з припущення, що останній має форму трапеції (див. рис. 5.3) за відомою формулою

$$P = 4,16 S^{0,5}. \quad (5.14)$$

З урахуванням виразу (5.8) формула (5.7) трансформується до вигляду

$$h = \frac{4,16 \alpha PLS^{0,5} Q_l^2}{S^3} = \frac{4,16 \alpha PLQ_l^2}{S^{2,5}}. \quad (5.15)$$

Кількість газу, що проходить по аеродинамічному каналу газифікації, приймається дещо більшою в порівнянні з кількістю дуття, що подається в нагнітальну свердловину за рахунок теплового розширення. Передбачається, що процес ПГУ в підземному газогенераторі протікає при температурі  $1000$  °С і коефіцієнт об'ємного розширення становить  $\beta = 0,00365$ . Тоді приріст обсягу газу за рахунок теплового розширення визначимо за формулою

$$Q_l = Q_H(1 + \beta t), \quad (5.16)$$

де  $Q_l$  – обсяг газу, що проходить по каналу газифікації при температурі  $t$ ,  $\text{м}^3/\text{год}$ ,  $Q_H$  – кількість дуття, що подається в нагнітальну свердловину при  $0^\circ\text{C}$ ,  $\text{м}^3/\text{рік}$ ;  $\beta$  – коефіцієнт об'ємного розширення;  $t$  – середня температура газифікації в каналі, °С.

Коефіцієнт об'ємного розширення може бути скоректований в ході проведення процесу ПГВ в натурних умовах при фактичних значеннях об'ємів дуття і газу, що визначаються за газовими лічильниками і відповідній температурі газифікації. Поперечний переріз аеродинамічного каналу підземної газифікації визначається з формули (3.9)

$$S = \sqrt[2,5]{\frac{4,16\alpha L Q_l^2}{h}}. \quad (5.17)$$

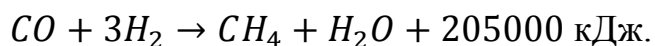
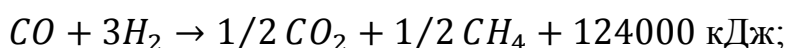
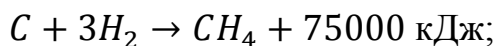
Встановлено, що в процесі газифікації вугілля бічні породи підземного газогенератора піддаються термічному зміцненню за рахунок інтенсивного і тривалого впливу на них високих температур при надлишковому тиску в газогенераторі. У результаті поверхневий шар порід частково або повністю змінювали своєї фізико-механічні властивості, перетворюючись на штучний камінь. Передача тепла породам відбувається шляхом теплопровідності, конвекції і випромінювання. Найбільш ефективно нагріваються породи при конвективному теплообміні, тобто коли рушійне середовище являє собою розпечені гази. Гази проходять по порах і тріщинах порід, нагрівають їх, викликаючи, крім того, хімічні реакції. Надмірний тиск у підземному газогенераторі сприяє термозміцненню масиву порід за рахунок посилення фільтрації розпечених газів. Під дією цього тиску і зростання температури вільна волога переміщується вглиб масиву порід і при температурі 100 °С, або трохи більшою, починається випаровування. Пара, що утворилася, переміщується по тріщинуватому масиву гірських порід, віджимаючи підземну воду від контуру газогенератора. В інтервалі температур 100 – 130 °С починає виділятися хімічно зв'язана вода, а при нагріванні до 200 °С випаровується майже вся вільна і зв'язана вода. При температурі 200 °С вигорають органічні включення.

В інтервалі температур 200 – 400 °С починається дегідратація каолініту, виділяється міцно пов'язана і хімічно зв'язана вода, знижується здатність порід до просідання і розпушення. При температурі 400 – 600 °С триває дегідратація каолініту, в процесі якої руйнується їх кристалічна решітка і дещо знижується міцність на стиск. Однак подальше підвищення температури швидко відновлює втрачену міцність масиву, і потім вона продовжує зростати. В інтервалі температур 600 – 900 °С відбувається дисоціація карбонатів ( $CaCO_3$ ,  $CaSO_4$ ). За наявності вільного вапна  $CaO$  реакції вапна з кремнеземом і полуторними оксидами. Утворені силікати, алюмінати і алюмоферити підвищують міцність масиву до 4 – 5 МПа.

При подальшому підвищенні температури до 1200 °С прискорюються процеси декарбонізації та утворення силікатів, алюмінатів, алюмоферитів і починається спікання і плавлення поверхневих шарів відслонних бічних порід. Стінки оплавляються на товщину 8 – 15 см. Перетворення кремнезему і його модифікацій супроводжується збільшенням їх об'єму на 12 – 25%, внаслідок чого пори і тріщини порід заповнюються розплавом, що забезпечує їм високу щільність. Оплавлений шар перешкоджає подальшій передачі тепла вглиб масиву порід шляхом конвекції. Міцність остиглого розплаву досягає 20 – 40 МПа. Одночасно з процесами оплавлення й ошлакування порід закладний матеріал заповнює вироблений простір і підбучує стійку безпосередню покрівлю. При нестійкій безпосередній покрівлі закладний матеріал надходить у вироблений простір і разом з обваленням блоків безпосередньої покрівлі підбучує основну покрівлю з оплавленою стінкою. Оплавлення поверхневого шару бічних порід і закладання виробленого простору забезпечують герметичність системи.



Таким чином, зведення закладного масиву запобігає значній деформації верхньої вище товщі порід і утворення над підземним газогенератором провалів, воронки і тріщин, що доходять до земної поверхні. Створення оплавленого ущільненого шару забезпечує необхідну герметичність діючого газогенератора, оберігаючи його від припливу підземних вод та скасовуючи фільтрацію газу і парів води в масив, що покривають гірські породи. Одночасно з цим надлишковий тиск у герметичному підземному газогенераторі і наявність пластової води у вугіллі створює, як зазначалося вище, сприятливі умови для отримання заміника природного метану за рахунок наступних реакцій



Високий вихід метану підвищує споживчі властивості газу ПГУ. При цьому тиск газифікованих агентів у підземному газогенераторі може підтримуватися на достатньо високому рівні за умови, що буде перевищено гідростатичний тиск, щоб уникнути гідропневморазриву порід з виходом газу на земну поверхню. Підземна газифікація вугілля на невеликих глибинах у герметичних газогенераторах при надмірному тиску газифікованих агентів забезпечить виробництво продуктивного газу з високим вмістом метану і невеликою кількістю вуглекислого газу (CO<sub>2</sub>). Останній легко виділити звичайними методами (шляхом відмивання водою), а горючий склад газу використовувати в парогазовий цикл турбін для отримання електроенергії. Відокремлений на поверхні газ CO<sub>2</sub> може бути використаний повторно. Для цього його направляють у складі дугтя назад у підземний газогенератор, де під впливом високої температури він переходить в горючий газ – монооксид вуглецю.

Очевидно, що застосування системи ПГУ з високим тиском дозволить поєднати малий діаметр свердловини з великим дебітом газу і без надмірних витрат на буріння свердловин, забезпечуючи підвищення концентрації запасів вугілля, що припадають на одну свердловину. Перехід від експлуатації підземних газогенераторів при низькому тиску до роботи при високому тиску (0,8 – 2,0 МПа й більше) – новий крок у напрямку поліпшення техніко-економічних показників підземної газифікації вугільних пластів на невеликих глибинах. З точки зору охорони довкілля пропонується технологічна схема ПГУ з очевидністю показує, що вона пов'язана з герметичністю підземного газогенератора, з обмеженням водопритливів і витоків дутьєгазових потоків і забезпечує підвищений вихід продуктивного газу, повноту газифікації вугілля, збільшення теплоти згоряння газу, а також значне зниження споживання дугтя на одиницю виробленого газу. Крім того, закладний масив суттєво знижує негативний вплив деформацій гірських порід на земну поверхню.

Описані технологічні прийоми ПГУ становлять певну систему робіт, застосування якої на станції «Підземгаз» дозволить надійно й ефективно відпрацьовувати вугільні родовища термохімічним способом. Пропонується технологія досить проста, з високою стійкістю і керованістю процесів і має значні переваги:

1. Розкриття ділянок газифікації здійснюється орієнтованими свердловинами в найбільш сприятливих умовах, бурові роботи виконуються на невеликій глибині, високими темпами з найменшими витратами коштів, внаслідок чого усуваються ті ускладнення, які зазвичай супроводжують буріння на великі глибини. Результатом цього є вигреш у часі на підготовку газифікованих ділянок і скорочуються початкові капітальні витрати.

2. Організація технологічного процесу газифікації із закладенням виробленого простору спрощує вирішення проблеми герметизації підземного газогенератора та управління покрівлею над виробленим простором. У процесі газифікації з закладкою деформації порід покрівлі незначні. Якщо ж, в окремих випадках, нестійка покрівля і буде обвалюватися, то матеріал закладки буде надходити в порожнечі між безпосередньою і основною покрівлею, яка буде підбучуватися обваленою породою і масив закладки. При такій системі газифікації обвалена порода безпосередньої покрівлі і масив закладки не тільки не порушують процес ПГУ але і навпаки, безперервно забезпечують надійну герметичність підземного газогенератора на рівні оплавленого шару основної покрівлі.

3. Порядок газифікації вугільного пласта зворотним ходом дозволяє в будь-який момент ефективно втрутитися в роботу підземного газогенератора для поліпшення якості газу і збільшення продуктивності підземного газогенератора.

4. Добре вирішується проблема чистоти підземних вод. Зменшується ступінь випарювання підземних вод і розчинення солей в умовах високих температур.

5. Скорочуються втрати незгазифікованого вугілля від неповноти вигазування, так як у міру утворення виробленого простору в підземному газогенераторі між закладним масивом і реакцією поверхні вугільного пласта утворюється вузький аеродинамічний канал, по якому рухаються газодуттєві потоки. Вони постійно взаємодіють з вогневим вибоєм і забезпечують окисно-відновні реакції у найбільш сприятливих теплових умовах.

6. Газифікація вугільного пласта із закладенням виробленого простору, в силу безперервного оплавлення шару вмісних порід і їх загартування в аеродинамічному каналі і виробленому просторі забезпечує герметичність діючого підземного газогенератора, втрати дуття і газу зводяться до мінімуму.

7. Надійна герметичність підземного газогенератора та виконання технологічного процесу підземної газифікації із закладкою виробленого простору дозволяють одержати газ з теплотою згоряння  $5,4 - 6,1 \text{ МДж/м}^3$  – високий показник для газогенераторного процесу на повітряному дутті. При інтенсифікації процесу ПГУ киснем, парою, вуглекислим газом і підвищеним тиском, теплота згоряння газу зростає до  $10,8 - 15,2 \text{ МДж/м}^3$ .

Можливість здійснення технологічного процесу підземної газифікації вугільних пластів на невеликих глибинах при високому тиску і закладання виробленого простору залишається довести експериментально. Промисловий успіх підземної газифікації неглибоких вугільних родовищ здатен забезпечити Україні енергетичну незалежність за рахунок відпрацювання великих запасів вугілля, що складає основу її паливних ресурсів.

## 5.5. Системи підземної газифікації вугільних пластів

При безшахтних технологічних схемах підземної газифікації, розкривними виробками є свердловини, пробурені з земної поверхні. Підготовка ділянки до газифікації полягає в створення каналу проникності по вугільному пласту. Власне газифікація вугільного пласта відбувається в каналі при нагнітанні дуття в одні свердловини і відведення продуктивного газу з інших. Родовища можуть розкриватися вертикальними свердловинами (див. рис. 5.1), похилими (рис. 5.5, *а*), спільно похило-горизонтальними і вертикальними (рис. 5.5, *б*), спрямованими (похило-горизонтальними) свердловинами (рис. 5.5, *в*).

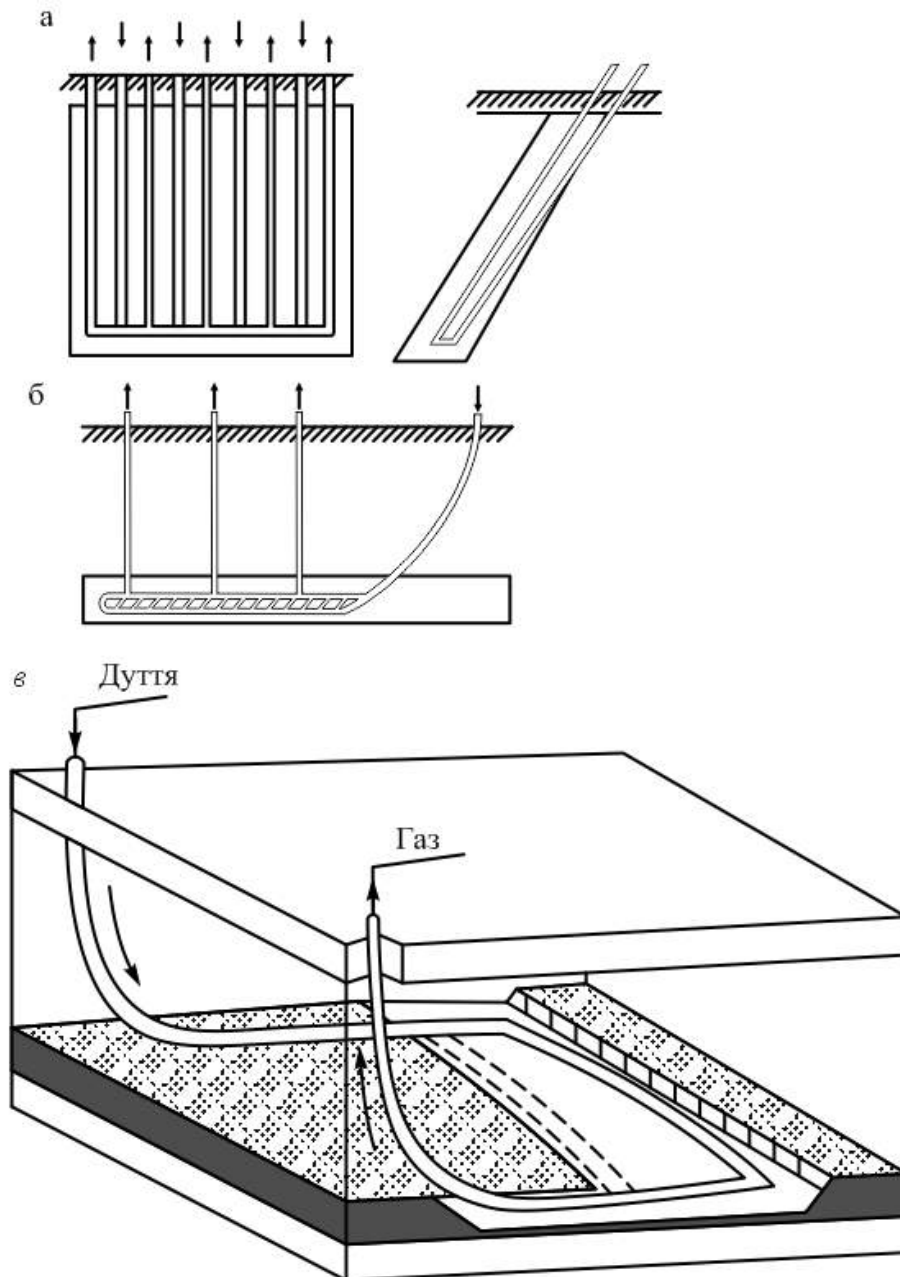


Рис. 5.5. Схеми розкриття вугільних пластів при підземній газифікації: а – похилими, б – похилими і вертикальними; в – похило-горизонтальними (спрямованими) свердловинами: --> дуття, —> газ

При розкритті потужного крутого пласта на деякій відстані один від одного проводять похилі проводять свердловини як безпосередньо по пласту вугілля, так і польові (рис, 5.5, а). Нижні кінці свердловин з'єднують горизонтальним каналом проникності шляхом направлено буріння або гідророзриву. У ньому виробляється розпал, потім через одні свердловини подається дуття, а через інші отримують продуктивний газ. Головною технологічною особливістю цієї схеми є те, що процес газифікації (вогневий вибій) рухається вгору по підняттю пласта. Цей метод газифікації називається потоковим. У процесі газифікації дуттєвий потік періодично надходить в ті чи інші польові свердловини для забезпечення по всьому фронту газогенератора приблизно рівномірного переміщення вогневого вибою вгору по підняттю пласта. Перевага цієї схеми газифікації полягає в тому, що похилі польові свердловини, розташовуючись у підшві пласта, виявляються в період вигазовування поза межами зони деформації та обвалення порід покрівлі над виробленим простором. При цьому забезпечується їх збереження на весь період газифікації пласта в діючому газогенераторі. За наявності горизонтальних пластів застосовується схема розкриття похило-горизонтальними і вертикальними свердловинами (рис. 5.5, б). Обсадження таких свердловин трубами виконується до горизонтального пласта. Вертикальні свердловини можуть включатися в роботу одночасно або послідовно по всій довжині горизонтальної ділянки похилої свердловини.

Одна з найбільш раціональних – схема розкриття похило-горизонтальними свердловинами (рис. 5.5, в), горизонтальна частина яких може мати довжину 200 м і більше. Кількість свердловин значно скорочена і процес газифікації протікає між свердловинами в площині пласта при обтічній формі вогневого вибою.

## **5.6. Способи створення штучних каналів проникності у вугільному пласті**

**Штучний канал проникності** – головний елемент підземного газогенератора, в якому відбувається процес газифікації, тобто взаємодія кисню з вуглецем вугільного пласта. У результаті реакції окислення утворюються гази (окисл вуглецю, водень, метан та ін.). Канал проникності створює фільтраційну збійку між свердловин, гідравлічним розривом пласта – водою або повітрям, бурінням і електропробоєм.

**Фільтраційна збійка свердловин.** Проведення штучного каналу проникності засноване на випалюванні вугілля у вузькому, витягнутому вздовж пласта об'ємі за рахунок її природної газопроникності. Цей спосіб створення каналу газифікації називають також пропаленням повітряною або вогневою збійкою. Розпал у вибої однієї зі свердловин здійснюють спеціальними патронами або за допомогою хімічних запальників. Фільтраційну збійку виконують прямо- або проти струминним способами. При прямоструминному способі кисень дуття реагує з вогняним вибоєм каналу проникності, що утворюються. При цьому гази розповсюджуються по порах і тріщинах вугільного пласта в одному напрямку з рухом дуттєвих потоків за рахунок депресії, що створюється в дуттєвій свердловині (рис. 5.6, а). У цьому випадку між свердловинами вигазову-

вається вугілля, утворюючи збійний канал грушоподібної форми. При протиструминній збійці дуття подається в нагнітальну свердловину, а розпал пласта роблять у вибої газовідвідної свердловини (рис. 5.6, б). Горіння в свердловині підтримується за рахунок припливу дуття по порах і тріщинах пласта в напрямку від нагнітальної свердловини. Вогневий вибій поширюється від газовідвідної свердловини до нагнітальної порівняно вузьким і рівномірним перерізом каналу проникності.

Нерівномірність природного проникності вугільних пластів сприяє тому, що пропалювання каналу проникності відбувається більш інтенсивно в місцях, де вихід дуття максимальний. У цих умовах канал проникності має неправильну форму, особливо при прямоструминній збійці, якій притаманні такі недоліки:

- розвиток вогнища горіння забезпечується порівняно нетривалим (періодичним) нагнітанням дуттям в запальну свердловину та її розвантаженням через певні проміжки часу (продукти горіння викидаються в атмосферу);

- кількість газів, які утворилися у каналі газифікації, більше кількості подаваного дуття, яке витрачається на їх отримання. Тому обсяг дуття, що проходить через канал проникності при прямоструминній збійці, менше, ніж при зворотній;

- вигазовування пласта починається навколо привибійної ділянки свердловини і призводить до відслонення порід покрівлі. У зв'язку з цим відбувається обвалення порід, зростають втрати дуття і теплоти в непродуктивній зоні (покривних породах);

- прямоструминна збійка супроводжується вигазовуванням вугілля на значно більших ділянках і вимагає великих витрат дуття на одиницю довжини каналу газифікації, ніж протиструминна.

Внаслідок зазначених недоліків прямоструминного збійки більш широке застосування отримала протиструминнозбійка, однак, вона також має суттєвий недолік. При витраті повітря, що перевищує деяке граничне значення, залежне від гірського тиску і характеристик вугілля, спалювання в противотоці переходить в прямоструминне горіння, тоб-то відбувається перекидання вогневого вибою. У табл. 5.2 наведена характеристика протиструминної збійки свердловин на Південно-Абінській станції «Підземгаз».

Таблиця 5.2

Середні показники протиструминної фільтраційної збійки свердловин

Потужність вугільного пласта, м	Глибина розпалювання, м	Середня збійна відстань, м	Середній тиск збійного дуття, МПа	Середня витрата збійного дуття, м <sup>3</sup> /год	Середня швидкість збійки, м/доб	Питома витрата збійного дуття, м <sup>3</sup> /(год·м)
2	135	12	2,04	794	2,12	1500
9	130	14	1,41	1410	1,15	4520

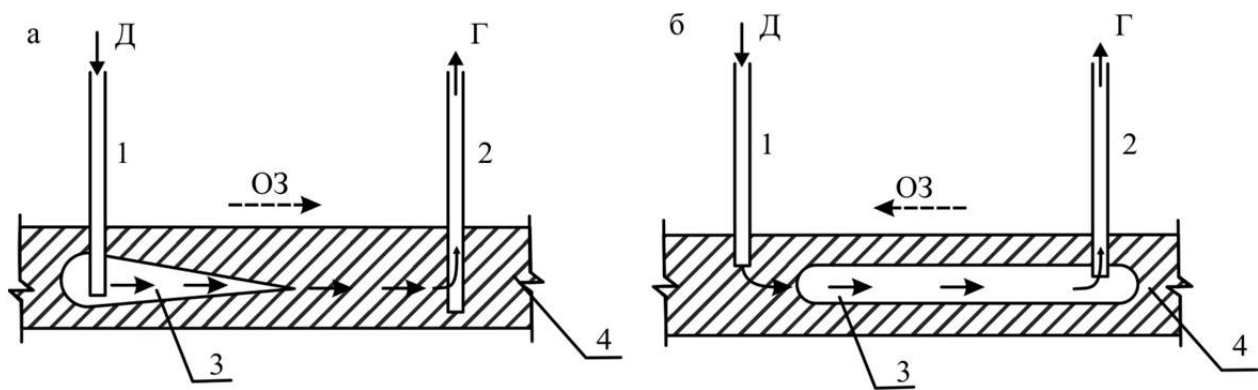


Рис. 5.6. Схема розвитку штучного каналу проникності у вугільному пласті: а – при прямоструминній, б – при протиструминній збійці свердловин; 1 – нагнітальна свердловина; 2 – газовідвідна свердловина; 3 – канал проникності (збійний канал); 4 – вугільний пласт; Д, Г, ВВ – напрямок руху відповідно дуття, газу і вогневого вибою

**Гідравлічний розрив вугільного пласта.** У природі немає абсолютно непроникних гірських порід. При відповідному тиску рідину і газу можна пропустити через будь-яку гірську породу. Для кількісного визначення проникності гірських порід користуються законом Дарсі, за яким швидкість фільтрації рідини в пористому середовищі пропорційна перепаду тиску й обернено пропорційна її в'язкості

$$v = \frac{Q}{F} = \frac{k \Delta P}{\mu L}, \quad (5.18)$$

де  $Q$  – об'ємна витрата рідини через породу,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;  $F$  – площа фільтрації,  $\text{м}$ ;  $k$  – коефіцієнт проникності породи;  $\mu$  – динамічна в'язкість рідини,  $\text{Па} \cdot \text{с}$ ;  $\Delta P$  – перепад тиску на довжині зразка породи,  $\text{Па}$ ;  $L$  – довжина шляху, на якому відбувається фільтрація рідини,  $\text{м}$ . Звідси

$$k = \frac{Q \mu L}{F \Delta P}. \quad (5.19)$$

При  $L = 1 \text{ м}$ ,  $F = 1 \text{ м}^2$ ,  $Q = 1 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $\Delta P = 1 \text{ Па}$  и  $\mu = 1 \text{ Па} \cdot \text{с}$  отримаємо  $k = 1 \text{ м}^2$ . Таким чином, за одиницю проникності приймається пориста та при фільтрації, через зразок якої площею  $1 \text{ м}^2$  і довжиною  $1 \text{ м}$  при перепаді тиску  $1 \text{ Па}$  питома витрата рідини в'язкістю  $1 \text{ Па} \cdot \text{с}$  складає  $1 \text{ м}^3/\text{с}$ . Фізичний сенс розмірності полягає в тому, що проникність характеризує площу перерізу каналів (пор, тріщин) пористого середовища, в якому в основному йде фільтрація. Проникність вугільних пластів може змінюватися в широких межах і знаходитись в експоненційній залежності від напруження всебічного стиснення. Для водопроникності ця залежність ускладнена опором фільтрації рідини, що міститься в газі пласта. Водопроникність пласта в привибійній зоні з віддаленням від лінії вибою знижується. Виражена мінливість напруженого стану вугільних пластів викликає настільки ж помітну мінливість фільтраційних властивостей та потребує постійного і ретельного коригування параметрів нагнітання та контролю його ефективності.

Сутність гідравлічного розриву пласта полягає в тому, що створюється такий тиск, що перевищує гірський тиск у районі збійки, розкриваючи при цьому існуючі тріщини і утворюючи нові. Для попередження змикання цих тріщин разом з водою нагнітають крупнозернистий пісок. Про розкриття природних або утворення штучних тріщин в пласті судять за графіками зміни витрати води  $W$  і тиску  $P$  в процесі нагнітання. Утворення штучних тріщин на графіку характеризується падінням тиску при постійному темпі закачки, а при розкритті природних тріщин витрата рідини розриву збільшується непропорційно підвищенню тиску (рис. 5.7.).

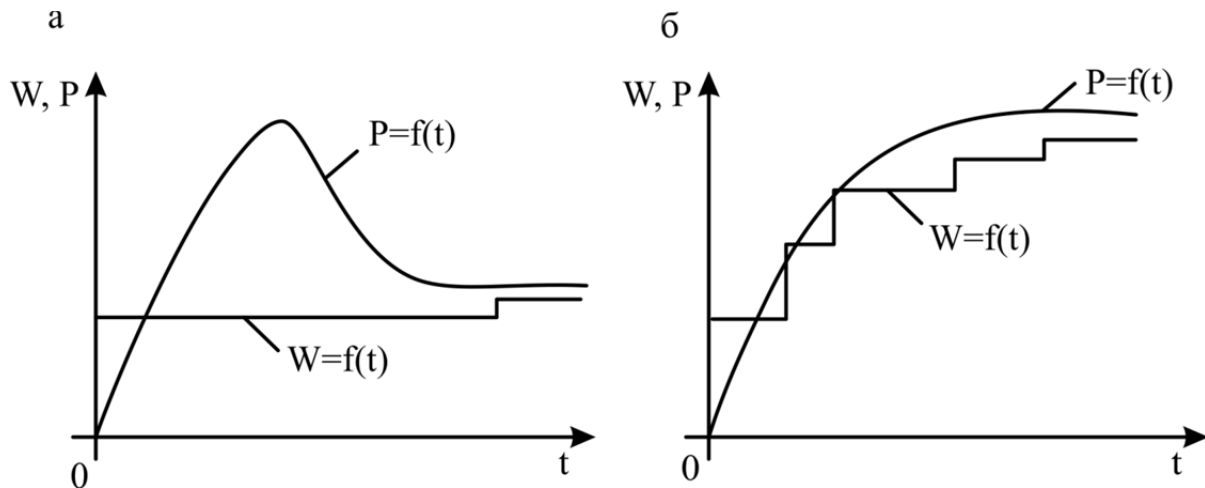


Рис. 5.7. Графіки зміни витрати і тиску води при гідравлічному розриві пласта: а – з проявами штучних тріщин; б – з розкриттям природних тріщин

Тиск гідророзриву пласта визначається за умови, що гідродинамічний напір у свердловині повинен зумовлювати тиск верхньої товщі порід (геостатичний тиск), межа міцності вугільного пласта на розрив і тертя об труби:

$$P = P_r + g_p + P_{тр}, \quad (5.20)$$

де  $P$ ,  $P_r$  – відповідно гирловий і гірський (геостатичний) тиск розриву, МПа;  $g_p$  – тиск, необхідний для подолання опору гірських порід в умовах всебічного стиснення, МПа;  $P_{тр}$  – втрати тиску в трубах.

Гірський тиск

$$P_r = \gamma_{ср} H g, \quad (5.21)$$

Втрати тиску на тертя в трубах визначаються за формулою Дарсі-Вейсбаха

$$P_{тр} = \lambda \frac{\rho v^2 H}{2gd}, \quad (5.22)$$

де  $\gamma_{ср}$  – середня об'ємна маса верхніх гірських порід, кг/м<sup>3</sup>;  $H$  – глибина залягання вугільного пласта, м;  $g$  – прискорення вільного падіння, м/с<sup>2</sup>;  $\alpha$  – коефіцієнт місцевих опорів, для робочих рідин розриву і темпів її закачування  $\lambda = 0,016 - 0,020$ ;  $\rho$  – густина рідини, кг/м<sup>3</sup>;  $v$  – швидкість руху

рідини в трубах;  $d$  – діаметр труб, м. У табл. 5.3 наведені дані по гідравлічному розриву пласта на Лисичанській станції «Підземгаз».

Таблиця 5.3

Середні показники гідравлічного розриву пласта

Глибина збійки, м	Початковий тиск, МПа	Швидкість збійки, м/доб	Витрати рідини, м <sup>3</sup> /м	Витрати електроенергії, кВт год/міс.	Відстань збійки, м
200,0	6,5	4,0	3650	1000	20,0
155,0	5,5	2,3	2100	580	20,0

Один з недоліків процесу гідророзриву пласта – його неспрямовуваність. Забезпечити спрямованість розриву можна одночасним нагнітанням води і розвантаженням свердловини, на якій необхідно здійснювати гідророзрив. Таким чином, сучасні уявлення про механізм гідророзриву базуються на наступних принципах:

1. Рідина фільтрується у вугільний пласт при нагнітанні у свердловину насосними агрегатами, створюючи в ньому надлишковий тиск. Надлишковий тиск визначається темпом закачування рідини, її в'язкістю і проникністю пласта. У пласті надлишковий тиск передається на вугільний скелет і прагне зруйнувати його. Розкриття або утворення тріщин відбувається тоді, коли тиск усередині скелета пласта виявиться більше зовнішнього тиску, який стискає цей скелет.

2. Гірський (геостатичний) тиск визначається як добуток середньої об'ємної маси порід на глибину залягання пласта. Бічна або горизонтальна складова гірського тиску пропорціональна вертикальній і може бути трохи менше або дорівнювати їй. Гірський тиск, що діє на скелет пласта у вертикальному напрямку, рівний місцевому тиску. У зв'язку з цим для утворення горизонтальних тріщин слід створити в пласті тиск, що перевищує вертикальну складову гірського тиску. У горизонтальному напрямку вугільний пласт стиснутий бічною складовою гірського тиску. Відповідно, для утворення тріщин у вертикальній площині необхідно, щоб тиск у скелеті вугільного пласта перевищував бічну складову.

3. При гідророзриві пласта в більшості випадків розриви порід відбуваються при тисках, які менше, ніж повний геостатистичний тиск. З цього також випливає, що тиск, створюваний при гідророзриві в свердловині, не визначає орієнтації тріщин, що утворюються в пласті. Результати експериментального вивчення механізму утворення тріщин показали, що орієнтація тріщин гідророзриву визначається принципом енергетичної вигідності процесу проникнення і збігається з площинами меншої напруженості в зоні гідророзриву.

4. Протяжність тріщин гідророзриву досягає сотень метрів і визначається техніко-технологічними параметрами процесу, властивостями закачуваної рідини, темпами й об'ємами її нагнітання.



5. Ширина утворених тріщин, утворених гідророзриву залежить від пружних властивостей пласта, техніко-технологічного забезпечення нагнітання і складає декілька сантиметрів.

6. Утворення вертикальних тріщин по потужності пласта обмежується породами покрівлі до підшви, а горизонтальні тріщини поширюються, як правило, за напластуванням, і зумовлені контактом пласта з покрівлею або підшвою.

7. Різкий спад тиску процесу гідророзриву спостерігається при руйнуваннях монолітних порід, для розриву яких потрібно додатковий тиск. За наявності природних тріщин у міру підвищення тиску в свердловині вище місцевого гірського тиску відбувається поступове розкриття тріщин, а збільшення темпу закачування рідини викликає підвищення тиску закачування, в результаті чого збільшується розкриття тріщин і їх довжина. Після гідророзриву пласта утворену щілину (канал проникності) розширюють вогневою обробкою, застосовуючи продукту гарячими газами з розпалом у вибої нагнітальної свердловини.

**Збійка свердловин бурінням.** Цей спосіб проведення каналів газифікації застосовується при похило-направленому бурінні свердловин по вугільному пласту як на пологих, так і на крутих пластах. Після цього при переміщенні вогнища горіння у напрямку дугтевого потоку назустріч виконується вогнева обробка каналів з метою розширення бурових каналів до таких розмірів, які дозволяють реалізувати процес інтенсивної газифікації. Електрична збійка свердловин здійснюється різними способами, наприклад, високовольтним розрядом між електродами, встановленими в пробурених у вугільному пласті свердловинах. Цей спосіб використовується за кордоном. У нашій країні електрозбійка основана на явищі осмосу, що дозволяє значно поліпшити проникність вугільного пласта за рахунок його зневоднення. При такій збійці використовується теплова дія електричного струму на вугільний пласт. У сусідні свердловини, що збиваються між собою, опускають електроди, кінці яких входять безпосередньо у вугільний пласт. Електроди надійно ізолюють від колони обсадних труб. При включенні електродів у ланцюг (напруга до 6000 В, потужність до 1200 кВт) у вугільному пласті відбувається виділення парів води і продуктів сухої перегонки вугілля з утворенням коксу. На ділянці пласта між свердловинами утворюється тріщинуватий високопроникний канал, який в змозі пропускати достатню кількість дугтя і газу та реалізацію процесу газифікації.

Одна з важливих переваг електрозбійки – її чітка спрямованість. До основних недоліків слід віднести складність застосовуваного устаткування і високі вимоги техніки безпеки. Крім того, на великих глибинах виникають труднощі з ізоляцією електродів, а обводненість вугільного пласта повинна бути незначною (в іншому випадку ККД процесу збійки дуже низький). На Підмосковній станції підземної газифікації швидкість електричної збійки свердловин склала 1,8 м/добу при загальній витраті електроенергії 1200 кВт рік/м проникного каналу. При цьому електрозбійка відбувалася в 3 – 5 разів швидше, ніж збійка свердловин фільтраційним способом. Після створення каналів проникності між свердловинами безпосередньо до процесу газифікації вугільного пласта.

## 5.7. Технологічний комплекс станції підземної газифікації вугілля (ПГВ)

Станція ПГВ складається з наступних підземних і наземних елементів: підземного газогенератора, цехів – компресорного, газогенераторного, очищення й охолодження газу, транспортування газу, бурового. Підземний газогенератор, як система характеризується низкою властивих йому хімічних, фізичних, термодинамічних і інших властивостей. Сукупність цих властивостей визначає стан системи газогенератора в розглянутій точці і в заданий час. Стан системи газогенератора в загальному вигляді може бути описано функціональною залежністю

$$S_r = f(M_e, k_e^{\Phi K}, k_e^{CK}, k_e^{PP}, k_e^d, D_e, T_e, t, c, H, R_{CT}, \tau, h), \quad (5.23)$$

де  $M_e$  – маса, форма та геометричні розміри елементів системи;  $k_e^{\Phi K}$  – фізичні і хімічні властивості елементів системи;  $k_e^{CK}, k_e^{PP}$  – відповідно швидкість і ступінь хімічного перетворення елементів в системи;  $k_e^d$  – швидкість руху елементів системи;  $D_e$  – тиск елементів системи;  $T_e$  – температура елементів системи;  $t$  – час від початку процесу газифікації;  $c$  – координата розглянутої точки в системі;  $H$  – глибина горизонту ведення гірничих і геотехнологічних робіт;  $R_{CT}$  – міцність вмисних порід на одноосьовий стиск;  $\tau$  – час стійкого стану незакріпленої покрівлі;  $h$  – напір підземних вод.

Всі величини, що визначають стан системи, є змінними і залежать від фізичних і хімічних властивостей елементів, їх маси, геометричних розмірів, температури, часу і глибини розробки, міцності та стійкості порід і координат даної точки в підземному газогенераторі. Залежно від потужності газифікованого пласта і розмірів газогенератора запаси вугілля в ньому становлять 150 – 400 тис. т, що забезпечує можливість експлуатації одного газогенератора від 2 до 5 років. Досвід роботи станцій «Підземгаз» показує, що в розвитку газифікації вугілля є дві основні перешкоди: недостатня герметичність підземного газогенератора і його інтерференція з водоносним горизонтом. У результаті вигорання вугілля і збільшення вигазовуваної порожнини відбувається хаотичне обвалення порід покрівлі, що призводить до розгерметизації газогенератора. Втрати (витоки) продуктивного газу в порах і тріщинах навколишніх порід становлять 20 – 40%. Вплив підземних вод також негативно позначається на результатах експлуатації. Ця проблема може бути вирішена закладенням виробленого простору інертними матеріалами, які будуть підбучувати породи покрівлі і дозвлять керувати покрівлею плавним опусканням порід без розриву суцільності. У цих умовах не буде обвалення порід покрівлі і, відповідно, розгерметизації підземного газогенератора і значних припливів води у газогенератор. Таким чином, на підставі розглянутої концепції можна стверджувати, що функціонуючий підземний газогенератор являє собою складний об'єкт. Тільки сукупний розгляд протікання в газогенераторі хімічних, термічних і механічних процесів між елементами газогенераторного середовища і всередині кожного із них розкриває сутність перетворень вугільного масиву в продуктивний газ, а знання закономірностей спільного протікання цих процесів дозволить створити опти-

мальні умови для їх управління. Отже, підземні газогенератори повинні створюватися й експлуатуватися на базі системної теорії, що розглядає всю сукупність процесів і явищ, що протікають в них, у взаємному зв'язку.

У компресорному цеху розміщуються компресори високого і низького тисків. Компресори високого тиску слугують для подачі в підземний газогенератор дуття високого тиску (0,5 – 6 МПа, продуктивність 5000 – 6000 м<sup>3</sup>/год) на фільтраційну збійку або опрацювання каналів проникності. Компресори низького тиску (турбоповітродувні) подають дуття в підземний газогенератор для реалізації процесу газифікації. Їх тиск складає 0,2 МПа при продуктивності 5000 – 60000 м<sup>3</sup>/рік дуття. З компресорного цеху дуттєві потоки по відокремлених повітропроводах (високого і низького тисків) надходять в газогенераторний цех і далі підводяться до технологічних свердловин (рис 5.8).

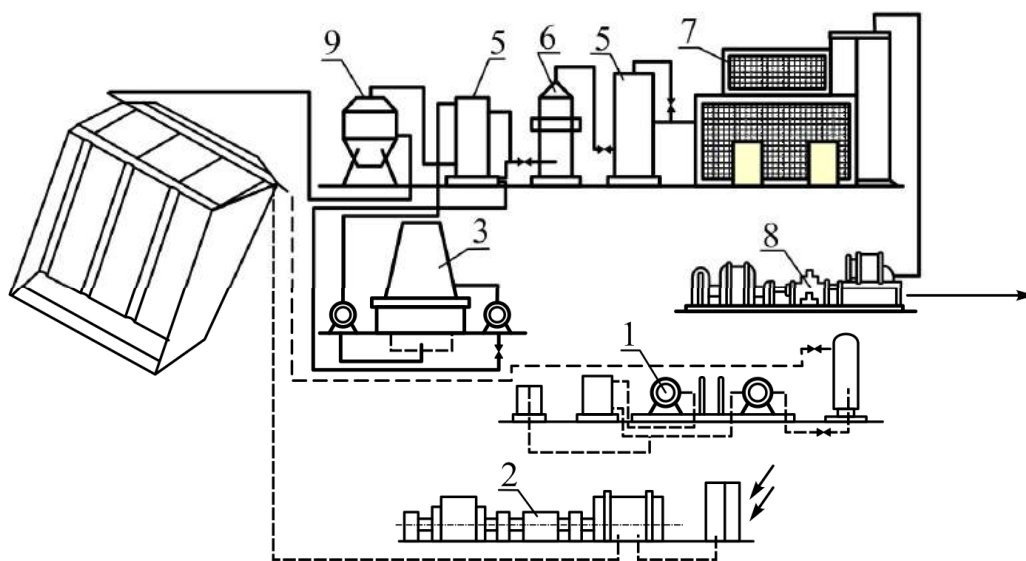


Рис. 5.8. Технологічна схема Південно-Абінський станції ПГВ:

→→→ вода; - - - - повітря на збійку;  
 - - - - - повітря на газифікацію; ————— газ

Підземна газифікація вугілля відбувається при тиску 0,05 – 0,5 МПа, під дією якого газ надходить з газогенератора на поверхню в газовідвідний трубопровід. Температура газу на виході з свердловин становить 250 – 300 °С. Разом з газом з газогенератора частково виносяться пил, смола й інші домішки, тому отриманий газ очищають у спеціальних апаратах – циклонах, після чого охолоджують у холодильниках – скрубберах до температури 20 – 30 °С, а потім пропускають через електрофільтри для остаточного очищення від дрібних частинок пилу і смоли. Після повного циклу очищення газ надходить в транспортний цех, а потім до споживача або під власним тиском чи за допомогою турбогазодувок, при відстанях до споживача більше 5 – 7 км. Усі технологічні параметри (кількість і тиск дуттєвих потоків, що спрямовуються на створення каналів проникності та газифікації, концентрація кисню і пари в дутті, тиск продуктивного газу в трубопроводах) реєструються на приладах у центральному диспетчерському пункті станції, який дозволяє безперервно стежити за роботою технологічного комплексу станції «Підземгаз». Буровий цех призначений для буріння технологічних і контрольних свердловин.

## 5.8. Технологічні схеми когенерації теплоносіїв

Сьогодні у всьому світі велика увага приділяється процесам ко-генерації, що забезпечує комбіноване (спільне) виробництво електричної, механічної і теплової енергії від одного джерела палива (наприклад, вугілля, мазуту, природного газу тощо) і створення на їх базі систем акумулювання енергії. Як такий енергоносіїв пропонується використовувати штучний генераторний газ, який утворюється в процесі підземної газифікації кам'яних і бурих вугільних пластів. У Національному гірничому університеті розроблені принципово нові й економічно ефективні технологічні схеми газо-паротурбінної комбінованої системи на єдиному енергоносії – газі, що отримується на основі свердловинної підземної газифікації вугілля (СПГВ), вільно-поршневих агрегатів (ВПА) та акумуляторів теплої енергії (АТЕ) (рис. 5.9).

Застосування безвідходної технології забезпечить не тільки максимальне використання сировини і палива, але й мінімальні викиди в навколишнє середовище, а отже, найменші збурення в екологічних системах. Ко-генераційне виробництво складається з трьох технологічних циклів отримання енергії, що, взаємно доповнюючи один одного, сприяють повному використанню енергоресурсів. Енергобіологічний цикл працює на теплоті скидних вод комбінованої газопаротурбінної електростанції. Вихідний енергоносіїв (газ СПГВ) в комбінованій енергосистемі виходить геотехнологічним методом розробки вугільних родовищ із застосуванням свердловини підземної газифікації (рис 5.10).

Сутність СПГВ полягає в бурінні свердловин (похилих або вертикально-горизонтальних), розпалювання вугільного пласта і отриманні штучного генераторного газу. Група ВПА використовує газ СПГВ для генерації електроенергії (або теплоенергії). Відхідні з турбін газів надходять в котли – утилізатори з вироблення пари, який призначений для пароводяної системи виробництва електроенергії. Залишкове тепло відхідних газів повторно утилізується в двох теплових акумуляторах: в автономному піковому контурі з вироблення електроенергії і в підземному акумуляторі з утилізації тепла для потреб теплопостачання. Вбудовані в свердловинах СПГВ парогенератори утилізують тепло відхідних газів, а пара, що утворюється тут, направляється в пароводяний цикл комбінованої електростанції і частково у підземний акумулятор. При цьому економиться близько 30% палива в порівнянні з виробленням електроенергії на теплових електростанціях. СПА – це сучасні високопродуктивні агрегати, випускаються в Україні і мають наступні переваги порівняно з попередніми старими технічними засобами: відсутність кривошипно-шатунного механізму і засобів клапанного розподілення; наявність змінної автоматики, що регулює ступінь стиснення; здатність працювати на будь-яких газоподібних і рідких видах палива; в 2 – 2,5 рази меншу питому масу (не потребують потужних фундаментів) і в 4 – 5 разів більший моторесурсом.

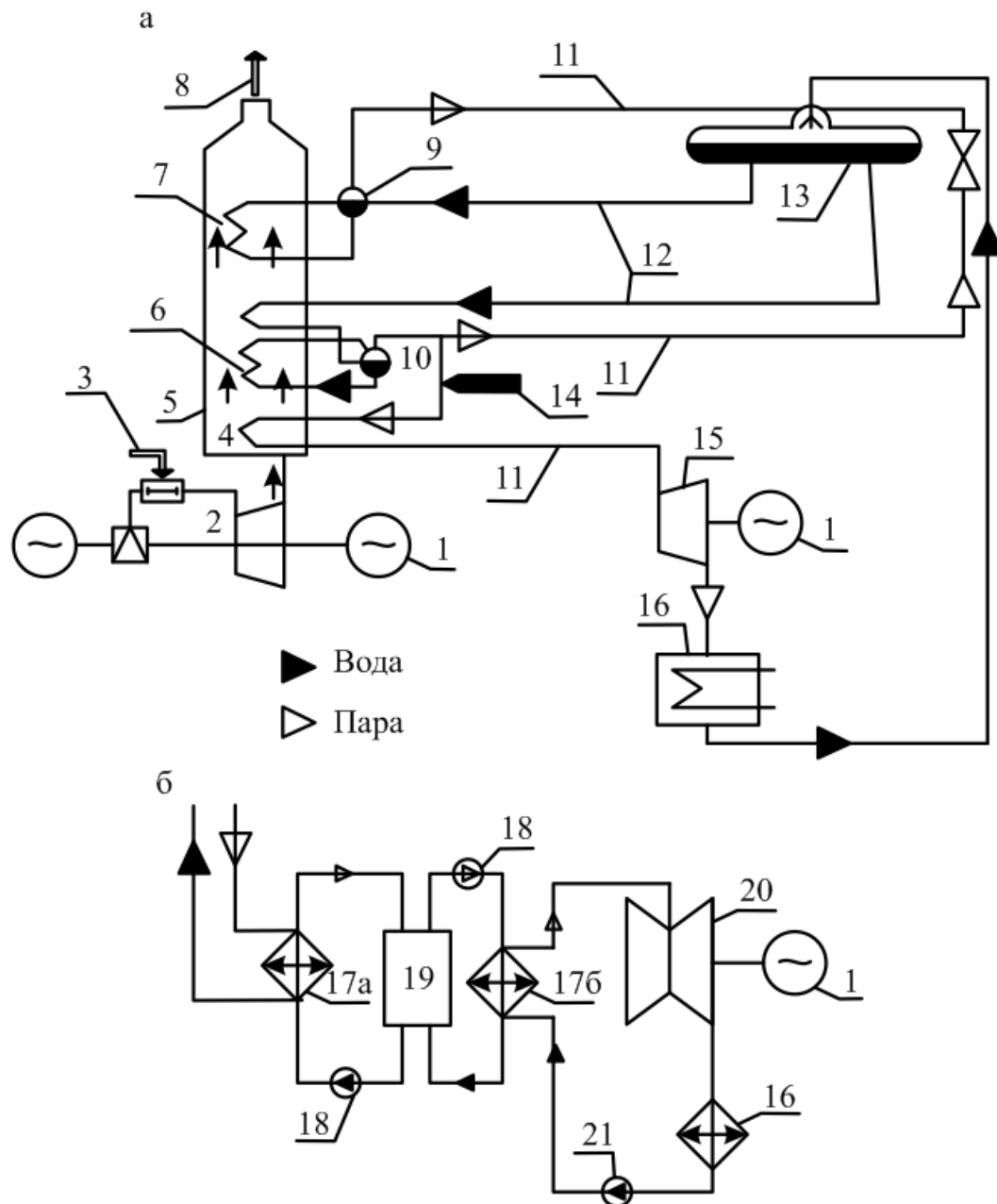


Рис. 5.9. Схема комбінованої газопаротурбінної енергетичної системи на базі СПГВ і систем акумулювання: а – газопаротурбінна установка; б – автономний піковий контур; в – підземний акумулятор теплової енергії; 1 – електрогенератори; 2 – група ВПА; 3 – газ СПГВ; 4 – котел-утилізатор; 5 – пароперегрівач; 6 – випарник; 7 – економайзер; 8 – вихід газів у теплові акумулятори; 9 – змійовик випарника низького тиску котла-утилізатора; 10 – секція високого тиску котла-утилізатора; 11 – теплоносій від змійовика 9 і секції 10; 12 – теплоносій до змійовика 9 і секції; 10, 13 – деаератори (резервуари живильної води); 14 – пара з свердловинного парогенератора; 15 – паротурбінна група; 16 – конденсатор; 17а (17б) – теплообмінники проміжного теплоносія; 18 – насос проміжного теплоносія; 19 – тепловий акумулятор; 20 – пікова двокаскадна турбіна; 21 – циркуляційний насос; 22 – вхід теплоносія (газів з економайзера і пари з свердловинного парогенера); 23 – теплоізоляція; 24 – вихід теплоносія; 25 – твердий акумулюючий матеріал; 26 – горизонтальні теплові канали

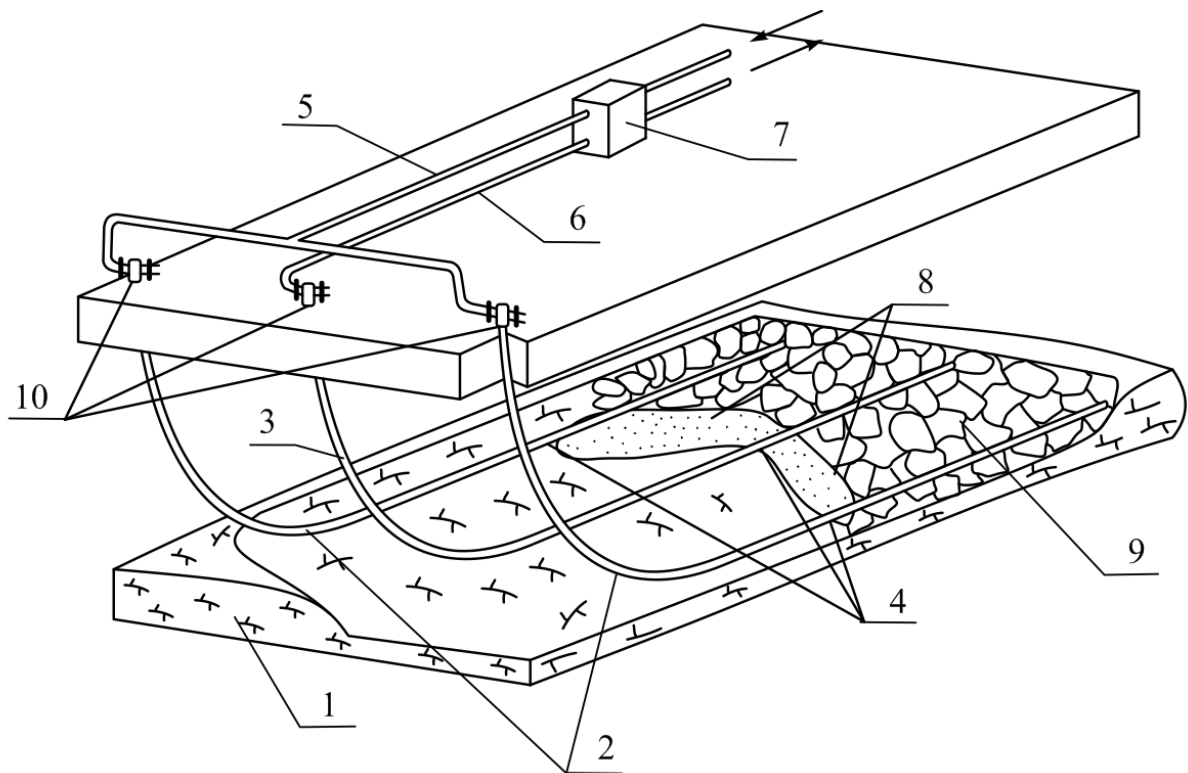


Рис. 5.10. Принципова схема свердловини підземної газифікації вугільних пластів: 1 – вугільний пласт; 2 – нагнітальні свердловини; 3 – газовідвідна свердловина, 4 – пересувні запальні пристрої; 5 – нагнітальний трубопровід; 6 – газовідвідний трубопровід; 7 – теплообмінник-утилізатор; 8 – вогневий вибій; 9 – вироблений простір; 10 – оголовки вертикально-горизонтальних свердловин; 11 – поверхня землі

Вихлопні гази від ВПА надходять в котел-утилізатор (див. рис. 5.9, а), в якому нагріваються вода і пар до температури 300 – 400 К. Гарячі відпрацьовані гази ВПА з казаном-утилізатором і паротурбінною групою використовуються для додаткового виробництва електроенергії. Така комбінація забезпечує високий ККД – близько 50%. У котлі відбирається частина теплової енергії, що міститься в газах і передається в пароводяний цикл перш ніж гази будуть випущені в теплові акумулятори. Котел-утилізатор складається з трьох теплообмінних секцій. Вода високого тиску (див. рис. 5.9) надходить через теплий кінець котла в економайзер, де підігрівається майже до температури насичення і перетворюється потім у змійовику випарника в пару. Насичена пара далі нагрівається в паронагрівачі і надходить в паротурбінну групу. Вона розширюється в лопатевих рядах, тепла енергія перетворюється в механічну. Парові турбіни з'єднані з генераторами, які виробляють електричний струм. Відпрацьований пар з турбін надходить у конденсатор і перетворюється у воду шляхом відведення прихованої теплоти через систему охолодження. Конденсат направляється в деаератор живильної води, де відбувається її очищення від газів  $\text{CO}_2$  і  $\text{O}_2$  за допомогою підігріву паром з котла-утилізатора. Котельня сприймає також об'ємні коливання пароводяного циклу. Вода залишає деаератор через живильні насоси, які подають воду під тиском у котел-утилізатор.

Залишкове тепло утилізованих газів повторно утилізується в акумуляторі автономного пікового контуру з виробки електроенергії двокаскадного турбіною і в підземному акумуляторі (рис. 5.9 б, в). Акумулятори (накопичувачі енергії) являють собою споруди або пристрої, що забезпечують оборотні процеси нагромадження, зберігання і виробки теплової енергії відповідно до вимог споживача. Система теплового акумуляування з проміжним теплоносієм (наприклад, технічним маслом) дозволяє збільшити потужність комбінованого електростанції в піковому режимі на 60%. Заряд теплового акумулятора пікового контуру проводиться відпрацьованими газами ПВА. Гріючі гази з котла – утилізатора направляють в зарядний теплообмінник 17 а (див. рис. 5.9, б) і нагрівають масло, що знаходиться в тепловому акумуляторні 19. При розрядці теплового акумулятора гаряче масло знаходиться в теплообміннику 17 б пікового контуру. Електроенергія виробляється двокаскадною турбіною 20. Дана система акумуляування теплової енергії дозволяє працювати електростанціям в піковому режимі протягом 3 – 5 год. Тепловий акумулятор, заряджений в період мінімальної потреби в енергії і розряджається при максимальній, забезпечує роботу більшість обладнання електростанції в базовому режимі, що суттєво підвищує його надійність і ефективність.

Підземний акумулятор теплової енергії (ПАТЕ) також являє собою автономний контур з твердою нерухомою акумуляуючою матерією. Яко акумуляуючу матрицю застосовують різні матеріали: щєбінь, шамот, чавун, магнезит, графіт, пісок та ін. Такі ПАТЕ проектується з мінімальним гідравлічним опором, що дозволяє використовувати принцип вільно-конвективного переносу. При зарядці гарячий газ, пара (вода) подаються в ПАТЕ і нагріває акумуляторний матеріал. Такі акумулятори, як правило, використовуються для накопичення тепла. Розрядка ПАТЕ сезонна (наприклад, взимку) для потреб тепlopостачання. Така система ко-генерації енергії знижує вартість, електро- і теплоенергії що відпускається, за низкою факторів. До них відносяться: зниження капітальних витрат внаслідок відмови від будівництва спеціальних традиційних пікових енергоблоків; підвищення завантаження обладнання, вироблення електричної та теплової енергії з більш дешевого палива і з більшою ефективністю, відмова від традиційних видів палива (вугілля, природний газ, мазут та ін.) завдяки маневреним піковим контурам.

