Національний університет
водного господарства
та природокористування

Міністерство освіти і науки, молоді та спорту України
Національний університет водного господарства
та природокористування

З.Р. Маланчук, С.Р. Боблях

ГЕОТЕХНОЛОГІЇ ГІРНИЦТВА

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Навчальний посібник

*Рекомендовано Міністерством освіти і науки,
молоді та спорту України як навчальний посібник
для студентів вищих навчальних закладів*

Рівне - 2013

Національний університет водного господарства та природокористування

УДК 622 (075.8)
ББК 26.3я7
М18

Рекомендовано Міністерством освіти і науки, молоді та спорту України.
(Лист №1/11 –19984 від 25.12.2012)

Рецензенти:
Надутий В.П., доктор технічних наук, професор Інституту геотехнічної механіки ім. М.С. Полякова НАН України, м. Дніпропетровськ;
Кузьменко О.М., доктор технічних наук, професор Національного гірничого університету, м. Дніпропетровськ;
Кравець С.В., доктор технічних наук, професор Національного університету водного господарства та природокористування, м. Рівне.

Національний університет водного господарства та природокористування

З.Р. Маланчук, С.Р. Боблях
М18 Геотехнології гірництва. Навчальний посібник. – Рівне: НУВГП, 2013. – 200 с.
ISBN 978-966-327-229-0

У навчальному посібнику викладено наукові основи геотехнологічних методів видобутку корисних копалин, подано вказівки щодо вивчення окремих тем, плани лекційних і практичних занять, типові вправи та задачі, тренінгову тестову програму та список використаних літературних джерел.

Видання рекомендовано студентам, які навчаються за напрямом підготовки «Гірництво» для вивчення дисципліни „Геотехнології гірництва”, аспірантам гірничих ВНЗ і буде цікавим також працівникам гірничовидобувної промисловості та геологам.

Іл. 131, табл. 21, бібліогр. 66.

УДК 622 (075.8)
ББК 26.3я7

ISBN 978-966-327-229-0 © Маланчук З.Р., Боблях С.Р., 2013
© Національний університ водного господарства та природокористування, 2013

Національний університет
водного господарства
та природокористування

ЗМІСТ

ВСТУП…… 5
РОЗДІЛ 1. СКЛАДОВІ ТЕХНОЛОГІЇ ЗБАГАЧЕННЯ КОРИСНИХ КОПАЛИН……. 7
1.1. Загальні відомості про збагачення…… 7
1.2. Підготовчі процеси……. 7
1.2.1. Дроблення і подрібнення……... 9
1.2.2. Грохочення……. 19
1.2.3. Класифікація……... 24
1.3. Основні методи збагачення…….. 25
1.3.1. Гравітаційні методи збагачення…… 25
1.3.2. Магнітні методи збагачення……. 30
1.3.3. Електросепарація…… 32
1.3.4. Флотація…….. 34
1.3.5. Спеціальні методи збагачення…….. 36
1.4. Допоміжні методи збагачення……... 43
1.4.1. Зневоднення…… 43
1.4.2. Пиловловлювання…….. 48
Питання для самоперевірки……. 49
РОЗДІЛ 2. СКЛАДОВІ ТЕХНОЛОГІЇ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ НАФТИ……... 50
2.1. Загальні відомості про видобуток нафти…… 50
2.2. Техніка розвідки і експлуатації нафтових родовищ…... 57
2.3. Методи розробки нафтових родовищ……. 57
2.4. Підготовка нафти до переробки……... 73
2.5. Нафтопродукти…….. 78
2.6. Технологія зберігання та розподілу нафтопродуктів… 79
2.7. Технології транспортування нафтопродуктів…… 86
Питання для самоперевірки……. 91
РОЗДІЛ 3. СКЛАДОВІ ТЕХНОЛОГІЇ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ ГАЗУ……... 92
3.1. Методи розробки газових родовищ…….. 92
3.2. Видобуток газу із сланців……. 92

