

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ, МОЛОДІ ТА СПОРТУ УКРАЇНИ  
ДЕРЖАВНИЙ ВИЩИЙ НАВЧАЛЬНИЙ ЗАКЛАД  
«НАЦІОНАЛЬНИЙ ГІРНИЧИЙ УНІВЕРСИТЕТ»**



**М.М. Табаченко, В.І. Бузило, Р.О. Дичковський,  
В.С. Фальштинський**

**ФІЗИКО-ХІМІЧНІ МЕТОДИ ВИДОБУВАННЯ  
КОРИСНИХ КОПАЛИН  
ЗАДАЧНИК У ПРИКЛАДАХ І РОЗВ'ЯЗКАХ**

Навчальний посібник

**Дніпропетровськ  
НГУ  
2012**

УДК 622.272 (075.8)  
ББК 33.21я73  
Ф 50

*Рекомендовано до видання вченою радою Державного вищого навчального закладу «Національний гірничий університет» (протокол № 14 від 26 грудня 2011 р.).*

**Рецензенти:**

**М.С. Четверик** – доктор технічних наук, професор, завідувач відділу геомеханічних основ технології розробки родовищ (Інститут геотехнічної механіки НАН України, м. Дніпропетровськ);

**В.І. Голінько** – доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри аерології та охорони праці (Державний вищий навчальний заклад «Національний гірничий університет»).

**Фізико-хімічні** методи видобування корисних копалин. Задачник у прикладах і розв'язках [Текст]: навч. посіб. /М.М. Табаченко, В.І. Бузило, Р.О. Дичковський, В.С. Фальштинський. – Д.: Національний гірничий університет, 2012. – 112 с.

Розглянуто питання якісно нових технологій видобування корисних копалин, їх переробки, транспортування та складування. Практикум розроблено у вигляді 10 практичних робіт з теоретичними викладками за окремими проблемами гірничого виробництва, математичними механізмами та контрольними прикладами розв'язання задач. Такий підхід забезпечує тісний зв'язок теорії з практикою і дає можливість отримати необхідні знання та набути уміння у проведенні розрахунків.

Навчальний посібник є корисним для студентів вищих навчальних закладів, викладачів та представників виробничого сектору, які займаються питаннями фізико-хімічних методів видобування корисних копалин.

УДК 622.272 (075.8)  
ББК 33.21я73

© М.М. Табаченко, В.І. Бузило, Р.О. Дичковський  
В.С. Фальштинський, 2012  
© Державний вищий навчальний заклад  
«Національний гірничий університет», 2012

## Вступ

Гірничорудна видобувна промисловість займає особливе положення серед інших галузей промисловості і є своєрідним каталізатором розвитку суміжних з нею галузей (енергетичної, металургійної, комунальної і т.д.)

Багато років видобування мінеральної сировини здійснюється із багатих і доступних родовищ. Дефіцит корисних копалин збільшується, тому в розробку включаються глибинні і збіднені родовища зі складними гірничо-геологічними умовами. Традиційні способи розробки корисних копалин – відкритий і підземний – вже в найближчі десятиріччя не зможуть забезпечити необхідний рівень розвитку мінеральними і паливними ресурсами.

У такій ситуації збільшення обсягу видобування мінеральної сировини з одночасним підвищенням ефективності розробки і вирішенням екологічних проблем вимагає пошуку принципово нових шляхів. Фізико-хімічні методи видобутку корисних копалин, у більшості випадків, є одним із можливих способів ведення гірничих робіт, тому що дозволяє перевести корисні копалини на місці залягання у рідкий, газоподібний чи диспергований стан з наступною видачею їх на поверхню через свердловини.

Розплавлення сірки і вилуговування металів, термічні методи підвищення нафто-парафіновіддачі пластів – принципово нова й ефективна гірнича технологія, використання якої сприяє рентабельній розробці навіть глибоких і збіднених родовищ і значному збільшенню мінеральних ресурсів держави. В ній поєднуються малоопераційність, незначні витрати будівного періоду, стислі строки освоєння, можливість повної механізації, автоматизації та комп'ютеризації робіт, покращення умов праці (відсутність людей у шахті) та високий процент вилучення корисних копалин із надр Землі.

Даний навчальний посібник призначається для відпрацювання навичок розв'язку задач, що виникають при вивченні дисципліни “Геотехнологія”.

Особливості структури і науково-методичного змісту навчального посібника визначаються специфікацією підприємств геотехнологічної промисловості і насамперед великою питомою вагою науково-дослідних робіт.

При визначенні тематики задач і їх змісту особливу увагу було приділено питанням, які безпосередньо пов'язані з розвитком диспергування і гідровидобування гірських корисних копалин, розплавлення сірки, підземної газифікації вугілля, свердловинного розчинення солей, підземного вилуговування металів тощо.

Навчальний посібник видається вперше і містить теоретичні матеріали і практичні рекомендації для розв'язку задач по нових напрямках, що відображають нові тенденції розвитку геотехнологічної галузі та її специфіку. В першу чергу до них відносяться задачі з розрахунку параметрів технології видобування корисних копалин принципово новим геотехнологічним способом.

Задачі розвивають практичні навички прийняття технічних рішень для різних виробничих ситуацій і гірничо-геологічних умов.

У посібнику приділяється увага не тільки до вивчення лекційного курсу, але і до виконання розрахункових задач майбутніми гірничими інженерами.

Задачі складаються з двох частин опису формул і контрольного прикладу з розрахунками. Такі задачі є передовою формою пізнавальної діяльності студентів, де вимагається їх активна участь у розрахунках відповідного варіанта завдання під контролем викладача.

На практичному занятті здійснюється один з важливих моментів навчального процесу – зв'язок теорії з практикою, внаслідок чого студент набуває необхідних знань і умінь у проведенні розрахунків, самостійному аналізі одержаних результатів і вибору на цій основі відповідної технологічної схеми роботи геотехнологічного підприємства.

У кожній практичній роботі наведені мета і завдання постановки, основні теоретичні положення, рекомендації щодо розв'язання задач і обробки результатів, рекомендована література.

Всі завдання мають відповідні, контрольні запитання для самоконтролю знань. Мета таких задач розвинути навички творчого мислення і використання його в умовах багатоваріантного вибору методів видобутку корисних копалин стосовно до програмованого навчання.

Матеріали посібника підготовлені авторським колективом, до складу якого увійшли викладачі кафедри підземної розробки родовищ Національного гірничого університету (м. Дніпропетровськ).

Навчальний посібник розрахований на студентів гірничих спеціальностей, які вивчають геотехнологічні методи видобутку корисних копалин із надр Землі. Більш докладно з розглянутими у посібнику питаннями можна ознайомитись з літературних посилань, які наведені в кінці кожної практичної роботи.

## 1. Методичні вказівки щодо виконання практикуму

Практикум складається із схеми практичних робіт і тематично охоплює всю програму дисципліни “Геотехнологія” й основні геотехнологічні методи розробки родовищ корисних копалин: свердловинне гідровидобування, свердловинну підземну газифікацію вугільних пластів, підземне вилуговування сірки, підземне розчинення солі.

Практичні роботи підготовлені з метою оволодіння методикою і навиками самостійного виконання інженерних задач, а також підвищення рівня професійної підготовки студентів у процесі вивчення даної дисципліни та можливості їх використання у своїй професійній діяльності після завершення гірничого університету.

Всі практичні роботи індивідуальні, тобто кожний студент повинен виконати свій варіант з відповідно наведеними вихідними даними. Варіант завдання визначається останньою цифрою у номері студента за журналом студентської групи.

Структура практикуму однакова і містить: мету роботи, завдання заняття, теоретичні дані, контрольний приклад з розв’язку, завдання на самостійну роботу, питання для самоконтролю, варіанти вихідних даних, зміст звіту про роботу, рекомендовану.

Всі практичні роботи розраховані на дві години занять.

Завданнями практикуму є:

- аналітична перевірка деяких теоретичних положень;
- встановлення студентами нових факторів і закономірностей;
- придбання навичок у проведенні досліджень і практичній інженерній оцінці конструктивних і технологічних рішень з гірничих і геотехнологічних робіт.

Внаслідок проведення практичних робіт студенти повинні:

- знати: елементи і порядок проведення практичних занять і аналіз одержаних результатів;
- вміти: проводити практичні дослідження, обробляти одержані результати та проектувати нескладні інженерні рішення з гірничих і геотехнологічних робіт;
- придбати: практичні навички проектування окремих видів робіт з геотехнологічних питань.

Перед проведенням практичного заняття студент повинен вивчити рекомендовану літературу і проробити лекційний матеріал, що відноситься до даної роботи. Окрім цього, необхідно вивчити опис практичної роботи і порядок її виконання. Результати практичних робіт слід виконати у вигляді звіту. Оформлення звіту виконується згідно із встановленими стандартами щодо виконання таких робіт. Звіт пишуть пастою або чорнилами синього або чорного кольору з однієї сторони аркуша формату А4. Титульний аркуш звіту повинен мати такі дані: найменування міністерства, університету, тему роботи, шифр групи, прі-

звище, ім'я та по батькові виконавця та керівника, який приймає залік, місто і рік.

У звіті обов'язково повинні бути відображені розділи: “Мета роботи”, “завдання роботи”, “Короткі теоретичні відомості розрахунку задачі”, “опис виконання завдання з самостійної роботи”, “Висновки” про відповідність розрахованих параметрів щодо проектування раціональної технології видобування корисних копалин та перелік посилань.

## 2. ПРАКТИЧНА РОБОТА № 1

### Розрахунок продуктивності гідравлічного диспергування порід

**Мета роботи:** освоїти методику розрахунку гідравлічного диспергування порід, освоїти сутність диспергування, а також дати інженерну оцінку розрахованим параметрам для можливості проектування раціональної технології свердловинного гідровидобування.

**Завдання роботи:** вивчити основні властивості порід і можливості застосування геотехнологічну схему видобутку корисних копалин

У результаті проведення практичного заняття студенти повинні:

- знати: сутність диспергування гірських порід і методику розрахунків продуктивності гідравлічного видобування;
- вміти: вибрати відповідну геотехнологічну схему видобутку корисних копалин для конкретних умов розробки родовищ гідромоніторним струменем.

### Теоретичні положення

Терміни та визначення:

Диспергування – це штучне приведення гірських порід в легкопересувний (міграційний) стан з утворенням дисперсної (пливунної) маси, яка містить корисну копалину.

Порушення зв'язків у гірській породі та утворення завислого диспергованого стану порід відбувається з допомогою гідромоніторного струменя. Цей струмінь є робочим органом при методі свердловинного гідровидобування корисних копалин (СГВ), який здійснює руйнування (диспергування), змивання та підймання гірничої маси через свердловину на поверхню. СГВ проводиться затопленим вільним струменем, коли густина матеріалу струменя дорівнює густині середовища.

Диспергуванням розробляють пористі слабкозв'язані та пухкі корисні копалини. До них належать торф, вугілля, пісок, гравій, м'які бокситові руди, марганцеві пухкі руди, фосфорити, осадові родовища урану, а також розсіпні поклади золота, титану та ін.

Гідросуміш відкачують на поверхню ерліфтом, гідроелеватором, заглибним насосом, протитиском нагнітальної води. Перетворення твердої руди у гідросуміші звичайно здійснюється гідромонітором, на якому встановлені передня і дві бокові насадки.

Мається цілий ряд конструктивних варіантів видобувного обладнання стосовно до різних гірничо-геологічних умов і корисних копалин.

Розглянемо як приклад свердловинне гідровидобування фосфоритів (рис. 1.1). Фосфоритний пласт складений з пісків і включень кусків фосфоритонесних раковин.

З метою ефективного розмивання пласта у затопленому середовищі насадка гідромонітора повинна посуватись безпосередньо за вибоєм. Гідромонітор з телескопічним стовбуром являє собою комплект труб, що входять одна в одну. Для забезпечення збільшеної продуктивності за заданим перерізом свердловини

і великої глибини підймання як пульпопідйомна споруда використовується ерліфт.

Технологія видобутку фосфоритів наступна. В одну свердловину спускається ерліфт, а в другу гідромонітор. При досягненні покрівлі покладу подається вода.

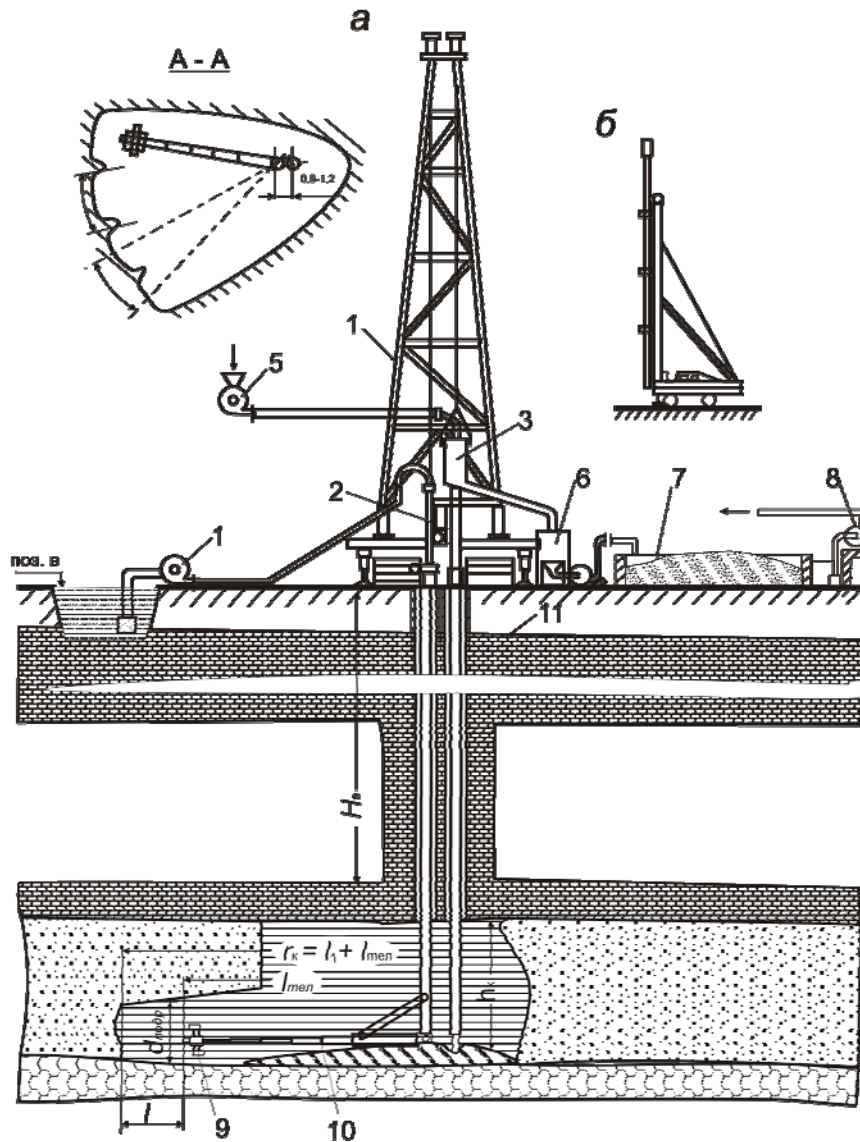


Рис. 1.1 Схема розробки корисних копалин методом свердловинного гідровидобування: *а* – загальний вигляд видобувного агрегату у робочому положенні; *б* – вигляд агрегату збоку:

1 – підйомно-транспортний механізм; 2 – свердловинний монітор; пульповидавальний механізм (ерліфт); 4 – насос; 5 – компресор; 6 – землевідкачувальна установка; 7 – склад руди; 8 – насос зворотного водопостачання; 9 – гідромоніторна головка з двома передніми і одною задньою насадками; 10 – телескопічний стовбур; 11 – видобувні свердловини:

$d_{\text{нiдp}}$  – діаметр виробки;  $\alpha$  – кут між суміжними підрізними виробками;  $l$  – відстань руйнування;  $l_{\text{тел}}$  – довжина телескопічного стовбура;  $H_r$  – глибина видобування;  $h_k$  – потужність пласта



Після цього поворотна споруда закріплюється на насадній трубі і гідромонітор розвертається у бік ерліфта. Подачею напірної води створюється попередня виробка, розміри якої дозволяють вивести стовбур гідромонітора у горизонтальне положення. Під час роботи ланки телескопічної споруди висуюються і гідромоніторна головка рухається за вибоєм до повного висунення ланок. Розмивання вибою і доставляння руди до ерліфта відбувається рухом струменів води гідромоніторної головки вперед і назад. Далі стовбур гідромонітора повертається на кут  $5 - 10^{\circ}$ , і операції з гідро виливання підрізної виробки повторюються. Після проходження двох-трьох підрізних виробок вся верхня товща відшаровується і падає на підшву пласта. Руда струменем задньої насадки гідромонітора транспортується до ерліфта і видається ним на поверхню. Після цього завершення відпрацювання камери гідромонітор і ерліфт витягаються, і агрегат переміщується на наступну пару свердловин. Час відпрацювання камери складає 15 – 30 год. Водопостачання відбувається за зворотною схемою подачі. Використовується камерна система розробки з залишенням стійких ціликів. Відстань між парами свердловин від 16 до 20 м. При можливості використовується система розробки з гідрозакладанням і обваленням, що суттєво підвищує виймання корисної копалини.

Гідромоніторні струмені СГВ поділяють на три групи за тиском: 1) низького – до 1,0 МПа; 2) середнього – від 1,0 до 4,0 МПа; високого – більше 4,0 МПа.

Основними параметрами гідромоніторного струменя є швидкість вильоту струменя, витрати води та діаметр насадки гідромонітора.

Нормальне навантаження на шар породи, що руйнується, визначається за виразом (Па)

$$\sigma = Hg\gamma_n, \quad (1.1)$$

де  $H$  – глибина залягання пласта, м;

$g$  – прискорення вільного падіння,  $\text{м/с}^2$ ;

$\gamma_n$  – щільність покриваючих шарів гірських порід,  $\text{кг/м}^3$ .

Поровий гідравлічний тиск (Па)

$$P_{\text{гидр}} = P_g\gamma_v, \quad (1.2)$$

де  $\gamma_v$  – густина ґрунтових вод,  $\text{кг/м}^3$ .

Ефективне напруження (Па):

$$\sigma_e = \sigma - P_{\text{гидр}}, \quad (1.3)$$

Опір зсуву водонасичених порід (Па):

$$\tau_z = C_0 + \sigma_e \cdot \text{tg}\varphi, \quad (1.4)$$

де  $C_0$  – коефіцієнт зчеплення порід, Па;

$\varphi$  – кут внутрішнього тертя порід, град.

Мінімальна питома сила удару струменя, що є достатньою для руйнування породи (Па)

$$P_{y \min} > \tau_3, \quad (1.5)$$

Тиск води на вході до насадки гідромонітора (Па):

$$P_0 = P - \Delta P_m + Hg \cdot \gamma_{pp} - \Delta P_z, \quad (1.6)$$

де  $P$  – тиск води, що створюється насосом, Па;

$\Delta P_m$  – втрати напору у трубопроводній мережі (орієнтовно  $\Delta P_m = (0,020 \div 0,50)10^6$ , Па);

$\gamma_{pp}$  – щільність робочої рідини, кг/м<sup>3</sup>;

$\Delta P_z$  – втрати напору у гідромоніторі (орієнтовно  $\Delta P_z = (0,4 \div 0,7) \cdot 10^6$ , Па).

Початкова швидкість витікання струменя (м/с):

$$g_0 = \Psi \sqrt{2 \cdot 10^{-3} \cdot P_0}, \quad (1.7)$$

де  $\Psi$  – коефіцієнт швидкості, приймається  $\Psi = 0,92 \div 0,96$

Витрати води визначаються з формули (м<sup>3</sup>/с)

$$Q = \frac{\Pi_{dh}}{4} \cdot I \cdot v_0, \quad (1.8)$$

де  $\Pi$  – коефіцієнт стиску струменя;

$d_h$  – діаметр насадки гідромонітора, м.

Коефіцієнт структури потоку струменя:

$$\lambda = \frac{1}{\frac{1}{0,0625} - \frac{n P_{гидр}}{10^6}}, \quad (1.9)$$

де  $n$  – дослідна величина, яка визначається з наступного співвідношення в залежності від значення  $P_{гидр}$ :

$P_{гидр}$ , МПа.....	0,4	0,8	1,2	1,6	2,0
$n$ .....	1,870	1,147	1,002	0,561	0,20

Відстань від насадки до вибою, на якому можливе руйнування породи (м):

$$l = \frac{(1060 \cdot v_0^2 - 0,29 \tau_3) d_H}{2 \cdot \lambda \cdot \tau_3}. \quad (1.10)$$

Продуктивність гідравлічного руйнування пухких і слабозцементованих пісків і піщаників міцністю  $\sigma_{ст} = 0,5 - 2,0$  МПа визначається з формули (т/год)

$$\Pi = \frac{K P_0 \cdot 10^{-3}}{\partial}, \quad (1.11)$$

де  $K$  – дослідна постійна, яка залежить від діаметра насадки. Для діаметрів насадки 11, 15 і 24 мм приймається відповідно рівною 1,2; 2,0; 4,8.

## Контрольний приклад

Розрахувати мінімальну довжину струменя, витрати води та продуктивність свердловинного гідромонітора при видобуванні корисної копалини для наступних умов:

1) розробляється фосфоритна руда, яка представлена водонасиченими пісками, що характеризуються наступними показниками:

а) коефіцієнт зчеплення  $C_0 = 4000$  Па;

б) кут внутрішнього тертя порід  $\varphi = 33^\circ$ ;

в) щільність покриваючих шарів порід  $\gamma_s = 1050$  кг/м<sup>3</sup>;

г) напір відцентрового насоса  $P = 2,4 \cdot 10^6$  Па;

д) щільність робочої рідини  $\gamma_e = 1000$  кг/м<sup>3</sup>;

е) діаметр насадки  $d_H = 0,024$  м.

Розв'язок:

1. Нормальне навантаження на шар породи, що руйнується:

$$\sigma = \gamma_n gH = 2100 \cdot 9,81 \cdot 20 = 4,12 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

2. Поровий тиск:

$$P_{зідп} = \gamma_s gH = 1050 \cdot 9,81 \cdot 20 = 2,06 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

3. Ефективне напруження:

$$\sigma = \sigma - P_{зідп} = 4,12 \cdot 10^5 - 2,06 \cdot 10^5 = 2,06 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

4. Опір зсуву:

$$\tau_s = C_0 + \sigma_e \cdot tg\varphi = 4000 + 2,06 \cdot 10^5 tg33^\circ = 1,23 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

5. Тиск води на вході до насадки:

$$P_0 = P - \Delta P_m + \gamma_{pp} \cdot gH - \Delta P_z = 2,4 \cdot 10^6 - 3,5 \cdot 10^4 + 1000 \cdot 9,81 \cdot 20 - 5,5^5 = 2,01 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

6. Початкова швидкість витікання струменя:

$$v_0 = \psi \sqrt{2 \cdot 10^{-3} P_0} = 0,94 \sqrt{2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,01 \cdot 10^6} = 63,4 \text{ м/с.}$$

7. Втрати води:

$$Q = \frac{\pi d_H^2}{4} \cdot \alpha \cdot v_0 = \frac{3,14 \cdot 0,024^2}{4} \cdot 1 \cdot 63,4 = 5,39 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3/\text{с.}$$

8. Коефіцієнт структури потоку струменя:

$$\lambda = \frac{1}{\frac{1}{0,0625} - \frac{n P_{зідп}}{10^6}} = \frac{1}{\frac{1}{0,0625} - \frac{1,87 \cdot 2,06 \cdot 10^5}{10^6}} = 0,064.$$

9. Відстань від насадки до вибою:

$$l = \frac{(1060 v_0 - 0,29 \cdot \tau_s) d_H}{2 \lambda \tau_s} = \frac{(1060 \cdot 63,4^2 - 0,29 \cdot 1,23 \cdot 10^5) \cdot 0,024}{2 \cdot 0,064 \cdot 1,23 \cdot 10^5} = 0,644 \text{ м.}$$

10. Продуктивність гідравлічного руйнування:

$$\Pi = \frac{K \cdot 10^{-3}}{g} = \frac{4,8 \cdot 2,01 \cdot 10^6 \cdot 10^{-3}}{9,81} = 983 \text{ т/год.}$$

## **Завдання на самостійну роботу**

Необхідно уважно ознайомитись із змістом практичної роботи, контрольними запитаннями і рекомендованою літературою. Чітко уявити сутність диспергування гірських порід і методики розрахунку продуктивності диспергування гірських порід.

В описі специфіки методу гідровидобування (у звіті) дати сутність цього методу; параметри гідромоніторного струменя, яке обладнання використовується, конструкцію гідромонітора; недоліки і переваги даного методу. Вибрати і коротко описати технологічну схему диспергування і перелічити основні структурні підрозділи геотехнологічного підприємства; дати оцінку розрахованим параметрам гідромоніторного струменя для можливості проектування раціональної технології диспергування порід. Скласти звіт.

### **Контрольні запитання**

1. Дайте визначення терміну “диспергування”.
2. Назвіть основні параметри гідромоніторного струменя.
3. При яких умовах відбувається руйнування породного масиву гідромоніторним струменем?
4. Яким чином формується тиск робочої рідини на вході насадки?
5. Чим відрізняються умови роботи затопленого струменя від вільного?
6. Як змінюється довжина струменя від міцності породного масиву?

### **Звіт про роботу**

У звіті повинні бути відображені пункти, які викладені в розділі 1 (що відносяться до звіту) та відзначені питання:

1. Мета роботи.
2. Анотація задач.
3. Опис формул.
4. Розрахунки параметрів гідромоніторного струменя.
5. Опис специфіки диспергування (із відображенням питань, що викладені у розділі “Завдання на самостійну роботу”).
6. Висновки (лаконічно викласти результати роботи).

## Вихідні показники

Варіанти вихідних даних наведені в табл.1.1

Вихідні показники, яких не вистачає, прийняти з контрольного прикладу або з рекомендованої літератури.

Таблиця 1.1

Варіанти завдань з розрахунку продуктивності гідравлічного диспергування порід.

Варіанти	Вихідні показники					
	Порода, що руйнується	$C_0$ , Па	$\varphi$ , град	$H$ , м	$P$ , Па·10 <sup>6</sup>	$D_n$ , мм
1	2	3	4	5	6	7
1	Пісок	4500	30	25	1,5	10
2	Пісок	5000	33	35	2,0	18
3	Пісок	5500	35	70	2,2	20
4	Пісок	4000	34	30	1,9	24
5	Вугілля	7800	30	100	3,5	18
6	Вугілля	8000	32	90	3,1	22
7	Вугілля	7200	38	70	2,5	21
8	Вугілля	6900	30	120	2,0	24
9	Вугілля	7500	31	75	2,5	11
10	Вугілля	7900	33	110	3,0	23

## Рекомендована література

1. Аренс В.Ж. Скважинная гидродобыча твердых полезных ископаемых [Текст] / В.Ж. Аренс, Б.В. Исмагилов, Д.Н. Шпак. – М.: Недра, 1980. – 229с.
2. Колоколов О.В. Геотехнологические способы разработки месторождений полезных ископаемых [Текст] / О.В. Колоколов, Н.М. Табаченко. – К.: УМКВО, 1991. – 200с.

### 3. ПРАКТИЧНА РОБОТА № 2

#### Розрахунок технологічних параметрів свердловинного гідровидобутку корисних копалин

**Мета роботи:** ознайомитися з методикою розрахунку основних параметрів гідровидобування гідромоніторним струменем.

**Завдання роботи:** виконати розрахунки технологічних параметрів свердловинного гідро видобування (СГВ): дати інженерну оцінку цим параметрам для можливості проектування технологічної схеми гідровидобутку.

У результаті проведення практичного заняття студенти повинні:

– знати: сутність методу свердловинного гідравлічного видобування корисних копалин, а також основні принципи визначення параметрів технології гідровидобування за прийнятим критерієм оцінки технічних рішень.

– вміти: вибрати відповідний критерій оцінки прийнятих рішень і на його основі розрахувати параметри та вибрати технологічну схему видобутку корисних копалин гідромоніторами для конкретних умов розробки родовища.

#### Теоретичні положення

##### Терміни та визначення:

Свердловинне гідродобування (СГВ) – метод підземної розробки родовищ твердих корисних копалин через свердловини переведенням руди на місці залягання у стан гідросуміші з наступним виділенням з неї корисних компонентів.

Основи технології методу СГВ складають сукупність відомих раніше елементів традиційних технологій, таких як: буріння свердловин, гідроруйнування, самопливний чи примусовий гідротранспорт, гідропідйом, управління гірським тиском, переробка рудної пульпи, водопостачання, засоби і способи контролю і керування процесами, які утворюють у зв'язку зі специфічними особливостями свердловинного гідровидобування нову якість – дистанційність виймання твердої корисної копалини, що виключає присутність людини на місці важких і небезпечних очисних робіт.

“Гідровидобування” при сучасних технологічних засобах є прийнятним з точки зору того, що основним енергоносієм поточної технології СГВ є вода, яка руйнує рудний масив, дезинтегрує, доставляє у межах очисних камер, підіймає по свердловинах на поверхню, гідротранспортує і виконує інші операції.

“Свердловинна” технологія є відмінною для нової технології від відомого гідровидобування на підземних (наприклад, шахтне гідровидобування вугілля) і на відкритих гірничих роботах, що традиційно передбачають візуальний контроль і управління, а часто при відсутності дистанційних засобів і ручного управління руйнівним обладнанням у місці очисних робіт.

Ефективність методу СГВ залежність від кількості видобутої руди з однієї свердловини. В свою чергу ця кількість руди визначається технологічними параметрами окремих операцій і процесів. Таким чином, аналіз, моделювання

та оптимізація окремих технологічних операцій – найбільш простий і надійний шлях підвищення ефективності методу СГВ у цілому.

Техніко-економічні показники геотехнологічного методу СГВ, з однієї сторони, визначаються вихідними фізико-геологічними умовами родовища, що розробляється, з другої – технічними і технологічними рішеннями, що приймаються. Параметри технології видобування (керовані величини) визначають показники методу для його економічної оцінки і порівняння як за структурою капітальних вкладень, так і за розмірами експлуатаційних і трудових витрат.

Технічні, технології і конструктивні рішення (кінцева глибина, засоби буріння, видобутку, підйому, транспорту, відстань між свердловинами, їх діаметр, параметри робочих агентів, виймання корисної копалини з надр тощо) в основному визначаються економічними потребами відповідно до умов розробки і технічними можливостями. Так, наприклад, при СГВ параметри видобутої камери, з однієї сторони, визначаються стійкістю покриваючих порід. А з другої – максимально можливим радіусом дії прийнятого видобувного обладнання.

Умови праці на підприємствах СГВ вимагають високої кваліфікації робітників, опанування новими спеціальностями, що не властиві традиційним способам розробки родовищ корисних копалин. Так, наприклад, спеціальності оператора з видобування, машиніста агрегатів з виробництва реагентів тощо.

Зміна технології, організації праці та кваліфікаційного складу робітників знаходять відбиток у рівні та структурі собівартості продукції, що виробляється.

Багатоцільовий характер діяльності підприємства СГВ ускладнює процес прийняття рішень при виборі оптимальних технологічних параметрів. Складний сам по собі і вибір критерію оцінки прийнятих рішень.

Останнім часом, все частіше таким критерієм вважають сумарний прибуток. Орієнтовно можна оцінити оптимальні параметри технології, дослідивши залежність:

$$\Pi = f(R), \quad (2.1)$$

де  $\Pi$  – питомий розрахунковий прибуток від видобутку корисної копалини, грн./т;

$R$  – радіус камери, м.

Оцінюючи прибуток як різницю між ціною і собівартістю, необхідно розрахувати наступні витрати:

- на заробітну платню;
- амортизаційні відрахування;
- витрати на електроенергію.

Розрахунок ведеться у такій послідовності:

Запаси корисної копалини, що відпрацьовує однією свердловиною (т):

$$W_{ce} = \pi R^2 m \cdot \rho, \quad (2.2)$$

де  $m$  – потужність покладу, т/м<sup>3</sup>;

$\rho$  – цільність корисної копалини, т/м<sup>3</sup>.

Втрати корисної копалини в ціликах між камерами (т):

$$Q_{вц} = l^2 m \rho - W_{св} \quad (2.3)$$

де  $l$  – відстань між видобувними свердловинами, м.

Сумарні втрати корисної копалини на ділянці, що відпрацьовується однією свердловиною (т):

$$Q = Q_{вц} + W_{св} \cdot (1 - C), \quad (2.4)$$

де  $C$  – коефіцієнт видобування відбитої корисної копалини, орієнтовно  $C = 0,9$ .

Тривалість відпрацювання запасів однією свердловиною (год.):

$$t_{від} = \frac{W_{св} \cdot C}{P}, \quad (2.5)$$

де  $P$  – технічна продуктивність видобувного агрегату (гідромонітора) за робочий цикл, т/год:

Час роботи однієї свердловини (год):

$$t_{св} = t_m + t_{дем} + t_{від},$$

де  $t_m$  – час на монтаж видобувного обладнання, год.;

$t_{дем}$  – час на демонтаж видобувного обладнання, год.

Питомі витрати на заробітну платню при роботі однієї свердловини (грн./т):

$$C_{н.зар} = \frac{Z_0 n t_{св}}{W_{св} \cdot C \cdot T_{зм}}, \quad (2.6)$$

де  $Z_0$  – погодинна ставка робітника, грн. (орієнтовно  $Z_0 = 8,6$  грн);

$n$  – кількість складу ланки, чол. (орієнтовно  $n = 3$  чол);

$T_{зм}$  – тривалість зміни, год (приймається 7 год).

Амортизаційні відрахування на одну свердловину (грн/т):

$$C_{амс} = \frac{C_{св}}{W_{св} \cdot C}, \quad (2.7)$$

де  $C_{св}$  – витрати на спорудження свердловини та її дообладнання, грн.

Амортизаційні відрахування на видобувне обладнання однієї свердловини (грн/т):



$$C_{амв} = \frac{C_в \cdot H_в \cdot t_{св}}{100 \cdot t_{вид} \cdot P \cdot N_p \cdot T_{вид} \cdot T_{зм}}, \quad (2.8)$$

де  $C_в$  – вартість видобувного обладнання, % (орієнтовно  $H_в = 33\%$ );  
 $N_p$  – кількість видобувних змін за добу;  
 $T_{вид}$  – кількість робочих днів за рік,  $T_{вид} = 305$ .

Амортизаційні відрахування на загальне обладнання (грн/т):

$$C_{ам.обл.} = \frac{C_{обл.} \cdot H_{обл.}}{100 \cdot A_{річн.}}, \quad (2.9)$$

де  $C_{обл.}$  – вартість загального обладнання, будівель і споруд, грн.;  
 $H_{обл.}$  – середня норма амортизації загального обладнання, будівель і споруд, % (орієнтовно  $H_{обл.} = 10\%$ );  
 $A_{річн.}$  – річна виробнича потужність геотехнологічного підприємства, т/рік.

Сумарні амортизаційні відрахування (грн/т):

$$C_{ам} = C_{амс} + C_{ам.в} + C_{ам.обл.} \quad (2.10)$$

Витрати на воду (грн/т):

$$C_{вод} = g_в \cdot C_в, \quad (2.11)$$

де  $g_в$  – питомі витрати води на видобуток, м<sup>3</sup>/т;  
 $C_в$  – вартість технічної води, грн./м<sup>3</sup> (орієнтовно  $C_в = 0,069$  грн/м<sup>3</sup>).

Умовно-постійні витрати (грн/т):

$$C_{у.п.} = (C_{н.зар} + C_{ам} + C_{вод} + C_{ел}) \cdot K_{ун}, \quad (2.12)$$

де  $K_{ун}$  – коефіцієнт, що враховує умовно-постійні витрати (орієнтовно можна прийняти  $K_{ун} = 0,2$ ).

$C_{ел}$  – питомі витрати на електроенергію, грн/т (орієнтовно  $C_{ел} = 0,40$  грн/т).

Сумарна собівартість видобутої корисної копалини (грн/т):

$$C = C_{н.зар} + C_{ам} + C_{вод} + C_{ел} + C_{ун} + \frac{(W_{св} + Q_{вц}) \cdot C_{розв}}{W_{св} \cdot C}, \quad (2.13)$$

де  $C_{розв}$  – витрати на розвідку та підготовку запасів до відпрацювання, грн./т.

Прибуток розрахунковий (грн/т)

$$\Pi = (Ц - C) \cdot A_{річн.}, \quad (2.14)$$

де  $Ц$  – ціна корисної копалини, грн/т.

## Контрольний приклад

Розрахувати прибуток геотехнологічного підприємства свердловинного гідровидобування для наступних умов:

- Потужність покладу  $m = 2,0$  м.
- Щільність корисної копалини  $p = 1,6$  т/м<sup>3</sup>.
- Відстань між видобувними свердловинами  $l = 20$  м.
- Радіус камери  $R = 8$  м.
- Технічна продуктивність свердловинного агрегату (гідромонітора)  $P = 60$  т/год.
- Час на монтаж видобувного обладнання  $t_m = 8$  год.
- Час на демонтаж видобувного обладнання  $t_{дем} = 10$  год.
- Витрати на спорудження свердловини  $C_{св} = 800$  грн.
- Вартість видобувного обладнання однієї свердловини  $C_{св} = 10000$  грн.
- Вартість загального обладнання  $C_{обл.} = 1000000$  грн.
- Виробнича річна потужність геотехнологічного підприємства  $A_{річн} = 200000$  т/рік.
- 12. Питомі витрати води  $g_в = 8$  м<sup>3</sup>/т.
- 13. Витрати на розвідку та підготовку запасів  $C_{розв} = 0,5$  грн/т.
- 14. Розрахункова ціна корисної копалини  $Ц = 6,5$  грн/т.