Свердловинний процес підземної газифікації вугілля є ще одним джерелом утворення енергії, так як не вся фізична теплота відхідних газів перетворюється в свердловинних парогенераторах. Значний потенціал теплової енергії (300 – 600°C) може бути трансформований на поверхні в спеціальних сучасних теплоутилізаторах на теплових трубах 2. Це дозволяє надійно (герметично) розділяти зони обмінних середовищ, покращувати експлуатаційні характеристики, оскільки очищення обмінних поверхонь не становить труднощів, що важливо при пропусканні ще не очищеного газу СПГВ. Після закінчення процесу газифікації вугілля в надрах Землі в контурі вигазованого підземного простору утворюється потужний тепловий котел. У обвалених гарячих породах після газифікації створюється високий потенціал (800 – 1000°C) теплової енергії, яка практично втрачається безповоротно. По цьому в ко-генераційній енергетичній

системі на базі СПГВ передбачено акумулювання теплової енергії в гарячих обвалених породах шляхом нагнітання теплоносіїв по законсервованих (колишніх експлуатаційних) свердловинах. Холодний теплоносій (повітря, вода, інертний газ та ін.) проходить через обвалені гарячі породи, нагрівається (вода перетворюється в пару) і акумулюється в порожнині колишнього підземного газогенератора. Нагнітальні відкачні свердловини можуть бути тимчасово загерметизовані, теплота тривалий час буде законсервована і використовуватиметься неодноразово сезонно.

Таким чином, акумульована теплова енергія у відпрацьованому підземному газогенераторі зумовлює високу інтенсивність використання втраченого тепла надрах Землі протягом тривалого періоду (до 10 – 12 років) і низькі експлуатаційні витрати на регенерацію теплоти. При роботі комбінованої енергосистеми значна частина теплової енергії відводиться з водою в навколишній простір у вигляді скидного тепла. Основною причиною, що стримує використання теплових відходів на існуючих електростанціях, є їх відносно низький температурний потенціал (16 – 21°C зимою і 25 – 45°C влітку). Для охолодження скидних вод теплових енергетичних об'єктів потужністю 0,5 – 1 млн кВт необхідний ставок-охолоджувач з площею дзеркала води 400 – 700 га; при цьому кількість води, що йде на випаровування, сягає 20 – 25 млн м<sup>3</sup> на рік.

Значний економічний ефект може бути отриманий при використанні теплоти скидних вод комбінованої електростанції в енергобіологічному комплексі (ЕБК). До складу ЕБК можуть входити такі структурні ланки: блок відкритого обігріву ґрунту, рибогосподарський блок, блок мікробіологічної переробки, утилізації відходів та біологічної меліорації водойм-охолоджувачів. Блок відкритого обігріву ґрунту включає теплогідромеліоративну систему – підґрунтові градирні. Вона складається з багаторядних поліетиленових трубопроводів, покладених у ґрунт, і насосної станції, що подає у систему теплу скидну воду. Тут створюються сприятливі умови для розвитку кореневої системи і одночасно відбувається охолодження води на 10 – 13°C. За рахунок обігріву ґрунту єможливим: отримати не менше двох урожаїв на рік сільськогосподарської продукції; скоротити споживання води на технічні потреби за рахунок зменшення або виключення випаровування); поліпшити екологічні показники об'єкта та екологічну ситуацію в регіоні; використовувати скидні теплі води в традиційних методах вирощування овочів. Із зарубіжного досвіду відомо, що на площах з підґрунтовими градирнями урожайність кукурудзи на зелену масу підвищується на 54%, томатів – 29%, огірків – 97%, картоплі – 46%. Рибогосподарський блок складається з повносистемного заводу з садовим господарством. Блок мікробіологічної переробки, утилізації відходів та біологічної меліорації призначений для відходів рибних хазяйств та рослинництва. Блок біологічної меліорації водойми-охолоджувача слугує для вселення в нього рослиноїдних і детритоїдних риб. У ЕБК відходи одного блоку слугують сировиною для іншого, внаслідок чого багатогалузеве виробництво стає маловідходним (в ідеалі безвідходним), які працюють за одною ресурсозберігаючої екологічно чистою технологією. До енергобіологічного комплексу можуть бути включені такі виробництва, як зимові і плівкові теплиці.



Таким чином, ко-генераційні системи виробництва енергоносіїв на базі СПГВ, систем акумулювання та енергобіологічної переробки мають наступні переваги. Застосування єдиного джерела палива підвищує ефективність генерування енергоресурсів, забезпечує безперервність, малоопераційність, енерго- та ресурсозбереження, покращує екологічну обстановку в регіоні. Похідною первинного енергоносія є водяна пара, що найбільше підходить для нагрівання, володіє властивістю, постійністю температури при конденсації, великою прихованою теплотою паротворення, зручний для транспортування по трубопроводах без перекачувальних пристроїв низької вартістю. Як проміжні теплоносії застосовують високотемпературні накопичувачі енергії, які володіють низькою температурою плавлення і високою точкою кипіння (до декількох сотень градусів). До них відносяться мінеральні масла, кремнійорганічні сполуки, розплавлені метали і солі. Ці теплоносії дозволяють працювати при атмосферному тиску.

У комбінованій енергосистемі широко використовуються вторинні енергоресурси: хімічна енергія генераторного газу; його фізична теплота в свердловинних парогенераторах і термосифонних теплообмінниках; відпрацьованої і вторинної пари; гарячої води в накопичувальних акумуляторах; теплота від охолоджуючих пристроїв у енергобіологічному комплексі. При ко-генераційній системі знижується витрата вугілля за рахунок його повного вигорання в процесі СПГВ і зменшується кількість викидів в навколишнє середовище оксидів вуглецю, сірки, азоту, а також сажі, золи, шлаків у порівнянні з традиційними паливно-енергетичними комплексами. Значно скорочується шкода довкіллю, територій під відвалами шахт, розрізів, збагачувальних фабрик, теплових електростанцій і транспортних перевезень.

Впровадження котлів-утилізаторів і теплообмінників на теплових трубах (двофазних термосифонах) як поверхонь нагріву є одним з перспективних напрямів удосконалення енергосистем. Це обумовлено високою ефективністю процесів теплообміну в них, можливістю глибокої утилізації відхідних газів, малими масою і габаритами, простотою конструкції та технології виготовлення, зручністю експлуатації. Встановлено, що якщо газогенераторні підприємства з виробництва вугільного газу зі СПГВ дообладнати котлами-утилізаторами, паровими турбінами з електрогенераторами і акумуляторами енергії, то тільки на одному свердловинному газогенераторі може бути додатково отримано 28,2 МВт електричної енергії. Причому термін окупності капіталовкладень становить 3 – 3,5 років. Це забезпечить найкраще використання енергії вугілля при отриманні генераторного газу методом СПГВ. Комплексне використання комбінованих ТЕС сприяє економії традиційних видів палива та ліквідує проблеми в мережах енергоспоживання.

### **5.9. Переваги, недоліки та перспективи розвитку ПГВ**

Газ ПГВ як енергетичне паливо перевершує за теплотехнічними якостями будь-яке вугілля, ККД газового палива на 20 – 30% вище, ніж ККД твердого. До переваг підземної газифікації поряд за ліквідацією підземної праці та поліп-

шенням екологічних умов використання палива можна віднести наступні: скорочення термінів і витрат на капітальне будівництво гірничих підприємств (на проектування і будівництво шахти йде 8 – 12 років, на створення станції ПГУ – в 2 – 3 рази менше, металоємність, капіталомісткість і трудомісткість також у 2 – 3 рази нижче); збільшення продуктивності праці в 4 – 5 разів; зниження собівартості кінцевої продукції і трудових витрат на вантажно-транспортувальні роботи. Крім того, при розробці вугільних родовищ способом ПГВ не порушується родючий шар ґрунту, немає необхідності у виділенні великих площ для розміщення пустих порід, рекультивації земель. Вугільні ресурси можна використовувати більш повно у зв'язку з залученням до відпрацювання некондиційних і забалансових запасів вугілля. Процеси ПГВ та використання газу можуть бути автоматизовані і піддаються дистанційному керуванню.

До недоліків ПГВ слід віднести труднощі у здійсненні контролю за процесом газифікації. Осідання поверхні, яка іноді призводить до прориву газу внаслідок руйнування трубопроводів та обладнання, встановлених на земній поверхні. Підземна газифікація може порушити водоносні горизонти і спричинити забруднення ґрунтових вод. Потрібно також відзначити, що продуктивний газ з порівняно низькою питомою теплотою згоряння транспортувати на великі відстані нерентабельно, тобто споживачі газу повинні знаходитися поблизу від місця його виробництва (25 – 30 км). З порівняння переваг і недоліків слід, що для багатьох регіонів нашої країни підземна газифікація має значні перспективи. За роки свого розвитку технологія ПГВ пройшла кілька етапів, що визначили її розвиток у двох напрямках: у застосуванні шахтних і бесшахтних (свердловинних) способів газифікації. На перших станціях ПГВ (Лисичанська, Горлівська, Крутовська, Шахтинська, станція ПГВ у Кузбасі) підземні газогенератори оконтурювалися гірничими виробками, а розпал пластів здійснювався у вогневих штреках. Газифікація проводилася потоковим методом при нагнітальній схемі подачі повітряного або пароповітряного дуття в реакційний канал і була орієнтована на отримання горючих газів, як палива для промислових і побутових цілей.

Академік В.В. Ржевський у 1983 р. запропонував шахтний метод підземного спалювання вугілля (ПСВ). Метод призначений для виробництва екологічно чистого газоподібного теплоносія, використовуваного потім для отримання гарячої води, пари та електричної енергії. У цьому випадку підземному спалюванню піддаються вугільні цілики, що залишені в шахті з технологічних та економічних міркувань, а також некондиційні запаси. Крім використання старих виробок, передбачається також надання більш широких з поверхні двох або більшої кількості свердловин діаметром 1 – 1,5 м для подачі повітря в осередок горіння і видачі продуктивного газу. При цьому кількість подаваного повітря, має в 2 – 3 рази (залежно від вмісту вуглецю) перевищувати теоретично необхідне для спалювання вугілля. Надходження повітря в осередок горіння відбувається за рахунок розвитку депресії витяжних вентиляторів або димососів. Завдяки цьому забезпечується спрямованість руху газоповітряних потоків у підземний теплогазогенератор, вони запобігають витоку повітря, що подається в гірничі виробки на поверхню.

У теплогазогенераторі процес протікає в режимі горіння. Максимальна кількість фізичної теплоти досягається при концентрації кисню на виході з вогневого каналу не більше 8 – 10%. Добутий газ з температурою 150 – 600°C на поверхні надходить в котел-утилізатор, далі в батарейний циклон і за допомогою димососа через димову трубу викидається в атмосферу. Нагріта в котлі-утилізаторі вода з температурою від 70 до 110°C через змішувальну установку передається в систему теплопостачання.

Технологія ПСВ випробувана в Донбасі (шахта № I «Гострий» ВО «Селідовугілля»), у підмосковному басейні (шахта «Киреевського» № 3 ВО «Тулідовугілля») і в Кузбасі (шахта «Суртаїха» ВО «Кисілевугілля»). Результати випробувань позитивні, роботи з подальшого вдосконалення технології ПСВ тривають.

Безшахтна (свердловинна) технологія ПСВ, що отримана в нашій країні, непоширена в промислових масштабах, інтенсивно розвивається і визнана пріоритетним науково-технічним напрямом у вугільній промисловості. Підвищення ефективності безшахтного способу ПГВ намічається досягти за рахунок: збільшення питомої теплоти згорання газу шляхом підбору оптимального складу дуття; зниження втрат вугілля, газу і збільшення ККД газифікації; створення та впровадження автоматичного дистанційного керування процесом газифікації та системи контролю як самого процесу, так і управління покрівлею, герметизації пласта, повноти його відпрацювання тощо; відпрацювання процесів осушення пласта, а також витягу супутніх продуктів і використання газу ПГВ для отримання моторного палива.

Стає реальним здійснення ПГВ на глибині 600 – 1200 м. У цьому випадку процес газифікації може відбуватися при тиску 2 – 3 МПа, бо на такій глибині виключається гідравлічний розрив верхньої товщі порід і дегерметизація підземного газогенератора. При роботі з таким тиском на парокисневе дуття сирий газ можна отримати з теплотою згорання 8800 – 10000 кДж/м<sup>3</sup>, а очищений після сушіння та відмивання від СО<sub>2</sub> – 12570 – 14665 кДж/м<sup>3</sup>. Споживання кисню в процесі газифікації помітно знижується, так як коефіцієнт переходу теплоти з вугілля на газ за рахунок 1 м<sup>3</sup> майже подвоюється в порівнянні з умовами при атмосферному тиску. Дуже значні екологічні наслідки підземної газифікації під тиском, яке повинно перевищувати тиск стовпа підземних вод. У газогенераторі процеси протікають в штучно створеній порожнині, обмеженій дзеркалом підземних вод. Витоки газу практично відсутні, немає і міграції за межі порожнини рідких продуктів переробки вугілля. Основний продукт (газ) і супутні рідкі продукти витягуються тільки через газовідвісні свердловини.

## **5.10. Прикладні задачі до глави 5**

### **Розрахунок параметрів процесу підземної газифікації вугілля**

Сутність методу підземної газифікації вугілля (ПГВ) полягає в процесі перетворення вугілля на місці його залягання в горючий газ. Основними стадіями ПГВ є: буріння з поверхні землі на вугільний пласт свердловин; з'єднання цих свердловин каналами, що проходять у вугільному пласті; запалювання ву-

гілля, нагнітання в одні свердловин повітряного чи парокисневого дуття; одержання з інших свердловин вугільного газу.

**Технологія підземної газифікації пологих вугільних пластів.** Новий метод підземної газифікації вугілля розроблено в Державному вищому навчальному закладі «Національний гірничий університет» для пологого потужного пласта Синельниківського буровугільного родовища (потужність пласта 4 – 10 м, породи покрівлі складені з пісчано-алевроліто-глинистих відкладень, підшви – піски кварцевіорібно- і середньозернисті з прошарками вуглистих глин і вторинних каолінів, мають покрівлю і підшву водоносного горизонту). З огляду на велику потужність вугільного пласта, найбільш ефективним і надійним є порядок газифікації блоками зі смугами по падінню чи простяганню за технологічною схемою із суцільною системою вигазовування (рис. 5.11).

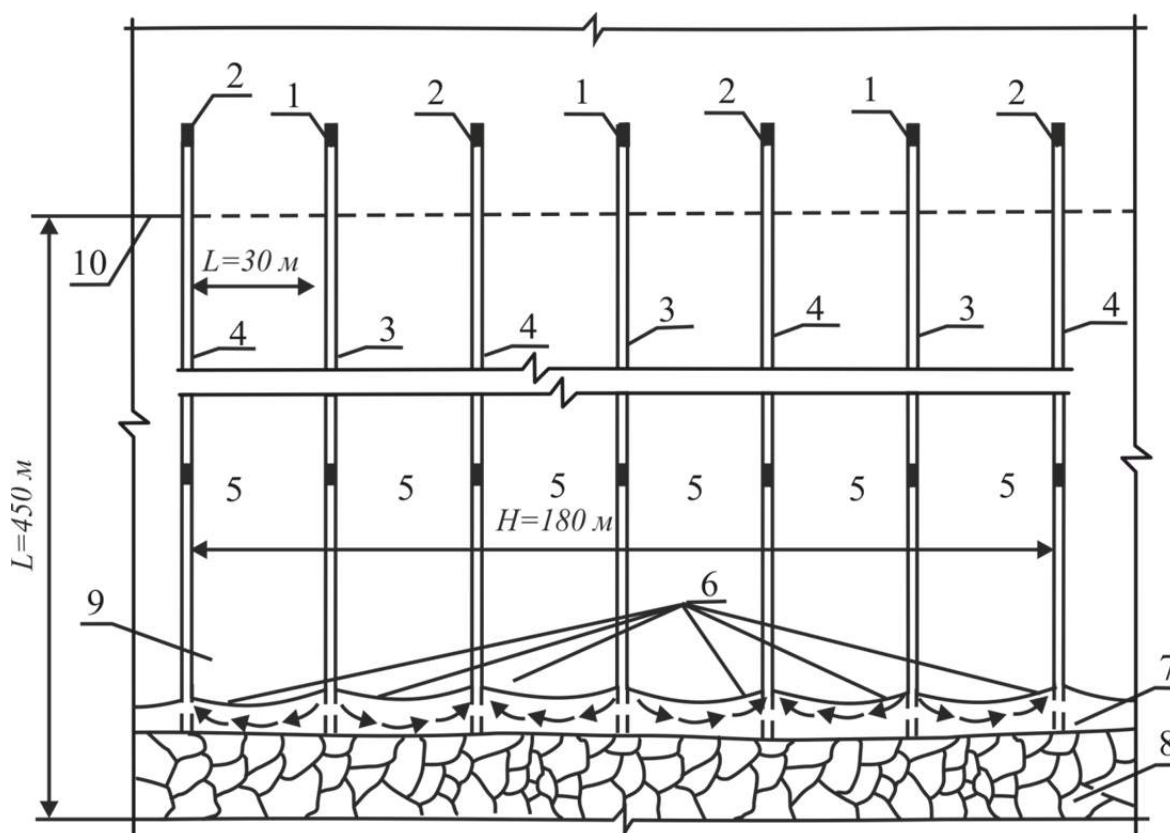


Рис. 5.11. Схема газифікації вугільного пласта одним блоком з суцільною системою відпрацювання: 1 – дуття; 2 – газ; 3 – орієнтовна нагнітальна свердловина; 4 – орієнтовна відвідна свердловина; 5 – підземні смуги (газогенератори); 6 – вогневі вибої; 7 – зона газифікації; 8 – вироблений простір; 9 – вугільний пласт; 10 – місце входження похилої частини орієнтовних свердловин у вугільний пласт

Сутність методу ведення газифікації буровугільного пласта одним блоком із шести смуг полягає в наступному. По самій нижній пачці підготовленого для газифікації блоку вугільного пласта 9 бурять з поверхні орієнтовані свердловини 3, 4 діаметром 260 – 400 мм, які в зоні пустих порід покрівлі обсаджуються, в похилій частині металевими трубами, до лінії 10. Горизонтальна частина свердловини, що проведена по вугіллю, не обсаджується, в зв'язку з великою гус-

тиною бурого вугілля Синельніковського родовища і наявністю циліндричної форми свердловини, яка може зберігатися в непорушеному стані тривалий період (при необхідності стінки свердловини можна закріпити спеціальним глинистим розчином). Діаметр свердловин у кожному конкретному випадку визначається проектом, виходячи з вимог забезпечення заданої продуктивності станції ПГВ. Розташування цих свердловин на поверхні землі повинне бути розраховане так, щоб їх горизонтальні частини відстояли одна від одної на 30 – 40 м. Довжина блоку, що відпрацьовується – 450 – 500 м, ширина – 180 – 360 м.

Процес газифікації пласта ведеться у такий спосіб. Дуття 1 подається по нагнітальних свердловинах 3, а газ, що утворюється, по лінії вогневого вибою 6 надходить через зону газифікації 7 на поверхню через газові відвідні свердловини 4. Для забезпечення рівномірності вигазовування вугільного пласта на всій довжині вогневих вибоїв газогенератора роблять реверсивні переключення подачі дуття і відводу газу, тобто, нагнітальна свердловина 1 стає газовою відвідною, а газовою відвідною 2 – нагнітальною. Такі переключення через визначені проміжки часу провадяться систематично протягом усього процесу газифікації, поки не буде вигазований весь блок вугільного пласта до верхньої межі його розробки 10. Заповнення виробленого простору 8 може виконуватись пилоподібним закладним матеріалом, що подається одночасно з дуттям по нагнітальній свердловині протягом усього періоду газифікації. Для осушення блоку від підземних вод організується водовідлив через спеціальні дренажні орієнтовані свердловини, пробурені в надвугільній і підвугільній товщі гірських порід.

Новий метод ПГВ дозволяє вести процес газифікації вугілля не тільки в окремій смузі, але й одночасно в шести смугах. Наведена система вогневих робіт є простою, добре забезпечує стійкість і керованість газогенераторного процесу на потужних вугільних пластах. Газоутворення відбувається в каналі 7 за рахунок хімічної взаємодії вільного і зв'язаного кисню з вуглецем і термічним розкладанням вугілля. Вихід, склад і теплота згоряння одержаного газу залежать від складу подаваного в свердловину дуття, марки вугілля і його складу, геологічних умов залягання пласта, його потужності і будови. Теоретично встановлено, що теплота згоряння газу, одержуваного на повітряному дутті, не перевищує 4,4 МДж/м<sup>3</sup>. При підземній газифікації вугілля основним параметром процесу є інтенсивність процесу газифікації. Розрахунок ведеться в наступній послідовності.

Запаси блоку, що виймаються

$$Z_{\text{бл}} = L \cdot H \cdot m \cdot \gamma, \quad (5.24)$$

де  $L$  – довжина горизонтальної частини орієнтованих свердловин, м;  $H$  – ширина блоку газифікації, м ( $H = l \cdot n$ , де  $l$  – ширина стовпа (полоси) газифікації, м;  $n$  – кількість стовпів (смуг) газифікації, м  $n = 6$ ;  $m$  – потужність вугільного пласта, м;  $\gamma$  – об'ємна маса вугілля, т/м<sup>3</sup> ( $\gamma = 1,7$  т/м<sup>3</sup>).

Швидкість вигорання стовпа за добу (м/добу)

$$U_{\text{сер}} = U_{\text{г}} \cdot 24, \quad (5.25)$$

де  $U_{\Gamma}$  – лінійна швидкість газифікації вугільної стінки вогневого вибою, м/год.; ( $U_{\Gamma} = 0,01 - 0,1$ ).

Час газифікації одного стовпа

$$t_c = \frac{1}{U_{\Gamma}}. \quad (5.26)$$

Строк служби при послідовній газифікації стовпів

$$T_6 = t_c \cdot n. \quad (5.27)$$

Теоретичний питомий об'єм сухого повітря, тобто без пари води, що подається в блок спалювання для повного згоряння вугілля

$$V_{CB}^0 = a' \frac{0,001 Q_t^r + 25,1 W_t^r}{4186}, \text{ нм}^3 / \text{кг}, \quad (5.28)$$

де  $Q_t^r$  – нижча теплота згоряння робочої маси вугілля, Дж/кг;  $W_t^r$  – вологість робочої маси вугілля, %;  $a'$  – дослідний коефіцієнт, що залежить від марки вугілля, приймається в діапазоні значень  $a' = 1,08 - 1,11$ .

Швидкість вугільного пласта, що вигазується

$$I = \frac{v}{0,56 \cdot \eta^{-1,9} m (0,702 - 0,659 \eta)}, \text{ т/ГОД}, \quad (5.29)$$

де  $v$  – абсолютний водоприплив у зону газифікації, м<sup>3</sup>/год;  $m$  – потужність вугільного пласта, м.

Визначаємо коефіцієнт надлишку повітря

$$\alpha = \left( 1 - \frac{(21-x')O'_2}{2100} \right) \cdot \left( \frac{21}{21 - O'_2 + 0,5CO' + 0,5H_2' + 1,5H_2S' + 2CH_4' + 3C_2H_4'} \right), \quad (5.30)$$

де  $x'$  – дослідний коефіцієнт, обумовлений залежно від типу вугілля в діапазоні значень 18,2 – 19,9;  $O'_2$  – вміст у сухому газі ПГВ по об'єму  $O_2$ , %;  $CO'$  – вміст у сухому газі ПГВ по об'єму  $CO$ , %;  $CH_4'$  – вміст у сухому газі ПГВ по об'єму  $CH_4$ , %;  $H_2'$  – вміст у сухому газі ПГВ по об'єму  $H_2$ , %;  $C_2H_4'$  – вміст у сухому газі ПГВ по об'єму  $C_2H_4$ , %;  $H_2S'$  – вміст у сухому газі ПГВ по об'єму  $H_2S$ , %.

Теоретичні витрати вугілля на одержання 1 м<sup>3</sup> газу

$$q_y = \frac{12 \cdot \sum C_{\Gamma}}{22,4 C_{\text{вуг}}}, \quad (5.31)$$

де  $\sum C_{\Gamma}$  – сума вуглецевих складових компонентів в газі в об'ємних відсотках.

$$\sum C_{\Gamma} = \%CO + \%CO_2 + \%CH_4, \quad (5.32)$$

де  $\sum C_{\text{вуг}}$  – вміст вуглецю в паливі.

Вихід газу з 1 кг вугілля складає

$$q_{\Gamma} = \frac{1}{q_y}. \quad (5.33)$$

Коефіцієнт, що враховує витоки газу в підземному газогенераторі

$$K_y = 1 - \frac{U_B}{100}, \quad (5.34)$$

де  $U_B$  – витоки газу, %.

Реальний вихід сухого газу ПГВ з вугілля, що газифікується

$$V'_{\text{сг}} = V_{\text{св}}^0 (\alpha + 0,01 - x' - 0,21) \cdot K_y, \text{ нм}^3/\text{кт}. \quad (5.35)$$

Отже, за добу утворюється газу

$$Q_{\text{Г}}^{\text{с}} = 24 (V'_{\text{сг}} + l \cdot m \cdot U_{\text{Г}} \cdot q_{\text{Г}} \cdot \gamma). \quad (5.36)$$

Хімічний ККД процесу газифікації

$$\eta = \frac{Q_{\text{нз}} \cdot V_{\text{сг}}}{Q_{\text{Г}}^{\text{с}}}, \quad (5.37)$$

де  $Q_{\text{нз}}$  – теплота згоряння газу газифікації, Дж/м<sup>3</sup>.

Річна продуктивність підприємства підземної газифікації з одним блоком

$$Q_{\text{Г}}^{\text{р}} = 24 \cdot 365 \cdot n_{\text{зм}} (V'_{\text{сг}} + l \cdot m \cdot U_{\text{Г}} \cdot q_{\text{Г}} \cdot \gamma), \quad (5.38)$$

де  $n_{\text{зм}}$  – кількість змін, ( $n_{\text{зм}} = 3$ ).

Приклад рішення дивись додаток Е.

### Контрольні запитання

1. Яка сутність методу підземної газифікації вугілля?
2. Розкрийте етапи підземної газифікації, супроводжуючі їх хімічними реакціями.
3. Які види генераторних газів утворюються при підземній газифікації залежно від виду дугтевого потоку?
4. У чому сутність розкриття та підготовки пласта до підземної газифікації? Зобразіть на ескізі схеми розкриття вугільних пластів свердловинами.
5. Які існують способи фільтраційної збійки свердловин і розкрийте сутність кожного з них?
6. Як здійснюється збійка свердловин методом гідравлічного розриву?
7. Наведіть технологію збійки свердловин бурінням і електрозбійки.
8. З яких елементів складається технологічний комплекс станції підземної газифікації? Яке призначення кожного з цих елементів та їх характеристики?
9. Переваги та недоліки методу підземної газифікації вугілля, перспективи її розвитку.

### Список літератури до глави 5

1. Колоколов, О.В. Геотехнологические способы разработки месторождений полезных ископаемых [Текст] / О.В. Колоколов, Н.М. Табаченко. – Киев: УМКВО, 1991. – 200 с.
2. Табаченко, Н.М. О целесообразности подземной газификации бурых углей [Текст] / Н. М.Табаченко// Уголь Украины, 1993, №4. – С. 22 – 23.
3. Колоколов, О.В., Состояние и перспективы подземной газификации угля [Текст] / О.В. Колоколов, Н.М. Табаченко // Уголь. – Украины. – 1988, № 2. – С. 2 – 4.

4. Колоколов, О.В. Приоритетная технология добычи и переработки угля [Текст] / О.В. Колоколов // Уголь Украины. – 1990. – № 11. – С. 12 – 15.
5. Колоколов, О.В., Экологизация технологии добычи, переработки и использования угля [Текст] / О.В. Колоколов // Уголь. – 1992. – № 3, – С. 40 – 42.
6. Колоколов, О.В. Потенциал угольной промышленности Украины [Текст] / О.В. Колоколов // Уголь Украины. – 1991. – № 2. – С. 3 – 7.
7. Колоколов, О.В. Экологические преимущества подземной газификации угля. [Текст] / О.В. Колоколов, Н.М. Табаченко // Подземная разработка тонких и средней мощности угольных пластов: сб. науч. тр. – Тула, 1991. – С. 5 – 10.
8. Колоколов, О.В. Основные принципы развития подземной газификации угля [Текст] / О.В. Колоколов, Н.М. Табаченко // Подземная разработка тонких и средней мощности угольных пластов: сб. науч. тр. – Тула, 1990. – С. 37 – 43.
9. Колоколов, О.В. Новые технические решения по рациональному использованию отходов при подземной газификации угля [Текст] / О.В. Колоколов, Н.М. Табаченко // Тезисы докладов конференции «Экология и здоровье человека, охрана воздушного и водного бассейна». Республика Крым – Киев, общество «Знание», 1995. – С. 68 – 70.
10. Колоколов, О.В. Решение экологических проблем на основе подземной газификации углей [Текст] / О.В. Колоколов, Н.М. Табаченко // Проблемы газификации углей: сб. тр. – Красноярск, 1991. – С. 183 – 187.
11. Колоколов, О.В. Извлечение метана при подземной газификации угольных пластов [Текст] / О.В. Колоколов, Н.М. Табаченко // – Сб. научных трудов НГА Украины, № 5 Днепропетровск, 1999. – С. 136 – 138.
12. Конторович, Б.В. Основы теории горения и газификации твердого топлива [Текст] / Б.В. Конторович. – М.: Изд-во АН СССР, 1958. – 598 с.
13. Чуханов, З.Ф. Процесс газификации кокса и проблемы подземной гавификации топлива [Текст] / З.Ф. Чуханов. – М.: Изд-во АН СССР, 1957. – 240 с.



## 6. ВИДОБУВАННЯ УРАНУ

### 6.1. Сутність процесу видобування урану

Уран і супутні йому елементи (молібден, реній, селен, ванадій, скандій, ітрій, деякі лантаноїди) вилуговуються сірчаноокислотним ( $H_2SO_4$  – сірчана кислота) або, рідше в СНД і частіше в США, бікарбонатним (бікарбонат амонію або натрію з окислювачем – перекисом водню) способами. У кислотному середовищі з «пустих» вмісних порід попутно вимиваються в розчин алюміній, кальцій, магній, марганець, нікель, кобальт, залізо, фосфор, цинк, мідь, частково свинець, ніобій, берилій, кадмій (при зниженні лужного бар'єру – до  $pH = 6$ ), а також ванадій, індій, хром, галій, торій, стронцій, барій, радій (при зниженні до  $pH = 1$ ). При бікарбонатному вилуговуванні відбувається лише незначне вимивання свинцю, міді, кадмію, берилію. Інтенсивність бікарбонатного вилуговування, наприклад, урану в 1,5 – 3 рази нижче сірчаноокислотного, але є більш екологічно чистим способом і використовується лише на карбонатних рудах.

Відстань між рядами свердловин коливається від 10 до 50 м залежно, головним чином, від проникності рудовмісних порід. Основні природні умови: ширина рудних покладів і глибина їх залягання від поверхні; потужність рудовмісних пластів; коефіцієнти фільтрації рудних покладів і підстильних порід; морфологія рудних покладів, склад руд і порід; тип розчинопідйому; відношення кількості відкачувальних свердловин до закачувальних в експлуатаційному блоці. Зазвичай закачувальні свердловини споруджують безнапірними з прийомистостью 2 – 5 м<sup>3</sup>/добу, а відкачного – високонапірними з дебітом до 10 – 15 м<sup>3</sup>/добу, тому бажано на одну відкачувальну свердловину мати дві-три закачувальні.

### 6.2. Визначення основних параметрів видобування урану

Підземне вилуговування на родовищах міцних руд застосовується головним чином у поєднанні зі звичайними гірничими породами відводів і позабалансових ділянок у момент основних гірничих робіт та при доопрацюванні родовищ. Є лише часткові приклади самостійного застосування підземного вилуговування (ПВ) для відпрацювання родовищ у цілому. Застосування гідротермальних родовищ звичайної системи розкриття та підготовки рудних покладів обумовлює отримання ефективності лише на стадії нарізання і підготовки блоків, коли більша частина руди залишається на місці без її видачі на поверхню. Удосконалення при цьому технології підготовки рудних тіл при безблоковому вийманні, оптимізація параметрів і технології буропідливних робіт, забезпечення високого ступеня подрібнення руд та оптимальної фільтраційної у відбитих рудах дозволяє досягати вилучення урану на рівні 70 – 75%, а застосування повторних підливних робіт підвищує витяг до 90 – 92%, що у відповідних умовах ставить ПВ на одну ступінь із звичайними гірничими роботами, а в окремих випадках і на більш високий.

При використанні ПВ, що забезпечує можливість відпрацювання бідних або невеликих рудних тіл, ресурси урану можуть бути значно збільшені. За да-

ними Міністерства енергетики США, ресурси уранової руди з вартістю виробництва 33 дол./кг (вміст  $U_3O_8 = 0,05\%$ ) збільшаться на 9 млн.т (вміст урану в рудах, придатних для розробки відкритим і підземним способами повинен бути 0,12 і 0,22% відповідно), по вартості виробництва 66 дол./кг  $U_3O_8$  – на 56,3 млн.т (при тому ж вмісті урану в руді); при традиційних способах видобутку вміст урану в рудах цієї вартісної категорії повинен бути не нижче 0,08%. Початкові капітальні витрати на комплекс ПВ (експлуатаційний блок і установку для переробки розчинів) потужністю 225 т  $U_3O_8$ /рік, включаючи вартість дослідної та промислової установок, можуть коливатися від 8 до 16 млн.дол. Чисельність персоналу 60 – 100 чол., той час як на традиційному гірничо-металургійному комплексі – 300 – 500 чол.

Робочим агентом ПВ слугує, як правило, сіркокислотний розчин, що створює умови переходу уранових мінералів у розчин. Такий перехід досягається при зниженні  $pH$  до 1,6 – 2,5, створенні високого позитивного окисно-відновного потенціалу, утворенню рухливих сульфатних форм урану, формуванні природних окиснювачів руд. Застосування методу ПВ суттєво покращує економічні, соціальні та екологічні умови відпрацювання родовищ внаслідок відмови від будівництва шахт або кар'єрів, спорудження збагачувальних фабрик та складування відходів видобутку і переробки руд. При цьому важливу роль відіграє збереження більшої частини гідроресурсів в районі родовищ. Важливою соціальною перевагою методу ПВ є докорінна зміна умов, характеру і продуктивності праці, можливість повної механізації та автоматизації видобувного процесу, раціональне використання поверхні і надр. Технологія ПВ виключає роботу персоналу в гірничих виробках, при штучній вентиляції та освітленні, не вимагає важкої ручної праці, підвищує продуктивність праці одного працюючого в 1,6 – 1,7 рази в порівнянні з кар'єрними розробкою і більш ніж в 2 рази при шахтному видобутку руд.

**Система відпрацювання при ПВ** – це сукупність мережі технологічних свердловин, режиму подачі і вилучення розчинів і концентрації реагенту. Промислове відпрацювання родовища починається з розкриття родовища свердловинами або свердловинами в поєднанні з гірничими виробками. Сітка технологічних свердловин, залежно від фізико-хімічних властивостей порід і потужності продуктивного горизонту, змінюється від  $10 \times 10$  до  $15 \times 50$  м (перше – відстань між свердловинами в ряду, друге – відстань між рядами). Як правило, відстань між свердловинами в ряду порівняна з ефективною потужністю пласта. Параметри блоків або щільність свердловин у скельному масиві визначаються інтенсивністю збагачення ураном розчинів при фільтрації по руді. Для активної стадії відпрацювання економічно обґрунтована концентрація змінюється від 60 до 90 мг/л. При середній потужності пласта (до 20 м), складеного витриманими за складом і відносно інертними силікатними породами і рудами, сітка свердловин може бути до 20 – 25 м у рядах і 80 – 90 м між рядами. При проектуванні систем відпрацювання на високопродуктивних землях або під капітальними спорудами руди можуть розкриватися похилими свердловинами. Це дозволяє в 2 – 3 рази збільшити відстань між рядами свердловин.

У період введення в експлуатацію добувних комплексів ПВ доцільно згущення мережі свердловин кількох перших блоків для отримання більшої кількості однорідних розчинів. Після закінчення відпрацювання родовища або покладу для одноразового виведення з експлуатації група заключних блоків повинна мати велику щільність свердловин. Режим кислотності робочих і продуктивних розчинів залежить від кислотності руд. Остання визначається карбонатністю, вуглистістю і наявністю розсіяних кістових і ланцюжкових силікатів. Для безкарбонатних руд кислотність робочих розчинів змінюється від 25 – 35 г/л  $H_2SO_4$  на початку відпрацювання блоку і до 2,0 – 2,5 г/л – наприкінці активної стадії. Пасивна стадія відпрацювання протікає без підкислення закачуваних розчинів і завершується при концентрації кислоти менш 0,3 г/л. У разі карбонатизованих руд ( $CO_2^{-2} \geq 2\%$ ) початкова кислотність розчинів 5 – 7 г/л, потім вона підвищується до 14 – 17, а в кінці активної стадії також знижується до 2,0 – 2,5 г/л. Пасивна стадія завершується зниженням кислотності розчинів до  $pH \geq 4$ . Найбільш яскраво екологічна перевага методу ПВ проявляється в зіставленні з традиційними гірничими методами. Зіставлення виконано на прикладі одного з родовищ, відпрацювання якого проектувалося гірничими методами і ПВ (табл. 6.1). Крім цього, для нової технології характерна відсутність ПРН на поверхні. Але головна перевага ПВ – у соціально-гігієнічних змінах умов праці гірників.

Таблиця 6.1

Порівняльні показники видобутку уранових руд підземними і відкритими способами та підземним вилуговуванням

Параметр зрівняння	Рудник	Кар'єр	Підземне вилуговування
Постійний відвід земель до площі руд, частки од.	1,2	1,0 – 1,7	0,1
Скидання дренажних вод в гідросітку до статичних запасів, %	13,8	21,5 – 22,0	–
Скидання вод у хвостосховища до статичних запасів, %	22,0	23,0	1,1
Накопичення пульпи в хвостосховищах, частки од.	1,0	1,2	–
Порушення ландшафту	Часткове	Повне	–
Співвідношення заповнення площ, частки од.	1,0	2,3	–
Об'єм видобутку урану до його запасів, частки од.	1,0	1,25	1,40
Коефіцієнт вилучення з надр	0,70	0,81	0,88
Радоновиділення відходів видобутку і переробки відносно підземних гірничих робіт, частки од.	1,0	1,2	0,03

З даних табл. 6.1 очевидно значну перевагу ПВ по відношенню до інших способів розробки. Розглянуті способи видобутку радіоактивних руд забезпечують високу повноту використання геологічних запасів урану та інших цінних супутніх елементів, а також попутно видобутих пустих порід і шахтних вод при їх утилізації у твердіючу закладку зі створенням безвідходних або маловідходних технологічних процесів. Стрімкий розвиток ядерної енергетики ставить перед урановидобувною промисловістю великі завдання, які при ускладненні гірничо-геологічних і гірничотехнічних умов видобування можуть бути вирішені тільки при впровадженні найбільш передових досягнень науки і техніки, неухильного зростання ефективності виробництва темпами, що перевищують темпи ускладнення умов видобутку урану. При цьому поряд з вирішенням гірничо-технологічних завдань все більш глибокої уваги вимагають завдання екологічні, у вирішенні яких необхідний глибокий системний підхід.

### **6.3. Фізико-хімічні процеси, що супроводжують видобування урану**

Більшість фахівців приходять до висновку про необхідність тонкого подрібнення руди для інтенсифікації процесу підвищення повноти вилучення металу. При цьому рекомендовану крупність подрібнення практично неможливо забезпечити в промислових масштабах за допомогою сучасних технічних засобів. У той же час із законів фізико-хімічної гідродинаміки випливає, що надмірно дрібне подрібнення підвищує витрату реагенту і погіршує проникність вилуговуваної руди, а це загрожує, при інфільтраційній схемі, не тільки погіршенням технологічних параметрів, але і техніко-економічних показників у цілому. Як відомо, однією з основних умов, якої необхідно дотримуватися при вилуговуванні, є необхідність підведення до поверхні твердого тіла, що розчиняється, хімічного реагенту та і відведення прореагованої речовини від місця реакції. При інфільтраційному вилуговуванні ця умова забезпечується шляхом зрошення крупнокускової руди слабokonцентрованими розчинами кислот або лугів, які, пройшовши крізь міжкусковий простір, насичують його розчинником. При цьому міжкусковий простір, що має надзвичайно неоднорідну проникність, заповнюється витравлювальним розчином тільки частково. Швидкість руху рідини в руді вибієної крупності має коефіцієнт розпушення  $K_p = 1,5 - 1,75$ , змінюється в дуже широкому інтервалі (рис. 6.1).

При даній схемі швидкість руху витравлювальних розчинів у будь-якій точці простору змінюється пропорційно інтенсивності (щільності) зрошення (рис. 6.2). Неповне насичення міжкускового простору розчинником обумовлює невеликі швидкості просочування, що забезпечують йому контакт з поверхнею рудного матеріалу протягом часу, необхідного для протікання масообмінних процесів на певному відрізку шляху.

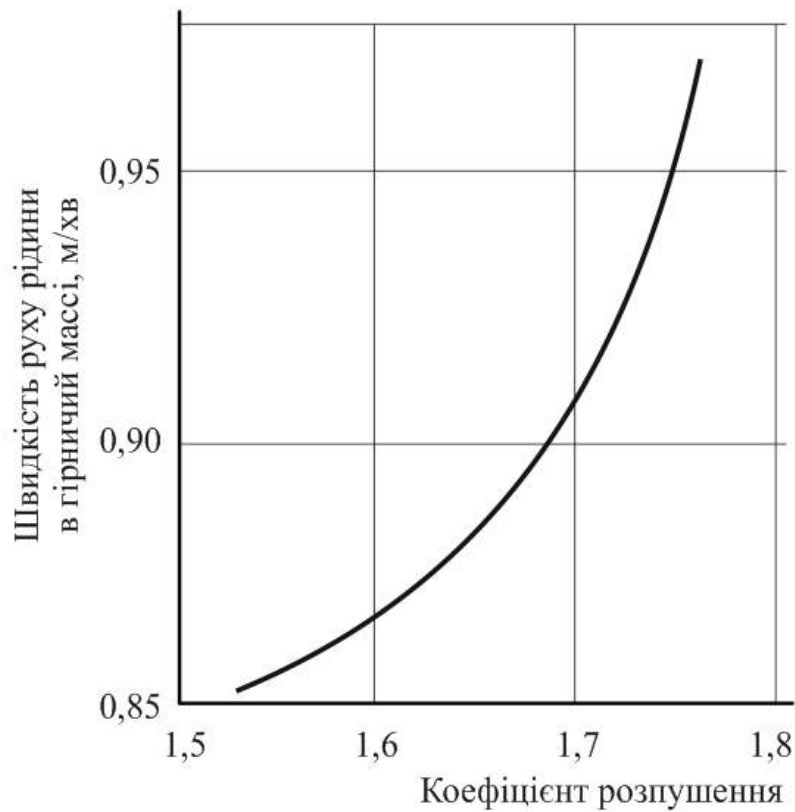


Рис. 6.1. Залежність швидкості руху рідини при неповному насиченні простору від коефіцієнта розпушення породи

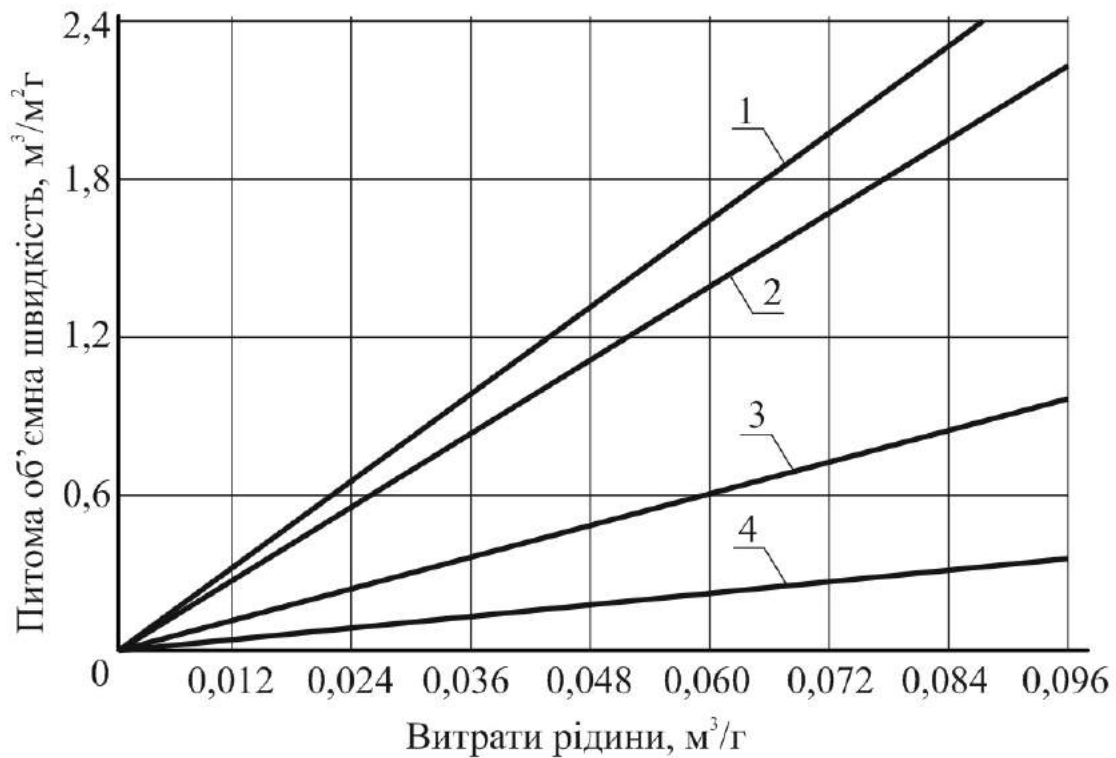
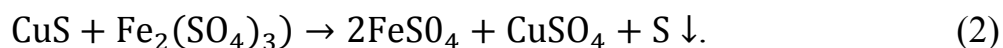


Рис. 6.2. Залежність питомої об'ємної швидкості руху рідини у відбитій руді від витрати рідини з відривом від осі джерела зрошення: 1 – 0 – 5 см; 2 – 5 – 10 см; 3 – 10 – 16 см; 4 – 20 – 25 см

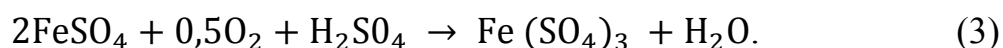
Таким чином, процес вилуговування – це складний фізико-хімічний процес, який, як і всяка гетерогенна реакція, містить у собі ряд стадій: фізичного перенесення реагуючих частинок до поверхні реакції; власне хімічного перетворення; відведення розчинника з прореагованими частинками від місця реакції. При вилуговуванні скельної породи корисний компонент може бути як зосереджений на поверхні твердого тіла або у відкритих тріщинах, так і рівномірно розподілений в об’ємі інертного матеріалу, то в останньому випадку процес буде включати ще стадії дифузійного перенесення реагенту через пори до поверхні розчинювальних частинок і корисного компонента назад від поверхні реакції. Швидкість процесу визначається швидкостями окремих його стадій, однак якщо який-небудь із згаданих етапів протікає повільніше інших, то він і буде характеризувати сумарну швидкість. У тому випадку, коли швидкість подачі реагенту до реакції і назад відстає від власне хімічного перетворення, вважають, що процес йде за дифузійною кінетикою. З практичної точки зору більш цікаві гетерогенні реакції, які фактично всі мають дифузійний характер, тому надалі розглядаємо тільки їх. Досить часто процесу вилуговування передують окисно-відновні реакції, в результаті яких корисні компоненти переходять у більш розчинну форму як на поверхні твердого тіла, так і в порах інертного матеріалу. Як приклад можна навести окислення марганцевих руд, в яких метал знаходиться переважно у вигляді двоокису ( $MnO_2$ ). При дії на такі руди сірчаної кислотою ( $H_2SO_4$ ) вони дають добре розчинний сірчаноокислий марганець і дітіоновоокислий марганець за рівнянням



Реакція окислення сульфідів міді і відновлення заліза відбувається при взаємодії тривалентного сірчаноокислого заліза, з сульфідними мідними рудами.



При цьому утворюється сірчаноокисла мідь, яка розчиняється у водних розчинах кислот набагато краще, ніж окис міді. У результаті окисно-відновних реакцій можуть утворитися, з одного боку, легко дисоційовані і розчинюючі з’єднання, а з іншого – нові розчинники, істотно скорочують обсяги витрат на вилучення металу. Так в реакції (2) виникає двовалентне сірчаноокисле залізо  $FeSO_4$  в присутності кисню повітря може знову окислюватися до тривалентного заліза відповідно за реакцією



Цей процес різко прискорюється за допомогою тіонових бактерій.

#### **Загальні закономірності інфільтраційного вилуговування міцних руд.**

Кінетика процесу вилуговування грубоуламкового матеріалу обумовлена, головним чином, двома різними механізмами: молекулярною і конвективною дифузиею. Перша з них виникає за рахунок різниці концентрацій насиченого розчину ( $C_H$ ) і фактичної ( $C_0$ ) у даний момент часу, тобто різниці концентрацій розчинника на межі, що безпосередньо прилягає до поверхні твердого тіла, і в порах інертного матеріалу. Конвективна дифузія обумовлена перенесенням ро-

зчиненої речовини з потоком як у напрямку руху, так і перпендикулярно до нього. Зазначені процеси при вилуговуванні протікають одночасно, тому сукупність обох дифузійних процесів назвемо конвективною дифузією. Основний закон вилуговування скельних порід підпорядковується формулі, отриманої А.Н. Щукарьовим на основі вивчення закономірностей перенесення речовини в рухому рідину з поверхні твердого тіла завдяки аналізу значного обсягу експериментального матеріалу

$$Q = S \cdot (C_H - C_0) \cdot k, \quad (6.1)$$

де  $Q$  – кількість речовини, що розчиняється в одиницю часу;  $S$  – величина поверхні розчинення;  $k$  – коефіцієнт пропорційності. Дослідженнями Нернста (1804 р.), доведено, що « $k$ » пропорційний коефіцієнту дифузії  $D$ , так що

$$Q = D \frac{(C_H - C_0) S}{\delta}, \quad (6.2)$$

де  $\delta$  – товщина дифузійного шару, тобто тонкого нерухомого шару розчинника, прилеглого до поверхні твердої фази, всередині якої перенесення речовини здійснюється молекулярна дифузія. Тому розподіл концентрації всередині цього визначають шляхом вирішення рівняння дифузії в нерухомому середовищі. Причому обумовлюється, що зміни концентрації всередині цього шару мають лінійний характер. Експериментальний закон (6.2) дозволяє знайти величину  $\delta$ , що має порядок  $10^{-2} - 10^{-4}$  см<sup>2</sup>, більш точно при відомих значеннях кількості речовини, що розчиняється в одиницю часу  $Q$ , концентрацій  $C_H$  і  $C_0$  і коефіцієнта дифузії  $D$ . Сучасна теорія вилуговування виходить з уявлення про зміну товщини дифузійного шару від деякої максимальної його величини, характерної для природної конвекції, до нуля залежно від швидкості руху розчинника. Спрощену схему конвективної дифузії можна зобразити за допомогою рис. 6.3.

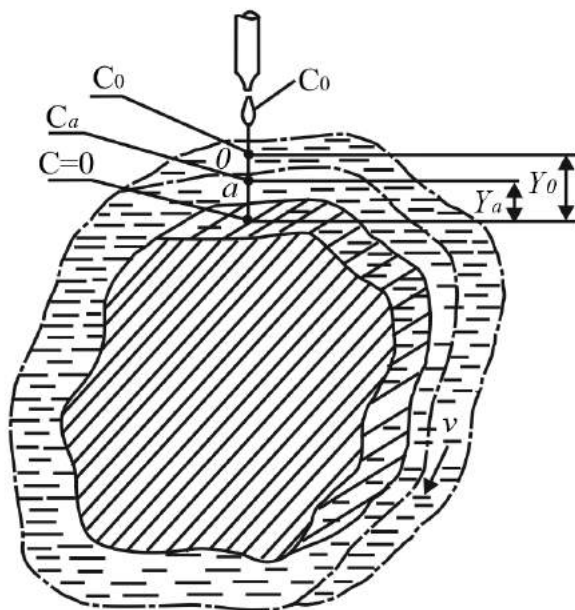


Рис. 6.3. Схема конвективної дифузії при інфільтраційному вилуговуванні куска руди

У точці «а», розташованій на відстані  $y_a$  від кусками, концентрація  $C_a$  визначається двома процесами, що протікають одночасно – підведенням прореагованої речовини з потоком рідини (конвективний перенос)

$$J_{\text{конв}} = v \cdot (C_0 - C_a), \quad (6.3)$$

де  $v$  – швидкість руху рідини;  $C_0$  – концентрація на відстані  $y_0$  від поверхні кусками;  $C_a$  – відведенням розчинних продуктів від поверхні до точки «а» внаслідок молекулярної дифузії

$$J_{\text{мол}} = D \frac{C_a - 0}{y_a}. \quad (6.4)$$

При сталому режимі ( $C_a = \text{const}$ )

$$J_{\text{конв}} = J_{\text{мол}} = v (C_0 - C_a) = D \frac{C_a - 0}{y_a}. \quad (6.5)$$

Після нескладних перетворень отримаємо

$$C_a = \frac{C_0}{1 + \frac{D}{y_a v}}. \quad (6.6)$$

Виходячи з дрібності величини коефіцієнта дифузії в рідинах ( $D \cdot 10^{-5} - 10^{-6} \text{ см}^2/\text{с}$ ) у порівнянні зі швидкістю потоку приходять до висновку про те, що концентрація реагенту залишається рівною початковій аж до дуже малих відстаней від поверхні твердого тіла. При інфільтраційному вилуговуванні всередині потоку можна виділити дві рідини, що різко відрізняються одна від одної за швидкістю руху, а отже, за товщиною дифузійного шару області (рис. 6.4).

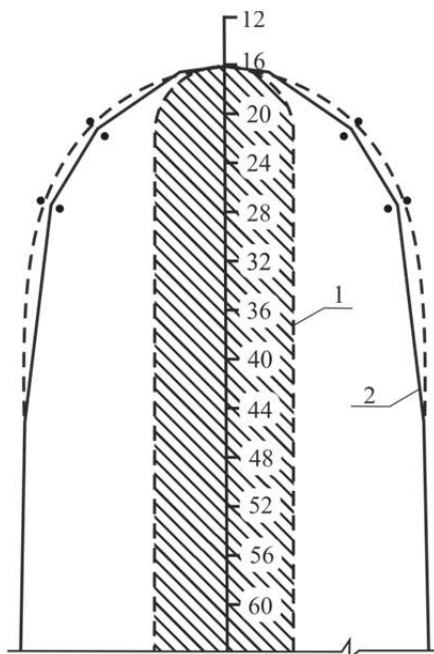


Рис. 6.4. Характер насичення інфільтраційного потоку рідиною при точковому джерелі зрошення: 1 – активний рух, де швидкості змінюються в дуже широких межах (на частку цієї області припадає не більше 20 – 25% площі потоку, але до 80 – 90% об’єму рідини; 2 – область вільного гравітаційного насичення міжкускового простору розчинником з дуже низькими швидкостями руху, складає меншу частку фільтрувальної рідини



З вищевикладеного випливає важливий для практики підземного і кучного вилуговування висновок: при інфільтраційному режимі зрошення з метою інтенсифікації процесу та скорочення часу вилуговування необхідно планомірно оновлювати шляхи руху витравлювальних розчинів або за допомогою зміни місць зрошувальних пристроїв, або за допомогою повторного розпушення гірничорудної маси. Вплив геометрії рудних кусків на швидкість і повноту вилуговування корисних компонентів. Вилуговуваний матеріал при розробці скельних порід має, як правило, різний гранулометричний склад, змінюється від найдрібніших частинок до кусків діаметром 400 – 500 мм і більше. Тому одним з першочергових питань, що виникають у фахівців, є вплив крупності руди на повноту вилучення корисного компонента.

У літературі це питання зазвичай розглядається з позицій чистого розчинення твердих тіл у розчинах кислот і лугів без урахування кількості корисного компонента та просторового розташування в масиві куска, а також особливостей подрібнення скельного масиву при видобуванні вибуховим навантаженням. Якщо врахувати, що для технології підземного і купчастого вилуговування характерна висока швидкість руху розчинника, величини  $\rho_s$  і  $\rho_v$  мізерно малі та ними можна знехтувати. Тоді співвідношення  $\beta_s$  і  $\beta_v$  характеризуватиме перевищення швидкості вилуговування з плівковою мінералізацією порівняно з дисперсною, що дозволяє оцінити ефективність вилуговування руди з тріщинуватою і прожилковою мінералізацією в порівнянні з тонковкрапленою, рівномірно розподіленою в об'ємі куска

$$K_i = \frac{\beta_s}{\beta_v} = \frac{d_0 \sqrt{\xi d_0}}{3h_0 \sqrt{d_0 - h_0}}, \quad (6.7)$$

де  $K_i$  – показник інтенсивності вилуговування руди з плівковою мінералізацією в порівнянні з дисперсною. Вираз (6.7) показує, що інтенсивність вилуговування залежить як від геометричних параметрів куска, так і від абсолютної величини вмісту корисного компонента ( $\xi$ ) і товщини шару мінеральної речовини.