Національний університет
водного господарства
та природокористування

3.3. Видобуток метану із вугільних родовищ…… 98
3.4. Основні положення з технології транспорту газу…….. 104
3.5. Основні технології підземного зберігання природного газу……..... 111
Питання для самоперевірки……..……... 117
РОЗДІЛ 4. ЗВ'ЯЗУВАННЯ ТА ЗБЕРІГАННЯ CO_2…… 118
4.1. Наслідки індустріальної революції…….. 118
4.2. Методи уловлювання та зберігання CO_2……. 135
Питання для самоперевірки……. 150
РОЗДІЛ 5. ЕНЕРГІЯ ІЗ ЗЕМНИХ НАДР……. 151
5.1. Загальні відомості про геотермальну енергію…… 151
5.2. Застосування геотермальної енергії та спорудження видобувних свердловин……. 157
Питання для самоперевірки……. 162
РОЗДІЛ 6. КОНТРОЛЬНА ТЕСТОВА ПРОГРАМА…… 163
РОЗДІЛ 7. ПРИКЛАДИ РОЗРАХУНКІВ…… 169
РОЗДІЛ 8. ПОРЯДОК І КРИТЕРІЇ ОЦІНЮВАННЯ ЗНАНЬ. 177
РОЗДІЛ 9. ТЕРМІНОЛОГІЧНИЙ СЛОВНИК…… 180
РОЗДІЛ10. ТАБЛИЦІ ПЕРЕВОДУ ВЕЛИЧИН……..... 187
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ…… 192
ABSTRACT……..……... 197
ДОВІДКА ПРО АВТОРІВ……..…... 200

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Національний університет
водного господарства
та природокористування

ВСТУП

Геотехнологія – це напрямок гірничої науки, техніки та виробництва, принцип якої полягає у тому, що прямо у надрах землі корисну копалину переводять у найбільш рухомий стан: розчин, розплав, пару чи гідросуміш. Для цього в родовище через свердловини подають так званий робочий агент – теплоносій (пару, гарячу воду), розчинник (кислоти, луги) чи колонію бактерій. Потім, із тих же свердловин, викачують на поверхню корисну копалину, яка вже переведена у рідкий чи газоподібний стан.

Назва кожного геотехнологічного методу залежить від робочого агента, що використовується. Теплофізичним способом видобувають сірку, в'язку та важку нафту, бітум і озокерит. Під землю подають гарячу воду, пару чи електричний струм, а із свердловини на поверхню піднімають розплав цінних продуктів. Геотехнологія також дозволяє видобувати глибинне тепло надр Землі.

Багато кольорових та рідкісних металів, наприклад, сульфідну мідь та уран, видобувають гідрохімічним способом. Їх руди розчиняють під землею кислотами та лугами, а насичений розчин відкачують на поверхню, вилучаючи при цьому чистий метал.

У зв'язку із швидким розвитком горизонтального буріння свердловин за останні роки все більше і більше гірничовидобувних компаній по всьому світу застосовує геотехнологію для видобутку важкодоступних родовищ, розробка яких є неможливою із застосуванням звичайних методів видобутку.

Технології буріння горизонтальних свердловин стали основою для подальшої розробки родовищ нафти і газу в багатьох країнах світу, а іноземні фірми різко збільшили фінансування науково-дослідних і дослідно-конструкторських робіт. Завдяки цьому, у короткий термін були створені вибійні двигуни, спеціальні долота, телесистеми контролю викривлення свердловин і режимів буріння, засоби контролю та інші види обладнання. Також розроблені геофізичні прилади досліджень пласта, що дало змогу досягнути високих техніко-економічних показників і широкого впровадження системи розробки.

Навчальний посібник також висвітлює основні технології збагачення корисних копалин.

Вивчення дисципліни «Геотехнології гірництва» дозволить студентам гірничих спеціальностей ознайомитися з основними прийо-

Національний університет водного господарства та природокористування

мами і методами оцінки явищ і процесів, що відбуваються в надрах, вивчити вітчизняний та світовий досвід розробки родовищ геотехнологічними методами та переробки корисних копалин.