### Розв'язок:

1. Запаси корисної копалини, що відпрацьовуються однією свердловиною:

$$W_{св} = \pi R^2 m p = 3,14 \cdot 8^2 \cdot 2,0 \cdot 1,6 = 644 \text{ т.}$$

2. Втрати корисної копалини в ціликах між камерами:

$$Q_{вц} l^2 m p - W_{св} = 20^2 \cdot 2,0 \cdot 1,6 - 644 = 636 \text{ т.}$$

3. Сумарні витрати на дільниці, що відпрацьовується однією свердловиною:

$$Q = Q_{вц} + W_{св} (1 - C) = 636 + 644(1 - 0,95) = 668 \text{ т.}$$

4. Тривалість відпрацювання запасів однією свердловиною:

$$t_{всв} = \frac{W \cdot C}{P} = \frac{644 \cdot 0,95}{60} = 10,2 \text{ т.}$$

5. Час роботи однієї свердловини:

$$t_{св} = t_m + t_{дем} + t_{всв} = 8 + 10 + 10,2 = 28,2 \text{ год.}$$

6. Питомі витрати на заробітну платню при роботі однієї свердловини:

$$C_{н.зар} = \frac{3_0 \cdot n \cdot t_{св}}{W_{св} \cdot C \cdot T_{зм}} = \frac{8,6 \cdot 3 \cdot 28,2}{644 \cdot 0,95 \cdot 7} = 0,17 \text{ грн/т.}$$

7. Амортизаційні відрахування на одну свердловину:

$$C_{амс} = \frac{C_{св}}{W_{св}} = \frac{800}{6440,95} = 1,31 \text{ грн/т.}$$

8. Амортизаційні відрахування на видобувне обладнання:

$$C_{амв} = \frac{C_{св} \cdot H_{в} \cdot t_{св}}{100 \cdot t_{вид} \cdot P \cdot N_p \cdot T_{вид} \cdot T_{зм}} = \frac{10\,000 \cdot 3,3 \cdot 28,2}{100 \cdot 10,2 \cdot 60 \cdot 2 \cdot 305 \cdot 7} = 0,04 \text{ грн/т.}$$

9. Амортизаційні відрахування на загальне обладнання:

$$C_{ам.обл} = \frac{C_{обл} \cdot H_{обл}}{100 \cdot A_{рєін}} = \frac{100\,000 \cdot 10}{100 \cdot 200\,000} = 0,5 \text{ грн/т.}$$

10. Сумарні амортизаційні відрахування:

$$C_{ам} = C_{амс} + C_{ам.в} + C_{ам.обл} = 1,31 + 0,4 + 0,5 = 1,85 \text{ грн/т.}$$

11. Витрати на воду:

$$C_{вод} = g_{в} C_{в} = 80,069 = 0,55 \text{ грн/т.}$$

12. Умовно-постійні витрати:

$$C_{у.п} = (C_{п.зар} + C_{ам} + C_{вод} + C_{ел}) K_{у.п} = (0,17 + 1,85 + 0,55 + 0,40) \cdot 0,2 = 0,59 \text{ грн/т.}$$

1. Сумарна собівартість:

$$C = C_{п.зар} + C_{ам} + C_{вод} + C_{ел} + C_{уп} + \frac{(W_{св} + Q_{вц}) \cdot C_{розв}}{6440,95} =$$

$$= 0,17 + 1,85 + 0,55 + 0,4 + 0,59 + \frac{(644 + 636) \cdot 0,5}{644 \cdot 0,95} = 4,61 \text{ грн/т.}$$

14. Розрахунковий прибуток за рік:

$$П = (Ц - C) A_{рїчн.} = (6,5 - 4,61) \cdot 200\,000 = 378\,000 \text{ грн.}$$

Аналогічним чином можна провести розрахунки для різних значень радіуса камери  $R$  і визначити область оптимальних значень технологічних параметрів.

## **Завдання на самостійну роботу**

Необхідно уважно ознайомитись із змістом практичної роботи, контрольними запитаннями і рекомендованою літературою. Чітко уявити сутність свердловинного гідровидобування і методики розрахунку технологічних параметрів СГВ, провести розрахунки і скласти звіт. В описі специфіки методу СГВ (у звіті) описати сутність цього методу, засоби гідротранспортування (насоси, ерліфти, гідроелеватори та ін.), варіанти системи розробки, вплив на екологію навколишнього середовища тощо; дати оцінку розрахованим параметрам свердловинного гідровидобування для можливості проектування раціональної геотехнології, перелічити складові частини підприємства СГВ.

### **Контрольні запитання**

1. Чому задача оптимізації параметрів технології СГВ є багатокритеріальною?
2. Які види витрат враховуються у методиці розрахунку?
3. Які витрати спричиняють найбільш суттєвий вплив на собівартість?
4. Якщо при збільшенні радіуса камери зростає зольність, яким чином зміниться розрахунковий прибуток?
5. При збільшенні відстані між свердловинами і постійному розмірі цілика як зміниться прибуток?

### **Звіт про роботу**

У звіті повинні бути відображені пункти, які викладені в розділі 1 (що мають відношення до звіту), та відзначені питання:

1. Мета роботи.
2. Анотація задач практичної роботи.
3. Опис формул.
4. Визначення оптимальних технологічних параметрів свердловинного гідро видобування корисних копалин.
5. Опис специфіки свердловинного гідро видобування корисних копалин.
6. Висновки (лаконічно відобразити результати роботи).

### **Вихідні показники**

Варіанти вихідних даних наведені в табл. (2.1)

Вихідні показники, яких не вистачає, прийняти з контрольного прикладу або з рекомендованої літератури.

Таблиця 2.1

Варіанти завдань з розрахунку оптимальних технологічних параметрів  
гідровидобування

Варіант	Вихідні показники					
	$m$ , м	$l$ , м	$R$ , м	$P$ , т/год	$A_{річнь}$ , т/рік	$C_{розв}$ , грн/т
1	2	3	4	5	6	7
1	2,0	20	8	60	2 000 000	0,55
2	3,0	30	10	80	3 500 000	0,65
3	2,5	18	7	70	2 500 000	0,60
4	1,5	25	9	40	1 800 000	0,45
5	1,0	28	11	30	1 500 000	0,42
6	3,2	30	10	70	3 500 000	0,70
7	3,0	28	9	60	3 000 000	0,65
8	1,7	32	8	50	2 500 000	0,60
9	1,6	18	7	40	2 500 000	0,55
10	1,5	20	6	30	1 500 000	0,50

### Рекомендована література

1. Колоколов О.В. Геотехнологические способы разработки месторождений полезных ископаемых [Текст] / О.В. Колоколов, Н.М. Табаченко. – К.: УМК ВО, 1991. – 200 с.
2. Арнс В.Ж. Сквжинная добыча полезных ископаемых (геотехнология) [Текст] / В.Ж. Арнс. – М.: Недра, 1986. – 279 с.

## 4. ПРАКТИЧНА РОБОТА № 3

### Визначення основних параметрів камерної системи розробки соляних родовищ свердловинним методом

**Мета роботи:** освоїти методику розрахунку основних параметрів камерної системи розробки.

**Задачі роботи:** виконати практичне завдання з розрахунку параметрів і дати інженерну оцінку цим параметрам для можливості проектування раціональної технології підземного розчинення солі (ПРС).

У результаті проведення практичного заняття студенти повинні:

- знати: сутність методу підземного розчинення солі, його переваги і недоліки.
- вміти: вибрати відповідну технологічну схему видобутку солі методом ПРС, що забезпечить видобування запасів з найменшими втратами та витратами.

### Теоретичні положення

Підземне розчинення солей (ПРС) свердловинним методом отримало широке розповсюдження при розробці покладів галіто-кам'яної солі ( $NaCl$ ), сильвініту – хлористого калію ( $KCl$ ), карналіту ( $KCl MgCl_2 \cdot 6H_2O$ ), лангбейніту ( $K_2SO_4 \cdot 2MgSO_4$ ), кіаніту ( $KCl MgSO_4 \cdot 3H_2O$ ), бішофіту ( $MgCl_2 \cdot 6H_2O$ ), ангідриту ( $CaSO_4$ ), гіпсу ( $CaSO_4 \cdot 2H_2O$ ).

Розчинення солей в теорії хімічної кінетики розглядається як гетерогенний процес що відбувається на межі двох фаз: тверде тіло-рідина. Цей процес включає наступні підпроцеси: надходження розчинника (прісної води) до поверхні твердої солі, взаємодія розчинника і солі (міжфазні підпроцеси); видалення розчиненої речовини з поверхні твердої солі (дифузійний процес).

Швидкість дифузійного підпроцесу визначається різницею концентрації розсолу на контакті між граничним шаром насиченого розсолу, що утворюється на поверхні розчинення, і загальною масою розчинника.

Упродовж підвищення концентрації розсолу швидкість розчинення зменшується за логарифмічним законом, тобто вона пропорціональна насиченості розчину (різниці між розчинністю і поточною концентрацією розсолу). Під швидкістю розчинення розуміється кількість солі, що розчиняється за одиницю часу з одиниці поверхні (масова швидкість розчинення), або відстань, на яку розповсюджується розчинення (лінійна швидкість розчинення). Швидкість розчинення значною мірою залежить від кута нахилу поверхні солі і температури (рис. 3.1). Залежно від зміни температури води розчинення галіту і сильвініту змінюється по різному (рис. 3.2). У процесі їх сумісного розчинення у розчині утворюється деяка сумарна їх кількість та деяка кількість кожного з них окремо. Тиск впливає також на розчинність солей. При високих його значеннях (до 25 МПа) розчинення солі збільшується на 10 – 20%.

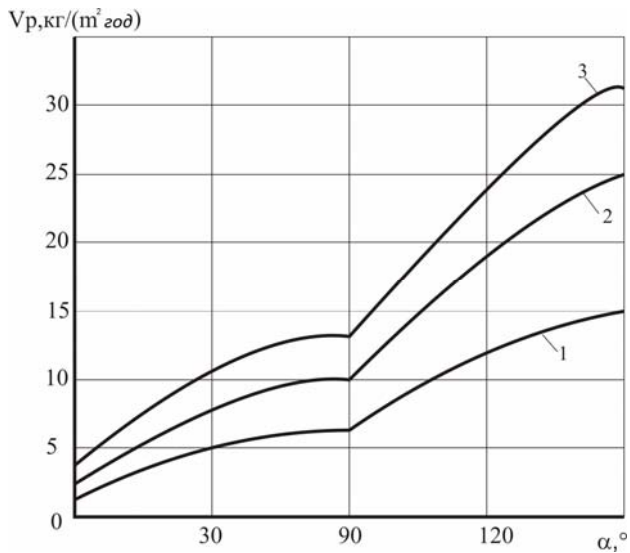


Рис. 3.1. Залежність швидкості розчинення солі від кута нахилу її поверхні. 1, 2, 3 – відповідно при температурі 0,5; 15 і 20°C

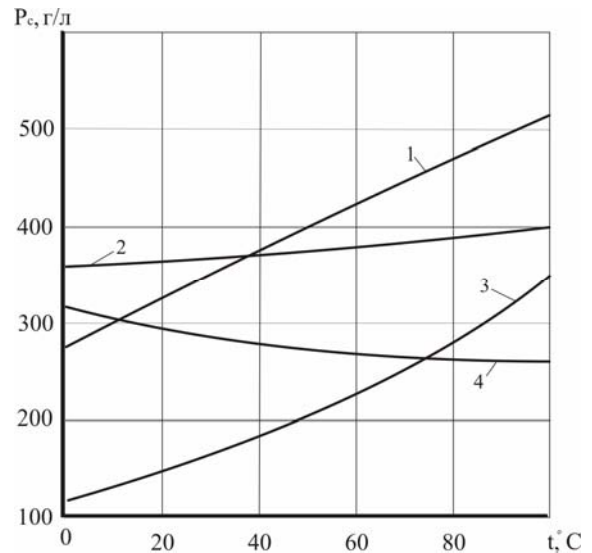


Рис. 3.2. Залежність розчинності KCl (1), NaCl (2) при сумісному їх розчиненні у воді (3, 4) від температури

Сутність видобування солі методом ПРС може бути схематично подана у наступному вигляді. Товща покриваючих порід пересікається свердловиною, яка обсаджується і цементується. Після цього свердловина добурюється до підшви соляного пласта (або до проектної відмітки), відбувається опускання концентрично розміщених колон водонагнітальних і розсолотіждомних труб. Прісна вода, що нагнітається у свердловину, розчиняє сіль, одержаний розсіл піднімається на поверхню через колону розсолотіждомних труб під дією надлишкового тиску.

Метод ПРС поділяється на некеровані та керовані технологічні процеси. До некерованого підземного розчинення відносяться прямоточне та протитічне розчинення (рис. 3.3, а, б).

Під час прямоточного розчинення вода надходить через внутрішню колону труб до вибою, і розсіл видавлюється через міжтрубний простір обсадної і водонагнітальних колон у покрівлі соляного пласта. У камері утворюються дві зони руху рідини навколо стовбура, в яких вода рухається знизу вгору, і периферійна, де відбувається опускання більш важкого розчину. При цьому відбувається перемішування прісної води з розсолотом, що веде до його розбавлення. Поступово камера набуває форми конуса з вершиною вниз.

Недоліки методу такі: низький коефіцієнт виймання (2 – 3%), небезпека осідання поверхні, невеликий термін (до 1 року) роботи свердловини, невелика продуктивність.

Відмінність протитічного розчинення лише в тому, що вода надходить в камеру зверху, а утворений розсіл скупчується у нижній частині камери і видається на поверхню через внутрішню колону труб. У порівнянні з прямоточним процесом протитічне розчинення має більш вище витягання (до 10%) солі та більший термін роботи свердловини (до 2 – 3 років).

До керованих процесів розчинення відносяться методи гідроврубу і пошарового розчинення.

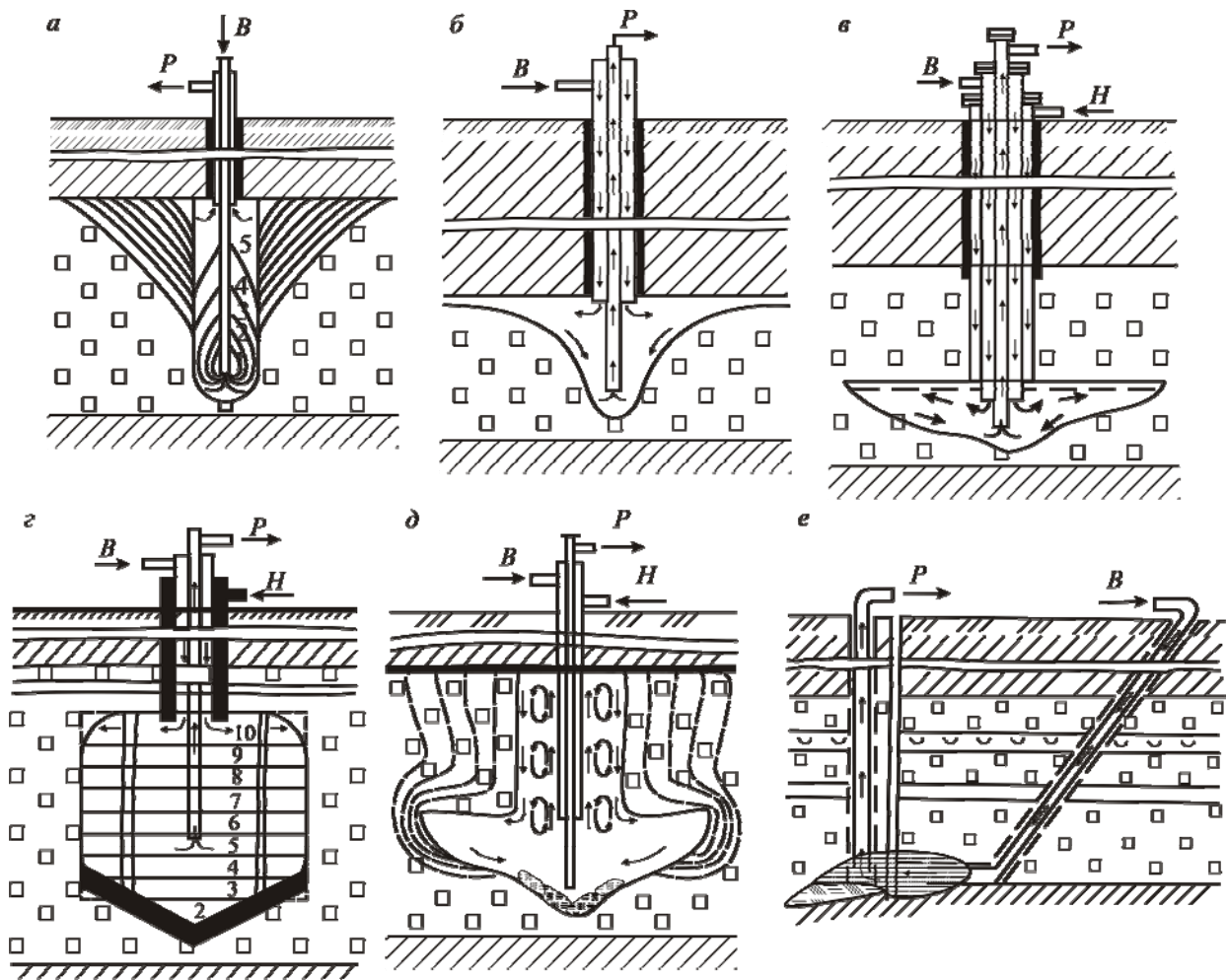


Рис. 3.3 Технологічні схеми видобування розсолу: а – прямотік; б – протітік; в – гідровруб; г – кероване пошарове (ступеневе) розчинення; д – заглиблена водоподача; е – суцільна обробка ділянки пласта; 1 – 10 – ступені відпрацювання

Метод гідроврубу полягає у наступному (рис. 3.3, в). У свердловину опускаються дві вільно висячі концентричні колони труб. Простір між обсадною і робочими трубами використовується для подачі нерозчинника, а порожнина між стінками робочих труб – для подачі води, а по центральній колоні підіймається розсіл, причому водоподавальна колона встановлюється вище розсолотієї на висоту гідроврубу (1,5 – 4,0 м). Нерозчинник (солярка, мазут, керосин, нафта тощо) оберігає верхню частину камери від розчинення солі і камера розширюється тільки у горизонтальному напрямку. Через 1,5 – 2,0 роки утворюється камера діаметром біля 100 м. Таку камеру назвали гідроврубом. Після цього нерозчинник випускається із гідроврубу і починається інтенсивне розливання солі у покрівлі камери. Основні недоліки – це тривалий підготовчий період і некерованість процесом в експлуатаційний період. Витягання солі досягає 15% з кожного гідроврубу.

Метод пошарового розчинення (рис. 3.3, г) солі у камері ведеться горизонтальними шарами (ступенями) висотою 5 – 15 м знизу вгору при ізоляції покрівлі кожного шару нерозчинником, рівень якого контролюється. Для відпра-



цювання наступного шару відбувається підйом нерозчинника на рівень покрівлі нового шару. Далі водоподавальна колона труб підіймається до відмітки верхньої межі наступного ступеня, а розсолотідомна колона – на висоту, що забезпечує можливість одержання чистого розсолу без домішок нерозчинних порід, які випадають на дно камери.

Метод забезпечує витягання солі до 30%, високу продуктивність свердловини, заздалегідь задана форма камери, є можливість розробки солі з великим вмістом нерозчинних домішок. Одна свердловина може працювати до 40 – 50 років.

Метод заглибленої водоподачі (рис. 3.3, д) створює по всій висоті інтервалу відпрацювання солі зони змішування висхідного потоку розчинника з потоками насиченого розсолу, що опускаються, за рахунок чого у зоні змішування забезпечується постійна концентрація та рівномірна по висоті розчинення стінок камери. Розсіл відбирається з нижньої частини камери.

Відпрацювання камер методом заглибленої водоподачі найбільш ефективно при експлуатації надпотужних пластів кам'яної солі (до 300 – 500 м).

Швидкість розчинення солі при заглибленій водоподачі значно (у 6 – 9 раз) нижча. Розчинення солі у великому інтервалі за висотою і невеликих швидкостях розчинення надає можливість скоротити обсяг операцій по спуску-підйому колони труб і простоювання свердловин за час переходу на наступний ступінь (шар).

Суцільне відпрацювання ділянки пласта солі між двома свердловинами – вертикальною і похилою (рис.3.3, е) дозволяє з великою швидкістю її відпрацювати. Метод дозволяє проводити реверс водоподачі і видачі розсолу. Сутність його полягає в тому, що в похилу свердловину подається прісна вода, а розсіл видається через вертикальну. Потім навпаки: прісна вода – через вертикальну, а розсіл – через похилу свердловини. Цикли реверсування періодично повторюються.

При проектуванні геотехнологічного підприємства, яке має назву “Розсолотисел”, важливо звернути увагу на розробку заходів щодо найбільш ефективного управління процесом розсолотиселування. Формотиселування підземних камер – це один із головних процесів технології і в більшості визначає рівень технологічних втрат корисної копалини.

Розрахунок основних параметрів камерної системи розробки соляних родовищ методом підземного розчинення полягає у визначенні (рис. 3.4):

- крайнє допустимого прогину камери  $2R$ ;
- розміру між камерного цілики  $d$ ;
- потужності стелини  $H_n$ ;
- максимальної потужності породних прошарків  $H_n$ .

1. Граничний допустимий розмір камер визначається з урахуванням коефіцієнта привантаження від верхніх шарів породи (м):

$$2R = \sqrt{\mu \frac{\sigma_{зг.мп.} \cdot H_1}{(1 + Kn) \cdot \gamma_1}}, \quad (3.1)$$

$$K_n = (0.065 - 0.056 \operatorname{tg} \beta) \sqrt{\frac{\sigma_{зг.мп} H_1}{\gamma_1 H_2}}, \quad (3.2)$$

де  $\mu$  – коефіцієнт, що враховує характер защемлення прогону на опорах і ступінь деформації порід;

$\sigma_{зг.мп}$  – тривала міцність порід несучого шару на згин, МПа;

$H_1$  – потужність несучого шару покрівлі камери, М;

$K_n$  – коефіцієнт привантаження;

$\gamma_1$  – щільність порід несучого шару, т/м<sup>3</sup>;

$t_g \beta$  – коефіцієнт тертя між шарами (орієнтовно  $t_g \beta = 0,26 \div (-0,6)$ )

$H_2$  – потужність привантаженого шару порід покрівлі, М.

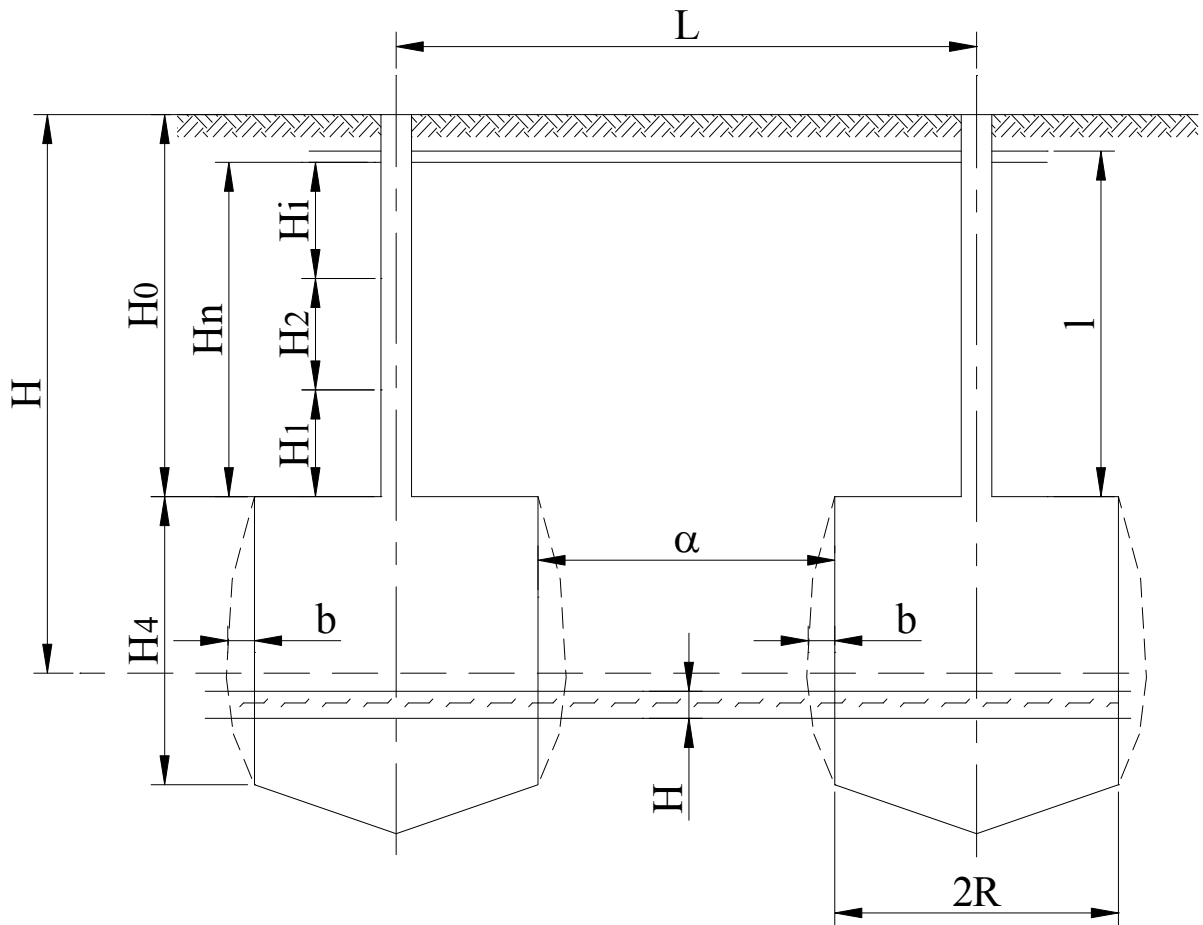


Рис. 3.4 Технологічна схема підземного розчинення солі при двох зближених камерах

2. Стійкість міжкамерного цілика визначається виходячи із запасу міцності.

$$\psi = \frac{\sigma_{руїн.}}{\sigma_{діюч}}, \quad (3.3)$$

де  $\sigma_{руйн.}$  – руйнівне напруження, що визначається з урахуванням тиску розсолу на стінки камери, ваги покриваючих порід і форми ціликів, МПа;

$\sigma_{діюч.}$  – діюче на цілик напруження, яке визначається з урахуванням власної ваги цілика, а також сприйнятої ним різниці між вагою верхніх порід і тиском розсолу, який заповнює камеру, МПа

$$\sigma_{руйн.} = \left( \frac{1 + \sin \rho}{1 - \sin \rho} \cdot \rho + \sigma \right) \sqrt{\frac{2(L^2 - PR^2)}{PRH_u}}; \quad (3.4)$$

$$\sigma_{руйн.} = \frac{H_o L^2 - PR^2 \gamma_p H_o}{L_2 - PR^2} + \gamma \cdot H_u \quad (3.5)$$

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>;

$\sigma$  – міцність кам'яної солі на одновісний стик, МПа;

$L$  – відстань між свердловинами, м;

$R$  – радіус камери підземного розчинення, м;

$H_u$  – висота (потужність) цілика солі, м;

$H_o$  – потужність покриваючих порід, м.

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

3. Перевірка допустимої ширини цілика ( $d$ ) проводиться по ширині найбільш ослабленої зони ( $e$ ). Для цього розмір цілика ( $d$ ) встановлюється по ширині зони ослаблених порід довкола розсольних камер ( $e$ ) за умови  $d = \geq 2 e$ .

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

$$e = R \left\{ 1 + \frac{3 \exp \left[ \frac{\gamma \cdot H \cdot w \cdot \left( 1 + \frac{\tau}{2} \right) - P}{R} - 1 \right] - 1}{R} \right\}, \quad (3.6)$$

де  $e$  – ширина зони ослаблених розчинником (водою) порід, м;

$w$  – 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:

$$\tau = \frac{1}{a(a+1)}, \quad (3.7)$$

$a$  – відношення ширини цілика до радіусу камери

$$a = \frac{d}{R} \geq \frac{R}{R}, \quad (3.8)$$

$c$  – зціплення солі ( $c = 4,5$  МПа).

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

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

$$H_n = \frac{\gamma\psi(2R)^2}{2\sigma_{mp}} + \sqrt{\left(\frac{\gamma\psi(2R)^2}{2\sigma_{mp}}\right)^2 - \frac{\gamma_1\psi l(2R)^2}{\sigma_{mp}}}, \quad (3.9)$$

де  $\sigma_{mp}$  – тривала міцність кам'яної солі на одновісний стиск, МПа;

$\gamma_1$  – щільність надсолевих порід, т/м<sup>3</sup>;

$l$  – потужність зони обвалення надсолевих порід, м.

Максимальна потужність несольових породних прошарків, що поділяють пласт кам'яної солі, який передбачається до відпрацювання, визначається з виразу:

$$H_n = \frac{(\gamma_1 - \gamma_2) \cdot B_{екв}^2}{6\sigma_p}, \quad (3.10)$$

де  $\gamma_1, \gamma_2$  – відповідно щільності порід прошарків і розсолу, т/м<sup>3</sup>;

$B_{екв}$  – еквівалентний прогин, що дорівнює радіусу покрівлі камери підземного розчинення, м;

$\sigma_p$  - міцність порід прошарків на розрив, МПа.

### Контрольний приклад

Родовище кам'яної солі відробляється камерною системою розробки з залишенням ціликів солі між камерами. Глибина розробки  $H = 700$  м; висота цілика  $H_c = 170$  м; потужність зони обвалення надсолевих порід  $l = 120$  м; коефіцієнт запасу міцності  $\Psi = 1,4$ ; щільність кам'яної солі, надсолевих порід і розсолу відповідно  $\gamma = 2600$  кг/м<sup>3</sup>,  $\gamma_1 = 2500$  кг/м<sup>3</sup>,  $\gamma_p = 1200$  кг/м<sup>3</sup>; фізико-механічні характеристики солі:  $\sigma_{mp} = 1000$  т/м<sup>2</sup>,  $\sigma_{з.мр} = 200$  т/м<sup>2</sup>,  $\sigma = 1900$  т/м<sup>2</sup>; кут внутрішнього тертя солі  $\rho = 35^\circ$ ; потужність несучого шару покрівлі  $H_1 = 10$  м; потужність привантаженого шару  $H_2 = 10$  м; коефіцієнт тертя між шарами породи  $tg \beta = 0,58$ ;  $\mu = 2$  (при максимально можливій деформації закріпленої покрівлі без порушення суцільності): міцність на розрив несольових порід  $\sigma_p = 90$  т/м<sup>2</sup>.

Визначити параметри камерної системи розробки при підземному розчиненні солі свердловинним методом.

Розв'язок:

1. Визначимо за формулами (3.1) – (3.2) параметри камери

$K_{п} = 0,27$ ;  $2R = 112,2$  м;  $R \approx 60$  м.

2. Розрахуємо стійкість цілика солі між камерами по формулам (3.3) – (3.5), виберемо відстань між свердловинами  $l = 200$  м:

$\sigma_{руйн} = 8344,5$  т/м<sup>2</sup>;  $\sigma_{діюч} = 2112,3$  т/м<sup>2</sup>;  $\psi = 3,95$ ;

$3,95 > 3,0$ , тому зменшимо відстань між свердловинами до 180 м і розрахуємо знову:

$\sigma_{руйн} = 4073$ ;  $\sigma_{діюч} = 1775$ ;  $\psi = 2,3$ .

Виберемо сітку свердловин з густотою  $l = 180$  м.

3. Стійкість цілика солі між камерами контролюємо по ширині ослабленої зони за формулами (3.6) – (3.8), щоб була виконана умова  $d \geq 2 \cdot v$ .

При  $\tau = \frac{1}{\left(\frac{60}{60} + 1\right)^2} = 0,25$ ;  $v = 30$  м;  $d = 60$  м. Умова виконана.

4. Потужність стельових порід над камерою визначається з формули (3.9), тобто  $H_n = 108$  м.

5. Максимальна потужність породних прошарків у соляному пласті згідно формули (3.10)  $H_{ц} = 8,7$  м.

Таким чином, для заданих умов сітка свердловини прийнята 180 м; радіус камери 60 м; ширина цілика між камерами 60 м; коефіцієнт запасу 2,3; потужність порід покрівлі над камерою 180 м, породних несольових прошарків 8,7 м.

### **Завдання на самостійну роботу**

Необхідно уважно ознайомитись із змістом практичної роботи, контрольними запитаннями і рекомендованою літературою. Чітко уявити сутність методу підземного розчинення солей і методики визначення основних параметрів камерної системи розробки сольових родовищ свердловинним методом, виконати розрахунки і скласти звіт.

В описі специфіки методу ПРС відзначити наступні питання: сутність ПРС; теоретичні основи розчинення солей на поверхні поділу твердої і рідкої фаз; гетерогенний процес розчинення; кінетику розчинення і його швидкість; інтенсифікацію процесу розчинення; перерахувати технологічні схеми ПРС; вплив на екологічний стан довкілля; дати оцінку розрахованим параметрам камерної системи розробки з метою можливості проектування раціональної технології ПРС, а також перелічити складові частини геотехнологічного підприємства ПРС.

## Контрольні питання

1. Яка мета підземного розчинення?
2. Яким чином розкривається соляний пласт? Перерахуйте всі схеми розкриття.
3. Особливості розрахунку параметрів камерної розробки.
4. Навіщо потрібно обов'язково залишати цілик солі між камерами?
5. Чому утворюється зона ослаблених порід довкола камери?
6. З якою метою регламентується діаметр камери?
7. При великій потужності прошарку породи у соляному пласті, що може статися під час розмиву камери?

## Звіт про роботу

У звіті відобразити пункти із розділу 1 (що мають відношення до звіту), та відзначити питання:

1. Мета роботи.
2. Анотація задач.
3. Опис формул.
4. Розрахунки параметрів.
5. Опис специфіки методу ПРС (з відображенням питань, що викладені у розділі “Завдання на самостійну роботу”).

## Вихідні показники

Варіанти вихідних даних наведені в табл. 3

Вихідні показники, яких не вистачає, прийняти з контрольного прикладу або з рекомендованої літератури.

Таблиця 3.1

Варіанти завдань з розрахунку основних параметрів камерної системи розробки сольових родовищ свердловинним методом

№ варіанту	$H$ , м	$H_{ц}$ , м	$L$ , м	$\gamma$ , кг/м <sup>2</sup>	$\sigma_{зг.тр.}$ , МПа	$\sigma_{тр.р}$ , МПа	$\sigma_{р.р}$ , МПа	$H_1$ , м	$H_2$ , м
1	800	160	300	2600	21,0	10,0	0,9	15	17
2	700	100	400	2800	20,5	9,5	1,0	10	15
3	400	70	100	2700	21,1	10,5	1,2	12	16
4	920	130	200	2750	21,5	11,0	1,3	14	14
5	940	110	250	2650	20,9	10,2	0,8	13	18
6	810	90	450	2700	20,6	9,4	1,9	11	13
7	850	50	290	2800	21,4	9,6	0,9	10	15
8	870	135	180	2550	21,7	9,7	0,8	17	11
9	520	140	90	2400	20,3	12,2	1,3	21	10

## Рекомендована література

1. Пермяков Р.С. Технология добычи солей [Текст] / Р.С. Пермяков, В.С. Романов, М.П. Бельді. – М.: Недра, 1981 – 272 с.
2. Дудуко П.М. Рассолопромыслы [Текст] / П.М. Дудуко. – М.: Недра, 1986. – 110 с.
3. Справочник по разработке соляных месторождений [Текст] / Р.С. Пермяков, О.В. Ковалев, В.Я. Пинский и др. – М.: Недра, 1986. – 212 с.

## 5. ПРАКТИЧНА РОБОТА № 4

### Визначення основних параметрів процесу свердловинної підземної газифікації вугільних пластів

**Мета роботи:** освоїти методику розрахунку основних параметрів свердловинної підземної газифікації вугілля (СПГВ).

**Завдання роботи:** виконати практичне завдання з розрахунку параметрів процесу СПГВ і дати інженерну оцінку цим параметрам для можливості проектування свердловинної підземної газифікації вугільних пластів.

У результаті проведення практичного заняття студенти повинні:

– знати: сутність методу підземної газифікації вугілля, його переваги і недоліки;

– вміти: вибрати відповідну технологічну схему СПГВ для конкретних умов розробки вугільного родовища.

### Теоретичні положення

Підземна газифікація вугільних пластів – складний термохімічний процес перетворення твердого палива на місці його залягання у газоподібне паливо. Це відбувається шляхом взаємодії вугілля, а точніше вуглецю, з газоподібним окислювачем (повітрям, киснем, водяною парою та їх сумішами), внаслідок якої органічна маса твердого палива перетворюється у газ, який вміщує в основному горючі гази монооксиду вуглецю (CO), водень (H<sub>2</sub>), метан (CH<sub>4</sub>) та інші горючі: CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, N<sub>2</sub> та ін.

Технологічна схема СПГВ складається із наступних процесів: буріння з поверхні землі на вугільний пласт вертикальних, похилих і похило-горизонтальних (вертикально-горизонтальних) свердловин, які призначені для підведення дуття і відведення газоподібних речовин; створення у вугільному пласті між свердловинами каналів газифікації, в якій відбувається взаємодія вугілля з потоками дуття та газу. Газифікація вугільного пласта відбувається шляхом нагнітання дуття в одні свердловини і відведення газу, що утворився, з інших.

Найбільше розповсюдження одержала система розкриття вугільних пластів рядами вертикальних свердловин (рис. 4.1). Відстань між свердловинами складає 15 – 25 м.

Для організації процесу газифікації не потрібно попереднє розкриття свердловинами усієї площі вугільного пласта – на ділянці підземного газогенератора достатньо пробурити тільки декілька рядів вертикальних свердловин (рис. 4.1, а). Буріння наступних свердловин розкриття відбувається у міру відпрацювання раніше пробурених. Кожна свердловина розкриття з'єднується з повітрям і газопроводом, при повітряному збиванні (з'єднанні) свердловин між собою – з повітропроводом підвищеного тиску (до 1,0 МПа).

Перший ряд свердловин ставлять на збійку загальним збійним каналом КМ, який називають лінією розпалювання підземного газогенератора



(рис. 4.1, б). Після цього відбувається збіжка свердловин другого ряду з лінією розпалювання (рис 4.1, в). Вогневий вибій на цій лінії підтримується шляхом подачі дуття у збіжний канал КМ і виведенням із нього газу через свердловини першого ряду. Після завершення збивання включають дуття, яке слугує для проведення процесу газифікації в каналах, які утворились внаслідок збиття обох рядів свердловин (рис. 4.1, г). Відведення газу відбувається через свердловини першого ряду.

У процесі вигазовування смуги вугільного пласта між першим і другим рядами свердловин третій ряд ставлять на збивання з таким розрахунком, щоб ця збіжка відбулась раніше, ніж буде вигазовано вугілля між 1 і 2 рядами. Відведення газу відбувається через свердловини 1 і 2 рядів (рис. 4.1, д).

У такій послідовності ведуть роботи на всій ділянці вугільного пласта АБВГ, що передбачена для газифікації. Кожна свердловина використовується для трьох видів робіт: на збіжці, прийманні дуття для газифікацій і на відведенні газу.