Якщо врахувати, що

$$\xi_0 = \frac{\pi d_0^3 - \pi (d_0 - 2h_0)^3}{\pi d_0^3}, \quad (6.8)$$

можна записати

$$h_0 = \frac{1}{2} d_0 (1 - \sqrt[3]{1 - \xi_0}). \quad (6.9)$$

Тому, представивши в рівнянні (6.9) замість  $d_0$  його значення і провівши нескладні перетворення, отримаємо

$$K_i = \frac{\sqrt{\xi_0}}{(1 - \sqrt[3]{1 - \xi_0})^6 \sqrt{1 - \xi_0}}. \quad (6.10)$$

Характер зміни показника  $K_i$  залежно від вмісту корисного компонента в руді зображений на рис. 6.5, з якого видно, що зі збільшенням вихідного вмісту металу в руді величина  $K_i$  різко знижується в інтервалі  $\xi_0 = 20 - 30$  ум.од.

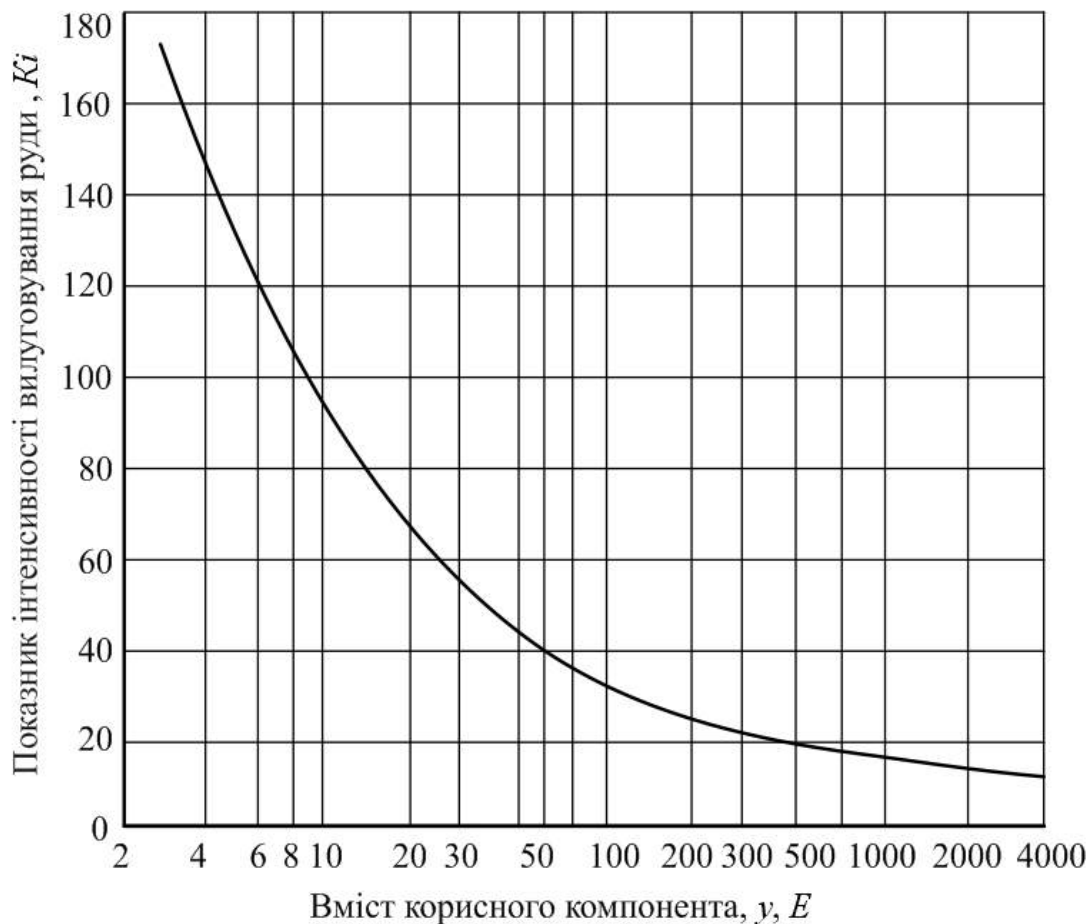


Рис. 6.5. Залежність показника інтенсивності вилуговування від вмісту в руді корисного компонента

Далі відбувається плавне зменшення цього показника до одиниці, тобто швидкість і повнота вилуговування при високому вмісті в меншій мірі залежить від просторового розподілу корисного компонента в руді, тому в багатьох рудах (з високим вмістом корисного компонента в руді) тривалість процесу вилуговування різко збільшується. Отже, спосіб підземного і купчастого вилуговування найбільш перспективний для розробки рядових і бідних руд на родовищах кольорових і рідкісних металів, причому повнота та швидкість вилуговування обумовлюється головним чином текстурно-структурними особливостями зруднення.

#### 6.4. Системи підземного видобування урану

**Рядні системи розробки** (рис. 6.6):

- однорядна система розробки застосовується для відпрацювання вузьких у плані (до 50 м) рудних тіл, що залягають на глибині до 300 м;
- багаторядна поздовжня або поперечна – для відпрацювання рудних полів шириною 50 – 150 м і більше 150 м;
- багаторядна блокова – для відпрацювання рудних покладів з виключно складною конфігурацією.

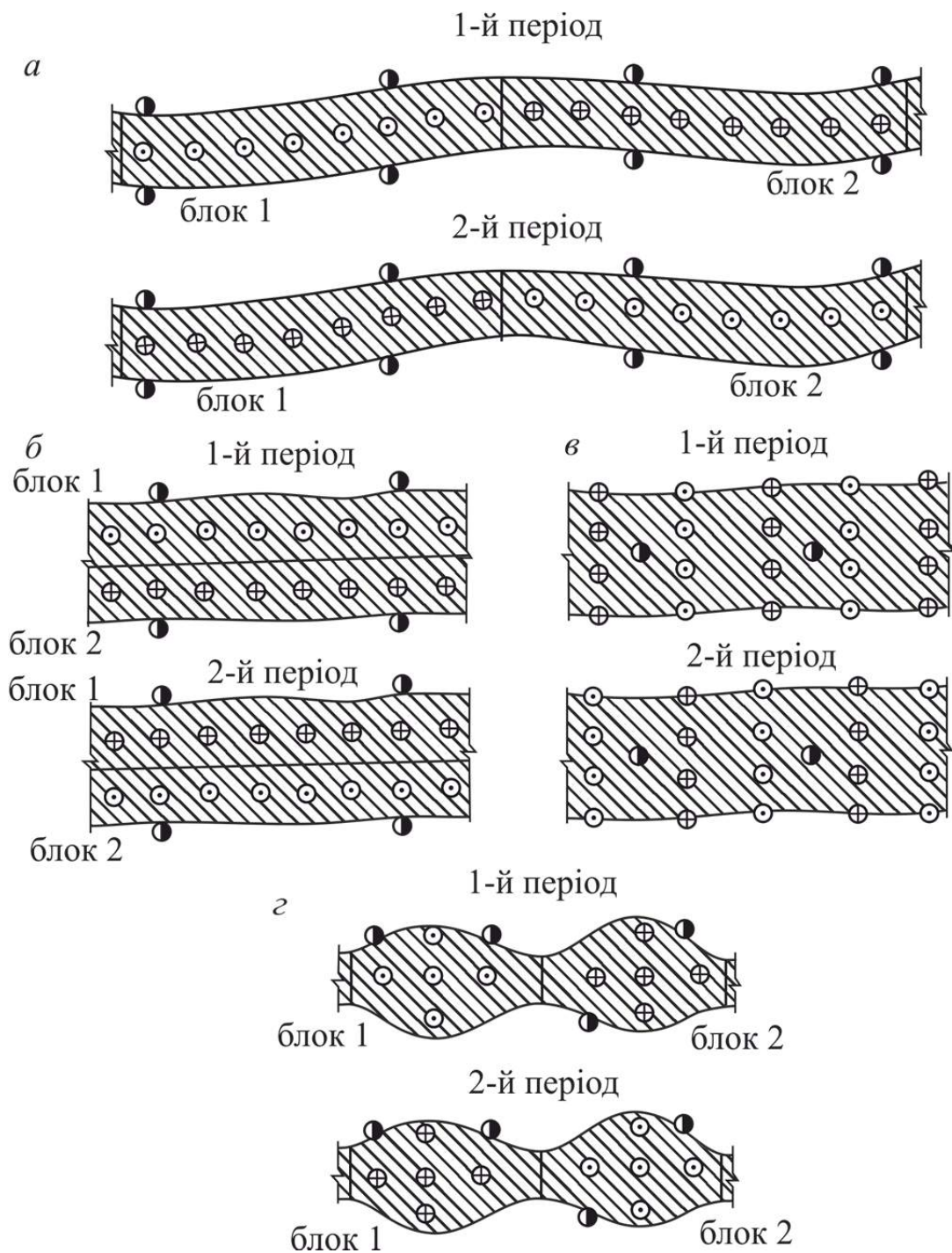



Рис. 6.6. Рядні системи розробки: а – однорядна; б – багаторядна поздовжня; в – багаторядна поперечна; г – багаторядна блокова.

Умовні позначення:  – границі рудних покладів,  $\oplus$  – відкачні свердловини,  $\odot$  – закачні свердловини

Особливості: відпрацювання покладів з будь-яким коефіцієнтом рудоносності; спостережні свердловини по периферії покладу слугують для фіксування появи продуктивного розчину, після чого починається його відкачування; спочатку в свердловини закачується робочий розчин, наприклад, протягом 15 – 20 діб, потім з них відкачують продуктивний розчин, наприклад, протягом 30 – 40 діб.

### **Поверхові системи розробки (рис. 6.7):**

– з однорядним поєднаним поверховим розташуванням свердловин для відпрацювання вузьких у плані (до 50 м) рудних тіл, що залягають до глибини 300 м;

– з квадратним поєднаним поверховим розташуванням свердловин для відпрацювання рудних тіл шириною понад 50 м і потужністю понад 15 м, що залягають на глибині до 300 м;

– з прямокутним поверховим розташуванням свердловин для відпрацювання рудних тіл шириною понад 50 м і потужністю 10 – 15 м.

Особливості: застосовується при великій різниці коефіцієнтів фільтрації руди та порід; малоефективна за наявності в поклади глинистих прошарків і при невеликій потужності самого покладу (до 10 – 15 м).

### **Прямокутні системи розробки (рис. 6.8):**

– з поздовжнім розташуванням свердловин для відпрацювання покладів шириною від 50 до 200 м;

– з поперечним розташуванням рядів свердловин для відпрацювання покладів шириною понад 200 м;

– з випереджальним відпрацюванням крайових ділянок широких покладів (понад 300 м) з низькими коефіцієнтами фільтрації руди та порід до 5 – 6 м/добу;

– з випереджальним відпрацюванням центральних ділянок широких покладів (понад 300 м) з великими коефіцієнтами фільтрації руди та порід і при подачі робочих розчинів у надра під високим тиском.

Особливості: зазвичай на кожному відкачувальну свердловину припадає по дві закачувальні; всі свердловини розташовані в вершинах прямокутників, ромбів.

### **Камері системи (рис. 6.9):**

– тригранна (чотирисвердловинна) з відношенням кількості відкачувальних свердловин до закачувальних менше 1:1;

– чотиригранна (пятисвердловинна) з відношенням кількості відкачувальних свердловин до закачувальних близько 1:1;

– шестигранна (шестисвердловинна) з відношенням кількості відкачувальних свердловин до закачувальних більше 1:2;

– шестигранна з додатковими закачувальними свердловинами (тринадцятисвердловинна) з відношенням кількості відкачувальних свердловин до закачувальних не менше 1:5.

Особливість: зазвичай на кожному відкачувальному свердловину припадає по 2 – 3 і більше закачувальних.

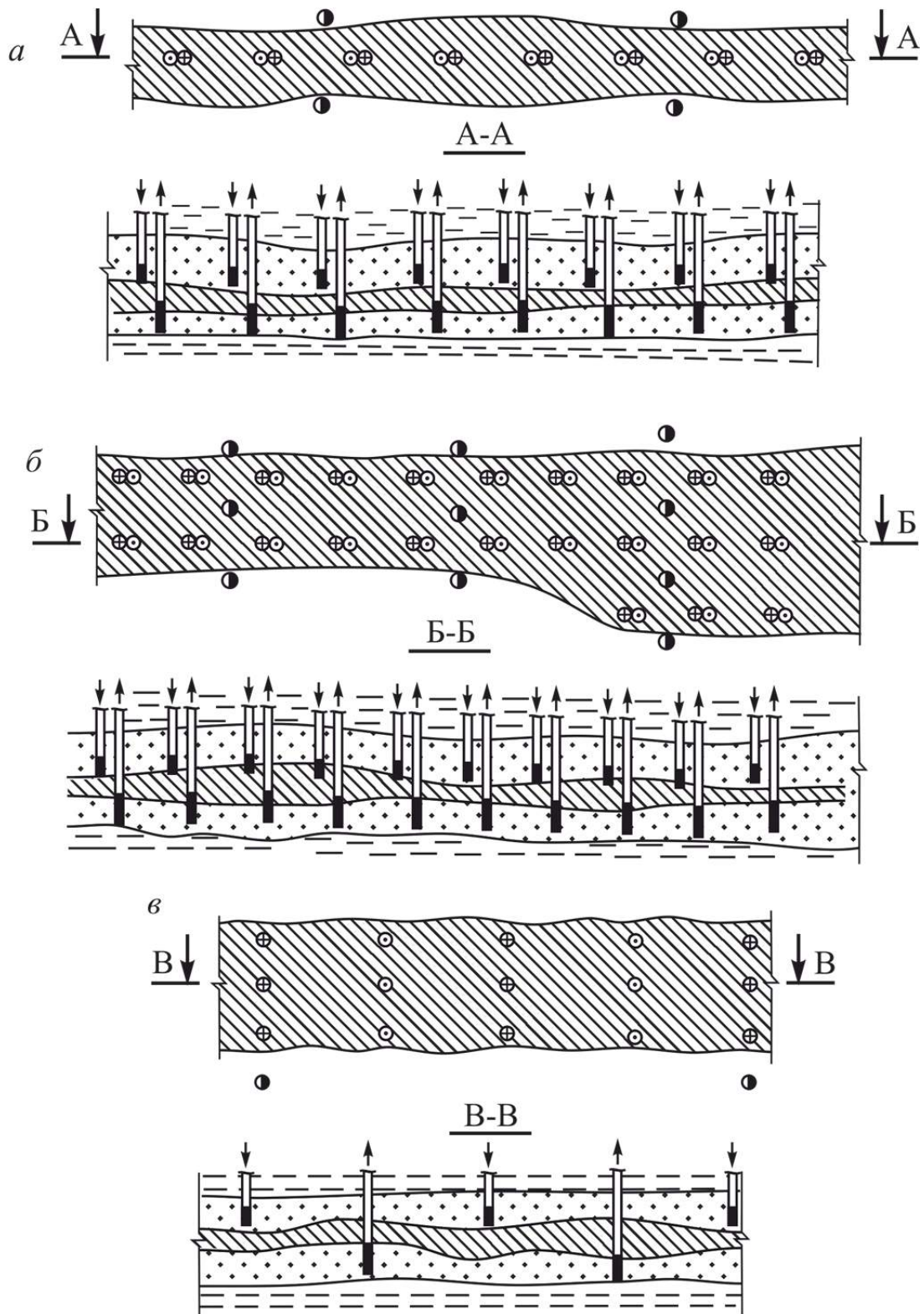





Рис. 6.7. Поверхні системи розробки: а – з однорядним поєднаним розташуванням свердловин; б – з квадратним поєднаним розташуванням свердловин; в – з прямокутним розташуванням свердловин.

Умовні позначення:  – глина,  – пісок,  – границі рудних покладів, ⊕ – відкачні свердловини, ⊙ – закачні свердловини, ● – наглядові свердловини.

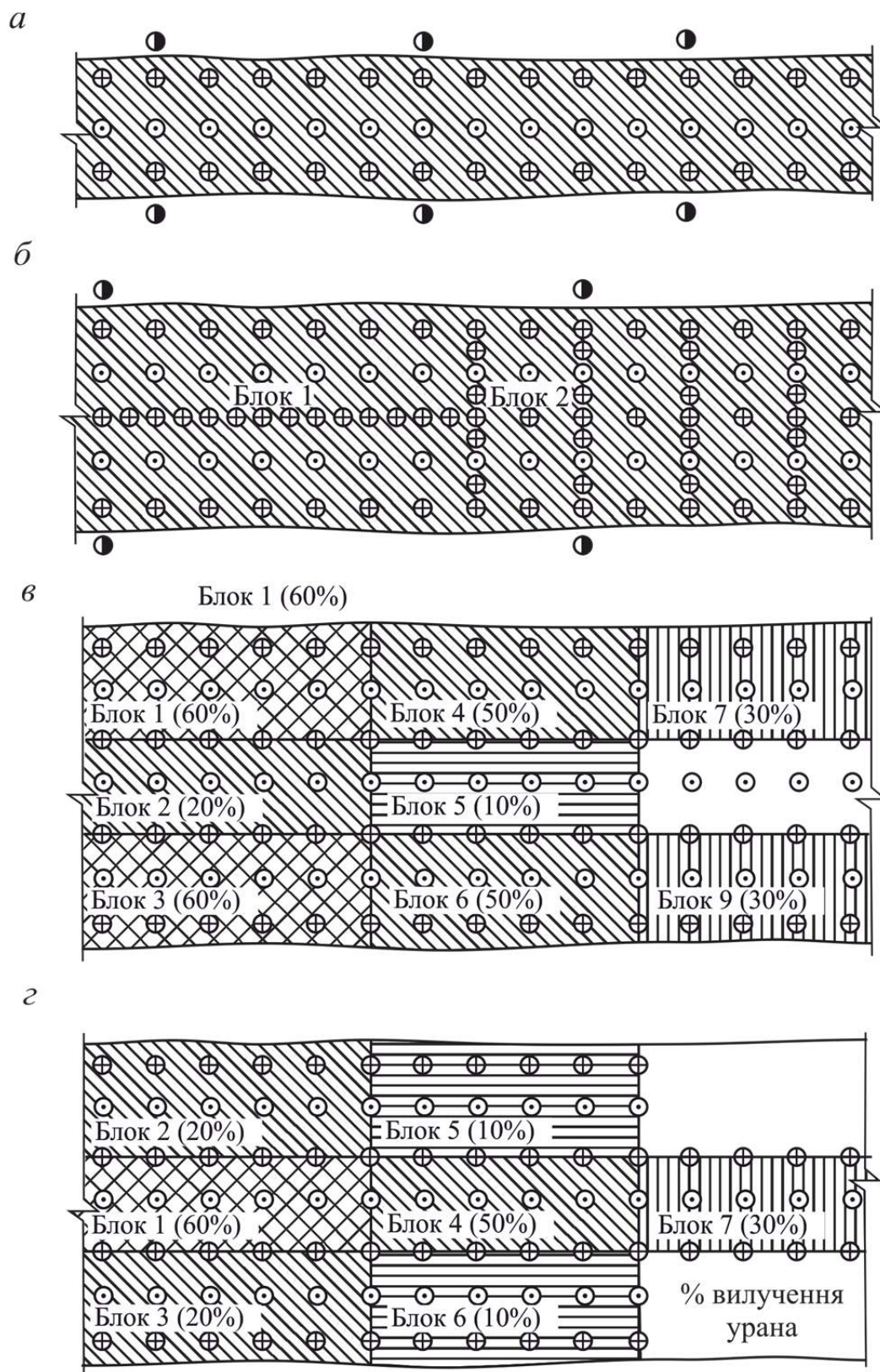


Рис. 6.8. Прямокутні системи розробки: а – з поздовжнім розташуванням свердловин; б – з поперечним розташуванням свердловин; в – з випереджальним відпрацюванням крайових ділянок; г – з випереджальним відпрацюванням центральних ділянок

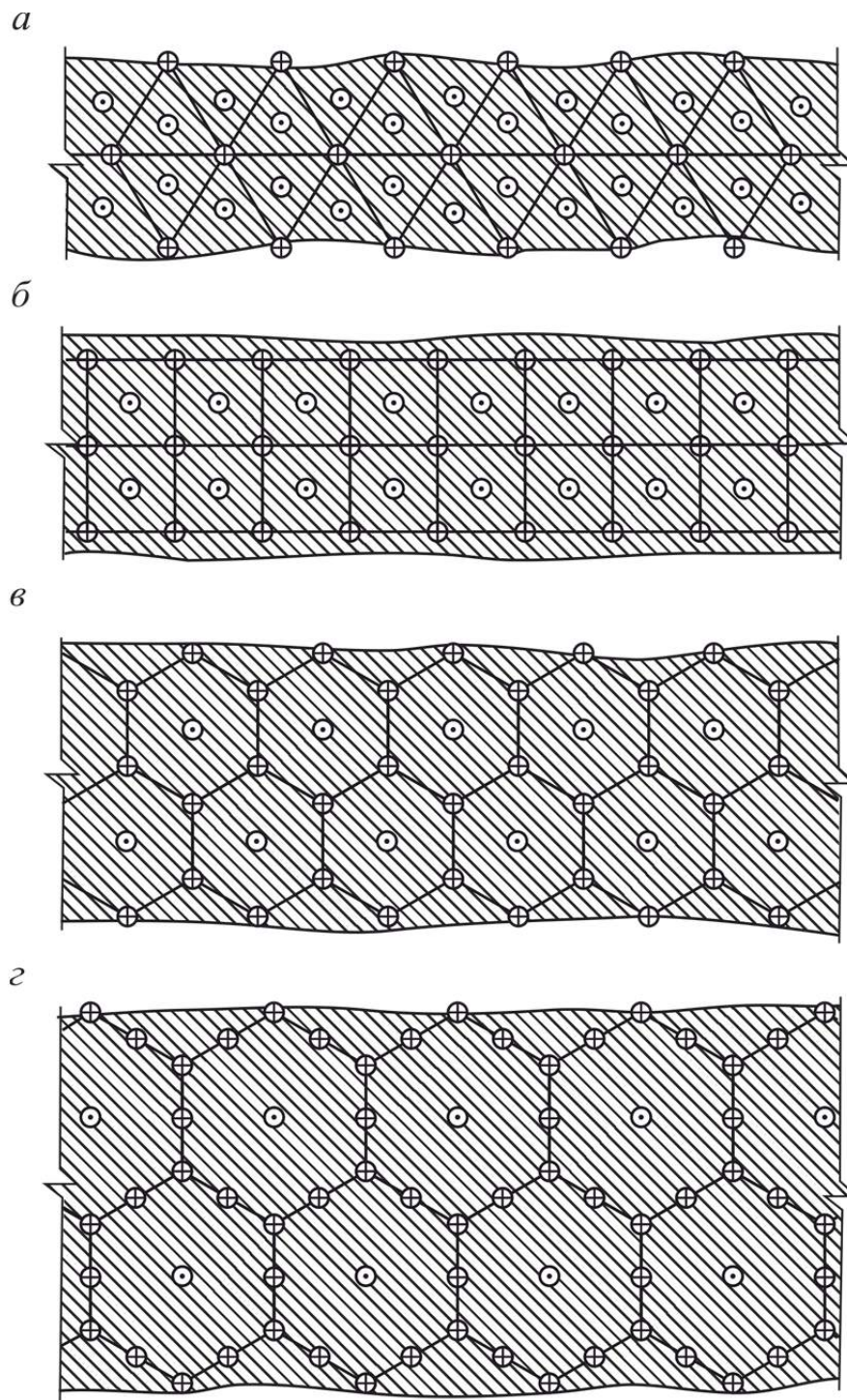


Рис. 6.9. Камерні системи розробки: а – тригранна; б – чотиригранна; в – шестигранна; шестигранна з додатковими закачувальними свердловинами

### Баражні системи розробки (рис. 6.10):

Особливості: баражні системи спочатку призначалися для обмеження розтікання продуктивного розчину за межі рудного покладу створенням вертикальних і горизонтальних бар'єрів шляхом буріння спеціальних баражних свердловин, у які нагніталися твердіючі розчини на основі цементу, гудрону, воску і т.п. Ці способи нагнітання суттєво удорожчували видобуток і тепер майже не застосовуються, а завіси створюються рядами відкачувальних свердловин чи гідрозавісу з окремими закачувальними і відкачувальними свердловинами.

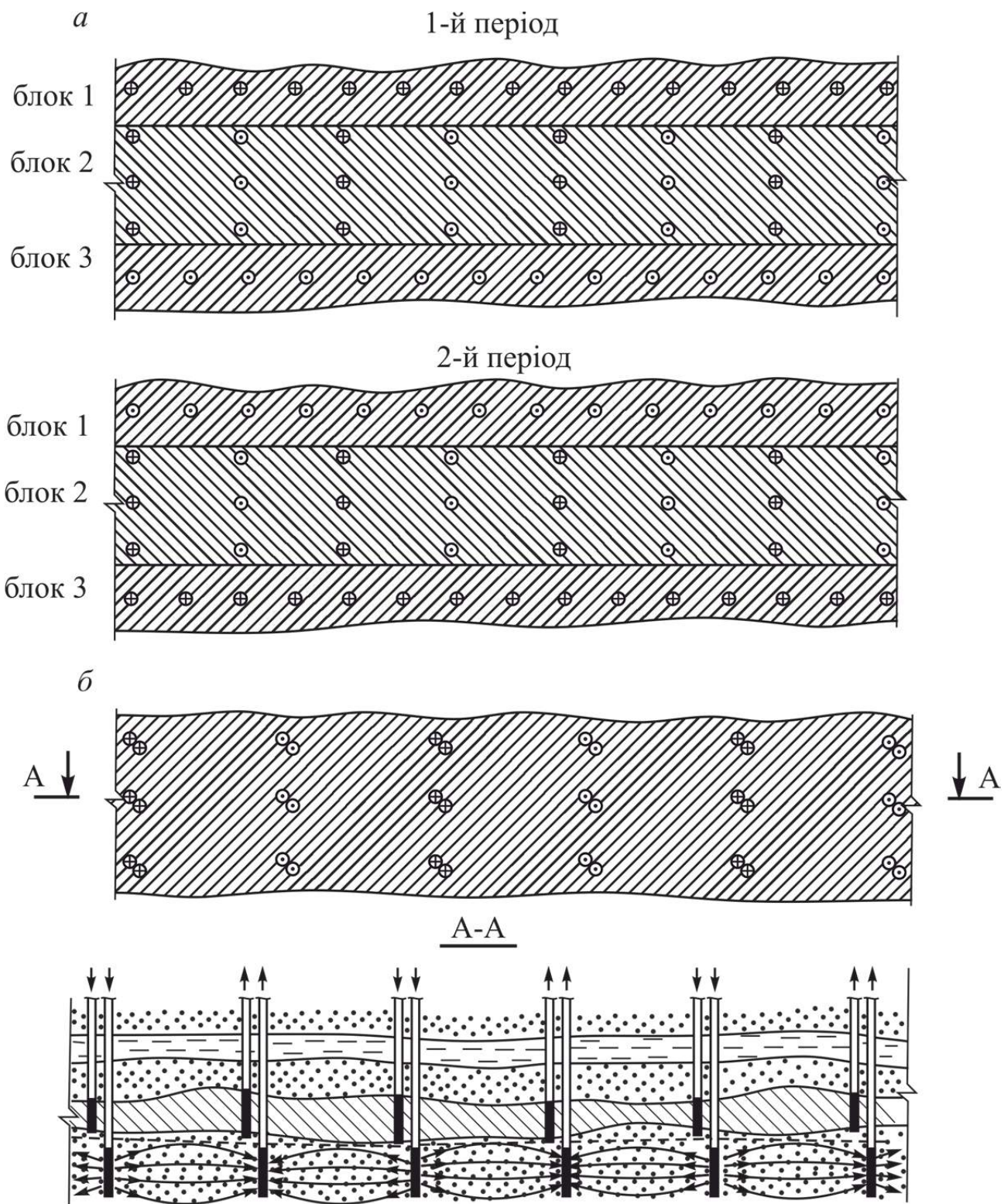


Рис. 6.10. Баражні системи розробки: а – зі створенням по периметру покладу ланцюга однорядних відкачувальних свердловин; б – зі створенням горизонтальних гідрозавіс в підстильному пласті

Комбінована система розробки – поєднання різних систем розробки



## 6.5. Технологія свердловинного видобування урану

**Вилуговування урану** – спосіб розробки рудних родовищ без підняття руди на поверхню шляхом виборчого переведення іонів природного урану в продуктивний розчин безпосередньо в надрах. Метод підземного свердловинного вилуговування відрізняється високою екологічною безпекою і рентабельністю в порівнянні з традиційними методами розробки. Загальна схема геотехнологічного комплексу з видобутку урану способом підземного вилуговування показана на рис. 6.11.

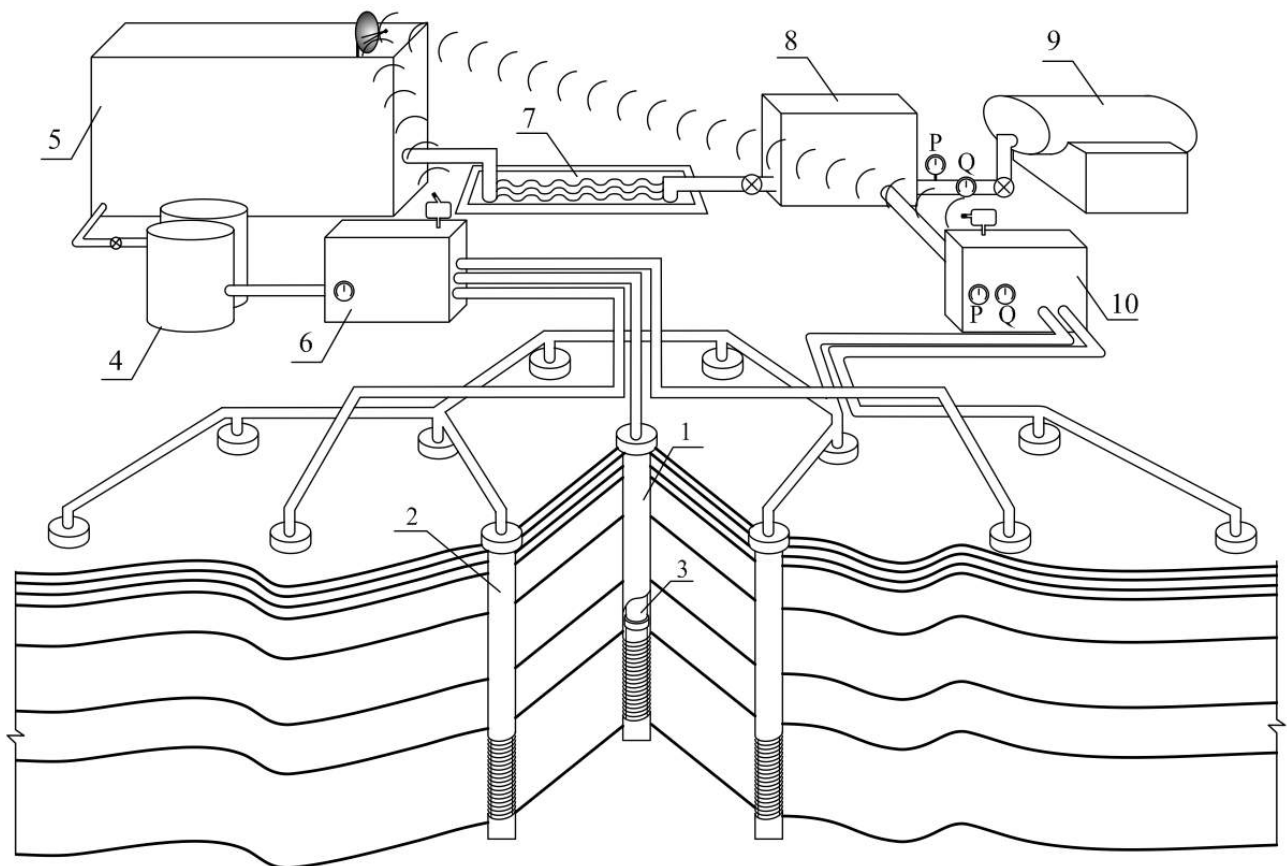


Рис. 6.11. Технологічна схема видобутку урану: 1 – відкачувальні свердловини; 2 – закачувальні свердловини; 3 – глибинний насос; 4 – збірна ємність; 5 – переробний комплекс; 6 – вузол прийому продуктивного розчину; 7 – пісковідстійник; 8 – технічний вузол закиснення; 9 – склад сірчаної кислоти, 10 – вузол розподілення продуктивного розчину

Технологічний процес переробки продуктивних розчинів є замкнутим циклом і не має скидних розчинів. Сума продуктивного розчину завжди повинна дорівнювати сумі вилуговувального розчину. На переробному комплексі продуктивний розчин зі збірної ємності надходить у сорбційні колони, в них відбувається сорбція із продуктивного розчину на іонообмінні смоли або так званій «сорбент», а потім перевантаження насиченого ураном сорбенту в колони десорбції. Маточники сорбції, що залишилися після очищення смолою, подаються в пісковідстійник маточників сорбції (рис. 6.12).

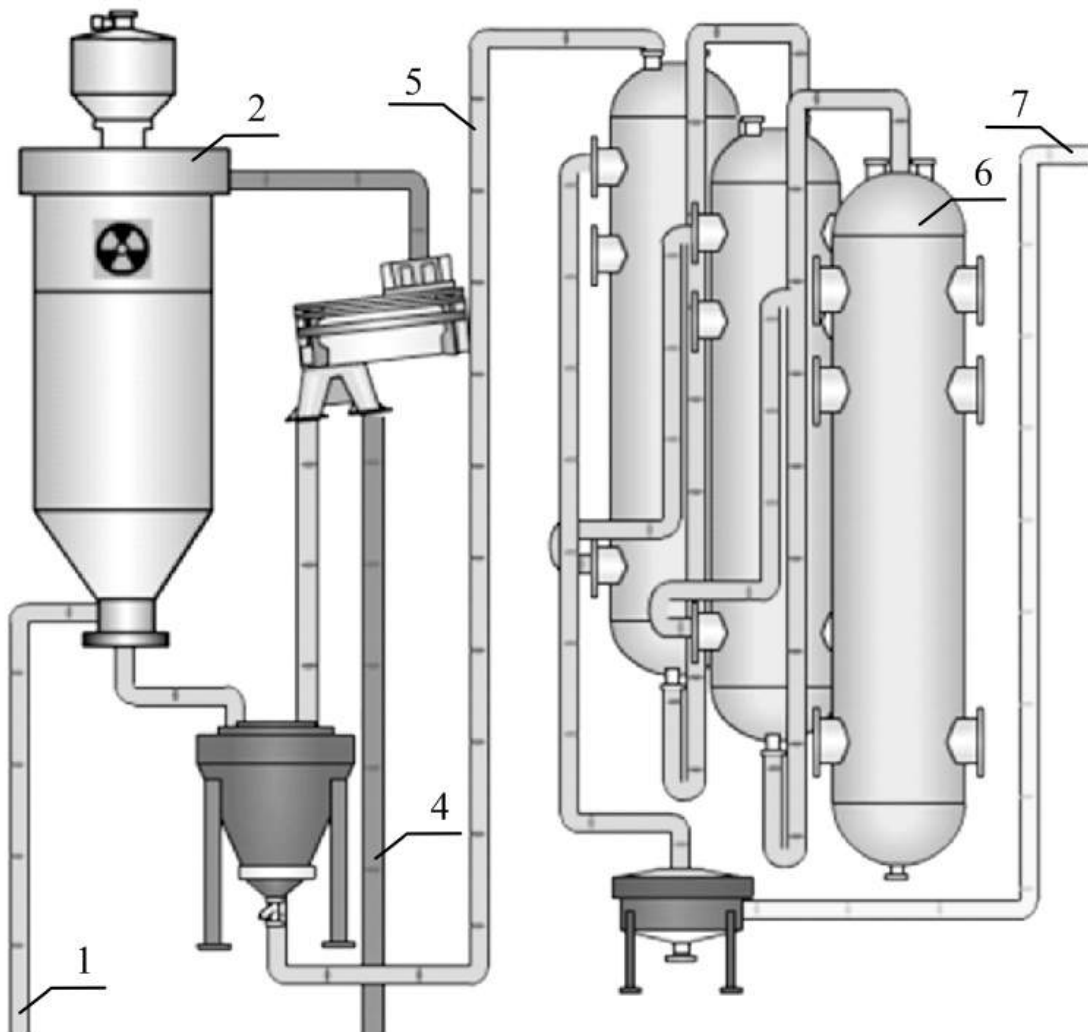


Рис. 6.12. Технологічна схема сорбції-десорбції урану: 1 – подача урану на переробний комплекс; 2 – сорбційна колона; 3 – подача урану на закачувальну свердловину; 6 – колона десорбції; 7 – подача урану на осаження

На даному етапі переробки проводиться десорбція, тобто зняття урану зі смоли за допомогою нітратних десорбованих розчинів та отримання елюата, інакше кажучи, товарного десорбата. Сама ж смола проходить процедуру розчином сірчаної кислоти, а потім процедуру промивки від сірчаної кислоти. Смола відправляється назад у колони сорбції. Розчином для зменшення вмісту нітрату іонів виконуються процедури виливки сірчаної кислоти. Далі кислота відправляється назад в колони сорбції. Тут проходить осаження урану з товарного десорбента потім фільтрація пульпи з отриманням проміжного продукту-концентрату природного урану – жовтого кеку.

При надходженні на афінажний завод концентратори природного урану жовтий кек розчиняють і проходять концентрацію органікою. Це процес додаткового очищення органічними речовинами. Далі відбувається осаження та сушіння, потім термічне розкладання й отримання концентрату закису-окису, тобто кінцевого продукту (рис. 6.13).

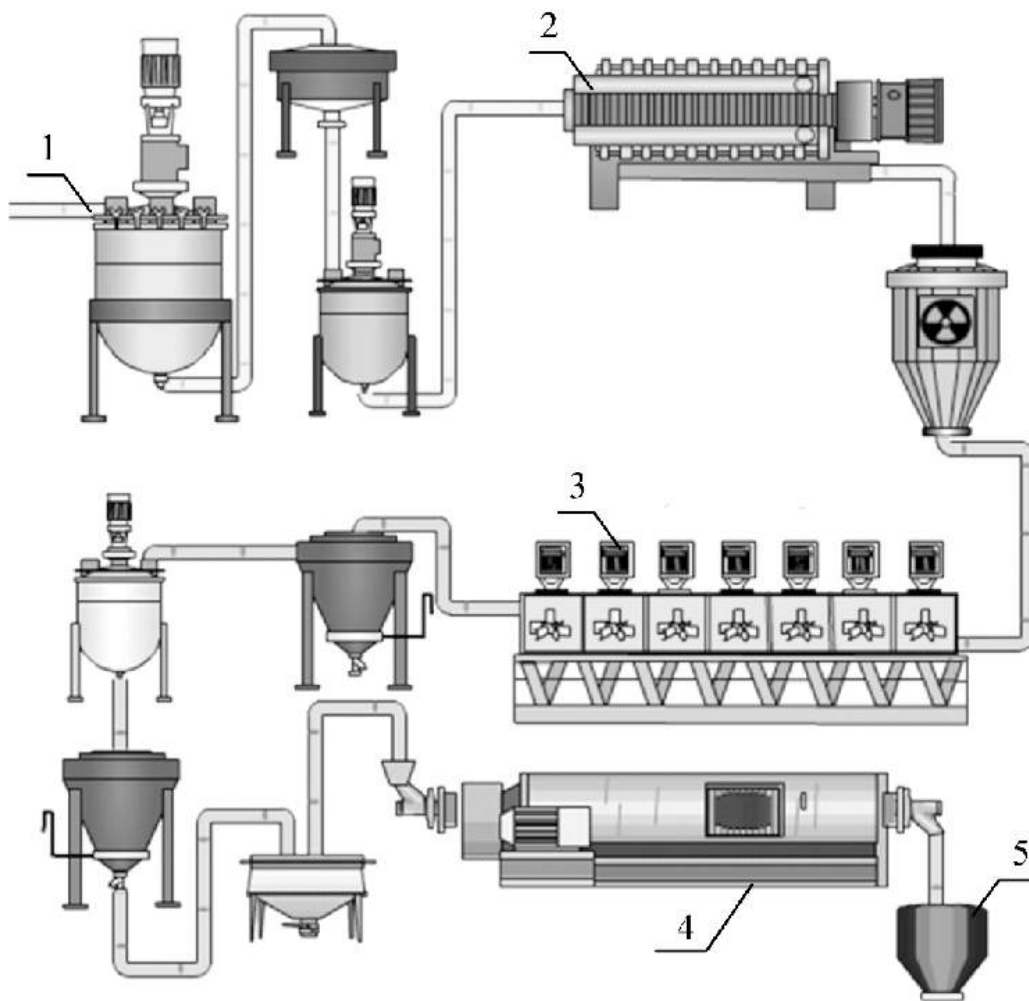


Рис. 6.13. Технологічна схема видобутку урану: 1 – подача урану на осадження; 2 – осадження урану; 3 – екстракція органічними речовинами; 4 – термічне розкладання урану; 5 – закис-окис урану

У пісковідстійники збираються маточники сорбції після осадження урану на смолу (рис. 6.14). Тут проходить очищення маточників сорбції від механічних домішок шляхом відстоювання і осадження. Цей процес називається освітленням маточників сорбції.



Рис. 6.14. Пісковий відстійник маточників сорбції

Далі очищені від механічних домішок маточники сорбції подаються на технічний вузол закислення (рис. 6.15). Тут вони доокріплюються сірчаною кислотою, що надходить зі складу, в результаті чого формується витравлювальний розчин. У технічному вузлі закислення встановлені витратоміри для фіксації об'єм розчинів і кислоти, що закачуються.



Рис 6.15. Технічний вузол закислення

До вузла розподілення надходять кислі витравлювальні розчини з технічного вузла закислення. Потім витравлюють розчини під тиском 5 – 6 атм., розподіляються по свердловинах у вузлах розподілення, на яких встановлені витратоміри по закачуванню розчину в кожен свердловину (рис. 6.16).



Рис 6.16. Вузли розподілення витравлювального розчину

У закачувальних свердловинах через фільтри закачуваний розчин надходить у продуктивний горизонт, де відбувається вилуговування урану кислотними розчинами. Саме на даному етапі формується розчин, що містить уран (рис. 6.17).



Рис 6.17. Закачувальні свердловини



Рис 6.18. Відкачувальніні свердловини

Через відкачувальні свердловини за допомогою глибинних насосів продуктивний розчин, з розчиненим ураном, надходить у вузол продуктивних розчинів (рис. 6.18). Вузол прийому продуктивних розчинів також як і вузол розподілу витравлювальних розчинів оснащений приладами обліку продуктивних розчинів (рис. 6.19).



Рис 6.19. Прилади обліку продуктивних розчинів

Далі розчин надходить у збірні ємності, в яких відбувається процес освітлення продуктивного розчину і подача на сорбційне вилучення урану (рис. 6.20).



Рис 6.20. Збірні ємності

## 6.6. Технологія видобутку урану підземним вилуговуванням

Дослідно-промисловими випробуваннями встановлено, що при видобутку і переробці бідних руд ефективність гірничо-хімічної технології по відношенню до традиційної гірничо-металургійної технології (ГМТ) зростає і навпаки – при видобутку багатих руд ефективність ГМТ збільшується за рахунок додатково одержуваного урану в закис-окису. Зі зростанням вмісту урану в ліквідованих запасах відбувається зближення собівартості 1 кг урану в товарній продукції при порівнюваних технологіях. Так при отриманні 0,3% відносно зниження собівартості 1 кг товарного металу при ГХТ становить 19% у порівнянні з ГМТ, а вже при 0,5% собівартість урану в закису-окису при обох технологіях практично однакова. У сформованих зонах обвалення, наприклад, при використанні систем з обваленням руди і вмісних порід, як правило, списуються втрати на значну кількість корисних копалин. У той же час на земній поверхні знаходяться відвали з позабалансовою рудою та хвостосховища. Як показує досвід роботи Приаргунського гірничо-хімічного об'єднання, цієї рудою або хвостами можна заповнювати провали поверхній і одночасно з відпрацюванням запасів, що залишилися приступати до вилуговування металу на верхніх горизонтах (рис. 6.21), за аналогією з купчастим та підземним вилуговуванням (рис. 6.22 і 6.23).

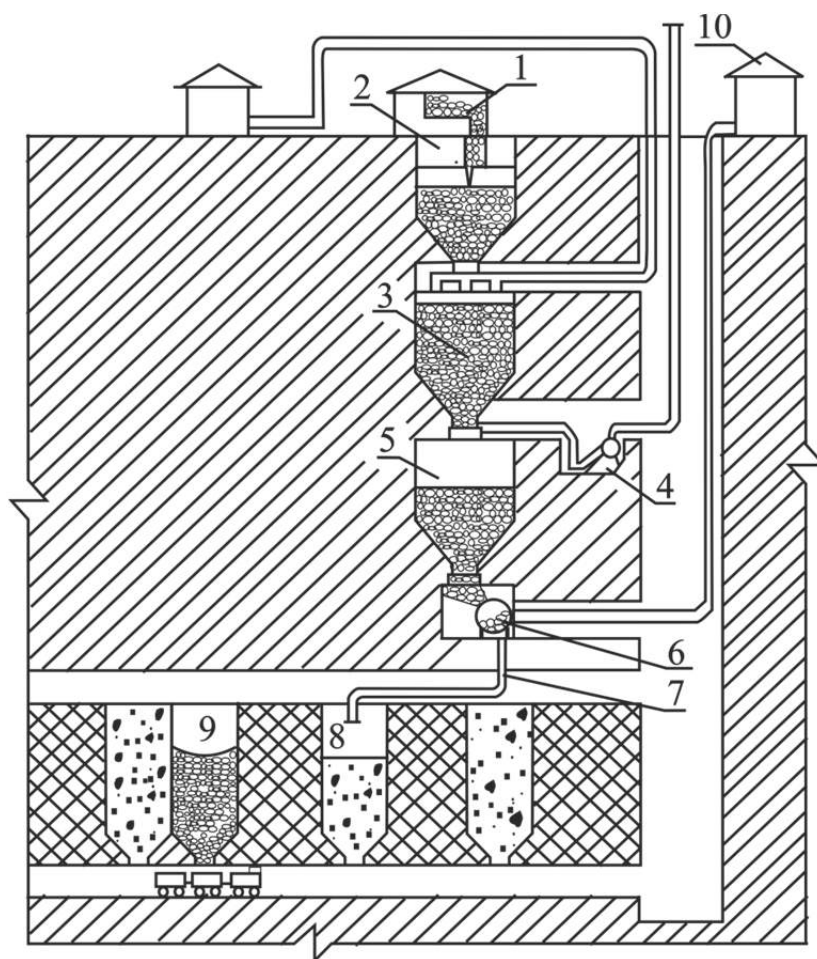


Рис. 6.21. Технологічна схема ступеневого вилуговування позабалансових руд в підземних камерах з утилізацією відходів у закладці: 1 – РЗФ кондиційної руди; 2 – бункер (камера-накопичувач) хвостів збагачення і відсортованої позабалансової руди (камери раніше відпрацьованих блоків); 3 – камера вилуговування

позабалансових руд і хвостів РЗФ; 4 – насосна станція для видачі продуктивних розчинів на поверхню; 5 – камера хвостів вилуговування; 6 – змішувально-дробарна установка; 7 – закладний трубопровід; 8 – вироблений простір очисних камер; 9 – очисна камера; 10 – закладний комплекс

Попередніми дослідженнями встановлено, що в непорушеному гірському масиві водопроникність порід, який вміщує очисну камеру з геометричними розмірами: довжина блоку 120 – 150 м, ширина 30 – 40 м, висота 40 – 60 м, близька до нуля. В зонах тектонічних порушень водопоглинання становить 0,4 – 2,3 л/год на 1 м<sup>2</sup>, а при середньому водопоглинанні порід у днища блоків – 0,67 л/год на 1 м<sup>2</sup> поверхні. Рудовмісні породи представлені на родовищі «Ювілейне» окисненими фельзіт-порфірами з коефіцієнтом міцності 8 – 12. Кут падіння рудних тіл 80 – 90°, потужність – від метрів до десятків метрів. Підготовка запасів включала проходку дренажних виробок під колишнім горизонтом випуску. Продуктивні розчини з дренажних виробок перепускали в центральний розчинокозбірник, розташований на горизонті III, на невеликій відстані від рудного тіла.

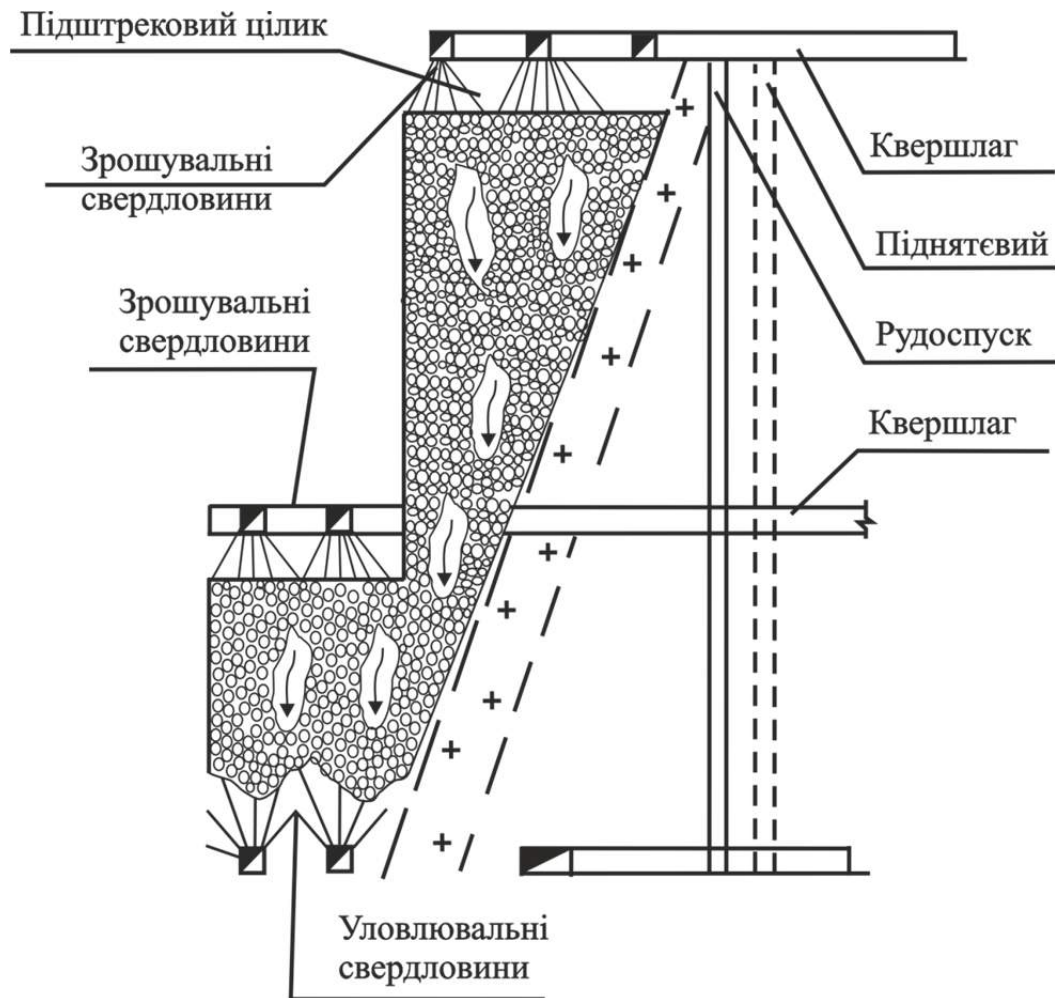
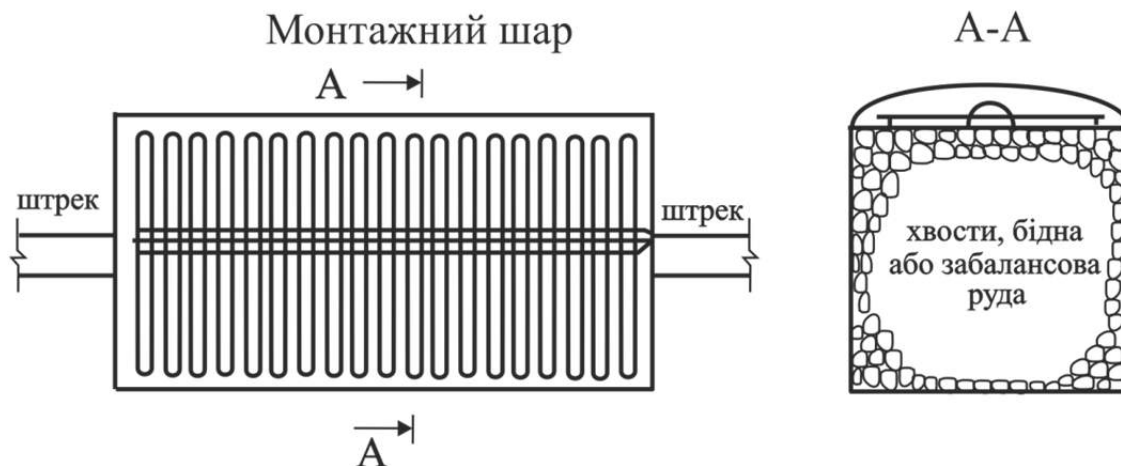


Рис. 6.22. Схема подачі витравлювального і уловлювання продуктивного розчинів



Зазвичай тріщини 3-го порядку з шириною розкриття від десятків мікрон до перших міліметрів є оперяючими по відношенню до тріщин 1-го порядку з шириною розкриття від перших міліметрів до 2 – 3 см і розташовані до них під кутом близько 45°. Тому ореол розтікання розчину по тріщинах не перевищує 5 – 8 м, адже проникненню розчину перешкоджають взаємно пересічні тріщини.

### 1 ВАРІАНТ



### 2 ВАРІАНТ

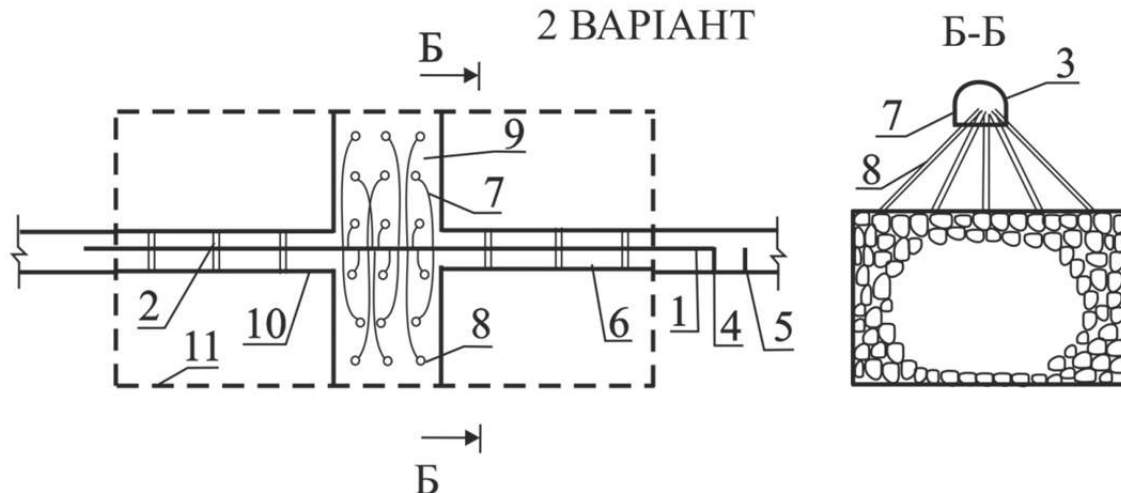


Рис. 6.23. Схеми подачі витравлюючого розчину в камеру або в зону обвалення, заповненою хвостами, бідною або позабалансовою рудою: 1 варіант – при повному і 2 варіант – при частковому підсіканні монтажного шару: 1 – колектор (поліетилен, труба Ш 100 – 125 мм); 2 – підживлюючий провід (поліетилен Ш 60 – 80 мм); 3 – зрошувач (поліетилен з отворами Ш 30 – 40 мм); 4 – витратомір; 5 – засувка; 6 – буровий штрек; 7 – поліетиленовий патрубков Ш 8 – 12 мм; 8 – свердловини зрошення Ш 100 мм; 9 – підсікання відрізної щілини; 10 – буровий штрек; 11 – контур блоку, камери

Для подачі витравлюючих розчинів за інфільтраційною схемою в зоні обвалення були сформовані зрошувальні системи на земній поверхні з продуктивністю 100 м<sup>2</sup>/год. Продуктивні розчини через центральний збірник розчинника ємністю 400 м подавалися на поверхню для переробки на технологічній устано-

вці, яка розташована на майданчику комплексу КВ. Втрати продуктивного розчину склали 3%, тривалість закислення і вистоювання блоку – 50 діб, інтенсивність зрошення – 15 – 17 л/м<sup>2</sup> за годину, витрата кислоти – 20 кг/т руди, вилучення урану в розчин – близько 50% при утриманні урану в розчині 60 – 80%, при цьому під землею був задіяний лише штат з обслуговування насосної станції, а на поверхні – штат зрошувальної установки. Схема чергування активного зрошення і вистоювання блоку протягом 10 – 15 діб призводила до падіння вмісту урану в продуктивному розчині на 20 – 30% через часткове закриття пор і тріщин вторинними мінеральними утвореннями. При пульсуючій схемі подачі розчинів, з інтервалом зрошення і вистоювання 2 – 3 год, цей недолік ліквідувався. В результаті досліджень були визначені раціональна технологія формування штабеля, його параметри, об'єму купчастого вилуговування і геотехнологічні параметри, які дали можливість з високою рентабельністю витягувати метали. Як розчинник використовується абсолютно нешкідливий, недефіцитний реагент (концентрація сірчаної кислоти – 10 – 15 г/л). Після вилуговування блок протягом 3 – 4 діб промивається маточниками сорбції з інтенсивністю 30 – 35 м/год, потім блок промивається шахтно водою ще 15 – 20 діб.