Основною метою вивчення дисципліни «Геотехнології гірництва» є формування системи знань із теорії та практики видобутку корисних копалин геотехнологічними методами.

У результаті вивчення дисципліни студенти повинні знати:

- основні технології збагачення корисних копалин;
- основні геотехнологічні методи видобутку в'язкої нафти;
- основні геотехнологічні методи видобутку природного газу;
- основні принципи вловлювання та геологічного зберігання CO_2;
- принципи отримання тепла із надр Землі;
- технологічний процес буріння горизонтальних свердловин;
- принципи роботи видобувного обладнання;
- особливості практичного застосування навиків та вмінь.

Студенти також повинні вміти оцінювати геомеханічну ситуацію виробки; вибирати необхідне гідровидобувне обладнання та розраховувати його параметри.

Авторський вклад у написання даного навчального посібника становить: З.Р. Маланчук– 6,43 авт. арк., С.Р. Боблях– 6,0 авт. арк.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

РОЗДІЛ 1

СКЛАДОВІ ТЕХНОЛОГІЇ ЗБАГАЧЕННЯ КОРИСНИХ КОПАЛИН

1.1. Загальні відомості про збагачення

Технологія збагачення руди являє собою ряд послідовних операцій (процесів), в результаті яких відбувається виділення одного або декількох мінералів [1]. Процеси збагачення за своїм призначенням поділяються на підготовчі (рудопідготовка), основні (власне процеси поділу мінералів) і допоміжні (рис. 1.1).

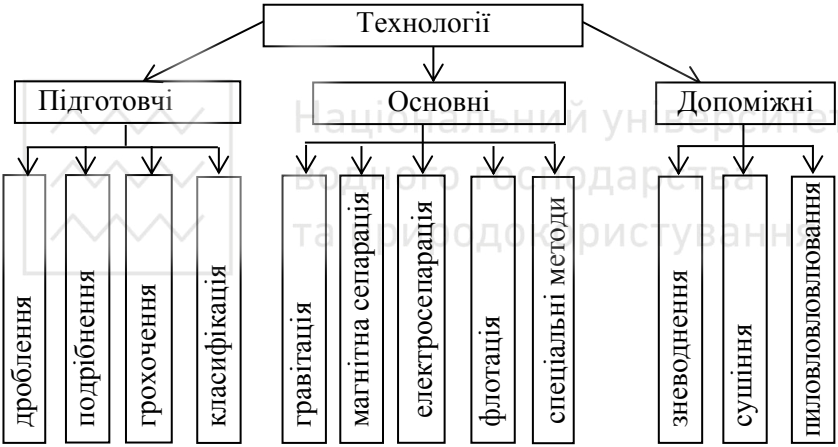


Рис. 1.1. Класифікація процесів збагачення

1.2. Підготовчі процеси

Підготовчі процеси – дроблення, подрібнення, грохочення та класифікація. Призначення цих процесів – руйнування монолітних шматків руди і отримання продукту заданої крупності, що забезпечує нормальний хід подальшого процесу розподілу.

Дроблення і подрібнення – процеси зменшення розмірів шматків корисних копалин під впливом зовнішніх сил. При дробленні одержують продукти більші ніж 5…8 мм, а при подрібненні – менші ніж

5 мм. Для поділу руди, дробленого або подрібненого матеріалу на продукти різної крупності застосовують грохочення і класифікацію. Грохочення – розсів руди на решетах або ситах з отворами, що калібруються.

Класифікація – поділ подрібненої руди за крупністю, що основане на виносі дрібних частинок рухомим водним або повітряним потоком.

До основних належать процеси збагачення (розділення мінералів), в результаті яких корисні компоненти виділяються у вигляді концентратів, а порода і домішки видаляються у вигляді хвостів. Процеси збагачення основані на відмінностях у фізичних або фізико-хімічних властивостях мінералів, що розділяються: крупності, формі, густині, магнітній проникності, електропровідності, змочуваності та ін.