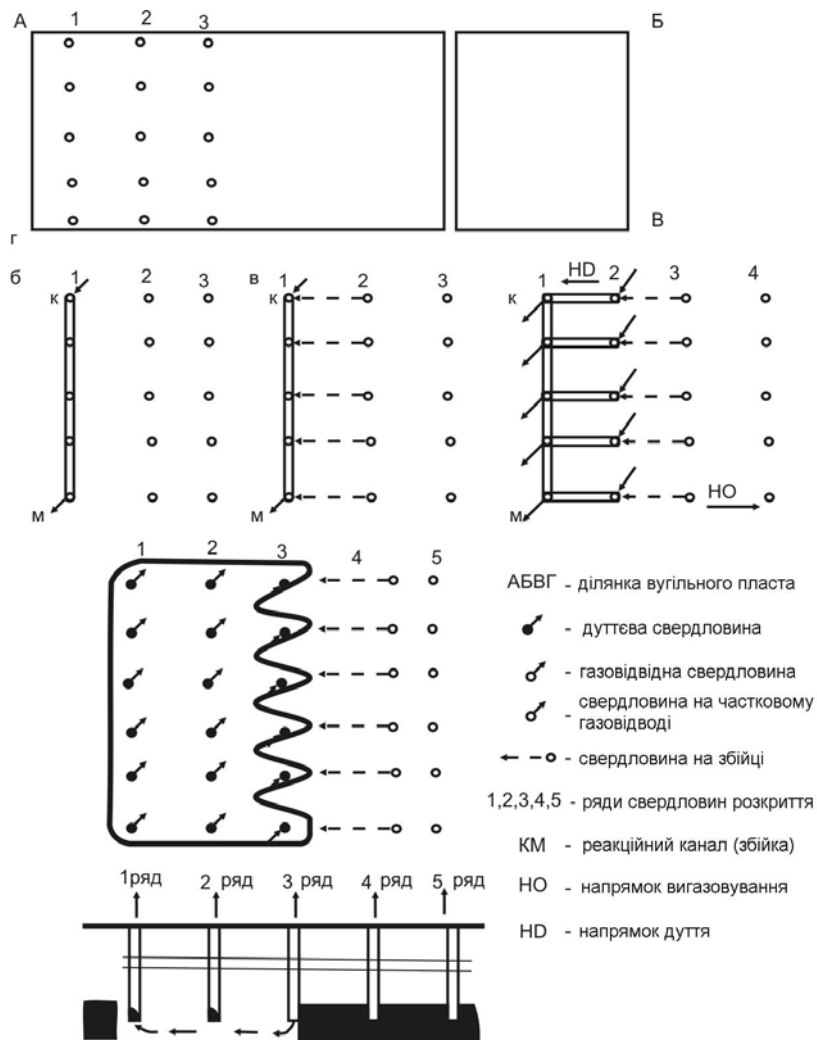


Рис. 4.1. Система розкриття вугільних пластів рядами вертикальних свердловин

Для газифікації похилих вугільних пластів використовують системи розкриття та вогневих робіт, за яких відпрацювання пласта починається від нижньої межі дільниці газифікації.

На рис. 4.2 наведена схема розкриття вертикальними і похилими свердловинами. Схема дозволяє використовувати пряму систему газифікації, коли вигазовування вугілля ведуть знизу вгору за підняттям пласта паралельно в каналах газифікації 10 – 16 і напрямком газифікації вугілля співпадає з напрямком руху дугтя і газу.

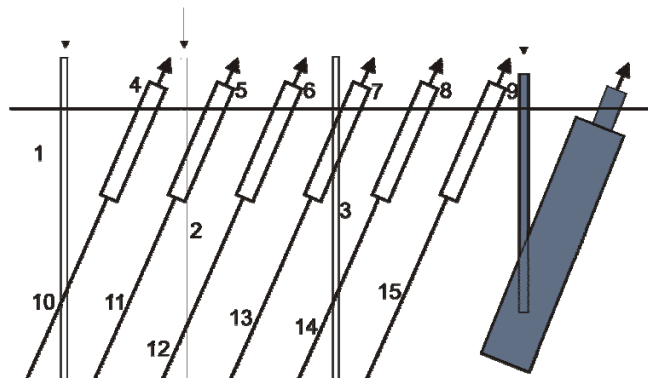


Рис. 4.3 Схема розкриття вугільного пласта орієнтованими свердловинами: 1 - вугільний пласт; 2 - нагнітальні свердловини; 3 – газо-відвідна свердловина; 4 – рухомі само запальники; 5 – повітропровід; 6 – газопровід; 7 – теплообмінувач-утилізатор; 8 – вогневий вибій (канал газифікації); 9 – відпрацьований простір; 10 – оголовки свердловин

Відповідне підключення свердловин до трубопроводів дугтя та газу дозволяє використати і реверсну систему газифікації.

Діаметр нагнітальних свердловин – 250 – 300 мм, газовідвідних – 300 – 400 мм.

Розкриття пологих пластів виконується орієнтованими (вертикально-горизонтальними) свердловинами (рис. 4.3).

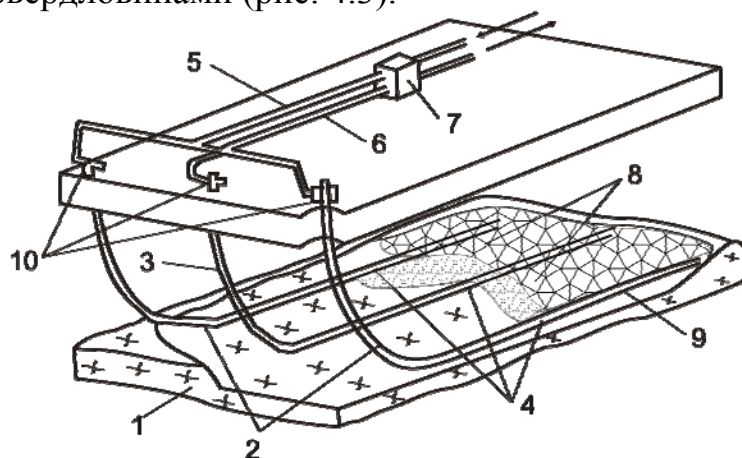


Рис. 4.2. Схема розкриття вертикальними та похилими свердловинами:  
1 – 9 – свердловини розкриття;  
10 – 16 – канали газифікації

З поверхні до пересічення з вугільним пластом 1 бурять орієнтовані нагнітальні 2 та газовідвідні 3 свердловини. Запалювання пласта відбувається запальниками 4, утворені у каналі газифікації продукти згоряння видають на поверхню. Теплова енергія вихідних газів утилізується у теплообміннику 7.

На вугільний пласт 9 бурять орієнтовані (вертикально-горизонтальні) свердловини 9 діаметром 200 – 350 мм, які з метою перекриття пустих порід покрівлі обсаджуються в вертикальній частині металічними трубами до лінії 10. Горизонтальна частина свердловин, що проведена по вугільному пласту, не обсаджується. Свердловини бурять на відстані одна від одної на 30 – 40 м. Довжина блока – 450 – 500 м, ширина 180 – 360 м.

Розкритий свердловинами вугільний пласт являє собою сукупність підземних газогенераторів, кожен з яких містить у собі ділянку вугільного пласта, яка оконтурена нагнітальними і газовідвідними свердловинами і реакційним каналом між ними, де безпосередньо відбувається процес газифікації вугілля. Найбільш ефективним і надійним є порядок газифікації декількома суміжними підземними газогенераторами, які об'єднуються в блоки зі смугами за падінням чи простяганням по технологічній схемі, що наведена на рис. 4.4.

Процес газифікації вугілля відбувається наступним чином. Дуття 1 подають через нагнітальні свердловини 3, а утворений газ по лінії вогневого вибою 6 відводять через зону газифікації 7 на поверхню через газовідвідні свердловини 4.

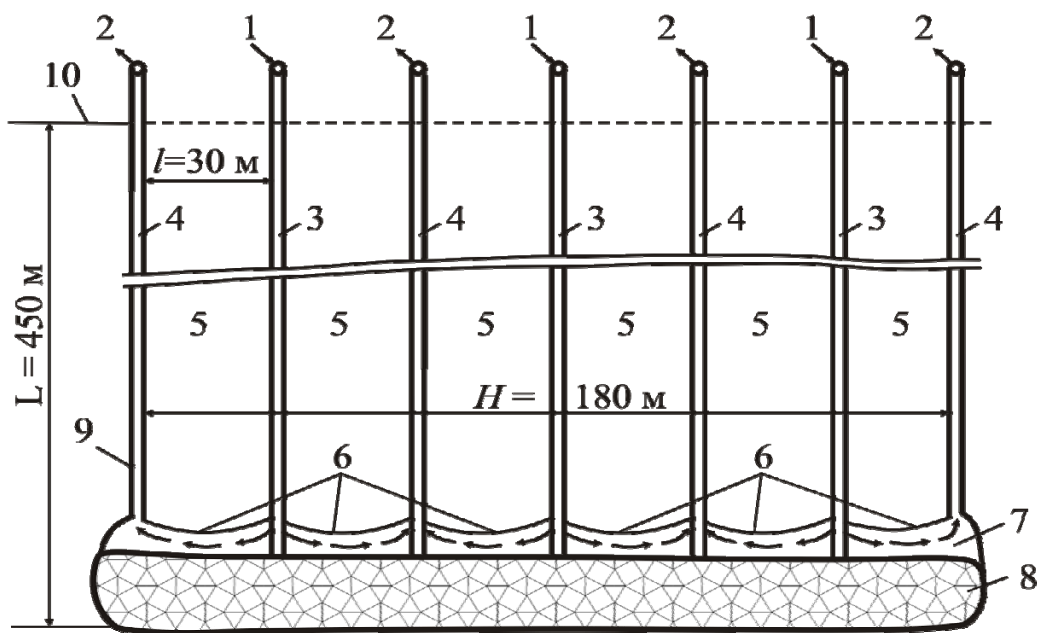


Рис. 4.4. Технологічна схема газифікації вугільного пласта виймальними блоками через вертикально-горизонтальні свердловини: 1 – дуття; 2 – утворений газ; 3 – нагнітальні свердловини; 4 – газовідвідні свердловини; 5 – смуги (підземні газогенератори); 6 – вогневі вибої; 7 – зона газифікації (горіння); 8 – відроблений простір (обвалені породи); 9 – вугільний пласт; 10 – місце входження вертикальної частини свердловини у вугільний пласт

Запаси вугілля у виймальному блоці (т)

$$Z_{\text{бл}} = L \cdot H \cdot m \cdot \gamma, \quad (4.1)$$

де  $L$  – довжина горизонтальної частини вертикально-горизонтальної (орієнтованої) свердловини, м.

$H$  – ширина блока газифікації, м ( $H = l \cdot n$ , де  $l$  – ширина стовпа (смуги) газифікації, м;  $n$  – кількість стовпів (смуг у блоці);

$m$  – потужність вугільного пласта, м;

$\gamma$  – щільність вугілля, т/м<sup>3</sup>.

Швидкість вигорання стовпа (смуги) за добу (м/добу):

$$v_{\text{сер}} = v_2 \cdot 24, \quad (4.2)$$

де  $v_2$  – лінійна швидкість газифікації вугільного стінки вогневого вибою, м/год (орієнтовно  $v_2 = 0,01 \div 0,1$ ).

Час газифікації одного стовпа (діб):

$$tg = \frac{L}{v_{\text{сер}}}. \quad (4.3)$$

Строк відпрацювання виймального блока при послідовній газифікації стовпів

$$T_{\text{бл}} = tg \cdot n. \quad (4.4)$$

Кількість повітря, яке необхідне для газифікації відповідного об'єму вугілля за одиницю часу (м<sup>3</sup>/год):

$$Q_n = L \cdot m \cdot v_2 \cdot g_n \cdot \gamma, \quad (4.5)$$

де  $g_n$  – питомі витрати повітря, м<sup>3</sup>/кг,

$$g_n = L \cdot \frac{0,001 \cdot Q_n^\phi + 25,1 \cdot W^p}{4186}, \quad (4.6)$$

де  $L$  – коефіцієнт надлишку повітря (орієнтовно  $L = 1,08 - 1,2$ );

$Q_n^\phi$  – нижча теплота згоряння робочої маси вугілля, МДж/кг;

$W^p$  – вологість робочої маси вугілля, %.

Теоретичні витрати вугілля на одержання 1 м<sup>3</sup> газу (т):

$$g_g = L \cdot \frac{12 \cdot \sum c_z}{24,2 \cdot C_{\text{гыз}}}, \quad (4.7)$$

де  $\sum c_z$  – сума вуглевміщуючих компонентів у газі СПГВ в об'ємних процентах,  $\sum c_z = \% \text{CO} + \% \text{CH}_4 + \% \text{CO}_2$ ,

$C_{\text{гыз}}$  - вміст вуглецю у паливі, %.

Вихід газу з 1 кг вугілля складає (м<sup>3</sup>/кг):

$$g_2 = \frac{1}{g_6}, \quad (4.8)$$

отже за одну годину утворюється кількість газу (м<sup>3</sup>/кг):

$$N_{\text{доб}}^z = Q_n + l \cdot m \cdot g_2 \cdot g_2 \cdot \gamma, \quad (4.9)$$

або за добу (м<sup>3</sup>/кг):

$$N_{\text{рік}}^z = 24 \cdot (Q_n + l \cdot m \cdot g_2 \cdot g_2 \cdot \gamma) / \quad (4.10)$$

Річна продуктивність геотехнологічного підприємства підземної газифікації вугільних пластів (м<sup>3</sup>/рік):

$$N_{\text{зод}}^z = 24 \cdot (Q_n + l \cdot m \cdot g_2 \cdot g_2 \cdot \gamma) \cdot 365 \quad (4.11)$$

Для проведення розрахунків із визначення основних параметрів СПГВ необхідно використати табл. 4.1.

Таблиця 4.1

#### Характеристика вугілля

Марка	Позначення	Вихід летких газів, %	Вміст вуглецю, %	Теплота згоряння $Q$				Вологість, $W^p$ , %
				вища	нижча	вища	нижча	
Довгоплум'яний	Д	38-42	74-81	7440	7900	31,0-33,0	20,9-22,3	8,7-8,9
Газовий	Г	35-44	77-84	7800	8300	32,6-34,7	25,0-26,7	7,1-7,7
Газово-жирний	ГЖ	26-35	81-87	8100	8600	33,9-36,0	25,5-27,0	4,5-4,9
Жирний	Ж	27-35	83-88	8200	8700	34,3-36,4	26,4-28,0	2,2-2,5
Коксовий	К	18-26	85-90	8300	8750	34,7-36,6	26,0-27,5	2,4-2,6
Окиснююче-спікливий	ОС	14-22	87-92	8400	8800	35,2-36,8	27,4-28,3	0,9-4,1
Тощий	Т	9-17	87-93	8300	8700	34,7-36,4	26,7-28,0	0,2-2,6
Антрацит	А	2-10	92-96	8300	8600	34,7-36,0	26,0-27,0	0,1-4,0
Буре вугілля	Б1, Б2, Б3	58-67	65-70	6100	7750	25,5-32,6	17,5-24,2	30-40

## Контрольний приклад

Розрахувати основні параметри процесу свердловинної підземної газифікації вугільних пластів за наступними умовами:

- Розкриття вугільного пласта прийнято вертикально-горизонтальними свердловинами;
- потужність пласта  $m = 1,6$  м;
- ширина стовпа (смуги)  $l = 32$  м;
- в роботі одночасно експлуатується підземних генераторів (або кількість стовпів)  $n = 4$ ;
- вологість робочої маси вугілля  $W^P = 3\%$ ;
- нижча теплота згорання вугілля  $Q_n^\phi = 24,5$  МДж/кг;
- довжина горизонтальної частини вертикально-горизонтальної свердловини  $L = 1000$  м;
- щільність вугілля  $\gamma = 1,3$  т/м<sup>3</sup>;
- склад вуглеводневих компонентів в утвореному газі СПГВ:  
CO = 7,2%; CH<sub>4</sub> = 2,9%; CO<sub>2</sub> = 14,5%;
- вміст вуглецю в паливі  $C_{\text{вугл.}} = 75\%$ .

### Розв'язок:

1. Запалене вугілля у виймальному блоці:

$$H = l \cdot n = 32 \cdot 4 = 128 \text{ м};$$

$$Z_{\text{бл}} = L \cdot H \cdot m \cdot \gamma = 1000 \cdot 128 \cdot 1,6 \cdot 1,3 = 26,6 \cdot 10^4 \text{ т.}$$

2. Швидкість вигорання стовпа (смуги) за добу:

$$v_{\text{сер}} = v_z \cdot 24 = 0,1 \cdot 24 = 2,4 \text{ м/добу.}$$

3. Час газифікації одного стовпа:

$$tg = \frac{l}{v_{\text{сер}}} = \frac{100}{2,4} = 416 \text{ діб} \approx 1,2 \text{ року.}$$

4. Строк відпрацювання виймального блока при послідовній газифікації стовпів:

$$T_{\text{бл}} = tg \cdot n = 416 \cdot 4 = 1644 \text{ доби, або 4,6 років.}$$

5. Кількість повітря, яке необхідне для газифікації відповідного об'єму вугілля за одну годину:

$$g_n = l \frac{0,001 Q_n^\phi + 25,1 W^P}{4186} = 1,1 \cdot \frac{0,001 \cdot 24,5 + 25,1 \cdot 3}{4186} = 0,02 \text{ м}^3/\text{кг}$$

$$Q_n = l \cdot m \cdot \gamma \cdot v_z \cdot g_n = 32 \cdot 1,6 \cdot 1,3 \cdot 0,1 \cdot 0,02 = 0,13 \text{ м}^3/\text{год.}$$

6. Теоретичні витрати вугілля на одержання 1 м<sup>3</sup> газу:

$$\sum C_z = \%CO + \%CH_4 + \%CO_2 = 7,2 + 2,9 + 14,5 = 24,6 \%;$$

$$g_s = \frac{12 \cdot \sum C_z}{22,4 \cdot C_{\text{вугл.}}} = \frac{12 \cdot 24,6}{22,4 \cdot 75} = 0,18 \text{ т;}$$

7. Вихід газу з 1 кг вугілля складає:

$$g_z = \frac{1}{0,18} = 5,5 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

8. Кількість газу, що утворюється при газифікації вугілля за годину:

$$N_{год}^z = Q_n = l m v_z g_z \gamma = 0,13 + 32 \cdot 1,6 \cdot 0,1 \cdot 5,5 \cdot 1,3 = 36,7 \text{ м}^3/\text{год}.$$

9. Кількість газу, що утворюється при газифікації вугілля за добу.

$$N_{доба}^z = 24(Q_n + l m v_z g_z \gamma) = 24 \cdot 36,7 = 881 \text{ м}^3/\text{добу}.$$

10. Річна продуктивність геотехнологічного підприємства:

$$N_{річн.}^z = 24(Q_n + l m v_z g_z \gamma) \cdot 365 = N_{доба}^z \cdot 365 = 881 \cdot 365 \approx 321565 \approx 3,2 \cdot 10^5 \text{ м}^3/\text{рік}.$$

### Завдання на самостійну роботу

Необхідно уважно ознайомитись із змістом практичної роботи, контрольними запитаннями та рекомендованою літературою, а також чітко уявити сутність підземної газифікації вугілля і методики розрахунку основних параметрів процесу СПГВ, виконати розрахунки і скласти звіт.

В описі специфіки СПГВ відзначити наступні питання: сутність процесу газифікації; фізично-хімічні основи цього процесу; якість газу СПГВ у порівнянні з природним газом; схеми розкриття вугільних пластів, створення каналів газифікації; недоліки і переваги СПГВ; вплив на екологію довкілля; оцінка розрахункових параметрів з метою можливості проектування раціональної технологічної схеми СПГВ, перелічити складові частини геотехнологічного підприємства з підземної газифікації.

### Контрольні запитання

1. Які схеми розкриття вугільних пластів використовуються для СПГВ?
2. Перерахуйте види газів, що утворюються при підземній газифікації вугільних пластів.
3. Перерахуйте основні стадії СПГВ.
4. Як залежить продуктивність геотехнологічного підприємства від кількості одночасно працюючих підземних генераторів?
5. Викладіть сутність СПГВ.
6. Як впливає потужність вугільного пласта на об'єм утвореного газу?
7. Чи впливає вологість вугілля на об'єм утворення газу СПГВ?

### Звіт про роботу

У звіті відобразити пункти з розділу 1 (що мають відношення до звіту) та відзначити питання:

1. Мета роботи.
2. Анотація задач.
3. Опис формул.
4. Розрахунки основних параметрів.
5. Опис специфіки СПГВ (з відображенням питань, що викладені у розділі “завдання на самостійну роботу”).

6. Висновки (лаконічно викласти результати роботи).

### Вихідні показники

Варіанти вихідних даних наведені в табл. 4.2.

Таблиця 4.2

Варіанти завдання з визначення основних параметрів процесу свердловинної підземної газифікації вугілля (СПГВ)

Варіант	Вихідні показники								
	$L$ , м	$l$ , м	$n$ , шт	$m$ , м	$\gamma$ , т/м <sup>3</sup>	$CO_2$ , %	$CO$ , %	$CH_4$ , %	Марка вугілля
1	1200	30	3	6,0	1,45	16	6	4,1	Б1
2	1300	29	4	2,1	1,27	18	7	3,9	Г
3	1800	28	5	2,0	1,29	20	8	3,8	Д
4	2100	31	6	1,9	1,31	22	9	3,7	ГЖ
5	1500	32	7	1,8	1,22	24	10	3,6	К
6	1600	33	8	1,5	1,30	26	11	3,5	Ж
7	1700	34	9	1,3	1,20	25	12	3,4	ОС
8	1000	35	10	1,6	1,50	23	10	3,3	А
9	900	36	6	1,7	1,25	21	8	3,2	Т
10	800	37	4	4,0	1,40	19	9	3,1	Б2

### Рекомендована література

1. Теория и практика термохимической технологии добычи и переработки угля [Текст] / О.В. Колоколов, Н.М. Табаченко, А.М. Эйшинский и др. – Днепрпетровск: НГА Украины, 2000. – 281 с.

2. Фальштинський В.С. Удосконалення технології свердловинної підземної газифікації вугілля [Текст] / монографія / И.С. Фальштынский – Д.: НГУ, 2009. – 131 с.

3. Колоколов О.В. Геотехнологические способы разработки месторождений полезных ископаемых [Текст] / О.В. Колоколов, Н.М. Табаченко. – К.: УМК ВО, 1991. – 200 с.



## 6. ПРАКТИЧНА РОБОТА № 5

### Визначення параметрів свердловинного підземного виплавляння сірки

**Мета роботи:** освоїти методику розрахунку параметрів свердловинного підземного виплавляння сірки (СПВС).

**Завдання роботи:** виконати практичне завдання з розрахунку параметрів підземного виплавляння сірки і дати інженерну оцінку розрахункових параметрів для можливості проектування технології СПВС.

У результаті проведення практичного заняття студенти повинні:

– знати: сутність процесу підземного виплавляння сірки, його переваги і недоліки.

– вміти: вибрати відповідну технологічну схему СПВС для відповідних умов розробки сірчаного родовища.

### Теоретичні положення

Свердловинне підземне виплавляння сірки здійснюється на місці її залягання з використанням властивостей сірки плавитись при температурі 112,8 – 119° С. Процес видобування містить у собі різнопорідні теплові та гідродинамічні явища, які виникають під час теплообміну між теплоносієм (гаряча вода), що подається через свердловини, і рудним масивом. Під час розробки сірчаного родовища відбувається нагнітання гарячої води, її фільтрація по пласту, плавлення сірки та її відкачування. Для забезпечення максимального видобування сірки необхідно регулювати режим роботи видобувних свердловин: змінювати кількість працюючих свердловин, їх розміщення на родовищі і порядок включення у роботу, теплоносія, що подається в свердловину та режим відкачування сірки і роботи водовідводу.

Сутність технології видобування сірки полягає у наступному. Теплоносій (гаряча вода, пара тощо) з температурою 160 – 170° С готується у котельнях, що обладнані котлами з виготовлення пари, чи водогрійними котлогенераторами, а стиснене повітря для ерліфтування – у серійних компресорах. Сірковидобувні свердловини (рис. 5.1) бурять звичайними буровими верстатами і обсаджують трубами до сірчаного пласта. Затрубний простір щільно цементують з метою виключення проникнення води на поверхню. Після цього спускають три концентрично розміщені колони труб – водяну, сірчану та повітряну. Верхня частина свердловини обладнана оголовком з засувками для регулювання витрат теплоносія, сірки і повітря. Теплоносій, що пройшов між водяною і сірчаною колонами труб, проникає через верхню перфорацію у поклад. Розповсюджуючись по ньому, гаряча вода розплавляє сірку, яка під дією сили тяжіння стікає донизу і збирається на вибої свердловини. Через нижню перфорацію, що відділена від верхньої нукером, рідка сірка проходить у сірчану колону і під дією пластового тиску підіймається на деяку висоту. Під час подачі стисненого повітря у повітряну колону труб сірка рухається на поверхню. Тут вона відстоюється, фі-

льтрується для очищення від незначної кількості домішок і рухається на склад готової продукції, де може знаходитись як у твердому, так і в рідкому стані.

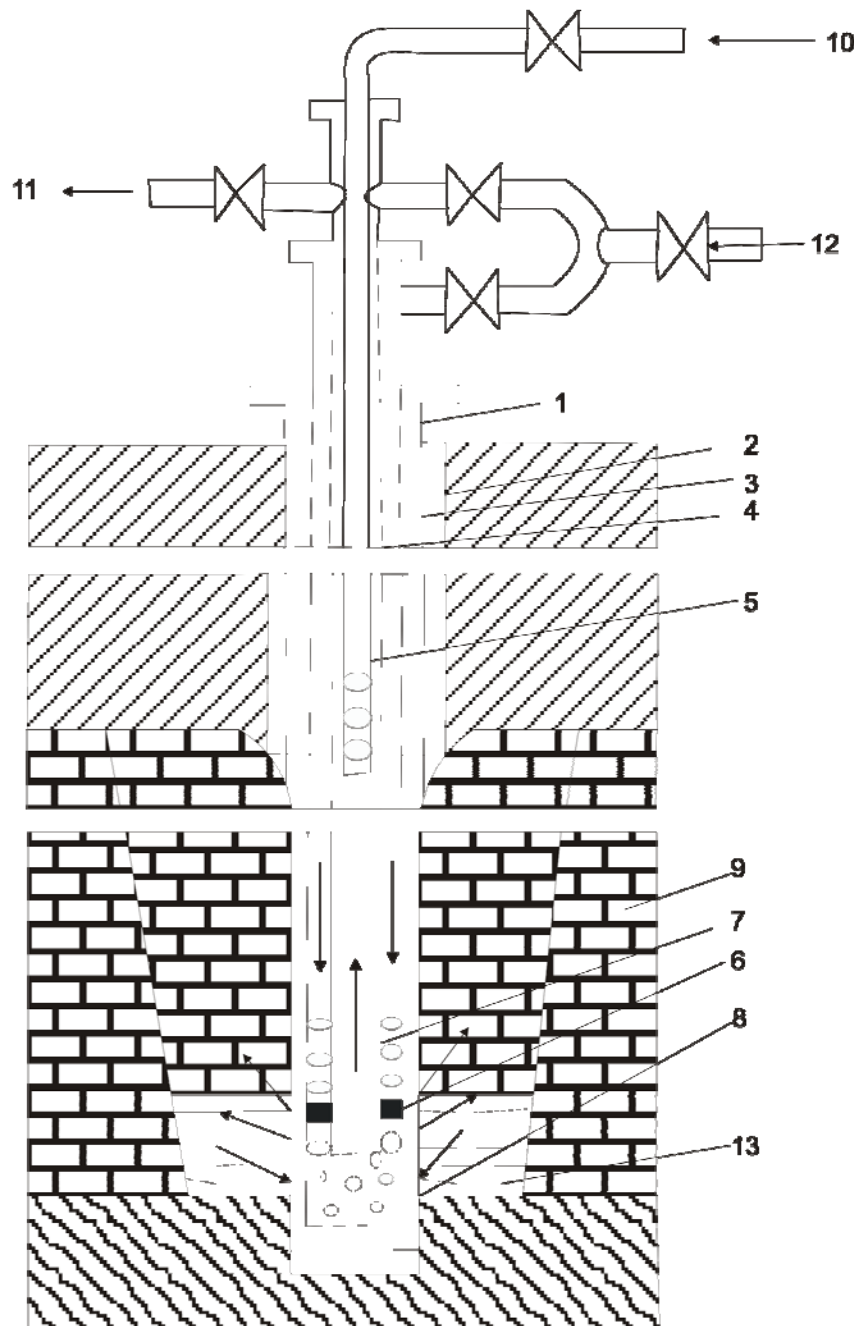


Рис. 5.1. Технологія видобування сірки із свердловин: 1 – устя сірчаної свердловини; 2 – затрубний простір; 3 – сірчана колона труб; 4 – водяна колона труб; 5 – повітряна колона труб; 6 – пакер; 7 – верхня перфорація трубної колони; 8 – нижня перфорація трубної колони; 9 – сірчаний пласт; 10 – подача повітря; 11 – вихід сірчаного продукту; 12 – подача води (пари) 160 – 170° С; 13 – камера збору сірки

На виробництво 1 т сірки залежно від гірничо-геологічних умов витрачається від 6 до 40 м<sup>3</sup> гарячої води. Підтримання і регулювання пластового тиску виконується спеціальними водовідливними свердловинами. Надлишкову міне-

ралізовану пластову воду, яку відкачують через ці свердловини, після очищення та розбавлення скидають у водойми чи знову нагрівають і використовують у процесі видобування сірки.

Для успішного використання методу поклад повинен мати значну потужність, достатній сірковміст, проникність, що забезпечує фільтрацію води і сірки в межах покладу. Покриваючі породи повинні бути водонепроникними, щоб зменшити втрати теплоносія у породи покрівлі.

Глибина сірчаного родовища і міцність покриваючих порід повинні виключати гідравлічний прорив рідини на поверхню.

Вибір сітки свердловин і розподілення відбору сірки через них повинно відбуватись залежно від характеристики родовища. Так, для деяких рудних тіл доцільна розробка куцями з 3 – 6 свердловин. Експлуатація великих пластових родовищ ефективна рядами свердловин за простяганням рудного тіла з відкачуванням відпрацьованої води свердловинами з випереджаючих рядів. Необхідно, щоб буріння й обладнання свердловин випереджувало введення їх в експлуатацію на два-три ряди.

Розрахунок основних параметрів процесу СПВС ведеться у наступній послідовності.

Технологічний коефіцієнт видобування сірки  $\eta_T$  визначається як відношення найбільш можливої кількості видобутої сірки до її загальних запасів у зоні плавлення

$$\eta_T = a S + v, \quad (5.1)$$

де  $S$  – вміст сірки у руді, %

$a$  і  $v$  – емпіричні коефіцієнти, які визначаються залежно від структурно-текстурного типу сірчаних руд (табл. 5.1.).

Таблиця 5.1

Значення коефіцієнтів  $a$  і  $v$  для різних руд

Текстура руди	Вміст руди, %	Коефіцієнт	
		$a$	$v$
Гніздо-прожилкова	15 – 35	1,15	0,497
Гніздо-вкраплена	18 – 50	0,90	0,398
Прожилково-вкраплена	20 – 50	0,78	0,493
Вкраплена	17 – 50	1,10	0,398
Тонко-розсіяна	20 – 40	0,80	0,280

Втрати сірки у масиві порід складаються із втрат у ціликах, які виникають через нерівномірність розповсюдження зони плавлення по потужності пласта, через втрати в непроникних зонах покладу, на ділянках аварійних свердловин та через технологічні втрати сірки внаслідок змочування нею скелета пласта. Окрім цього, втрати можливі внаслідок часткового стікання її у недоступні для відбору зони.

Для диференціації загальних втрат при СПВС умовно коефіцієнт видобування приймаємо як добуток технологічного коефіцієнта видобування, який визначає втрати сірки у зоні плавлення, на коефіцієнт охоплення пласта.

У даній методиці розрахунку параметрів коефіцієнт видобування  $\eta$ , приймається в інтервалі 0,3 – 0,6 згідно з досвідом СПВС, який накопичено у Яворівському об'єднанні “Сірка” (Львівська область) у подібних сірничо-геологічних умовах і далі коректується (дивіться нижче).

Питомі витрати теплоносія (гарячої води)  $g_T$

Теплова енергія  $Q$ , яка подається у сірчаний пласт через свердловини, витрачається на розігрівання сірчаноносного покладу, вміщуючих порід і на витік води, який залежить від різних гірничо-геологічних умов (несірчані прошарки, тектонічні порушення та ін.):

$$Q = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 \quad (5.2)$$

де  $Q_1$  – тепловитрати на підігрівання скелета руди і сірки;

$Q_2$  – на розплавлення сірки;

$Q_3$  – на підігрівання вміщуючих порід;

$Q_4$  – на витік води у непродуктивні горизонти;

$Q_5$  – втрати при роботі водовідливу;

$Q_6$  – на витік води у вміщуючі породи.

Якщо виразимо складові  $Q_1 + Q_3$ , які входять у рівняння теплового балансу (5.2), через відомі з фізики величини і визначивши питомі витрати теплоносія  $g_T$  як відношення об'єму води, що витрачається на підігрівання деякого об'єму пласта, до маси видобутої з нього розплавленої сірки, одержимо ( $m^3/t$ )

$$g_T = (1 \div \eta) \{ 0/4 + 0,0023 \cdot \rho \cdot C_1 \div [S \cdot (1 - P)] \} , \quad (5.3)$$

де  $\rho_1 C_1$  – об'ємна теплоємність пласта і порід, КДж/( $m^3 \cdot ^\circ C$ );

$P$  – пористість пласта (орієнтовно  $P = 10 \% = 0,1$ ).

Відстань між рядами свердловин (м):

$$e_1 = \left\{ \frac{3B_{cp} [tg(\alpha - \beta) + tg(\alpha + \beta)]}{e_2 (C_0 - g_T \cdot C_T - g_n \cdot C_n - P) S^1 \cdot \eta_T tg(\alpha - \beta) tg(\alpha + \beta)} \right\}^{1/2} , \quad (5.4)$$

де  $B_{cp}$  – вартість спорудження свердловини, грн;

$\alpha$  – кут похилу зони плавлення, град;

$\beta$  – кут падіння пласта, град;

$e_2$  – відстань між свердловинами в ряду, м;

$C_0$  – оптова ціна продукції, грн./т;

$C_m, C_n$  – собівартість виробництва 1  $m^3$  теплоносія і повітря, грн./ $m^3$ ;

$g_n$  – питомі витрати повітря на підймання ерліфтом розплавленої сірки по свердловині,  $m^3/t$ ;

$P$  – постійні витрати у собівартості продукції (на заробітну платню з нарахуваннями, амортизацію обладнання, електроенергію по видобувній ділянці), грн/т.

$S^l$  – продуктивність зони обробки пласта по сірці на  $1 \text{ м}^3$  рудного тіла,  $\text{т/м}^3$ .  
Відстань між свердловинами в ряду (м):

$$e_2 = 2 \cdot \left\{ \frac{12B_{cp} \cdot \text{tg}(\alpha - \beta) \cdot \text{tg}(\alpha + \beta)}{(C_0 - g_T C_T - g_{II} C_{II} - II) S^l \cdot \eta_T \text{tg}^2 \alpha [\text{tg}(\alpha - \beta) \cdot \text{tg}(\alpha + \beta)]} \right\}^{1/3} \quad (5.5)$$

Коефіцієнт охоплення  $\eta_P$  визначається подвійно. По-перше, виходячи із заданого коефіцієнта видобування і коефіцієнта технологічного видобування за виразом:

$$\eta_P = \eta / \eta_T \quad (5.6)$$

По-друге, за встановленими параметрами сітки свердловин:

$$\eta_P = 1 - \frac{e_1 \text{tg}(\alpha + \beta) \cdot \text{tg}(\alpha - \beta)}{3 \cdot m \cos^2 \beta [\text{tg}(\alpha - \beta) \cdot \text{tg}(\alpha + \beta)]} - \frac{e_2 \text{tg} \alpha}{3 \cdot m} \quad (5.7)$$

Одержані з виразів (5.6) і (5.7) коефіцієнти охоплення зіставляють, і при їх значному розходженні проводять коригування коефіцієнта видобування, який задавався під час розрахунку питомих витрат теплоносія. Нове значення коефіцієнта видобування приймаємо рівним

$$\eta_P = \eta_P \eta_T, \quad (5.8)$$

де  $\eta_T$  – залишається без змін, а якості  $\eta_P$  використовується значення коефіцієнта охоплення, одержаного з формули (5.7). Розрахунки, починаючи з визначення питомих витрат теплоносія з новим коефіцієнтом видобування, проводяться знову, і весь цикл повторюють до тих пір, поки різниці між коефіцієнтами охоплення, одержаними з формул (5.6) і (5.7), стануть незначними.

Продуктивність свердловини (т/год):

$$P_S = P / g_T, \quad (5.9)$$

де  $P$  – продуктивність підіймальної (ерліфтом) установки,  $\text{м}^3/\text{год}$ , (орієнтовно  $P = 8 - 8,5 \text{ м}^3/\text{год}$ ).

Об'єм сірки, що видобувається з однієї свердловини за період її експлуатації (т):

$$A_{cs} = e_1 \cdot e_2 \cdot m \cdot \gamma \cdot S \cdot \eta, \quad (5.10)$$

де  $\gamma$  – щільність сірки,  $\gamma = 1,8 \text{ т/м}^3$ .

Час експлуатації однієї свердловини (рік):

$$T_e = \frac{A_{cs}}{P_S} \quad (5.11)$$

Кількість свердловин, що забезпечать річну потужність геотехнологічного підприємства:

$$n = k \cdot \frac{A_{z.n}}{A_{св}} \cdot (T_e + T_n), \quad (5.12)$$

де  $k$  – коефіцієнт запасу (орієнтовно  $k = 1,15 - 1,20$ );

$A_{z.n}$  – річна потужність геотехнологічного підприємства з видобутку сірки, т/рік;

$T_{II}$  – час на підготовку свердловини до експлуатації (час буріння та її обладнання), рік (орієнтовно  $T_{II} = 1$  міс. = 0,08 року).