#### **Шахтне вилуговування в умовах природного залягання (без подрібнення руди в блоках)**

Без подрібнення можливо вилуговування тріщинуватих руд з коефіцієнтом фільтрації  $K_f = 0,1 - 0,05$  м/доб. Розкриття рудного покладу в межах блоку здійснюється осьовими або фланговими нагнітально-дренажними виробками, з яких буряться свердловини для доставки робітників і дренажу продуктивних розчинів. Режим вилуговування – фільтраційний або пульсаційно-фільтраційний.

#### **Підвищення ефективності шахтного вилуговування урану з замагазинованої руди**

Незважаючи на високу надійність конструкції гідроізоляції днища (рис. 6.24), втрати розчину все ж сягають 15 – 40% за рахунок розтікання по бортах і тріщинах, минаючи гідроізоляційний шар. Після додаткових досліджень було вирішено відмовитися від оформлення дорогого гідроізоляційного шару: весь розчин закачується в блок і перепускається на нижній горизонт та відкачується з депресійної воронки на рівні тріщинних вод. Уловлювання таким способом продуктивного розчину, незважаючи на високе збіднювання його шахтними водами (до 40%), стало більш ефективним рішенням.

Для вловлювання розчинів на рівні тріщинних вод бурились навхрест простягання рудних тіл спеціальні дренажні свердловини на глибину близько 10 – 11 м від підшви виробки, з урахуванням кута розтікання розчину (для тріщинуватих порід він становить 75°). Рівень тріщинних вод перебував під ґрунтом виробок на глибині 2,8 – 4,0 м залежно від розмірів камери у плані (рис. 6.25). У кожній дренажній свердловині обладнувався всмоктувальний патрубок (на 1 – 2 м вище рівня вибою свердловин), які монтувався в мережу для потужних електровакуумних установок підйому розчину продуктивністю не менше 6 – 8 м<sup>3</sup>/год.

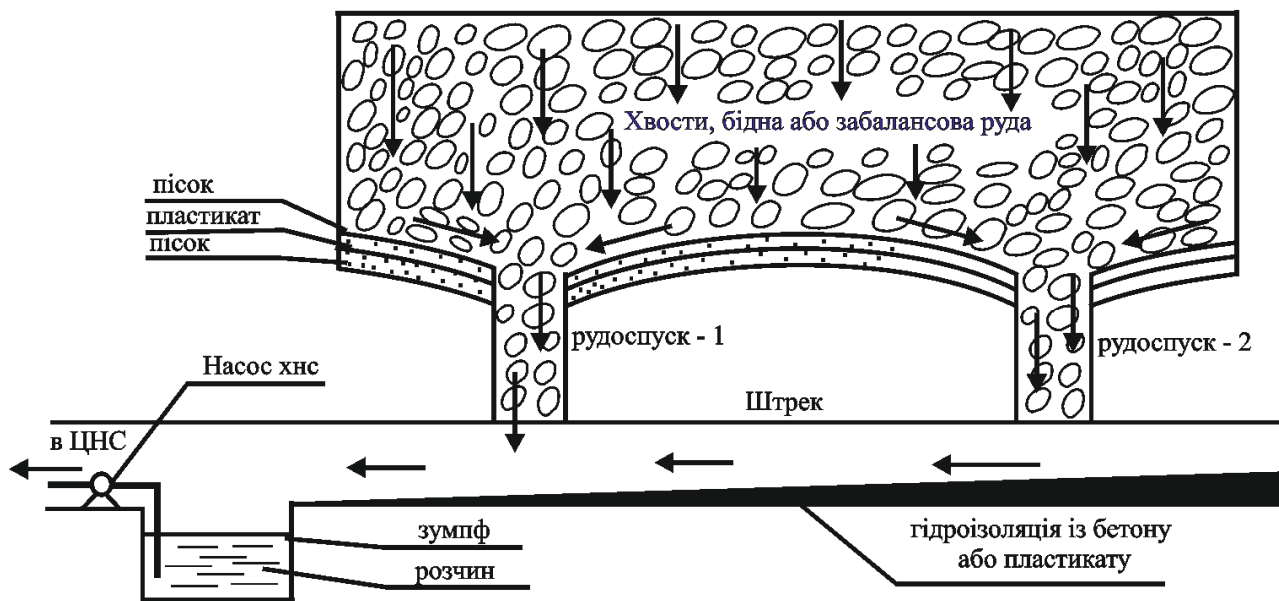


Рис. 6.24. Схема уловлювання продуктивного розчину при вилуговуванні хвостів, бідної чи позабалансової руди в днище підземних камер

Під кожним блоком монтувалося 4–5 електровакуумних насосів. Із центрального збірника ємністю 160 м<sup>3</sup> розчинник насосами відкачувався на поверхню по трубах з нержавіючої сталі діаметром 133 мм у хімічний цех рудника для подальшої переробки.

Другий варіант зниження втрат продуктивного розчину полягає у створенні в днищі блоку пневмобар'єра за рахунок подачі стиснутого повітря (імпульси високого тиску) у свердловини, пробурені перпендикулярно напрямку переважаючих тріщин з дренажного штреку до меж передбачуваного ореолу розтікання розчину (рис. 6.26). Величина надлишкового тиску підтримується пневмоімпульсними установками автоматично в заданому режимі.

Третій варіант – зниження закупорки (кольматації) міжпорового простору і руйнування глинистих плівок – досягається за рахунок циклічної дії на магазин руди імпульсами стисненого повітря високого тиску за допомогою пневмоімпульсних пристроїв, причому безперервну подачу реагенту в камеру не припиняють. Розкольматація тріщин і порових пустот відбувається як за рахунок енергії імпульсів стисненого повітря, так і за рахунок руху реагенту під тиском. Для більшого ефекту стиснене повітря подається циклічно – 1–2 цикли на добу. Цикл полягає в послідовній подачі стисненого повітря від свердловини до свердловини, наприклад, зліва направо по відношенню до камери, а потім – справа наліво.

Четвертий варіант – реверсування потоку робочого розчину під великим тиском: подача робочого розчину здійснюється поперемінно у парні і непарні номери віял свердловин і дренаж продуктивного розчину також проводиться поперемінно з непарних і парних номерів віял свердловин. Цикл закінчується, коли в продуктивному розчині падає вміст урану нижче мінімально-допустимого рівня.

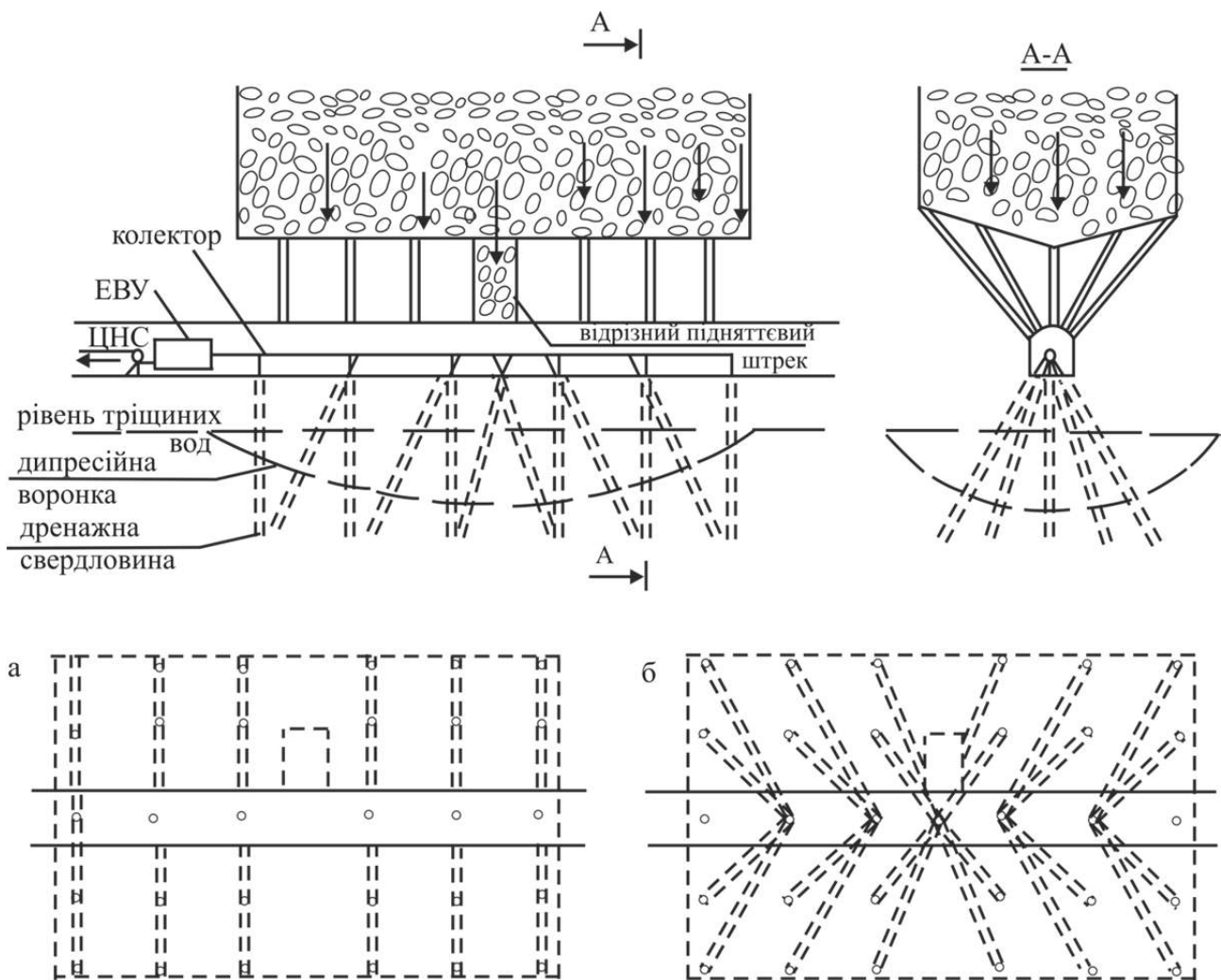


Рис. 6.25. Схема з двома варіантами уловлювання продуктивних розчинів на рівні тріщинних вод: а – з лінійним розташуванням дренажних свердловин; б – з майданним розташуванням куців дренажних свердловин

На закінчення циклів здійснюється режим «зустрічна фільтрація», коли робочий розчин подається поперемінно через свердловину в усі віяла і дренаж проводиться також через свердловину. Подача робочого розчину у всіх випадках відбувається імпульсами по 3 – 5 хв під тиском у 3,5 – 5,0 МПа. Після стабілізації тиску в камері до 2,5 – 3,0 МПа робиться перерва на 1 год, при цьому розвантаженні в масиві створюються додаткові тріщини розтягу. Подача розчину проводиться за допомогою насоса НГР-250/50, обладнаного реле тиску та реле часу, через безшовні кислотостійкі труби, що витримують тиск 4 – 6 МПа.

Інші варіанти підвищення ефективності – камуфлетне підривання зарядів ВР у камері та електромагнітна обробка масиву – вимагають великих витрат при низькій віддачі.

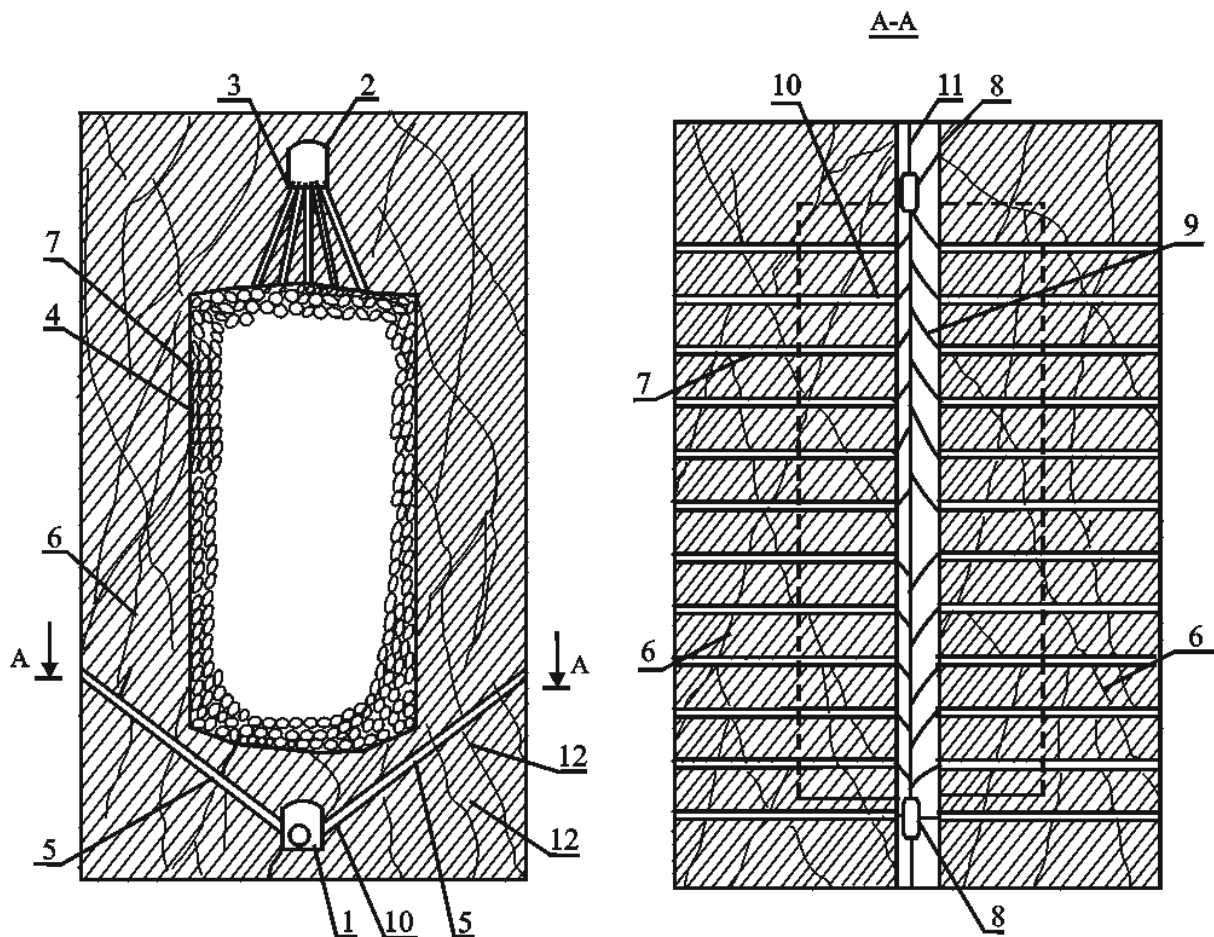


Рис. 6.26. Схема шахтного вилуговування з використанням пневмобар'єра: 1 – дренажний штрек; 2 – вентиляційний штрек; 3 – свердловини подачі розчину; 4 – зрошувана замагазинована руда; 5 – свердловини пневмобар'єра; 6 – тріщини; 7 – контури блоку вилуговування; 8 – пневмоімпульсние установкк; 9 – пневмопривід; 10 – герметичний штуцер; 11 – загальношахтна мережа стисненого повітря

## 6.7. Прикладні задачі до глави 6

### Визначення параметрів технології підземного вилуговування урану

Для вилуговування звичайно використовуються водяні розчини мінеральних речовин кислот, солей карбонатів, лужних металів. Кислотний спосіб дає більш високий витяг, але відрізняється меншою, ніж у карбонатного способу селективністю. Процес вилуговування в надрах зводиться до переведення мінералів із твердої фази в рідку за рахунок їх взаємодії з хімічним реагентом. Збільшення концентрації кислоти при вилуговуванні підвищує швидкість розчинення уранових мінералів і зменшує період насичення шару хімічним розчинником, підвищуючи в той же час його витрати на реакцію з породою.

До основних геотехнологічних показників відносяться: концентрація металу в продуктивних розчинах; сумарний дебіт свердловини; дебіт відкачувальної свердловини; кількість одночасне працюючих свердловин; тривалість відпрацьовування блоків, рядів, осередків; час появи продуктивних розчинів у від-

качувальних свердловинах; витрати і концентрація розчинника й окиснювача; розміри підвищення і зниження рівня в робочих свердловинах.

Розрахунок основних параметрів вилуговування ведеться в наступній послідовності.

1. Складається розрахункова схема (рис. 6.28), для якої виділяються 2 – 5 проникних літологічних різниць порід і руд, що беруть участь у процесі підземного вилуговування, визначаються їх потужність  $M$ , коефіцієнти фільтрації  $K$  і вміст металу  $C$ .

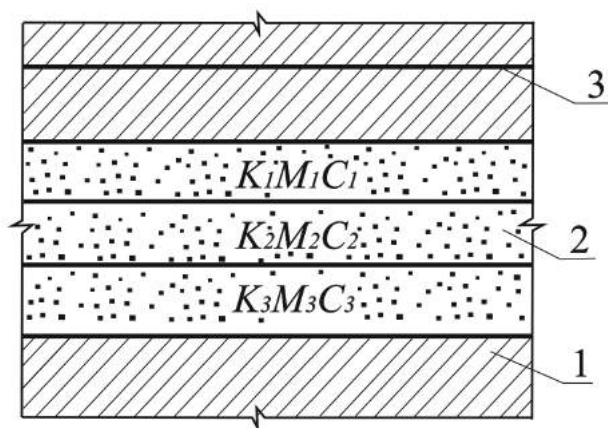


Рис. 6.28. Схематичний геологічний розріз: 1 – водотривкі породи; 2 – проникні породи; 3 – п'єзометричний рівень;  $K_1, K_2, K_3$  – коефіцієнти фільтрації літологічних фільтраційних різниць;  $M_1, M_2, M_3$  – потужності пластів;  $C_1, C_2, C_3$  – вміст корисного компонента

2. При експлуатації родовищ підземним вилуговуванням металів з руд найбільшого поширення набули лінійні і камерні системи розміщення технологічних свердловин (можливі змішані варіанти).

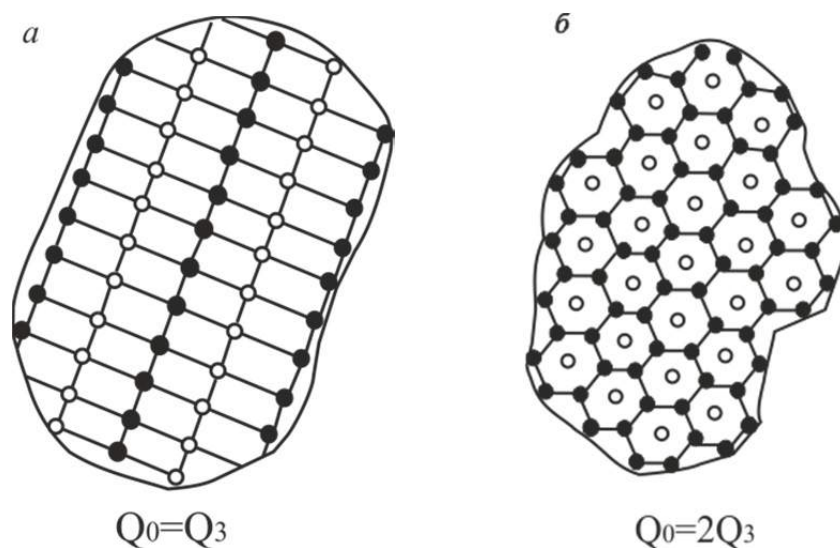


Рис. 6.29. Схеми розміщення експлуатаційних свердловин при підземному вилуговуванні за лінійною (а) та камерною (б) схемами: ● – закачувальні свердловини; ○ – відкачувальні свердловини

При стрічкоподібній будові рудного покладу з шириною менше 50 м найчастіше застосовується один ряд, що складається з закачувальних і відкачувальних свердловин, які чергуються, розміщених на її центральній осі. Кількість з свердловин у цьому випадку однакова  $Q = Q_3$ . У разі, якщо поклад має ширину від 50 до 100 м, зазвичай використовується 3-х рядна система з розташуванням закачувальних рядів по периферії рудного тіла. Число закачувальних свердловин тут в 2 рази більше, ніж відкачувальних, і співвідношення дебітів  $Q_0 = 2Q_3$ .

3. Дебіт відкачувальної свердловини (м<sup>3</sup>/доб) (рис. 6.29, а), за умови одночасної роботи декількох (не менше трьох) рядів свердловин, може бути з достатньою точністю визначений за формулою усталеного руху А.І. Чарного

$$Q = \frac{6,28 \cdot K \cdot M \cdot S}{2,31 \cdot g \cdot \left[ \frac{0,5 \cdot \sigma}{\pi \cdot r_0} \right] + 1,57 \cdot L / \sigma}, \quad (6.11)$$

де  $K$  – коефіцієнт фільтрації порід водоносного горизонту, отриманий за даними дослідних відкачувань з урахуванням його зміни в процесі вилуговування (за даними лабораторних досліджень), м<sup>3</sup>/добу;  $M$  – потужність проникної частини водоносного горизонту, м;  $S$  – пониження рівня води, рахуючи від статичного (природного) її положення, м;  $L$  і  $\sigma$  – відстань відповідно між рядами свердловин і свердловинами в ряду, м;  $r_0$  – радіус свердловини, м.

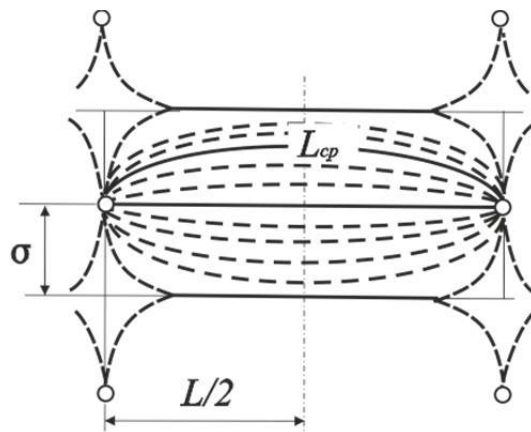


Рис 6.30. Розрахункова схема дебіту свердловини для прямокутної сітки розміщення свердловин

4. При досить великих розмірах полігону кількість закачувальних свердловин перевищує кількість відкачувальних у два рази (рис. 6.29, б). Дебіт однієї відкачувальної свердловини  $Q_0$  шестикутної сітки може бути визначений за формулою, м<sup>3</sup>/добу

$$Q_0 = 2Q_3 = \frac{2 \cdot \pi \cdot K \cdot M \cdot S}{l \cdot n} \cdot \left( 0,8 \frac{a}{r_c} \right), \quad (6.12)$$

де  $Q_3$  – дебіт закачувальної свердловини, м<sup>3</sup>/добу;  $K$  – коефіцієнт фільтрації, м<sup>3</sup>/добу;  $M$  – потужність водоносного горизонту, м;  $S$  – пониження рівня підземних вод, м;  $a$  – відстань між свердловинами, м.

5. Тривалість відпрацювання площі, що припадає на одну відкачувальну свердловину, год

$$t = \frac{fM\gamma F_0}{dq}, \quad (6.13)$$

де  $F_0$  – площа відпрацювання, що припадає на одну відкачувальну свердловину, м<sup>2</sup>.

6. Час появи продуктивних розчинів у відкачувальних свердловинах, год

$$t_H = \frac{M \cdot n \cdot l \cdot b}{Q_0}, \quad (6.14)$$

де  $n$  – ефективна пористість;  $l$  – середня відстань між відкачувальними і закаувальними свердловинами, м.

7. Концентрація металу в продуктивних розчинах, частки од.

$$C_{cp} = \frac{E \cdot P \cdot d}{f \cdot M \cdot \gamma \cdot F}, \quad (6.15)$$

де  $E$  – коефіцієнт витягу металу;  $P$  – запаси металу на площі, що відпрацюється, т;  $d$  – щільність продуктивного розчину, т/м<sup>3</sup>;  $f$  – відношення маси розчину, що вилуговується, до маси руди;  $M$  – середня потужність порід, яка проробляється розчином, що вилуговується, м;  $\gamma$  – об'ємна маса руди, т/м<sup>3</sup>;  $F$  – площа, що відпрацюється, м<sup>2</sup>.

8. Сумарний дебіт відкачувальних свердловин при експлуатації, м<sup>3</sup>/добу

$$Q_e = \frac{M_e}{C_{cp} T}, \quad (6.16)$$

де  $M_e$  – проектна річна продуктивність підприємства по металу, т;  $T$  – розрахункова кількість робочих днів на рік, діб.

9. Кількість одночасно працюючих відкачувальних свердловин, шт.

$$N = \frac{Q_e}{Q_0}. \quad (6.17)$$

10. Сумарний дебіт непродуктивних розчинів, м<sup>3</sup>/добу

$$Q_H = \frac{Q_e t_H}{t_0}. \quad (6.18)$$

11. Уточнене значення середньої концентрації металу в розчині при відведенні непродуктивних розчинів окремим трубопроводом, частки од.

$$C = \frac{Q_e \cdot C_{cp}}{(Q_e - Q_H)}. \quad (6.19)$$



12. Витрати розчинника на хімічні реакції з гірничорудною масою і на заповнення продуктивного горизонту, т

$$P_p = \frac{E \cdot P}{M_c} \cdot (Q_e - Q_H) \cdot (C_p + C_k) \cdot T, \quad (6.20)$$

де  $C_p$  – задана концентрація розчинника в розчині, що вилуговується;  $C_k$  – концентрація розчинника в розчині, який витягається.

Приклад рішення дивись додаток Ж.

### Контрольні запитання

1. Назвіть основні параметри підземного вилуговування урану.
2. Які фізико-хімічні процеси, що супроводжують видобування урану.
3. Закономірності інфільтраційного вилуговування міцних руд.
4. Рядні системи і поверхневі розробки підземного видобування урану.
5. Баражні системи розробки підземного видобування урану.
6. Технологічна схема видобутку урану.
7. Технологія видобутку урану підземним вилуговуванням.
8. Технологічна схема ступеневого вилуговування позабалансових руд.
9. Шахтне вилуговування в умовах природного залягання.

### Список літератури до глави 6

1. Аренс, В.Ж. Физико-химическая геотехнология. [Текст] / В.Ж. Аренс. – М.: изд. МГГУ, 2001, 656 с.
2. Кошколда, К.Н. Пути интенсификации подземного выщелачивания / К.Н. Кошколда., М.К. Пименов, Т. Атакулов и др.; под ред. Н.И. Чеснокова. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 224 с.
3. Мосинец, В.Н. Безотходная технология добычи радиоактивных руд [Текст] / В. Н. Мосинец, О. К. Авдеев, В.М. Мельниченко; Под ред. В.Н. Мосинца. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 240 с.
4. Луценко, И.К. Бесшахтная разработка рудных месторождений [Текст] / И.К. Луценко, В.И. Белецкий, Л.Г. Давыдов. – М.: Недра, 1986. – 176 с.
5. Горно-химическая технология добычи урана [Текст] / В.В.Кротков, Д.П. Лобанов, Ю.В. Нестеров, И.Г. Абдульманов – М.: Геос, 2001. – С. 37, 52 – 58.
6. Мосинец, В.Н. Строительство и эксплуатация рудников подземного выщелачивания [Текст] / В.Н. Мосинец, Д.П. Лобанов, М.Н. Тадеев и др. – М.: Недра. 1987. – 304 с.
7. Белявцев, Я.Н. Генетические типы и закономерности размещения урановых месторождений Украины / под ред. Я.Н. Белевцева и В.Б. Ковалья. – Киев: Наукова думка – 396 с.
8. Чернов, А.П. Стратегия развития атомно-промышленного комплекса Украины [Текст] / А.П. Чернов, М.П. Уманец // Сб. трудов Регионального энергетического форума МИРЭС «Киев-2000». – Киев. 2000. – Т1. –С. 57-65.

9. Бабах, М.И. Состояние и перспектива развития производства Урана в Украине [Текст] /Бабах М.И. // Атомна енергетика та промисловість України. – 1999. – № 2 – С.11 – 13.
10. Добыча урана методом подземного выщелачивания: [Текст] / под ред. В. А. Маилова. – М.: Атомиздат, 1980. – 248 с.
11. Алхазашвили, Г. М. Исследование сорбции урана на минералах вмещающих пород [Текст] / Г.М. Алхазашвили, Б.В. Невский, И.Н. Архарова // Атомная энергия. – 1964. – Т. 16, Вып. 13.
12. Антропов, П. Я. Месторождения урана в осадочных породах депрессий [Текст] / П.Я. Антропов, Л.С. Евсеева, Г.П. Полуаршинов. // Сов. геология, 1977.
13. Галкин, Н.П. Основные процессы и аппараты технологии урана [Текст] / Н.П. Галкин, В.В.Тихомиров. – М.: Атомиздат, 1961.
14. Данчев, В.И. Стадийность рудообразования и классификация урановых месторождений [Текст] / В.И. Данчев, Н.П. Стрелянов // Геология рудных месторождений, 1976. – № 3.
15. Лунев, Л.И. Инженерные расчеты Лунев Л.И., Рудаков И.Е. Подземные системы выщелачивания металлов. Обзорная информация; сер. Горное дело. М., Цветметинформация, 1974.
16. Харрингтон, Ч. Технология производства урана [Текст] / Ч. Харрингтон. – М.: Госатомиздат, 1961.

## 7. РОЗРОБКА ЕНЕРГОРЕСУРСІВ НЕТРАДИЦІЙНИМИ МЕТОДАМИ

### 7.1. Способи видобування нафти

#### 7.1.1. Вторинні і третинні способи видобування нафти

Підвищення нафтовіддачі пластів при розробці нафтових родовищ у даний час стало проблемою надзвичайної наукової та промислової важливості у всіх нафтовидобувних країнах світу. Тривалий час розробка нафтоносних родовищ здійснюється шляхом буріння тільки видобувних свердловин і видобування нафти за рахунок власної енергії родовища. При цьому 25 – 30% початкових запасів родовища залишається з причин виснаження енергії родовища, тобто зниження вибійного тиску, а при розробці високов'язкої нафти нафтовіддача родовищ рідко перевищує 10 – 20%. Причина низької нафтовіддачі криється у високій в'язкості нафти в пластових умовах. Найбільш ефективними способами зниження в'язкості нафти практично стали вторинні і третинні способи. Вторинні способи збільшення нафтовіддачі пластів містять комплекс заходів, спрямованих на вилучення запасів, що залишилися, з родовищ, виснажених за період первинної (попередньої) експлуатації. У більшості випадків решту запасів нафти з виснажених родовищ витягують шляхом закачування води. Третинні способи довидобування залишкової нафти спрямовані на створення на родовищі штучних сприятливих фізико-хімічних умов, які забезпечують найбільш ефективний процес витіснення нафти. В даний час набули поширення термічні та фізико-хімічні методи.

Застосовують в основному три методи теплової дії:

- на нафтові родовища і експлуатаційні свердловини;
- прогрів привибійної зони свердловин парою або різними нагрівачами (електричними і вогневими) до температур 120 – 200 °С, можливе нагнітання в пласт великих об'ємів гарячої води або пари при температурі близько 150 °С;
- застосування внутрішньопластового рухомого вогнища горіння (ВПВГ).

Відомі також і інші способи: заводнення з ПАР, полімерне заводнення, лужне заводнення, витіснення нафти діоксидом вуглецю, міцелярно-полімерне заводнення.

**Вторинні способи видобування нафти.** Високі витрати на відкриття нових нафтоносних родовищ виявили у всьому світі інтерес до підвищення нафтовіддачі родовищ. У 30-ті роки в колишньому СРСР була встановлена можливість і ефективність витіснення нафти із пластів контурними пластовими водами. Природний водонапірний режим розробки нафтових родовищ був визнаний більш ефективним. Лише у післявоєнні роки під керівництвом академіка А.П. Крилова ідея поповнення пластової енергії, що витрачається на витіснення нафти з поверхні, була здійснена на виснаженому родовищі «Широка балка». До 1978 р. заводнення застосовано на 260 родовищах і 87% всієї нафти видобувалося в СРСР цим методом. Зараз на родовищах із заводненням видобується близько 90% від загального рівня видобутку нафти, при цьому в пласти закачується понад 2 млрд м<sup>3</sup> води на рік.

Застосовуються кілька систем заводнення нафтових покладів: законтурне, внутрішньоконтурне, виборкове і комбіноване. Законтурне заводнення застосовується при закачуванні води в нагнітальні свердловини, розташовані в законтурній частині родовища. При внутрішньоконтурному заводненні родовище розділяється рядами нагнітальних свердловин на окремі блоки самостійної розробки, і нафта витісняється під впливом напору води, що нагнітається. Виборче (майданне) заводнення особливо ефективно при розробці малопроникних пластів. Поліпшення поточних показників розробки родовища і підвищення ефективності кінцевої нафтовіддачі пластів найбільшою мірою досягається при внутрішньоконтурному заводненні, що зумовило його широке застосування у всіх нафтовидобувних районах (табл.7.1).

Таблиця 7.1

Застосування систем заводнення нафтових пластів

Показник	Система			
	законтурна	внутрішньоконтурна	вибіркова	комбінована
Кількість родовищ, %	3,3	50	18	28
Видобуток нафти, %	3,0	70	9	18
Об'єм закачування води, %	8,0	68	9	25
Середнє відношення видобувних і нагнітальних свердловин	4,7	4,65	6	6,4
Максимальний темп розробки, % видобутих запасів	1 – 7	4 – 12	5 – 10	1,5 – 10
Середній дебіт свердловин, %	18	32	14	28

Разом з тим використання заводнення вимагає великих матеріальних витрат. Технологія розробки нафтових родовищ потребує подальшого вдосконалення. Необхідність у цьому очевидна, якщо врахувати, що середній відсоток нафтовіддачі в цілому у світі складає 25%. Третинні способи розробки нафтових родовищ містять у собі такі методи впливу на продуктивні пласти, як закачування пару (циклічно або безперервно), створення фронту підземного горіння нафти, закачування вуглекислого газу, заводнення з додаванням полімерів, міцелярних розчинів, ПАР. Витіснення нафти парою передбачає нагнітання пари з земної поверхні в пласти з відносно низькою температурою і високою в'язкістю нафти через спеціальні нагнітальні свердловини. Оскільки пара має велику теплоємність (понад 5000 КДК/кг), у 3 – 3,5 рази перевищує теплоємність гарячої води при 230 °С, він вносить у пласт великий запас теплової енергії, яка витрачається на нагрівання пласта і зниження відносної проникності, в'язкості, розширення всіх насичуючих пласт агентів – нафти, води і газу. Ефект витіснення нафти (40 – 50%) забезпечується за рахунок зниження в'язкості нафти, меншою мірою – за рахунок дистиляції нафти і зміни рухливості (18 – 20%), а також розширення нафти і намокання пласта.

**Внутрішньопластове горіння.** Цей процес оснований на здатності нафти в пласті вступати з киснем повітря в окиснювальну реакцію, в результаті якої виділяється значна кількість теплоти. У початковий період пласт запалюють за допомогою вибійних електричних нагрівачів, газових пальників або хімічних запальників. Після загоряння нафти біля вибою свердловини шляхом безперервного нагнітання повітря в пласт і відведення від вогнища горіння продуктів горіння (CO, CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> та ін.) забезпечують підтримання внутрішньопластового горіння, що сприяє переміщенню фронту витіснення нафти. Застосовується і метод вологого внутрішньопластового горіння, сутність якого полягає у закачуванні в нафтоносний пласт разом з повітрям певної кількості води. Стикаючись з нагрітою породою і рухаючись осередком горіння, вода випаровується і пара переносить теплоту в область попереду фронту горіння, де утворюються великі зони прогріву. Метод ВПВГ недосконалий. Це відноситься як до запалювання пласта, так і до підтримання процесу горіння досить тривалий час. Крім того, при використанні цього методу виникає проблема з корозією устаткування і утворенням пластових водонафтових емульсій.

**Витіснення нафти вуглекислим газом.** Механізм витіснення нафти полягає в наступному. При пластовому тиску вище тиску повного змішування пластової нафти з останнім буде витіснити нафту як звичайний розчинник при витісненні змішування. У пласті утворюються три зони – зона первісної пластової нафти, перехідна зона від властивостей первісної нафти до властивостей діоксиду вуглецю і зона чистого CO<sub>2</sub>. При нагнітанні CO<sub>2</sub> в заводнену зону перед ним утворюється вал нафти, який витісняє і пластову воду.

**Полімерне заводнення.** Спосіб полягає в тому, що у воді розчиняють високомолекулярний хімічний реагент – полімер поліакриламід, що володіє здатністю значно підвищувати в'язкість води, знижувати її рухливість і за рахунок цього збільшувати охоплення пластів заводненням. Полімерні розчини, володіючи підвищеною в'язкістю, краще витісняють не тільки нафту, але і пов'язану пластову воду з пористого середовища. Полімери вступають у взаємодію зі скелетом пористого середовища (породою, цементувальною речовиною). У результаті цього відбувається адсорбція молекул полімерів, що призводить до випадання їх з розчину на поверхню пористого середовища і до перекриття каналів, що знижує фільтрацію в них води. За рахунок цього суттєво зменшується динамічна неоднорідність потоків рідини і підвищується охоплення пластів заводненням: з підвищенням швидкості фільтрації і зі зменшенням розмірів каналів пор здається в'язкість полімерних розчинів збільшується, тобто опір пористого середовища фільтрації розчину зростає. За оцінкою інституту «Дипросхіднафта» (Росія), кількість видобутої нафти на 1 т 100%-го полімеру склала 180 т. За кордоном додатковий видобуток нафти склав 170 600 т на 1 т 100%-го полімеру, тобто збільшення нафтовіддачі не перевищує 7 – 8%. Недоліками способу є зниження продуктивності нагнітальних свердловин через підвищену якість у привибійній зоні, відсутність установок для приготування полімерних розчинів, труднощі з забезпеченням нафтопромислів необхідними хімічними матеріалами та ін.

Міцелярно-полімерне заводнення спрямоване на усунення капілярних сил у заводненні пластів і витісненні залишкової нафти. Міцелярні розчини являють собою колоїдні системи з вуглеводної рідини і води, стабілізовані сумішшю ПАР. Як відомо, залишкова нафта в заводнених пластах утримується в нерухомому стані, поверхнево-молекулярному і капілярному, а також силами в'язкості в слабопроникних шарах пласта. При цьому міжфазний натяг між міцелярними розчинами і пластовими рідинами (нафтою і водою) слабким, тому розчин усуває дію капілярних сил, витісняючи при цьому нафту і воду. З метою витіснення оторочки міцелярного розчину, в пласт слідом за цим розчином нагнітають полімерний розчин з в'язкістю, близькою до в'язкості міцелярного розчину, а потім звичайну воду. У результаті в пласті утворюються шість зон: 1 – зона вихідної нафтової насиченості пласта, 2 – нафтовий вал, 3 – водяний вал, 4 – оторочка міцелярного розчину, 5 – буфер рухливості, 6 – зона звичайної води.

Таким способом вдається додатково отримати нафти до 15 – 40% залишкової, що вважається малоефективним. Використання водорозчинних ПАР – один з найпростіших методів збільшення нафтовіддачі пластів. Він покращує або змінює в необхідному напрямку витісняють властивості води, тобто знижує міжфазний натяг між водою і нафтою і зменшує відмінність у в'язкості нафти і води. Механізм процесу із застосуванням ПАР зоснований на тому, що при відновленні нафти знижується поверхневий натяг між нафтою і водою від 35 – 45 до 7 – 8,5 мН/м і збільшується крайовий кут змочування кварцової пластинки від 18 до 27°. Отже, натяг змочування  $\sigma \cos \theta$  зменшується у 8 – 10 разів. Об'єми закачаних у пласт водних розчинів ПАР повинні бути великими (не менше 2 – 3 об'єм пор нафтового родовища). З огляду на те, що ефективна дія ПАР по витісненню нафти супроводжується її адсорбцією, то весь підданий впливу обсяг родовища буде гранично насичений адсорбованими ПАР. Адсорбція ПАР в пористому середовищі призводить до того, що на лінії витіснення нафти вода не містить ПАР. При цьому лінія ПАР рухається по пласту в 10 – 20 разів повільніше, ніж фронт витіснення. В 1 м<sup>3</sup> об'єм пласта міститься приблизно 100 кг ПАР. З нього водою можна витіснити 50 – 60 кг нафти, тобто коефіцієнт витіснення буде 0,5 – 0,6. Підвищення цього коефіцієнта приблизно на 10% за рахунок ПАР дозволить додатково отримати ще 10 кг нафти. При такому невеликому питомому додатковому видобутку нафти економічна ефективність цього методу сумнівна. У багатьох країнах проводяться дослідження в галузі розробки способів підвищення нафтовіддачі, в основу яких покладено принцип зменшення поверхневого натягу на межі розділу пластових нафт і розчину витіснення завдяки використанню ПАР. Деякі з цих способів виявилися ефективними, однак у цілому технологія використання ПАР залишається недостатньо досконалою для її практичного застосування.

Хороші результати може дати витіснення нафти нагнітанням зрідженого попутного газу. Однак висока вартість скрапленого газу викликає значне збільшення витрат на видобуток витісненої нафти. Аналогічні результати при такому ж підвищенні вартості нафти може дати нагнітання газу під тиском 10 – 30 МПа в пласт з легкою нафтою, збагаченою розчиненим газом. У майбутньому роль третинних способів видобутку нафти (у тому числі теплових) зрос-

те. Основні витрати при тепловій дії на нафтові родовища – це виробництво теплоти. Тому здешевлення процесу підготовки теплоносія є центральним питанням підвищення економічної ефективності зазначеного способу видобутку нафти.

Як перспективний напрям уявляється використання при видобутку нафти глибинної теплоти Землі. Геотермальна енергія дозволить прогрівати стволи експлуатаційних свердловин і закачану у привибійні пласти пару. Вона може бути використана також для теплової дії на нафтові пласти гарячою водою при різних схемах заводнення, у тому числі для прогріву пласта закачуванням пари. Проте використання природних термальних вод і пари обмежується тим, що нафтові родовища не завжди розташовуються в районах геотермальних джерел. Вихід із цього становища бачиться в тому що, як джерело гарячої води і пари можуть використовуватися штучно створювані підземні теплові котли (теплообмінники).

Вода, нагріта в підземному теплообміннику, або природна термальна вода з горизонту, що залягає нижче нафтоносного пласта, видається із геотермальної свердловини і по трубопроводах надходить в закритий відстійник. Очищена від небажаних домішок і солей гаряча вода насосом подається в продуктивний пласт через нагнітальну свердловину. Можливий інший варіант використання термальних вод і пари. Гаряча вода з природного басейну або штучно створеного підземного теплообмінника подається прямо в нафтоносний пласт без попереднього підйому на поверхню (рис. 7.1). Такий спосіб дозволяє звести до мінімуму втрати теплоти в свердловинах, уникнути ускладнень, що виникають внаслідок окиснювального процесу при контакті термальних вод з повітрям, ліквідувати негативні впливи мінералізованих вод на навколишнє середовище. Дефіцит нафти і зростаючі на неї ціни будуть стимулювати пошук і реалізацію нових ефективних методів підвищення нафтовіддачі родовищ.

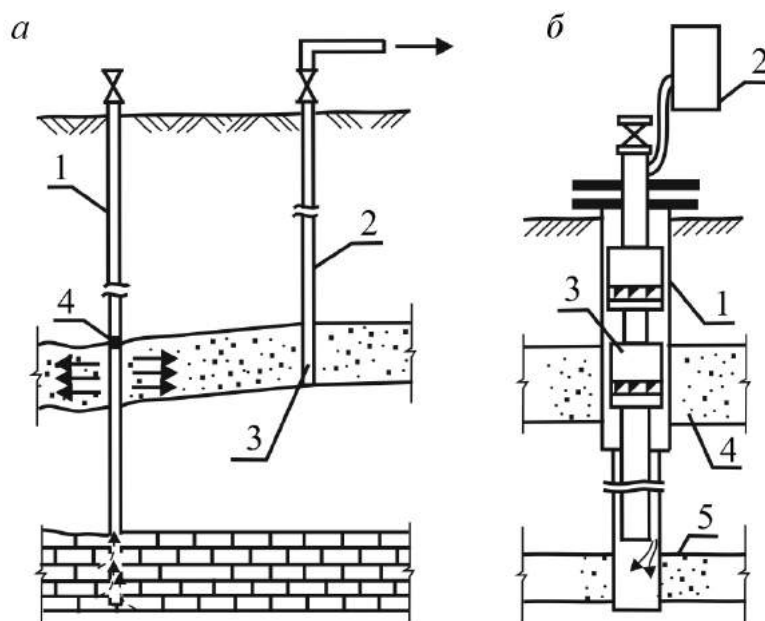


Рис. 7.1. Схема теплової дії на нафтоносні пласти із використанням термальних вод без підйому їх на поверхню: а – з вільним перетіканням води; 1 – геотермальна свердловина; 2 – нафтова експлуатаційна свердловина;

3 – нафтовий пласт; 4 – пакер; б – з примусовим внутрішньо свердловинним перетіканням води: 1 – занурювальний електронасос; 2 – блок управління; 3 – резервний насос; 4 – пласт гарячої води; 5 – нафтове родовище

### 7.1.2. Видобуток важкої нафти і бітумів

Поняття «важка нафта» не має однозначного визначення. У різних країнах до цієї групи входять нафти, що характеризуються різною щільністю і в'язкістю. До важкої нафти відносяться арабська нафта щільністю  $0,8927 \text{ г/см}^3$  і іранська нафта щільністю  $0,8703 \text{ г/см}^3$ . У Канаді термін «важка нафта» вживається звичайно для позначення малорухомої і в'язкої нафти щільністю понад  $0,934 \text{ г/см}^3$ . Коефіцієнт вилучення такої нафти при використанні первинних методів рідко досягає 10%, тому ефективна розробка її можлива лише з використанням теплоти або гарячих реагентів, тобто термічними методами.

Термін «бітум» використовується в різних значеннях. Під цим терміном розуміється ціла гама твердих, в'язких і рідких природних і штучних і органічних сполук – нафта та її похідні, продукти переробки нафти, горючих сланців, вугілля і т.п. Сюди відносяться також природні суміші та концентрати асфальто-смолистих компонентів нафти з тією або іншою часткою газоподібних вуглеводнів. Зазвичай бітуми містять до 45% сірки, можуть містити також невелику кількість розчиненого метану і домішки сульфідів: їх щільність  $0,96 - 1,03 \text{ г/см}^3$ . У даний час важкі вуглеводні можуть бути вилучені шахтною дренажною розробкою за допомогою свердловин чи інших дренажних каналів, проведених з підземних гірничих виробок і взаємодією на пласт теплотою. Така технологія реалізована в Росії на Ярегеньському родовищі. П'ятдесят років тому нафтовики республіки Комі заклали поблизу Ухти на цьому родовищі першу в Росії нафтову шахту, потім ще дві. Ярегеньське родовище було підготовлено для шахтної розробки з самого початку, тому що тут важка нафта має унікальну в'язкість і видобуток її з поверхні не перевищував 3 – 6%. Для цього з шахтних гірничих виробок бурять велику кількість свердловин з відстанню між ними 5 – 20 м (рис.7.2). Така густа сітка свердловин дозволяє ефективно дренувати родовища з високов'язкою і важкою нафтою.

Продуктивний пласт Ярегеньського родовища потужністю 26 м, складений кварцовими пісковиками, залягає на глибині 200 м. Пористість пласта – 26%, середня проникність – 3,17 мкм, насиченість нафти – 87% від обсягу часу, в'язкість нафти – 18000 МПа с, щільність –  $945 \text{ кг/м}^3$ . Як видно з рис. 7.2, в породах покрівлі пласта на певному горизонті проходить низка гірних виробок, з яких на нафтоносний пласт бурять похилі свердловини для нагнітання пари. Потім з надпластового горизонту в ґрунт пласта проходять спарені похилі виробки до кільцевих галерей. З цих галерей радіально споруджують бурові, полого висхідні свердловини довжиною 160 – 250 м, якими зазвичай охоплюють площу близько 12 – 15 Га. Паропрогрів нафтового пласта здійснюють циклічним закачуванням пари в нагнітальні свердловини під тиском 2 – 4 МПа. Термошахтний спосіб видобутку в'язкої нафти на родовищі «Ярегеньське» використовується вже понад 40 років. Працюють три шахти з охопленням ділянки пласта площею 220 Га. Видобуто понад 3,2 млн/т нафти. Поточна віддача нафти



пластів становить 25 – 50% балансових запасів. Питома витрата пари 2,0 – 2,74 т/т. В нафтоносний пласт нагнітається 3,2 тис. т/добу пари і добувається 1,3 тис. т/добу важкої нафти. Недолік термошахтної розробки нафтових родовищ – необхідність працювати під землею, що зумовлює великі витрати на вентиляцію підземних гірничих виробок, безпечні умови праці та ін.

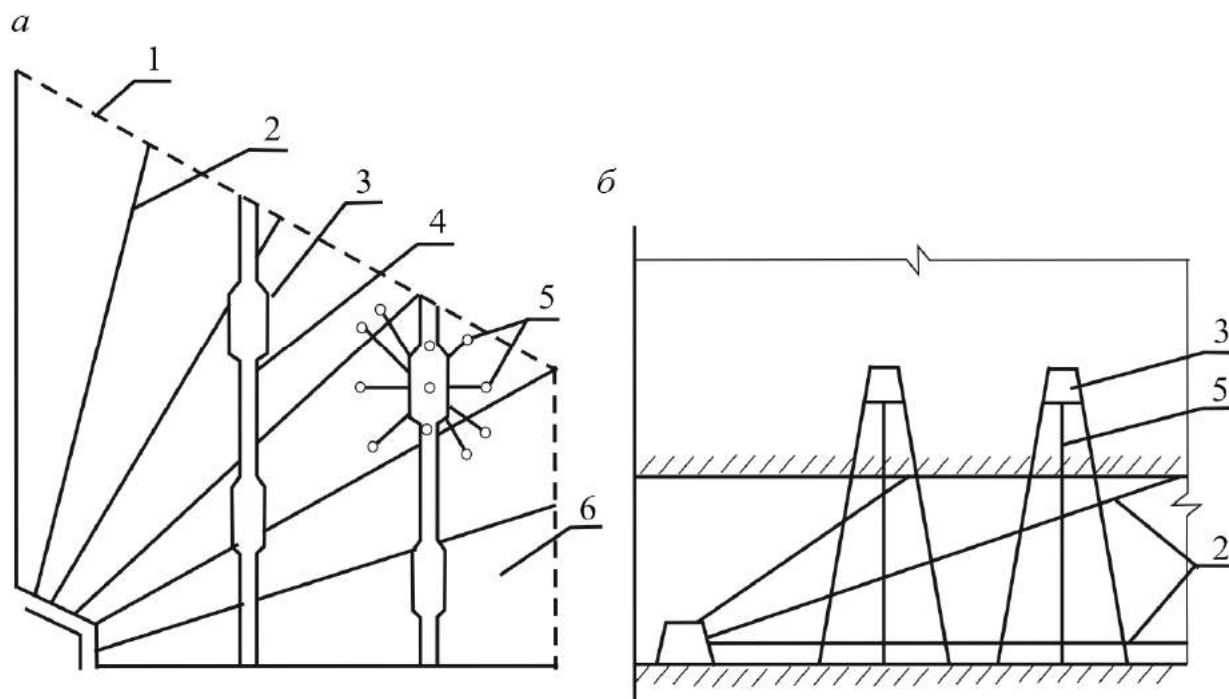


Рис. 7.2. Принципова схема двогоризонтної системи термошахтної розробки Ярегського родовища: а – план; б – розріз: 1 – умовна межа блоку; 2 – видобувна свердловина; 3 – бурова камера; 4 – штрек; 5 – нагнітальна свердловина; 6 – шахтний блок; 7 – видобувна галерея

**Електромагнітний резонансний вплив на продуктивний пласт.** Застосування в області нафто-газовидобування хвильової (механічної, електромагнітної, акустичної та ін.) дії на флюїд обумовлено цілою низкою її переваг: високим ступенем керованості, проявом ефекту в короткі терміни після впливу, можливістю проведення впливу одночасно з основним процесом видобутку і ін. Нова технологія електромагнітного резонансного впливу (ЕМРВ) на продуктивний пласт і інтенсифікації видобутку нафти, наведена на рис. 7.3 [9].

**Технологія ЕМРВ працює таким чином.** У процесі видобування включаються два генератори електромагнітних (ЕМ) коливань, встановлених на поверхні у видобувній і нагнітальній свердловинах. ЕМ-поток передається хвилями на глибину перфорації. При цьому в продуктивному пласті створюються зустрічно-спрямовані коливальні потоки: від добувної свердловини через продуктивний пласт в сторону нагнітальної свердловини і навпаки. Розташована на поверхні апаратура управління та генератори-приймачі зондуючих коливань дозволяють модулювати ЕМ-коливання потоків, що йдуть від добувної і нагнітальної свердловин, які накладаються на власну частоту коливань вуглеводневого флюїду. У результаті накладення виникає резонансне коливання. Пі-

ковий резонанс відстежується генератором-приймачем на поверхні. Спочатку точку виникнення пікового резонансу локалізують у районі нагнітальної свердловини, для чого в керованому режимі випромінюють модульовані ЕМ-хвилі таким чином, щоб потужність випромінювання з добувної свердловини значно перевищувала потужність зустрічного випромінювання з нагнітальної. Потім за рахунок коригування потужності генераторів піковий резонанс разом зідбуреним флюїдом починають зрушувати у бік добувної свердловини.

Ефект від пропонованого способу досягається також при реанімації свердловин, що простоювали багато років. У цьому випадку ЕМ-потік від добувної свердловини направляють в сторону нагнітальної свердловини крізь продуктивний пласт, в якому нафтова фракція заблокована пластовою водою. У той же час зустрічний ЕМ-потік направляють в сторону добувної свердловини крізь продуктивний пласт. За допомогою апаратури, розміщеної на поверхні, здійснюють накладення частот зустрічно-спрямованих коливань і власної частоти вуглеводного флюїду безпосередньо в зоні його локалізації. В даному випадку початок координат пікового резонансу формують у дальній від добувної свердловини точці пастки і потім переміщують резонанс повторюваними пробігами в сторону добувної свердловини таким чином, що активізовані порушені вуглеводні, звільняючись з пастки, спрямовуються до добувної свердловини, відновлюючи її продуктивність.

Додаткового ефекту переміщення вуглеводного флюїду до добувної свердловини можна домогтися подачею через нагнітальну свердловину в продуктивний пласт як робочої рідини молекулярного магнітоактивного розчину або колоїдного розчину феромагнітних частинок. Для посилення спрямованого потоку цих розчинів безпосередньо на генератори ЕМ-потоків у свердловинах встановлюють соленоїди, що живляться постійним струмом і створюють додатково замкнуте прискорююче магнітне поле. Утилізацію феромагнітних частин з метою їх повторного використання можна здійснювати в спеціалізованих пастках на гирлі свердловини.

Таким чином, використання запропонованого способу ЕМРВ дозволяє:

- збільшити дебіт видобувної свердловини за рахунок примусового переміщення до неї вуглеводного флюїду від найближчих сусідніх свердловин, включаючи нагнітальні;
- реанімувати нафтові і газоконденсатні свердловини, що простоювали багато років через застарілу та недбайливу технологію видобутку нафти;
- значно підвищити ККД (до 60%), у тому числі звільняючи нафту з пасток і полонів, притому що ККД за результатами впровадження аналога і прототипу досягає 40 – 45%.