У гравітаційних процесах використовуються відмінності в густині, крупності й формі зерен.

Магнітний метод (магнітна сепарація) збагачення полягає у відмінностях питомої магнітної сприйнятливості та магнітної проникності мінералів, що складають руду.

Електричний метод (електрична сепарація) збагачення базується на відмінності в електропровідності і здатності мінералів набувати під впливом зовнішніх сил різних за величиною і знаком електричних зарядів.

Флотаційний метод (флотація) збагачення полягає у відмінності фізіко-хімічних властивостей поверхні мінералів, що обумовлюють їх різну змочуваність водою.

Спеціальні методи збагачення ґрунтуються на відмінностях в оптичних (фотометрична сепарація), люмінесцентних (люмінесцентна сепарація), радіометричних (радіометрична сепарація) та інших властивостях мінералів.

До допоміжних належать процеси обезводнення, пиловловлювання, сушіння. Підготовчі, основні і допоміжні процеси називаються технологічними процесами.

При відділенні корисної копалини від пустої породи використовуються різні властивості порід: маса, колір, магнітні й електричні властивості, радіоактивність. У результаті збагачення отримують декілька продуктів: концентрати, проміжні продукти, хвости.

Концентрат – продукт з підвищеним вмістом цінного мінералу.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Хвости – це відходи збагачення. Вони складаються з пустої породи і невеликої кількості корисних компонентів.

Проміжним називають продукт, в якому вміст корисного компонента більший ніж у руді, але менший, ніж у концентраті. Проміжний продукт підлягає подальшому або повторному збагаченню.

Існують різні способи збагачення: ручне або механічне відбирання (золото), промивання на конвеєрі під душем (для порід, що містять пісчано-глинисті домішки); промивання з допомогою поршневої відсадної машини; флотаційне збагачення – шляхом продування повітря через сировину, що знаходиться в пульпі; магнітна сепарація (для магнітної сировини).

Для видалення з сировини вологи, вуглекислого газу і особливо сірки часто застосовують випал руди у випалювальних печах тунельного типу.

За видом середовища, в якому здійснюють збагачення, розрізняють:
- сухе (в повітрі та аеросуспензії);
- мокре (у воді, важких середовищах).

Також збагачення може здійснюватись у силових полях:
- у гравітаційному полі;
- у відцентровому полі;
- у магнітному полі;
- в електричному полі.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

1.2.1. Дроблення і подрібнення

Між дробленням і подрібненням принципового розходження немає. Умовно вважають, що при дробленні одержують зерна крупністю більше 5 мм, а при подрібненні - менше 5 мм [2]. Залежно від крупності вихідного і дробленого (подрібненого) продуктів розрізняють три стадії дроблення і три стадії подрібнення (табл. 1.1).

При дробленні і подрібненні слід дотримуватися принципу «не дробити нічого зайвого», тому що переподрібнення призводить до зайвої витрати електроенергії, збільшення зносу дробарок і млинів, зменшення їх продуктивності і погіршення показників збагачення.

На збагачувальних фабриках дроблення і подрібнення корисних копалин зазвичай здійснюють у декілька стадій, тому що необхідний ступінь дроблення в одній машині одержати неможливо. Частина загального процесу дроблення або подрібнення, яка здійснена

Національний університет водного господарства та природокористування

в одній машині, називається стадією дроблення (подрібнення). Ступінь дроблення (подрібнення), що досягається в окремій стадії, називається частковим, а у всіх стадіях - загальним. Загальний ступінь дроблення дорівнює добутку ступенів дроблення (подрібнення) в окремих стадіях.