### Контрольний приклад

Визначити основні параметри процесу свердловинного підземного виплавлення сірки за наступними умовами:

- структурно-текстурний тип руди: гніздо-вкраплена руда (табл. 5.1), тому  $a = 0,9$ ;  $v = 0,398$ ;
- вміст сірки у руді  $S = 0,3$ ;
- об'ємна теплоємність пласта  $\rho_1 \cdot c_1 = 550$  КДж/(м<sup>3</sup> · °С);
- вартість спорудження свердловини  $B_{св} = 10^4$  грн;
- кут нахилу зони плавлення  $\alpha = 15^0$ ;
- кут падіння пласта  $\beta = 10^0$ ;
- оптова ціна продукції  $C_0 = 62$  грн/т;
- собівартість виробництва 1 м<sup>3</sup> теплоносія  $C_T = 0,7$  грн/м<sup>3</sup>;
- собівартість виробництва 1 м<sup>3</sup> повітря  $C_{п} = 4 \cdot 10^{-3}$  грн/м<sup>3</sup>;
- питомі витрати повітря на підймання ерліфтом розплавленої сірки по свердловині  $g_{п} = 16,7$  м<sup>3</sup>/т;
- постійні витрати у собівартості продукції  $P = 26,2$  грн/т;
- продуктивність зони обробки пласта по сірці на 1 м<sup>3</sup> рудного тіла  $S = 0,66$  т/м<sup>3</sup>;
- потужність сірчаного пласта  $T = 10$  м;
- річна потужність геотехнологічного підприємства  $A_{т.п} = 300$  тис. т/рік.

#### Розв'язок:

1. Технологічний коефіцієнт видобування:

$$\eta_T = a \cdot s + v = 0,9 \cdot 0,3 + 0,398 = 0,668.$$

2. Задаємось коефіцієнтом видобування  $\eta = 0,4$ .

3. Питомі витрати теплоносія (гарячої води):

$$g_T = \frac{1}{\eta} \left[ 0,4 + \frac{0,0023 \rho_1 c_1}{0,3(1-\Pi)} \right] = \frac{1}{0,4} \left[ 0,4 + \frac{0,0029 \cdot 550}{0,3(1-0,1)} \right] \approx 12,7 \text{ м}^3/\text{т}.$$

4. Відстань між свердловинами в ряду:

$$e_2 = 2^3 \sqrt{\frac{\uparrow 2B_{св} \operatorname{tg}(\alpha - \beta) \cdot \operatorname{tg}(\alpha + \beta)}{(C_0 - g_T c_T - g_{п} c_{п} - P) S^1 \cdot \eta_T \operatorname{tg}^2 \alpha [\operatorname{tg}(\alpha - \beta) \cdot \operatorname{tg}(\alpha + \beta)]}} =$$

$$= \sqrt[3]{\frac{12 \cdot 10^4 \operatorname{tg}(15-10) \cdot \operatorname{tg}(15+10)}{(62-12,7 \cdot 0,7-16,7 \cdot 4 \cdot 10^{-3}-26,2) \cdot 0,66 \cdot 0,668 \cdot \operatorname{tg}^2 15 (\operatorname{tg} 5 + \operatorname{tg} 25)}} = 44 \text{ м.}$$

5. Відстань між рядами свердловин:

$$e_1 = \sqrt{\frac{3B_{cp} [\operatorname{tg}(\alpha - \beta) + \operatorname{tg}(\alpha + \beta)]}{e_2(C_0 - g_T c_T - g_{II} c_{II} - P) S^1 \cdot \eta_T \operatorname{tg}(\alpha - \beta) \cdot \operatorname{tg}(\alpha - \beta) \operatorname{tg}(\alpha + \beta)}} =$$

$$= \sqrt{\frac{3 \cdot 10^4 (\operatorname{tg} 5 + \operatorname{tg} 25)}{22(62 - 12,7 \cdot 0,7 - 16,7 \cdot 4 \cdot 10^{-3} - 26,2) 0,66 \cdot 0,668 \operatorname{tg} 5 \cdot \operatorname{tg} 25}} = 40 \text{ м.}$$

6. Коефіцієнт охоплення:

$$\eta_{p_1} = \frac{\eta}{\eta_T} = \frac{0,4}{0,668} \approx 0,6.$$

$$\eta_{p_2} = 1 - \frac{e_1 \operatorname{tg}(\alpha + \beta) \cdot \operatorname{tg}(\alpha - \beta)}{3 \cdot m \cos^2 \beta [\operatorname{tg}(\alpha - \beta) + \operatorname{tg}(\alpha + \beta)]} = \frac{e_2 \operatorname{tg} \alpha}{3m} =$$

$$= 1 - \frac{40 \cdot \operatorname{tg} 25 \cdot \operatorname{tg} 5}{3 \cdot 10 \cos^2 10 (\operatorname{tg} 5 + \operatorname{tg} 25)} - \frac{22 \operatorname{tg} 15}{3 \cdot 10} \approx 0,7.$$

7. Скорегований коефіцієнт видобування:

$$\eta = \eta_p \eta_T = 0,7 \cdot 0,668 \approx 0,47.$$

8. Питомі витрати технології, що відповідають новому коефіцієнту видобування:

$$q_t = \frac{1}{0,47} \cdot \left( 0,4 + \frac{0,0023 \cdot 550}{0,3 \cdot 0,9} \right) \approx 10,8 \text{ м}^3/\text{т.}$$

9. Продуктивність свердловини:

$$P_s = \frac{P}{q_t} = \frac{8,2}{10,8} = 0,76 \text{ т/год.}$$

10. Обсяг сірки, що видобувається з однієї свердловини за період її експлуатації:

$$A_{cb} = b_1 \cdot b_2 \cdot m \cdot \gamma \cdot s \cdot \eta = 40 \cdot 44 \cdot 10 \cdot 1,8 \cdot 0,3 \cdot 0,47 = 4467 \text{ т.}$$

11. Час експлуатації однієї свердловини:

$$T_e = \frac{A_{ce}}{P_s} = \frac{4467}{0,76} = 5878 \text{ год} = 245 \text{ діб} = 0,67 \text{ року}$$

12. Кількість свердловин, що забезпечать річну потужність геотехнологічного підприємства:

$$n = k \cdot \frac{A_{г.п.}}{A_{св.}} \cdot (T_E + T_{II}) = 1,2 \cdot \frac{300000}{4467} \cdot (0,67 + 0,08) = 60.$$

## Завдання на самостійну роботу

Необхідно уважно ознайомитись із змістом практичної роботи, контрольними запитаннями і рекомендованою літературою, а також чітко уявити сутність методу виплавляння і методики розрахунку основних параметрів процесу СПВС. Скласти звіт. За результатами розрахунків відобразити наступні питання: сутність методу СПВС і механізм розповсюдження теплової енергії у пласті корисної копалини; процес охолодження рідкої сірки на вибої і у стовбурі видобувної свердловини; оцінка параметрів процесу СПВС з метою проектування раціональної технології підземного виплавляння сірки, а також перерахувати основні структурні підрозділи геотехнологічного підприємства СПВС.

### Контрольні запитання

1. Сірка як корисна копалина і промислова сировина.
2. Куди витрачається тепла енергія, що нагнітається у пласт?
3. Який найбільш ефективний варіант сітки розташування видобувних свердловин: густо чи рідко?
4. Навіщо у методику розрахунку параметрів введено коефіцієнт охоплення?
5. Як впливає пористість пласта на продуктивність свердловини?
6. Дати опис сутності двох показників: кута нахилу зони плавлення  $\alpha$  і кута падіння сірчаноносного пласта.
7. Перерахуйте процеси, які входять до технології буріння свердловини та її підготовки до експлуатації.

### Звіт про роботу

У звіті повинні бути відображені пункти, які викладені в розділі 1 (що мають відношення до звіту), та відзначені питання:

1. Мета роботи
2. Анотація задач.
3. Опис формул.
4. Розрахунок основних параметрів процесу СПВС. Опис специфіки СПВС з відображенням питань, що викладені у розділі “Завдання на самостійну роботу”.
5. Висновки (лаконічно викласти результати роботи).

### Вихідні показники

Варіанти вихідних даних приведені в табл. 5.2.

Недостаючи вихідні показники, яких не вистачає, прийняти з контрольного прикладу або з рекомендованої літератури.



Варіанти завдання з визначення основних параметрів процесу  
свердловинного підземного виплавляння

Варіант	Вихідні показники								
	$B_{\text{ср}}$ , грн	$\alpha$ , град	$\beta$ , град	$C_{\text{т}}$ , грн/т	$C_{\text{п}}$ , грн/т	$q_{\text{п}}$ , м <sup>3</sup> /т	$S^d$ , т/м <sup>3</sup>	$\tau$ , м	$A_{\text{г.п.тис.}}$ т/рік
1	$10^4$	16	11	0,9	$4 \cdot 10^{-3}$	17,0	0,68	15	210
2	$10^4$	17	12	0,6	$4 \cdot 10^{-3}$	16,9	0,70	11	250
3	$10^5$	18	13	0,5	$4 \cdot 10^{-2}$	16,5	0,65	14	220
4	$10^5$	14	8	1,0	$4 \cdot 10^{-2}$	16,8	0,64	12	270
5	$10^5$	17	13	1,1	$4 \cdot 10^{-3}$	16,4	0,69	18	290
6	$10^4$	18	14	0,7	$4 \cdot 10^{-3}$	16,7	0,71	20	310
7	$10^5$	13	9	1,2	$4 \cdot 10^{-2}$	16,6	0,72	80	320
8	$10^5$	12	7	1,0	$4 \cdot 10^{-4}$	17,1	0,67	19	240
9	$10^4$	11	6	0,8	$4 \cdot 10^{-4}$	17,2	0,73	75	230
10	$10^4$	15	10	0,6	$4 \cdot 10^{-4}$	17,3	0,74	60	220

### Рекомендована література

1. Аренс В.Ж. Разработка месторождений самородной серы методом подземной выплавки [Текст] / В.Ж. Аренс. – М.: Недра, 1973. – 264 с.
2. Колоколов О.В. Геотехнологические способы разработки месторождений полезных ископаемых [Текст] / О.В. Колоколов, Н.М. Табаченко. – К.: УМК ВО, 1991. – 200 с.

## 7. ПРАКТИЧНА РОБОТА № 6

### Розрахунок основних параметрів технології свердловинного підземного вилуговування

**Мета роботи:** освоїти методику розрахунку параметрів свердловинного підземного вилуговування (СПВ).

**Завдання роботи:** виконати практичне завдання з розрахунку параметрів свердловинного підземного вилуговування і дати інженерну оцінку цим параметрам для можливості проектування процесу СПВ.

При виконанні практичного завдання студенти повинні:

- знати: сутність технології підземного вилуговування та металів і порядок розрахунку технологічних параметрів;
- вміти: вибрати відповідну технологічну схему СПВ для умов розробки родовища корисних копалин.

### Теоретичні положення

#### Терміни та визначення:

Підземне вилуговування – метод розробки рудних родовищ шляхом вибіркового розчинення корисного компонента у руді хімічними реагентами, переведення його в рідку фазу з подальшою видачею на поверхню через свердловини і переробкою металовмісних (продукційних) розчинів з вилученням відповідного металу.

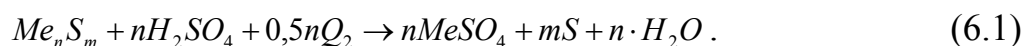
Для вилуговування звичайно використовують водні розчини мінеральних кислот або солей карбонатів лужних металів.

Кислотний метод дає більш високе видобування, але відрізняється меншою, ніж у карбонатного методу, селективністю.

Процес вилуговування в надрах відбувається шляхом переведення мінералів з твердої фази в рідку внаслідок їх взаємодії з хімічними реагентами.

Збільшення концентрації кислоти при вилуговуванні підвищує швидкість розчинення уранових мінералів і зменшує період насичення пласта хімічними розчинниками, підвищуючи в той же час їх витрати на реакцію з породою.

У процесі вилуговування сульфідів найчастіше використовують сірчану кислоту. У присутності кисню реакція у загальному (буквенному) вигляді відбувається наступним чином:



Для прикладу наведемо реакцію вилуговування міді з халькоциту:

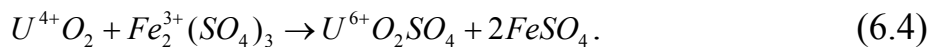


Утворений розчин вміщує мідь у вигляді мідного купоросу. Продуктивний розчин з концентрацією міді 3 – 5 г/л рухається у цементних жолобах, де відбувається осадження міді внаслідок реакції мідного купоросу з губчатим залізом (скрапом):



Вилучення міді складає 90 – 95% при витратах скрапу в середньому 1,2 кг на 1 кг осадженої міді.

Вилуговування урану з допомогою сульфат оксиду заліза відбувається у наступному вигляді:



Переробка урановміщуючих розчинів виконується хімічним осадженням з допомогою лужних розчинів (NaOH і NH<sub>4</sub>OH) або екстракцією органічними розчинниками.

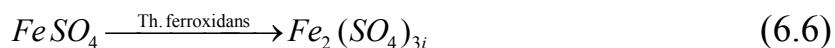
Як розчинник для витягання чистого золота використовують солі ціанової кислоти: ціаніду калію чи натрію з концентрацією 0,02 – 0,3%. Реакція розчинення золота наступна:



Деякі мінерали мають дуже високий рівень енергії кристалічної решітки і не піддаються хімічному вилуговуванню. Для інтенсифікації процесу вилуговування таких опірних мінералів використовують мікробіологічне вилуговування.

Механізм вилуговування сульфідних мінералів полягає у наступному. Під час руйнування сульфідних кольорових металів розчинником Fe<sub>2</sub>(SO<sub>4</sub>)<sub>3</sub> тривалентне залізо переходить у двовалентне, яке не окислюється, і вилуговування сульфідів припиняється. Бактерії "Th. ferroxidans" окислюють Fe<sup>2+</sup> до Fe<sup>3+</sup> і тим самим сприяють продовженню хімічного процесу.

Сутність процесу вилуговування з участю бактерій складається у наступному:



Таким чином, відмінність між хімічним і мікробіологічним процесами вилуговування є в тому, що основний вилугувальний агент-сульфат окисного заліза Fe<sub>2</sub>(SO<sub>4</sub>)<sub>3</sub> утворюється внаслідок життєдіяльності бактерій без введення сірчаної кислоти.

Успішне використання бактеріального методу вилуговування металів з руд можливе тільки при забезпеченні життєдіяльності бактерій. На швидкість вилуговування сульфідних мінералів суттєво впливають такі фактори:

1) кислотність середовища – оптимальним є кисле середовище з лужністю рН = 2,5 – 3;

2) температура – найбільш активно бактерії розвиваються при 20 – 30°C. При зниженні температури на 10°C швидкість бактеріального окислення Fe<sup>2+</sup> зменшується у 2 – 3 рази, а при температурі вище 45°C бактерії гинуть;

3) розміри частинок – чим менший розмір рудних фракцій і більша їх поверхня на одиницю об'єму вилугувального розчину, тим процес вилуговування відбувається активніше. Глибина проникнення бактерій у руду складає 25 – 60 мм, що і визначає максимальну ефективність вилучення металу з руди таких розмірів;

4) концентрація кисню – оптимальною є концентрація кисню 13 – 15 мг/л, що досягається перфорацією масиву руди, що підлягає вилугуванню.

Для вилугування корисних копалин безпосередньо з надр Землі залежно від геотехнологічних властивостей родовищ використовують наступні технологічні схеми.

Пухкі та скальні родовища з достатньою природною проникливістю руд вилугуюються через вертикальні чи похилі нагнітальні і видавальні свердловини, що пробурені з поверхні землі (рис. 6.1).

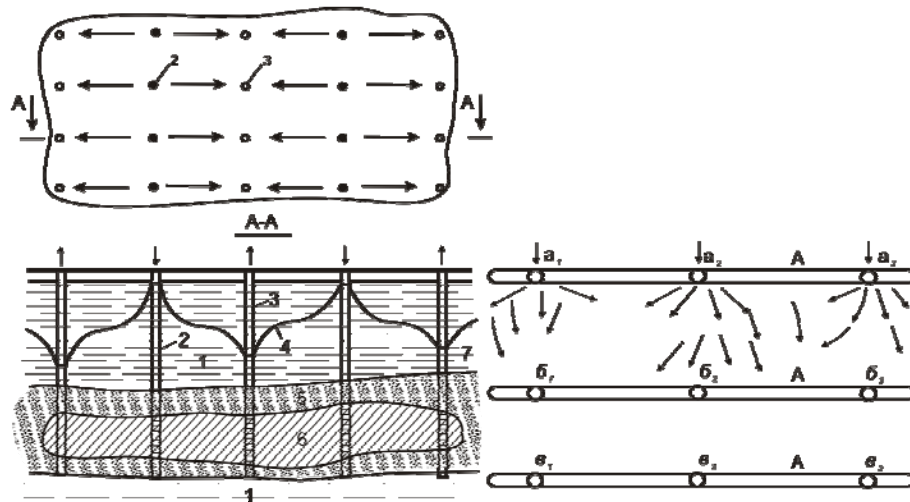


Рис. 6.1. Технологічна схема вилугування через вертикальні свердловини: 1 – водоупорні породи; 2 – нагнітальні свердловини; 3 – видавальні свердловини; 4 – крива лінії депресії нагнітальних і видавальних реагентів; 5 – водоносний горизонт; 6 – рудне тіло (поклад); 7 – фільтр, перфорована (дірчата) частина

Вилугувальні реагенти нагнітають у свердловини 2, які через перфорацію 7 проникають у поклад 6. Проходячи через тріщини і пори, реагенти вступають в реакцію з відповідним компонентом корисних копалин і видаються у розчиненому стані на поверхню.

Скальні родовища, які вимагають попереднього подрібнення руд, вилугуюються з використанням шахтного способу (рис. 6.2).

У камері руда подрібнюється звичайними вибухами з магазинуванням руди, гідророзривом, обжиманням і ядерними вибухами.

Зрошення подрібненої руди можна робити або суцільним zalиванням розчинником або подачею його через горизонтальні трубчаті зрошувачі, які розташовуються у верхній підсічці блока. Можливе зрошення через свердловини, які закладаються в покрівлі рудного пласта, або з поверхні, або з гірничих виробок. Дренаж і збирання продуктивних розчинів виконуються з допомогою підблокових підсічок або підповерхових дренажних штреків і свердловин.

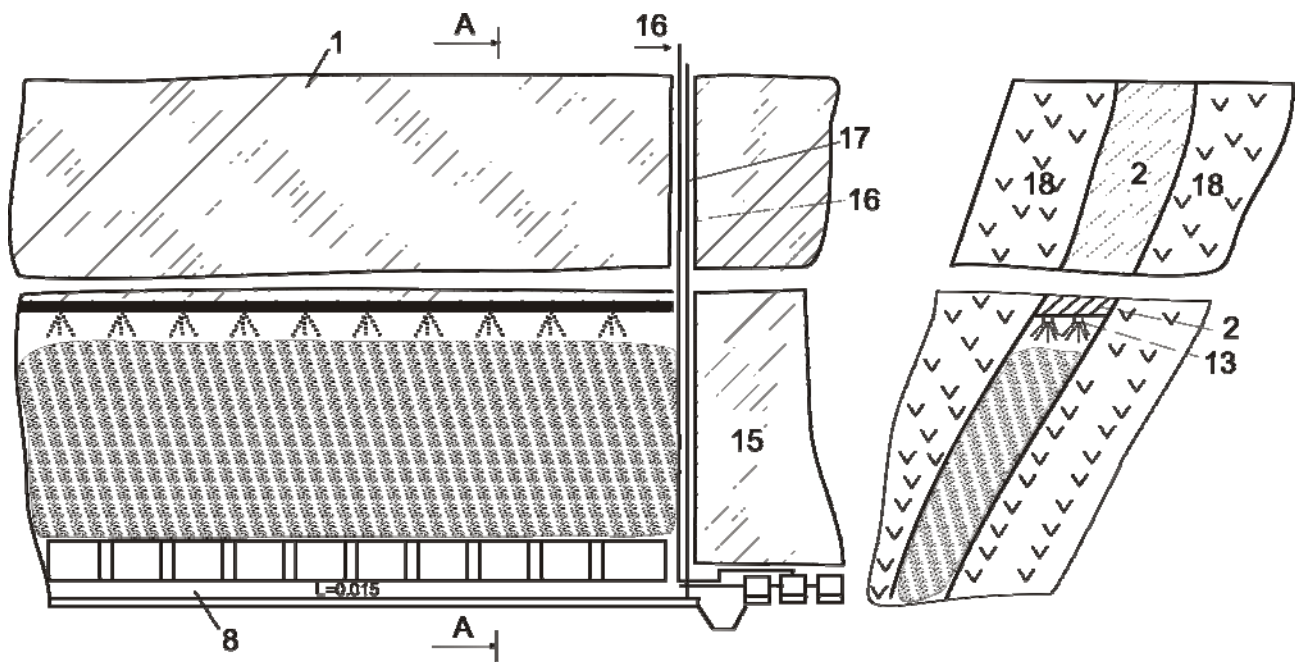


Рис. 6.2. Технологічна схема вилуговування з подрібненням і магазинуванням руди: 1 – поверхня Землі; 2 – рудне тіло; 3 – труба зрошення; 4 – порожнина, що утворилась внаслідок початкового випуску руди; 5 – окремі випуски зрошувачів; 6 – тічки для профільтрованих розчинів; 7 – камера подрібненої руди; 8 – підповерховий штрек для збирання розчинника; 9 – приймальні ємності для розчинників; 10 – сорбційні колони для витягнення металів із розчину свіжого розчинника; 11 – ємність для приймання свіжого розчинника; 12 установка для приготування розчинника; 13 – камера для розміщення обладнання; 14 – труби подачі розчинника для зрошення; 15 – труби подачі свіжого розчинника; 16 – підйомник; 17 – стовбур; 18 – вміщуючі породи

Витягати метал чи інші корисні компоненти з одержаних продуктивних розчинів, а також приготувати розчинники можна на поверхні і на установках, що розміщують у гірничих виробках.

Вилуговування по схемі (рис. 6.1) можна використовувати для будь-яких родовищ (включаючи скальні водопроникні рудні тіла і при будь-якій практично досягнутій глибині рудного пласта). нагнітальні та відкачувальні свердловини наразі можуть бути розміщені: рядами; за сітками – квадратною, трикутною, стільниковою (рис. 6.3); кільцевою із центральним відкачуванням (рис. 6.4) або з центральною нагнітальною свердловиною (рис. 6.5). При розташуванні за квадратною сіткою нагнітальні свердловини можна розміщувати по кута, або у центрі квадрата (рис. 6.3).

При глибині залягання осадових піщаних родовищ металів 150 – 200 м відстань між свердловинами та їх рядами повинна складати від 30 до 50 – 80 м, для потрібних руд 150 – 200 м і більше.

Для вилуговування неглибоких піщаних родовищ рідких металів відстань між свердловинами в рядах коливається в межах 20 – 30 м, а між рядами 20 – 60 м.

У нагнітальних свердловинах практично можна досягнути дуже великого тиску. Тому відкачувальних свердловин у системі вилуговування звичайно більше, ніж нагнітальних.

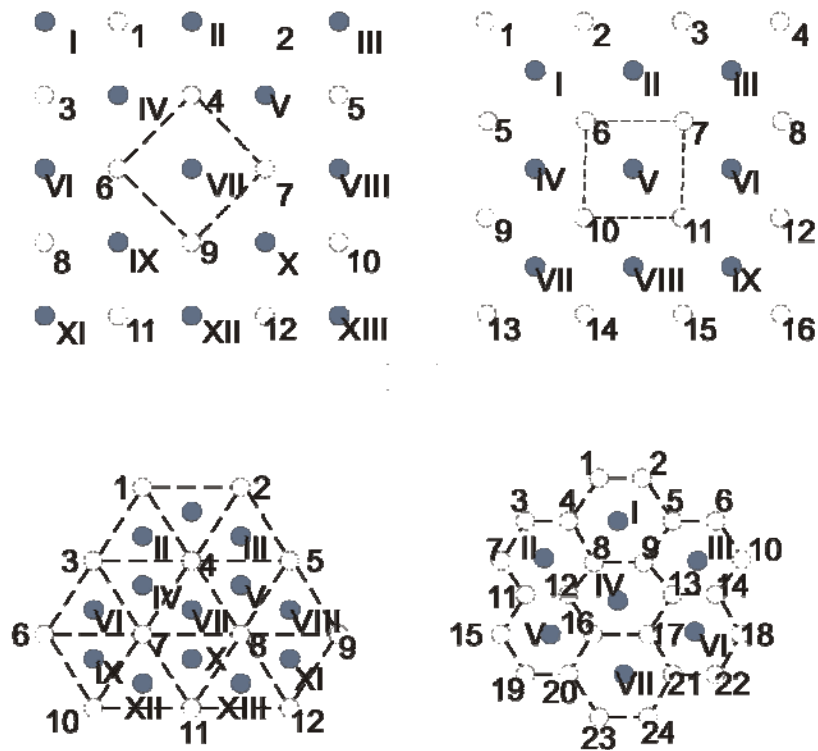


Рис.6.3. Варіанти лінійного розташування свердловин.  
I – XIII – нагнітальні свердловини; 1 – 24 – видавальні свердловини.

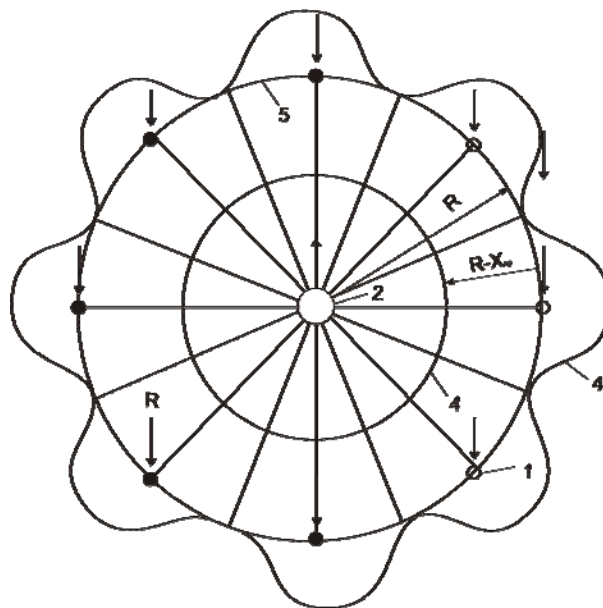


Рис.6.4. Кільцева схема розташування свердловин з центральною видачною: 1 – нагнітальній свердловини; 2 – відкачувальні; 3 – контур розповсю-

дження розчинника; 4 – контур воронки депресії; 5 – оточуючий контур депресії

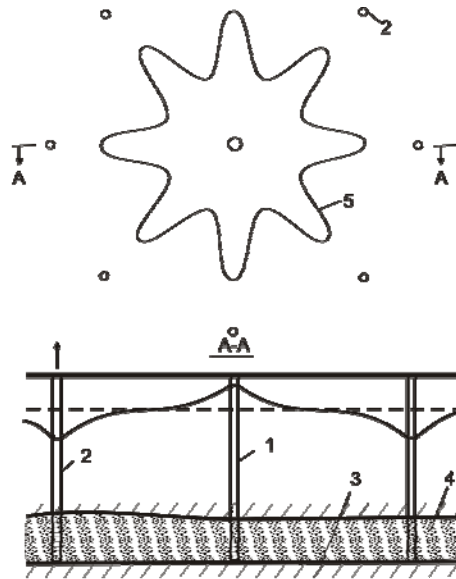


Рис. 6.5. Кільцева схема розташування свердловин з центральною нагнітальною: 1 – нагнітальні свердловини; 2 – відкачувальні; 3 – водоупорні породи; 4 – рудний водоносний пласт; 5 – проміжний контур розповсюдження розчинника (або контур підвищеного тиску) у рудному пласті

До основних геотехнологічних показників вилуговування відносяться:

- концентрація металу в продуктивних розчинах;
- сумарний дебіт відкачувальних свердловин;
- кількість одночасно працюючих свердловин;
- тривалість відпрацювання блоків, рядів, ячеек;
- час появи продуктивного розчину у відкачних свердловинах;
- витрати і концентрація розчинника та окислювача;

Розрахунок основних параметрів вилуговування ведеться у наступній послідовності.

Концентрація металу у продуктивному розчині ( $\text{т/м}^3$ );

$$C_{ce} = \frac{E \cdot P \cdot d}{f \cdot m \cdot \gamma \cdot F} \text{ т/м}^3, \quad (6.8)$$

де  $E$  – коефіцієнт видобування металу;

$P$  – запаси металу продуктивного розчину,  $\text{т/м}^3$ ;

$d$  – густина продуктивного розчину,  $\text{т/м}^3$ ;

$f$  – відношення маси вилугувального розчину до маси руди;

$m$  – середня потужність порід, які проробляються вилугувальним розчином, м;

$\gamma$  – щільність руди,  $\text{т/м}^3$ ;

$F$  – площа рудного тіла, що відпрацьовується,  $\text{м}^2$ .

Сумарний дебіт відкачувальних свердловин під час експлуатації (т/добу):

$$Q = \frac{A_p}{C_{ce} \cdot N}, \quad (6.9)$$

де  $A_p$  – проектна річна потужність геотехнологічного підприємства по металу, т;

$N$  – розрахункова кількість робочих днів протягом року, діб.

Дебіт відкачувальної свердловини ( $\text{м}^3/\text{добу}$ ):

$$q = m \cdot b \cdot V, \quad (6.10)$$

де  $b$  – середня ширина потоків розчину, які посуваються в напрямку відкачувальної свердловини, м;

$V$  – оптимальна швидкість фільтрації розчину в породі, м/добу.

Кількість одночасно працюючих відкачувальних свердловин:

$$n = \frac{Q}{q}, \quad (6.11)$$

Тривалість відпрацювання площі, яка обробляється однією відкачною свердловиною (доба):

$$t_o = \frac{f \cdot \gamma \cdot m \cdot F_o}{d \cdot q}, \quad (6.12)$$

де  $F_o$  – площа відпрацювання, яка обробляється однією відкачувальною свердловиною,  $\text{м}^2$ .

Час появи продуктивного розчину у відкачувальних свердловинах (діб):

$$t_n = \frac{m \cdot \Pi \cdot l \cdot b}{q}, \quad (6.13)$$

де  $\Pi$  – ефективна пористість;

$e$  – середня відстань між відкачувальними свердловинами, м.

Сумарний дебіт непродуктивних розчинів ( $\text{м}^3/\text{добу}$ ):

$$Q_n = \frac{Q \cdot t_n}{t_o}. \quad (6.14)$$

Уточнене значення середньої концентрації металу у розчині при відведенні непродуктивних розчинів по окремому трубопроводу:



$$C = \frac{Q \cdot C_{cp}}{(Q - Q_h)} \quad (6.15)$$

Витрати розчинника на хімічні реакції з гірничорудною масою та не заповнення продуктивного горизонту ( $\text{м}^3$ ):

$$P_p = \frac{E \cdot P}{A_p} (Q - Q_h) \cdot (C_p + C_k) \cdot N, \quad (6.16)$$

де  $C_p$  – задана концентрація розчинника у вилугувальному розчині;  
 $C_k$  – концентрація розчинника у розчині, який видаляється на поверхню.

### Контрольний приклад

Визначити середню концентрацію металу у розчині і витрати розчинника для наступних умов:

- 1) коефіцієнт видобування металу  $E = 0,6$ ;
- 2) запаси металу на обробленій площі  $P = 1500$  т;
- 3) частина продуктивного розчину  $d = 1,2$  т/ $\text{м}^3$ ;
- 4) Відношення маси вилугувального розчину до маси руди  $f = 0,5$ ;
- 5) середня потужність порід, які обробляються вилугувальним розчином  $m = 6$  м;
- 6) щільність руди  $\gamma = 2,8$  т/ $\text{м}^3$ ;
- 7) площа рудного тіла, що відпрацьовується  $f = 160000$   $\text{м}^2$ ;
- 8) проектна річна потужність геотехнічного підприємства по металу  $A_p = 200$  т;
- 9) розрахункова кількість робочих днів протягом року  $N = 300$  діб;
- 10) середня ширина потоків розчину  $b = 5$  м;
- 11) швидкість фільтрації  $V = 4$  м/добу;
- 12) площа фільтрації, яке припадає на одну свердловину  $F_o = 100$   $\text{м}^2$ ;
- 13) ефективна пористість  $\Pi = 40\% = 0,4$ ;
- 14) відстань між відкачувальними та закачувальними свердловинами  $L = 10$  м;
- 15) концентрація розчинника у вилугувальному розчині  $C_p = 0,005$ ;
- 16) концентрація розчинника у розчині, який видаляється на поверхню  $C_k = 0,002$ .

#### Розв'язок:

1. Концентрація металу у продуктивному розчині:

$$C_{cp} = \frac{E \cdot P \cdot d}{f \cdot m \cdot \gamma \cdot F} = \frac{0,6 \cdot 1500 \cdot 1,2}{0,5 \cdot 6 \cdot 2,8 \cdot 160000} = 8,03 \cdot 10^{-4} \text{ т/м}^3.$$

2. Сумарний дебіт відкачувальних свердловин:

$$Q = \frac{Ap}{C_{cp} \cdot N} = \frac{200}{8,03 \cdot 10^{-4} \cdot 300} = 830 \text{ м}^3/\text{добу}.$$

3. Дебіт відкачувальної свердловини:

$$Q = m \cdot b \cdot V = 120 \text{ м}^3/\text{добу}$$

4. Кількість одночасно працюючих відкачувальних свердловин:

$$n = \frac{Q}{q} = \frac{830}{120} = 6,92.$$

5. Тривалість відпрацювання запасів однією свердловиною:

$$t_o = \frac{f \cdot \gamma \cdot m \cdot F_o}{d \cdot q} = \frac{0,5 \cdot 2,8 \cdot 6 \cdot 100}{1,2 \cdot 120} = 5,83 \text{ доби}.$$

6. Час появи продуктивного розчину:

$$t_n = \frac{m \cdot \Pi \cdot l \cdot b}{q} = \frac{6 \cdot 0,4 \cdot 10 \cdot 5}{120} = 1,0 \text{ доба}.$$

7. Сумарний дебіт непродуктивних розчинів:

$$Q = \frac{Q \cdot t_H}{t_o} = \frac{830 \cdot 1,0^{-4}}{5,83} = 142 \text{ м}^3/\text{добу}.$$

8. Уточнена середня концентрація металу:

$$C = \frac{Q \cdot C_{cp}}{(Q - Q_n)} = \frac{830 \cdot 8,03 \cdot 10^{-4}}{(830 - 142)} = 9,7 \cdot 10^{-4} \text{ т/м}^3.$$

9. Витрати розчинника:

$$P_p = \frac{E \cdot P}{A_p} \cdot (Q - Q_n) \cdot (C_p + C_k) \cdot N = \frac{0,6 \cdot 1500}{200} \cdot (830 - 142) \cdot (0,005 + 0,002) \cdot 300 = 6,5 \cdot 10^3 \text{ м}^3.$$

### Завдання на самостійну роботу

Необхідно уважно ознайомитись із змістом практичної роботи, контрольними запитаннями і рекомендованою літературою. Чітко уявити сутність підземного вилуговування: методики розрахунку основних параметрів процесу СПВ, провести розрахунки скласти звіт. За результатами розрахунків в описі специфіки СПВ відобразити наступні питання: сутність методу СПВ; механізм розповсюдження реагентів у гірничорудній масі; хімічну взаємодію розчинника з корисним компонентом у масиві; витягнення металу з розчинів на поверхню землі; оцінка розрахованих параметрів процесу свердловинного підземного вилуговування металів для можливості проектування раціональної технології СПВ.

### Контрольні запитання

1. У чому полягає сутність свердловинного підземного вилуговування?
2. Чому не виправдано підвищення концентрації кислоти для вилуговування?
3. Поясніть характер залежності концентрації металу від співвідношення Р:Т (рідина – тверда порода) у процесі СПВ.
4. Що показує час  $t_n$ ?

5. Чому необхідно проводити уточнення концентрації металу за рахунок  $Q_n$ ?

### Звіт про роботу

У звіті відобразити пункти із розділу 1 (що мають відношення до звіту) та відзначити питання:

1. Мета роботи.
2. Анотація задач.
3. Опис формул.
4. Розрахунок основних параметрів.
5. Опис специфіки СПВ (з відображенням питань, що викладені у розділі “Завдання на самостійну роботу”).
6. Висновки (лаконічно викласти результати роботи).

### Вихідні показники

Варіанти вихідних даних наведені в таблиці 6.1.

Вихідні показники, яких не вистачає, прийняти з контрольного прикладу або рекомендованої літератури.

Таблиця 6.1

Варіанти завдань з визначення основних параметрів технології свердловинного підземного вилуговування

Варіант	Вихідні показники							
	$P, \text{т}$	$F, \text{м}^2$	$A_p, \text{т}$	$V, \text{м/добу}$	$F_o, \text{м}^2$	$m, \text{м}$	$L, \text{м}$	$d, \text{т/м}^3$
1	1300	260000	250	3	150	10	15	1,30
2	2000	170000	210	6	90	5	9	1,20
3	1000	15000	190	4	70	9	14	1,29
4	900	50000	150	5	140	6	10	1,21
5	1600	80000	240	2	80	8	13	1,28
6	2500	100000	180	8	110	7	11	1,22
7	800	120000	160	4	130	9,5	12	1,27
8	2200	130000	230	7	120	5,5	10	1,23
9	1700	140000	170	6	85	15	16	1,26
10	1900	250000	220	2	95	14	17	1,24

### Рекомендована література

1. Калабин А.И. Добыча полезных ископаемых подземным выщелачиванием и другими геотехнологическими методами [Текст] / А.И. Калабин. – М.: Атомиздат, 1980. – 304 с.

2. Добыча урана методом подземного выщелачивания [Текст] / под ред. Малишова. – М.: Атомиздат, 1980. – 248 с.

## 8. ПРАКТИЧНА РОБОТА № 7

### Визначення ефективності геотехнологічного способу видобутку корисних копалин

**Мета роботи:** освоїти методику розрахунку основних технічно-економічних показників ефективності геотехнології.

**Завдання роботи.** виконати практичне завдання з розрахунку основних показників ефективності геотехнологічного способу видобутку корисних копалин і дати інженерну оцінку цим параметрам для можливості проектування геотехнологічного процесу.

У результаті проведення практичного заняття студенти повинні:

- знати: сутність геотехнологічного способу і методів видобутку корисних копалин, його переваги перед підземним і відкритим способом видобування;
- вміти: вибрати відповідну геотехнологічну схему видобутку корисних копалин для конкретних умов розробки родовища.