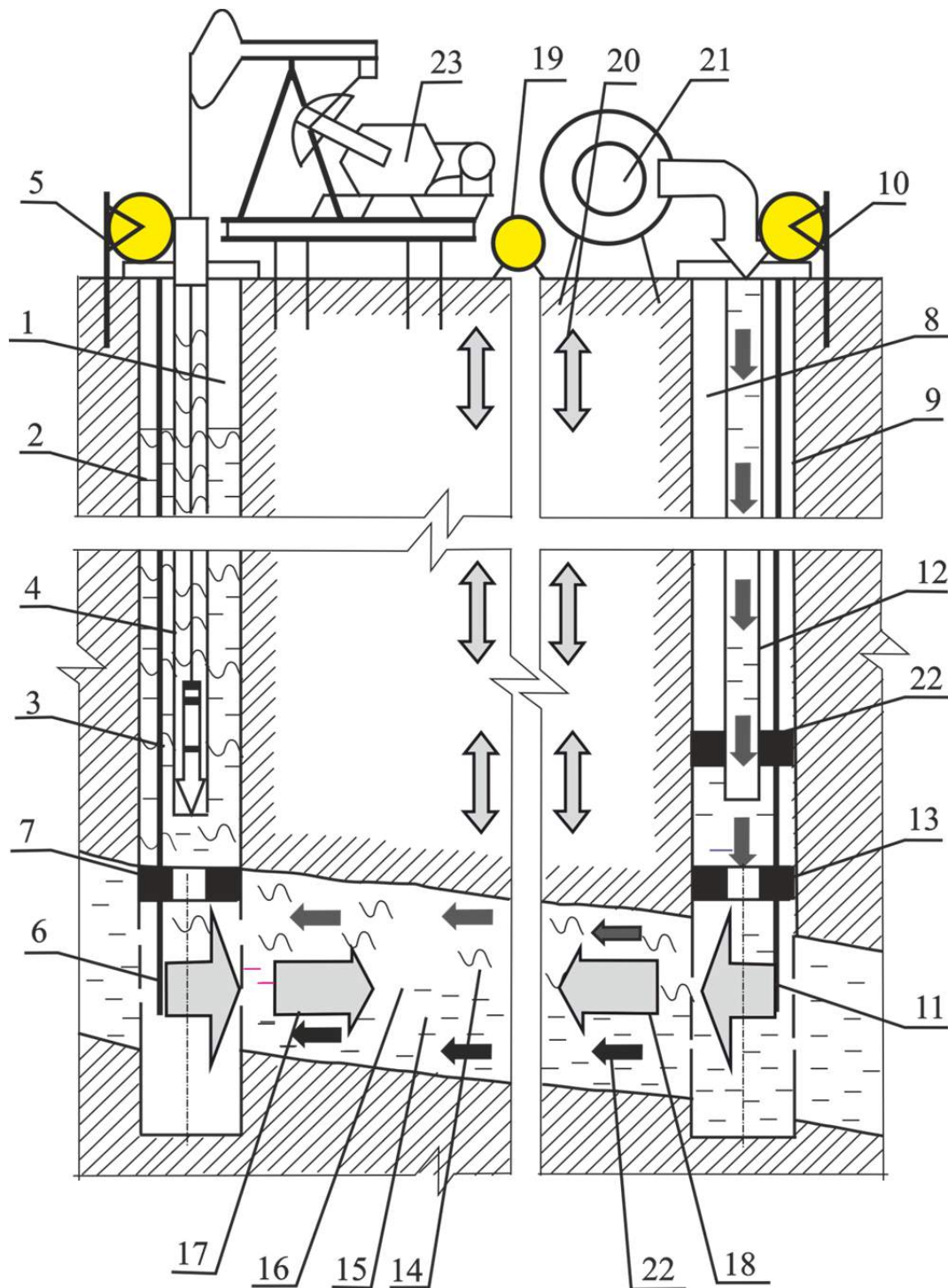


Рис. 7.3. Схема інтенсифікації видобування нафти та реанімації перестояних нафтових свердловин шляхом електромагнітної резонансної дії на продуктивний пласт: 1 – видобувна свердловина з обсадними трубами (2); 3 – видобувний ШГН; 4 – колона НКТ; 5 – генератор ЕМ-коливань з хвилеводом (6); 7 – якір; 8 – нагнітальна свердловина і її колона (9); 10 – генератор ЗМ-коливань з хвилеводом (11); 12 – колона НКТ; 13 – якір на глибині перфорації; 14 – вуглеводневий флюїд; 15, 16 – вода в пасті; 17 – потік від видобувної свердловини; 18 – потік від нагнітальної свердловини; 19 – генератор-приймач скануючих коливань (20); 21 – насос; 22 – потік робочої рідини; 23 – верстат-качалка.

## 7.2. Розробка морських газогідратних родовищ

### 7.2.1. Загальні поняття про природні газогідрати

Природні гази мають властивість знаходитись в земній корі у твердому стані і здатні утворювати родовища газогідратів. Одна частина газогідратів знаходиться на суші, інша – морська, з гігантськими покладами газогідратів. Під дном морів і океанів були виявлені поклади газогідратів. Газогідрати – білуваті кристали, які швидко розпадаються від тепла, за структурою схожі на звичайний сир. Це тверді з'єднання, з яких можуть бути повністю вилучені частинки або повністю вуглеводневі гази. Зазвичай склад гідратів описується тричленними формулами, з яких: одна частина – природний газ (метан, вуглекислий газ, сірководень, кисень, інертні гази), друга частина – досить складні вуглеводневі сполуки і третина – звичайна вода. В одному об'ємі твердого газу може міститися до 100 – 150 об'ємів вуглеводневих газів, які і потрібно отримати, застосовуючи тепло для розкладання газогідратів. У природі вони утворюються і зберігаються там, де існує вічна мерзлота і, насамперед, під потужними покривними льодовиками Гренландії і Антарктиди – незвичайні місця для складування палива. Приблизно третину суші або точніше 27% суші (а це 47 млн. км<sup>2</sup>) і понад 90% площі Світового океану містять газогідрати. На суші вони залягають на глибині 200 – 2000 м, а в садках дна від поверхні їх знаходять до глибини 500 – 800 м. Запаси «нового газу» в океані в сотні і навіть тисячі разів перевищують ресурси всіх горючих копалин Землі – вугілля, бітумів, нафт, вільних газів. Гідрами насичені морські садки, підняті зі свердловини в Мексиканській затоці, в Атлантичному і Тихому океанах. Разом з садками вони підняті в Чорному, Каспійському і Балтійському морях, з дна озера Байкал. Вони виявлені практично у всіх морях і океанах довжиною в мільйон кілометрів.

### 7.2.2. Освоєння покладів під морським дном

Одна з основних проблем видобутку газу газогідратів складається з чисто технологічних труднощів, пов'язаних зі специфікою видобутку з морських свердловин. Для руйнування гідратів, що потрапляють у привибійну зону морських свердловин, закачують метанол, використовують вибійні нагрівачі, ці та деякі специфічні операції збільшують вартість видобутого газу, в кілька разів. Сутність освоєння покладу – розкласти газогідрати на газ, а потім відібрати утворений газ. Оригінальним тепловим методом розробки є електромагнітний нагрів пласта (свердловинні електроди), застосування струмів високої частоти, комплексна термоакустична дія, захоронення радіоактивних відходів під дном. Особливий клас методів розробки газогідратних покладів складають хімічні методи (аналогічно видобутку металів підземним вилуговуванням) (рис. 7.4).

Добре руйнує гідрати метанол, який закачується в пласт, але це підвищує собівартість газу більш ніж у 10 разів. Запропоновано використовувати мінералізовані води, розсоли з температурами 60 – 70°C з нижчих шарів родовища. Загалом розробка газогідратних покладів на суші в Північній частині Аляски і в

морських садках басейна Мексиканської затоки показала, що при налагодженій технології вартість видобутого газу може бути на рівні або нижче існуючих цін.

Сьогодні в науці склалася парадоксальна ситуація-криза є і кризи немає. Енергетична криза є, якщо дотримуватися традиційних поглядів і орієнтуватися на традиційні джерела нафти, природного газу та інших енергоносіїв, але якщо врахувати нетрадиційні джерела вуглеводнів, то немає і не буде енергетичної кризи. У морських садках і підстильних горизонтах з глибинами залягання на сотні метрів їх ресурси багаторазово перевищують ресурси будь-яких інших видів вуглеводневого палива. І коли настане час виснаження традиційних джерел палива, людство займеться промисловим освоєнням газогідратних покладів і на суші.

### 7.2.3. Технологічні схеми розробки морських покладів газогідратів

Глибоководне буріння показало, що до глибини 1 км осадки на дні ущільнюються вкрай слабо і практично не цементуються. Ось чому руйнування тут великих обсягів породи з газогідратів – завдання технічно порівняно просте. Звідси і впливає раціональність, рентабельність, ефективність прямої розробки морських газогідратних покладів (руйнування даних осадків і транспортування пульпи з газом або з гідратами на поверхню). Пульпа піднімається з морських глибин трубопроводами відомою і добре відпрацьованою системою ерліфта. Буріння свердловин і транспортування газу здійснюється з плавучих платформ – це судна для видобутку газу з морських газогідратних покладів. Енерговитрати на видобуток газу з газогідратів з морського дна становить лише близько 30% потенційно одержуваної енергії від газу. Значні тільки «первинні» зовнішні енерговитрати, а з часом, після отримання перших порцій газу, видобуток його в енергетичному аспекті буде поставлений на самозабезпечення. Тому платформи мають потужні аварійні джерела живлення (електростанції тощо); одним з енергоносіїв у них використовують отримуваний газ.

Три важливі особливості пов'язані з технологічними схемами видобутку:

1. Осадки містять гідрати, можуть знаходитись на глибинах декількох метрів від поверхні дна, а потужність покладів може становити десятки і сотні метрів. Тому розробка газогідратних родовищ повинна проводитись шляхом виймання осадків з родовищ. Ось чому виникає необхідність транспортування садків на значні відстані від місця розробки.

2. Викид відпрацьованих осадків буде супроводжуватися втратою води, яка вміщує велику кількість цінного газу (причому це буде відбуватися недалеко від кар'єру).

3. Морські осадки містять цінні компоненти, використання яких підвищить рентабельність видобутку газу. Все це обумовлює необхідність підйому на поверхню всіх осадків, що руйнуються на дні моря. Потрібна комплексна технологія їх переробки і це повною мірою відповідає вимогам і принципам сучасної екологічної дисципліни.

Плавуча платформа, з якої здійснюється буріння глибоководних свердловин і видобуток газогідратів складається з декількох частин (рис. 7.5). На кожній платформі знаходяться центри оперативного управління виробництвом і

бурінням свердловин. Робота всієї комплексної системи видобутку в режимі реального часу за допомогою високошвидкісних каналів супутникового і оптоволоконного зв'язку передається в центр управління виробництвом. Супровід буріння здійснюють групи фахівців відділів освоєння та відділів проектування та будівництва свердловин, до яких входять інженери-буровики, геологи, інженери з розробки родовищ, технологи з видобутку, петрофізики і геофізики.

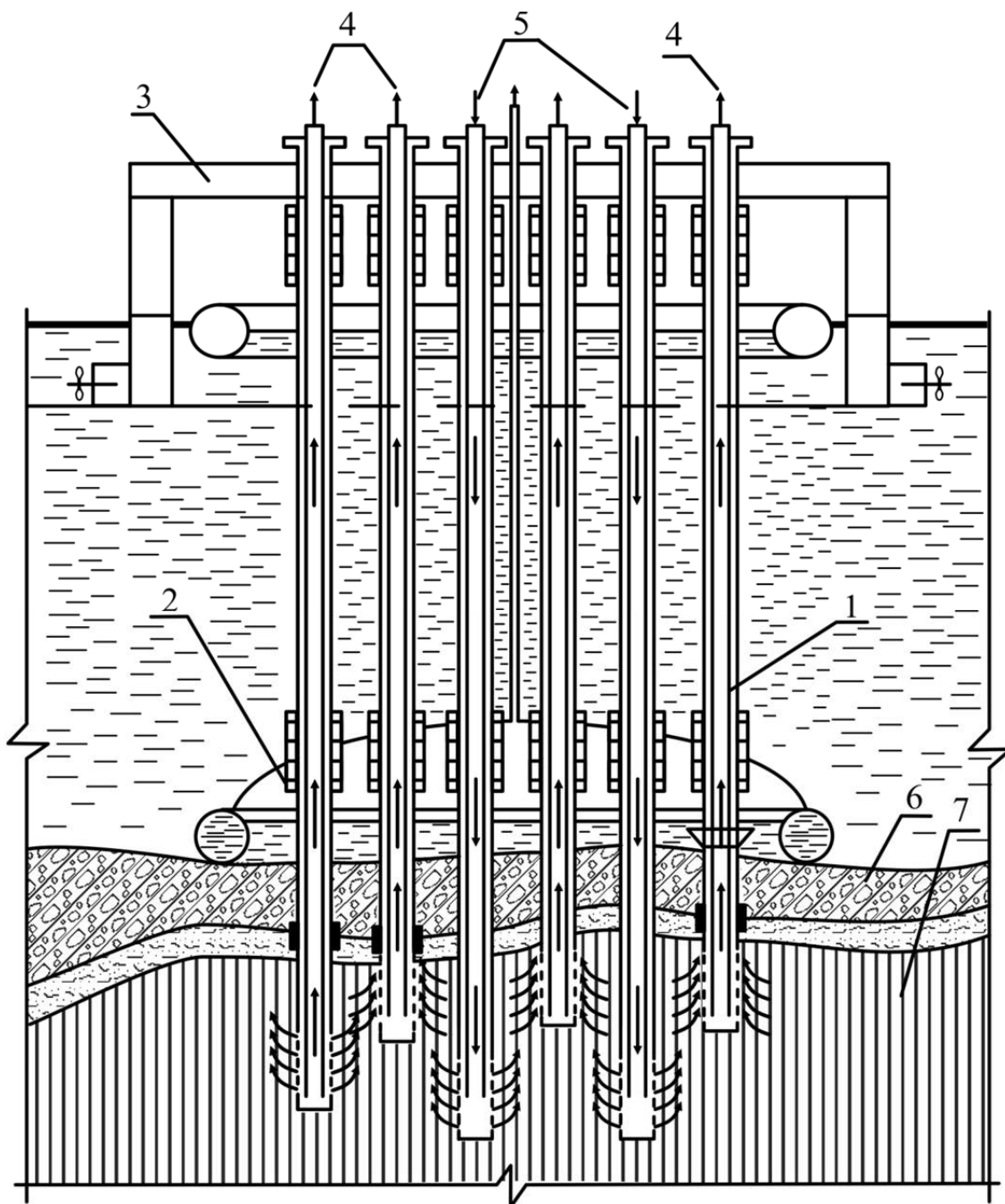


Рис. 7.4. Схема видобування газогідратів: 1 – труба; 2 – газозбірний ковпак; 3 – мобільна плавуча платформа; 4 – метан; 5 – розчин солі; 6 – морське дно; 7 – газогідрати

**Платформа** – це автономне промислове підприємство зі своєю інфраструктурою. Усі члени екіпажу на борту корабля працюють позмінно по 12 годин. А через 21 день відправляються на відпочинок. Воно складається з чотирьох груп: 1) інженери, 2) екіпаж корабля, 3) бурова бригада, 4) обслуговуючий персонал.

На платформі передбачено центр управління, вертолітний майданчик на 2 – 3 вертольоти, постійно готових до розвідки. З космосу постійно ведеться зйомка умов у районі видобутку- екологічно-технологічний моніторинг. Стабільне положення платформи, коли бурять свердловину, забезпечує система GPS. У сукупності це дуже ефективна система – допомагає залишатися на місці за будь-яких погодних умов.

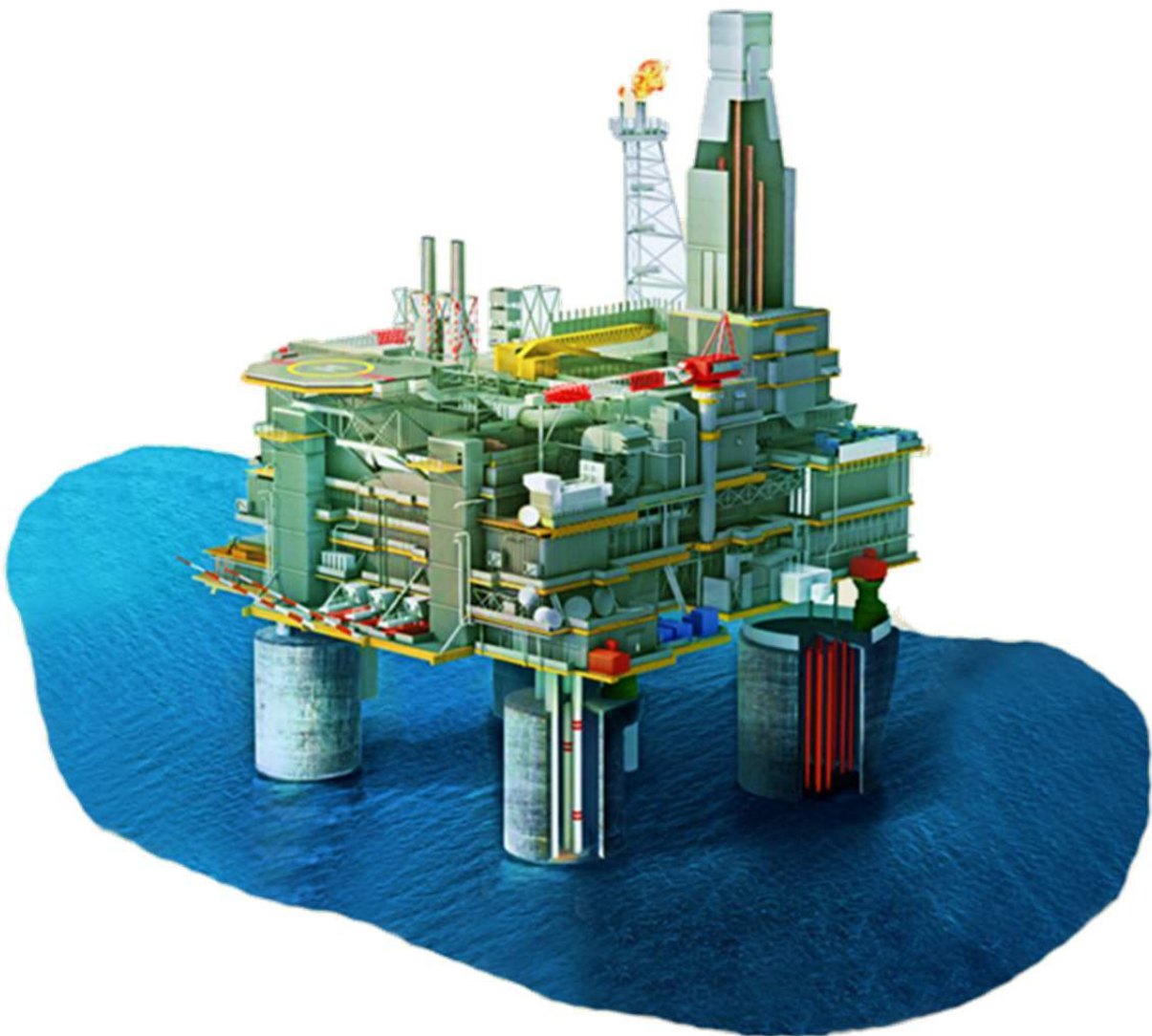


Рис. 7.5. Бурова платформа

Всі системи на борту продубльовані. Перед початком робіт з платформи проводять розвідування і оконтурюють буями межі родовища. На борту знаходиться пересувний безпілотний апарат, який виконує небезпечну роботу, яку раніше виконували водолази (рис.7.6).

Далі проводять 3D моделювання видобутку і розраховують всі параметри родовища. Після цього приймаються основні рішення щодо глибини видобутку, кількості свердловин, планової потужності роботи, що виражається насамперед об'ємами пульпи, яка йде з дна на поверхню, а в кінцевому підсумку об'ємом одержуваного газу.

Сама платформа, як система, складається з наступних підсистем:

- науково-управлінський і лабораторний центр;
- постачання енергією для розробки родовища;
- система відправки видобутого газу;
- підсистеми виймання верхнього шару слабо насиченого гідратами;
- підсистеми, яка розробляє головний продуктивний горизонт на великих глибинах;
- підсистема, додаткового видобутку всіх цінних компонентів;
- підсистема, де здійснюється скраплення газу і закачування його в контейнери для зрідженого газу.

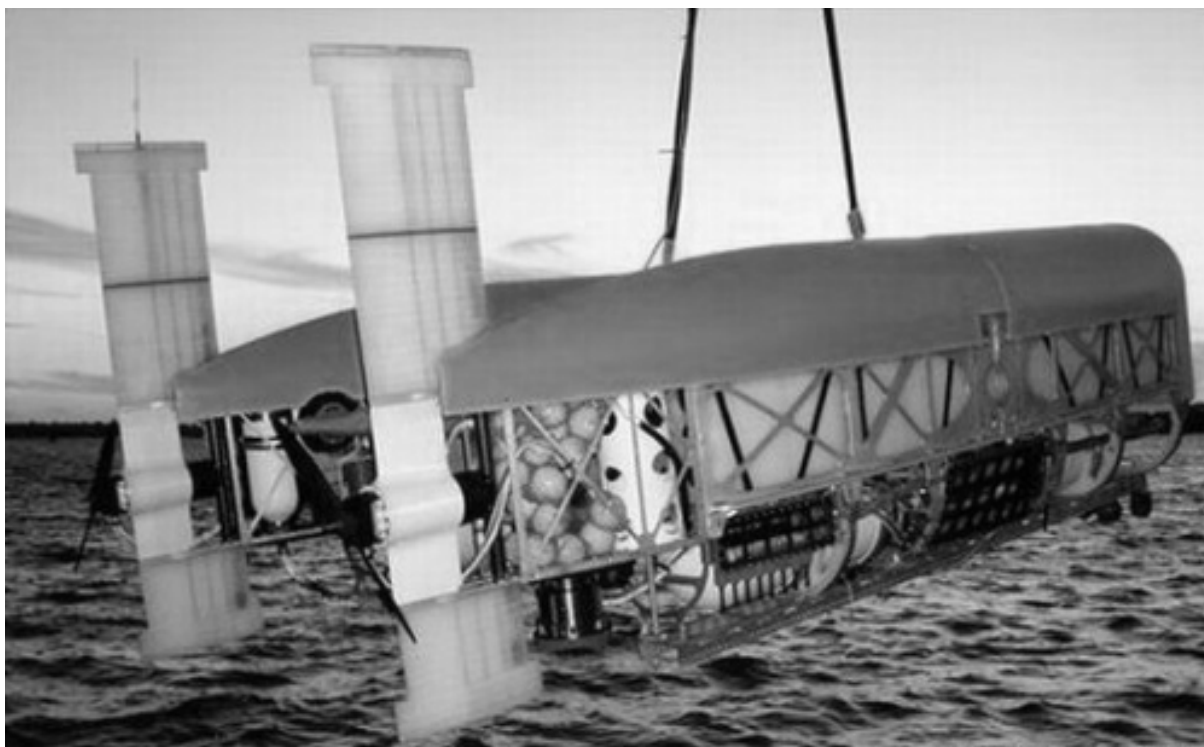


Рис. 7.6. Глибоководний безпілотний апарат

Коли родовище виявлено та відзначено починається процес буріння. Збирається труба з пустотілої бурової сталі з буром на кінці, і опускається на дно. Буровий розчин надходить по цій трубі під тиском, щоб охолодити і змастити бур під час буріння перших двох секцій свердловини. Коли перші проби ґрунту підтверджують, що буріння буде проводитися в потрібному місці, вниз опускається обсадна труба великих розмірів, яка забезпечує твердий фундамент. Вона складається з герметичних прокладок і насосів, які йдуть до самого гирла свердловини.



**Морський трубопровід** – труба ще більшого діаметра встановлена над бурильною трубою і з'єднує між собою бурову станцію і гирло свердловини. Ця труба закріплена на судні за допомогою телескопічного джгута, який може підніматися і опускатися разом з океанською хвилею. Буровий розчин зі шматочками ґрунтів з дна повертається на судно, де ретельно очищається і знову опускається вниз, щоб повторити процес заново. Свердловина ретельно контролюється за станом тиску, інакше найменша помилка системи безпеки на дні океану може призвести до небезпечного викиду вуглеводнів у бурову трубу. Один барель газу під тиском на глибині 3000 м перетворюється під час досягнення поверхні води в 5000 бар вибухонебезпечного газу. Якщо є така небезпека, то судно може відчепитися від свердловини протягом 30 с. Сучасна технологія і техніка видобування нафти і газу дозволяє вже почати сьогодні видобуток газу з дна Світового океану – безпосередньо із зон утворення гідрату і вільного газу. За розрахунками, вартість видобутку цього газу в 2–3 рази вище вартості його традиційних родовищ, але вона може бути вигідна вже через 10–15 років.

### **7.3. Видобуток сланцевого газу**

#### **7.3.1. Сутність видобутку сланцевого газу**

Пласти сланцю – темні або коричневі копалин осадових порід з високим вмістом органіки містять газ-булы відомо ще з початку XIX століття. Сланцевий газ – це той же метан, тільки що залягає в неглибоких сланцях. У 70-ті роки XX століття, в період загострення енергетичної кризи в США згадали про сланці. Були проведені розвідувальні роботи, в процесі яких виявлено 4 великих родовища – «Barnett», «Haynesville», «Fayetteville» і «Marcellus», що простягаються на 10000 км<sup>2</sup> і мають величезні запаси природного газу. Однак, на той момент ці резерви виявилися недоступними, а розробка відповідних технологій видобутку була перервана через падіння цін на нафту в 80-ті роки. Тим не менш, в 90-ті роки низка невеликих компаній, вирішила повернутися до ідеї вилучення газу із сланцевих пластів. Дослідники запропонували застосувати для видобутку сланцевого газу технології, які були розроблені ще десятиліття тому, але в той час не мали широкого застосування. Однією з них було горизонтальне буріння, яке полягало в тому, що вже всередині пласта бур поступово відхилявся від вертикалі, поки це відхилення не досягало 90<sup>0</sup>, а потім продовжував рух вже паралельно покрівлі пласта (рис. 7.7).

Вперше дана технологія була використана ще в 40-ві рр., але далі від неї категорично відмовилися у зв'язку з великою вартістю. Завдяки дослідженням 90-х років і використанню свіжих матеріалів, наприклад, для бурових труб, витрати вдалося значно знизити: вартість горизонтальної свердловини перевищувала вартість класичної вертикальної приблизно в 4 рази. Розвідувальні роботи, дослідження і тести продовжилися 2 роки, а в 2002 р. на покладі «Barnett» у штаті Техас була пробурена перша горизонтальна свердловина. Почалося фактичне введення нової технології. У 2008 р. видобуток природного газу в США підвищився на 7,5% (або на 41,7 млрд. м<sup>3</sup>), показавши найвищі темпи підйому за чверть століття. За оцінками фірми «Ziff Energy Group», об'єм видобутку склав у 2008 р. 51,7 млрд. м<sup>3</sup>.

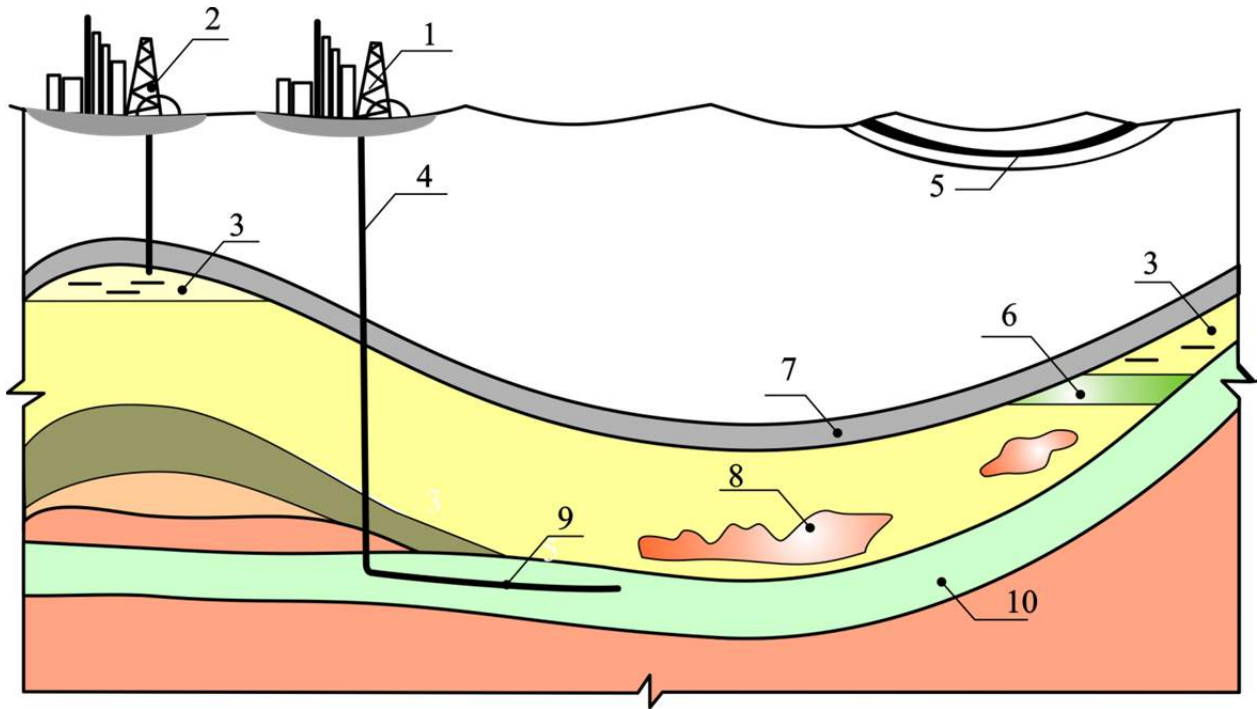


Рис. 7.7. Схема співвідношення родовищ газу традиційного і сланцевого типів: 1 – бурова установка по видобуванню сланцевого газу; 2 – бурова установка по видобуванню природного газу; 3 – природний газ; 4 – вертикальна свердловина; 5 – метан вугільних пластів; 6 – нафта; 7 – гірська порода; 8 – газ щільних пісковикових колекторів; 9 – горизонтальна свердловина по видобуванню сланцевого газу; 10 – сланцеві пласти

При видобуванні сланцевого газу за новою технологією не проходять багато одиночних вертикальних свердловин, а пробурюють одну, від якої потім на великій глибині розходяться горизонтальні свердловини, довжина яких може досягати 2 – 3 км. Після цього в пробурені свердловини закачується під тиском суміш піску, води і хімічних речовин. Гідроударами руйнують перегородки газових кишень, що дозволяє зібрати запаси сланцевого газу і відкачати їх через вертикальну свердловину. При такій технології немає необхідності у великій кількості внутрішньопромислових газопроводів, оскільки в процесі буріння використовується новітнє сейсмічне моделювання 3D GEO, яке більш точне і виконується дуже швидко.

Видобуток сланцевого газу має низку специфічних особливостей:

- у пласті сланцевий газ міститься в невеликих кількостях ( $0,2 - 3,2$  млрд.  $\text{м}^3/\text{км}^2$ );
- для видобування сланцевого газу доводиться розкривати гігантські площі;
- при технології видобування сланцевого газу використовуються масштабні гідророзриви пластів, коли 900 – 1000 т води закачується в породу для витіснення з неї газу;
- у воду обов'язково додають хімічні речовини, а це може призвести до зараження ґрунтових вод і отруєння джерел прісної води.

Видобуток сланцевого газу (рис. 7.8) проводять наступним чином:

1. Розкриття пласта здійснюється свердловинами, пробуреними з земної поверхні. Бур опускається вниз до газоносної породи до 2100 м чи більше. Свердловина захищена сталевією трубою 6. Свердловину ізолюють на глибину понад 500 м, щоб перешкодити буровому розчину чи газу потрапити в ґрунтові води 7. Використовуючи керований на відстані мотор буру, оператори продовжують горизонтально бурити свердловину у сланці.

2. Після цього починається підготовка і безпосередньо видобування газу 10, яка складається з декількох етапів (рис. 7.9) Спрямовані вибухи пробивають тріщини в навколишній породі (рис. 7.9, а) Потім закачувані під тиском вода, пісок та хімічні речовини ще більше розкривають породу (рис. 7.9, б). Газ відводиться через тріщини, які тримають відкритими частин піску, і піднімається вгору (рис. 7.9, в).

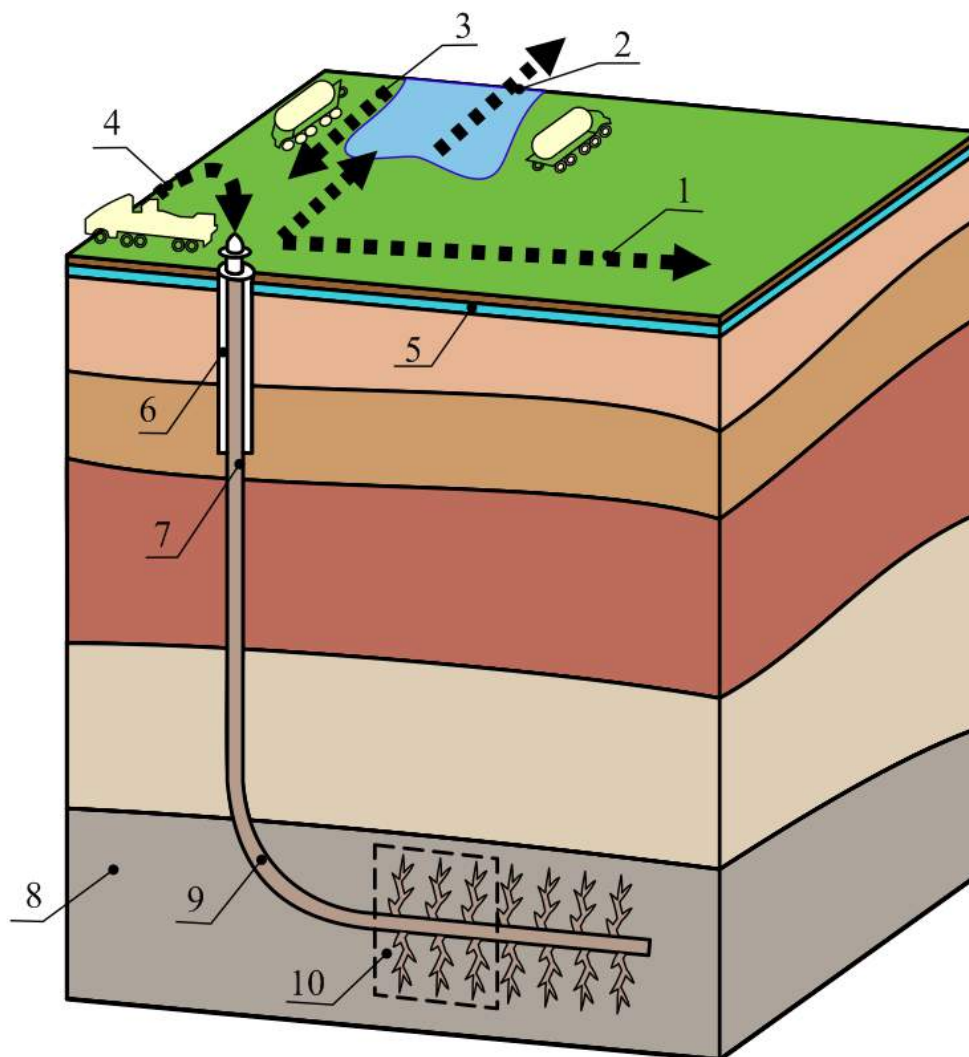


Рис. 7.8. Технологія видобутку сланцевого газу: 1 – сланцевий газ; 2 – вода з свердловини; 3 – вода для гідравлічного розриву; 4 – насос для закачування піску, води і хімічних речовин; 5 – водоносний шар; 6 – сталева труба; 7 – цементна ізоляція; 8 – сланцева порода; 9 – перехід свердловини з вертикальної в горизонтальну; 10 – місце видобутку сланцевого газу

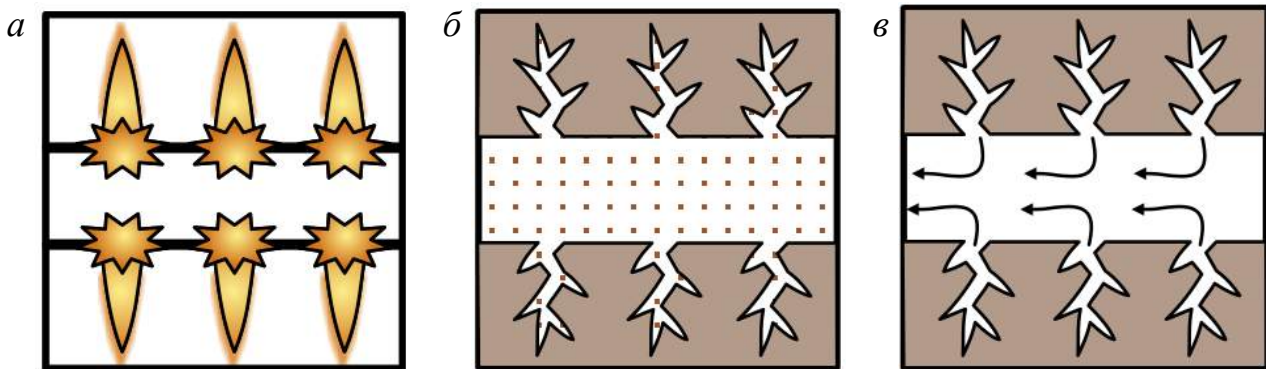


Рис. 7.9. Схема підготовки і видобутку сланцевого газу: а – спрямовані вибухи; б – заповнення пласта водою, піском та хімічними речовинами; в – вихід сланцевого газу

3. Природний газ з свердловини надходить на установку з переробки та очищення 1. Повернуту зі свердловин воду зберігають у відкритих сховищах, а потім перевозять на очищення 2.

### 7.3.2. Фізико-хімічні основи процесів видобування сланцевого газу

**Розкриття пластів при видобуванні сланцевого газу.** Методи розкриття пласта бурінням можуть бути різними. Всі вони повинні відповідати таким основним вимогам:

- при розкритті пластів свердловинами, особливо розташованими на значній відстані між собою, слід враховувати погіршення умов для буріння горизонтальних свердловин;
- повинні бути створені відповідні надійні конструкції стволів і оголовків свердловин.

При розкритті пластів спрямованими свердловинами горизонтальну (пластову) частину свердловини зазвичай не зміцнюють обсадними трубами.

Стійкість стінки такої свердловини досягається за рахунок:

- поглинання бурового розчину шаром тріщин і каверн;
- проникнення фільтрату бурового розчину в простір пор;
- проникнення твердих частинок бурового розчину в простір пор.

Проникнення твердих частинок супроводжується утворенням глинистої кірки на стінках свердловин і герметизація глиною внутрішніх пор, внаслідок чого стійкість стінок горизонтальної частини свердловин різко підвищується. Поглинання бурового розчину пластом забезпечується гідродинамічним тиском на вибої за умови:

$$P_{ст} + P_{г} \geq P_{н}, \quad (7.1)$$

де  $P_{ст}$  – гідростатичний тиск стовпа бурового розчину;  $P_{г}$  – допустимий гідродинамічний тиск, виходячи з якого вираховували допустиму подачу бурових насосів;  $P_{н}$  – тиск поглинання визначається як тиск гідророзриву пласта або розкриття природних тріщин.

При спуску бурильних труб і подачі інструменту для опрацювання ствола свердловини виникає ефект «помпування», що виявляється у підвищенні тиску на вибій.

За призначенням виявляють такі свердловини:

- нагнітальні, призначені для подачі води і хімічних реагентів;
- газовідвідні, призначені для виходу газу;
- спеціально призначені для виконання спеціальних робіт (спостережень).

Обладнанням свердловини називають всі ті частини її конструкції, які забезпечують завдання видобутку в належному режимі, проведення всіх технологічних операцій в процесі експлуатації і гарантують збереження довкілля. Зазвичай розрізняють наземне і підземне обладнання. Наземне обладнання включає арматуру, яка встановлюється в гирлі, підземне – обладнання ствола свердловини.

У розвідувальному бурінні, в нафтовій та газовій промисловості широко застосовується штучне викривлення свердловин, буріння таких орієнтованих свердловин, а також для розкриття пологих і похилих вугільних пластів з подальшою їх газифікацією.

З поверхні до перерізу зі сланцевим пластом буряться орієнтовані 1, нагнітальні 2 і газовідвідні 3 свердловини (див. рис. 7.1). Похила частина свердловин укріплена обсадними трубами з цементациєю затрубного простору, а стінки горизонтальної частини свердловин, пробурених по пласту, укріплені спеціальним розчином для промивання. Технологія буріння орієнтованих свердловин зоснована на використанні геологічних умов, що сприяють викривленню свердловин, і застосуванні спеціального хильника з забійним електродвигуном, встановленим між електробуром і бурильної колоною, секції якої з'єднані одна за одною під кутом 1,5 – 20.

Незалежно від типу застосовуваного відхилення пристосування в місці його перегину виникає момент пружних сил, що створює на долоті відхильну силу. Темп викривлення свердловини визначається величиною цієї сили, що залежить від конструкції пристосування з відхилення, а також від механічних властивостей породи та умов їх залягання, типу долота або турбобура (електробура) і застосованого режиму буріння. Темп викривлення свердловини залежить і від zenітного кута свердловини, оскільки за інших рівних умов момент пружних сил тим менше, чим більше кут нахилу свердловини. В результаті цього забезпечується розіз сланцевого пласта вздовж його нашарування, що створює умови значного охоплення запасів корисної копалини, що припадають на одну свердловину. У розвиток цієї схеми передбачене комбіноване розкриття вугільного пласта використанням орієнтованих, експлуатаційних і вертикальних свердловин.

**Газогідродинамічний розрив пластів.** Гідродинамічні розрахунки показують, а досвід проведення натурних вибухів підтверджує, що для збільшення припливу флюїдів до свердловини важливо отримати в масиві невелику кількість дрібних тріщин незначного розкриття і обмеженого просторового поширення, і нехай обмежену кількість, але глибоких тріщин великого розкриття. Як відомо, така мережа тріщин виникає при проведенні робіт з гідророзриву пластів.

тів. Гідророзрив як метод створення в масиві глибоких тріщин великого розкриття, здатних бути ефективними гідродинамічними каналами для руху середовищ текучої консистенції, широко застосовується у практиці робіт з інтенсифікації видобутку нафт і газу, а також при виконанні спеціальних робіт, таких як створення захисних екранів і завіс, створення потужних теплообмінників і т.п. Однак гідророзрив порід у стаціонарних умовах вимагає застосування спеціального устаткування і значних обсягів флюїду (десятки тонн), використовуваного для розриву. Найбільш практичне поширення в промисловості знайшов газогідродинамічний розрив пластів із застосуванням порохових зарядів різного призначення (механічної, термохімічної дії та ін.), тому досвіду його застосування приділимо спеціальну увагу.

Серйозним обмеженням між застосуванням порохових зарядів є їх слабка термічна стійкість. При високих температурах заряд руйнується, при цьому виникає небезпека самозбудження вибуху, випускаються серійно у даний час генератори ПГД-БК, розраховані на максимальну температуру 80 – 150 °С, причому період температурної стійкості обмежений трьома годинами. Це означає, що для свердловини з нормальним геотермічним градієнтом застосування порохових генераторів обмежено глибинами в 3 – 4 км. В областях з високою активністю геотермічного градієнта гранична глибина проведення порохових розривів різко знижується. Ефективність обробки привибійної зони свердловин пороховими генераторами залежить від гірського і пластового тисків, а також від пористості колектора і різко зростає зі збільшенням. Остання залежність достатньо сильна: збільшення тиску в середині свердловин у 2 рази дозволяє збільшити продуктивність свердловини в 2,0 – 2,3 рази. Зроблений висновок підтверджується теоретичними розрахунками, виконаними у Відділенні геодинаміки вибуху ІГФ АН України.

Після вибухів порохових генераторів корисно здійснити додаткові заходи з обробки привибійної зони свердловин: ін'єктування в пласт нагрітої свердловиною рідини; додаткову обробку пласта поверхнево-активними речовинами, соляною кислотою або аерованими розчинами і т.п. Досвід газогідродинамічного впливу на пласт показав, що вибухи порохових зарядів досить безпечні для обсадних колон свердловин. Якщо вибухи проводяться при герметизації в гирлі повністю заповненої свердловини, то можливий вигин або обрив герметизуючих сальників може відбуватися місцевий розрив колони. Якщо рівень рідини в свердловині знаходиться на глибині 50 м і більше, то повітряна пробка, що утворюється при повній герметизації гирла свердловини, грає роль акумулятора тиску, що віддає свою енергію при зниженні тиску в зоні вибуху. Це підвищує ефективність роботи апарату.

Згідно з цим рішенням необхідна площа горіння пороху  $S$  визначається за формулою

$$S = \frac{S_c p_1 (p - p_0) [p (\gamma + 1) + p_0 (\gamma - 1)]}{2 p \rho_0 c u_1 (\phi f p - p)}, \quad (7.2)$$

де  $S_c$  – площа перерізу свердловини;  $\int p$  – тиск, потрібний для формування в пласті тріщини заданих параметрів;  $\int p_0$  – гідростатичний тиск у свердловині;

$\int \gamma$  – показник політропи продуктів горіння;  $\int u_1$  – швидкість горіння при тиску  $p_1$ ;  $\varphi = 1 - (Q_1 + Q_2)/\mathcal{E}$ ;  $\int Q_1$  – кількість тепла, що витрачається на випаровування рідини в зазорі між зарядом і обсадною колоною;  $\int Q_2$  – кількість тепла, що поглинається колоною за час горіння заряду;  $\int E$  – повна енергія, що виділяється при згорянні порохового заряду);  $\int f$  і  $p$  – відповідно, сила і щільність пороху;  $\int \rho_0$  і  $c$  – щільність рідини та швидкість звуку в ній.

Рівняння дозволяє знайти величину  $S$  методом послідовних наближень. Спочатку задається довільне значення  $\varphi$  ( $0,5 < \varphi < 1$ ) і визначається ставлення  $S/S_c$ . Потім за значенням  $S/S_c$  і фактичним значенням  $Q_1$  і  $Q_2$  визначається нова величина  $\varphi$  і т.п.

Розрахунок повторюється до тих пір, поки відмінності в сусідніх значеннях  $\varphi$  і  $S/S_c$  не зменшуються до необхідної точності. Для розрахунку значень  $Q_1$  і  $Q_2$  рекомендуються такі співвідношення

$$Q_1 = \frac{\pi(D^2 - D_0^2)}{4} H \rho_0 \chi \quad \text{і} \quad Q_2 = \frac{M_T c_0 \Delta T_0}{1+k} [1 - l^{-(1+k)\beta\tau}], \quad (7.3)$$

де  $D$  і  $D_0$  – діаметри свердловини і заряду;  $\int H$  – висота заряду;  $\int \chi$  – питома теплота пароутворення свердловини рідини;  $\int M_T$  – маса труби;  $\int c_0$  – теплоємність колони;  $\int \Delta T_0$  – перепад температур при охолодженні газоподібних продуктів горіння пороху;  $k = M_T c / m c_V$  ( $m$  – маса заряду;  $c_V = f / (\gamma - 1) \Delta T_0$ ;

$$\beta = \frac{h S_6}{M_T c}, \quad (h = \alpha \frac{G^{0,8}}{D^{0,2}}; S_6 = \frac{\pi D}{2} (\frac{S}{S_c} \frac{p}{p_1} u_1 + \frac{p - p_0}{\rho_0 c})), \quad (7.4)$$

де  $\alpha$  – коефіцієнт;  $\int G^*$  – масова витрата газу, який припадає на одиницю площі перерізу труби  $G^* = \frac{S}{S_c} \frac{p}{p_1} \rho u_1$ ),  $\int l$  – довжина ділянки обсадної колони, підвладна тепловому впливу. Наведені формули дозволяють запропонувати раціональну конструкцію заряду і його масу. Однак у конкретних умовах родовища, обумовлених величинами пластового і гірського тиску, можуть виникнути випадки, коли зміною поверхні горіння не вдається домогтися потрібного внутрішньо-свердловинного тиску для заданого руйнування зони навколо свердловин.

У цьому разі необхідне виконання комплексу додаткових заходів, які можна направити або на забезпечення заданої конфігурації тріщин (характеру руйнування), або на зниження граничного тиску їх розповсюдження. Приділимо цьому питанню більшу увагу.

**Вплив на привибійну зону свердловин.** Основна мета різних методів впливу на привибійну зону це збільшення дебітів видобувних і прийомистості нагнітальних свердловин. Ця мета може бути досягнута і іншим шляхом, що видно з формули Дюпо

$$Q = \frac{2\pi k h (p_{II} - p_3)}{b\mu(\ln(R_k/r_c) + C)}. \quad (7.5)$$

Дебіт видобувної свердловини збільшується зі зростанням депресії на пласт при зниженні вибійного тиску  $p_3$  або при збільшенні тиску на лінії нагнітання  $p_{II}$ . До збільшення дебіту веде також наближення лінії нагнітання до ви-

добувних рядів і збільшення діаметра свердловин. Зазначені можливості розглядаються на стадії проектування розробки родовища, при цьому враховуються технічні й економічні чинники. Після того як свердловина пробурена, а депресія обмежена тими чи іншими причинами, дебіти видобувних свердловин можна збільшити лише за рахунок збільшення коефіцієнта гідропроводності  $kh/\mu$  або зниження коефіцієнта недосконалості свердловини  $C$ . Усі існуючі методи впливу спрямовані на зменшення гідравлічних опорів у привибійній зоні пласта або за рахунок поліпшення зв'язку свердловини з продуктивним пластом, або внаслідок збільшення абсолютної або фазової проникності у привибійній зоні. Теплові методи, крім того, ведуть до зменшення в'язкості рідини у районі свердловини, що також викликає збільшення дебіту. Найбільш широке поширення в промисловій практиці отримали гідравлічний розрив пласта (ГРП) і солянокислотна обробка (СКО) привибійної зони.

Для вибору методу впливу на привибійну зону свердловини в ній проводиться комплекс досліджень. Визначається коефіцієнт продуктивності. Якщо він зменшується з часом, встановлюються причини його зменшення. Знаючи історію експлуатації покладу і даної свердловини, встановлюють причини цього погіршення (замулювання пласта, відкладення парафіну, смол, солей та ін.).

**Заповнення свердловин піском з водою.** Процес полягає у формуванні нових або розширенні існуючих у пласті тріщин під дією тиску, що нагнітається в пласт рідини. Щоб тріщини не змикалися після зняття тиску, в них вводять розклинювальний агент, як такий часто використовується відсортований кварцовий пісок фракції 0,5 – 0,8 мм, застосовуються і більш крупні фракції 1,2 – 2,0 мм. У глибоких свердловинах як розклинювальний агент використовуються більш міцні матеріали: скляні, пластмасові кульки, корунд і агломерований боксит. При закачуванні фільтруючої рідини вона проникає в добре проникний прошарок і під дією тиску нагнітання верхні породи піднімаються і утворюється горизонтальна тріщина по лінії нашарування порід. У цьому випадку тиск розриву  $p_p$  має визначатися за формулою

$$p_p = p_{гв} + \sigma_p, \quad (7.6)$$

де  $p_{гв}$  – гірський або геостатичний тиск;  $\int \sigma_p$  – тимчасовий опір гірських порід на розрив.

При закачуванні нефільтруючої рідини розрив пласта відбувається, як і розрив товстостінної судини, уздовж твірної формується вертикальна тріщина. За теорією А.Н. Динника, горизонтальна складова гірського тиску  $p_r$

$$p_r = \varepsilon p_{гв}, \quad (7.7)$$

де  $\varepsilon$  – коефіцієнт бокового розпору,  $\varepsilon = \nu/(1 - \nu)$ ,  $\int \nu$  – коефіцієнт Пуассона. У пружних породах  $\varepsilon = 0,25 - 0,4$ , у той час як в пластичного (глини, кам'яна сіль) коефіцієнт бокового розпору може досягати 0,8 – 1. У пружних породах можуть утворюватися вертикальні тріщини і при закачуванні фільтруючої рідини. З іншого боку, в результаті проведення свердловини порушується рівновага напружності поблизу неї, гірські породи «видавлюються» в свердловину, вертикальна складова гірського тиску у районі свердловини зменшується. Це збільшує мож-



ливість утворення горизонтальних тріщин навіть при закачуванні нефільтруючої рідини. Процес утворення тріщин ускладнюється наявністю природної тріщинуватості, напруг у гірській породі внаслідок тектонічної діяльності, тому при цьому можуть виникати різні за напрямком підняття тріщини, якщо не приймати спеціальні заходи для попереднього зменшення міцності породи в тому чи іншому напрямку (перфорація, торпедування).

Для визначення параметрів гідророзриву напрямком тріщин задають виходячи з технології проведення ГРП і досвіду гідророзриву в даному районі. Технологічні показники ГРП розраховують для умов утворення вертикальних або горизонтальних тріщин при закачуванні фільтруючої або нефільтруючої рідини. Як рідини розриву і носіїв піску використовуються нафта, вода, сульфід-спиртова барда, розчини полімерів і ПАР, нафто-водні і нафто-кислотні гідрофільні і гідрофобні емульсії, піни і ін. Рідина – носій піску повинен бути досить в'язкий, щоб швидкість осідання розклинювального матеріалу не була значною, і мала, по можливості, мінімальну фільтруємість, щоб транспортувати цей матеріал у глиб тріщин. Мінімумально допустимий темп закачування рідини – носія піску можна оцінити за емпіричними формулами

$$q_{b \min} = h\omega/(10\mu), q_{r \min} = hR_T\omega/(5\mu), \quad (7.8)$$

де  $q_{b \min}$  і  $q_{r \min}$  – мінімальний темп закачування відповідно при виникненні вертикальної і горизонтальної тріщин, л/с;  $\int h$  – товщина шару, см;  $\omega$  – ширина тріщини, см;  $\int \mu$  – в'язкість рідини, МПа с,  $\int R_T$  – радіус горизонтальної тріщини, см.

При використанні для ГРП фільтруючої рідини робочий темп закачування повинен бути вище визначеного за формулами (7.8) на величину втрат від інфільтрації рідини в пласт. Концентрація розклинювального матеріалу в рідині зазвичай знаходиться в межах від 200 до 250 кг/м<sup>3</sup>, але в деяких випадках може становити 100 – 500 кг/м<sup>3</sup>. Щодо моменту розриву можна судити з різкого збільшення витрати рідини при тому ж тиску на гирлі свердловини або по різкому зменшенню тиску на гирлі при постійній витраті. При закачуванні фільтруючої рідини при утворенні тріщини судять по збільшенню прийомистості свердловини. Розглянемо визначення технологічних показників ГРП на прикладі утворення вертикальної тріщини при закачуванні в свердловину нефільтруючої рідини. Тиск на вибої свердловини на будь-який момент часу (при  $p_3/p_r < 1,35$ ) визначають за формулою

$$\frac{p_3}{p_r} \left( \frac{p_3}{p_r} - 1 \right)^3 = 5.25 \frac{1}{(1-\nu^2)^2} \frac{E^2 q \mu}{p_r^3 V_{ж}}, \quad (7.9)$$

де  $p_3$  – вибійний тиск, Па;  $\int p_r$  – горизонтальна складова гірського тиску (7.7), Па;  $\int \nu$  – коефіцієнт Пуассона;  $\int E$  – модуль пружності порід, Па;  $\int q$  – витрата рідини, що закачується, м<sup>3</sup>/с;  $\int \mu$  – в'язкість рідини, Па с;  $\int V_{ж}$  – об'єм рідини, що знаходиться в тріщині, м<sup>3</sup>

$$V_{ж} = qt + V_0 \quad (7.10)$$

де  $t$  – час, с;  $\int V_0$  – початковий об'єм рідини в тріщині при  $t = 0$ . Витрата рідини  $q$  повинен бути більше  $q_{b \min}$ , що визначається по (7.8).

На цей же момент часу визначається довжина  $l$  і ширина  $\omega$  тріщини, м

$$l = \sqrt{\frac{V_{ж}E}{5,6(1-v^2)h(p_3-p_Г)}} \text{ і } \omega = 4(1-v^2)l(p_3-p_Г)/E, \quad (7.11)$$

де  $h$  – товщина шару, м.

Методики для розрахунку вибійного тиску і характеристик горизонтальної тріщини при розриві нефільтруючою рідиною, а також для визначення цих параметрів при утворенні горизонтальних і вертикальних тріщин при нагнітанні в свердловину фільтруючої рідини наведені в [5].