Таблиця 1.1

Стадії дроблення і подрібнення [1]

Дроблення			Подрібнення		
Стадія	Крупність продуктів, мм		Стадія	Крупність продуктів, мм	
	вихідного	дробленого		вихідному	подрібненому
Крупне дроблення	1200 - 500	350 - 100	Крупне подрібнення	20 - 40	до 5
Середнє дроблення	350 - 100	100 - 40	Середнє подрібнення	до 5	до 0,6
Дрібне дроблення	100 - 40	40 - 10	Тонке подрібнення	до 5	до 0,15

Число стадій дроблення і подрібнення залежить від фізико-механічних властивостей корисної копалини, вкраплення корисного мінералу і крупності, що допускається подальшим процесом збагачення. Машини, у яких здійснюються процеси дроблення і подрібнення, називаються відповідно дробарками і млинами. Ефективність роботи дробарок (млинів) оцінюється кількістю дробленого (подрібненого) продукту на 1 кВт/год витраченої електроенергії.

Залежно від характеру механічного впливу на руду розрізняють наступні способи дроблення:

- роздавлювання – руйнування в результаті здавлювання між двома поверхнями (рис. 1.2, а);
- розколювання – руйнування в результаті розколювання між зубцями дробильних поверхонь (рис. 1.2, б);
- розтирання – руйнування в результаті впливу двох рухомих одна відносно іншої дробильних поверхонь (рис. 1.2, в);
- удар – руйнування в результаті впливу динамічних короткотермінових навантажень (рис. 1.2, г).

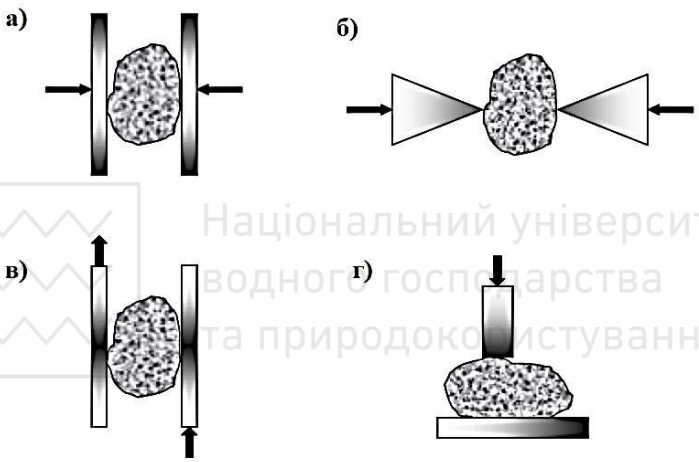


Рис. 1.2. Способи дроблення:
а – роздавлювання; б – розколювання; в – розтирання; г – удар

Дробарка – машина для дроблення та подрібнення грудкової мінеральної сировини й інших твердих матеріалів. Розрізняють щокові, конусні, валкові, барабанні, молоткові і роторні дробарки та ступи й дробарки спеціального призначення [3].

Вибір типу дробарки визначається технологічними завданнями.

Щокові і конусні дробарки застосовують для дроблення абразивних матеріалів міцних і середньої міцності, валкові – для матеріалів середньої міцності, ударні – для м'яких і середньої міцності малоабразивних матеріалів.

Щокові дробарки встановлюють переважно на збагачувальних фабриках невеликої продуктивності. Вони порівняно з конусними дробарками більш пристосовані для дроблення глинистих і вологих

руд, займають менше місця по висоті, простіші конструктивно, але менш пристосовані для дроблення матеріалів пластинчастої форми. Щокові дробарки працюють за принципом роздавлювання і частково згину між двома щоками, з яких одна - нерухома, а інша - рухома. Щокові дробарки розділяються на два кінематичних класи: із простим рухом щоки і складним (рис. 1.3).