### Теоретичні положення

Суттєві відмінності геотехнологічного способу від підземної і відкритої розробки обумовлюють деяку специфічність способів порівняльної оцінки геотехнології.

Геотехнологічні методи розробки родовищ корисних копалин ґрунтуються на переведенні цих копалин з твердого у рухливий стан шляхом проведення на місці їх залягання теплових, хімічних, бактеріологічних, масообмінних і гідродинамічних процесів.

Ці методи мають особливості: видобування корисних копалин, як правило, проводиться через спеціально обладнані свердловини; інструментом видобування є робочі реагенти (розчинники, теплоносії), які в процесі видобування рухаються у відроблюваному покладі, змінюючи агрегатний стан корисного компонента. Тобто тверда сировина реформується в рухливий стан і видається на поверхню через свердловини у вигляді газу, розчину, розплаву, дисперсованої гідросуміші. Технологія видобування, як правило, носить вибіркового характеру, тобто на місці залягання корисних копалин відбувається переробка гірської маси і витягнення корисного компонента. Тому основна відмінність геотехнології у тому, що в цих процесах одержують готовий продукт, а при підземному і відкритому способах – гірничу масу з кусків, яка надалі потребує переробки.

При порівнянні необхідно враховувати витрати на весь перелік руди до кінцевого продукту.

Ефективність розробки ґрунтується на трьох основних показниках:

- питомих капіталовкладеннях;
- собівартості;
- продуктивності праці.

Окрім цих показників необхідно також враховувати:

- рентабельність;

- термін окупності витрат;
- час будівництва підприємства;
- коефіцієнт фондівдачі;
- річний економічний ефект;
- зниження споживання та дефіциту в обладнанні і матеріалах.

Необхідно враховувати також і соціальний фактор – умови охорони праці і техніки безпеки, по якому геотехнологія має переваги, тому що, забезпечує виймання корисних копалин без присутності людей у шахті.

Недоліки традиційних способів розробки порівняно з геотехнологією:

- висока фондоемність і капіталоемність;
- не забезпечують високі техніко-економічні показники;
- незадовільна динаміка фондівдачі через високу питому вагу пасивних фондів (гірничі виробки);
- високий негативний вплив на навколишнє середовище
- протягом усього періоду експлуатації шахт необхідно регулярно готувати все нові і нові ділянки для видобутку корисних копалин, залучаючи великі кошти.

У зв'язку з цим існують деякі особливості в оцінюванні методів геотехнологічної розробки родовищ.

Нижче наведена послідовність визначення деяких показників.

Коефіцієнт фондівдачі:

$$E_{\phi} = \frac{A_p \cdot C_o}{K}, \quad (7.1)$$

- де  $A_p$  – річний обсяг кінцевого продукту, т/рік;  
 $C_o$  – оптова ціна кінцевого продукту, грн/т;  
 $K$  – капітальні витрати кінцевого продукту, грн/т.

Показник рентабельності для геотехнології:

$$E_p = \frac{A_p (C_o - C)}{(\Phi_o + \Phi_{об})}, \quad (7.2)$$

- де  $C$  – собівартість готового продукту, грн/т;  
 $\Phi_o$  – середньорічна вартість нормованих основних виробничих фондів, грн;  
 $\Phi_{об}$  – середньорічна вартість нормованих оборотних коштів, грн.

Термін окупаємості капіталовкладень є величиною, зворотною показнику рентабельності (років):

$$t = \frac{1,0}{E_p}. \quad (7.3)$$

Приведена собівартість готового продукту (грн/т):

$$C_{II} = C + \frac{e_n K}{A_p}, \quad (7.4)$$

- де  $e_n$  – нормативний галузевий коефіцієнт економічної ефективності ( $e_n = 0,15$ ).

Цінність родовища становить (грн):

$$Ц = (C_o - C_{II}) \cdot Z_{пром}, \quad (7.5)$$

де  $Z_{пром}$  – промислові запаси корисної копалини, т.

Допустима собівартість корисної копалини (грн/т):

$$C_g = C_o - \frac{e_H \cdot K}{A_p \left(1 - \frac{1}{(1 - e_H)^t}\right)}, \quad (7.6)$$

Економічна ефективність геотехнологічного способу (грн/м):

$$E_r = \left(C_1 + \frac{e_H K_1}{A_{p1}}\right) - \left(C + \frac{e_H K}{A_p}\right), \quad (7.7)$$

де  $C_1$  – собівартість готового продукту при традиційних способах розробки родовищ корисних копалин, грн/т;

$K_1$  – капітальні витрати при традиційних способах, грн;

$A_{p1}$  – річний обсяг кінцевого продукту на підприємствах з традиційною технологією (шахтах), т.

### Контрольний приклад

Визначити показники економічної ефективності геотехнологічного способу порівняно зі способом підземної розробки для наступних умов:

- 1) річний обсяг кінцевого продукту при геотехнології  $A_p = 500000$  т/рік;
- 2) річний обсяг кінцевого продукту при підземному способі розробки  $A_{p1} = 4500000$  т/рік;
- 3) оптова ціна кінцевого продукту при геотехнології  $C_o = 100$  грн/т;
- 4) капітальні витрати при геотехнології  $K = 15000000$  грн;
- 5) капітальні витрати при підземній розробці  $K_1 = 150000000$  грн;
- 6) собівартість готового продукту при геотехнології  $C = 72$  грн/т;
- 7) капітальні витрати при підземній розробці  $C_1 = 69$  грн/т;
- 8) середньорічна вартість основних виробничих фондів при геотехнології  $\Phi_o = 10000000$  грн;
- 9) середньорічна вартість нормованих оборотних коштів  $\Phi_{об} = 6000000$  грн;
- 10) промислові запаси корисної копалини  $Z_{пром} = 160000000$  т.

Розв'язок:

1. Коефіцієнт фондівдачі для геотехнології:

$$E_o = \frac{A_p \cdot C_o}{K} = \frac{500000 \cdot 100}{15000000} = 3,33.$$

2. Показник рентабельності для геотехнології:

$$E_p = \frac{A_p \cdot (C_o - C)}{(\Phi_o + \Phi_{об})} = \frac{500000 \cdot (100 - 72)}{(10000000 + 6000000)} = 0,875.$$

3. Термін окупності капіталовкладень при геотехнології

$$t = \frac{1,0}{0,87} = 1,14 \text{ року.}$$

4. Приведена собівартість готового продукту при геотехнології:

$$C_{II} = C + \frac{l_n \cdot K}{A_p} = 72 + \frac{0,15 \cdot 15000000}{500000} = 76,5 \text{ грн/т.}$$

5. Цінність родовища при геотехнології:

$$Ц = (C_0 - C_{II}) \cdot Z_{пром} = (100 - 76,5) \cdot 160000000 = 3760 \text{ млн.грн.}$$

6. Допустима собівартість корисної копалини:

$$C_\delta = C_0 - \frac{e_n K}{A_p \left(1 - \frac{1}{(1 - e_n)^t}\right)} = 100 - \frac{0,15 \cdot 15000000}{500000 \left(1 - \frac{1}{(1 - e_n)^{1,14}}\right)} = 69,4 \text{ грн/т.}$$

7. Економічна ефективність геотехнологічного способу:

$$E_r = \left(C_1 + \frac{e_n \cdot K_1}{A_{p1}}\right) - \left(C + \frac{e_n \cdot K}{A_p}\right) = \left(69 + \frac{0,15 \cdot 15000000}{15000000}\right) - \left(72 + \frac{0,15 \cdot 15000000}{500000}\right) = 7,5 \text{ грн/т.}$$

Таким чином, геотехнологічний спосіб розробки родовищ корисних копалин є ефективним у даних умовах. Підземний спосіб поступається перед геотехнологічним у 7,5 грн на кожній тонні видобутого продукту.

### Завдання на самостійну роботу

Необхідно уважно ознайомитись із змістом практичної роботи, контрольними запитаннями і рекомендованою літературою. Чітко уявити сутність геотехнологічного способу і методики розрахунку ефективності цього способу видобування корисних копалин, виконати розрахунки і скласти звіт. За результатами розрахунків в описі специфіки геотехнологічного способу визначити всі відомі геотехнологічні методи розробки родовищ корисних копалин і відобразити наступні питання: сутність геотехнології як науки; особливості геотехнологічних методів; чим відрізняється геотехнологія від традиційних (підземний, відкритий) способів видобутку корисних копалин; вказати переваги і недоліки усіх трьох способів розробки родовищ і їх вплив на екологію навколишнього середовища; оцінка розрахованих параметрів геотехнологічного способу розробки для можливості проектування раціональної технології.

### Контрольні запитання

1. Які основні відмінності геотехнології та геотехнологічних методів видобутку корисних копалин від інших способів розробки родовищ корисних копалин?
2. Назвіть основні показники ефективності розробки родовищ корисних копалин.
3. Перелічіть основні недоліки традиційних способів порівняно з геотехнологічними методами.

4. Як пов'язані між собою показники рентабельності й окупності?
5. Який смисл має розрахунок цінності родовища корисних копалин?

### Звіт про роботу

У звіті відобразити пункти із розділу 1 (що мають відношення до звіту) та відзначити питання:

1. Мета роботи.
2. Анотація задач.
3. Опис формул.
4. Розрахунки основних параметрів.
5. Опис специфіки геотехнології (з відображенням питань, що викладені у розділі “Завдання на самостійну роботу”).
6. Висновки (лаконічно викласти результати роботи).

### Вихідні показники

Варіанти вихідних даних наведені в табл.7.1.

Вихідні показники, яких не вистачає, прийняти з контрольного прикладу або з рекомендованої літератури.

Таблиця 7.1

Варіанти завдань з визначення ефективності геотехнічного способу видобутку корисних копалин

Варіант	Вихідні показники							
	$A_p$ , тис, т	$C_0$ , грн/т	$K$ , млн. грн	$C$ , грн/т	$\Phi_0$ , млн грн	$Z_{пром.}$ , млн т	$C_1$ , грн/т,	$A_{PI}$ , тис, т
1	700	150	10	70	9,0	210	180	900
2	400	200	12	80	5,0	160	85	1100
3	630	250	8	50	7,0	180	60	1300
4	550	170	6	70	4,5	340	78	1600
5	470	190	11	100	4,7	410	90	1400
6	740	320	7	80	8,0	190	92	1350
7	450	300	13	110	5,5	170	120	1280
8	490	350	13	110	5,5	170	120	1280
9	570	280	5	120	6,4	220	110	800
10	480	270	4	60	5,2	240	80	1800

### Рекомендована література

1. Колоколов О.В. Геотехнологические способы разработки месторождений полезных ископаемых [Текст] / О.В. Колоколов, Н.М. Табаченко. К.: УМК ВО, 1991. – 200 с.
2. Аренс В.Ж. Скважинная добыча полезных ископаемых (геотехнология) [Текст] / В.Ж. Аренс. М.: Недра, 1986. – 279 с.



## 9. ПРАКТИЧНА РОБОТА № 8

### Розрахунок параметрів гідравлічного транспортування кускового вугілля і породи крупністю більше 2 – 3 мм у горизонтальних трубопроводах

**Мета роботи:** освоїти методику розрахунку параметрів гідротранспорту кускового вугілля і породи у горизонтальних трубопроводах.

**Завдання роботи:**

1) виконати практичне завдання з розрахунку параметрів гідротранспорту: визначити діаметр трубопроводу, середню витратну швидкість руху гідросуміші, питомі втрати тиску під час руху гідросуміші.

2) Освоїти сутність гідротранспорту суміші.

3) Дати інженерну оцінку розрахованим параметрам для можливості проектування раціональної технології гідротранспортування кускового вугілля та породи крупністю більше 2 – 3 мм у горизонтальних трубопроводах на поверхні землі чи у гідрошахті.

У результаті проведення практичного заняття студенти повинні:

- знати: сутність гідравлічного транспортування суміші у горизонтальних трубопроводах і методику розрахунку параметрів гідро транспортування;

- вміти: вибрати відповідну транспортну схему переміщення гідросуміші у горизонтальних трубопроводах і методику розрахунку параметрів гідротранспортування.

### Теоретичні положення

Гідравлічний транспорт у горизонтальних трубопроводах використовується для переміщення корисних копалин на поверхні землі для перевантаження сусіднім підприємствам (наприклад, збагачувальним фабрикам) і безпосередньо споживачам, які можуть знаходитись на значній відстані (наприклад, тепловим електростанціям), а також у гідрошахті при необхідності переміщення суміші від вибоїв до поверхні.

Основними перевагами гідравлічного транспорту є наступні:

а) безперервність і поточність, малоопераційність, простота транспортних комунікацій;

б) регулювання продуктивності гідротранспорту за рахунок зміни співвідношення твердої та рідкої фаз гідросуміші;

в) можливість транспортування гірничої маси без перевантажень на пересіченнях з іншими комунікаціями (авто та залізничні дороги, водойми або на спряженнях виробок у гідрошахті);

г) можливість суміщення транспортування з іншими технологічними процесами (відкачуванням припливу підземної води у гідрокамери).

До переваг гідротранспорту можна ще віднести незначну чисельність обслуговуючого персоналу, можливість транспортування речовин найкоротшим шляхом, а також можливість автоматизації у зв'язку з тим, що схеми

гідротранспортних комунікацій більш прості і відсутні багаточисельні переважання речовин з одного агрегату на другий, що характерні для механічного транспорту.

Гідротранспортування суміші у горизонтальних виробках відбувається під тиском вуглесосів, а також ерліфтів. Можлива довжина транспортування 2 – 3 км. За встановлення декількох вуглесосів на послідовну роботу відстань транспортування може зрости до 8 – 10 км. Вуглесоси працюють при консистентності пульпи у співвідношенні твердого до рідкого  $T:P = 1:5$  за об'ємом і менше.

Фізичні властивості гідросуміші визначаються у значній мірі властивостями її рідкої та твердої компонент. До властивостей води слід віднести її в'язкість, яка залежить тільки від температури води. Зернисті тверді матеріали, які входять у гідросуміш, не можуть змінити в'язкість рідкої компоненти, тому в'язкість вугільних, піщаних та гравійних гідросумішей слід вважати рівними в'язкості води. Присутність твердих частин у водному потоці, безумовно, впливає на величину і характер внутрішнього тертя у потоці. Однак це тертя має іншу природу, ніж тертя між шарами однорідного (гомогенного) середовища, хоча маючи на увазі підвищення тертя у гідросуміші (у загальному вигляді), можна говорити і про підвищення в'язкості гідросуміші у порівнянні з в'язкістю води.

Напруження внутрішнього тертя для однорідних рідин (формула Ньютона)

$$\tau = -\mu \frac{dv}{dy}, \quad (8.1)$$

де  $\mu$  – абсолютна в'язкість рідини;

$\frac{dv}{dy}$  – градієнт швидкості.

Рідини, що задовольняють співвідношенню (8.1), називаються нормальними, або ньютонівськими. Гідросуміші, які не задовольняють виразу, відносять до класу неоднорідних (гетерогенних) не ньютонівських рідин.

При гідротранспортуванні в трубопроводі для деяких середніх швидкостей потоку, стеля зависання твердих частин встановлюється на деякій висоті, що дорівнює половині діаметра труби, тобто відбувається шаровий рух насосів, який утворюється на основі різниці швидкостей по вертикалі потоку.

Гідравлічне транспортування кускового вугілля і породи можна проводити в трьох режимах (рис. 8.1, *a* і *б*):

- при швидкостях руху гідросуміші, суттєво більшій критичної швидкості для даних умов, тобто при  $U > U_{кр}$ ;
- при швидкостях переміщення гідросуміші, близьких або рівних критичній, тобто при  $U \approx U_{кр}$ ;
- при швидкостях руху гідросуміші, менше критичної для даних умов, тобто при  $U < U_{кр}$ , коли у трубопроводі утворюється шар відкладення частинок відповідної величини  $h$ .

Під критичною швидкістю гідросуміші у горизонтальному трубопроводі розуміється така мінімальна швидкість, при якій ще не відбувається відкладен-

ня частинок на нижній частині труби. При такій швидкості мають місце найменші питомі втрати напору (тиску).

Характерною особливістю руху кускового вугілля і породи у горизонтальних трубопроводах є переміщення частинок у пристінковій області потоку. Залежно від крупності частинок, їх форми, концентрації та швидкості руху за наявності волочіння частинок на нижній стінці труби чи перервного взвішування у пристінній області утворюється пересувна шорсткість.

Для надійного транспортування кускового вугілля і породи без закупорень необхідно, щоб максимальна крупність частинок не перевищувала третини діаметра трубопроводу. З урахуванням цієї умови, а також фактора волочіння крупних комків і частинок в ложі потоку режим руху гідросуміші з утворенням шару відкладень частинок у трубах слід вважати нестійким і ненадійним.

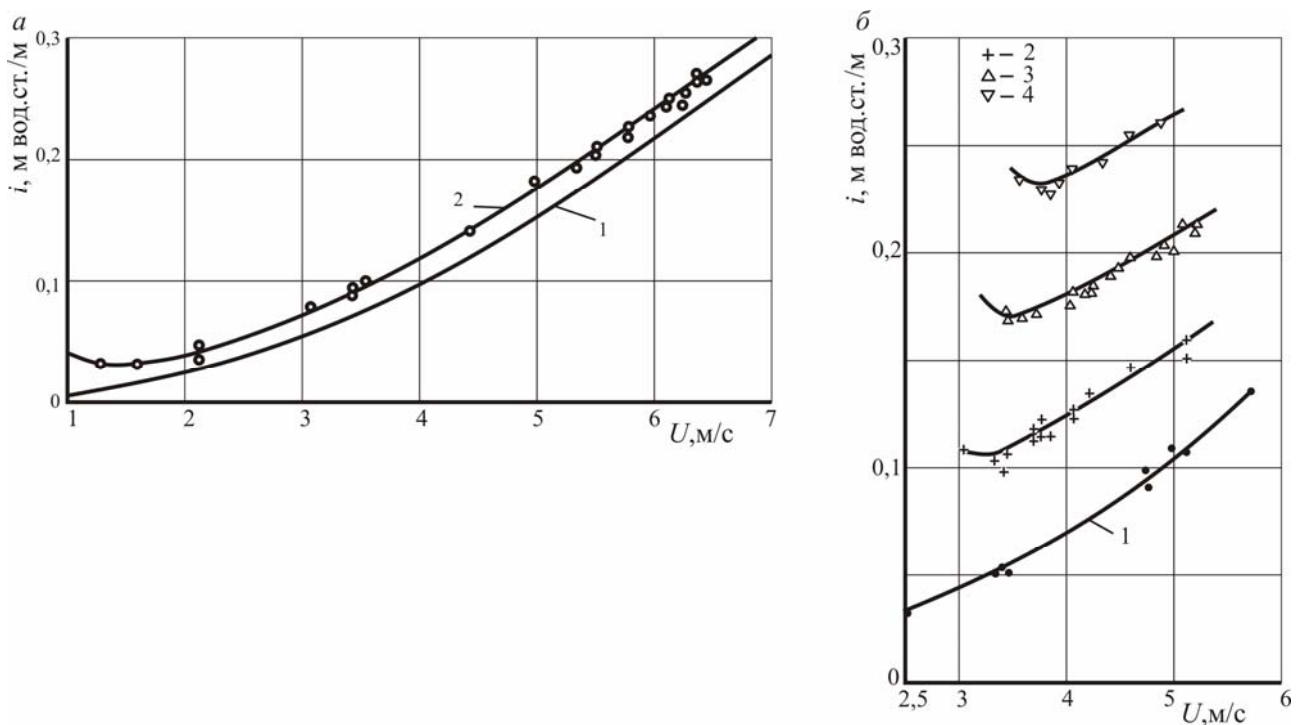


Рис.8.1. Характерні графіки  $i(U)$  по замірах під час транспортування кускового вугілля та породи крупністю більше 2 – 3 мм у горизонтальних трубопроводах: а –  $D = 0,15$  м, вугілля  $\gamma_s = 1,4 \cdot 10^3$  марки Г крупністю 3 – 25 мм при вмісті фракцій +25 мм – 8,2%, 25 – 13 – 12,5%, 13 – 5 – 37%, 5 – 1 – 30%, 1 – 0,5 – 5,7%, 0,5 – 0,25 – 2,5%, –0,25 – 4,1%; 1 –  $\gamma_0 = 1 \cdot 10^3$ ; 2 –  $\gamma = (1,06 – 1,08) \cdot 10^3$ ; б –  $D=0,2$  м, шахтна порода (типу пісковика),  $\gamma_s = 2,7 \cdot 10^3$  крупністю 6 – 50 мм при вмісті фракцій +40 мм – 10%, 40 – 20 – 18%, 20-3 – 72%, 1 –  $\gamma$  відповідно  $\gamma_s = 1,0 \cdot 10^3$ ;  $\gamma = (1,08 – 1,12) \cdot 10^3$ ;  $(1,19 – 1,22) \cdot 10^3$ ;  $(1,28 – 1,32) \cdot 10^3$

Оскільки режим руху гідросуміші зі швидкостями значно більшими критичних характеризується високими гідравлічними опірностями, підвищеним подрібненням вугілля та зношенням труб, то такий режим при  $U > (1,15 – 1,2)U_{кр}$  слід вважати нераціональним. Він може бути рекомендований лише у тих ви-

падках, коли за умов експлуатації вимагається збільшити продуктивність установки без заміни трубопроводу.

Режим переміщення гідросуміші зі швидкостями, що дорівнюють трохи більше критичної, є найбільш ефективним. Однак у деяких випадках, звичайно з суттєво нерівномірним протіканням гідросуміші і змінного дисперсного складу і концентрації частинок у широких межах, цей режим може бути нестійким. Для нього характерно випадіння на короткий час деякої кількості частинок на нижню частину труби і в подальшому зливання цих частинок. Це особливо проявляється за високого насичення гідросуміші. Враховуючи цю обставину, слід для даного режиму вибрати робочу швидкість трохи більшу  $U_{кр}$ , але не більше  $(1,15 - 1,2) U_{кр}$ .

Для запобігання закупорювань трубопроводів рекомендується приймати наступні значення максимальної об'ємної концентрації  $S$  у щільному тілі:

- для гідросумішей, які складаються з основної фракції частинок розміром  $1/6$  і менше, – до  $0,25$ , середнє значення  $S = 0,2$ ;
- для гідросумішей, представлених основною функцією частинок розміром  $1/3 D$  і менше, – до  $0,2$ , середнє значення  $S = 0,15$ ;

Щоб не допускати порушень стабільності прийнятого режиму руху, не слід розміщувати повороти (коліно) один від одного чи від вуглесоса на відстані ближче  $25$  калібрів (діаметрів трубопроводу).

### Розрахунок параметрів транспортування

До розрахункових параметрів транспортування відносяться: критична швидкість ( $U_{кр}$ ), питомі втрати напору під час руху гідросуміші ( $i$ ) і діаметр трубопроводу ( $D$ ).

Розрахунки можна вести за двома варіантами: уточнений і наближений.

#### Уточнений метод

Критична швидкість (м/с):

$$U_{кр} = c'' \cdot \sqrt{f \cdot a \cdot g \cdot s \cdot D}, \quad (8.2)$$

де  $c'' = 8,5 - 9,5$  – значення дослідної константи для характерних умов використання гідравлічного транспорту при  $S = 0,1$  і більше необхідно приймати  $c'' = 8,5 - 9,0$ ;

$f$  – узагальнений коефіцієнт тертя частинок по нижній стінці труби, який залежить від виду гірської породи та її фізико-механічної характеристики; приймається з табл. 8.1;  $a = (\gamma_s - \gamma_0) / \gamma_0$ ;

$\gamma_s$  і  $\gamma_0$  – відповідно щільність вугілля (породи) і води;

$S$  – концентрація частинок у гідросуміші за об'ємом у густині тіла;

$g$  – прискорення сили тяжіння,  $m/c^2$ .

Питомі втрати напору під час руху у горизонтальних прямолінійних трубопроводах:

$$i = i_0 + f a s, \quad (8.3)$$

де  $i_0$  – питомі втрати напору під час руху чистої води зі швидкістю, що дорівнює швидкості.

При визначенні величини  $i_0$  необхідно користуватись графіком (рис. 8.2), який складено у логарифмічних координатах. На осі абсцис графіка відкладені значення  $u/c \cdot 10^3$ , де  $u/c'' \cdot 10^3$ , де  $u$  – швидкість руху чистої води, м/с, а  $c'' = t'_n \cdot C_s$ . Коефіцієнт  $c''$  визначає стан внутрішньої поверхні через  $C_s$  і термін служби трубопроводу через  $t'_n$ . Як показує досвід, для нових труб, а також для значно корозійних, величину  $c''$  необхідно приймати  $c'' = 39 - 40$ ; для труб, у яких внутрішня поверхня достатньо відшліфувалась внаслідок тривалої експлуатації (більше 100 – 150 г)  $c'' = 45 - 46$ ; для труб, що знаходились в експлуатації 50 – 100 год,  $c'' = 41 - 44$ .

Значення узагальненого коефіцієнта, тертя  $f$  для найбільш поширених гірських порід, наведені в табл. 8.1

Для випадку транспортування вугілля в суміші з породою розрахунки необхідно вести по гірничій масі, тобто по середньозваженій щільності вугілля і породи.

Таблиця 8.1

Значення узагальненого коефіцієнта тертя  $f$  для найбільш поширених гірських порід

Вид гірської породи		Значення $f$ для гірських порід	
		свіжоподрібнених	обкатаних
Кам'яне вугілля	тверде	0,30 – 0,25	0,25 – 0,20
	слабке	0,20 – 0,18	0,18 – 0,15
	антрацити	0,15 – 0,10	0,10 – 0,08
Пусті породи	міцні (типу пісковиків)	0,55 – 0,50	0,50 – 0,45
	середньої міцності (типу вапняку)	0,45 – 0,40	0,40 – 0,35
	слабкі (типу сланців)	0,40 – 0,35	0,35 – 0,30
	гравій	0,40 – 0,35	0,40 – 0,35

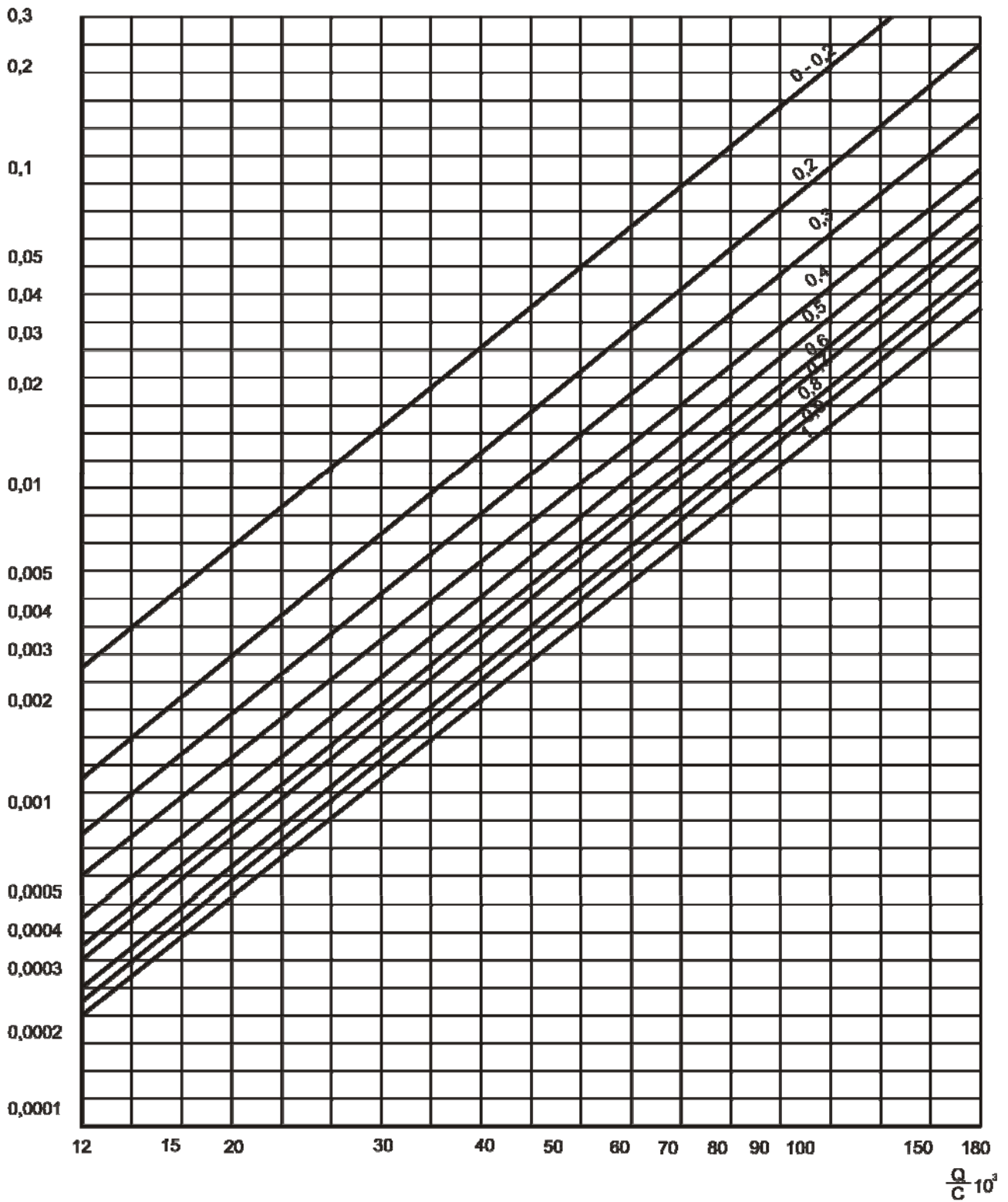


Рис. 8.2. Номограма для визначення питомих втрат (витрат) напору у прямолінійних трубопроводах під час руху чистої води

### Наближений метод

Параметри гідротранспорту кускових матеріалів:

$$i = i_0 \cdot \frac{\gamma}{\gamma_0} + \frac{\sqrt{g \cdot D \cdot (\gamma - \gamma_0)} \cdot C}{K \cdot \Psi \cdot U \cdot \gamma_0}; \quad (8.4)$$

$$U_{\text{кк}} = \sqrt{g D} \sqrt{\frac{(\gamma - \gamma_0) C}{K \cdot \Psi \cdot \gamma \cdot \lambda_0}}, \quad (8.5)$$

де  $i$  і  $i_0$  – відповідно питомі втрати напору під час руху гідросуміші і води у трубопроводі, м/вод. ст.;  
 $D$  – діаметр трубопроводу, м;  
 $U$  – середня швидкість гідросуміші, м/с;  
 $C = 1$  – дослідний коефіцієнт;  
 $\lambda_0$  – коефіцієнт опору під час руху у трубах чистої води; визначається з табл. 8.2

Таблиця 8.2

Значення коефіцієнта опору  $\lambda_0$

$D$ , мм	150	200	250	300	350	400	450	500
$\lambda_0$	0,0185	0,0180	0,0175	0,0165	0,0160	0,0155	0,0155	0,0150

$\psi$  - коефіцієнт опору при вільному падінні у воді твердих частинок

$$\Psi = \frac{\pi \cdot g \cdot d \cdot (\gamma_s - \gamma_0)}{6 \cdot U_8^2 \cdot \gamma_0}, \quad (8.6)$$

$d$  – діаметр твердої частинки, м;

$\gamma_s$ ,  $\gamma$  і  $\gamma_0$  – відповідно щільності твердого матеріалу, гідросуміші і води, кг/м<sup>3</sup>;

$U_8$  – швидкість вільного падіння у воді твердої частинки, м/с.

Формула (8.5) одержана з умови мінімуму функцій (8.6), тому що критична швидкість відповідає мінімальним витратам напору. При вільному падінні у воді крупних частинок обтікання останніх є турбулентним. У цьому випадку значення коефіцієнта не залежить від крупності частинок і може бути визначене за наближеною емпіричною формулою

$$\Psi = 0,65 \sqrt{\frac{0,66}{\frac{\gamma_s}{\gamma_0} - 1}}. \quad (8.7)$$

Для гідротранспорту кускового вугілля крупністю більше 3 – 6 мм формула (8.6) дає задовільне сходження з експериментами при значеннях емпіричного коефіцієнта  $K = 1,9$ ; для гідротранспорту кускової руди, щебеню, гравію і шахтної породи  $K = 1,4$ .

#### Приклад розрахунку (за наближеним методом)

У трубопроводі транспортується 350 т/год породи (щебеню, гравію)

$\gamma_s = 2500$  кг/м<sup>3</sup> крупністю 3 – 70 мм. Приймаємо  $S = 0,1$ . Щільність гідросуміші складе:  $\gamma = S(\gamma_s - \gamma_0) + \gamma_0 = 0,10(2500 - 1000) + 1000 = 1150$  кг/м<sup>3</sup>.

Задамося попередньо діаметром трубопроводу  $D = 0,35$  м. У цьому випадку:

$$U_{кр} = \sqrt{g \cdot D \cdot \sqrt[3]{\frac{\gamma - \gamma_0}{k \cdot \Psi \cdot \lambda_0 \cdot \gamma}}} = \sqrt{9,81 \cdot 0,35 \cdot \sqrt[3]{\frac{1150 - 1000}{1,4 \cdot 0,6 \cdot 0,016 \cdot 1150}}} = 3,95 \text{ м/с.}$$

При  $U = U_{кр}$ ,  $S = 0,1$  і  $D = 0,35$  продуктивність установки по твердому складі:

$$Q_s = \frac{\pi D^2}{4} U \cdot S \cdot \gamma_s \cdot 3,6 = \frac{3,14 \cdot 0,35^2}{4} \cdot 3,95 \cdot 0,1 \cdot 2500 \cdot 0,3,6 = 340 \text{ т/год,}$$

тобто, близько до заданої продуктивності 350 т/год. Тому зупинимось на трубопроводі  $D = 0,35$  м. втрати напору у критичному режимі складуть:

$$i = i_0 \frac{\gamma}{\gamma_0} + \frac{\sqrt{g \cdot D} \cdot (\gamma - \gamma_0)}{1,4 \cdot \Psi \cdot U \cdot \gamma_0} = \frac{0,016 \cdot 3,95^2}{0,35 \cdot 2 \cdot 9,81} \cdot 1,15 + \frac{\sqrt{9,8 \cdot 0,35} \cdot (1,15 - 1,0)}{1,4 \cdot 0,6 \cdot 3,95} =$$

$$= 0,36 \cdot 1,15 + 0,0835 = 0,125 \text{ м вод.ст. на 1 м.}$$

### Контрольний приклад

**Приклад 1.** Визначити критичну швидкість, питомі втрати напору і діаметр трубопроводу для наступних умов гідравлічного транспорту: переміщується кам'яне вугілля середньої міцності  $\gamma_s = 1500 \text{ кг/м}^3$  крупністю 3 – 70 мм у кількості 180 т/год у горизонтальному трубопроводі при концентрації  $S = 0.15$ . Розрахунок ведемо за уточненим методом.

#### Розв'язок:

1. Призначаємо діаметр трубопроводу за умовами забезпечення надійності транспортування. Оскільки максимальний розмір куска 70 мм, то  $D \geq 3 \cdot 70 = 210 \text{ мм}$ , беремо  $D = 0,25$  м. Тоді для  $D = 0,25$  м і  $S = 0,15$  критична швидкість визначається з формули (8.2)

$$U_{кр} = c'' \cdot \sqrt{f \cdot a \cdot g \cdot s \cdot D} = 8,5 \cdot \sqrt{0,25 \cdot 0,5 \cdot 9,81 \cdot 0,15 \cdot 0,25} = 1,82 \text{ м/с,}$$

де  $c'' = 8,5$ ;  $f = 0,25$  – вибрані значення дослідних констант для заданих умов.

Порівняємо одержане значення  $U_{кр}$  для вибраного діаметра із середньою розкидною швидкістю гідросуміші. Ця величина визначається з формули

$$U = \frac{4Q}{3600 \cdot \pi D^2} = \frac{4 \cdot 800}{3600 \cdot 3,14 \cdot 0,25^2} = 4,53 \text{ м/с,}$$

де  $Q = \frac{180 \cdot 1000}{1500 \cdot 0,15} = 800 \text{ м}^3/\text{год}$  – витрати гідросуміші.

Оскільки середня витратна швидкість гідросуміші  $U = 4,53 \text{ м/с}$  суттєво більше  $U_{кр} = 1,82 \text{ м/с}$ , то витратний із умови надійності діаметр трубопроводу не задовольняє умові  $U \leq 1,2 U_{кр}$ .

2. Задамося новим значенням діаметра трубопроводу.

Приймаємо  $D = 0,35$ .

Тоді для  $D = 0,35$  і  $S = 0,15$  критична швидкість з формули (8.4) буде

$$U_{кр} = 8,5 \cdot \sqrt{0,25 \cdot 0,5 \cdot 9,81 \cdot 0,15 \cdot 0,25} = 2,16 \text{ м/с.}$$



Порівняння значення  $U_{кр}$  для  $D = 0,35$  м з витратною швидкістю дає

$$U = \frac{4 \cdot 800}{3600 \cdot 3,14 \cdot 0,25^2} = 2,30 \text{ м/с,}$$

тобто середня витратна швидкість  $U$  більше  $U_{кр}$  і не перевищує  $1,2 U_{кр}$ ; діаметр вибрано правильно.

3. Визначаємо питомі витрати тиску під час руху гідросуміші за формулою (8.3)

$$i = i_0 + f \cdot a \cdot s = 0,0140 + 0,25 \cdot 0,5 \cdot 0,15 = 0,032 \text{ м вод.ст. на 1 м,}$$

де  $i_0 = 0,0140$  – значення питомих витрат напору для чистої води при  $U = 2,30$  м/с з номограми рис. 8.2 при  $c'' = 41,5$ .

**Приклад 2.** Визначити критичну швидкість, питомі витрати напору і діаметр трубопроводу для наступних умов гідравлічного транспорту: переміщується шахтна порода, що складена вапняками і піщаними сланцями  $\gamma_s = 2500$  кг/м<sup>3</sup> крупністю 3 – 50 мм в кількості 80 т/год у горизонтальному трубопроводі при концентрації  $S = 0,15$ .

Розв'язок:

Розрахунок ведемо за першим варіантом.