Максимальний тиск у гирлі при ГРП визначається з формули

$$p_y = p_p - \rho_{ж}gH + p_{тр}, \quad (7.12)$$

де  $p_p$  – тиск розриву, для горизонтальних тріщин визначається по (7.6), для вертикальних за формулою

$$p_p = p_Г + \sigma_p, \quad (7.13)$$

де  $p_Г$  знаходиться за формулою (7.7), а вертикальний гірський тиск визначається залежністю

$$p_{ГВ} = \rho_{п}gH, \quad (7.14)$$

де  $\rho_{п}$  – середня щільність осадових порід ( $2400 \text{ кг/м}^3$ );  $SH$  – глибина свердловини, м;  $g$  – прискорення вільного падіння;  $\int \rho_{ж}$  – щільність рідини – носія піску,  $\text{кг/м}^3$

$$\rho_{ж} = \rho(1 - n_0) - \rho_a n_0, \quad (7.15)$$

де  $\rho$  – щільність рідини;  $\int \rho_a$  – щільність розклинюючого агента;  $\int n_0$  – об'ємний вміст у рідині

$$n_0 = \frac{c/\rho_a}{c/\rho_a + 1} \quad (7.16)$$

де  $c$  – масова концентрація наповнювача тріщин,  $\text{кг/м}^3$ ;  $\int \sigma_p$  – тимчасовий опір породи розриву, становить  $1,5 - 3,0$  МПа, приймається при розрахунках  $3,0$  МПа;  $p_{тр}$  – втрати на тертя при русі рідини – носія піску по колоні ШСТ

$$p_{тр} = a\lambda \frac{8qH}{\pi^2 d^2} \rho_{ж}, \quad (7.17)$$

де  $d$  – внутрішній діаметр НКТ, м;  $\int \lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору, визначається при ламінарному режимі за формулою

$$\lambda = 64/Re, \quad (7.18)$$

де  $Re$  – число Рейнольдса;

$$Re = 4q \rho_{ж} / \pi d \mu_{ж}, \quad (7.19)$$

де  $\rho_{ж}$  – в'язкість рідини – носія піску з наповнювачем;  $\mu$  – в'язкість рідини – носія піску без розклинювального агента.

За наявності розклинювального агента в рідині при  $Re > 200$  проходить рання турбулізація потоку і втрати на тертя зростають. Це враховується введенням коефіцієнта  $a$ , значення якого визначається за графіком на рис. 7.10. Робочий тиск при гідророзриві зазвичай береться в 1,3 – 1,5 рази вище проектного гирлового тиску, необхідна кількість насосних агрегатів  $n$  визначається за формулою

$$n = \frac{p_{yq}}{p_a q_a k_T} + 1, \quad (7.20)$$

де  $p_a$  – робочий тиск агрегату;  $\int q_a$  – подача агрегату при робочому тиску;  $k_T$  – коефіцієнт технічного стану агрегату, залежно від терміну роботи ту,  $k_T = 0,5 - 0,8$ . Об'єм рідини для продавлення рідини – носія піску в тріщину визначається за формулою

$$V_{п} = 0,785d^2H. \quad (7.21)$$

Час проведення гідророзриву

$$t = (V_{ж} + V_{п})/q_a(n - 1). \quad (7.22)$$

Максимальне збільшення дебіту свердловини оцінюється з умови припливу до свердловини:

$$\frac{Q_T}{Q} = \lg \frac{R_k}{r_c} \lg \frac{R_k}{R_T}, \quad (7.23)$$

де  $Q_T$  – дебіт свердловини з радіусом, рівним радіусу тріщини  $R_T$ ,  $Q$  – дебіт свердловини до гідророзриву.

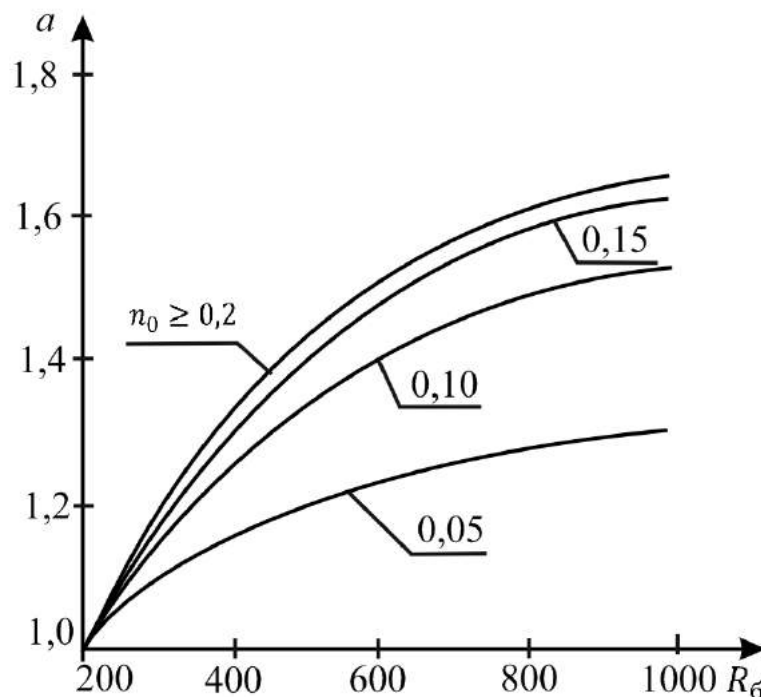
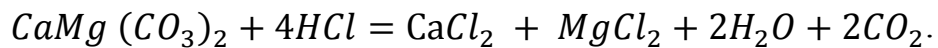
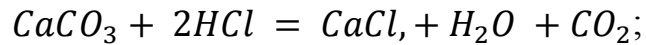


Рис. 7.10. Залежність коефіцієнта збільшення гідравлічного опору  $a$  від об'ємної концентрації  $n_0$  при різних числах Рейнольдса

При проведенні гідророзриву створюються тиски, які можуть бути небезпечними для експлуатаційної колони.

**Кислотна обробка привибійної зони.** Основним компонентом кислотних розчинів, що застосовуються при дії на привибійну зону, є найчастіше соляна кислота. Розчинами соляної кислоти обробляються карбонатні породи або теригенні колектори, у складі яких, як у цементі, присутні карбонати. Реакції взаємодії соляної кислоти з основами різницями карбонатного колектора такі



Продукти реакції соляної кислоти з карбонатами розчиняються в нейтральні середовища. Крім дії на привибійну зону кислотний розчин використовується для очищення фільтра свердловини від різних утворень, виникаючих при бурінні свердловини, в процесі її експлуатації та при ремонтних роботах. Для цього здійснюються кислотні ванни. При обробці карбонатних порід утворюються канали розчинення, які можуть глибоко проникати в продуктивний пласт. При обробці теригенних колекторів кислотний розчин розподіляється навколо свердловини більш рівномірно і радіус обробленої зони можна приблизно визначити за такою формулою

$$qt = \pi hm(R_0^2 - r_c^2), \quad (7.24)$$

де  $q$  – темп закачування розчину, м<sup>3</sup>/хв;  $\int t$  – час закачування або час нейтралізації розчину, якщо останнє менше часу закачування, хв;  $\int h$  – товщина інтервалу, що оброблюється;  $\int m$  – ефективна пористість частки одиниці;  $\int r_c$  – радіус свердловини, м.

Оптимальна концентрація соляної кислоти в розчині приймається рівною 10 – 16%. Зі збільшенням концентрації розчинної здатності та швидкості розчинення зростають, хоча при концентрації понад 22% швидкість розчинення зменшується. Зі збільшенням концентрації кислоти зростає також корозійна активність, емульгуюча здатність і ймовірність випадання солей в осад при контакті кислоти з пластовою водою. При обробці малопроникних порід користуються більш концентрованим розчином, ніж при обробці високопроникних. Для первинних обробок пористих малопроникних порід витрата розчину складає – 0,4 – 0,6 м<sup>3</sup> на 1 м товщини пласта, високо-проникних – 0,6 – 1,0 м<sup>3</sup>/м. Для вторинних обробок – відповідно 0,6 – 1,0 і 1,0 – 1,5 м<sup>3</sup>/м. При дії на тріщинуваті породи для первинної обробки необхідно 0,6 – 0,8 м<sup>3</sup>/м, для вторинної – 1,0 – 1,5 м<sup>3</sup>/м. Теригенні колектори, цементуючою речовиною в яких силікати (аморфна кремнієва кислота, глини, аргіліти), оброблені сумішшю соляної і плавикової кислот. При розчиненні силікату плавиковою кислотою утворюється фтористий кремній, який у присутності води переходить в гідрат окису кремнію, останній при зниженні кислотності розчину може перетворитися на золу в гель, закупорює пори. Щоб цього не сталося, разом з плавиковою застосовується соляна кислота, яка практично не реагує на сполуки кремнію. Оптимальним вважається кислотний розчин зі складом  $\text{HCl}$  8 – 10% і  $\text{HF}$  3 – 5%, при об'ємі зака-

чування глини і кислоти для первинної обробки  $0,3 - 0,4 \text{ м}^3$  на  $1 \text{ м}$  оброблюваної товщини пласта. Глино-кислота застосовується і при кислотних ваннах для руйнування глинистих і цементних корок.

Для обробки сульфатовмісних карбонатних колекторів кислотний розчин готується на пластовій воді хлоркальцієвого типу зі щільністю не менше  $1180 \text{ кг/м}^3$ . У відсутності такої в кислотні склади вводяться присадки хлористого кальцію ( $5 - 10\%$ ) або кухонної солі ( $6 - 7\%$ ), а також сульфатів калію або магнію ( $3 - 4\%$ ). Для обробки залізовмісних карбонатних колекторів у розчин соляної кислоти додається  $3 - 5\%$  оцтової або  $2 - 3\%$  лимонної кислоти. Ці ж кислоти використовують для стабілізації заліза в технічній соляній кислоті. Для обробки сульфат і залізовмісних карбонатних колекторів можна також використовувати розчини оцтової ( $10\%$ ) або сульфат-аміакової ( $10 - 15\%$ ) кислоти. При обробці тріщинуватих і тріщинувато-пористих порід для збільшення охоплення по товщині застосовують в'язкі і в'язко-пружні системи: розчини, загущені карбонат-метилцелюлозою або сульфат-спиртовою бардою, кислотні емульсії і піни. При обробці пористих колекторів з низькою проникністю використовують газовані кислотні розчини і кислотні композиції з добавками катіон-активних ПАР (катання, катапін, марлеван) при дозуванні  $0,2 - 0,3\%$ . Крім поліпшення фільтрації розчину, катіон-активні ПАР гідрофобізують породу і зменшують міжфазовий натяг на межі нафта – відпрацьований розчин, що сприяє кращому його витісненню. Як деемульгатори застосовуються неіоногенні ПАР типу ОП-10 ( $0,1\%$ ), вони додаються в кислотний розчин при обробках в нагнітальних свердловинах.

Для інтенсифікації процесу розчинення порід, а також у разі відкладення в привибійній зоні і фільтрі парафінових і асфальто-смолистих речовин застосовується термічно кислотна дія. Зменшення швидкості реакції кислоти з породу, а отже розширення зони обробки, досягається додаванням у розчин сповільнювачів реакції, як такі використовують хлористий кальцій, оцтову і лимонну кислоти. Крім них проводять обробку емульсіями типу кислота в вуглеводній рідині. Для обробки застосовують висококонцентрований розчин кислоти. Для зменшення корозійної активності кислотних розчинів застосовують інгібітори: катапін, марлеван ( $0,1\%$ ), уротропін ( $0,2 - 0,4\%$ ), формалін ( $0,6\%$ ), УНІКОЛ. Необхідний об'єм товарної кислоти для приготування кислотного розчину  $HCl$  тої чи іншій концентрації визначають, користуючись таблицями і перерахунковими коефіцієнтами. Набагато простіше користуватися формулами, враховуючи, що щільність кислоти обумовлена її концентрацією. Так, при  $200^\circ\text{C}$  щільність соляної кислоти  $\rho_k$  (в  $\text{кг/м}^3$ ) залежно від концентрації  $x$ , визначається за формулою

$$\rho_k = 5,02x + 998, \quad (7.25)$$

де  $x$  – масова концентрація кислоти, %.

Об'єм товарної кислоти  $V_k$  концентрації  $x_n$ , необхідний для приготування розчину об'єму  $V_p$  з концентрацією  $x_p$ , визначимо за формулою

$$V_k = V_p \frac{x_p(5,02x_p + 998)}{x_k(8,02x_k + 998)} \quad (7.26)$$

Якщо концентрація товарної кислоти невідома, то вимірюються її щільність  $\rho_t$  і температура  $t$ . Щільність кислоти при  $900^\circ\text{C}$  розраховується за формулою

$$\rho_k = \rho_t + (2.67 \cdot 10^{-3} \rho_t - 2,52) (t - 20), \quad (7.27)$$

тоді об'єм товарної кислоти знаходять за рівнянням

$$V_k = V_p \frac{5,02x_p(5,02x_p + 998)}{\rho_k(\rho_k + 998)}. \quad (7.28)$$

Об'єми різних добавок у кислотний розчин (плавикова кислота, сповільнювачі реакції, ПАР, інгібітори) визначаються за формулою

$$V_i = V_p \frac{x_i}{x_{ti}}, \quad (7.29)$$

де  $x_i$  – вибрана концентрація реагенту в розчині;  $x_{ti}$  – концентрація товарного продукту. Якщо для приготування глинистої кислоти використовується фторид-біфторид амонію, враховують, що 1 кг його еквівалентний 1,55 л 40%-ї плавикової кислоти. Об'єм води для приготування кислотного розчину знаходимо за формулою

$$V_B = V_p - V_k - \sum V_i. \quad (7.30)$$

Після приготування розчину ареометром заміряють його густину, приводять її до температури  $20^\circ\text{C}$  по (7.28) і порівнюють з розрахованою за такою формулою

$$\rho_p = 449 + \sqrt{449^2 + \frac{V_k}{V_p} \rho_k(\rho_k - 998)}. \quad (7.31)$$

Якщо заміряна щільність більше розрахованої за формулою (7.32), в розчин додають воду, якщо менше, то товарну кислоту. Зазвичай коригування не потрібно, якщо немає грубих помилок у розрахунках або дозуванні, так як можливі неточності при розрахунках менше, ніж погрішність при вимірі щільності ареометром. Здійснюється кислотна обробка наступних видів: кислотні ванни, внутрішньо-пластові і поінтервальні кислотні обробки, під високим тиском, кислотний гідророзрив пласта, кислотно-гідромоніторна дія. При поінтервальних кислотних обробках як тимчасові ізолюючі матеріали використовують гранульований нафталін, високоокислені бітуми, полімери, суху сульфіто-спиртову барду й інші нафто- і водорозчинні матеріали. Для ізоляції нижнього інтервалу продуктивного пласта здійснюють закачування бланкета, зазвичай концентрованого розчину хлористого кальцію. Для отримання  $1 \text{ м}^3$  розчину  $\text{CaCl}_2$  щільністю  $12,0 \text{ кг/м}^3$  потрібно  $540 \text{ кг CaCl}_2$  і  $0,66 \text{ м}^3$  води.

Тиск закачування кислотного розчину визначається видом наслідків дії на міцність експлуатаційної колони і цементних перемичок, виділяється об'єкт обробки від нижні до верхніх пластів. Перепад тиску при обробці не повинен перевищувати  $2 \text{ МПа}$  на  $1 \text{ м}$  цементної перемички між оброблюваним і доволішнім інтервалами. При звичайних обробках тиск на вибої при закачуванні розчину не має перевищувати нижнього значення тиску розриву пласта. Темп

закачування розчину визначається з умови охоплення обробкою заданого радіуса глибини обробки. Розчин при досягненні цього радіуса має бути ще активним. Темп закачування розчину  $q$  задається більшим чи рівним мінімальному темпу закачування  $q_m/n$  (в  $\text{м}^3/\text{с}$ ):

$$q_{min} = V_p/t_n, \quad (7.32)$$

де  $t_n$  – час нейтралізації розчину або стабільності емульсії, с.

Необхідний тиск на викиди насоса  $p_y$  при заданому темпі закачування про визначається за формулою

$$p_y = p_z - 10^{-6} p_p g H + p_{тр}, \quad (7.33)$$

$$p_z = p_{п} + \frac{86400q}{K}, \quad (7.34)$$

$$p_{тр} = \lambda \frac{8 \cdot 10^{-6} q^2 H \rho_p}{\pi^2 d^5}, \quad (7.35)$$

де  $H$  – глибина свердловини;  $\int p_z$  і  $p_{п}$  – відповідно, вибійний і пластовий тиск, МПа;  $\int K$  – коефіцієнт продуктивності або поглинання,  $\text{м}^3/(\text{діб} \cdot \text{МПа})$ ;  $\int p_{тр}$  – втрати тиску на тертя, МПа;  $\int d$  – внутрішній діаметр, м;  $\int \lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору, визначається з (7.18) при ламінарному режимі ( $Re < 2300$ ), а при турбулентному за формулою

$$\lambda = 0,3164/Re^{0,25}, \quad (7.36)$$

де  $Re$  – число Рейнольдса (7.19).

### 7.3.3. Перспективи видобутку сланцевого газу

На думку американських учених з появою нових технологій запаси газу, які технічно можливо добути з надр, збільшилися в 9 разів. Так, у США видобуток зросте до 100 трлн  $\text{м}^3$  зі значним подешевшенням. «Chesapeake Energy» заявила, що її витрати на видобуток становлять \$ 3,5 за 1 тис. футів<sup>3</sup> – тобто всього \$ 99 за 1 тис.  $\text{м}^3$ . За деякими моніторинговими прогнозами, видобуток сланцевого газу в США до 2015 року зможе зрости до 180 млрд.  $\text{м}^3/\text{рік}$ . А у 2020 році за оцінками «Ziff Energy», в Північній Америці буде видобуватися близько  $9 \cdot 10^{11}$   $\text{м}^3$  газу на рік. Велика частина приросту буде за рахунок сланцевого газу. Як вважає, наприклад, фахівець з «Barclays Capital» Том Дрісколл, у 2013 році дослідження сланцевих пластів стане гарантувати до 40% вживання газу в Сполучених Штатах, з часом заміщаючи вичерпні класичні родовища. З такими оцінками згодна і «Chesapeake Energy», яка на початку жовтня 2009 року довела рівень виробництва до 73,6  $\text{м}^3/\text{день}$  (26,9 млрд.  $\text{м}^3/\text{рік}$ ), а у 2011 році доведено до 87,8 млн.  $\text{м}^3/\text{день}$  (32,0 млрд.  $\text{м}^3/\text{рік}$ ).

## 7.4. Використання глибинної теплоти Землі

### 7.4.1. Природа глибинної теплоти

Геотермальні ресурси пов'язані як з природними динамічними носіями теплової енергії Землі – геотермальними водами (вода, пара, пароводяні суміші), так і з сухими нагрітими гірськими породами, які практично водонепроникні. Ресурси першого виду називаються гідротермальними, другого – геотермальні. Запаси геотермальних вод і пароводяних сумішей з температурою 40 – 250°C, мінералізацією до 35 г/л і глибиною залягання до 3000 м складають 25 млн. м/добу, що еквівалентно спалюванню 35 – 40 млн. т умовного палива на рік. Розподіляються ці ресурси наступним чином: Західний Сибір – 54%, Передкавказзя і Кавказ – 10%, Середня Азія і Казахстан – 13%, Східний Сибір і Далекий Схід – 17%, Крим та Передкарпаття – 6%.

Існує кілька способів отримання глибинної теплоти з надр: корівки глибоких свердловин в розрахунку на самостійний вилів пароводяної суміші; нагнітання холодного теплоносія (наприклад, води) в одну зі свердловин та виведення гарячої води (пари) через іншу свердловину, з природніх термальних джерел; використання теплообмінних пристроїв на гирлі свердловини. Численні виміри свідчать про стабільне і неухильне підвищення температури з глибиною. Швидкість такого наростання температури в різних районах неоднакова. Так, якщо на Камчатці температура підвищується на 1°C через кожні 3 м, у Прикаспійської западині – через 45 м, то в Татарії – тільки через 146 м.

На основі наявних гіпотез можна вважати, що глибинне теплове поле Землі обумовлене двома основними факторами: радіоактивним розпадом і гравітаційною сепарацією речовин ядра. Радіоактивні елементи континентальної кори, потужність якої складається до 30 км, генерують тепловий потік  $4,2 \cdot 10^{-6}$  Дж/см $\cdot$ с). Інше джерело глибинної теплоти – результат сепарації речовини земного ядра. Відповідно до гіпотези «холодного» походження Землі, первинна метеоритна речовина диференціювала з виплавленням важких металів з мантії і відокремленням залізо-нікелевого ядра, при цьому виділилося велика кількість енергії –  $9,6 \cdot 10^{32}$  Дж. Є також припущення, що теплота утворилася, мабуть, в процесі гравітаційного адіабатичного стиснення Землі.

Теплові джерела локального значення можуть з'явитися також у результаті екзотермічних (з виділенням теплоти) хімічних реакцій. Виділенням теплоти можуть супроводжуватися реакції на поверхнях рудних родовищ, процес кристалізації деяких мінералів і ін. Геотермальна енергія може вилучатись і використовуватися в будь-якій точці Землі, різниця тільки в параметрах теплоносіїв і глибинах. Можна стверджувати, що геотермальна енергія скрізь є місцевим енергоресурсом. Освоєння його буде йти від легкодоступних до більш важки для вилучення, але це характерно для всієї історії промислового освоєння традиційних енергоресурсів.



#### 7.4.2. Освоєння гідротермальних ресурсів

Основний напрям використання геотермальних ресурсів – постачання промислових, житлово-комунальних і сільськогосподарських об'єктів. Крім того, геотермальні води використовуються для технічних цілей, бальнеології, розливу мінеральних вод, вироблення електроенергії (Пажеутська геоТЕС). Передбачається застосування гідротермальних ресурсів для вироблення електроенергії в промислових масштабах, вилучення із них цінних мінералів, вироблення біомаси для тваринництва, термічної обробки нафтових горизонтів для підвищення нафтовіддачі, підземної виплавки сірки, зрошення сільськогосподарських угідь. Потужні геоТЕС дозволять не тільки виробляти електроенергію, а й отримувати велику кількість теплоти з вод, що скидаються після турбін буде сприяти широкому використанню її в промисловій та соціальних сферах.

Технологічна схема діючих систем вилучення глибинної теплоти з надр зображена на рис.7.11. Термальні води, пара і пароводяні суміші з пласта термоводозабору 1 по свердловині 2 видаються на поверхню через запірну арматуру 3. В сепараторах циклонного типу 4 теплоносії очищається від механічних домішок і відбувається поділ пари і води. Осушений і очищений теплоносії надходить у теплообмінник 5 споживача (турбіни геоТЕС, робочі агрегати і теплофікаційні апарати). Випробуваний теплоносії (паровий конденсат або тепла вода) направляється на вторинне використання споживачеві низькопотенціальної теплоти (теплиці, опалення житлових будинків і споруд), після чого скидається знову в пласт термоводозабору, по нагнітальній свердловині 6.

Видавальна свердловина, будучи каналом для підйому теплоносія, розсіює частини теплоти в навколишні гірські породи. У результаті температура теплоносія на гирлі свердловини значно нижче температури пласта термоводозабору. Тому чим менше різниця температур у шарі і на гирлі свердловини, тим економічніша робота геотермальної свердловини. Підвищення ефективності свердловин можна досягнути газоповітряною ізоляцією підйомної колони труб. Для цих цілей водопідйомна колона 4 опускається в свердловину, герметизовану цементним кільцем 2, обсадною колоною 3 і пакером 8, який герметизує міжтрубний простір шляхом власного розширення. Перед розширенням пакера міжтрубний простір 7 продувається повітрям (рис. 7.12). Надійність установки пакера і стан водопідйомальної колони контролюється манометром. Устя свердловини, обв'язується спеціальної запірною арматурою 6.

Відбір теплоносія з пласта термоводозабору 1 здійснюється через водопідйомну колону 4, стінки якої ізолювані від обсадної колони, цементного кільця і оточуючих гірських порід газоповітряним середовищем кільцевого міжтрубного простору. Така конструкція свердловини не тільки забезпечує термоізоляцію, але і оберігає нерозбірну колону труб від корозії, механічних пошкоджень і теплових навантажень, що дозволяє подовжити термін служби свердловини.

Відбір теплоносіїв з пласта, як правило здійснюється без підтримання пластового тиску і він швидко знижується, що призводить до зниження продуктивності свердловин. Геотермальні родовища слід розробляти з підтриманням необхідного пластового тиску. Тому після знімання теплоти відпрацьовані тер-

мальні води з різним ступенем мінералізації погано впливають на довкілля і їх необхідно нагнітати назад у пласт. Це дозволяє підтримувати тиск у пласті і інтенсивно експлуатувати геотермальну систему з видобування та використання глибинної теплоти, а також ліквідувати негативний вплив геоенергетичного підприємства на довкілля.

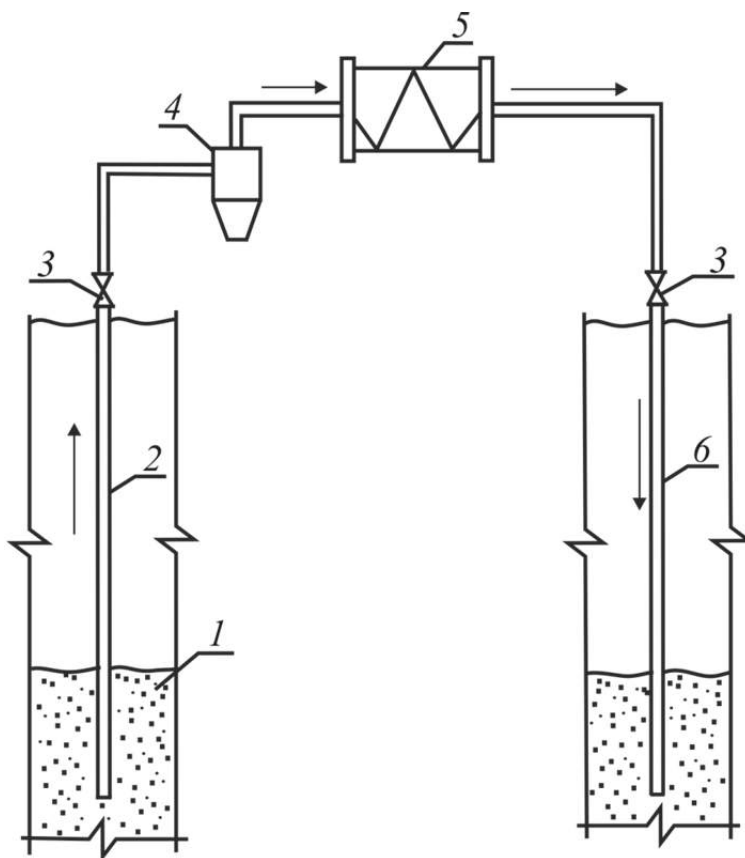


Рис. 7.11. Технологічна схема відбору та використання геотермальних ресурсів

#### 7.4.3. Експлуатація гарячих гірських порід

Використання теплоти гірських порід (петрогенної теплоти) – плідна ідея, оскільки витрата й якість теплоносія можуть задаватися людиною. Загальні статичні геологічні ресурси теплоти в надрах Землі

$$q_{\Gamma}^{CT} = q_{\Gamma.П}^{CT} + q_{П.Ф}^{CT}, \quad (7.37)$$

де  $q_{\Gamma.П}^{CT}$  – ресурси теплової енергії, акумульованої в межах розглянутого обсягу гірських порід, кал;  $\int q_{П.Ф}^{CT}$  – акумульована теплова енергія в породах фундаменту, кал.

Підставивши в (7.37.) значення площі і потужності масиву гірських порід, їх середню температуру, теплоємність, пористість і густину, отримаємо

$$q_{\Gamma.П}^{CT} = 1,26Fht \cdot 10^6, \quad (7.38)$$

де  $F$  – площа масиву гірських порід,  $m^2$ ;  $\int h$  – потужність гарячого масиву гірських порід, м;  $\int t$  – середня температура порід і підземних вод в оцінюваному обсязі,  $^{\circ}C$ .

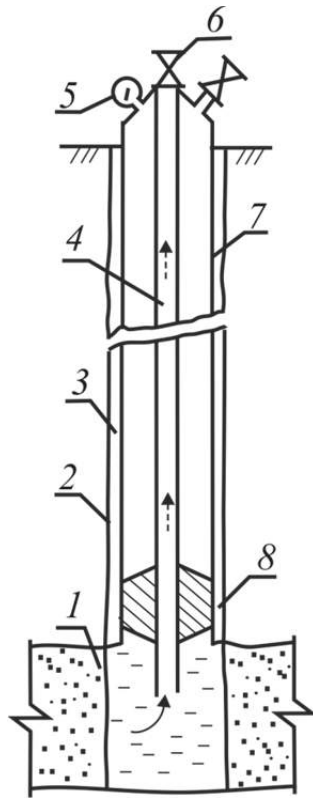


Рис. 7.12. Схема водопідйомної свердловини з газоповітряною ізоляцією

Динамічні геологічні ресурси теплоти

$$q_{\Gamma}^{\partial} = Q \cdot F,$$

де  $Q$  – тепловий потік на площі аналізованої структури, кал/(см<sup>2</sup> · с).

За розрахунками, виконаними в Санкт-Петербурзькому гірничому університеті, в гірських породах з температурою не менше 100 °С, що залягають в різних районах нашої країни на глибині 1,5 – 4,6 км, ресурси глибинної теплоти становили 24,2 трлн/ т умовного палива. Відбір хоча б 10% наявних теплових ресурсів може дати 24 трлн/ т умовного палива. Це майже в 200 разів перевищує ту кількість енергії, яку вже використали в світі за всю історію людства.

Процес отримання глибинної теплоти Землі може бути реалізований при бурінні нагнітальної і видачної свердловин і створення між ними циркуляційної системи при хорошій фільтрації (рис. 7.13). Холодна вода закачується насосом в нагнітальну свердловину і, нагріваючись в теплом масиві гірських порід, змішується з пластовою водою і видається по свердловині в теплообмінник. У теплообміннику нагрівається технічна вода, яка не містить мінеральних солей, а пластова вода знову подається в нагнітальну свердловину. Об'єм тріщинуватих порід визначається множенням об'єму порожнини на коефіцієнт ефективності розтріскування

$$F = \left(\frac{r_{\partial}}{r_n}\right) h_n, \quad (7.40)$$

де  $r_{\partial}$  – радіус зони подрібнення;  $\int h_n$  – висота, що утворилася після вибуху порожнини;  $\int r_n$  – радіус порожнини.

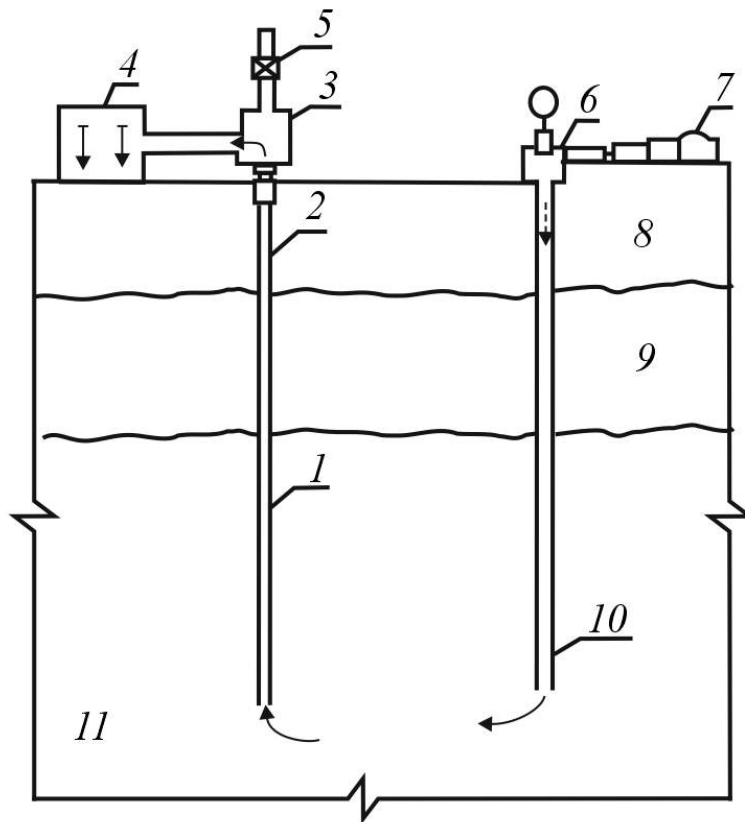


Рис. 7.13. Технологічна схема використання глибинної теплоти гарячих гірських порід: 1 – видавальна свердловина; 2 – клапан у видавальній колоні труб; 3 – гирлова арматура; 4 – теплообмінник; 5 – засувка; 6 – гирлова запірна арматура; 7 – промисловий насос високого тиску; 8 – осадові і вулканічні породи; 9 – вивержені породи; 10 – вибій нагнітальної свердловини; 11 – гарячий масив гірських порід

Штучні циркуляційні системи в гарячих гірських породах можуть бути утворені за допомогою гідравлічного розриву породного масиву, в результаті чого між свердловинами утворюються тріщини і канали, по яких циркулює вода. У США розроблено проект циркуляційної системи з «підземним котлом» на глибині 3000 м у вигляді великої тріщини гідророзриву в гарячому (200 °С) гранітному масиві.

#### 7.4.4. Геотермальна енергетика

Як показав досвід, глибинна теплота надр планети – одне з найдешевших енергоджерел. Вартість 1 Гкал теплоти, одержуваної від спалювання різних видів палива неоднакова: в котельних, що працюють на газі – 3 – 3,5, на торфі – 4,5, на вугіллі – 5 – 6 ум.од. При експлуатації геотермальних ресурсів ціна 1 Гкал теплоти для 70-градусної води становить – 0,85 ум.од., а 100-градусної – 0,6 ум.од.

Великі перспективи у геотермального опалення та гарячого водопостачання житлових, виробничих і сільськогосподарських будівель. У м. Ціаші (Грузія) геотермальна вода при температурі 81 – 86°С не тільки задовольняє потреби бальнеологічного курорту, а й забезпечує його теплопостачання (рис.7.14).

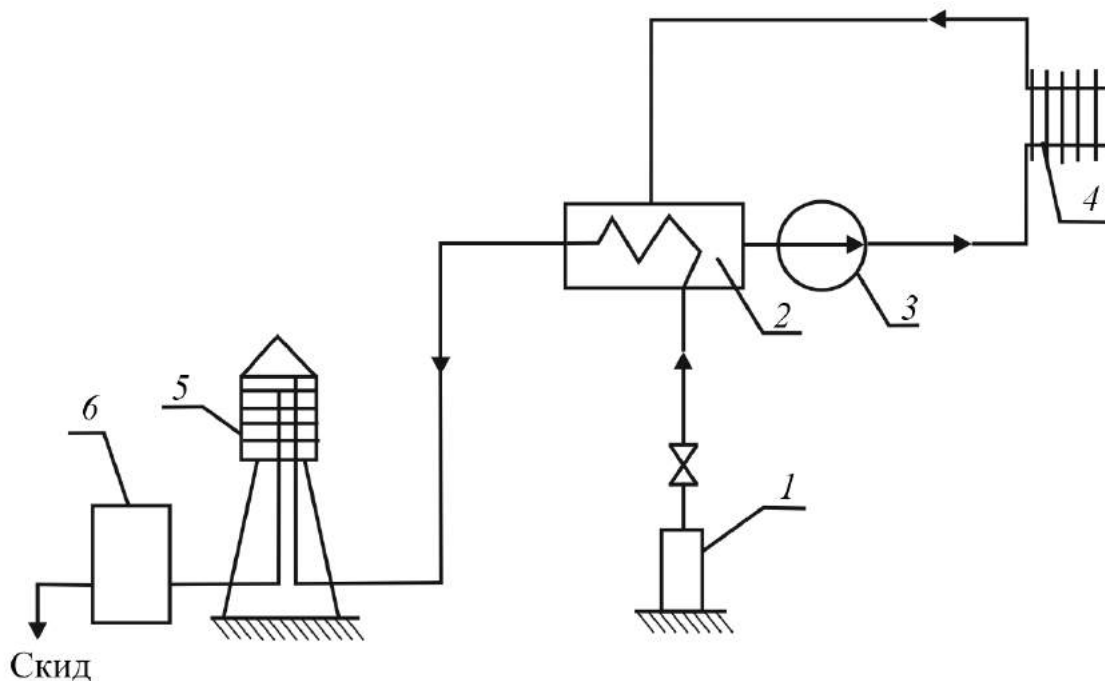


Рис. 7.14. Схема геотермального теплопостачання м. Ціаші (Грузія): 1 – геотермальна свердловина; 2 – теплообмінник; 3 – насос; 4 – опалювальна система; 5 – бак геотермальної води для бальнеологічної лікарні; 6 – ванна будівля

#### 7.4.5. Проблеми та перспективи розвитку геоенергетики

Геотермальні води не транспортабельні на великі відстані, і це одне з головних обмежень їх використання. Відстань транспортування до споживача залежить від тепловмісту. Практика показала, що транспортування пари, що використовується для отримання електроенергії, не повинна перевищувати 2 – 3 км від свердловини до турбіни геотермальної свердловини (геоТЕС). Термальна вода, що використовується для опалення та гарячого водопостачання, а також інших цілей, транспортується, наприклад, в Ісландії до 20 км. Багатотермальні води схильні до відкладень солей у мережі технологічних труб. Науководослідні роботи щодо запобігання заростання солями труб ведуться роз'єднано і не набули широкого поширення, хоча у вирішенні цієї проблеми досягнуті задовільні результати. Проблема рентабельних теплообмінників, спеціально сконструйованих для термальних вод – одне з найважливіших завдань геотермальної енергетики.

При експлуатації великих геотермальних родовищ виникають значні труднощі у справі охорони довкілля. Утилізація великих об'ємів відпрацьованої води, особливо якщо вона містить низку шкідливих сполук (феноли, сірководень і т.п.), являє собою складне технічне завдання. Найбільш ефективно це питання вирішується при закачуванні води в той пласт, звідки вона надходить, проте це не завжди економічно вигідно. В альтернативі термальні води необхідно попередньо очищати від шкідливих елементів, що зумовлює необхідність в конструкторських розробках і капітальних витратах. Використання геотермальних ресурсів – проблема багатогалузева і вимагає багатьох наукових і конструкторсько-технологічних розробок.

Основні напрями науково-технічного прогресу в геоенергетиці це здешевлення геотермальної енергії шляхом підвищення загальної продуктивності енергетичних використовуваних систем, вдосконалення буріння свердловин на термальні води та їх експлуатації, спрощення і здешевлення будівництва наземного комплексу споруд для збору очищення та транспортування теплоносіїв.

Необхідно розширити базу геоенергетики розробкою методів і засобів відбору теплової енергії, значно збільшити одиничні потужності геотермальних систем, створити і широко освоїти комплексні технічні системи по каскадному багаторазовому зніманню й експлуатації теплової енергії енергохімічного використання природних теплоносіїв.

### **7.5. Використання енергії Сонця, вітру та океану**

З виробництво біогазу останні роки повсюдно зростає увага до використання поновлюваних джерел енергії. До них відносяться енергія Сонця, вітру, припливів і відпливів, хвиль, тепла енергія океану, біомаси. Енергія Сонця – вічне і потенційно величезне джерело, не вносить жодних забруднень у екологію. Потужність енергії Сонця, випромінюваної на поверхню Землі, оцінюється в 20 млрд. кВт, що в 100 разів перевищує прогнози потреби планети в електричній енергії. У 2000 році річне надходження сонячної енергії на Землі еквівалентно  $1,2 \cdot 10^{14}$  т умовного палива.

У Криму в 2011 році побудована перша в країні сонячна електростанція (СЕС) потужністю 5 тис. кВт. СЕС являє собою велике, діаметром 500 м поле геліостатів – дзеркальних відбивачів сонячних променів, розташованих у кілька рядів навколо 89-метрової вежі з сонячним котлом – парогенератором нагорі. Керовані ЕОМ геліостати повертаються слідом за Сонцем, а відбиті від дзеркал – геліостатів промені концентруються на поверхні котла. Нагріта до 250 – 300 °С вода утворює перегріту пару, який під тиском направляєється в машинний зал до турбогенератора. Одночасно частина пароводяної суміші акумулюється в ємностях, які дозволяють забезпечити 10-годинну роботу турбогенераторів із середнім навантаженням 2,5 тис. кВт у нічний час і негоду. Використання енергії Сонця як джерела теплоти вже достатньо вивчене. Схема сонячного теплопостачання зображена на рис.7.15. Сонячна енергія може успішно використовуватися при біосинтезі, тобто при перетворенні енергії Сонця в хімічну енергію рослин, яка при спалюванні може бути перетворена в теплову енергію.

**Вітроенергетика** з найдавніших часів широко застосовувалася для привода млинів і водопідйомних пристроїв і нині проявляється підвищений інтерес до створення вітроелектричних станцій (ВЕС). Перша в світі ВЕС з діаметром робочого колеса 30 м і потужністю 100 кВт була побудована в Криму в 1931 р. В умовах різкого подорожчання паливних ресурсів за кордоном ВЕС стають все більш рентабельними. Вся потенційно можлива для реалізації протягом року енергія вітру на поверхні Землі оцінюється в  $13 \cdot 10^{12}$  кВт-год. Для практичного використання реально розглядати 16 – 25% цієї енергії.

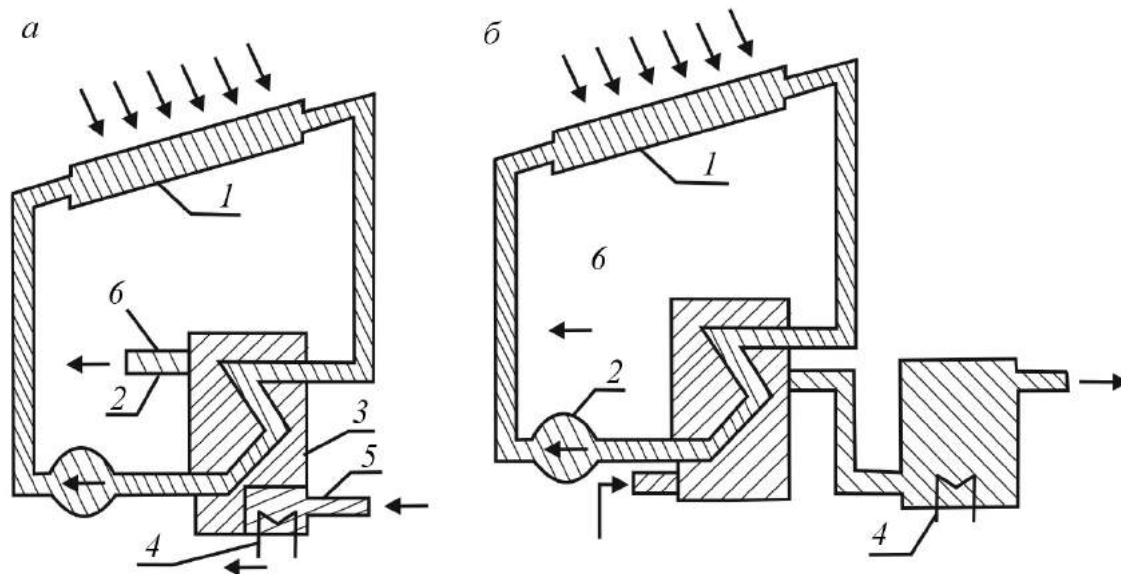


Рис. 7.15. Принципова схема сонячного теплопостачання комунального об'єкта з дублюючою системою підігріву: а – з суміщеним; б – з роздільним акумулятором; 1 – сонячний водонагрівач; 2 – насос; 3 – акумулятор; 4 – дублююча система нагріву води; 5 – холодна вода; 6 – гаряча вода

**Енергія океану** – це ще не вивчена скарбниця енергетичних ресурсів. До числа енергетичних установок, що працюють на енергії океану, можна віднести припливні електростанції (ПЕС), хвильові електростанції (ВолЕС) і електростанції морських течій (ЕСМТ). ПЕС працюють на енергії припливів-відливів моря, які складають значні за ресурсами запаси. Передбачається, що тільки частина енергії припливів, яка розсіюється на тертя і вихровий рух мас води, складає близько 1 млрд. кВт, що відповідає енергетичному потенціалу майже всіх річок світу. Припливи і відливи чергуються щодоби через 6 год 12 хв, що викликає необхідність роботи гідротурбіни ПЕМ при змінних напрямках обертання.

**Енергія хвиль.** Хвильовий рух мас води в океані створює величезну енергію. Середня хвиля заввишки 3 м несе приблизно 90 кВт потужності енергії на 1 м узбережжя. Енергія хвиль може бути використана за допомогою механічної системи, забезпеченою лопатями, що розходяться під кутом до загальної осі і хитними разом з хвилями. За допомогою храпового механізму лопаті приводять в дію насос, який подає проміжну рідину в турбіну. Такі системи апаратів (20 – 40 шт.) можуть встановлюватися у вигляді ланцюгів довжиною – 1 км. ККД системи досягає 85%.

**Енергія океанських течій.** У США ведеться підготовка до реалізації використання океанських течій для виробництва електроенергії. Пропонується установка в районах з відносно сильними течіями турбіни діаметром 170 м і довжиною ротора 80 м, виготовленого з алюмінієвого сплаву і можливим терміном експлуатації у 30 років. Потоки води швидких течій обертають лопаті турбіни і через систему мультиплікаторів, що підвищують кількість оборотів, обертають електричний генератор. Турбіну планується встановлювати на якорі

в підводному положенні, вироблена електроенергія буде передаватися на берег по підводному кабелю. Економічні оцінки показують, що вартість електроенергії в 1,8 рази нижче, ніж на теплових станціях і в 1,4 рази нижче, ніж на атомних.

**Виробництво біогазу.** Отримання біогазу – один з варіантів енергетичного використання біомаси, тобто органічних речовин рослинного і тваринного походження. Така біомаса має теплоту згоряння і, отже, є енергоносієм. Загальна кількість утворюваної щорічно на Землі біомаси в кілька разів перевищує сумарний видобуток всіх палив. Утворення біогазу – природний процес. З органічних речовин, розчинених, суспендованих або емульгованих у воді, без доступу повітря, утворюється суміш з метану і вуглекислого газу. Утворення метану відбувається за допомогою так званих метрових бактерій. Теплота згоряння біогазу становить 21 – 25 кДж/м<sup>3</sup>. Залежно від хімічного складу сировини виділяється 350 – 500 м<sup>3</sup> біогазу на 1 т органічної речовини (по сухій масі). Для реалізації процесу утворення біогазу можливі різні технічні рішення. Ефективний спосіб з ідеальним перемішуванням (рис. 7.16, а). Свіжий гній направляється в посудину і циркулює в ньому за рахунок перекачування, або перемішується сам, утворюючи біогаз. Інший напрямок це застопорення течії, яка відповідає незмішаному потоку (рис. 7.16, б). Однак тут може утворитися плівкове покриття і процес ферментації припиниться.

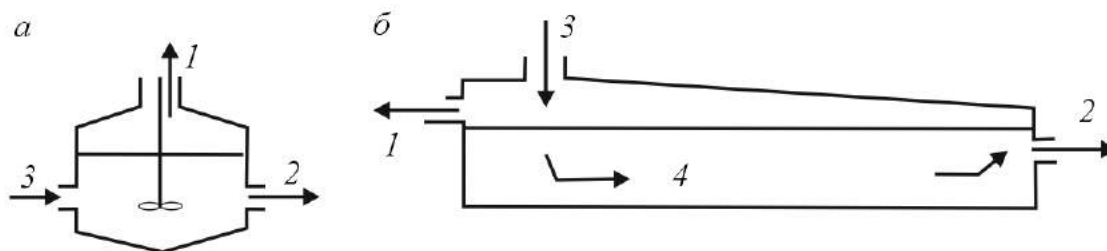


Рис. 7.16. Схема виробництва біогазу: а – ідеальне перемішування; б – у застопореному просторі: 1 – біогаз; 2 – переброджений гній; 3 – свіжий гній; 4 – незмішаний гній

Можливий варіант, коли гній пропускають через безліч осередків, які являють собою прямокутні судини. У кожній клітинці встановлена горизонтальна планка, що обертається з частотою 0,5 об/хв. (рис. 7.17). У Китаї, Індії та деяких інших азійських країнах працює приблизно 5 млн. дрібних біогазових установок. В Європі функціонують 400 біогазових установок. Отриманий біогаз може з успіхом використовуватися для опалення, гарячого водопостачання, виробництва електроенергії на автономних електростанціях, а в стислому вигляді – як паливо для двигунів автомобілів і тракторів.

Вартість метану, одержуваного таким способом, буде близька до вартості природного газу зі свердловини. Лабораторні дослідження підтвердили, що з площі 70 км<sup>2</sup> можна отримати 1 млн. т умовного палива, а з площі, наприклад, Аральського моря можна отримати 1 млрд. т умовного палива.



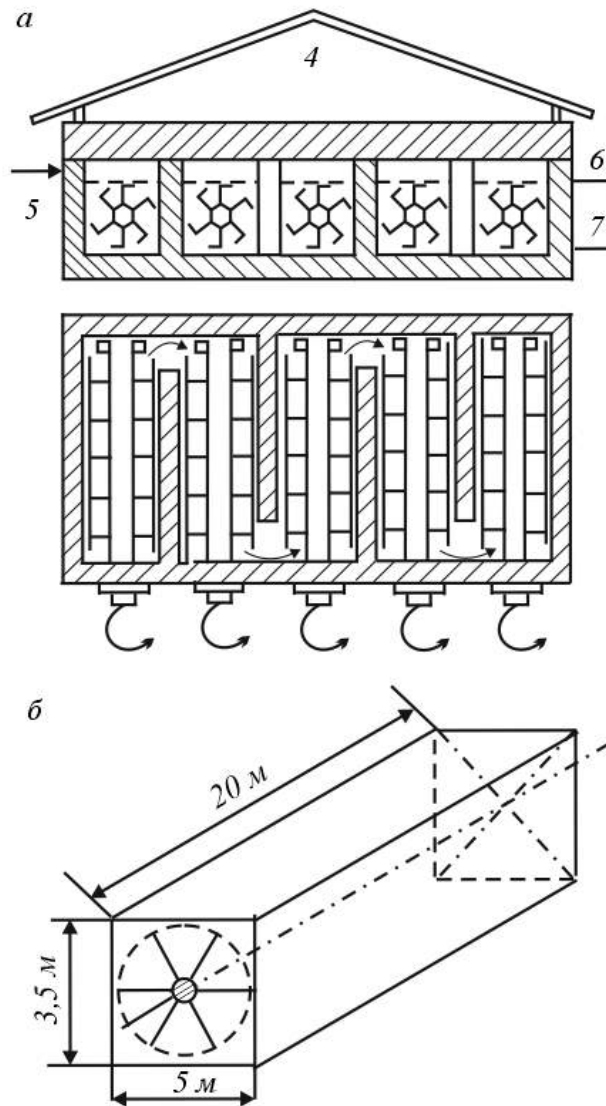


Рис. 7.17. Принципова схема біогазової установки: а – реактор з осередками: 1 – осередок; 2 – обертальна планка; 3 – газонепроникне покриття; 4 – дах; 5 – свіжий гній; б – біогаз; 7 – збрижений гній; б – окрема камера ( $V \sim 260 \text{ м}^3$ )

### 7.6. Прикладні задачі до глави 7

Методика розрахунку продуктивності гідравлічного руйнування

Робочим органом при методі свердловинного гідровидобування (СГД) є гідромоніторний струмінь, що здійснює руйнування, змивання і підйом гірничої маси. СГД ведеться затопленим вільним струменем, коли щільність матеріалу струменя дорівнює щільності середовища. Гідромоніторні струмені поділяють на три групи по тиску: низького – до 1 МПа, середнього – від 1 до 4 МПа, високого – більше 4 МПа. Основними параметрами гідромоніторного струменя є швидкість вильоту струменя, витрата води і діаметр насадки. Процес СГД гірських порід зводиться до наступного (рис.7.18). На першому етапі, спеціально обладнаній під ГСЦ, буровою установкою буриться пілотна свердловина заданого діаметра. Буріння проводиться до розрахункової глибини, яка визначається проектом, з промиванням цементним або глинистим розчином під

тиском, що не перевищує 5 МПа. Промивальна рідина подається безпосередньо в буровий інструмент. На наступному етапі насосною установкою високого тиску до струменя-формуючої насадки подається вода під тиском 40 – 60 МПа. При цьому автоматично перекривається канал промивання, і відкривається канал живлення формуючої струмінь насадки (або насадок, якщо їх декілька) діаметром 0,8 – 3,0 мм. Причому, насадка орієнтована таким чином, щоб витікаючий струмінь був спрямований перпендикулярно осі бурової колони. Включається обертання бурової колони і починається її переміщення до заданої відмітки. У результаті відбувається вимивання соляного розчину на верх.

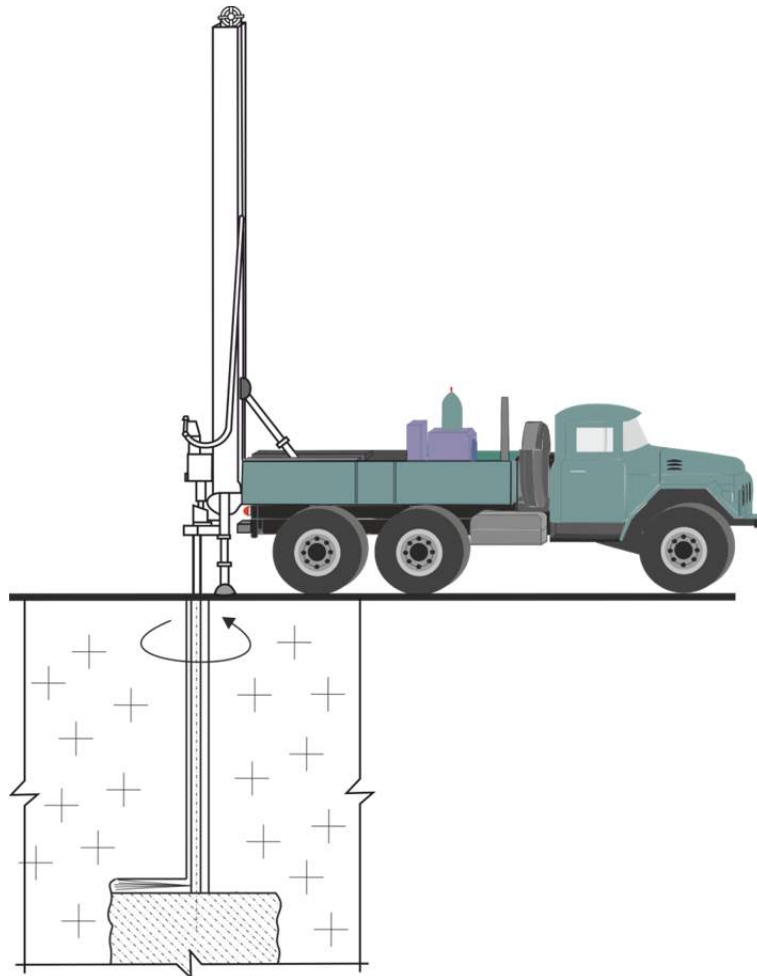


Рис. 7.18. Принципова схема технології СГД

Нормальне навантаження на пласт порід, що руйнується, визначається з виразу

$$\sigma = \gamma \cdot g \cdot H, \quad (7.41)$$

де  $g$  – прискорення вільного падіння, м/с<sup>2</sup>;  $\gamma$  – щільність верхніх гірських порід, які розташованих вище, кг/м<sup>3</sup>;  $H$  – глибина залягання пласта, м.

Поровий тиск, Па

$$\sigma_{\text{гидр}} = \gamma_{\text{в}} \cdot g \cdot H, \quad (7.42)$$

де  $\gamma_{\text{в}}$  – щільність ґрунтових вод, кг/м<sup>3</sup>.

Ефективна напруга

$$\sigma_3 = \sigma - P_{\text{гидр}}. \quad (7.43)$$

Опір зрушенню водо-насичених порід, Па:

$$\tau_s = C_0 + \sigma_3 \cdot tg\varphi, \quad (7.44)$$

де  $C_0$  – коефіцієнт зчеплення порід, Па;  $\int \varphi$  – кут внутрішнього тертя для породи, град.

Мінімальна питома сила удару струменя, достатня для руйнування породи, Па

$$\varrho_{y\text{min}} > \tau_s. \quad (7.45)$$

Тиск води на вході в насадку, Па

$$P_0 = P - \Delta P_c + \gamma_{pж} \cdot g \cdot H - \Delta P_2, \quad (7.46)$$

де  $P$  – тиск води, що розвивається насосом, Па;  $P_c$  – втрати напору в мережі, орієнтовно

$$P_c = 10^6 = (0,020 - 0,070), \quad (7.47)$$

де  $\gamma_{pж}$  – щільність робочої рідини, кг/м<sup>3</sup> Па;  $\Delta P_r$  – втрати напору в гідромоніторі; приймаються орієнтовно рівними, Па:

$$\Delta P_2 = (0,4 - 0,7) \cdot 10^6. \quad (7.48)$$

Початкова швидкість витікання струменя, м/с:

$$U_0 = \psi \cdot tg\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot 10^{-3} \cdot P_0}, \quad (7.49)$$

де  $\psi$  – коефіцієнт швидкості; приймається  $\psi = 0,92 \div 0,96$ .