1. Призначаємо діаметр за умови забезпечення надійності транспортування. Оскільки максимальний розмір куска 50 мм, то  $D \geq 3 \cdot 50 = 150$  мм, приймаємо  $D = 0,15$  м. Тоді для  $D = 0,15$  і  $S = 0,15$  критична швидкість визначиться з формули (8.2)

$$U_{кр} = c'' \cdot \sqrt{f \cdot a \cdot s \cdot D} = 8,5 \sqrt{0,4 \cdot 1,5 \cdot 9,81 \cdot 0,15 \cdot 0,15} = 3,10 \text{ м/с,}$$

де  $c'' = 8,5$ ;  $f = 0,4$  – вибрані значення дослідних констант за даними умовами.

Порівняємо одержані значення  $U_{кр}$  для вибраного діаметра із середньою витратною швидкістю руху гідросуміші.

Швидкість гідросуміші визначиться з формули

$$U = \frac{4Q}{3600 \cdot \pi D^2} = \frac{4 \cdot 213}{3600 \cdot 3,14 \cdot 0,15^2} = 3,35 \text{ м/с,}$$

де  $Q = \frac{80 \cdot 1000}{2500 \cdot 0,15} = 213$  м<sup>3</sup>/год – витрати гідросуміші.

Порівняння показує, що одержані значення середньої витратної швидкості більше  $U_{кр}$  на 8%. Діаметр трубопроводу вибрано правильно.

2. Визначимо питомі втрати напору під час руху гідросуміші з формули (8.3)

$$i = 0,0562 + 0,4150,15 = 0,146 \text{ м вод.ст. на 1 м,}$$

де  $i = 0,0562$  – значення питомих витрат напору для чистої води при  $U = 3,35$  м/с з номограми на рис. 8.2 при  $c'' = 41,5$ .

## **Завдання на самостійну роботу**

Необхідно уважно ознайомитись із змістом практичної роботи, контрольними запитаннями і рекомендованою літературою. Чітко уявити сутність гідравлічного транспортування гідравлічної суміші у горизонтальних трубопроводах і методики розрахунку параметрів гідравлічного транспортування кускового вугілля та породи у горизонтальних трубопроводах.

У звіті в розділі “Опис специфіки гідротранспортування” дати сутність методу переміщення вантажів трубопровідним транспортом; технологічних комплексів гідромеханізації гірничих робіт і при геотехнологічних методах робіт; обладнання для гідравлічного транспорту; організацію робіт; переваги і недоліки даного методу транспортування. Вибрати і коротко описати технологічну схему гідротранспорту у горизонтальних трубопроводах; дати оцінку розрахованим параметрам гідротранспорту для можливості проектування раціональної технології транспортування. Скласти звіт.

Варіанти завдань з розрахунку параметрів гідравлічного транспортування у горизонтальних трубопроводах наведені в табл. 8.3

### **Контрольні запитання**

1. Дайте визначення терміну “гідротранспорт у трубопроводах”.
2. Які знаєте фізико-механічні властивості гідросумішей?
3. Фізичні схеми та режими руху різних видів гідросумішей.
4. Види устаткування для гідравлічного транспортування.
5. Дайте визначення критичної швидкості руху гідросуміші.
6. Чому виникають втрати напору під час руху гідросуміші у горизонтальних трубопроводах?
7. Для чого потрібно визначити діаметр трубопроводу?

### **Звіт про роботу**

У звіті відобразити пункти, які викладені в розділі 1 (що відносяться до звіту), та відзначити питання:

1. Мета роботи.
2. Анотація задач.
3. Опис формул.
4. Розрахунок параметрів гідравлічного транспорту.
5. Опис специфіки гідротранспортування з відображенням питань, які викладені в розділі “Завдання на самостійну роботу”.
6. Висновки (лаконічно викласти результати роботи).

## Вихідні показники

Таблиця 8.3

Варіанти завдань з розрахунку параметрів гідравлічного транспортування у горизонтальних трубопроводах

Варіант	Вихідні показники				
	матеріал гідро-транспортування	$\gamma_s$ , кг/м <sup>3</sup>	$S$	продуктивність трубопроводу, т/год	крупність матеріалу, мм
1	Кам'яне вугілля	1400	0,10	200	4 – 20
2	Гравій	2300	0,15	300	6 – 15
3	Буре вугілля	1450	0,12	220	10 – 60
4	Щебінь	2600	0,11	340	15 – 40
5	Порода	2700	0,13	350	20 – 25
6	Гравій	2400	0,16	360	40 – 65
7	Кам'яне вугілля	1550	0,14	210	4 – 60
8	Щебінь	2650	0,16	330	20 – 40
9	Буре вугілля	1480	0,13	250	3 – 70
10	Гравій	2550	0,11	340	6 – 60

## Рекомендована література

1. Смолдырев А.Е. Рекомендуемые методы расчета гидравлического транспорта. Руководство по инженерным методам расчета гидротранспорта угля и породы [Текст] / А.Е. Смолдырев. – М.: ИГД им. А.А. Скочинского, 1964. – 52 с.
2. Лобанов Д.П. гидромеханизация геологоразведочных и горных работ [Текст] / Д.П. Лобанов, А.Е. Смолдырев. – М.: недра, 1982. – 342 с.

## 10. ПРАКТИЧНА РОБОТА № 9

### Розрахунок параметрів гідротранспортування вугілля і породи у вертикальних і пологих трубопроводах

**Мета роботи:** освоїти методику розрахунку параметрів гідравлічного транспорту у вертикальних і похилих трубопроводах.

**Завдання роботи:**

1) Виконати практичне завдання з розрахунку параметрів гідротранспорту: визначити діаметр трубопроводу, швидкість руху по горизонтальній ділянці, питомі витрати напору.

2) Освоїти сутність гідротранспорту суміші.

3) Дати інженерну оцінку розрахованим параметрам для можливості проектування раціональної технології гідротранспортування вугілля і породи у вертикальних і похилих трубопроводах.

У результаті проведення практичного заняття студенти повинні:

- знати: сутність гідротранспорту вугілля і породи у вертикальних і похилих трубопроводах і методику розрахунку параметрів транспортування;

- вміти: вибрати відповідну транспортну схему переміщення гідросуміші у вертикальних і похилих трубопроводах.

### Теоретичні положення

Гідропідйом суміші на поверхню виконується з допомогою вуглесосів, живильників або ерліфтів, є заключним процесом, від якого залежить безперервність і ефективність гідротранспорту. Визначення тих чи інших засобів гідропідйому залежить від таких факторів, як продуктивність підприємства, необхідна крупність матеріалу, що транспортується, та висота підйому гідросуміші.

Найбільш поширеними і загальноприйнятими способами гідропідйому суміші на поверхню є вуглесосний і ерліфтний підйоми. Видавання вугілля на висоту до 500 м проводять з допомогою послідовно встановлених вуглесосів. Для видавання суміші на висоту більше як 500 м доцільно використовувати одно чи багатоступеневий ерліфтний підйом, а також вуглесосно-трубчаті завантажувачі-живильники.

Вуглесос 14УВ-6 – призначається для гідропідйому водовугільної суміші крупністю твердих частинок не більше 100 мм і транспортування її на поверхні (наприклад, на збагачувальну фабрику). Корпус вуглесосу має зварнолиту, конструкцію, виготовлену з вилитих корпусних деталей, з'єднаних між собою листами сталі. Задня частина корпусу складена з підводу 1-го ступеня з всмоктувачим патрубком, який разом з кришкою утворює канал всмоктування для підведення суміші до робочого колеса 1-го ступеня відповідного кронштейна з кришкою для встановлення стакана підшипника.

Передня частина складена з корпусу підведення 2-го ступеня з кришкою, які утворюють канал всмоктування для підведення суміші до робочого колеса

2-го ступеня, та відповідного кронштейна з кришкою для вмотування стакана підшипника (рис.9.1).

Ротор вуглесоса складений з вала, робочих коліс, підшипникових і сальникових вузлів, бронецилиндрів, п'яти, набору різьбових і гладких втулок.

Землесос ЗГМ-2М – використовується для перекачування суміші, яка складена з твердих включень (пісок, гравій, шлак, подрібнені гірські породи тощо).

Землесос – це одноступінчатий відцентровий насос консольного типу з робочим колесом із одностороннім входним отвором. Шляхом подачі води під тиском у порожнину землесоса через шість отворів у передній кришці забезпечується захист від абразивного зношення. Охолодження сальникового ущільнювача відбувається подачею в його корпус технологічної води, а підшипників – подачею води у порожнину кронштейна, що є опорною частиною землесоса; до нього кріпиться з допомогою болтів задня кришка. Змащення підшипників відбувається з допомогою прес-маслянки.

Ерліфтом називають пристрій, що забезпечує підймання гідросуміші у трубопроводі шляхом подачі у нього стисненого повітря, який змішується з пульпою і, розширюючись, захоплює її з собою. Основними частинами ерліфтною установки є компресорна станція, трубопровід стисненого повітря і камера змішування, яка встановлена у трубопроводі.

У зв'язку з тим, що висота підйому ерліфтом, що має одну камеру змішування, є обмеженою, то у свердловинах (чи стволах гідрошахт) встановлюють ступеневий ерліфт.

При використанні ерліфтного підйому гідросуміші практично з будь-якої глибини струм у трубопроводах не перевищує 3 МПа.

Ерліфтні гідропідйомники мають продуктивність від 5 до 3200 м<sup>3</sup>/год з тиском стисненого повітря 0,6 – 0,8 МПа.

Послідовне включення ерліфта з вуглесосом (вуглесосно-ерліфтний підйом) дозволяє легко регулювати продуктивність підймання.

В ерліфтному підйомі гідросуміш із зумпфа гідрошахти поступає у підймальний трубопровід, по якому з допомогою стисненого повітря підіймається на поверхню. А далі гідросуміш звільняється від повітря і рухається на збагачувальну фабрику.

Живильники – це апарати навантаження, з допомогою яких відбувається введення матеріалу, що підлягає транспортуванню, у напірні трубопроводи, у яких вода рухається під дією насосів. Величина матеріалу, що навантажується живильниками, залежить від діаметра гідротрубопровода, а сам матеріал у процесі завантаження підлягає певному подрібненню.

Живильники поділяють на дві групи. До першої групи відносять живильники безперервної дії, які виконують безперервну подачу матеріалу у гідропривід (шнекові, відцентрові, гідродинамічні тощо) та живильники циклічної дії, всяких окремі частини подавального пристрою почергово з'єднуються з напірною магістраллю (камерні, роторні, плунжерні, барабанні тощо). До другої групи входять живильники, які працюють без втрат напірної води.

### Режими руху гідросумішей

Гідравлічне транспортування вугілля та породи у вертикальних і похилих трубопроводах можна виконувати у двох режимах (рис.9.1):

- при швидкостях руху гідросуміші, які суттєво більші критичної швидкості для даних умов, тобто при  $U > U_{кр}$  ;
- при швидкостях руху гідросуміші, які близькі або рівні критичній, тобто при  $U = U_{кр}$  .

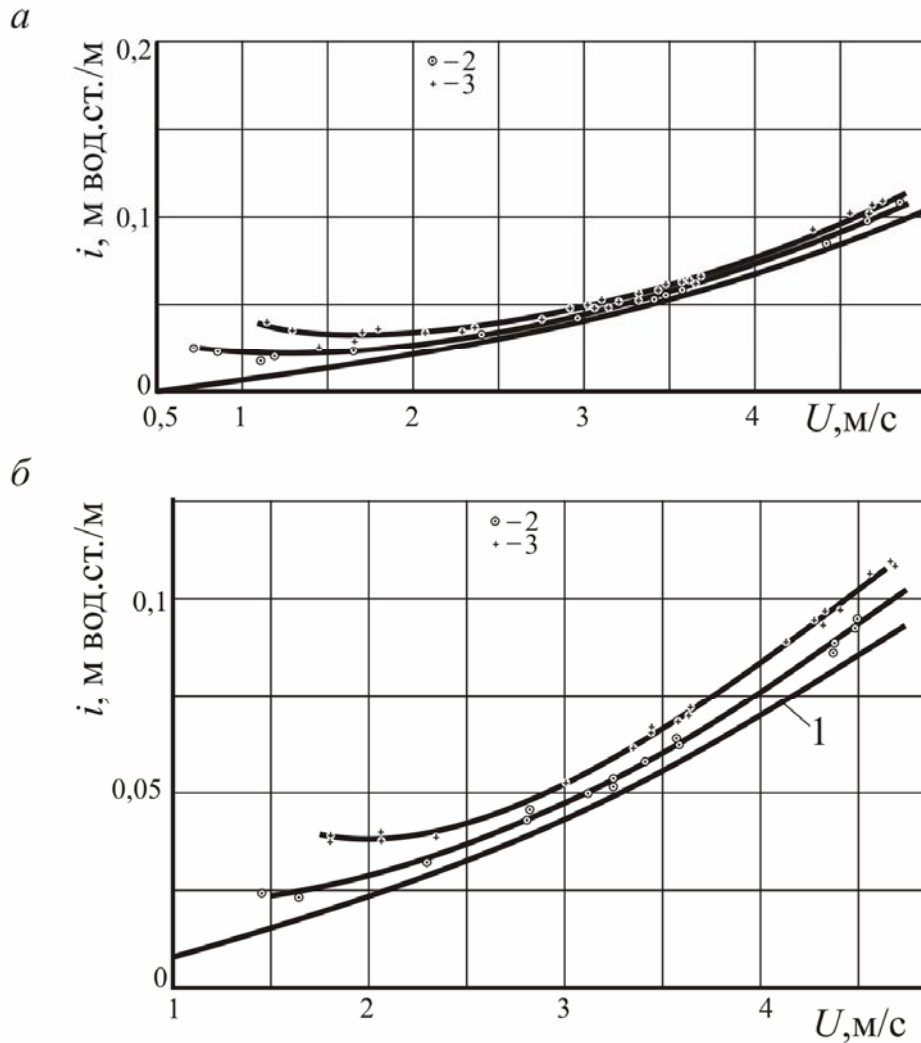


Рис. 9.1. Характерні графіки  $i(U)$  по змінах під час транспортування вугілля по вертикальних трубопроводах: *а* –  $D = 0,2$  м, вугілля  $\gamma_s = 1,4 \cdot 10^3$  марки Г крупністю 3 – 25 мм при вмісті фракцій + 25 мм – 8,2%, 25 – 13 – 12,5%, 13 – 5 – 37%, 5 – 1 – 30%, 1 – 0,5 – 5,7%, 0,5 – 0,25 – 2,5%, – 0,25 – 4,1%; 1 – 3 відповідно  $\gamma_0 = 1 \cdot 10^3$ ;  $\gamma = (1,06 - 1,08) \cdot 10^3$ ;  $\gamma = (1,08 - 1,1) \cdot 10^3$ .  
*б* –  $D = 0,2$  м, вугілля  $\gamma_s = 1,45 \cdot 10^3$  марки Ж крупністю 0 – 75 мм при вмісті фракцій 75 – 25 мм – 10,1%, 25 – 13 – 8,7%, 13 – 5 – 22,5%, 5 – 1 – 19%, 1 – 0,5 – 12,2%, 0,5 – 0,25 – 1,1%, – 0,25 – 16,4%; 1 – 3 відповідно  $\gamma_0 = 1 \cdot 10^3$ ;  $\gamma = (1,07 - 1,09) \cdot 10^3$ ;  $\gamma = (1,1 - 1,2) \cdot 10^3$

Під критичною швидкістю гідросуміші у вертикальному трубопроводі розуміється така мінімальна швидкість, при якій тверді частинки ще перемішуються усім перерізом потоку і, отже, не відбувається зворотного руху частинок у пристінній зоні. За такої швидкості мають місце найменші питомі витрати напору.

Режим руху, що характерний при  $U > U_{кр}$ , у міру зміщення  $U$  поступово веде спочатку до порушень суцільності наступного руху частинок, а потім, до утворення заженого шару у трубопроводі. Для підйомно-транспортних гідроустановок він не становлять ніякого практичного інтересу.

Особливістю переміщення частинок і кусків гірських порід у вертикальних трубопроводах є рух по усьому перерізу потоку з практично рівномірним розподіленням концентрації твердих частинок відносно осі потоку.

Для надійного транспортування вугілля та породи без закупорювання (за наявності горизонтальної ділянки трубопроводу перед вертикальною) необхідно, щоб максимальна крупність частинок не перевищувала третини діаметра трубопроводу, а при вмісті крупних кусків не більше 10% до половини діаметра.

Режим руху гідросумішей із швидкостями, значно більше критичних, внаслідок практично рівномірного розподілення концентрації твердих частинок відносно осі потоку, можна уявити, як рух деякої фіктивної однорідної рідини більшої, ніж у води, питомої ваги:

$$\frac{(U - U'')^2}{\rho \cdot D} > b,$$

де  $U''$  – швидкість стисненого падіння частинок.

Але розглянутий режим визначається великим гідравлічним опором, і його слід вважати нераціональним. Його рекомендують лише за умови, коли треба збільшити продуктивність установки без зміни трубопроводу.

Режим руху гідросуміші зі швидкостями, що дорівнюють або трохи більше критичної, але не більше  $(1,15 - 1,2) U_{кр}$ , є найбільш ефективним. Для запобігання закупорювання трубопроводів максимальне значення концентрації залежно від дисперсного складу вугілля і породи необхідно вибрати згідно з рекомендаціями, викладеними у практичній роботі №8.

Для досягнення надійної і стабільної роботи гідравлічної установки важливо використовувати вугілля і живильники з вертикальними патрубками, які підключаються до трубопроводів без введення у систему горизонтальної ділянки після агрегату. При цьому на спряженні горизонтального патрубка вуглесоса (живильника) з вертикальним трубопроводом рекомендується використовувати коліна з плавним закругленням якомога більшого радіусу (але не менш  $Re = 1,0m$ ).

Експериментальні дослідження показали, що відхилення траси трубопроводу на кут менше  $10 - 12^\circ$  від вертикалі чи горизонталі не впливає на режим транспортування. Для трубопроводів з кутами нахилу менше  $60^\circ$ , з достатньою для практики точністю, режим транспортування необхідно призначити, як для горизонтальних трубопроводів, а більше  $60^\circ$  – як для вертикальних; розрахунок виконується за відповідними формулами у практичній роботі №8.

## Розрахунок параметрів транспортування

До розрахункових параметрів транспортування відносяться:

- критична швидкість  $U_{кр}$ ;
- питомі втрати напору під час руху гідросуміші  $i$ ;
- діаметр трубопроводу  $D$ .

Для режиму руху гідросуміші з великими швидкостями, тобто за умови  $(U - U'')^2 / \partial \cdot D > b$ , робоча швидкість звичайно на порядок більше величини  $U''$ .

Для частинок крупністю більше 2 – 3 мм швидкість стисненого падіння частинок визначається за формулою:

$$U_*'' = U_* (1 - S)^2 \cdot (1 - \delta)^2 \quad (9.1)$$

де  $\delta = \frac{d_{сеп}}{D}$

$D$  – діаметр трубопроводу;

$U_*$  – швидкість вільного падіння.

$$U_* = \sqrt{\frac{\pi}{6} a \cdot g \cdot d_{сеп} \cdot \frac{1}{\Psi}} \quad (9.2)$$

де  $d_{сеп} = \frac{\sum d_i \cdot g_i}{100}$  – усереднений розмір частинок, підрахований з фракційного аналізу;

$d_i$  – середній розмір частинок відповідної фракції;

$g_i$  – процентний склад фракції за вагою;

$\Psi$  – коефіцієнт опору (приймається з табл. 9.1).

Критична швидкість визначається з формули (м/с):

$$U_{кр} = c' \cdot \sqrt{g \cdot D} \sqrt[3]{\frac{a_* \cdot S_2 \cdot U_*''}{\sqrt{d_{сеп}}}} + c' \cdot \sqrt{f \cdot a_* \cdot g \cdot S_3 \cdot D}, \quad (9.3)$$

де  $c' = 1,85 - 2,0$  – дослідна константа;

$S_1, S_2, S_3$  – значення концентрації для тонких, дрібних і крупних фракцій (відповідно 0,2мм, 0,2 – 2(3) мм і більше 2 – 3мм) в сумі, що дають  $S$ ;

$$a_* = \left[ \frac{\gamma_s}{\gamma_0} - (1 + aS_1) \right] / (1 + aS_1), \quad a = (\gamma_s - \gamma_0) / \gamma_0. \quad (9.4)$$

Швидкість стисненого падіння усередненої частинки вугілля крупністю менше 2 мм визначається за формулою:

$$U_*'' = U_* (1 - S)^n. \quad (9.5)$$



## Коефіцієнти опору для різних гірських порід

Гірська порода	Форма частинок	Поверхня частинок	Межа значень
Вугілля, породи різної твердості і міцні руди	Кубовидні, продовгуваті пластичні і подовжені	Свіжеподрібнені	0,50 – 0,70
		Свіжеподрібнені	0,85 – 1,00
Гравій і окатані породи	Шароподібні і продовгуваті Пластичні і подовжені	З гладкою поверхнею	0,22 – 0,30
		Обкатані у потоці	0,40 – 0,60
		Обкатані у потоці	0,80 – 0,95

де  $U_*$  – швидкість вільного падіння частинок для дрібної фракції (м/с)

$$U_* = 68ad_{cep}^\circ + \beta a \quad (9.6)$$

$$\beta = 0,5 \cdot (t/26 - 1) \quad n = 5 \cdot (1 - 0,2 \lg Re) \quad Re = d_{cep}^\circ U_* / \nu$$

де  $\nu$  – кінематична в'язкість (для 0; 10; 15 і 20°C значення  $\nu = 1,73 \cdot 10^{-6}$ ;  $1,14 \cdot 10^{-6}$ ;  $1,0 \cdot 10^{-6}$  м/с<sup>2</sup> відповідно).

Питомі втрати напору для вертикального трубопроводу:

$$i_n = i + i_{cm}, \quad (9.7)$$

де  $i$  – питомі втрати напору на тертя під час руху гідросуміші;

$i_{cm}$  – питомі втрати напору на подолання ваги гідросуміші, чисельно дорівнюють  $i_{cm} = \gamma / \gamma_0$ ;

при «зрівноважувальній» схемі гідропідйому  $i_{cm} = (\gamma - \gamma_0) / \gamma_0$ ;

$\gamma$ ,  $\gamma_0$  – відповідно щільність вугілля і води.

Питома вага гідросуміші  $\gamma = S(\gamma_s - \gamma_0) + \gamma_0$ ,

Питомі втрати напору на тертя для режиму з високими швидкостями:

$$i = i_0(1 + a \cdot S), \quad (9.8)$$

де  $i_0$  – питомі втрати напору під час руху чистої води (знаходять з урахуванням у практичній роботі №8).

Питомі втрати напору під час руху гідросуміші у горизонтальних трубопроводах:

$$i = i_0(1 + a \cdot S_1) + c_1 \cdot a_* \cdot \frac{S_2 U_*'' \sqrt{\delta_0}}{U} + f \cdot a_* \cdot S_3, \quad (9.9)$$

де  $i_0$  – питомі втрати під час руху чистої води зі швидкістю, що дорівнює швидкості гідросуміші, яку визначають згідно з рекомендаціями, викладеними у практичній роботі №8.

$c_1 = 0,3 - 0,45$  – дослідна константа, рекомендується брати для труб

$D = 0,15 - 0,30$  м,  $c_1 = 0,4 - 0,45$ ;  $D = 0,31 - 0,50$  м,  $c_1 = 0,35 - 0,4$ ;

$D = 0,51 - 0,70$  м,  $c_1 = 0,35 - 0,3$ ;

$$\delta_0 = D / d_{cep}^\circ.$$

Значення постійної  $f$  приймають з табл. 8.1 (практична робота №8).

Для випадку транспортування вугілля у суміші з породою розрахунки треба вести по гірничій масі, тобто по середньозваженій щільності вугілля і породи.

Для основного режиму значення робочої швидкості гідросуміші знаходять за величиною  $U_{кр}$ . Критична швидкість визначається з формули:

$$U_{кр} = U_*'' + k \cdot \sqrt{a \cdot g \cdot S \cdot D}, \quad (9.10)$$

де  $k = 2,5 - 3,5$  – граничні значення дослідної константи; рекомендується для частинок  $0 - 3,0$  мм  $k = 2,5$ ; для частинок  $2 - 10$  мм  $k = 2,5 - 3,0$ ; для частинок більше  $10$  мм  $k = 3,0 - 3,5$ ; значення  $U_*''$  визначають за формулами (9.1) і (9.5).

Питомі втрати напору на тертя під час руху гідросумішей в основному режимі визначаються з формули:

$$i = i_0 \left[ 1 + 10a \cdot S \cdot \frac{g \cdot D}{(U - U_*'')^2} \right]. \quad (9.11)$$

Швидкість гідросуміші та діаметр трубопроводу на горизонтальній ділянці малої відстані (приблизно  $10 - 20$  м) визначається за витратами гідросуміші, що встановлюють для гідропідійомної установки. При цьому слід враховувати рекомендації.

Порівняння параметрів транспортування гідросуміші у вертикальних і горизонтальних трубах свідчить, що режим транспортування з мінімальними втратами напору у вертикальних трубах настає при швидкостях  $0,5 - 0,8$  від критичної швидкості у горизонтальних трубах.

Якщо магістральна гідравлічна транспортна установка включає вертикальну ділянку малої довжини порівно з горизонтальною, то визначення параметрів транспортування і режимів роботи відбувається по горизонтальній ділянці за методикою, викладеною у практичній роботі №8. У цьому випадку вплив вертикальної ділянки враховується при визначенні необхідного напору, що розвиває насос, у той же час вибрана робоча швидкість руху гідросуміші у горизонтальній трубі завжди підійде і для вертикальної труби.

Якщо гідравлічна транспортна система складена з похилого трубопроводу або вимагає таку ділянку у своїй трасі, то швидкість гідросуміші в ній приймається, як для горизонтального (при куті нахилу  $60^\circ$ ) трубопроводу. Питомі втрати напору на похилій ділянці з достатньою точністю можуть бути визначені з формули

$$i_n = i_n + i_{cm}, \quad (9.12)$$

де  $i_n$  - питомі втрати напору на тертя під час руху гідросуміші у похилому трубопроводі, у першому наближенні;  $i_n \approx i_{60}$  - при кутах нахилу до  $60^\circ$ ;  $i_n \approx i_e$  - при кутах нахилу більше  $60^\circ$ ;

Тут  $i_e$  та  $i_e$  - відповідно питомі втрати напору у вертикальному і горизонтальному трубопроводі.

$i_{cm}$  - втрати напору за рахунок геодезії похилої ділянки.

Під час гідравлічного транспортування вугілля в суміші з породою розрахунки необхідно вести за гірничою масою, тобто за середньо зваженою щільністю суміші вугілля з породою.

### Контрольний приклад

**Приклад №1.** Розрахувати гідропідйомну установку для наступних умов: транспортується вугілля у кількості 200 т/год;  $\gamma_s = 1500 \text{ кг/м}^3$ ,  $H = 400\text{м}$ ; зневоднювальна установка на поверхні розміщується на відстані 20 м від устя ствола шахти, гранулометричний склад вугілля: 0 – 0,2 мм – 20%; 0,2 – 1,0 мм – 21%; 1 – 2 мм – 9%; 2 – 3 мм – 7%; 3 – 13 мм – 25%; 13 – 25 мм – 10%; 25 – 50 мм – 8%, концентрація  $S = 0,2$ .

#### Розв'язок:

1. Режим транспортування гідросуміші у трубопроводах установки приймаємо  $U \geq U_{кр}$ .

2. Визначаємо значення критичної швидкості за формулою (9.10)

$$U_{кр} = U'' + K \cdot \sqrt{a \cdot s \cdot g \cdot D} = 0,12 + 3,2 \cdot \sqrt{0,5 \cdot 0,2 \cdot 9,81 \cdot 0,25} = 1,7 \text{ м/с},$$

де  $K = 3,2$  – дослідна константа;

$$U'' = U' \cdot (1 - S)^2 \cdot \left[ 1 - \left( \frac{d\varphi}{D} \right)^2 \right] = 0,19 \cdot (1 - 0,2)^2 \cdot \left[ 1 - \left( \frac{0,00840}{0,250} \right)^2 \right] = 0,12 \text{ м/с}.$$

Діаметр трубопроводу з умовами забезпечення надійності транспортування приймаємо у першому наближенні  $D = 3d \text{ м} = 3 \cdot 75 = 225 \text{ мм}$

Приймаємо  $D = 0,250 \text{ м}$ .

$$U_* = \sqrt{\frac{\pi}{6} \cdot a \cdot g \cdot d_\varphi \cdot \frac{1}{\Psi}} = \sqrt{\frac{3,14}{6} \cdot 0,15 \cdot 9,81 \cdot 0,00840 \cdot \frac{1}{0,6}} = 0,19 \text{ м/с}.$$

$\Psi = 0,6$  – значення коефіцієнта опору, вибраного з табл. 9.1.

$$d_{сер} = \frac{0,2 \cdot 20 + 0,6 \cdot 21 + 1,5 \cdot 9,0 + 2,5 \cdot 7,0 + 8 \cdot 25,0 + 19 \cdot 10 + 50 \cdot 8,0}{100} = 8,4 \text{ мм}$$

Середньозважений розмір частинок:

Оскільки погодинний розхід (витрати) гідросуміші

$$Q = \frac{V}{\gamma_s \cdot S} = \frac{200 \cdot 1000}{1500 \cdot 0,2} = 667 \text{ м}^3/\text{год},$$

то середня швидкість руху гідросуміші при  $D = 0,250 \text{ м}$  складе

$$U = \frac{667}{3600 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,25^2}{4}} = 3,8 \text{ м/с}.$$

Це значення  $U$  значно перевищує  $1,2 U_{кр}$ .

Приймаємо нове значення  $D = 0,350 \text{ м}$ . Тоді з формули (9.10)

$$U_{кр} = 0,12 + 3,2 \cdot \sqrt{0,5 \cdot 0,2 \cdot 9,81 \cdot 0,35} = 1,99 \text{ м/с}.$$

Робоча швидкість при  $D = 0,350$  м складає:

$$U = \frac{667}{3600 \cdot \frac{3.14 \cdot 0.35^2}{4}} = 1.92 \text{ м/с.}$$

Приймаємо  $U = 1.92$  м/с.

3. Перевіряємо швидкість гідросуміші на горизонтальній ділянці при  $D = 0.350$  м згідно з формулою (9.3) для режиму  $U \geq U_{кр}$

$$U_{кр} = c' \sqrt{gD} \sqrt[3]{\frac{a_* S_2 U_*''}{\sqrt{d_{ср}^{\circ}}}} + c'' \sqrt{f a_* g S_3 D} = 1.9 \sqrt{9.81 \cdot 0.35} \cdot \sqrt[3]{\frac{0.47 \cdot 0.06 \cdot 0.01}{\sqrt{0.0084}}} + \dots$$

$$+ \rightarrow + 6.5 \sqrt{0.25 \cdot 0.47 \cdot 9.81 \cdot 0.1 \cdot 0.35} = 2.06 \text{ м/с,}$$

де  $c' = 1,9$ ;  $c'' = 6,5$ ;  $f = 0,25$  – вибрані значення дослідних констант;

$S_1 = 0,04$ ;  $S_2 = 0,06$ ;  $S_3 = 0,1$  – значення концентрації для тонних, дрібних і крупних частинок, що дають у сумі  $S$ :

$$U_*'' = 0.018 \cdot (1 - 0.2)^{3.45} = 0.01 \text{ м/с,}$$

$$\text{де } n = 5 \cdot \left( (1 - 0.2) \cdot \lg \frac{0.0011 \cdot 0.036}{1.45 \cdot 10^{-6}} \right) = 3.45;$$

$$U_* = 68 \cdot 0.5 \cdot 0.084 - 0.21 \cdot 0.5 = 0.018 \text{ м/с,}$$

$$\text{де } \beta = 0.5 \left( \frac{t}{26} - 1 \right) = 0.5 \left( \frac{15}{26} - 1 \right) = -0.21;$$

$$d_{ср} = \frac{0.2 \cdot 20 + 0.6 \cdot 21 + 1.5 \cdot 9.0 + 2.5 \cdot 7.0}{5.7} = 0.084 \text{ см, } t = 15^{\circ}\text{C}$$

$$a_* = \frac{1500}{1000} - \frac{(1 + 0.5 \cdot 0.4)}{1 + 0.5 \cdot 0.04} = 0.47.$$

Таким чином, для горизонтальної ділянки трубопроводу можна змонтувати із труб меншого діаметра. Приймаємо діаметр трубопроводу на горизонтальній ділянці  $D = 0,325$  м. Тоді  $U = 2,23$  м/с ( $U_{кр} \approx 1,9$  м/с).

4. Загальні питомі втрати напорів:

а) на вертикальній ділянці

$$i_n = i + i_{cm} = 1,1 + 0,21 = 1,121 \text{ м вод. ст./м,}$$

$$\text{де } i = 0.01 \left[ 1 + 10 \cdot 0.5 \cdot 0.2 \cdot \frac{9.81 \cdot 0.350}{(1.93 - 0.12)^2} \right] = 0.021 \text{ м вод. ст./м}$$

відповідно до формули (9.2) – витрати на тертя.

$i = 0.001$  м вод. ст./м – питомі втрати напорів для чистої води – з номограми рис 8.2 (практична робота №8).

$$i_{cm} = \gamma / \gamma_0 = \frac{s(\gamma_s - \gamma_0) + \gamma_0}{\gamma_0} = \frac{0.2 \cdot (1500 - 1000) + 1000}{1000} \Rightarrow \dots \Rightarrow 1.1 \text{ м вод. ст. на 1 м.}$$

статичні втрати напорів на подолання ваги стовпа гідросуміші;

б) на горизонтальній ділянці за формулою (9.10)

$$i_{cm} = 0.016(1 + 0.5 \cdot 0.04) + 0.45 \cdot 0.47 \cdot \frac{0.06 \cdot 0.01}{2.23} \sqrt{\frac{0.325}{0.0084}} + 0.25 \cdot 0.47 \cdot 0.1 = 0.0293 \text{ м вод}$$

ст. на 1 м.

де  $c_I = 0.45$  – прийняте значення дослідної константи;

0,016 м вод. ст./м – питомої втрати напруги для чистої води з номограми рис. 8.2 при  $s'' = 41.5$  (практична робота №8).

Повний необхідний напір на подолання гідравлічних опорів і стовпа під час руху гідросуміші у транспортних комунікаціях гідропідйомної установки

$$H_H = 1.1 \cdot (1.121 - 400 + 0.0293 \cdot 20) \approx 500 \text{ м вод. ст.}$$

де  $K=1.1$  – коефіцієнт, який враховує втрати у місцевих опорах.

Приклад 2. Розрахувати гідропідйомну установку, обладнану живильником для таких умов транспортування порід  $\gamma_s = 2650 \text{ кг/м}^2$ ;  $V_s = 120 \text{ м/год}$ ,

$H = 400 \text{ м}$ ;

гранулометричний склад породи : 0,15 – 0,25 мм – 5%; 0,2 – 1,0 мм – 10%;

1,0 – 2,0 мм – 20%; 2 – 3 мм – 10%; 3 – 13 мм – 30%; 13 – 25 мм – 20%;

25 – 55мм – 5%; відстань від устя ствола до відвалу 100 м.  $S = 0.15$ .

Розв'язок:

1. Режими транспортування гідросуміші у вертикальному трубопроводі вибираємо  $U \geq U_{кр}$

2. Визначаємо  $U_{кр}$  згідно (9.10)

$$U_* = 0.25 + 3.2 \cdot \sqrt{1.65 \cdot 0.15 \cdot 9.81 \cdot 0.175} = 2.34 \text{ м/с,}$$

$$\text{де } U = 0.35 \cdot (1 - 1.15)^2 \cdot \left[ 1 - \left( \frac{0.0093}{0.175} \right)^2 \right] = 0.25 \text{ м/с;}$$

$$U_* = \sqrt{\frac{3.14}{6} \cdot 1.65 \cdot 0.0088 \cdot \frac{1}{0.6} \cdot 9.81} = 0.35 \text{ м/с,}$$

$\Psi = 0.6$  – значення коефіцієнта опору, вибраного з табл. 9.1

$$d_{cp} = \frac{0.2 \cdot 5 + 0.6 \cdot 10 + 1.5 \cdot 20 + 2.5 \cdot 10 + 8 \cdot 30 + 19 \cdot 20 + 40 \cdot 5}{100} = 8.8 \text{ мм}$$

середньозважений розмір частинок;

$$D = 3d, \quad m = 3 \cdot 55 = 165 \text{ мм; приймаємо } D = 0.175 \text{ м;}$$

$$a = \frac{2650 - 1000}{1000} = 1.65.$$

Оскільки погодинна витрата гідросуміші:

$$Q = \frac{120 \cdot 1000}{2650 \cdot 0.15} = 302 \text{ м}^3/\text{год,}$$

то швидкість руху гідросуміші при  $D = 0.175 \text{ м}$ :

$$U = \frac{302}{3600 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,175^2}{4}} = 3,5 \text{ м/с}$$

Одержуємо для вертикального трубопроводу режим транспортування із швидкістю 3,5 м/с. Така швидкість суттєво перевищує  $1,2 U_{кр}$ , тому призначаємо новий діаметр трубопроводу  $D = 0,20$  м

Визначаємо за формулою (9.10)

$$U_{кр} = 0,25 + 3,2 \cdot \sqrt{1,65 \cdot 0,15 \cdot 9,81 \cdot 0,2} = 2,5 \text{ м/с.}$$

Робоча швидкість гідросуміші:

$$U = \frac{302}{3600 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,2^2}{4}} = 2,68 \text{ м/с.}$$

Остаточно приймаємо швидкість  $U = 2,68$  м/с.

Перевіримо швидкість гідросуміші у горизонтальній ділянці трубопроводу

$$U_{кр} = 1,9 \cdot \sqrt[3]{9,81 \cdot 0,2} \cdot \sqrt{\frac{1,6 \cdot 0,045 \cdot 0,07}{\sqrt{0,0011}}} + \dots + \rightarrow + 6,5 \cdot \sqrt{0,4 \cdot 1,6 \cdot 9,81 \cdot 0,0975 \cdot 0,2} = 3,65 \text{ м/с,}$$

де  $c' = 1,9$ ;  $c'' = 6,5$ ; і  $f = 0,4$  – значення дослідних констант;

$S_1 = 0,075$ ;  $S_2 = 0,045$ ;  $S_3 = 0,0975$  – концентрації у частках від загальної  $S = 0,015$ :

$$U_*'' = 0,11 \cdot (1 - 0,15)^{2,98} = 0,07 \text{ м/с,}$$

де  $n = 5 \cdot (1 - 0,2 \lg \text{Re}) = 5 - \lg \frac{0,0011 \cdot 0,11}{1,145 \cdot 10^{-6}} = 2,98$

$$U_* = 68 \cdot 1,65 \cdot 0,11 - 0,21 \cdot 1,65 = 0,11 \text{ м/с,}$$

$$a_x = \frac{\frac{2650}{1000} - (1 + 1,65 \cdot 0,0075)}{1 + 1,65 \cdot 0,0075} = 1,60;$$

$$d_{сее} = \frac{0,2 \cdot 5 + 0,6 \cdot 10 + 1,5 \cdot 20}{35} = 1,065 \text{ мм} = 1,1 \text{ мм.}$$

Така швидкість не може бути одержана для горизонтального трубопроводу  $D = 0,20$  м.

Прийемо для горизонтальної ділянки трубопровод з трубами  $D = 0,175$  м. Тоді при витратах гідросуміші  $302 \text{ м}^3/\text{год}$  робоча швидкість на горизонтальній ділянці буде:

$$U = \frac{302}{3600 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,175^2}{4}} = 3,5 \text{ м/с.}$$

3. Загальні питомі втрати напору:

а) на вертикальній ділянці

$$i_n = 0,051 + 0,248 = 0,299 \text{ м вод. ст./м,}$$

$$\text{де } i = 0,28 \cdot \left[ 1 + 10 \cdot 1,65 \cdot 0,15 \cdot \frac{9,81 \cdot 0 \cdot 200}{(2 \cdot 68 - 0,25)^2} \right] = 0,051 \text{ м вод. ст./м};$$

$i_o = 0,028$  м вод. ст./м – втрати по воді із напорами, рис. 8.2 (практична робота №8);

$$i_{cr} = \frac{\gamma - \gamma_o}{\gamma_o} = \frac{S \cdot (\gamma_s - \gamma_o)}{\gamma_o} = \frac{0,15 \cdot (2650 - 1000)}{1000} = 0,248 \text{ м вод ст./м};$$

б) на горизонтальній ділянці

$$i = 0,056 \cdot (1 + 1,65 \cdot 0,0075) + 0,45 \cdot 1,6 \cdot \frac{0,045 \cdot 0,07}{3,5} \cdot \sqrt{\frac{0,175}{0,0011}} + 0,4 - 1,60 \cdot 0,0975 = 0,127 \text{ м вод. ст./м};$$

$i_o = 0,056$  м вод. ст./м – втрати по чистій воді з напорами, (рис. 8.2)

$$C_1 = 0,45 \quad \text{і} \quad f = 0,4.$$

4. Повний необхідний напір на подолання гідравлічних опорів і напору гідросуміші

$$H_n = 1,1 \cdot (0,299 \cdot 400 + 0,127 \cdot 100) = 146 \text{ м вод. ст.}$$

Для витрат гідросуміші 302 м<sup>3</sup>/год вибираємо вуглесос, наприклад типу 8 ШНВ (при швидкості обертання 1450 об/хв).

Якщо прийняти для заданих витрат гідросуміші за характеристикою для води (з урахуванням додаткового напору на місцеві опори 5 – 10% від  $H_n$ ),

$$H_n = 153 \text{ м вод. ст. і } N_o = 185 \text{ кВт.}$$

то при роботі на гідросуміші

$$H_{rc} = H_n \cdot \left[ 1 + K \cdot \left( \frac{\gamma - \gamma_o}{\gamma_o} \right)^n \right] = 153 \cdot \left[ 1 + 1,1 \cdot \left( \frac{1500 - 1000}{1000} \right) \cdot 2,98 \right] = 299.$$

Необхідна потужність на валу вуглесоса складе

$$N_{rc} = N_o \cdot \frac{\gamma}{\gamma_o} = 185 \cdot \frac{1500}{1000} = 278 \text{ кВт.}$$

Перевіряємо відповідність заданих витрат гідросуміші, що може розвинути землесос при даному значенні  $\gamma$

$$Q \leq Q_m \cdot \frac{1}{(1,05 \div 1,1) \cdot \frac{\gamma}{\gamma_o}}; \quad 302 \text{ м}^3/\text{год} \leq \frac{700}{1,07 \cdot \frac{1500}{1000}}; \quad 302 \leq 437 \text{ м}^3/\text{год},$$

де  $Q_m = 700$  м<sup>3</sup>/год – максимальна витрата гідросуміші.

Перевірка показала, що землесос 8 ШНВ забезпечує необхідну продуктивність на гідросуміші при  $\gamma = 1500$  кг/м<sup>3</sup>.

## **Завдання на самостійну роботу**

Необхідно уважно ознайомитись із змістом практичної роботи, контрольними запитаннями і рекомендованою літературою. Чітко уявити сутність гідротранспортування суміші у вертикальних і похилих трубопроводах, і методики розрахунку параметрів гідравлічного транспортування кускового вугілля та породи.

У звіті в розділі “Опис специфіки гідротранспортування” показати сутність методу переміщення вантажів трубопровідним транспортом; технологічних комплексів гідромеханізації гірничих робіт і при геотехнологічних методах розробки родовищ; обладнання для гідравлічного транспорту; організацію робіт; переваги і недоліки даного методу транспортування. Вибрати і коротко описати технологічну схему гідротранспорту у вертикальних і похилих трубопроводах; дати оцінку розрахованим параметрам гідротранспорту для можливості проектування раціональної технології транспортування вантажів. Скласти звіт.

### **Контрольні запитання**

1. Поясніть сутність вугленосного підймання гідросуміші.
2. Поясніть сутність ерліфтного підйому.
3. Що являє собою вуглесосно-ерліфтний підйом?
4. Що таке живильники на гідротранспорті?
5. Яким чином визначають питомі втрати напору на номограмі?
6. Що являє собою термін “Напір гідросуміші”?
7. Як впливає крупність матеріалу на гідротранспортування суміші у вертикальних і похилих трубопроводах?

### **Звіт про роботу**

У звіті відобразити пункти, зазначені у розділі 1 (що відносяться до звіту) та відзначити питання:

1. Мета роботи.
2. Анотація задач.
3. Опис формул.
4. Розрахунок параметрів гідравлічного транспорту у вертикальних і похилих трубопроводах.
5. Опис специфіки гідротранспортування з відображенням питань, які викладені в розділі “Завдання на самостійну роботу”.
6. Висновки (лаконічно викласти результати роботи).

### **Вихідні показники**

Варіанти вихідних даних наведені в табл. 9.2.

Вихідні показники, яких не вистачає, прийняти з контрольного прикладу.



Варіанти завдань з розрахунку параметрів гідравлічного транспортування у вертикальних і похилих трубопроводах

Варіант	Вихідні показники				
	матеріал для гідротранспортування	$\gamma_s$ , кг/м <sup>3</sup>	$V_s$ , м/Г	$H$ ,м	$Q_m$ м <sup>3</sup> /Год
1	Порода	1600	150	600	1000
2	Вугілля	1500	100	500	750
3	Порода	1400	140	400	650
4	Вугілля	1300	110	300	500
5	Щебінь	1200	120	650	900
6	Гравій	1100	160	550	800
7	Вугілля	1000	130	450	710
8	Порода	1150	90	350	680
9	Порода	1250	160	420	790
10	Вугілля	1350	145	480	850

### Рекомендована література

1. Смолдырев А.Е. Рекомендуемые методы расчета гидравлического транспорта. Руководство по инженерным методам расчета гидротранспорта угля и породы [Текст] / А.Е. Смолдырев. – М.: ИГД им. А.А. Скочинского, 1964. – 52 с.
2. Коденцов А.Я. Гидротехнология на шахтах [Текст] / А.Я. Коденцов – М.: Недра, 1984. – 320 с.
3. Лобанов Д.П. Гидромеханизация геологоразведочных и горных работ [Текст] / Д.П. Коденцов, А.Е. Смолдырев. – М.: Недра, 1982. – 342 с.

## 11. ПРАКТИЧНА РОБОТА № 10

### Розрахунок параметрів спорудження підземних газо нафтосховищ

**Мета роботи:** освоїти методику розрахунку параметрів спорудження підземних газо нафтосховищ гірничим і геотехнологічним способами та підземними вибухами (звичайними і ядерними).

**Завдання роботи:** виконати практичне завдання з розрахунку параметрів спорудження підземних порожнин звичайними і ядерними вибухами, дати інженерну оцінку цим способам будівництва газонафтосховищ, освоїти сутність спорудження сховищ у непроникних і проникних (тріщинуватих) гірських породах, у кам'яній солі і вибуховими методами.

У результаті проведення практичного заняття студенти повинні:

- знати: сутність різних способів побудови підземних газонафтосховищ і методику розрахунку параметрів;
- вміти: вибрати відповідну технологічну схему спорудження підземних газо нафтосховищ у конкретних гірничо-геологічних умовах.

### Теоретичні положення

У світовій практиці резервуаробудування широке розповсюдження одержали підземні сховища для нафти, нафтопродуктів та скраплених газів. Причому одні й ті ж ємності можуть використовуватись як для зберігання нафти й нафтопродуктів, так і скраплених газів.

Актуальність і перспективність проблеми підземного зберігання енергетичних ресурсів обумовлена декількома факторами: нерівномірність та сезонність використання енергоресурсів; ріст об'ємів видобутку нафти й газу, виробництва нафтопродуктів та скрапленого газу; перспективи розвитку трубопровідного транспорту; необхідність зниження втрат енергоресурсів, що мають місце при зберіганні у поверхневих резервуарних ємностях; підвищення економічності зберігання за рахунок зменшення металомісткості та експлуатаційних витрат; необхідність створення гарантійних запасів нафти й газу та спеціальних резервів; охорона навколишнього середовища.

Основним показником, що характеризує ритмічність системи “видобування-переробки-споживання” є коефіцієнт резервуарної забезпеченості  $\alpha$ . Це відношення ємностей існуючого товарного парку по кожному  $V$  ( $\text{м}^3$ ) до об'єму річного виробництва цього ресурсу  $A_p$  ( $\text{м}^3$ ).

$$d = \frac{V_c}{A_p} \quad (10.1)$$

### Класифікація підземних газонафтосховищ

Газонафтосховища поділяють на три групи. Підземні сховища першого типу створюються в міцних та щільних гірських породах шахтним способом і в гірничих виробках відпрацьованих рудників. Сховища другого типу створюються у відкладеннях кам'яної солі геотехнологічним способом: розчиненням солі водою через бурові свердловини. Для будівництва сховищ третього типу

використовується енергія потужних підземних вибухів, які сприяють ущільненню вміщуючих порід і утворенню в них порожнин. Підземні сховища шахтного типу поділяються на три види. До першого виду відносяться газонафтохранилища, в яких герметичність підземних ємностей забезпечується непроникністю вміщуючих порід. У газонафтохранилищах другого виду герметичність підземних ємностей зумовлена підпором продукту, що зберігається, підземними водами.

Підземні газонафтохранилища шахтного типу  
у непроникних гірських породах

Виробки-ємності підземних шахтних газонафтохранилищ цього виду розміщуються у спеціально вибраній товщі практично непроникних порід (стійких, нестійких), що забезпечують зберігання ресурсів без допоміжної ізоляції внутрішньої поверхні ємностей (рис.10.1). Відомі випадки розміщення виробок-ємностей у гіпсах, вапняках, доломітах, глинистих сланцях, гранітах, глинах багатолітньо мерзлих породах.

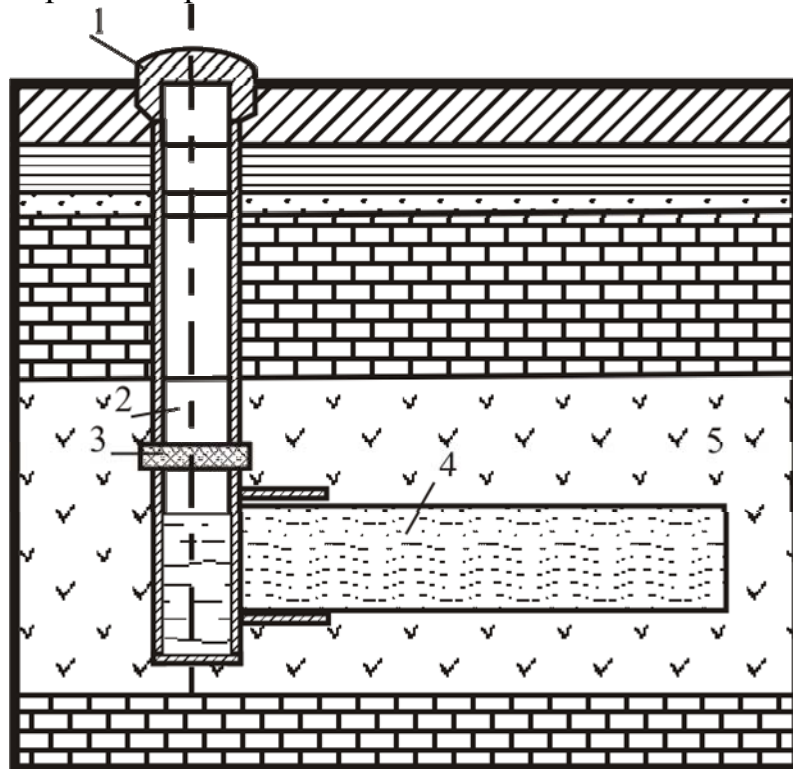


Рис.10.1. Схема сховища шахтного типу у непроникних породах:  
1 – оголовок стовбура; 2 – стовбур; 3 – герметична перемичка; 4 – виробка-ємність; 5 – товща непроникних порід

Ці об'єкти будуються практично значних об'ємів. Сховища мають різні розміри поперечного перерізу, причому їх прогони та висота визначаються виходячи з фізико-механічних властивостей вміщуючих порід. За схемою розкриття шахтні газонафтохранилища поділяють на сховища з вертикальним стовбуром, похилою розкривною виробкою та штольнею (горизонтальною виробкою).

Визначення того чи іншого способу розкриття, як показано на рис. 10.2, відбувається залежно від розміщення робочої товщі порід (глибини залягання і виходу на поверхню) та рельєфу місцевості. За числом видів продуктів, що одночасно зберігаються шахтні сховища поділяються для одного (див. рис. 10.2,а) і декілька продуктів-комплексні сховища.

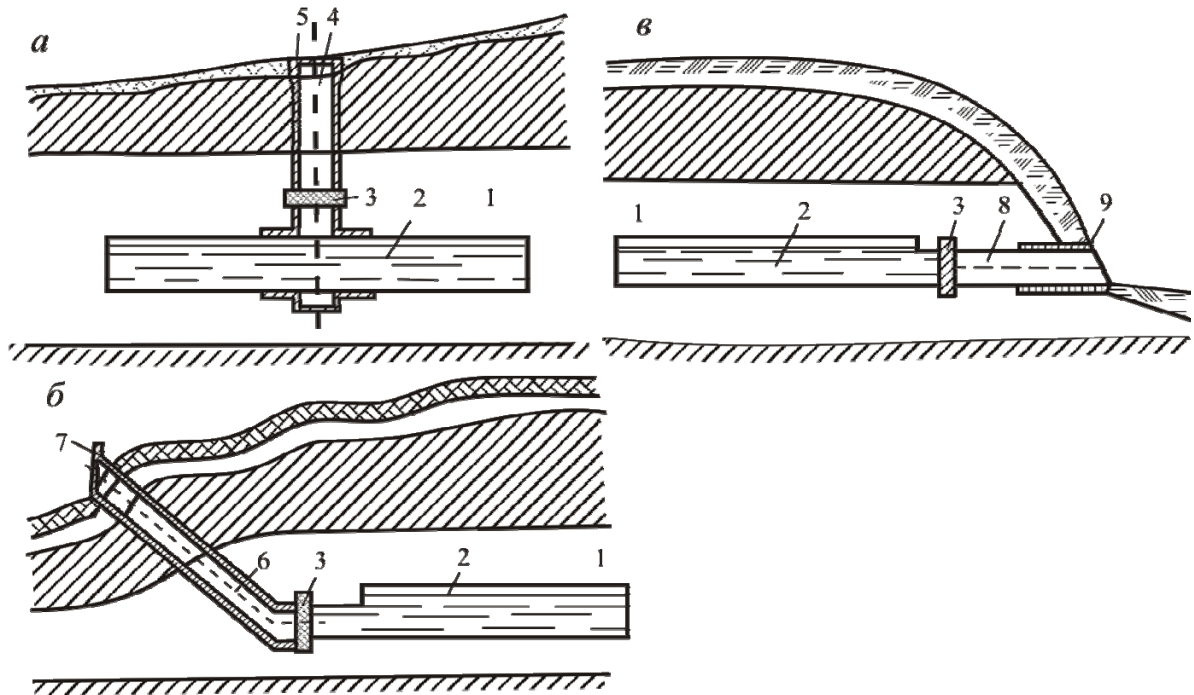


Рис. 10.2. Схема шахтних сховищ з вертикальною (а), похилою (б) і горизонтальною (в) розкривними виробками: 1 – товща непроникних порід; 2 – виробка-ємність; 3 - герметична перемичка; 4 – вертикальна розкривна виробка; 5 – оголовок; 6 – похила розкривна виробка; 7 – устя стовбура; 8 – горизонтальна розкривна виробка; 9 – портал

На рис. 10.3 показана принципова схема сховища для продуктів двох видів. При необхідності зберігання більшої кількості різних ресурсів кількість виробок-ємностей у сховищі відповідно збільшується і вони розміщуються у площині пласта паралельно одна одній.

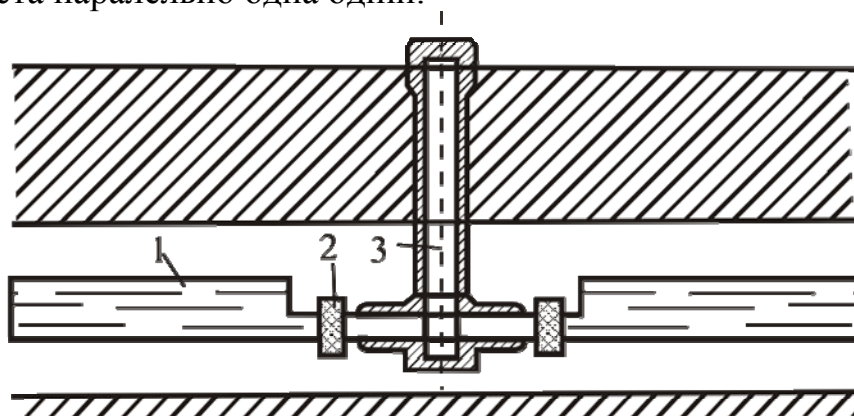


Рис.10.3. Схема комплексного шахтного сховища: 1 – виробки-ємності для різних продуктів; 2 – герметичні перемички; 3 – стовбур

За способом видачі продуктів, що зберігаються, розрізняють два види шахтних сховищ: з відкачуванням продуктів насосами, тобто з розташуванням обладнання під землею у сховищах скраплених газів і нафтопродуктів, а також з використанням способів, що усувають необхідність мати обладнання під землею у сховищах скраплених газів (ерліфт, відбір парів скраплених газів, видавлювання рідкої фази газів парами).

Шахтні сховища з відкачуванням продуктів насосами (рис.10.4) в свою чергу поділяються на сховища з заглибними насосами і з насосами, які розміщуються у підземних насосних камерах. Заглибні насоси у сховищах на один вид продукту розміщуються у стовбурі, а в комплексних сховищах – у спеціальних експлуатаційних свердловинах. Підземні насосні станції шахтних сховищ можуть бути обладнані як насосами з горизонтальним валом (рис.10.4,б), так і заглибними насосами артезіанського типу (рис.10.5,в), коли довжина вала не забезпечує можливості встановлення й експлуатації їх з поверхні.

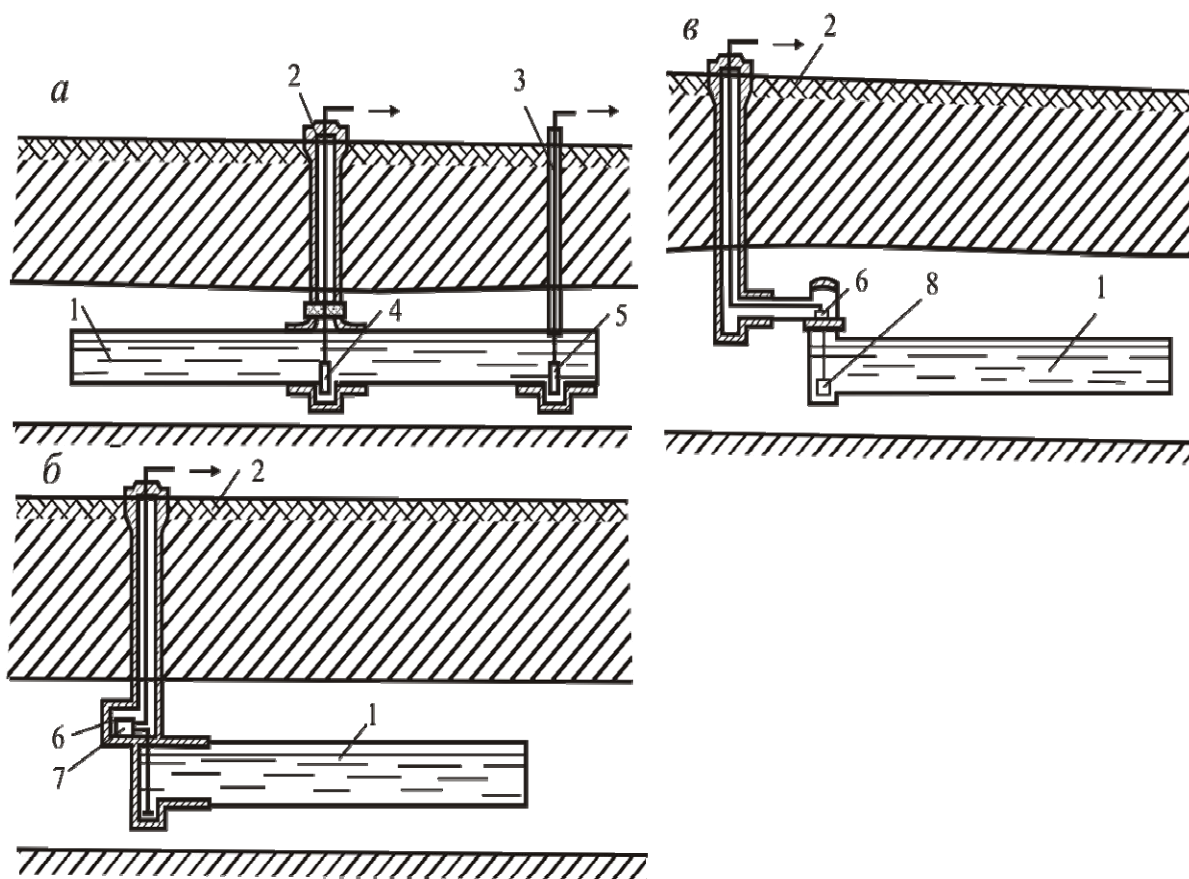


Рис.10.4. Схема шахтних сховищ з заглибними насосами (а) і насосами, які розміщують у підземних насосних камерах (б, в): 1 – вирока-ємність; 2 – стовбур; 3 – експлуатаційна свердловина; 4, 5 – можливе розміщення заглибного насосу відповідно у стовбурі і свердловині; 6 – підземна насосна камера; 7 – насос з горизонтальним валом; 8 – артезіанський насос

Для використання способів відбору продуктів без встановлення під землею обладнання (ерліфт, видавлювання, відбирання парів) необхідні тільки трубопроводи, які розміщуються у стовбурах або експлуатаційних свердловинах.

У газосховищах, що побудовані у непроникних породах, ресурси зберігаються при температурі породного масиву, яка складає для середніх глибин закладення виробок-ємностей 7 – 10° С. За таких температур нафта і нафтопродукти зберігаються практично при атмосферному тиску. Вуглеводневі гази (бутан, пропан, етан, пропілен та ін.) утримуються у виробках-ємностях у скрапленому стані під достатнім тиском, що відповідають пружності парів кожного газу при температурі порід.

Враховуючи, що сховища розміщуються в практично непроникних породах, потрапляння підземних вод у виробки-ємності виключено, а природна волога у таких породах знаходиться у міцно зв'язаному стані і не може призвести до скільки-небудь значному зволоженню ресурсів. Такі сховища розміщують в стійких породах, вони найбільш економічні тому, що не потребують зведення суцільного і дорогого кріплення у виробках.

Економічна ефективність створення підземних газонафтосховищ у непроникних породах значно зростає, коли як ємності використовують гірничі виробки, що залишились після розробки корисних копалин або ліквідації інженерних підземних споруд. Це пов'язано з виключенням зі складу витрат на створення підземних сховищ майже повністю основної статті витрат на проведення гірничих виробок, яка у більшості випадків складає більше половини корисної вартості будівництва сховищ.

Використання всіх виробок якої-небудь підземної споруди чи відпрацьованого гірничорудного підприємства виконується у тому випадку, коли прилаштовані виробки забезпечують герметичність або ця герметичність може бути досягнута нескладними інженерними заходами (тампонаж, торкретування стінок виробок та ін.). При цьому такі сховища, як правило, можуть вміщувати величезні об'єми ресурсів.

На рис 10.5 зображена схема підземного сховища, яка передбачає використання усього комплексу гірничих виробок у відпрацьованій частині шахтного поля підприємства, що розробляло поклади кам'яної солі. Під виробки-ємності використовуються як очисні камери 6, так і пристовбурний двір і виробки допоміжного призначення 4, що розташовані у товщі соленосних порід. Герметизація сховища виконується перемичками 7, які розміщені у нижній частині стовбура.

Пристосування відпрацьованих виробок виконується з незначним обсягом гірничо-будівельних робіт: зачищення підошви виробок-ємностей і впорядкування бетонної вирівняної стяжки, ремонту стовбурів, спорудження герметичних перемичок, буріння провітрювальних свердловин, проходження насосних зумпферів та ніші для рівнеміра. До обсягу робіт з технологічного упорядкування підземного сховища входять придбання і монтаж експлуатаційного обладнання, а також будівництво наземних споруд, необхідних для виконання технологічних операцій. До складу наземного комплексу сховища входять



об'єкти енерго- та, водопостачання, каналізації, вентиляції, освітлення, пожежогасіння. При цьому з існуючих на території шахти споруд для забезпечення експлуатації сховища можуть бути використанні котельна, трансформаторна підстанція, механічний цех та електроцех, будівлі підйомних машин та вентиляторів.

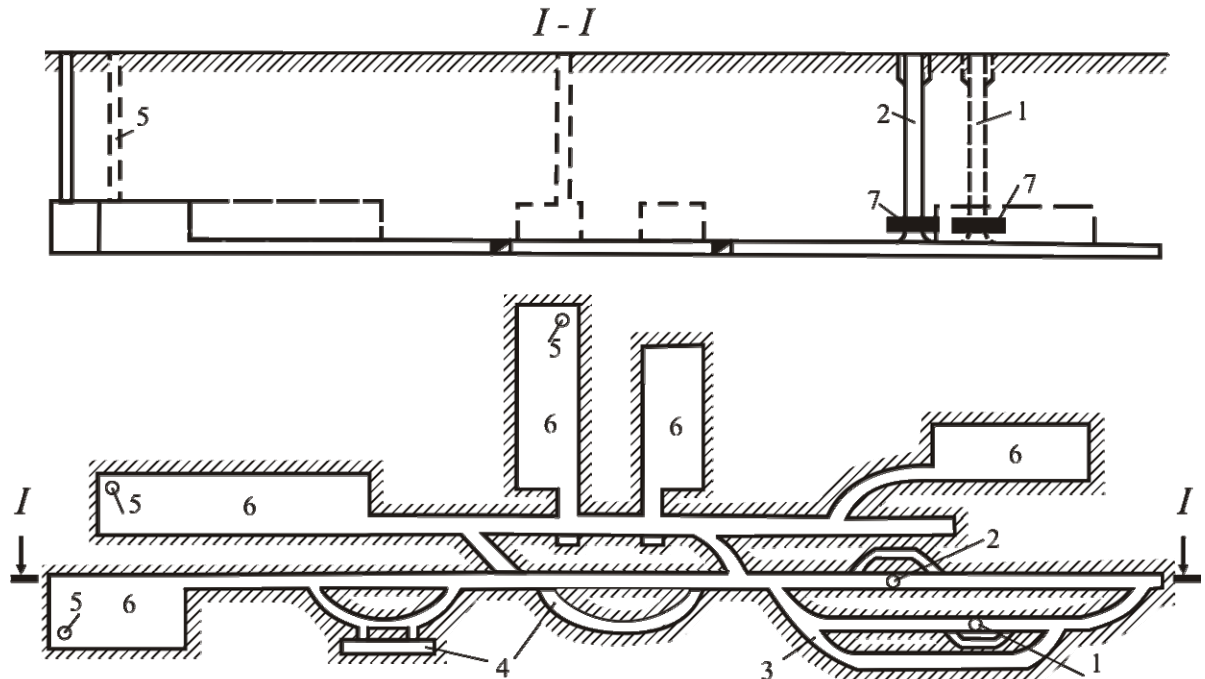


Рис. 10.5. Схема підземного сховища у відпрацьованих гірничих виробках соляного рудника:

- 1,2 – вертикальні стовбури рудника;
- 3 – пристовбурний двір;
- 4 – камера електродено і склад вибухових матеріалів;
- 5 – вентиляційна свердловина;
- 6 – виробки, що залишилися після розробки корисної копалини;
- 7 – герметичні перемички

#### Підземні газонафтосховища шахтного типу у тріщинуватих і обводнених гірських породах

Газонафтосховища, що споруджуються шахтним способом у тріщинуватих водонасичених породах, розташовуються нижче місцевого рівня підземних вод з таким розрахунком, щоб гідростатичний тиск води завжди перевищував тиск продуктів у виробках-ємностях, як це зображено на рис. 10.6.

Герметичність виробки-ємностей підземних сховищ забезпечується різницею тисків підземних вод і продуктів, що зберігаються (чи пружності парів при зберіганні скраплених газів). У сховищах цього виду зберігаються нафта, бензин, керосин, дизельне паливо, мазут, пропан, бутан, етилен.

Принцип герметизації таких сховищ полягає у наступному. Через тріщини з навколишніх порід у виробку проступає деяка кількість підземних вод. Внаслідок цього довкола неї створюється депресійна воронка, всередині якої

знаходиться продукт, що зберігається. Знизу продукт підстеляє так звана водяна подушка, що утворюється внаслідок скупчення води на підшві ємності. Різниця між рівнем навколишніх підземних вод і рівнем продукту, необхідна для відвернення його витоку, залежить від достатнього тиску в ємності.

Для нафтопродуктів, що зберігаються практично при атмосферному тиску, покрівля ємності, що визначає максимально високий рівень зливу продукту, розташовується не менше ніж на 4,5 м нижче найнижчого рівня підземних вод.

Для скраплених газів (пропан, бутан) різниця рівня ґрунтових вод складає 50 – 100 м. Підвищення тиску підземних вод, що знаходяться довкола виробки-ємності, іноді досягається штучно. Для цього вище покрівлі ємності споруджується невелика виробка, в яку через свердловини з поверхні нагнітається вода і таким чином підтримується більш високий тиск води у навколишніх породах (рис.10.6).

В'язкі нафтопродукти підігріваються у виробках-ємностях для полегшення перекачування і запобігання відкладень твердих осадків на стінках ємностей. Високов'язкі нафтопродукти нагнітаються у сховища вже підігрітими. Надходячи у сховища, вони підігрівають навколишній масив порід, який перетворюється в акумулятор тепла, що забезпечує підтримання необхідної температури в ємностях на довгий час.

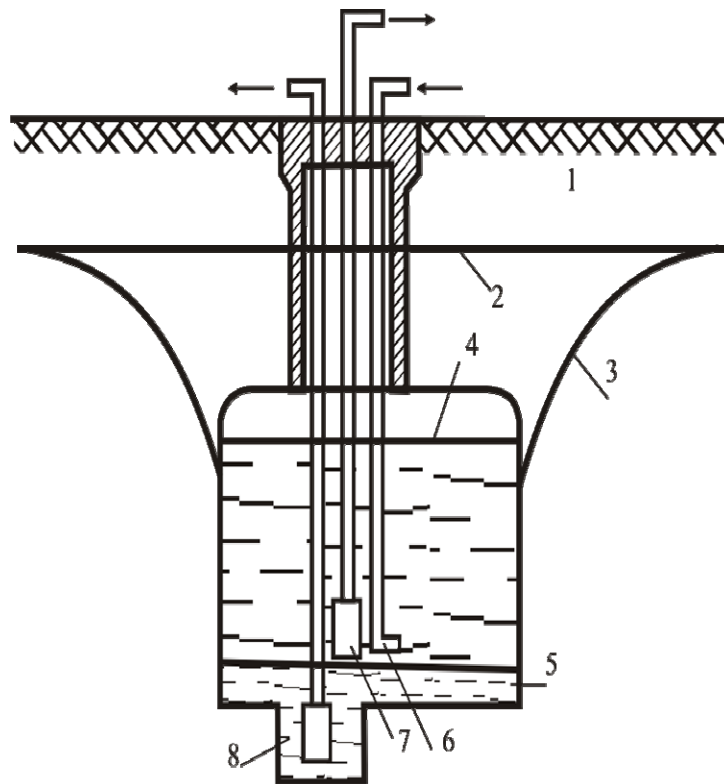


Рис.10.6. Принципова схема шахтного сховища, яке експлуатується в умовах підпору підземними водами: 1 – масив тріщинуватих порід; 2 – місцевий рівень підземних вод; 3 – депресійна воронка; 4 – рівень продукту, який зберігається у виробках-ємностях; 5 – водяна подушка; 6 – труба для заливання продукту; 7 – заглибний насос для відбору продукту, що зберігається; 8 – заглибний насос для відкачування підземних вод



### Підземні газонафтохранилища шахтного типу у проникних гірських породах із штучною ізоляцією

Шахтні газонафтохранилища із штучною ізоляцією створюються в різних гірничо-гідрогеологічних умовах і відрізняються різноманітністю конструкцій, принципами і матеріалами герметизації залежно від виду продукту, що зберігається. Так, вертикальні ємності з кріпленням і металоізоляцією і горизонтальні виробки із штучними герметизуючими покриттями з пластмас і бетону призначені для скраплених вуглеводородних газів, що зберігаються в умовах достатнього тиску при температурі навколишніх порід. У горизонтальних виробках, розташованих нижче місцевого рівня підземних вод, споруджуються ємності для скраплених газів, що зберігаються при атмосферному тиску і низьких від'ємних температурах відповідно  $-104$  і  $-162^{\circ}\text{C}$ . В останньому випадку герметизація ємності виконується за рахунок утворення навколо виробки льодопородного циліндра. Підземні вертикальні ємності споруджуються глибиною до 75 м, мають круглий поперечний переріз і різну конструкцію кріплення (облицювання стін), яке вибирається залежно від гірничо-геологічних умов, тиску газу в ємностях, способу будівництва та інших факторів.

На рис.10.7 зображений вертикальний розріз ємності з подвійним металічним кріпленням стін. Діаметр ємності – 6 м, глибина – 75 м. Верхня частина ємності розширена для створення бетонного перекриття. Проведення виробки ємності передбачено бурінням. Кріплення монтується на поверхні і транспортується до місця встановлення готовими секціями. Арматурний каркас жорстко зварюється з зовнішньою і внутрішньою металевими стінками. Вертикальні патрубки для нагнітання цементного розчину вільно розміщені в середині арматурного каркасу. Під час будівництва виробка заповнюється буровим розчином, і в неї затоплюються металева оболонка ємності, секції якої зварюються між собою у процесі занурення. Кільцевий простір між стінками зі сторони дна ємності закривається металевим фланцем, нижня ж частина ємності залишається відкритою. Кільцевий простір забезпечує плавучість оболонки, і ступінь її занурення регулюється наливанням води у цей простір. Після того, як оболонка опущена, зазор між нею і стінками виробки заповнюється піском, а дно бетонується. Потім кільцевий простір і ємність заповнюється водою, і в нижню частину кільцевого простору через трубопроводи подається цементний розчин. Розчин у кільцевому просторі твердіє за наявності води в ємності. Потім вода відкачується, зводиться перекриття ємності і здійснюється монтаж технологічного устаткування. Герметичність ємності під час експлуатації забезпечується металевою обсадною трубою.

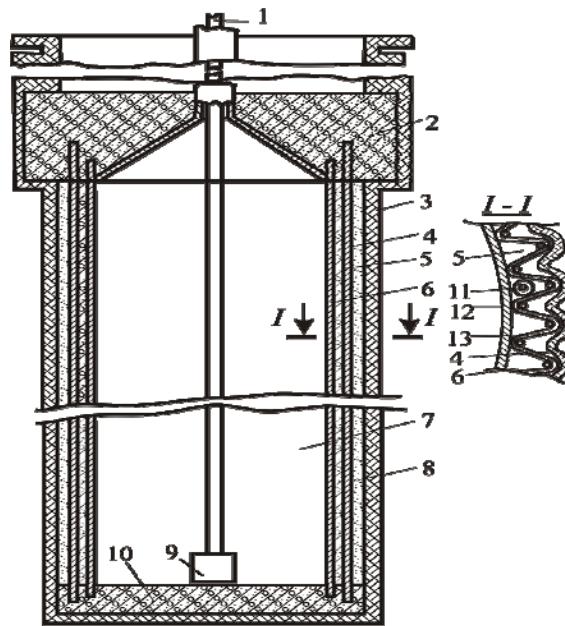


Рис. 10.7. Вертикальна ємність з подвійним металевим кріпленням: 1 – напірний трубопровід; 2 – перекриття; 3 – бічні породи; 4 – гофрована металічна оболонка; 5 – цементний розчин; 6 – обсадна труба; 7 – ємність; 8 – засипка з піску; 9 – заглибний насос; 10 – днище; 11 – трубопровід для подачі цементного розчину; 12 – вертикальна арматура; 13 – поперечна арматура

На рис. 10.8 зображена вертикальна ємність, конструкція кріплення якої проектується з урахуванням пружного відпору гірських порід. Така конструкція найбільш економічна в зв'язку зі зниженням витрат на оболонку ємності та використанням для їх будівництва безкопрового способу проходки вертикальних виробок. Використання цього способу проходки веде до значного зниження витрат і забезпечує створення ємності глибиною до 45 м.