Витрата води визначається за формулою:

$$Q = \frac{\pi \cdot d_n^2}{4} \cdot \alpha \cdot U_0, \quad (7.50)$$

де  $\alpha$  – коефіцієнт стиску струменя приймається  $\alpha = 1$ ;  $\int d_n$  – діаметр насадки гідромонітора, м

Коефіцієнт структури потоку струменя:

$$a = \frac{1}{\frac{1}{0,0625} - \frac{n \cdot P_{\text{гидр}}}{10^6}}, \quad (7.51)$$

де  $n$  – експериментальна величина, обумовлена з наступного співвідношення в залежності від значення  $\varrho_{\text{гидр}}$

$P_{\text{гидр}}$	0,4	0,8	1,2	1,6	2,0
$n$	1,870	1,471	1,002	0,561	0,20

Відстань від насадки до вибою, на якому можливе руйнування породи

$$l = \frac{(1060 \cdot U_0^2 - 0,29 \cdot \tau_s) \cdot d_n}{2 \cdot a \cdot \tau_s}. \quad (7.52)$$

Продуктивність гідравлічного руйнування визначається за формулою Н.Ф. Цяпко, т/рік

$$\Pi = A \cdot \left( \frac{P_0 \cdot 10^{-6}}{g} \right) \cdot (10^3 \cdot d_H)^2 \cdot 10^{-4}, \quad (7.53)$$

де  $A$  – дослідний коефіцієнт, прийнятий пропорційно міцності вугілля в діапазоні значень: для міцності вугілля  $f = 0,8 - 1,2$  коефіцієнт  $A = 1,2 - 1,7$ .

Продуктивність гідравлічного руйнування пухких і слабо-цементних пісків і піщаників міцністю  $\sigma_{сж} = 0,7 - 2,0$  МПа

$$\Pi = \frac{K \cdot P_0 \cdot 10^{-3}}{g}, \text{ т/Год}, \quad (7.54)$$

де  $K$  – експериментальна постійна, залежить від діаметра насадки; для діаметрів насадки 11, 15 і 23 мм, приймається відповідно рівною 1,2; 2,0; 4,8.

### Контрольні запитання

1. Причини низької нафтовіддачі розроблюваних родовищ нафти і фізичні методи її збільшення.
2. Які види заводнення застосовують для збільшення нафтовіддачі при вторинній розробці нафтових родовищ?
3. Методи теплового впливу на нафтоносні пласти при третинному способі їх розробки.
4. Як ведеться видобуток важкої нафти? Зобразіть на ескізі технічну схему термошахтної розробки нафтового родовища.
5. Нетрадиційні енергоресурси, їх особливості в порівнянні з традиційними.
6. Що являють собою газогідрати? Природа їх утворення та можливості як джерела енергії.
7. Як утворюється глибинна теплота Землі? Способи її використання.
8. Технологічна схема отримання гідротермальної енергії (покажіть і поясніть).
9. Яка енергія Сонця? Приклади її використання, перспективи.
10. Як отримують біогаз? Значення біогазу як енергоносія, промислового отримання та використання біогазу.

### Список літератури до глави 7

1. Аренс, В.Ж. Физико-химическая геотехнология [Текст]: Учебник для вузов / под общей редакцией В.Ж. Аренса. – Издательство МГУ, 2010. – 575 с.
2. Аренс, В.Ж. Геотехнологические методы добычи полезных ископаемых [Текст] / В.Ж. Аренс. – М.: Недра, 1976. – 264 с.
3. Булатов, А.И. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин [Текст]: Учеб. для вузов / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, С.А. Шамапов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 1007 с.
4. Михалюк, А.В. Торпедирование и импульсный гидроразрыв пластов [Текст] / А.В. Михалюк – Киев: Наук думка, 1986 – 208 с.
5. Махалюк, А.В. Импульсный разрыв пород [Текст] / А.В. Махалюк, Ю.И. Войтенко; Отв. ред. Даниленко В.А.; АН Украины. Ин-т геофизики им.С.И. Субботина. – Киев : Наук, думка, 1991. – 204 с.

## 8. ОХОРОНА ДОВКІЛЛЯ І ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ В ГЕОТЕХНОЛОГІЧНИХ СИСТЕМАХ ВИДОБУВАННЯ КОРИСНИХ КОПАЛИН

### 8.1. Основні принципи охорони довкілля

У промислово розвинених країнах охорона довкілля стає однією із головних і невідкладних проблем. Вже зараз щорічно видобувається 12 – 14 млрд. т корисних копалин, при цьому супутньо видобувають 15 – 18 млрд. м пустих порід. До кінця століття ці показники складуть відповідно 40 – 46 млрд. т і 70 – 80 млрд., м<sup>3</sup>. Гігантські масштаби сучасного традиційного виробництва гірських робіт викликають глобальні порушення сталих у природі рівноважних геохімічних зв'язків, а видобуток та складування на земній поверхні пустої породи не тільки марні, але й шкідливі. Спалювання вугілля, нафти і газу в топках електростанцій та котелень, у двигунах внутрішнього згоряння забруднює атмосферу, важко піддається точному визначенню кількості шкідливих оксидів сірки, азоту, свинцевих з'єднань і т.п. В атмосферу і на поверхню нашої планети щорічно викидається 300 млн. т шлаків і пилу. Але скорочення в цьому випадку негативно діючого виробництва суперечило б досягненню його цільових завдань – задоволенню постійно зростаючих потреб на енергетичну сировину.

Застосування геотехнологічних способів видобутку корисних копалин дозволить помітно знизити їх негативний вплив на природне середовище. Геотехнологічний видобуток не пов'язаний зі значними порушеннями ландшафту і витяганням на поверхню величезних мас гірських порід, а використання кінцевих продуктів геотехнологічної розробки не пов'язано з утворенням шкідливих речовин і витрачанням кисню. Все це дало підставу вважати геотехнологічний видобуток корисних копалин екологічно чистим. Однак слід зазначити, що при невірному інженерному вирішенні геотехнології технічних питань видобутку, очищення, транспортування, утворення й утилізації природних і штучних реагентів природному середовищі може бути завдано серйозної шкоди. Тому природоохоронні заходи мають стати неодмінною складовою частиною геотехнології.

Практично всі геотехнологічні способи розробки родовищ корисних копалин зосновані на використанні численних свердловин, які незалежно від призначення можуть розкривати кілька водоносних горизонтів. Концентрація хімічних сполук і мінеральних солей в робочих і технологічних продуктивних розчинах набагато перевищує гранично допустимі норми в природних водах. Соління розчинів з водоносними горизонтами або їх будь-який вилив на поверхню – грубе порушення вимог до чистоти довкілля. Велику небезпеку становлять роботи, пов'язані з купчастим вилуговуванням урану зі старих відвалів. Бідні та позабалансові руди за кілька років зберігання у відвалах втрачають значну частину урану внаслідок вилуговування та виносу в навколишнє середовище дощовими та талими водами. Тому всі позабалансові руди при розробці уранових родовищ слід складувати на гідроізольовані майданчики, а уранові розчини, що сформувалися під дією атмосферних опадів, аналізувати і при високих концентраціях урану утилізувати.

При свердловинному підземному вилуговуванні забрудненню піддаються в основному проникні породи в результаті порушення цілісності обсадної колони труб і неякісного тампонажу кільцевого затрубного простору. Можливо забруднення водоносних горизонтів за контурами відпрацьовуваних ділянок внаслідок розтікання реагентів витравлення і продуктивних флюїдів. Основними джерелами забруднення ґрунтового шару на ділянках підземного вилуговування є:

– витік технологічних розчинів при розривах трубопроводів при порушенні технології відкачування-закачування розчинів, кольматації фільтрів і прифільтрових зон свердловин, а також неправильному проектуванню і зупинки гирлового обладнання;

– скидання розчинів і суспензій при чищенні технологічних свердловин.

Технологічні розчини, які добувають при прокачуванні, збираються в пересувні ємності, а потім зливаються в оборотну систему. У процесі експлуатації родовища за допомогою спостережних свердловин проводиться систематичний контроль за розтіканням розчинів у продуктивному водоносному горизонті. М.Ф. Бочевар і А.Є. Орадовська запропонували наближений метод розрахунку переміщення промислових стоків у водоносних горизонтах

$$L = x + 0,5(L_{\text{пл}} + L_g), \quad (8.1)$$

де  $x$  – зона просування продуктів забруднення за рахунок фільтрації природного потоку та сорбції без урахування дисперсії розсіювання і різних щільностей;  $x = \beta l$ ;  $\int L_{\text{пл}}$  – розмір зони розділу між забрудненими розчинами і підземними водами, обумовлений різницею в щільності рідин

$$L_{\text{пл}} = 2,21 \sqrt{km \Delta \bar{\gamma} t \frac{\rho \sin \varphi}{n}}, \quad (8.2)$$

де  $L_g$  – зона гідравлічної дисперсії (рис. 8.1);  $\int \beta$  – коефіцієнт розподілу речовини, що використовується при розрахунках, пов'язаних з сорбцією;  $\int l$  – довжина ореолу у напрямку природного потоку в початковий момент після відпрацювання ділянки;  $\int k$  – витрати кислоти на взаємодію з породою в заданих умовах, %;  $\int m$  – потужність водоносного однорідного пласта;  $\int \Delta \bar{\gamma}$  – різниця щільності розчину і підземних вод;  $\int t$  – час нейтралізації меж розділу;  $\int \varphi$  – кут нахилу межі розділу рідин;  $n$  – ефективна пористість.

Довжина межі розділу з плином часу зростає. Так, при  $\Delta \bar{\gamma} = 0,01$  і градієнті напору  $I = 0,002$ ,  $k = 20$  м / добу,  $m = 25$  м,  $n = 0,1$  через 10 років  $L_{\text{пл}} = 952$  м.

Для плоско-паралельного потоку довжина зони змішування через гідравлічну дисперсію

$$L_g = 6,6 \sqrt{A' t}, \quad (8.3)$$

де  $A' = A/n$  – узагальнений коефіцієнт молекулярної  $A_M$  і гідравлічної  $A_T$  дисперсій з урахуванням пористості породи

$$A = A_M + A_T. \quad (8.4)$$

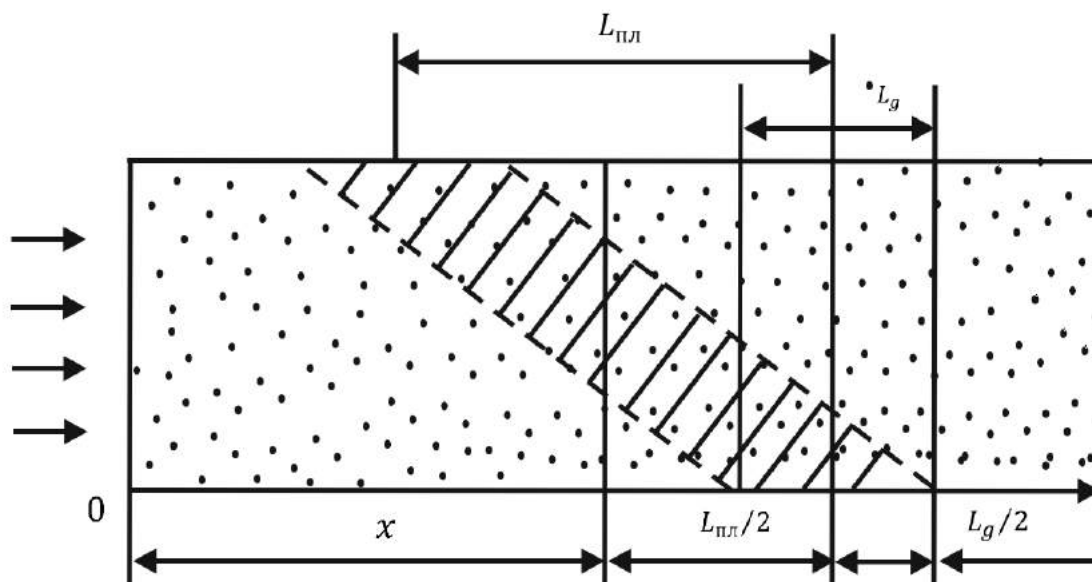


Рис. 8.1. Схема до визначення довжини зони забруднених підземних вод (за М. Ф. Бочеваром і А.Є. Орадовською)

Коефіцієнт  $A_M$  в пористому середовищі, пов'язаний з коефіцієнтом молекулярної дифузії в рідині  $A_M^0$  залежністю

$$A_M = \lambda_1 n A_M^0, \quad (8.5)$$

де  $\lambda_1$  – коефіцієнт звивистості каналів пор ( $\lambda < 1$ ).

Коефіцієнт гідравлічної дисперсії змінюється прямо пропорційно швидкості фільтрації  $v$ :

$$A_r = \lambda_2 v, \quad (8.6)$$

де  $\lambda_2$  – параметр, що відображає середній характерний розмір частин пористого середовища та його неоднорідність.

Слід зазначити, що при високих швидкостях  $A \approx A_r$  коефіцієнт дифузії зазвичай визначається лабораторним шляхом у фільтраційних колонах чи польовими методами. При неправильному обладнанні гирла свердловин і порушенні технологічного режиму видобування можливо забруднення повітряного басейну газами, пов'язаними з випаровуванням, викидами з свердловин газів і відпрацьованого повітря, наприклад, при відкачуванні розчинів за допомогою ерліфтів при підземному вилуговуванні металів. При цьому для запобігання від розтікання розчинів застосовують соціальні охоронні огорожі. До них відносять створення гідрозавіс по периметру експлуатованого блоку або спеціальних екранів з цементних, глинистих або цементно-глинистих розчинів. Екранувальні суміші закачують під тиском з використанням проникних каналів, які утворюються внаслідок гідророзриву. Застосовують також нейтралізацію розчинів, залишених у відпрацьованому блоці. У цьому випадку розчини замінюються природними водами.

Основна умова запобігання забруднення підземних вод це знання закономірностей протікання процесів переведення корисного компонента в розчин, спрямованості і зміни (підвищення) концентрації спостереження регламенту технологічних процесів, гідродинамічної рівності закачування, витравлення і відкачування продуктивних розчинів. Якісно виконана ізоляція при спорудженні свердловин, тобто цементация каналу затрубного простору – важливий захід, що запобігає перетіканню робочих і продуктивних розчинів у суміжні горизонти. У практиці особлива увага приділяється контролю технологічного процесу вилуговування. Для цього бурять мережу свердловин для спостереження, що дозволяє систематично стежити за переміщенням робочих і продуктивних розчинів за межі відведеного контуру вилуговування, появою рідких флюїдів та їх осадків в підземних водоносних горизонтах і поверхневих водах. За необхідності води відпрацьованого ділянки нейтралізують вапнуванням.

З метою запобігання забруднення земної поверхні технологічними розчинами перед початком експлуатації ряду свердловин з ділянки знімають поверхневий родючий шар ґрунту по всій довжині ряду експлуатаційних свердловин на ширину 4 – 5 м і глибиною 40 – 50 см. Після відробки запасів на ділянці (4 – 5 років) родючий шар ґрунту укладають на колишнє місце. При надійній герметизації трубопроводів і високому рівні організації служби експлуатації на ділянках можна обмежитися зняттям верхнього шару ґрунту лише поблизу свердловин, коли відстань між ними перевищує 12 – 15 м.

Спосіб підземного вилуговування через свердловини повністю виключає будь-які джерела пиловиділення і в десятки разів зменшує забруднення атмосфери, наприклад, радіоактивними речовинами. Невеликим джерелом виділення радону є відкачувальні свердловини. При ерліфтному способі підйому розчинів поблизу свердловин утворюється невелика аерозольна хмара, що складається з розпоросених частинок розчину і газоподібних продуктів, включаючи радон. Деяка кількість радону і короткоживучих продуктів його розпаду відразу ж після викиду в атмосферу розсіюється, втрачає свою активність і реальної небезпеки надалі не становить. Таке аерозольне забруднення не перевищує допустимих меж. Відкачування розчину зануреними насосами замість ерліфтів ліквідує розпоросення продуктивного розчину, створює можливість герметизації відкачних свердловин і, як наслідок, різко скорочує виділення в атмосферу радону.

При підземному розчиненні солі основна проблема запобігання забрудненню навколишнього середовища пов'язана зі зниженням і знешкодженням відходів наземної переробки розсолів. При переробці їх електролізом як товарних продуктів одержують лугу або вуглекислі солі. Викиди газоподібного хлору поглинають лужними агентами приотриманим в якості продукту гіпохлориту кальцію. Об'єми одержуваних при цьому розчинів хлоридних солей невеликі і після розведення підлягають скиданню.

У процесі підземної виплавки сірки масив виплавлених сірковмісних руд руйнується, при цьому земна поверхня плавно прогинається або під дією температурного розширення порід і тиску теплоносія піднімається на висоту до 2,6 м. Максимальне підняття відбувається в районі, де ще відсутня розвинена зона плавлення, осідання порід в якій могло б компенсувати підняття. Найваж-



лівіше значення при підземній виплавці сірки має захист від забруднення атмосфери, підземних і поверхневих вод. Технологія видобування сірки пов'язана з відкачуванням і скиданням пластових вод і теплоносія. Відкачувані води характеризуються високою мінералізацією. Високомінералізовані стічні води утворюються також при регенерації фільтрів котельні та відкачуванні продуктів реакції соляно-кислотної обробки при підготовці сіркодобувних свердловин до експлуатації. Розсоли, які скидаються спільно з відкачуваними пластовими водами, порушують водно-сольовий баланс річок і призводять до перевищення концентрації в них нормованих інгредієнтів. Тому відкачувані води повинні подаватися на установку очищення від сірководню, потім у ставки-накопичувачі. Очищення від сірководню проводиться методом підкислення з подальшим повітряним обдуванням і окисненням сірководню. Такий спосіб очищення нерідко викликає труднощі через мінливість вмісту сірководню у відкачуваних водах, а також необхідності використання дефіцитних реагентів. Відсутність закритої системи водовідливу призводить до забруднення повітря сірководнем в районі сірковидобувного поля, ставків-накопичувачів і санітарної захисної зони.

Забруднюють повітря, порушують нормальні робочі умови і призводять до безповоротних втрат теплоти неорганізовані викиди з грифонів і внутрікустових свердловин, виливів гарячого відпрацьованого теплоносія. Причина цих викидів – порушення порядку і режиму введення свердловин в експлуатацію і водовідлив, тобто недосконалість експлуатації родовища. Найбільш радикальний шлях захисту поверхневих вод від забруднення підземної виплавки сірки – максимальне використання відкачуваних вод у технологічному процесі виплавки сірки. Економічно підготувати стічні води для повторного використання, ніж довести їх склад до показників, що допускають скидання. Виключивши необхідність глибокого очищення стічних воді отримавши економію свіжої води, забезпечують можливість утилізувати теплоту при повторному використанні вод, відкачуваних і виливних з пласта з температурою 40 – 90 °С.

Застосування підземної газифікації вугілля для розробки вугільних родовищ, що залягають на невеликій глибині, пов'язане з серйозними труднощами охорони повітряного басейну. При газифікації вугільних пластів на глибині до 50 – 70 м спостерігаються витоки газу під дією статичного тиску і високої (понад 1000 °С) температури в осередку горіння. Фільтруючись через товщу порід, газ виходить на поверхню. Для зменшення витоків необхідно підтримувати в підземному газогенераторі мінімальний тиск і рекультивувати земну поверхню, заповнюючи виникаючі тріщини глинистими породами. Перспективи розвитку підземної газифікації вугілля із забезпеченням вимог екології пов'язані з розробкою родовищ на великих глибинах, де основна увага повинна бути приділена запобіганню забруднення підземних вод фенолами.

## **8.2. Ліквідація геотехнологічних свердловин**

Після закінчення відпрацювання ділянок всі технологічні свердловини підлягають ліквідації. Для цього обладнання демонтується (зняття оголовка, підйом експлуатаційних колон труб, засобів помпування тощо), обсадні труби і

фільтри беруться і проводиться ліквідаційний тампонаж свердловин (рис. 8.2). Ліквідаційний тампонаж необхідний для запобігання забруднення водоносних горизонтів розчинами витравлення та для попередження їх вилиття на поверхню при значних напорах продуктивного пласта. За наявності декількох водоносних або проникних горизонтів ліквідаційний тампонаж здійснюють заповненням усього стовбура свердловин цементним розчином, а гирло свердловини – поверхневим сипучим матеріалом (рис. 8.2, а). Якщо ствольні свердловини з кількома водоносними горизонтами та водоупорами між ними, то водоносні горизонти тампонує з таким розрахунком, щоб верхня і нижня межі тампонажного стакана перебували відповідно в зоні покрівлі і ґрунту водоупору на 10 – 20 м. Частина свердловини заповнюють глинистим розчином та сипучим матеріалом (рис. 8.2, б).

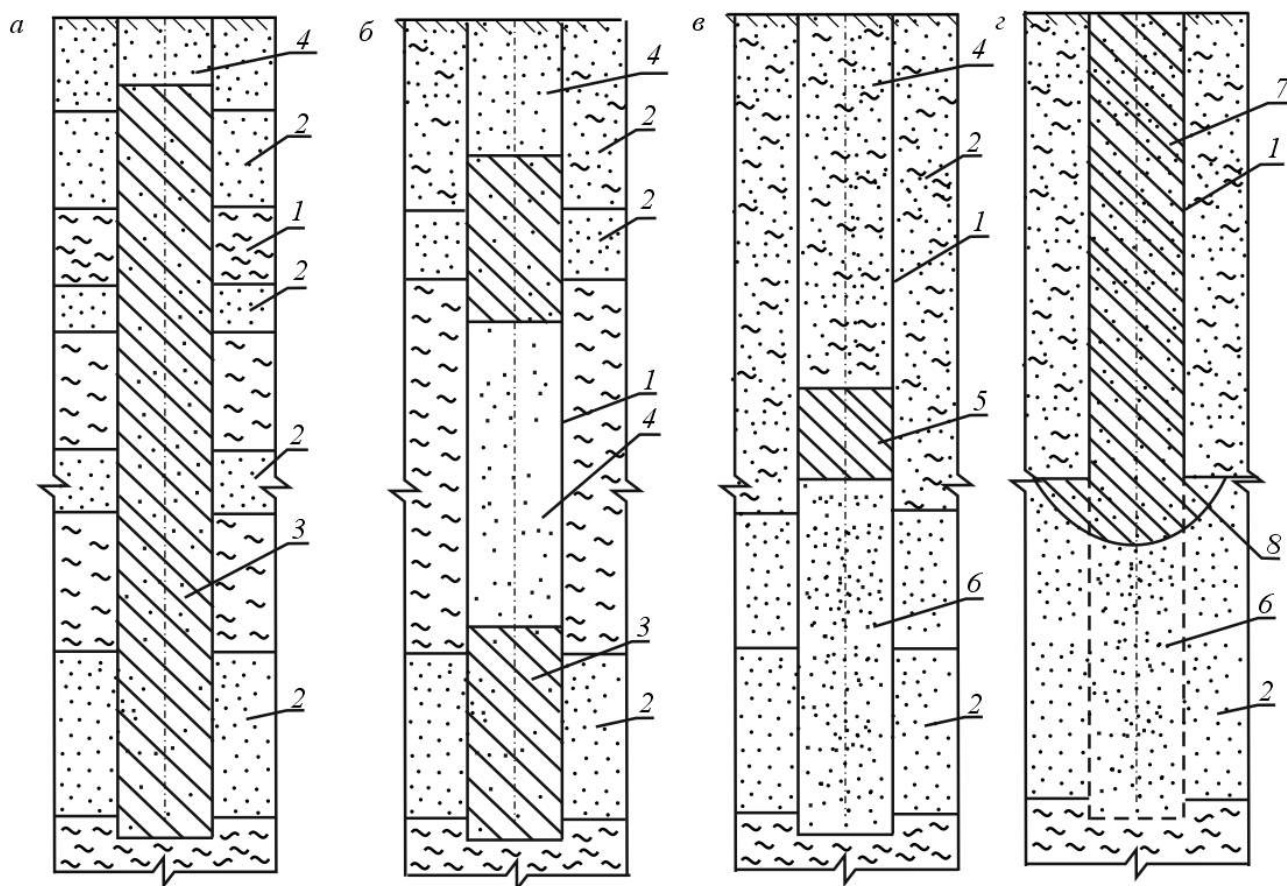


Рис. 8.2. Принципова схема ліквідаційного тампонажу технологічних свердловин: а – повний тампонаж; б – частковий тампонаж; в – засипка зони продуктивного пласта гравієм; г – обрушення ствола свердловини в зоні продуктивного горизонту; 1 – стовбур свердловини; 2 – водоносні горизонти; 3 – цементний розчин; 4 – сипкий матеріал; 5 – перемичка з глини або цементу; 6 – гравій; 7 – глинистий розчин; 8 – воронка обвалення

Ліквідаційний тампонаж здійснюють також у тому випадку, якщо продуктивний горизонт має великий тиск, що зумовлює можливий вилиття на поверхню. Для цього стовбур в зоні продуктивного пласта заповнюють гравієм або щебенем, вище встановлюють перемичку з глини або цементу, а частину, що

залишилася свердловини заповнюють глинистим розчином або сипким матеріалом (див. рис. 8.2, в). За наявності потужного продуктивного пласта ( $> 20$  м) до подачі ліквідаційного тампонажного розчину стовбура свердловини обвалюють в зоні продуктивного пласта, а свердловини заповнюють тампонажем. Обробка, родовищ геотехнологічними способами супроводжується осіданням, а іноді й обваленням земної поверхні. Тому камери, що утворюються при ПТУ, СГД, ПРС і ЛВС, повинні бути заповнені закладними матеріалами (сипучим ґрунтом, пустими породами, піщано-цементною сумішшю та ін.), після чого здійснюється ліквідація тампонажних свердловин. Закладка виробленого простору повністю не виключає просідання земної поверхні, але суттєво його зменшує. Після закінчення ліквідаційних робіт проводиться планування та рекультивація поверхні відпрацьованого гірничого відводу

### 8.3. Техніко-економічна ефективність геотехнології

8.3.1. Переваги технологічного процесу свердловинної підземної газифікації вугілля

Технологічний процес СПГВ можна поділити на два етапи:

**1. Основний процес** – комплекс основних операцій. Це переведення вугілля в процесі газифікації в газоподібне паливо і транспортування його від вогневого вибою на поверхню і далі споживачу. Основний процес забезпечує перетворення вугілля, що знаходився в масиві, в газ, придатний для споживання на виробництві або у побуті.

**2. Комплекс допоміжних робіт**, що забезпечують виконання основного технологічного процесу. До складу допоміжних робіт входять такі важливі операції, як підготовка дугтевих потоків, управління процесом газифікації, очищення продуктивного газу від пилу, фенолів, утилізація теплової енергії газу, підготовка матеріалів для закладення у вироблений простір. Без допоміжних робіт не може існувати газогенераторне підприємство, вони забезпечують існування підприємства і нормальний режим його роботи, а також ефективно виконання основного процесу. Отже, зі зміною основного процесу змінюються вимоги до допоміжних робіт.

Необхідно відмітити, що основний процес СПГВ складається із трьох операцій. Це, в першу чергу, термохімічний метод утворення газу; по-друге, операція по пересуванню і реверсуванню гнучких довгомірних трубопроводів для реалізації направленої подачі дуття і; по-третє, проведення робіт по закладанню вигазованого простору. В цьому випадку, при порівнянні з традиційним видобутком вугілля, ми маємо повне технологічне об'єднання операцій (проведення і кріплення розкривних і підготовчих виробок, монтаж, демонтаж підземного обладнання, вентиляція, водовідлив, електропостачання, зарубування, відбійка, навантаження і доставка вугілля тощо), все здійснюється як декілька технологічних операцій при підземній газифікації вугілля.

Дуття в підземний газогенератор подається механізованим способом – компресорами, а спускання і підйом гнучких довгомірних трубопроводів за допомогою спеціальних підйомних установок. При об'єднанні процесів виймання

і транспортування необхідність у підготовці фронту для подальших операцій відпадає. Малоопераційний процес газифікації по суті безперервний, тому фронт вогневих робіт завжди само-відтворюється. Важлива технологічна операція – направлена подача дуття забезпечує керованість процесом СПГВ, дозволить регулювати режими і параметри газифікації. Закладання вигазованого простору дрібнодисперсними матеріалами через вертикально-горизонтальні свердловини є також однією із важливих технологічних операцій, що супроводжують підвищення ефективності газифікації. Закладний матеріал при цьому подається в обвалену зону безпосередньої покрівлі до моменту обвалення порід основної покрівлі. Після затвердіння ін'єкційного матеріалу і обваленої породи основна покрівля опирається на цю синтетичну опору.

Малоопераційність процесу підземної газифікації вугілля забезпечує нові можливості корінного удосконалення технології, зростанню продуктивності праці в десятки разів. Скорочення кількості операцій і діючих машин призведуть до різкого підвищення надійності технологічних процесів і створенню передумов автоматизації виробництва.

Таким чином, виявлені закони і закономірності розвитку СПГВ дозволяють сформулювати головні її переваги:

- малоопераційність технологічного процесу, об'єднаного єдиним пневматичним носієм енергії – дуттям, що забезпечує як утворення газу із вугілля, так і його транспортування, підйом по свердловина на поверхню і доставку споживачу з високим ступенем надійності;

- технологічна система підземної газифікації вугілля забезпечує безшахтну та безлюдну технологію газоутворення, що створює безпечність ведення робіт і покращення умов праці робітників на газогенераторному підприємстві;

- універсальність газогенераторних технологічних схем, що створюють унікальні можливості пристосування (гнучкості) технології до будь-яких можливих змін гірничотехнічних факторів без суттєвої зміни основних техніко-економічних показників;

- пневматичний транспорт дуттєвих газових потоків корисно відрізняється від усіх інших шахтних засобів транспорту тим, що органічно зв'язують в єдиний поточний процес технологію газоутворення, транспортування і підйому газу, не вимагаючи при цьому великої площі поперечного перерізу виробок, забезпечуючи повну безпеку транспорту дуттєвих газових потоків і практично необмежену продуктивність;

- автоматизацію роботи окремих процесів утворення і транспортування газу, а також процесів переробки продуктів газифікації на поверхні і перехід від автоматизації окремих процесів до автоматизації всього виробничого процесу в цілому;

- широке впровадження досягнень науки і техніки у виробництво;

- зниження питомих обсягів розкривних виробок при використанні вертикально-горизонтальних свердловин;

- максимально можливу концентрацію й інтенсифікацію вогневих робіт.

За трудомісткістю робіт на газогенераторному підприємстві роботи на поверхні землі займають всю частину і, отже, вимагають серйозної уваги до

питань їх удосконалення. На поверхні виконуються роботи по бурінню і оснащенню свердловин, забезпеченню робочими реагентами (дутьям), здійсненню пневмотранспортування газу, його очищенню і переробці, ремонту обладнання, по забезпеченню підприємства електроенергією, теплом та інші роботи. із більшості вказаних робіт, поряд з їх механізацією і автоматизацією, важливе значення має виробнича потужність підприємства, з ростом якої падає трудомісткість цих робіт.

Прогнозні дослідження по удосконаленню технології СПГВ виходять із сучасних принципів організації технологічного процесу і передбачають поетапне удосконалення техніки і технології виробництва газу з корінними його змінами шляхом використання вільнопоршневих агрегатів.

### 8.3.2. Оцінка продуктивності праці

При визначенні ефективної технології видобутку вугілля звичайно вдаються до оцінок живої і речовинної праці (наприклад, розрахунок приведених витрат)

$$S = C + E_n K \rightarrow \min, \quad (8.7)$$

де  $C$  – собівартість продукції, грн.;  $E_n$  – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень ( $E_n = 0,1$ );  $K$  – обсяг капіталовкладень, грн.

Отже, ефективність будь-якого технологічного способу видобутку вугілля залежить від таких факторів, як труд, капітал, матеріаломісткість процесу і собівартість продукції. Шлях механізації видобування, по якому пішла вугільна промисловість, вимагав повного технічного переоснащення, різкого збільшення ваги обладнання, підвищення кваліфікації робітників і, звичайно, вартості вугілля. Для підтримання обладнання в діючому стані необхідно було створити ремонтні служби, дбати значну кількість запасних частин і інших матеріалів, що обумовило зростання матеріаломісткості. Збільшення коштокорисної вартості при зростанні вартості обладнання і гірничих виробок, в яких воно експлуатується, підвищення потреби в матеріалах визначило зростання експлуатаційних витрат за рахунок матеріалів і амортизації основних фондів.

Зовсім інша ситуація виникає під час реалізації малоопераційного процесу, а саме свердловинної підземної газифікації вугілля. Цей процес веде до різкого зниження фондомісткості (відсутності гірничих виробок, підземного обладнання тощо). Технологічне об'єднання операцій веде до зниження робочого об'єму, в якому відбувається процес, ліквідується низка проміжних операцій. Скорочення потреби в матеріалах, особливо в металі, забезпечує зниження собівартості за статтями витрат «Матеріали» та «Інші витрати», а зменшення капіталомісткості – по статті «Амортизація». Зростання продуктивності праці в свою чергу веде до зменшення собівартості за статтями «Заробітна плата» і «Начислення на заробітну плату». Витрати на «Паливо» і «Електроенергію» також знижуються. Аналіз показує, що за всіма елементами, що складають собівартість, забезпечується зниженням витрат.

Таким чином, при порівнянні підземної газифікації вугілля з традиційною технологією слід враховувати, що малоопераційність процесу об'єктивно пок-

рашує всі показники, а зростання продуктивності праці, як наслідок малоопераційності, є опосередкованим показником зниження капітала, матеріаломісткості і собівартості. Тому показник трудомісткості, або продуктивності праці, може слугувати як вирішальний критерій оцінки ефективності технології видобування корисних копалин. Зрозуміло, що це не викликає необхідності контрольних розрахунків, що оцінюють ступінь зниження питомих капітальних і матеріальних витрат, але не вони будуть визначальними при доборі технології і варіантів її удосконалення.

Існує думка, що зростання продуктивності праці завжди повинно супроводжувати ріст капіталовкладень. Це справедливо при традиційній технології, однак аналіз ефективності малоопераційної технології СПГВ говорить про цілком інші співвідношення між продуктивністю і капіталомісткістю, між витратами і результатами, ніж при багатоопераційному процесі. Це положення підтверджується наведеними розрахунками. Визначимо загальну залежність продуктивності праці по газогенераторному підприємству в цілому від його технічного рівня. де:  $\Pi$  – продуктивність праці робітника з вироблення газу (вигазування вугілля) по газогенераторному підприємству, т/міс;  $T$  – трудомісткість (витрати праці робочого у зміну на газифікацію 1 т вугілля, яка зв'язана насткпною залежністю

$$\Pi = \frac{1}{T}, \quad (8.8)$$

де  $K_y$  – питомі капіталовкладення (капітальні витрати на будівництво підприємства, віднесені на 1 т вугілля, що вигазується, або потужності);  $\Phi$  – фондоддача (відношення кількості продукції в натуральному чи вартісному виразі до обсягу основних виробничих фондів підприємства); останні завжди трохи менше капітальних вкладень;

$$K_y = \frac{1}{\Phi},$$

де  $\varphi$  – фондоснащеність (капітальні витрати, що входять у фонди підприємства, а інколи і всі капітальні витрати, що надають на одного робітника):

$$\varphi = K_y \Pi. \quad (8.9)$$

Розглянемо функціональну залежність між цими економічними показниками при зміні технічного рівня підприємства. Залежність зростання продуктивності праці від ефективності капіталовкладень виражається формулою

$$\Pi = f(K_y). \quad (8.10)$$

Виходячи із закону продуктивності праці (8.10) і логічного припущення про те, що механізація кожної операції технологічного процесу вимагає певних капітальних вкладень, при цьому знижується трудомісткість даної операції при випуску того ж об'єму продукції. Припускаємо також, що для кожної технологічної ланки і кожного технічного рівня (рівень знань)  $P$  існує лінійна залежність трудомісткості від капітальних витрат, тобто

$$T = T_1 - PK_y, \quad (8.11)$$

де  $T_1$  – початкова трудомісткість по підприємству в цілому до механізації.

Ефективність завершеної механізації  $E_M$ , тобто використання механізації даного технічного рівня на всіх технологічних ланках, визначається за формулою

$$E_M = \frac{T_1}{T_2}, \quad (8.12)$$

де  $T_2$  – величина трудомісткості після завершення механізації, звідсіля

$$T_2 = \frac{T_1}{E_M} = T_1 - PK_y^{max}, \quad (8.13)$$

де  $K_y^{max}$  – визначається за умови завершення механізації всіх технологічних ланок. Отже,

$$PK_y^{max} = T_1 - \frac{T_1}{E_M}, \quad (8.14)$$

або

$$P = \frac{T_1}{K_y^{max}} \left(1 - \frac{1}{E_M}\right). \quad (8.15)$$

Загальний вираз залежності трудомісткості від капіталовкладень має вигляд:

$$T = T_1 \frac{T_1}{K_y^{max}} \left(1 - \frac{1}{E_M}\right) K_y, \quad (8.16)$$

або

$$T = T_1 \left[1 - \frac{K_y}{K_y^{max}} \left(1 - \frac{1}{E_M}\right)\right]. \quad (8.17)$$

Приведемо цей вираз до безрозмірного вигляду при  $T/T_1 = \tau$

$$\tau = 1 - \frac{K_y}{K_y^{max}} \left(1 - \frac{1}{E_M}\right). \quad (8.18)$$

Вважаючи, що  $\Pi/\Pi_1 = \pi$  можна записати

$$\pi = \frac{1}{1 - \frac{K_y}{K_y^{max}} \left(1 - \frac{1}{E_M}\right)}. \quad (8.19)$$

Для ілюстрації залежності запишемо в табличній формі показники ефективності механізації  $E_M$  при різних відношеннях питомих капітальних вкладень в механізацію  $K_y$  до загальних максимальних питомих капітальних вкладень  $K_y^{max}$  (табл. 8.1).

Як бачимо із табл. 8.1 і рис. 8.3, виконаного за виразом (8.14), при  $K_y/K_y^{max} \geq 0,5$  різниця у зростанні продуктивності праці для умов  $E_M = 3$  і  $E_M = 5$  незначна, найбільше зростання її спостерігається при  $K_y/K_y^{max} > 0,8$ . Отже, найбільший ефект дає завершення механізації, модернізація ж обладнання при загальному рівні механізації 0,5 – 0,7 не приведе до серйозного збільшення продуктивності праці. Тому варто спрямувати засоби і зусилля на завершення механізації усіх виробничих процесів на газогенераторному підприємстві.

тві. Аналогічний ефект проявляється при автоматизації процесів на підприємстві. Автоматизація підвищує продуктивність кожної операції, що вже пройшла стадію механізації. Підсумкова ефективність механізації  $E_m$  і автоматизації  $E_a$  виражаються формулою автоматичного керування

Таблиця 8.1

Ефективність механізації даного технічного рівня на усіх технологічних ланках газогенераторного підприємства

$\frac{K_y}{K_y^{max}}$	Показник ефективності механізації			
	при $E_m = 3$		при $E_m = 5$	
	$\tau$	$\pi = 1/\tau$	$\tau$	$\pi = 1/\tau$
0,1	0,93	1,07	0,92	1,09
0,2	0,87	1,15	0,84	1,19
0,3	0,80	1,25	0,76	1,32
0,4	0,73	1,37	0,68	1,42
0,5	0,67	1,5	0,6	1,67
0,6	0,60	1,67	0,52	1,92
0,7	0,53	1,89	0,44	2,28
0,8	0,47	2,22	0,36	2,78
0,9	0,40	2,5	0,28	3,58
1,0	0,33	3,0	0,2	5,0

$$E_{ma} = E_m E_a K_y / K_y^{max}. \quad (8.20)$$

Слід зазначити, що для освоєння систем автоматизації необхідні допоміжні капіталовкладення в розмірах, приблизно в 1,25 – 1,3 рази, що перевищують витрати на механізацію процесів, тобто

$$K_{ma} = K_y^{max} q, \quad (q = 1,3). \quad (8.21)$$

Виходячи із цього значення  $E_{ma}$  маємо

$$\tau = 1 - \frac{K_y}{K_y^{max}} \cdot \frac{1}{q} \left(1 - \frac{1}{E_m E_a}\right); \quad (8.22)$$

$$\pi = \frac{1}{1 - \frac{K_y}{K_y^{max}} \cdot \frac{1}{q} \left(1 - \frac{1}{E_m E_a}\right)}. \quad (8.23)$$

Прийmemo  $E_m = 5$  і  $E_a = 3$ , тоді  $E_{ma} = 15$ .

Показники підсумкової ефективності механізації автоматизації наступні

Таблиця 8.2

Показники підсумкової ефективності механізації

$\frac{K_y}{K_y^{max}} q$	$\tau$	$\pi$	$\frac{K_y}{K_y^{max}} q$	$\tau$	$\pi$
0,1	0,93	1,07	0,7	0,51	1,96



$\frac{K_y}{K_y^{max}} q$	$\tau$	$\pi$	$\frac{K_y}{K_y^{max}} q$	$\tau$	$\pi$
0,2	0,86	1,16	0,8	0,44	2,28
0,3	0,79	1,27	0,9	0,37	2,70
0,4	0,72	1,39	1,0	0,3	3,33
0,5	0,65	1,54	1,2	0,16	6,25
0,6	0,58	1,73	1,33	0,067	15,0

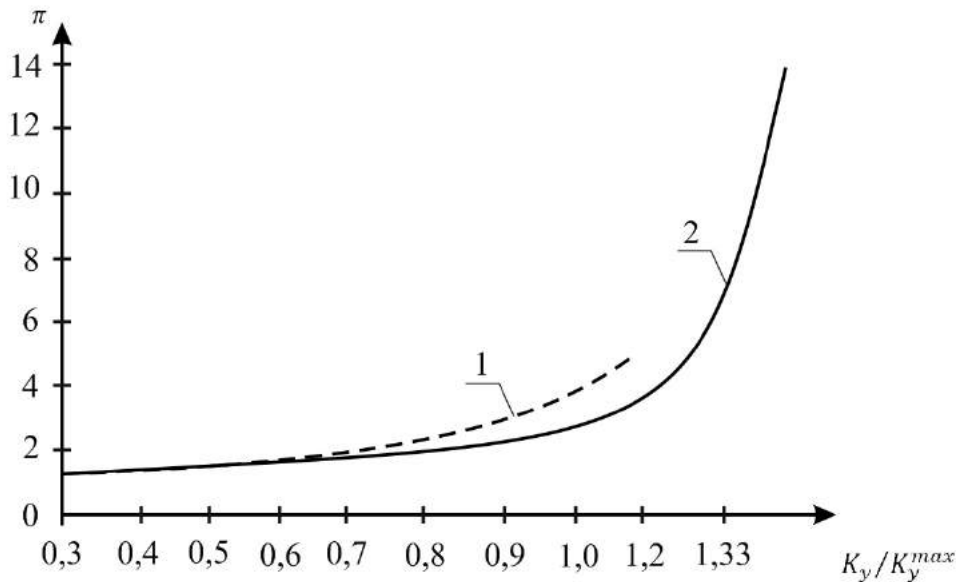


Рис. 8.4. Ріст продуктивності праці залежно від рівня механізації і автоматизації: 1 –  $E_M = 3$ ; 2 –  $E_M = 5$ .

Ці дані і рис. 8.4, виконаний по виразу (4.18) показують, що при одному рівні капіталовкладень рівень продуктивності праці при одночасній механізації і автоматизації буде меншим, ніж тільки при механізації до значення

$$K_y = K_y^{max} \approx 1,2.$$

Крута частина кривої на рис. 8.4 при значенні  $\frac{K_y}{K_y^{max}}$ , що наближається до одиниці і більше підтверджує те, що системне рішення, тобто завершення процесів механізації і автоматизації, дає найбільший ефект – ефективність капіталовкладень зростає нелінійно. У світлі цього розглянемо питання про ефект переходу до малоопераційних технологій. Якщо прийняти капіталовкладення для однієї нової операції такими ж, як для однієї старої, то загальні питомі капіталовкладення будуть меншими у такій мірі, в якій скоротила кількість операцій в новому процесі. Максимальні питомі капіталовкладення мало операційного процесу ( $K_y^{max}$ ) визначаються за формулою

$$K_y^{1max} = K_y^{max} n' / n_T, \quad (8.24)$$

де  $n'$  – кількість операцій у новому технологічному процесі;  $n_T$  – кількість операцій у традиційному процесі.

Зменшення операційності можна уподобити відповідному збільшенню ефективності механізації, тобто

$$E'_M = E_M n_T / n'. \quad (8.25)$$

Тоді з урахуванням малоопераційності

$$\tau = 1 - \frac{K_y}{K_y^{max}} \cdot \frac{n_T}{n'} \left(1 - \frac{1}{E_M n_T / n'}\right). \quad (8.26)$$

Рахуючи, що  $\frac{n_T}{n'} = q'$ , одержимо

$$\tau = 1 - \frac{K_y}{K_y^{max}} \cdot q' \left(1 - \frac{1}{E_M q'}\right); \quad (8.27)$$

$$\pi = \frac{1}{1 - \frac{K_y}{K_y^{max}} \cdot q' \left(1 - \frac{1}{q'}\right)}. \quad (8.28)$$

У малоопераційному процесі з високою підсумковою ефективністю  $E_M q'$  крива зростання продуктивності праці (рис. 8.5) порівняно крутіша, і тому питання про надійність і стійкість показників кожного технологічного процесу набуває великого значення.

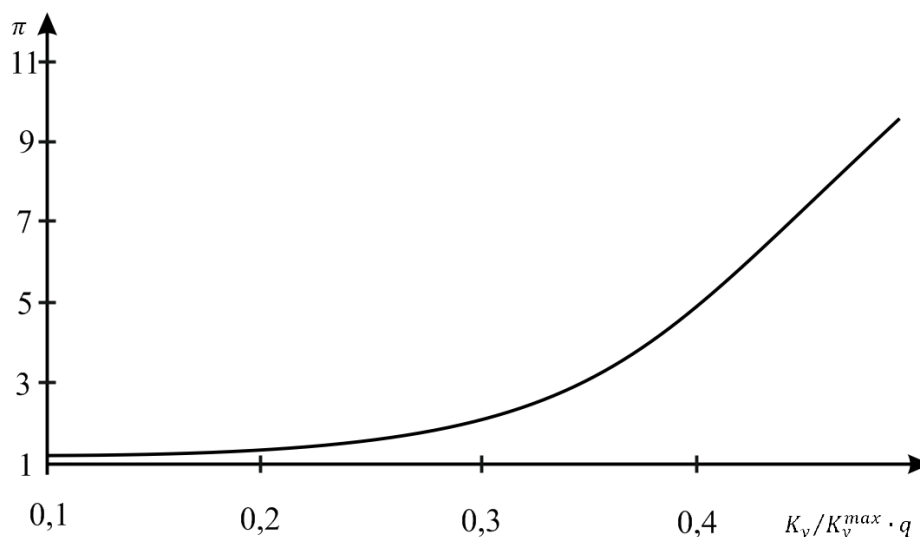


Рис. 8.5. Зростання продуктивності праці залежно від скорочення кількості операцій

Якщо прийняти  $E_M = 5$  і  $q' = 2$ , то одержимо наступні показники ефективності (табл.8.3.)

Таблиця 8.3.

Показники ефективності

$\frac{K_y}{K_y^{max}}$	$\pi = 1/\tau$	$\frac{K_y}{K_y^{max}}$	$\pi = 1/\tau$
0,1	1,22	0,3	2,2
0,2	1,56	0,5	10,0

Порівнюючи рис. 8.5, виконаний по виразу (8.23) і рис. 8.3, можна відмі-

тити, що чим крутіша крива, тим вища ефективність капіталовкладень. З цього випливає наступний висновок: сучасні досягнення науки дозволяють створити малоопераційні процеси, що характеризуються високою продуктивністю праці і відносно малою питомою капіталомісткістю. Ріст питомих капіталовкладень говорить про те, що фактично проходить реалізація нової технологічної системи – свердловинної підземної газифікації вугілля – з корінним перетворенням технологічного процесу порівняно з традиційним видобутком вугілля. Іншими словами, малоопераційність забезпечує закономірне абсолютне підвищення продуктивності праці, а останнє характеризує зниження всіх інших витрат і може важатись у методі підземної газифікації вугілля головним (основним) критерієм ефективності виробництва.

Таким чином, при проектуванні процесів підземної газифікації вугілля дуже важливо дотримуватись законів і закономірностей, що відносяться до цього методу розробки. Це дозволить у процесі експлуатації підприємства виключити рішення, що протирічать об'єктивним законам і порушують нормальний ритм роботи. Разом з тим слід відмітити, що закони суб'єктивні, і в процесі діяльності підприємства вони можуть порушуватись свідомо, коли рішення приймаються лише на основі так званого здорового глузду (вольові рішення) або несвідомо (по незнанню). В цих умовах дія законів і закономірностей набуває стихійного характеру. Порушення законів веде до примусового зниження інтенсивності газифікації запасів і зриву планового завдання, неузгодженості в гірничопідготовчих роботах, порушенню безпеки робіт, економічного й екологічного дисбалансу. Так, наприклад, при порушенні закону співрозмірності зон газоутворення може взагалі порушитися процес підземної газифікації при особливих умовах. Якщо довжина реакційного каналу виявиться менше довжини окиснюваної зони, то продукти газифікації на виході з підземного газогенератора будуть складатися тільки із суміші газів повного згоряння вугільного пласта, або без вільного кисню, коли довжина каналу газифікації дорівнює довжині окиснюваної зони, або з киснем, коли довжина каналу газифікації менше довжини окиснюваної зони.

При великому притоці підземних вод в окислювальну зону будуть великі втрати фізичного тепла в навколишнє середовище і утворений у цій зоні газ буде мати низьку температуру (менше 700 – 1000 °C). Цієї температури буде недостатньо для розвитку реакцій газифікації в співрозмірних зонах каналу газифікації. Якщо довжина каналу газифікації в цих умовах стане більше довжини окиснюваної зони, то після неї зразу утворюється зона термічного розкладання і сушіння вугілля. Із підземного газогенератора буде виходити газова суміш, що складається із газової фази повного згоряння газів низькотемпературного термічного розкладання вугілля, водяної пари і частково кисню. Із наведеного вище бачимо, що ефективність процесу газифікації у багатьох випадках залежить від наявності в каналі газифікації трьох співрозмірних зон газоутворення, а вони, в свою чергу, від правильного добору відстані між дугтевою і газовідвідною свердловинами. А зменшення припливу води у підземний газогенератор досягається правильним створенням навколо газогенератора зони газового і гідрогеологічного поля, що забезпечує віджимання води від вогневого вибою.

Більшість законів гірничої науки володіють інерційністю дії, тобто після деякого застійного періоду неминуче проявляються наслідки порушень законів. Таким чином, знання змісту і вимог законів та закономірностей розвитку гірничодобувної технології є найважливішою умовою їх свідомого використання на виробництві.

#### 8.4. Прикладні задачі до глави 8

##### Розрахунок техніко-економічних показників геотехнології

Суттєві відмінності геотехнології від відкритої і підземної розробки обумовлюють певнену специфічність способів порівняльної оцінки методів. Основна відмінність у тому, що при геотехнології одержують готовий продукт, а при відкритій і підземній розробці – гірничу масу. При порівнянні необхідно враховувати витрати на всю переробку руди або вугілля до кінцевого продукту. Ефективність розробки ґрунтується на трьох основних показниках: питомі капіталовкладення, собівартість і продуктивність праці. Крім цих основних показників необхідно також враховувати рентабельність, термін окупності витрат, час будівництва підприємства, коефіцієнт фондівіддачі, річний економічний ефект, зниження потреби і дефіциту в устаткуванні і матеріалах.

Необхідно враховувати також соціальний фактор – умови охорони праці, при яких геотехнологія має переваги, тому що забезпечує виймання корисних копалин без присутності людей в очисному вибої.

Недоліки традиційних методів у порівнянні з геотехнологією:

- не забезпечують високих техніко-економічних показників;
- незадовільна динаміка фондівіддачі через високу питому вагу пасивних фондів (гірничих виробок);
- висока фондоємність і капіталомісткість;
- необхідність регулярної підготовки протягом усього періоду експлуатації нових ділянок для видобування.

У зв'язку з цим маються деякі особливості в оцінці методів геотехнологічної розробки родовищ корисних копалин. Нижче наведена послідовність визначення деяких показників. Коефіцієнт фондівіддачі визначається за формулою

$$\Phi_{\phi} = \frac{M \cdot C_0}{K}, \quad (8.29)$$

де  $M$  – річний обсяг кінцевої продукції, т;  $C_0$  – оптова ціна кінцевої продукції, грн./т;  $K$  – капітальні витрати, грн.

Показник рентабельності визначається з виразу

$$E_p = \frac{(C_0 - C)}{\Phi_0 + \Phi_{06}}, \quad (8.30)$$

де  $C$  – собівартість готової продукції, грн./т;  $\Phi_0$  – середньорічна вартість основних виробничих фондів, грн.;  $\Phi_{06}$  – середньорічна вартість нормованих оборотних коштів, грн.

Термін окупності капіталовкладень є величиною, зворотною показнику рентабельності

$$T = \frac{1}{E_p}. \quad (8.31)$$

Приведена собівартість готової продукції

$$C_n = C + \frac{e_n \cdot K}{M}, \quad (8.32)$$

де  $e_n$  – нормативний галузевий коефіцієнт економічної ефективності.

Цінність родовища визначається з виразу

$$Ц = (C_0 - C) \cdot 3. \quad (8.33)$$

Допустима собівартість корисної копалини, грн./т

$$C_d = C_0 - \frac{e_n \cdot K}{M \cdot \left(1 - \frac{1}{(1 - e_n)^m}\right)}. \quad (8.34)$$

Економічна ефективність геотехнологічного методу

$$\mathbb{E}_r = \left(C_1 + \frac{e_n \cdot K_1}{M_1}\right) - \left(C_1 + \frac{e_n \cdot K}{M}\right), \quad (8.35)$$

де  $C_1$  – собівартість готової продукції при традиційних методах розробки родовищ корисних копалин, грн./т;  $K_1$  – капітальні витрати при традиційних методах, грн.;  $M_1$  – річний обсяг кінцевої продукції на підприємстві при традиційній технології, т.

Приклад рішення дивись додаток Л.

### Контрольні запитання

1. Основні джерела забруднення ґрунтового шару землі при підземному вилуговуванні.
2. Як розрахувати переміщення промислових стоків у водоносних горизонтах?
3. Які заходи необхідно вжити для запобігання розтікання робочих і продуктивних розчинів у гірському масиві при підземному вилуговуванні руд?
4. Способи підймання продуктивних розчинів по свердловинах при підземному вилуговуванні й обґрунтування більш доцільного з них з позицій запобігання забруднення атмосфери.
5. Основні шкідливості процесу підземній виплавці сірки і заходи по їх усуненню.
6. Заходи захисту атмосфери і поверхневих вод від забруднення при підземній виплавці сірки.
7. Які негативні екологічні наслідки можуть бути при підземній газифікації вугілля? Що треба зробити для їх локалізації?
8. Як здійснюється ліквідація геотехнологічних свердловин після завершення відпрацювання родовища (ділянки)?

### Список літератури до глави 8

1. Аренс, В.Ж. Физико-химическая геотехнология [Текст]: учебник для вузов/ под общей редакцией В.Ж. Аренса. – Издательство МГУ, 2010. – 575 с.

2. Бондаренко, В.І., Табаченко, Н.М. Закони і закономірності гірничої науки [Текст] / В.І. Бондаренко, Н.М. Табаченко – 1998. – Дніпропетровск: НГА України. – 40 с.

## ВИСНОВКИ

Провідне місце в промисловості Україна займає видобуток корисних копалин. У даний час видобування традиційно ведеться підземним і відкритим способами, які вимагають присутності людей на місці виконання гірничих робіт, що пов'язане з важкими умовами праці, які окрім видобування корисної копалини характеризуються супутнім одержанням і переміщенням мільйонів тонн пустих порід, що розміщуються на земній поверхні. Як наслідок, продуктивність праці знижується, а собівартість кожної тонни видобутих корисних копалин зростає.

Зі збільшенням глибини розробки недоліки традиційних технологій збільшуються:

- використання вугілля, як твердого палива при виробництві електроенергії і в комунально-побутовому секторі, пов'язане з великими транспортними витратами, низьким коефіцієнтом корисної дії, істотними втратами і серйозним негативним впливом на довкілля;
- видобуток урану підземним способом призводить до збільшення кількості відвалів, для яких необхідна максимальна утилізація в найкоротші терміни.
- видобуток сірки забруднює навколишнє середовище.