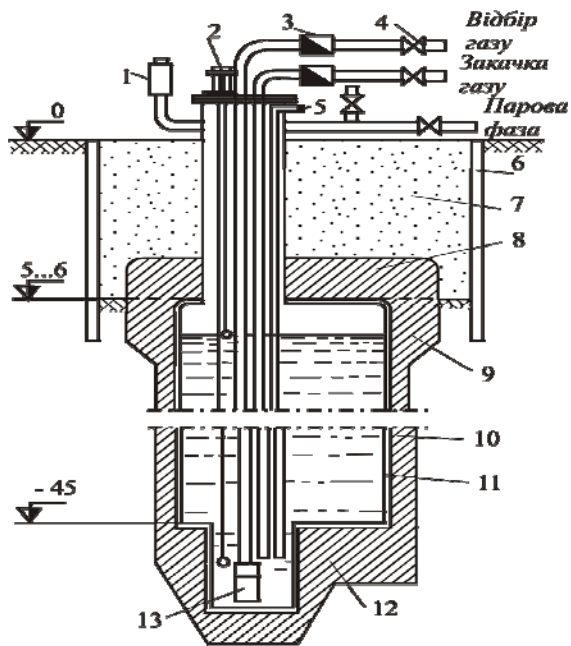


Рис. 10.8. Вертикальна ємність з залізобетонним кріпленням та металоізоляцією: 1 – клапан для вентиляції; 2 – сигналізатор крайнього рівня газу; 3, 4 – трубопровідна арматура; 5 – барботажний патрубок для вимірювання рівня газу; 6 – шпунт; 7 – ґрунтова засипка; 8 – перекриття; 9 – устя; 10 – кріплення; 11 – металоізоляція; 12 – днище; 13 – заглибний насос

У цілому підземні газонафтосховища шахтного типу у проникних відкладеннях гірських порід менше освоєні і будуються значно менше, ніж сховища у непроникних і тріщинуватих обводнених породах з підпором підземними водами. Обмежене використання таких сховищ пов'язане з їх більш складним конструктивним виконанням, труднощами при зведенні облицювання і великими капітальними витратами.

#### Спорудження підземних сховищ у кам'яній солі методом підземного розчинення

Створення підземних газо-нафтосховищ методом підземного розчинення (розливання) розпочинається з буріння свердловин з поверхні до соляного пласта і опущення в неї двох-трьох колон труб (одна в одній). Розливання солі може бути проведено за двома принципово різними схемами: 1) закачуванням прісної води через одну колону труб і видавлюванням на поверхню розсолу (насиченого сіллю розчину) через другу (циркуляційний метод); 2) струменями води, які розбризкуються в ємності спеціальними зрошувачами при атмосферному чи підвищеному тиску (струминний метод або метод зрошення).

Розливання підземної ємності здійснюється, як правило, з одночасною подачею не розчинника, який контролюється і керується процес розчинення і форма ємності. Як нерозчинник використовуються нафтопродукти (мазут, солярка, керосин) або газоподібні продукти (повітря, двооксид вуглецю чи природний газ).

Кам'яна сіль легко розчиняється у прісній воді (до 358 кг в 1,0 м<sup>3</sup> води при 20° С). Для одержання концентрованого розчину в кількості 1,0 м<sup>3</sup> необхідно 6 – 7 м<sup>3</sup> води.

У практиці будівництва підземних сховищ одержав найбільш широке використання комбінований метод. Він передбачає два етапи розчинення. На першому етапі формується ємність у висхідному напрямку (рис. 10.9). Спочатку розливається гідровруб (I ступінь розливу), а пізніше ще декілька ступенів до одержання камери необхідного розміру. На другому етапі верхня та нижня частини ємності формують назустріч одна одній: верхню – у низхідному напрямку, нижню – у висхідному. Розчинення здійснюється зверху вниз для створення стелі заданої форми (III, IV ступені).

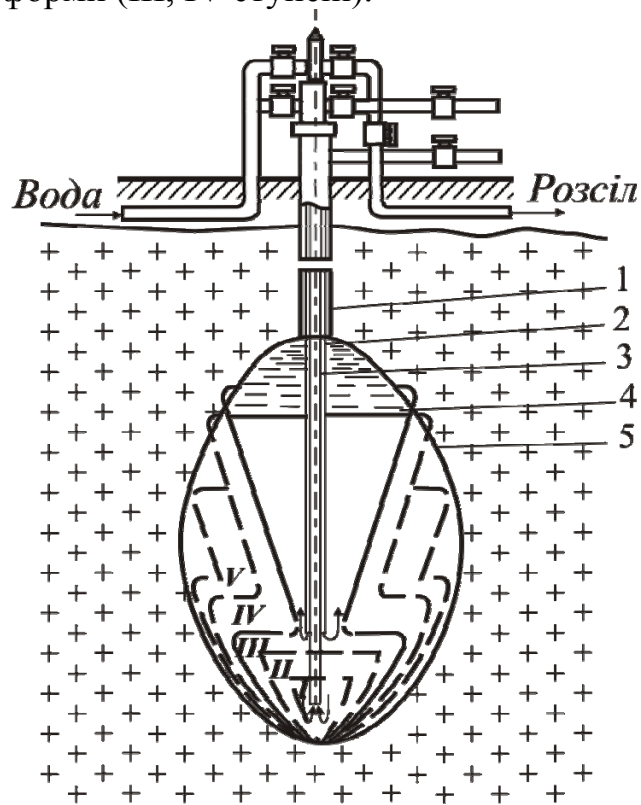


Рис. 10.9. Схема створення підземної ємності комбінованим методом розливу: 1 – обсадна колона труб; 2 – водоподавальна робоча колона; 3 – розсоло-під'ємна робоча колона; 4 – нерозчинник; 5 – контур проектної ємності; I – V – ступені розливу

Струминний метод розливання ємностей відбувається порівняно повільно. Розчинення кам'яної солі здійснюється зрошенням стінок камері струменями води. Задаючи довжину різним струменем або регулюючи режим насадок, можливо розливати ємності відповідної форми, наприклад, камери обмеженого діаметра (15 – 20 м) на глибині до 300 – 500 м.

На рис. 10.10 зображена схема створення підземних ємностей струминним методом. Вона передбачає розташування спеціального пристрою з насадками на водопадаючій трубі, або з обертанням і переміщенням пристрою по ви-

соті ємності (рис. 10.10, а). Насадки на водоподавальній колоні розташовані на всій висоті створюваної ємності (рис. 10.10, б).

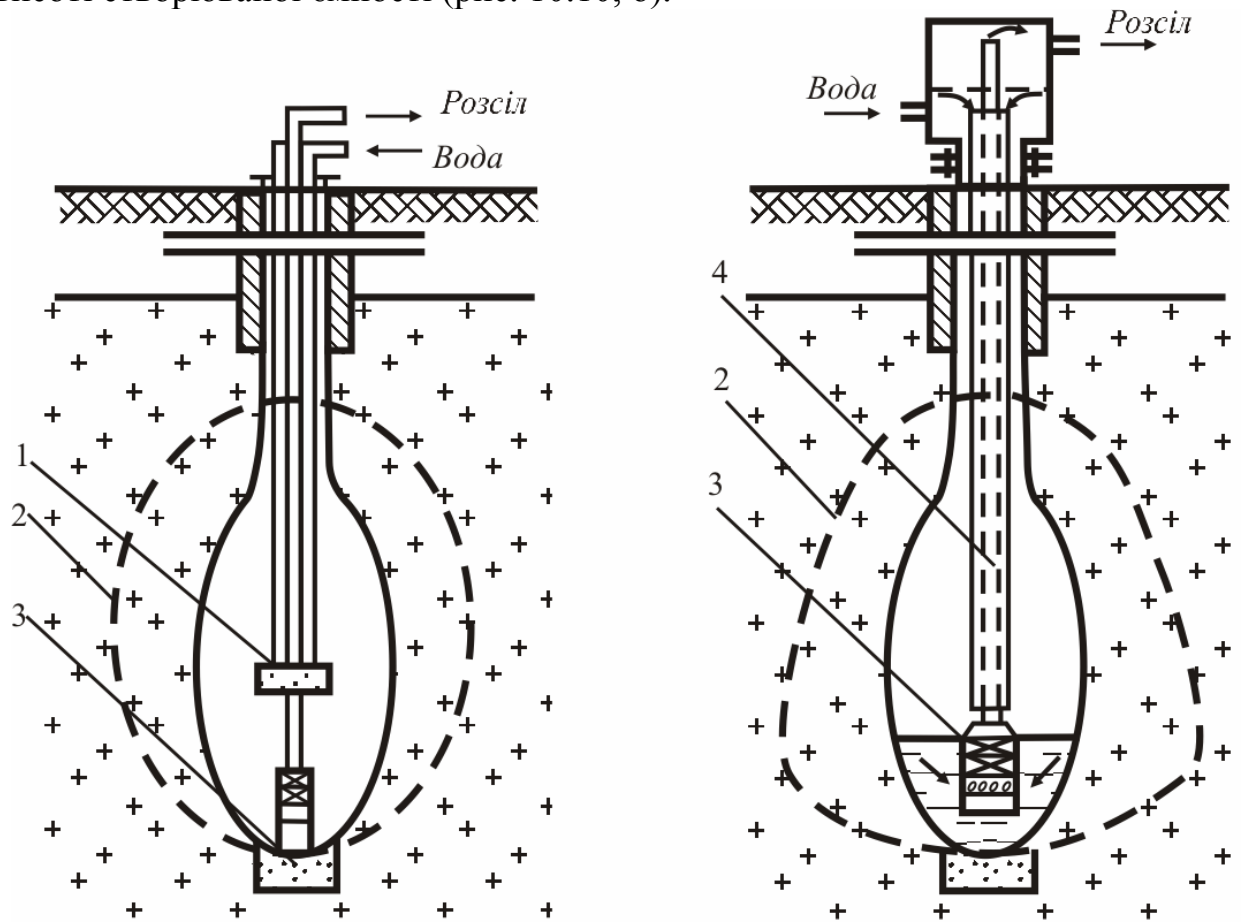


Рис. 10.10. Схема розмиву ємності струминним методом з укороченою (а) і подовженою (б) насадками: 1 – зрошувач із насадками; 2 – проектний контур ємності; 3 – заглибний електронасос для відкачування розсолу; 4 – система насадок по висоті розмивної ємності

У табл. 14 наведені параметри циркуляційного і струминного методів розмиву камер.

Таблиця 14

Параметри циркуляційного і струминного методів розмиву камер.

Показник	Метод розливання	
	циркуляційний	струминний
Висота зони розчинення	10,0	10,0
Продуктивність розмиву, м <sup>3</sup>	11,8	11,8
Об'єм камери, м <sup>3</sup>	221,0	221,0
Тривалість розмиву, год	530	122
Середня мінералізація розсолу, кг/ м <sup>3</sup>	64,0	277,0
Витрати води на 1 м ємності, м <sup>3</sup>	28,4	6,54
Спосіб керування формоутворенням	Використання нерозчинника	Підбір параметрів струменя води

Переваги струминного методу полягають у можливості створення підземних ємностей заданої форми із стійкою сфероїдальною покрівлею. Їх продуктивність у 3 – 4 рази вища, ніж створених циркуляційним методом.

Створення підземних ємностей глибинними вибухами

Підземні сховища утворюються під дією енергії глибинного вибуху за рахунок ущільнення пластичних гірських порід. Форма ємності після вибуху зосереджених зарядів вибухових речовин (ВР) – близька до сферичної.

Технологія утворення підземних ємностей складається з виробничих процесів, які виконуються у відповідній послідовності за двома етапами (рис. 10.11).

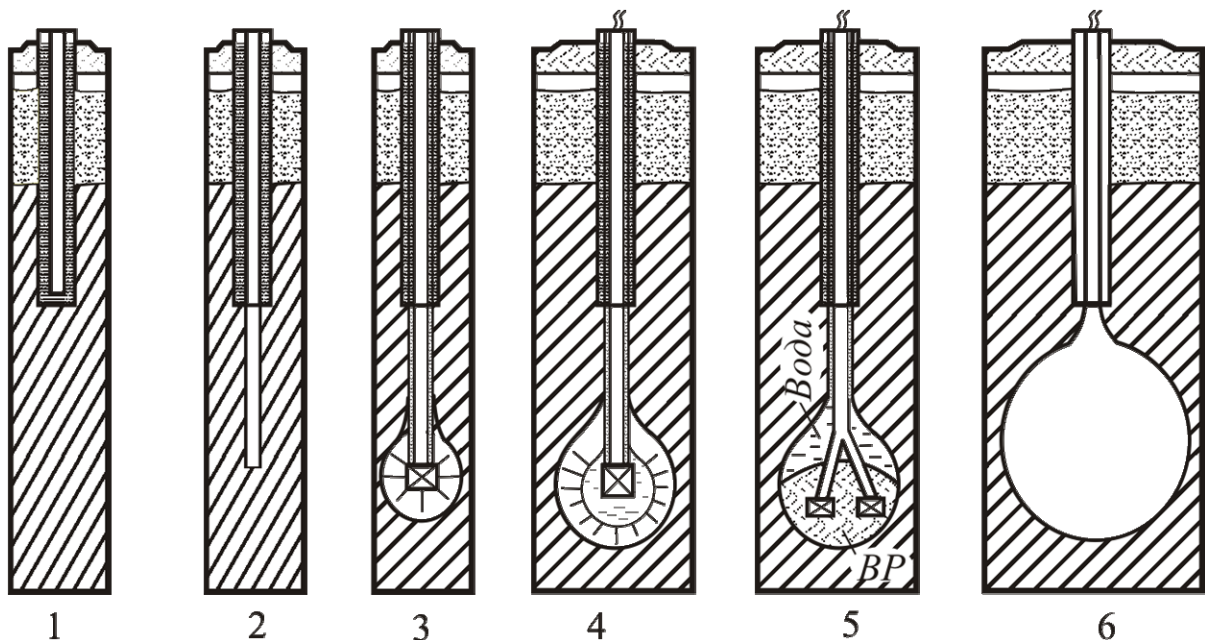


Рис. 10.11. Технологічна схема спорудження підземної ємності способом глибинних вибухів: 1, 2 – буріння свердловини; 3, 4 – перше й друге пристрілювання свердловини; 5 – основний вибух заряду ВР; 6 – готова підземна ємність

На першому етапі вибурюються свердловини самохідними верстатами УРБ-ЗАМ, УРБ-АА та ін., що мають обладнання для цементування затрубного простору. Діаметр кожної свердловини до глибини обсадження складає 300 – 400 мм. Обсадження виконується катованими трубами, а цементування затрубного простору – цементним складом, що розширюється під час твердіння.

Розкурювання цементної пробки і добурювання свердловини виконується буровою коронкою діаметром 200 – 500 мм. Свердловина вважається підготовленою до проведення підривних робіт, якщо вона герметична, а викривлення стовбура не перевищує одного-двох градусів.

На другому етапі виконуються підривні роботи. Створення підземної ємності підривним способом відбувається у нижній частині свердловини після вибуху декількох невеликих зарядів ВР. Наслідком вибухів є утворення невеликої

ликої сферичної порожнини, в якій розміщується основний заряд більшої величини. Під час вибуху основного заряду пластична порода підпадає пластичній течії та ущільненню, внаслідок чого утворюється кулеподібна ємність зі зміцненими стінками. Її розміри залежать від величини заряду ВР у межах стиснення середовища.

Просування вибухових робіт розпочинається з розрахунку величини заряду, необхідного для утворення порожнини. Вона може бути визначена залежно від необхідного об'єму і фізико-механічних властивостей глини з формули

$$Q_p = q \cdot V, \quad (10.2)$$

де  $q$  – питомі витрати ВР, кг/м<sup>3</sup>;  
 $V$  – проектний об'єм порожнини, м<sup>3</sup>.

Питомі витрати вибухових речовин залежать від типу породи і властивостей ВР. Для амоніта № 6 – 4 – 6; геганські й аральські глини – 3 – 3,5; скіфські глини – 4 – 5, глинисті сланці – 3 – 5.

Однією з головних умов спорудження підземних ємностей методом глибинних вибухів зосереджених зарядів є дотримання камуфлетності вибуху. Тому одержана маса заряду ВР повинна перевірятися за фактором камуфлетності

$$Q_p \geq Q_k = K \cdot H^n, \quad (10.3)$$

де  $Q_k$  – гранична маса заряду, яка задовольняє фактору камуфлетності, кг;  
 $K$  – коефіцієнт, який залежить від умов вибуху (для амоніту № 6 ЖВ при глибині 15 – 40 м від дорівнює 0,0043 – 0,0045);  
 $H$  – глибина закладення заряду, м;  
 $n$  – показник ступеня, величина якого залежить від фізико-механічних властивостей глинистих порід (для легких суглинків  $n = 2,8$ ; для пластичних глин  $n = 3$ ).

Глибина закладення заряду для глинистих порід, які мають вологість 10 – 20%, щільність не більше 2,0 г/см<sup>3</sup>, пористість 30% і показник пристрілюваності 0,1 – 0,3 м<sup>3</sup>/кг, може бути визначена з виразу

$$H \geq (4,8 - 5,0) R_0, \quad (10.4)$$

де  $R_0$  – радіус зосередження заряду ВР, м:

$$R_0 = \sqrt[3]{\frac{3 \cdot Q}{4 \cdot \pi \Delta}}, \quad (10.5)$$

де  $Q$  – маса зосередженого заряду, кг;  
 $\Delta$  – щільність вибухової речовини, кг/м<sup>3</sup>.

Об'єм підземної порожнини, що утворюється внутрішнім вибухом, обчислюється за формулою

$$V = K \cdot \sum O_s \cdot P_{пр}, \quad (10.6)$$

де  $V$  – об'єм порожнини, яку одержують внаслідок внутрішнього вибуху, м<sup>3</sup>;  
 $K$  – поправочний коефіцієнт, що дорівнює 0,8 для заряду з величиною 100 – 1500 кг;  
 $\sum O_s$  – сумарна величина зарядів, кг;  
 $P_{пр}$  – показник пристрілюваності порід, м<sup>3</sup>/кг.

Показник пристрілюваності порід визначається з табл. 10.1



## Якісні показники порід

Глинисті породи	Вагова вологість, %	Число пластичності	Середня щільність, г/см <sup>3</sup>	Пористість, %	Зчеплення кПа	Показник пристрілюваності, м <sup>3</sup> /кг
Глинистий сланець	14,0	26,2	2,2	35,2	38	0,22
Мореній суглинок	10,8	8,0	2,1	28,8	46	0,20
Аральські глини і суглинки	-	-	-	-	-	0,25
Чеганські глини	25,7	31,7	1,96	43,3	120	0,24
суглинки	25,8	17,7	1,92	43,7	-	0,26
Скіфські глини	18,0	25,0	2,06	36,0	54	0,23
Лесовидні суглинки	10,0	11,0	1,7	40,0	30	0,3
Четвертинні суглинки	18,0	25,0	2,06	38,0	50	0,74
Глини третинні	24,8	22,8	1,98	41,6	81	0,25

Необхідний об'єм котла досягається одним або декількома пристрілюваннями. Маса пристрілюваного заряду  $Q_{II}$  визначається з виразу

$$Q_{II} = \frac{Q}{(P_{np} \cdot \rho)n}, \quad (10.7)$$

де  $Q$  – маса основного заряду, кг;

$\rho$  – щільність ВР (насіпна), кг/дм<sup>3</sup>;

$n$  – показник ступеня, який дорівнює порядковому номеру пристрілювання (для останнього пристрілювання  $n = 1$ , для передостаннього –  $n = 2$  і т.д.)

Маса останнього пристрілюваного заряду:

$$Q_1 = \frac{Q}{P_{np} \cdot \rho}; \quad (10.8)$$

передостаннього

$$Q_2 = \frac{Q}{(P_{np} \cdot \rho)^2}. \quad (10.9)$$

Кількість пристрілювань перед основним вибухом залежить від фізико-механічних властивостей порід та величини порожнини, що утворюється. Як набійка використовується вода (гідронабійка), яка є найбільш економічним та ефективним матеріалом.

Вибух одиночного заряду у зарядній камері супроводжується підвищенням тиску на прилеглі породи. Під дією тиску, який виникає на межі поділу “заряд ВР – порода”, перше ліпше тіло помітно стискується. У зв'язку з цим у безпосередній близькості від заряду утворюється сферична порожнина, межі



якої визначаються питомим тиском ударної хвилі та фізико-механічними властивостями середовища. Експериментальні дослідження показали, що на стиснення порід впливає величина заряду, яка виражається фактором камуфлетності та пластичністю середовища; у міру зростання останньої стиснення породи збільшується.

Фактор камуфлетності – це мінімальна маса заряду, що забезпечує утворення деякої порожнини після вибуху ВР.

Внутрішній вибух забезпечує виникнення у необмеженому пластичному гірському середовищі областей деформацій, які слідують одна за одною від центру вибуху (рис. 10.12)

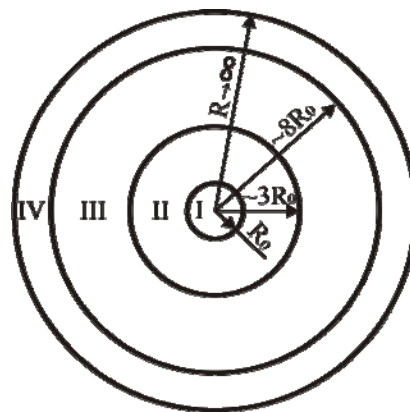


Рис. 10.12. Зони впливу внутрішнього вибуху у пластичних гірських породах

Порожнина утворюється внаслідок стиснення, ущільнення (область стиснення) і пластичної течії порід (область пластичних деформацій). Найважливішою останньою областю деформацій є область пружнопластичних і пружних деформацій.

Внаслідок внутрішніх вибухів утворюється підземна порожнина радіусом  $(7 - 9) R_0$  ( $R_0$  – радіус основного зосередженого заряду), а також відбуваються структурно-текстурні зміни у пластичній породі, що впливають на механічні властивості породи. Відомо, що абсолютні максимальні збільшення щільності глинистих порід після вибуху складають біля 40%; з віддаленням від центру вибуху щільність зменшується.

Після проведення підривних робіт та створення порожнини починають монтаж технологічних трубопроводів і обв'язування устя свердловини. Заливання палива у підземні ємності виконується порціями з насичених резервуарів з наступними замірами рівня палива рулеткою з лотом.

#### Використання ядерних вибухів для спорудження підземних газонафтоховищ

Одним з перспективних напрямів використання ядерної енергії у мирних цілях є пристосування її при спорудженні підземних нафтоховищ. Об'єм під-

земних резервуарів становлять від 4 до 40 тис.м<sup>3</sup>. Загальна ємність сховищ досягає 650 тис. м<sup>3</sup>. Ємність газосховищ складається з декількох порожнин між частинами породи (рис. 10.13).

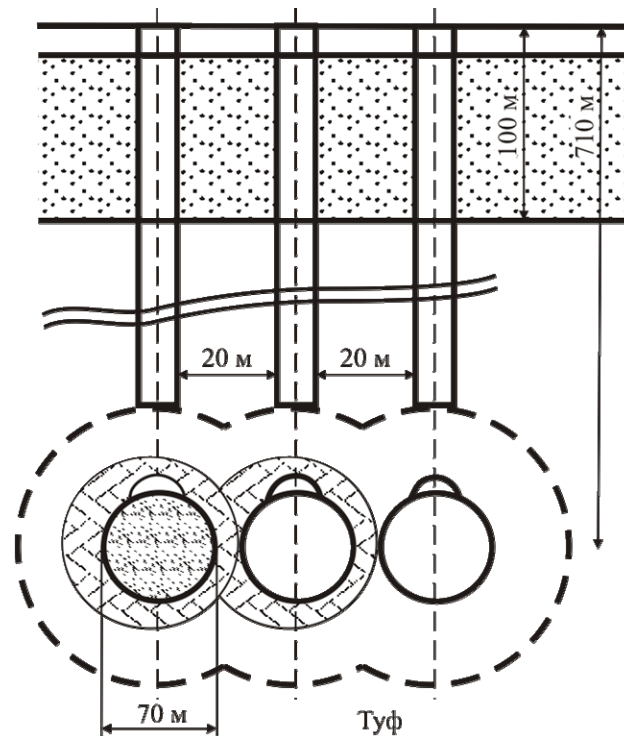


Рис. 10.13. Схема утворення підземного сховища ядерним вибухом, відстань між свердловинами 210 м

Одночасно з проектуванням будівництва підземних нафтосховищ методом ядерних вибухів проводяться роботи по спорудженню нафтосховищ на шельфі і у відкритому морі. Під час створення підземних ємностей під морським дном, окрім надійності, враховуються безпека експлуатації, а також низькі витрати на спорудження і можливість видачі нафти без використання енергоємного обладнання.

Створюються два підземні сховища 1 і 2 (рис. 10.14), які розміщують у районі поблизу нафтових сховищ. Продукція від наземних 5 і морських 6 нафтових свердловин через трубопроводи 4 подається в сховище 2. Морські нафтоналивні судна причалюють до естакади 3 і навантажуються нафтою із сховища 2. Потім нафта морським шляхом транспортується до сховища 1, з якого далі морським шляхом відвантажується на нафтоперегонні заводи 7.

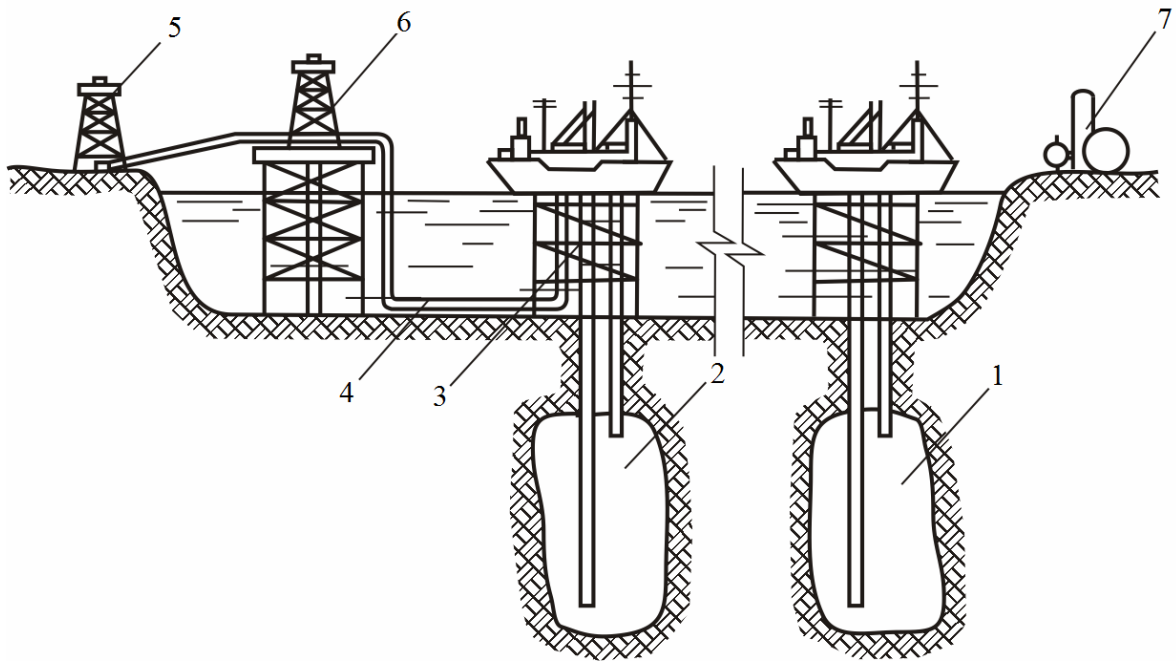


Рис. 10.14. Схема створення підземних сховищ під морським дном та транспортування видобутої нафти

Утворення підземних ємностей ядерними вибухами внутрішньої дії повинно відбуватись за умови додержання залежності

$$H = 120 \cdot Q^{1/3}. \quad (10.10)$$

### Контрольний приклад

Розрахувати параметри технології спорудження підземних газонафтосховищ для наступних умов:

- гірська порода – глинистий сланець;
- проектний об'єм порожнини  $V = 60 \text{ м}^3$ ;
- насипна щільність вибухових речовин  $\rho = 12 \text{ кг/дм}^3$ ;
- кількість пристрілювань  $n = 3$ ;
- щільність вибухової речовини  $\Delta = 2,2 \text{ кг/м}^3$ ;
- маса ядерного заряду  $Q = 12000 \text{ кг}$ ;
- об'єм річного виробництва продукту  $A_p = 200 \text{ м}^3/\text{рік}$ .

Порівняти розрахункові параметри підземних порожнин, які одержують звичайними і ядерними вибухами.

Розв'язок:

1. Маса основного зосередженого заряду, необхідного для утворення порожнини

$$Q = q \cdot V = 5 \cdot 60 = 300 \text{ кг}.$$

2. Радіус основного зосередженого заряду вибухових речовин

$$R_0 = \sqrt[3]{\frac{3 \cdot Q_p}{4 \cdot \pi \cdot \Delta}} = \sqrt[3]{\frac{3 \cdot 300}{4 \cdot 3,14 \cdot 2,2}} = 3,2 \text{ м.}$$

3. Глибина закладення заряду

$$H \geq (4,8 - 5,0) \cdot R_0 = 4,9 \cdot 3,2 = 15,60 \text{ м.}$$

4. Відповідність розрахункової маси заряду фактору камуфлетності

$$Q_p \geq Q_k = K \cdot H^n = 0,0044 \cdot 15,60^3 = 16,7 \text{ кг.}$$

5. Маса першого пристрілюваного заряду

$$Q_{II}^1 = \frac{Q_p}{(\Pi_{np} \cdot \rho)^3} = \frac{300}{(0,22 \cdot 12)^3} = 18,4 \text{ кг.}$$

6. Маса другого пристрілюваного заряду

$$Q_{II}^2 = \frac{Q_p}{(\Pi_{np} \cdot \rho)^2} = \frac{300}{(0,22 \cdot 12)^2} = 43,5 \text{ кг.}$$

7. Маса третього (останнього) пристрілюваного заряду

$$Q_{II}^3 = \frac{Q_p}{\Pi_{np} \cdot \rho} = \frac{300}{0,22 \cdot 12} = 113,6 \text{ кг.}$$

8. Фактичний об'єм підземної порожнини, що утворюється звичайними внутрішніми вибухами

$$V = K \cdot \sum Q_i \cdot \Pi_{np} = K \cdot (Q_{II}^1 + Q_{II}^2 + Q_{II}^3 + Q_p) \cdot \Pi_{np} =$$

$$= 0,8(18,4 + 43,5 + 113,6 + 300) \cdot 0,22 = 83,7 \text{ м.}^3$$

9. Діаметр підземної порожнини, що одержують звичайними вибухами

$$\Pi = (7 - 9) \cdot 2 \cdot R_0 = 8 \cdot 2 \cdot 3,2 = 51,2 \text{ м.}$$

10. Коефіцієнт резервуарної забезпеченості

$$g = \frac{V}{A_p} = \frac{83,7}{200} = 0,4.$$

11. Об'єм підземної порожнини, який утворюється ядерним вибухом

$$V = K \cdot Q_y \cdot \Pi_{np} = 0,8 \cdot 1200 \cdot 0,22 = 211,2 \text{ м.}^3$$

12. Діаметр підземної порожнини, яку одержують внаслідок ядерного вибуху

$$D = 2R = 2 \cdot 15 \cdot Q^{1/3} = 30 \cdot 1200^{1/3} = 30 \cdot \sqrt[3]{1200} = 318 \text{ м.}$$

13. Глибина закладення ядерного заряду, що гарантує відсутність радіоактивних викидів на поверхню

$$H = 120 \cdot Q^{1/3} = 120 \cdot 1200^{1/3} = 120 \sqrt[3]{1200} = 1270 \text{ м.}$$

Таким чином, порівнюючи розрахункові параметри підземних порожнин, що одержують звичайними і ядерними вибухами, слід відзначити таке.

При використанні звичайних внутрішніх вибухів з масою заряду 1200 кг забезпечується утворення порожнини ємністю 83,7 м<sup>3</sup> і діаметром 51,2 м.

Ядерний вибух з масою заряду 1200 кг забезпечує утворення порожнини ємності 211,2 м<sup>3</sup> і діаметром 318 м. Коефіцієнт резервуарної забезпеченості при

ядерному заряді складає  $g = \frac{211,2}{200} = 1,05$ , тобто трохи більше 100%. Коефіцієнт резервуарної забезпеченості при звичайних вибухах може досягти 100% при спорудженні близько трьох порожнин.

Враховуючи складність, неекономічність і небезпечність, а також побічні наслідки (винос радіоактивності з паливом, вражаюча дія на обсадну колону свердловини) ядерного вибуху, слід використовувати звичайні вибухові речовини для утворення порожнини нафтосховищ.

### **Завдання на самостійну роботу**

Необхідно уважно ознайомитись із змістом практичної роботи, контрольними запитаннями і рекомендованою літературою. Чітко уявити способи спорудження газонафтосховищ і методику розрахунку параметрів технології створення підземних порожнин звичайними та ядерними вибухами.

В описі специфіки методів спорудження газонафтосховищ (у звіті) представити класифікаційні ознаки цих методів; параметри спорудження порожнин вибуховими речовинами; конструкцію газонафтосховищ; геологічних особливостей бокових порід; недоліки і переваги того чи іншого методу утворення сховищ. Дати оцінку розрахованим параметрам спорудження газонафтосховищ звичайними і ядерними вибухами для можливості проектування раціональної технології створення підземних порожнин. Скласти звіт.

### **Контрольні запитання**

1. Навіщо створювати резервуарні ємності?
2. За яким принципом складена класифікація підземних газонафтосховищ?
3. В яких гірничо-геологічних умовах споруджуються підземні сховища?
4. Фізико-хімічні основи процесу розливання підземних ємностей у пластах кам'яної солі.
5. Як діє глибинний вибух при спорудженні підземної порожнини?
6. Чи вигідно використовувати ядерні заряди при спорудженні підземних газонафтосховищ?
7. Навіщо потрібні декілька пристрілювань при спорудженні ємностей звичайними вибухами?

### **Звіт про роботу**

У звіті відобразити пункти, що викладені в розділі 1 (які відносяться до звіту), та відзначити питання:

1. Мета роботи.
2. Анотація задач.
3. Опис формул.
4. Розрахунки параметрів спорудження підземних газонафтосховищ.

5. Опис специфіки спорудження підземних порожнин в гірських породах і відображені питання, що викладені у розділі “Завдання на самостійну роботу”.
6. Висновки (лаконічно викласти результати роботи).

### Вихідні показники

Варіанти вихідних даних наведені в табл. 10.2. Вихідні показники, які не наведені, прийняти з контрольного прикладу або з рекомендованої літератури.

Таблиця 10.2

Варіанти завдань з розрахунку параметрів спорудження  
підземних газонафтосховищ

Вар.	В и х і д н і п о к а з н и к и					
	Гірська порода	$V, \text{ м}^3$	$n$	$Q, \text{ кг}$	$A_p, \text{ м}^3/\text{рік}$	$\Delta, \text{ кг/м}^3$
1	Глини третинні	70	4	900	100	2,0
2	Морений суглинок	50	3	700	150	2,2
3	Чеганські глини	45	2	400	200	2,4
4	Суглинки	100	3	1100	250	2,3
5	Глинистий сланець	90	4	800	210	2,1
6	Скіфські глини	80	2	1000	190	2,0
7	Четвертичні суглинки	70	3	1200	180	1,9
8	Чеганські глини	60	4	700	170	2,1
9	Глинистий сланець	75	2	600	200	2,3
10	Суглинки	55	3	500	210	2,2

### Рекомендована література

1. Сохранский В.Г. Подземные нефтохранилища шахтного типа [Текст] / В.Г. Сохранский, В.И.Черкашеников. – М.: Недра, 1978. – 206 с.
2. . Глоба В.М. Строительство и эксплуатация подземных хранилищ [Текст] / В.М. Глоба, Е.И. Яковлев, В.В. Борисов и др. – К.:Будівельник, 1985. – 88 с.
3. Глоба В.М. Сооружение подземных газонефтехранилищ [Текст] / В.М. Глоба. – Львов: Вища школа. Изд-во при Львов. ун-те, 1982. – 148 с.

## ЗМІСТ

Вступ	3
1. Методичні вказівки щодо виконання практикуму	5
2. ПРАКТИЧНА РОБОТА № 1 «Розрахунок продуктивності гідравлічного диспергування порід»	7
3. ПРАКТИЧНА РОБОТА № 2 «Розрахунок технологічних параметрів свердловинного гідровидобутку корисних копалин»	14
4. ПРАКТИЧНА РОБОТА № 3 «Визначення основних параметрів камерної системи розробки соляних родовищ свердловинним методом»	22
5. ПРАКТИЧНА РОБОТА № 4 «Визначення основних параметрів процесу свердловинної підземної газифікації вугільних пластів»	32
6. ПРАКТИЧНА РОБОТА № 5 «Визначення параметрів свердловинного підземного виплавляння сірки»	41
7. ПРАКТИЧНА РОБОТА № 6 «Розрахунок основних параметрів технології свердловинного підземного вилуговування»	50
8. ПРАКТИЧНА РОБОТА № 7 «Визначення ефективності геотехнологічного способу видобутку корисних копалин»	60
9. ПРАКТИЧНА РОБОТА № 8 «Розрахунок параметрів гідравлічного транспортування кускового вугілля і породи крупністю більше 2 – 3 мм у горизонтальних трубопроводах»	65
10. ПРАКТИЧНА РОБОТА № 9 «Розрахунок параметрів гідротранспортування вугілля і породи у вертикальних і пологих трубопроводах»	76
11. ПРАКТИЧНА РОБОТА №10 «Розрахунок параметрів спорудження підземних газо нафтосховищ»	90

Навчальне видання

**Табаченко** Микола Михайлович  
**Бузило** Володимир Іванович  
**Дичковський** Роман Омелянович  
**Фальштинський** Володимир Сергійович

**ФІЗИКО-ХІМІЧНІ МЕТОДИ ВИДОБУВАННЯ  
КОРИСНИХ КОПАЛИН  
ЗАДАЧНИК У ПРИКЛАДАХ І РОЗВ'ЯЗКАХ**

Навчальний посібник

Друкується у редакційній обробці авторів.  
Комп'ютерна верстка та графічне оформлення – С.М. Пойманов

Підп. до друку 04.01. 2012. Формат 30x42/4.  
Папір офсетний. Ризографія. Ум. друк. арк. 6,6.  
Обл.-вид. арк. 6,6. Тираж 300 пр. Зам. №

Підготовлено до друку та видруковано  
у Державному вищому навчальному закладі «Національний гірничий університет».  
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру ДК № 1842 від 11.06. 2004

49027, м. Дніпропетровськ, просп. К. Маркса, 19.