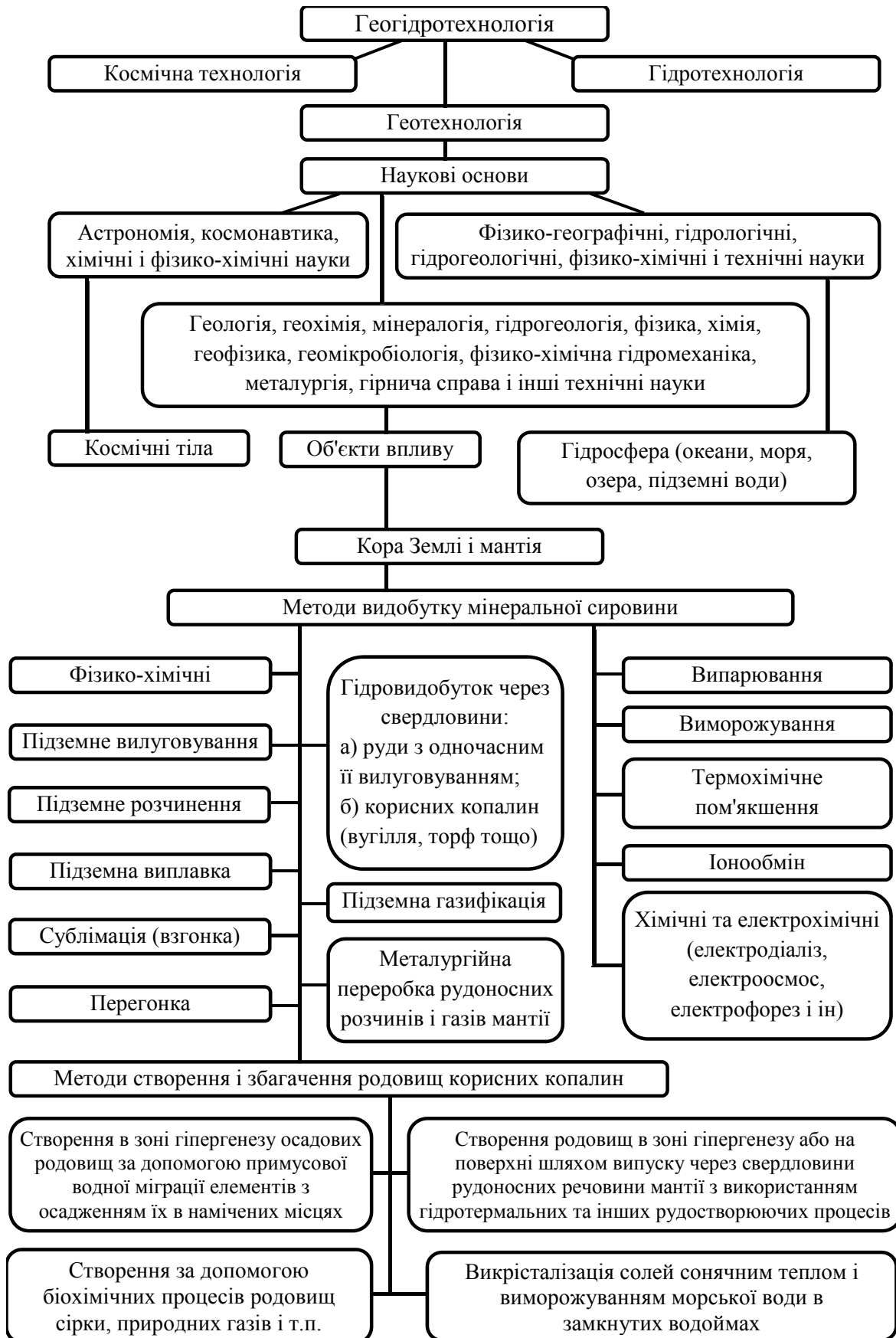
Підземна газифікація вугілля позбавлена зазначених недоліків. Ідея газифікації вугілля, що полягає в переведенні вугілля з твердого стану в газоподібний безпосередньо на місці його залягання, підказана практикою розробки вугільних пластів у Донецькому басейні України. Тут вона перевірялася в різних гірничо-геологічних умовах, підтвердила свою працездатність і удосконалювалася.

Видобуток урану вилюговуванням у порівнянні з традиційними методами видобування має низку переваг щодо техніко-економічних показників, соціального значення, охорони навколишнього середовища та залучення до рентабельної експлуатації родовищ бідних руд, що залягають у складних гірничо-геологічних умовах.

Спосіб підземної виплавки сірки в декілька разів більш економічний і дозволяє звести забруднення довкілля до мінімуму.

Результати теоретичних досліджень і проектно-технологічних розробок свідчать про перспективність, економічну й екологічну ефективність застосування геотехнології – технології XXI століття, що забезпечує людству вирішення актуальних соціальних проблем, пов'язаних з розробкою і використанням енергетичних ресурсів.

*Додаток А*  
**Загальна класифікація методів за об'єктами впливу та  
 способів видобутку по Калабіну А.І.**





Додаток Б

Таблиця Б.1.

Типізація умов підземного вилуговування по Новик-Калану В.П.

Група родовищ за ступенем зв'язності гірничорудної маси	Основні природні фактори вилуговування	Типи родовищ за сукупністю природних факторів вилуговування			
		I тип - дуже сприятливі	II тип — сприятливі	III тип — несприятливі	IV тип — вельми несприятливі
	Середній вміст корисного компонента %	Більш ніж у 5 разів вище мінімального промислового	У 2 – 5 разів вище мінімального промислового	Мінімальна промислове	Нижче мінімального промислового
	Склад рудної мінералізації	Самостійні окислені мінерали	Самостійні мінерали; корисний компонент на 50% в закисній формі; є сульфіди	Велика частина корисного компонента у вигляді ізоморфних домішок; самостійні мінерали гіпогенні	Корисний компонент пов'язаний з бітумами або фосфатами
	Коефіцієнт фільтрації, м/добу	2,0 – 8,0	1,0 – 2,0; 8 – 10,0	0,1 – 1,0	1,0 – 2,0; 8 – 10,0
	Коефіцієнт фільтраційної неоднорідності, частки одиниці	1,0	1,0 – 0,75	0,75 – 0,5	0,5 – 0,25
	Глибина залягання від поверхні, м	до 150	150 – 800	300 – 500	500
	Характер водоупорів і їх потужність, м	Регіональні, 5	Регіональні, 5	Локальні, 5	Відсутні
	Співвідношення потужностей в продуктивному пласті	1:1	1:1 – 1:5	1:5 – 1:10	1:10
	Режим підземних вод	Напірний; самовилив на поверхню	Напірний; п'єзометричного рівень на глибині до 50 м	Напірно-безнапірний; рівень вище покрівлі продуктивного пласта	Безнапірний; статичний рівень – на позначці покрівлі рудних тіл

Група родовищ за ступенем зв'язності гірничорудної маси	Основні природні фактори вилуговування	Типи родовищ за сукупністю природних факторів вилуговування			
		I тип – дуже сприятливі	II тип – сприятливі	III тип – несприятливі	IV тип – вельми несприятливі
Пластичні	Карбонатність, %	0	0 – 1,0	1,0 – 2,0	2,0
	Середній вміст корисного компонента %	Більш ніж у 5 разів вище мінімального промислового	У 2 – 5 разів вище мінімального промислового	Мінімальний промисловий	Нижче мінімального промислового
	Склад рудної мінералізації	Самостійні окислені мінерали	Самостійні мінерали; корисний компонент на 50% в закисній формі; є сульфіди	Велика частина корисного компонента у вигляді ізоморфних домішок; самостійні мінерали гіпогенні	Корисний компонент пов'язаний з бітумами або фосфатами
	Характер рудної мінералізації	Нальоти і корочки на стінках критих тріщин і пор	Дрібнопрожилкова тріщина, що цементує гірничої породи	Масивна, жильних по великих тріщин	Вкраплена, розсіяна по всій масі гірничої породи
	Глибина залягання від поверхні, м	100 – 150	150 – 300	300 – 500	До 50 – 100; в зоні регіональної тріщинуватості більше 500
	Кут падіння рудних тіл, град.	60	60 – 80	До 30	0
	Гідрогеологічні умови	Підземні води відсутні	Надходження підземних вод у вигляді протікання	Приплив підземних вод по локальному розлому; можливий дренаж	Надходження підземних вод із зони регіональної тріщинуватості і локальних розломів
	Карбонатність, %	0	0 – 1,0	1,0	> 1,0

## Фізико-геологічні чинники та оцінка їх впливу на видобуток корисних копалин за Аренсем В.Ж.

### Свердловинний гідровидобуток

Для свердловини гідровидобутку найбільш сприятливі родовища з рудами невисокої механічної міцності, перекритими відносно міцними або пластично деформованими породами.

Стійкість гідросумішей після руйнування визначається гранулометричним і мінеральним складом зерен породи.

Таблиця Б.2.

Умови розробки	Механічні властивості руди	Властивості покривних порід	Форма рудних тіл
Хороші	Пухкі	Міцні монолітні	Потужні, крутопохилі
Середні	Зв'язані, напівскельні	Міцні тріщинуваті, пластичні	Горизонтальні або похилі, середньої потужності
Потребують конкретного аналізу	Скельні	Пухкі	Тонкі які горизонтально залягають

Великий вплив на умови свердловини гідровидобутку надають форма і елементи залягання рудних тіл. Сприятливі для відпрацювання крутопохилі рудні тіла, в яких розмив може здійснюватися знизу вгору, а гідросуміш відкачуватися з нижньої частини камери розмиву. Така ж технологія може застосовуватися в пластах великої потужності.

### Підземне розчинення

Основною технологічною властивістю солей, які відпрацьовуються методом підземного розчинення, є їх розчинність у воді і швидкість розчинення, що залежать від мінерального складу і температури. З технічної точки зору видобуток кам'яної та калійної солей, а також бішофіту і деяких інших легкорозчинних мінералів можна здійснити практично в будь-яких умовах.

Таблиця Б.3.

Глибина, м	Зміст нерозчинних домішок					
	0 – 5	10	15	20	25	30
400	30	35	40	45	60	70
800	45	55	60	65	80	90
1600	105	120	125	140	155	165

## Типізація умов розробки сірчаних родовищ

Показник	Умови розробки		
	хороші	задовільні	які вимагають конкретного аналізу
Середній вміст сірки,	> 20	20 – 10	< 10
Витяг сірки, %	> 70	70 – 40	< 40
Текстура руд (переважна)	Полосчата, прожилкова, прожилково-гніздова	Гніздово-вкраплена, прожилково-вкраплена	Дисперсна
Структура сірки (переважна)	Явнокристалічна	Прихованокристалічна	–
Літологічний склад пласта	Кавернозний вапняк	Слабокавернозний вапняк	Щільний некавернозний вапняк
Гідрогеологічні умови сірчаного покладу	Гідрогеологічно закритий поклад	Розвантаження вод утруднено і знаходиться на значній відстані від покладу	Гідрогеологічно розкритий поклад
Водопоглинання, м <sup>3</sup> /год на 1 м потужності при тиску 1 МПа	0,5 – 1	(0,1 – 0,5); (1 – 3)	> 3; < 0,1
Покривні породи	Водонепроникні	Слабоводопроникні	Водопроникні
Підстильні породи	Водонепроникні або з незначною фільтрацією	Водопроникні нижче, ніж у порід сірконосного пласта	Водопроникні вище ніж у порід сірконосного пласта
Потужність сірчаного покладу, м	>10	10 – 3	< 3
Потужність безрудних шарів у сірконосному пласті, м	–	1 – 3	> 5
Глибина до сірчаного покладу, м	120 – 500	80 – 120; 500 – 1000	< 30; > 100
Запаси сірки на потужність підприємства 100 тис. т на рік (при зміні потужності запаси пропорційно змінюються), млн. т	3	3 – 1	< 1

## Критерії оцінки придатності вугільних пластів за геологічними факторами до підземної газифікації

**Запаси і марка вугілля.** Запаси вугілля визначаються, виходячи з необхідної проектної потужності і терміну служби. При відсутності заданого терміну служби запаси вугілля повинні забезпечити окупність капітальних вкладень «пов'язаних з будівництвом і експлуатацією газогенераторного підприємства.

**Потужність вугільних пластів.** Потужність вугільних пластів впливає на техніко-економічні показники перетворення вугілля в газоподібне паливо. Газифікація тонких і вельми тонких вугільних пластів характеризується низькою економічністю.

**Структура і текстура вугільних пластів.** Якість вихідного вугілля впливає на теплоту згоряння і ступінь газифікації вугільних пластів. Тому краще газифікувати вугільні пласти простої будови (без породних прошарків). За наявності прошарку необхідні дані про його ступень прогріву і можливості термічного руйнування. При газифікації вугілля висота зони прогріву порід покриті до  $t = 1200^{\circ}\text{C}$  склала  $(1,0 - 1,5) m$  ( $m$  – потужність пласта).

Виходячи з цього товщину породного прошарку слід приймати:

- при впорядкованому обваленні  $(0,7 - 0,8) m$ ;
- при безладному обваленні  $(0,4 - 0,6) m_1$ , ( $m_1$  – потужність нижньої вигазованої пачки вугільного пласта).

**Зольність вугілля.** Зольність вугілля впливає на протікання процесу підземної газифікації. З її збільшенням зменшується відносний вміст вуглецю в паливі; зростає витрата тепла на нагрів золи; спостерігається нерівномірне вигазування по потужності (за наявності породних прошарків); знижується теплота згоряння.

За результатами досліджень на промислових станціях ПГУ можна зробити висновок про взаємозв'язок зольності і потужності буровугільних пластів. Для газифікації вугілля придатні пласти з зольністю до 30 – 35%, окремі пачки допускаються з зольністю 45 – 50%. Кам'яне вугілля придатні для ПГУ з зольністю до 30 – 35% при потужності пласта 0,8 – 1,2 м.

**Глибина розробки вугільних пластів.** Родовища вугільних пластів залягають на глибинах від 70 до 1000 м і більше. ПГУ економічно виправдана при будь-якій глибині залягання. Мінімальна глибина розробки складає близько 70м.

При газифікації крутих пластів розміри ціликів у приповерхневій зоні повинні складати  $(8 - 12) m$ , але не менше 25 – 35 м. Це необхідно для запобігання земної поверхні від просідань і проривів дуття і газу через тріщини біля виходу пласта під наноси.

**Кут падіння пласта.** Методом підземної газифікації можна розробляти горизонтальні, пологі, крутопохилі і круті пласти кам'яних і буровугільних родовищ.

**Порушення ділянок газифікації.** На стійке ведення процесу ПГУ негативний вплив спричиняють тектонічні порушення, розмиви вугільного пласта,

закарстованих ділянок, бо як вони знижують теплоту згоряння газу, збільшують втрати вугілля, витік дуття і первинного газу.

**Водоприплив до підземних газогенераторів і теплота згоряння газу.** Водоприпливи до ділянок газифікації значно впливають на теплоту згоряння газу й на інші показники процесу ПГУ. Рясне надходження підземних вод знижує теплоту згоряння газу, а при значному її надходженні в осередок горіння може повністю розладнати процес газифікації.

**Обводненість вугільного пласта.** Надлишок вологи негативно впливає на процес ПГВ: знижує температуру в реакційній зоні газифікації, в результаті чого сповільнюється швидкість хімічних реакцій, особливо ендотермічних реакцій; теплота згоряння газу і ККД газифікації знижується, надалі процес ПГУ може припинитися.

Недолік вологи може призвести до зайвого розвитку температур, розплавлення зольної частини вугілля, утворенню шлаків і програвав, порушення рівномірності руху дутьового потоку.

**Проникність вугільних пластів.** Процес підземної газифікації відбувається в природних умовах, тому фільтраційні властивості пластів відіграють велику роль.

На основі газопроникності пластів зоснована фільтраційна збійка свердловин. Чим вище проникність, тим швидше відбувається вогнева фільтраційна збійка свердловин. У період термічної підготовки та сушіння вугілля проникність підвищується, тому зростає реакційна здатність вугілля, що в свою чергу підвищує процес окисних і відновних реакцій.

Визначальним же критерієм в оцінці вугільних родовищ щодо придатності до ПГВ є не стільки проникність самого вугільного пласта, скільки співвідношення проникності вугільного масиву і бічних порід. Це співвідношення повинно бути не менше 18 – 22.

**Гірський тиск.** У процесі ПГВ утворюються порожнини. Збільшення розмірів реакційного об'єму і стійкість порід покрівлі є питаннями принципової важливості для технології ПГВ.

Щільне заповнення виробленого простору і близьке розташування заповнює матеріалу біля вогневого вибою забезпечує збереження постійного переріз каналу газифікації та стійкий процес ПГВ протягом тривалого часу.

**Втрати вугілля у надрах.** У процесі ПГВ втрати корисної копалини становлять 20 – 25%, іноді 35 – 40%. Втрати розподіляються за площею і за потужністю. Втрати за потужністю в декілька разів перевищують втрати за площею.

## Додаток В

### Вибір оптимальних технологічних параметрів свердловинного видобування корисних копалин

При розрахунку параметрів свердловинного гідродобування визначаються запаси корисних копалин і собівартість.

*Приклад рішення.* Розрахувати прибуток підприємства свердловинного гідродобування для наступних умов: потужність покладу  $m = 2,0$  м; щільність корисних копалин  $\rho = 1,6$  т/м<sup>3</sup>; відстань між видобувними свердловинами  $a = 20$  м; радіус камери  $R = 8$  м; технічна продуктивність свердловинного агрегату  $\Pi' = 60$  т/год; час на монтаж добувного устаткування  $t_m = 8$  год; час на демонтаж добувного устаткування  $t_d = 10$  год; витрати на спорудження свердловини  $C_{ск} = 800$  грн; вартість добувного устаткування однієї свердловини  $C_d = 10000$  грн; вартість загального устаткування  $C_{об} = 100000$  грн; виробнича потужність підприємства  $A_{пик} = 200000$  т/рік; питома витрата води  $q_v = 8$  м<sup>3</sup>/т; витрати на розвідку і підготовку запасів  $C_{раз} = 0,5$  грн/т; розрахункова ціна  $C = 6,5$  грн/т.

1. Запаси корисних копалин, що ліквідуються, на одну свердловину:

$$V_{скв} = \pi \cdot R^2 \cdot m \cdot \rho = 644 \text{ т.}$$

2. Втрати корисних копалин в ціликах між камерами:

$$Q_{пц} = a \cdot m \cdot \rho - V_{скв} = 636 \text{ т.}$$

3. Сумарні втрати на ділянці, що відпрацьовується однією свердловиною:

$$Q = Q_{пц} + V_{скв} (1 - C_1) = 688 \text{ т.}$$

4. Тривалість відпрацьовування запасів однією свердловиною:

$$t_{доб} = \frac{V_{скв}}{\Pi'} = 10,2 \text{ год.}$$

5. Час роботи однієї свердловини:

$$t_{доб} = t_m + t_{дем} + t_{доб} = 28,2 \text{ год.}$$

6. Витрати на заробітну плату по одній свердловині:

$$C_{зар} = \frac{z_o \cdot n \cdot t_{см}}{V_{скв} \cdot C_1 \cdot T_{см}} = 0,55 \text{ грн/т.}$$

7. Амортизаційні відрахування на свердловину:

$$C_{амс} = \frac{C_{скв}}{V_{скв} \cdot C_1} = 1,31 \text{ грн/т.}$$

8. Амортизаційні відрахування на видобувне устаткування:

$$C_{зар} = \frac{C_d \cdot H_d \cdot t_{скв}}{100 \cdot t_{доб} \cdot \Pi' \cdot N_p \cdot T_{доб} \cdot T_{см}} = 0,04 \text{ грн/т.}$$

9. Амортизаційні відрахування на загальне устаткування:

$$C_{ам.об.} = \frac{C_{об.} \cdot H_{об}}{100 \cdot A_{год}} \text{ грн/год.}$$

10. Сумарні амортизаційні відрахування:

$$C_{ам} = C_{амс} + C_{амд} + C_{ам.об.} \text{ грн./т.}$$

11. Витрати на воду:

$$C_{вд} = q_v \cdot C_v = 0,55 \text{ грн/т.}$$

12. Умовно-постійні витрати:

$$C_{уп} = (C_{зар} + C_{ам} + C_{вд} + C_{ел}) \cdot K_{уп} = 0,59 \text{ грн/т.}$$

13. Сумарна собівартість:

$$C_{уп} = C_{зар} + C_{ам} + C_{вд} + C_{ел} + C_{уп} + \frac{(V_{скв} \cdot Q_{пц}) \cdot C_{раз}}{V_{скв} \cdot C_1} = 4,61 \text{ грн/т.}$$

14. Розрахункова собівартість:

$$П = (Ц - С) \cdot A_{рік} = 378000 \text{ грн.}$$

Аналогічним чином проводять розрахунок для різних значень  $R$  і визначають область оптимальних значень.



## Додаток Д

### Розрахунок основних параметрів, що характеризують систему розробки соляних родовищ методом підземного розчинення

До основних завдань проектування розробки соленосних пластів найпершим є добір параметрів системи розробки, при яких запаси видобуватимуться з найменшими втратами і витратами. Основними вимогами є раціональне використання мінеральних ресурсів і охорона навколишнього середовища.

*Приклад рішення.* Родовище кам'яної солі розробляється камерами з залишенням ціликів солі. Глибина розробки  $H = 700$  м; висота цілика  $H_{ц} = 170$  м; потужність зони обвалення порід, які розташовані над пластом солі  $l = 120$  м; коефіцієнт запасу міцності  $\psi > 1,4$ ; щільність кам'яної солі, порід які розташовані над пластом солі і розсолу відповідно  $\gamma = 2,6$  т/м<sup>3</sup>;  $\gamma_1 = 2,5$  т/м<sup>3</sup>;  $\gamma_p = 1,2$  т/м<sup>3</sup>; фізико-механічні характеристики солі:  $\delta_{мп.} = 1000$  т/м<sup>2</sup>;  $\delta_{з.мп.} = 2000$  т/м<sup>2</sup>;  $\delta = 1900$  т/м<sup>2</sup>; кут внутрішнього тертя солі  $\rho = 35^\circ$ ; потужність несучого шару покрівлі  $H_1 = 10$  м; коефіцієнт тертя між шарами  $tg\beta = 0,58$ ; потужність донавантажуючого шару  $H_2 = 10$  м;  $\mu = 2$  (при максимально можливій деформації закріпленої покрівлі без порушення суцільності); міцність на розрив несольових порід  $\delta_p = 90$  т/м<sup>2</sup>. Розмір розсолотропромислового поля складає  $3,0 \times 6,0$  км.

Необхідно визначити параметри камерної системи розробки при підземному розчиненні солі, схему розміщення свердловин на усьому розсолотропромисловому полі.

Накреслити прийнятий варіант розміщення свердловин, технологічну схему розсолотропромислу і поперечного перерізу свердловини в процесі відпрацювання пласта. Зробити короткий опис технології розчинення солі.

1. Визначаємо параметри камери:

Коефіцієнт привантаження:

$$K_n = (0,065 \div 0,056 \cdot tg\beta) \cdot \sqrt{\frac{\delta_{з.мп.} \cdot H_1}{\gamma_1 \cdot H_2^2}} = (0,056 \cdot 0,5) \cdot \sqrt{\frac{2100000 \cdot 15}{2500 \cdot 15^2}} = 0,21.$$

Гранично допустимий прогін камер:

$$2R = \sqrt{\mu \frac{\delta_{з.мп.} \cdot H_1}{(1 + K_n) \cdot \gamma_1}} = \sqrt{2 \frac{2100000 \cdot 15}{(1 + 0,21) \cdot 2500}} = 144,3 \text{ м.}$$

Радіус камер підземного розчинення:  $R = 144,3/2 = 72,15$  м.

2. Вибираємо відстань між свердловинами  $L = 180$  м і  $R = 60$  м.

Тиск розсолу в середній по висоті частині камери:  
 $P = 1100 \cdot 800 = 880000$  Па.

Руйнівне напруження:

$$\delta_p = \left( \frac{1 + 0,5}{1 - 0,5} \cdot 0,88 \cdot 10^6 + 2 \cdot 10^6 \right) \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot (180^2 - 3,14 \cdot 60^2)}{3,14 \cdot 60 \cdot 160}} = 54 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Напруження на цілик:

$$\delta_0 = \frac{2600 \cdot 720 \cdot 180^2 - 3,14 \cdot 60^2 \cdot 1100 \cdot 720}{180^2 - 3,14 \cdot 60^2} + 2500 \cdot 160 = 35,3 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Коефіцієнт міцності:  $\psi = 54,9/35,3 = 1,6$ .

3. Визначаємо ширину ослабленої зони:

$$d = 180 - 2 \cdot 60 = 60 \text{ м.}$$

$$\tau = 1/(1+1)^2 = 0,25.$$

$$e = 60 \left\{ 1 + \frac{3 \left[ 2,7 \left( \frac{2600 \cdot 800 \cdot 1,1 \cdot \left( 1 + \frac{0,25}{2} \right) - 0,88 \cdot 10^6}{0,45 \cdot 10^6} - 1 \right) - 1 \right]}{60} - 1 \right\} = 18,89 \text{ м.}$$

Перевірка:  $60 \text{ м} > 2 \times 18,89 \text{ м}$ .

4. Потужність:

$$H_n = \frac{2600 \cdot 1,6 \cdot (2 \cdot 60)^2}{2 \cdot 1 \cdot 10^6} + \sqrt{\left( \frac{2600 \cdot 1,6 \cdot (2 \cdot 60)^2}{2 \cdot 1 \cdot 10^6} \right)^2 - \frac{2500 \cdot 1,6 \cdot 130 \cdot (2 \cdot 60)^2}{1 \cdot 10^6}} = 117 \text{ м.}$$

5. Максимальна потужність несольових породних прошарків:

$$H_n = \frac{(2500 - 1100) \cdot 60^2}{6 \cdot 90000} = 9,33 \text{ м.}$$

6. Зображуємо технологічну схему підземного видобування розсолу з двох зближених камер відповідно до наших розрахунків

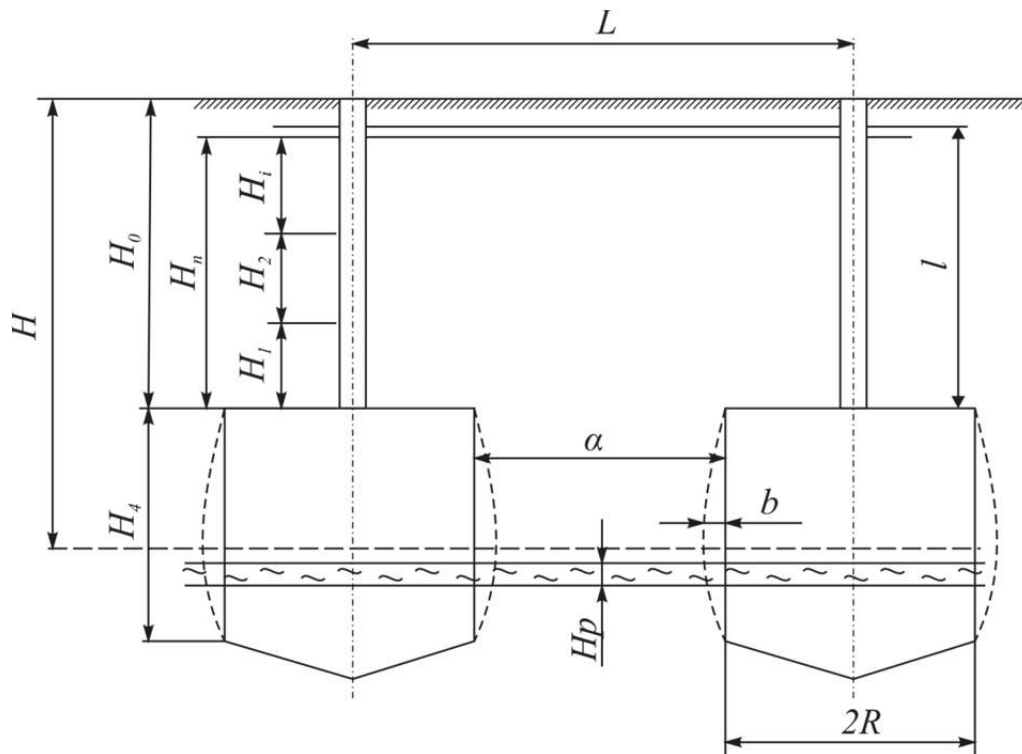


Рис. Д.1. Технологічна схема підземного видобування розсолу з двох зближених камер

Висновок по розрахунку: для заданих умов сітка свердловини прийнята 180 м, радіус камери 60 м, ширина цілика 60 м, коефіцієнт запасу 1,6, потуж-

ність сольових порід над камерою 117 м, несольових прошарків – 9,33 м.

### Визначення параметрів технології підземного розчинення солі на підготовчому етапі

*Приклад рішення.* Радіус камери розчинення в завершальній стадії підготовчого розмиву складає  $R = 50$  м; вміст нерозчинних включень в солі  $f = 4\%$ ; щільність кам'яної солі  $\gamma = 2,12$  т/м<sup>3</sup>. Визначити параметри розмиву камер при двоетапній роботі розсоловидобувних свердловин. З табл. 4.1 визначаємо число ступенів підготовчого розмиву  $n = 4$  і висоту ступенів  $h_1 = 3$  м;  $h_2 = h_3 = h_4 = 1$  м. З урахуванням кута нахилу  $\alpha$  (рис. Г.1.1.) кінцеві радіуси камер на кожному ступені складає  $R_1 = 26$  м;  $R_2 = 35$  м;  $R_3 = 42$  м;  $R_4 = 50$  м. Визначаємо продуктивність свердловини на першому ступені підготовчого розмиву.

$$q_1 = 0,05 \cdot 26 \cdot [2,2\sqrt{26} + 3 \cdot (1 - 0,03)] = 18 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Тривалість підготовчого розмиву першого ступеня

$$t_1 = 0,6 \cdot \frac{26}{0,11} = 142 \text{ доби.}$$

Об'єм першого ступеня

$$W_1 = \frac{1}{3} \cdot 3,14 \cdot 26^2 \cdot 3 \approx 2100 \text{ м}^3.$$

Запаси кам'яної солі в об'ємі камери першого ступеня і запаси, що видобуваються:

$$Z_1 = 2,12(1 - 0,04) \cdot 2100 \approx 4300 \text{ т;}$$

$$Z_{\text{пром}} = 4300 \cdot 0,85 \approx 3650 \text{ т.}$$

Концентрація одержаного розсолу

$$K_1 = \frac{4300}{24 \cdot 142 \cdot 18} \approx 0,07 \text{ т/м}^3.$$

Аналогічним чином визначаються технологічні параметри підготовчого розмиву на наступних ступенях. Результати розрахунків зводяться в табл. Д.1.

Таблиця Д.1

Технологічні параметри підготовчого розмиву

Порядковий номер ступеня, $n$	Висота ступеня, $h$ , м	Радіус ступеня (кінцевий) $R$ , м	Об'єм ступеня $W$ , тис.м <sup>3</sup>	Запаси даного ступеня $Z$ , тис. т	Промислові запаси даного ступеня, $Z_{\text{пром}}$ , тис. т	Час відпрацювання ступеня $t$ , діб	Продуктивність свердловини, $q$ м <sup>3</sup> /год.	Концентрація розсолу, $K$ , т/м <sup>3</sup>
1	3	26	2,1	4,3	3,65	142	18	0,07
2	1	35	3,0	6,0	5,1	147	20	0,10
3	1	42	4,7	9,4	8,0	180	25	0,10
4	1	50	6,7	13,5	11,5	300	35	0,06
$\Sigma$			<b>16,5</b>	<b>33,2</b>	<b>28,25</b>	<b>769</b>		

**Висновок:** Концентрація розсолу для кожного ступеня наводиться середня. Фактично концентрація має мінімальне значення на початку відпрацювання ступеня і максимальне на завершальному етапі.

### Підземне виплавлення і спалення сірки

*Приклад рішення.* Вихідні дані для розрахунку: текстурно-структурний тип руди  $a = 0,9$  то  $b = 0,398$ ;  $\sigma$  – сірковміст;  $\rho_1 c_1$  – об'ємна теплоємність пласта;  $\Pi$  – пористість,  $\Pi = 0,9$ ;  $\alpha$  – кут нахилу зони плавлення,  $\alpha = 15^\circ$ ;  $\beta$  – кут нахилу пласта,  $\beta = 10^\circ$ ;  $m$  – потужність пласта,  $m = 10$  м;  $b_{cp}$  – вартість свердловини,  $b_{cp} = 10^4$  грн;  $\text{Ц}_0$  – оптова ціна продукції,  $\text{Ц}_0 = 62$  грн/т;  $c_t$ ,  $c_b$  – собівартість виробництва 1 м<sup>3</sup> теплоносія і повітря,  $c_t = 0,7$  грн/м<sup>3</sup>,  $c_b = 4 \cdot 10^{-3}$  грн/м<sup>3</sup>;  $\rho$  – постійна складова собівартості,  $\rho = 26,2$ ;  $A$  – продуктивність рудника  $A = 300$  тис. т;  $\tau_p$  – час буріння і підготовки свердловин,  $\tau_p = 1$  міс;  $\sigma' = 0,66$  т/м<sup>3</sup>;  $\sigma = 0,3$ ;  $\rho_1 c_1 = 550$  КДж/(м<sup>3</sup>, °С);  $Q = 8,2$  м<sup>3</sup>/год.;  $q_b = 16,2$  м<sup>3</sup>/т.

1. Технологічний коефіцієнт витягу

$$\eta_t = a\sigma + b = 0,9 \cdot 0,3 + 0,398 = 0,668$$

2. Задаємося коефіцієнтом витягу

$$\eta = 0,4.$$

3. Питома витрата теплоносія

$$q_t = \left(\frac{1}{\eta}\right) \left[ \frac{0,4 + 0,0023\rho_1 c_1}{\sigma(1-\Pi)} \right] = \left(\frac{1}{0,4}\right) \left[ \frac{0,4 + 0,0023 \cdot 550}{0,3 \cdot (1-0,1)} \right] = 12,7.$$

4. Половина відстані між свердловинами в ряді

$$d'_2 = \left[ \frac{12b_{cp}(\tan(\alpha - \beta) + \tan(\alpha + \beta))}{(\text{Ц}_0 - q_t c_t - q_b c_b - \rho)\sigma' \eta_t \tan^2 \alpha (\tan(\alpha - \beta) + \tan(\alpha + \beta))} \right]^{\frac{1}{3}} =$$

$$\left[ \frac{12 \cdot 10^4 (\tan(15-10) + \tan(15+10))}{(62 - 12,7 \cdot 0,7 - 16,7 \cdot 4 \cdot 10^{-3} - 26,2) 0,66 \cdot 0,668 \tan^2 15 (\tan(5) + \tan(25))} \right]^{\frac{1}{3}} = 22 \text{ м.}$$

5. Відстань між рядами свердловин

$$d_1 = \left[ \frac{3b_{cp}(\tan(\alpha - \beta) + \tan(\alpha + \beta))}{d'_2 (\text{Ц}_0 - q_t c_t - q_b c_b - \rho)\sigma' \eta_t \tan(\alpha - \beta) + \tan(\alpha + \beta)} \right]^{\frac{1}{2}} =$$

$$= \left[ \frac{3 \cdot 10^4 \cdot (\tan(5) + \tan(25))}{22(62 - 12,7 \cdot 0,7 - 16,7 \cdot 4 \cdot 10^{-3} - 26,2) 0,66 \cdot 0,668 \tan(5) + \tan(25)} \right]^{\frac{1}{2}} = 40 \text{ м.}$$

6. Коефіцієнт охоплення

$$\eta_p = \frac{\eta}{\eta_t} = \frac{0,4}{0,668} = 0,6,$$

$$\eta'_p = 1 - \frac{d_1(\tan(\alpha + \beta) \tan(\alpha - \beta))}{3m \cos^2 \beta (\tan(\alpha + \beta) + \tan(\alpha - \beta))} - \frac{d'_2 \tan \alpha}{3m} =$$

$$= 1 - \frac{40(\tan(25) \tan(5))}{3 \cdot 10 \cdot \cos^2 10 \cdot (\tan(25) + \tan(5))} - \frac{22 \cdot \tan 15}{3 \cdot 10} = 0,7.$$

7. Скоректований коефіцієнт витягу

$$\eta = \eta_p \eta_t = 0,7 \cdot 0,668 = 0,47.$$

8. Питома витрата теплоносія, що відповідає новому коефіцієнту витягу

$$q_t = \left(\frac{1}{\eta}\right) \left[ \frac{0,4 + 0,0023\rho_1 c_1}{\sigma(1-\Pi)} \right] = \left(\frac{1}{0,47}\right) \left[ \frac{0,4 + 0,0023 \cdot 550}{0,3 \cdot 0,9} \right] = 10,8.$$

9. Продуктивність свердловини при отриманому  $q_t$  буде

$$Q_s = \frac{Q}{q_t} = \frac{8,2}{10,8} = 0,76.$$

10. Обсяг видобутку сірки зі свердловини

$$D = 2 \cdot \sigma \cdot \eta \cdot m \cdot d_1 \cdot d_2 = 2 \cdot 0,3 \cdot 0,47 \cdot 10 \cdot 40 \cdot 44 = 4963 \text{ т.}$$

11. Час відпрацювання свердловини

$$\tau = \frac{D}{Q_s} = \frac{4963}{0,76} = 6530 \text{ год} = 0,75 \text{ року.}$$

12. Кількість свердловин, що забезпечують заданий обсяг видобутку

$$n_1 = K \frac{A}{D} (\tau_n - \tau_p) = 1,2 \frac{300000}{4963} (0,75 - 0,08) = 60.$$

Обчислені параметри відбивають реально існуючі показники рудника ПВС. Виключення складають питомі витрати теплоносія, що на практиці вище теоретичних, що обумовлено наявністю факторів, які не піддаються розрахунку. До них відносяться витоки теплоносія в непродуктивні зони, втрати тепла при водовідливі, при транспортуванні теплоносія від котелень до вибою свердловини й ін. Тому звичайно для промислових підприємств розраховану питому витрату збільшують

$$q_{\phi} = B q_t.$$

Значення коефіцієнта  $B$  одержують методом аналогій, тобто маючи теоретичні і фактичні значення питомої витрати для якої-небудь ділянки, що відпрацьовується, (родовища), визначають  $B$  як  $B_1 = \frac{q_{\phi 1}}{q_{t 1}}$ . Потім для іншої ділянки, що має подібні гірничо-геологічні умови, обчислюють  $q_{t 2}$ , і знаходять:

$$q_{\phi 2} = \left( \frac{q_{\phi 1}}{q_{t 1}} \right) q_{t 2};$$

або

$$q_{\phi 2} = B q_{t 2}.$$

Наприклад, розраховане вище теоретичне значення питомих витрат теплоносія для однієї з ділянок складає  $q_{t 1} = 10,8 \text{ м}^3/\text{т}$ . Фактично  $q_{\phi 1} = 17 \text{ м}^3/\text{т}$ . Відкля  $B = 1,6$ . Для іншої ділянки цього ж родовища, що володіє більш низьким сірковмістом ( $\sigma = 0,28$ ), але подібного з першим по інших умовах  $q_{t 1} = 12,5 \text{ м}^3/\text{т}$  по формулі (7.20). Отже, на новій ділянці необхідно очікувати значення фактичної питомої витрати, рівне  $q_{\phi 2} = 12,5 \cdot 1,6 = 20,0 \text{ м}^3/\text{т}$ .

## Додаток Е

### Визначення основних параметрів процесу підземної газифікації вугілля

*Приклад рішення.* Розрахувати інтенсивність вугільного пласта, що вигазується для наступних умов: нижча теплота згоряння робочої маси вугілля  $Q_t^r = 28900000$  Дж/кг; вологість робочої маси вугілля  $W_t^r = 8$  %; вміст палих газів у продукті:  $O'_2 = 0,20$  %,  $CO' = 9,06$  %,  $CH_4' = 2,72$  %,  $H_2' = 14,45$  %,  $C_2H_4' = 1,02$  %,  $H_2S' = 0,07$  %; витік газу  $U_g = 6,9$  %; теплота згоряння газу газифікації  $Q_{H_2} = 4190000$  Дж/м<sup>3</sup>; абсолютний водопріплив у зону газифікації  $v = 5$  м<sup>3</sup>/год; потужність пласта  $m = 25$  м; довжина горизонтальної частини орієнтовної свердловини  $L = 450$  м; ширина стовпа  $l = 60$  м.

1. Запаси блоку, що виймається (рис. 2.1)

$$Z_{\text{бл}} = L \cdot H \cdot m \cdot \gamma = 303750 \text{ м}^3.$$

2. Швидкість вигорання стовпа за добу (м/доб.)

$$U_{\text{сп}} = U_r \cdot 24 = 2,4.$$

3. Час газифікації одного стовпа

$$t_c = \frac{1}{U_r} = 10 \text{ діб.}$$

4. Час служби при послідовній газифікації стовпів

$$T_6 = t_c \cdot n = 60.$$

5. Теоретичний об'єм повітря, необхідного для повного згоряння вугілля

$$V_{\text{св}}^0 = a' \frac{0,001 Q_t^r + 25,1 W_t^r}{4186} = 7,65 \text{ нм}^3/\text{кг.}$$

6. Швидкість вигазування вугільного пласта (т/год)

$$I = \frac{v}{0,56 \cdot \eta^{-1,9} m (0,702 - 0,659 \eta)} = 4,26 \text{ т/год.}$$

7. Визначаємо коефіцієнт надлишку повітря:

$$\alpha = \left( 1 - \frac{(21-x')O'_2}{2100} \right) \cdot \left( \frac{21}{21 - O'_2 + 0,5CO' + 0,5H_2' + 1,5H_2S' + 2CH_4' + 3C_2H_4'} \right) = 0,51.$$

8. Теоретичні витрати вугілля на одержання 1 м<sup>3</sup> газу

$$q_y = \frac{12 \cdot \sum C_r}{22,4 C_{yг}} = 15,9.$$

9.  $\sum C_r = \%CO + \%CO_2 + \%CH_4 = 17,8$ .

10. Вихід газу з 1 кг вугілля складе

$$q_r = \frac{1}{q_y} = 0,062.$$

11. Коефіцієнт, що враховує витоки газу

$$K_y = 1 - \frac{U_y}{100} = 0,931.$$

12. Реальний вихід сухого газу ПГВ

$$V'_{\text{сг}} = V_{\text{св}}^0 (\alpha + 0,01 - x' - 0,21) K_y = 3,68 \text{ нм}^3/\text{кг.}$$

13. Отже, за добу утворюється газу

$$Q_r^c = 24 (V'_{\text{сг}} + l \cdot m \cdot U_r \cdot q_r \cdot \gamma) = 20578 \text{ м}^3.$$

14. Хімічний ККД

$$\eta = \frac{Q_{H_2} \cdot V_{\text{сг}}}{Q_t^r} = 0,533.$$

15. Річна продуктивність підприємства підземної газифікації, в експлуатації з одним блоком складе  $Q_r^p = 24 \cdot 365 \cdot n_{\text{зм}} (V'_{\text{сг}} + l \cdot m \cdot U_r \cdot q_r \cdot \gamma) = 22532997 \text{ м}^3$

**Розрахунок параметрів технології підземного вилуговування**

*Приклад рішення.* Визначити середню концентрацію металу в розчині і витрати розчинника для наступних умов: потужність  $m = 6$  м, коефіцієнт фільтрації  $K = 4$  м/доб і вміст металу  $C = 0,001$ , пониження рівня води, рахуючи від статичного (природного) її положення,  $S = 2$  м; відстань відповідно між рядами свердловин  $L = 10$  і свердловинами в ряду  $\sigma = 10$  м і; радіус свердловини  $r_0 = 0,08$  м, коефіцієнт витягу металу  $E = 0,6$ ; запаси металу на площі, що відпрацьовується  $P = 1500$  т; щільність продуктивного розчину  $d = 1,2$  т/м<sup>3</sup>; відношення маси вилуговуваного розчину до маси руди  $f = 0,5$ ; середня потужність порід, що проробляються розчином  $M = 6$  м; щільність руди  $\gamma = 2,8$  т/м<sup>3</sup>; площа, що відпрацьовується,  $F = 160\ 000$  м<sup>2</sup>; проектна річна потужність підприємства по металу  $M_e = 200$  т; розрахункова кількість робочих днів на рік  $T = 300$  діб; середня ширина потоків розчинів  $b = 5$  м; швидкість фільтрації  $V = 4$  м/добу; площа відпрацьовування, що надає на одну свердловину  $F_0 = 100$  м<sup>2</sup>, ефективна пористість  $n = 0,4$ ; відстань між відкачувальними і закачувальними свердловинами  $l = 10$  м; концентрація розчинника в розчині, що вилуговується  $C_p = 0,005$ ; концентрація розчинника в розчині, що витягається,  $C_k = 0,002$ .

1. Дебіт відкачувальної свердловини

$$Q = \frac{6,28 K \cdot m \cdot S}{2,31g \cdot \left[ \frac{0,5\sigma}{\pi r_0} \right] + 1,57L/\sigma} = \frac{6,28 \cdot 4 \cdot 6 \cdot 2}{2,31 \cdot 9,8 \cdot \left[ \frac{0,5 \cdot 10}{3,14 \cdot 0,08} \right] + 1,57 \cdot 10/10} = 667 \text{ м}^3/\text{доб.}$$

2. Тривалість відпрацьовування площі, що припадає на одну відкачувальну свердловину

$$t = \frac{f \cdot M \cdot \gamma \cdot F_0}{d \cdot q} = 5,83 \text{ год.}$$

3. Час появи продуктивних розчинів у відкачувальних свердловинах

$$t_H = \frac{M \cdot n \cdot l \cdot b}{Q_0} = 1 \text{ год.}$$

4. Концентрація металу в продуктивних розчинах

$$C_{cp} = \frac{E \cdot P \cdot d}{f \cdot M \cdot \gamma \cdot F} = 8,14 \cdot 10^{-4} \text{ частки од.}$$

5. Сумарний дебіт відкачувальних свердловин при експлуатації

$$Q_e = \frac{M_e}{C_{cp} \cdot T} = 829 \text{ м}^3/\text{добу.}$$

6. Кількість одночасно працюючих відкачувальних свердловин

$$N = \frac{Q_e}{Q_0} = \frac{829}{667} = 1,2 \approx 2 \text{ шт.}$$

7. Сумарний дебіт непродуктивних розчинів

$$Q_H = \frac{Q_e \cdot t_H}{t_0} = 142 \text{ м}^3/\text{добу.}$$

8. Уточнене значення середньої концентрації металу в розчині при відведенні непродуктивних розчинів окремим трубопроводом

$$C = \frac{Q_e \cdot C_{cp}}{(Q_e - Q_H)} = 9,7 \cdot 10^{-4} \text{ частки од.}$$

9. Витрати розчинника на хімічні реакції з гірничорудною масою і на заповнення продуктивного горизонту

$$P_p = \frac{E \cdot P}{M_c} \cdot (Q_e - Q_H) \cdot (C_p + C_k) \cdot T = 2,78 \cdot 10^3 \text{ кг.}$$

Концентрація металу в продуктивних розчинах

$$C_{cp} = \frac{E \cdot P \cdot d}{f \cdot \gamma \cdot M \cdot F} = 8,14 \cdot 10^{-4} \text{ частки од.}$$



## Додаток К

### Методика розрахунку продуктивності гідравлічного руйнування

*Приклад рішення.* Розрахувати мінімальну довжину струменя, витрата води і продуктивність свердловинного гідромонітора при відбійці корисних копалин для наступних умов. Розробляється фосфоритна руда, складена водонасиченими пісками, які характеризуються наступними параметрами: коефіцієнт зчеплення  $C_0 = 4000$  Па; кут внутрішнього тертя порід  $\varphi = 33^\circ$ ; щільність покриваних порід  $\gamma_B = 2100$  кг/м<sup>3</sup>; глибина залягання пласта  $H = 20$  м; щільність ґрунтових вод  $\gamma_b = 1050$  кг/м<sup>3</sup>; напір відцентрового насоса  $P = 2,4 \cdot 10^6$  Па; щільність робочої рідини  $\gamma_{рж} = 1000$  кг/м<sup>3</sup>; діаметр насадки,  $d_H = 0,024$  м. Нормальне навантаження на пласт, що руйнується:  $\sigma = \gamma \cdot g \cdot H = 2100 \cdot 9,81 \cdot 20 = 4,12 \cdot 10^5$  Па.

Поровий тиск

$$P_{\text{гидр}} = \gamma_B \cdot g \cdot H = 1050 \cdot 9,81 \cdot 20 = 2,06 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

Ефективне напруження

$$\sigma_3 = \sigma - P_{\text{гидр}} = 4,12 \cdot 10^5 - 2,06 \cdot 10^5 = 2,06 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

4. Опір зрушенню

$$\tau_s = C_0 + \sigma_3 \cdot \text{tg}\varphi = 4000 + 2,06 \cdot 10^5 \cdot \text{tg}33^\circ = 1,23 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

5. Тиск води на вході до насадки

$$\begin{aligned} P_0 &= P - \Delta P_c + \gamma_{рж} \cdot g \cdot H - \Delta P_r = \\ &= 2,4 \cdot 10^6 - 3,5 \cdot 10^4 + 1000 \cdot 9,81 \cdot 20 - 5,5 \cdot 10^5 = 2,01 \cdot 10^6 \end{aligned}$$

Початкова швидкість витікання струменя

$$U_0 = \psi \cdot \text{tg}\varphi \sqrt{2 \cdot 10^{-3} \cdot P_0} = 0,94 \sqrt{2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,01 \cdot 10^6} = 63,4 \text{ м/с.}$$

7. Витрати води

$$Q = \frac{\pi \cdot d_H^2}{4} \cdot \alpha \cdot U_0 = 1 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,024^2}{4} \cdot 63,4 = 5,39 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3/\text{с.}$$

8. Коефіцієнт структури потоку струменя

$$a = \frac{1}{\frac{1}{0,0625} - \frac{n \cdot P_{\text{гидр}}}{10^6}} = \frac{1}{\frac{1}{0,0625} - \frac{1,87 \cdot 2,06 \cdot 10^5}{10^6}} = 0,064.$$

9. Відстань від насадки до вибою, м:

$$l = \frac{(1060 \cdot U_0^2 - 0,29 \cdot \tau_s) \cdot d_H}{2 \cdot a \cdot \tau_s} = \frac{(1060 \cdot 63,4^2 - 0,29 \cdot 1,23) \cdot 0,024}{2 \cdot 0,064 \cdot 1,23 \cdot 10^5} = 0,644.$$

10. Продуктивність гідравлічного руйнування, м/с:

$$\Pi = \frac{K \cdot P_0 \cdot 10^{-3}}{g} = \frac{4,8 \cdot 2,01 \cdot 10^6 \cdot 10^{-3}}{9,81} = 983.$$

**Розрахунок техніко-економічних показників геотехнології**

*Приклад рішення.* Визначити показники економічної ефективності геотехнологічного методу в порівнянні з методом підземної розробки для наступних умов: річний обсяг кінцевої продукції при геотехнології  $M = 500000$  т; річний обсяг кінцевої продукції при підземній розробці  $M_1 = 5000000$  т; оптова ціна кінцевої продукції  $C_0 = 100$  грн/т; капітальні витрати при геотехнології  $K = 15000000$  грн.; капітальні витрати при підземній розробці  $K_1 = 150000000$  грн; собівартість готової продукції при геотехнології  $C = 12$  грн/т; собівартість готової продукції при підземній розробці  $C_1 = 69$  грн/т; середньорічна вартість основних виробничих фондів при геотехнології  $\Phi_0 = 10000000$  грн; середньорічна вартість нормованих оборотних коштів  $\Phi_{об} = 600000$  грн; нормативний галузевий коефіцієнт економічної ефективності капіталовкладень  $e_H = 0,15$ ; промислові запаси копалин  $Z = 160$  млн. т.

1. Коефіцієнт фондівдачі для геотехнології:

$$E_{\Phi} = \frac{M \cdot C_0}{K} = \frac{500000 \cdot 100}{15000000} = 3,33.$$

2. Показник рентабельності для геотехнології:

$$E_p = \frac{M \cdot (C_0 - C)}{\Phi_0 + \Phi_{об}} = \frac{500000 \cdot (100 - 72)}{10000000 + 600000} = 0,875.$$

3. Строк окупності капіталовкладень при геотехнології.

$$T = \frac{1}{E_p} = \frac{1}{0,875} = 1,14 \text{ років.}$$

4. Приведена собівартість готової продукції при геотехнології:

$$C_n = C + \frac{e_H \cdot K}{M} = 72 + \frac{0,15 \cdot 15000000}{500000} = 76,5 \text{ грн/т.}$$

5. Цінність родовища при геотехнології:

$$\mathcal{C} = (C_0 - C) \cdot Z = (100 - 76,5) \cdot 160000000 = 3,76 \cdot 10^9 \text{ грн.}$$

6. Допустима собівартість корисної копалини

$$C_d = C_0 - \frac{e_H \cdot K}{M \cdot \left(1 - \frac{1}{(1 - e_H)^m}\right)} = C_0 - \frac{e_H \cdot K}{M \cdot \left(1 - \frac{1}{(1 - e_H)^m}\right)}.$$

7. Економічна ефективність геотехнологічного методу в порівнянні з підземною розробкою

$$E_T = \left(C_1 + \frac{e_H \cdot K_1}{M_1}\right) - \left(C_1 + \frac{e_H \cdot K}{M}\right) = \left(69 + \frac{0,15 \cdot 150000000}{5000000}\right) - \left(72 + \frac{0,15 \cdot 15000000}{500000}\right) = -3 \text{ грн/т.}$$

Знак «мінус» перед значенням економічної ефективності геотехнології показує, що в даних умовах геотехнологія не ефективна й уступає підземній розробці.

## АЛФАВІТНО-ПРЕДМЕТНИЙ ПОКАЗЧИК

### А

Акумулятор 180, 181, 182

### В

Верстат-качалка 235  
Вигазовування 162, 171, 172, 187, 188, 294  
Виробка підготовча 149  
Відстійник 89, 114, 210  
Водозбірник 145

### Г

Газогенератор підземний 21, 157, 168, 177, 178, 274  
Газогідрати 236, 238  
Гідроелеватор кільцевий 102  
Гідроізоляційний матеріал 89  
Гідророзрив пласта 242  
Гідросуміш 103, 104, 292  
Горизонт водоносний 74, 158, 164, 270, 275

### Д

Десорбція 209  
Дуття  
    киснево-повітряне 157  
    парокисневе 92

### Е

Електробур 245  
Електровакуумні установки 217  
Електрозбійка 178  
Еономайзер 180  
Ерліфтна установка 103, 104, 105

### Ж

Жовтий кек 209

### З

Закис-окис 54, 214  
Збійка  
    прямоструминна 172  
    фільтраційна 107, 171, 295  
Змійовик 180

## **К**

Канал	
аеродинамічний	162, 163, 164, 165, 166
обвідний	163
проникності	157, 158, 171, 173, 176
Колона бурильна	81
Котел-утилізатор	181

## **М**

Магнітна сприйнятливість	71
Маточник	54, 208, 210, 211, 217

## **Н**

Насосний агрегат	99
------------------	----

## **О**

Обвалення порід	148, 162, 164, 172, 177, 277
-----------------	------------------------------

## **П**

Пакер	
кільцевий	90
металевий	89
Парогенератор	179
Підземні камери	128
Пісковий відстійник	210
Пневмобар'єр	218, 220
Продуктивний	
пласт	8, 74, 77, 108, 230, 232, 233
флюїд	9, 99
Простір вироблений	164, 169, 171
Плавуча платформа	237

## **Р**

Реагенти газоподібні	158
Розрив гідравлічний	145, 173, 186, 248
Розчин буровий	244

## **С**

Свердловини	
баражні	83
видавальні	257
відкачувальні	304
газовідвідні	245
дренажні	217
нагнітальні	82, 257

орієнтовані	164, 245
стволові	275
термоінжекторні	145
Сепаратор	97, 104, 257
Соленоїд	234
Стінки газопроникні	158
<b>Т</b>	
Труби обсадні	105, 136, 274
Теплообмінників	108, 184, 246, 261
Термальні води	261, 262, 257
<b>Ф</b>	
Флюїд	
робочий	8
продуктивний	9, 28, 29
Фотопружність	38
<b>Ш</b>	
Штабель	121, 217

Навчальне видання

**Табаченко** Микола Михайлович  
**Владико** Олександр Борисович  
**Хоменко** Олег Євгенович  
**Мальцев** Дмитро Валерійович

## **ФІЗИКО-ХІМІЧНА ГЕОТЕХНОЛОГІЯ**

Навчальний посібник

Друкується у авторській редакції

Підписано до друку 28.06.2012. Формат 30×42/4  
Папір офсет. Ризографія. Ум. друк. арк. 18,0.  
Обл.-вид. арк. 23,4. Тираж 300 пр. Зам №

Підписано до друку та видрукувано  
в Державному вищому навчальному закладі  
«Національний гірничий університет».  
Свідоцтво до внесення до Державного реєстру ДК № 1842 від 11.06.2004.  
49005, м. Дніпропетровськ, просп. К. Маркса, 19