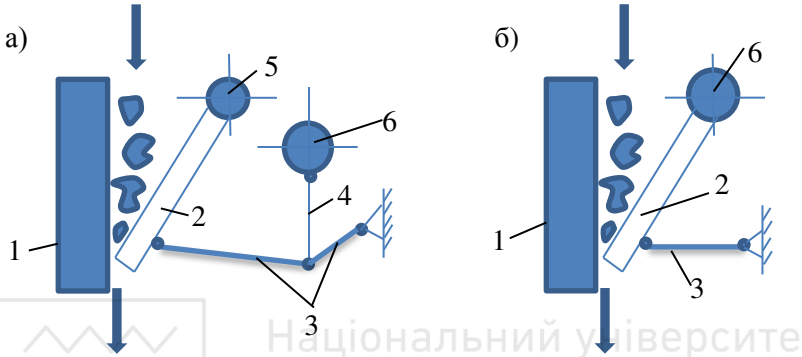


Рис. 1.3. Схеми щокових дробарок:
а – з простим рухом щоки, б – зі складним рухом щоки.
1 – нерухома щока; 2 – рухома щока; 3 – розпірні плити;
4 – шатун; 5 – вісь; 6 – ексцентриковий вал

У дробарку з простим рухом щоки (рис. 1.3, а) вихідний матеріал завантажується зверху в робочий простір між рухомою *2* і нерухомою *1* щоками. При обертанні ексцентрикового валу *6,* шатун *4* рухається у вертикальному напрямку, а його рух через розпірні плити *3* передається рухомій щоці *2*. Таким чином, рух шатуна вгору супроводжується наближенням рухомої щоки до нерухомої і дробленням матеріалу. При русі шатуна вниз рухома щока відходить від нерухомої, у цей час здійснюється розвантаження дробленого продукту під дробарку.

У дробарках зі складним рухом (рис. 1.3, б) рухома щока *2* підвішена безпосередньо на ексцентриковий вал *6*. Внаслідок цього всі точки поверхні рухомої щоки описують овальні траєкторії, тому матеріал піддається не тільки роздавлюванню, але й стиранню. Щокові дробарки застосовують для крупного і середнього дроблення твердих порід зі ступенями дроблення до *4*.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

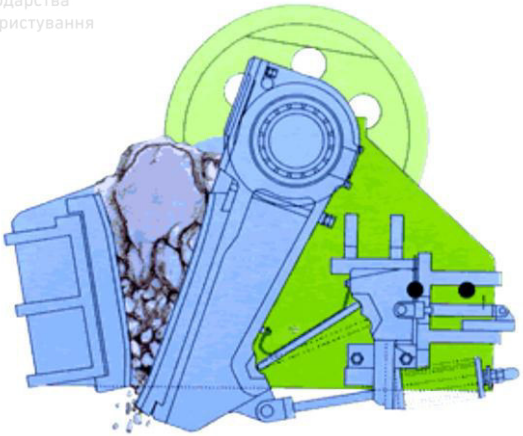


Рис. 1.4. Кінематична схема щокової дробарки

Конусні дробарки встановлюють на збагачувальних фабриках великої продуктивності. Основне подрібнююче зусилля в конусних дробарках – роздавлювання, але має місце і розлам грудок при вигині, що виникає, коли грудка затиснута між увігнутою поверхнею чаші і опуклою поверхнею рухомого конуса. Конусні дробарки за своїм призначенням розділяються на дробарки для крупного дроблення (рис. 1.5, а), середнього дроблення (рис. 1.6, б) і дрібного дроблення (рис. 1.5, в).

У конусних дробарках матеріал дробиться в кільцевому просторі, утвореному нерухомою конічною чашею *1* і розташованим всередині цієї чаші рухомим подрібнюючим конусом *2*, закріпленим на ексцентрично встановленому (завдяки стакану *4*) валу *3*. Принцип дії всіх конусних дробарок однаковий: наближення подрібнюючого конуса до чаші супроводжується дробленням грудок матеріалу, що надходить у дробарку зверху, а видалення - розвантаженням дробленого продукту, що виходить вниз, під дробарку.

Конусні дробарки використовують для дроблення твердих і в’язких порід. Конусні дробарки крупного дроблення звичайно працюють при ступені дроблення до 4, середнього і дрібного – до 7.

Дробарка повинна забезпечити необхідну продуктивність при заданій крупності дробленого продукту. Ширина приймального отвору дробарки повинна бути на 15 % більше розміру максимального зерна у вихідному матеріалі.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

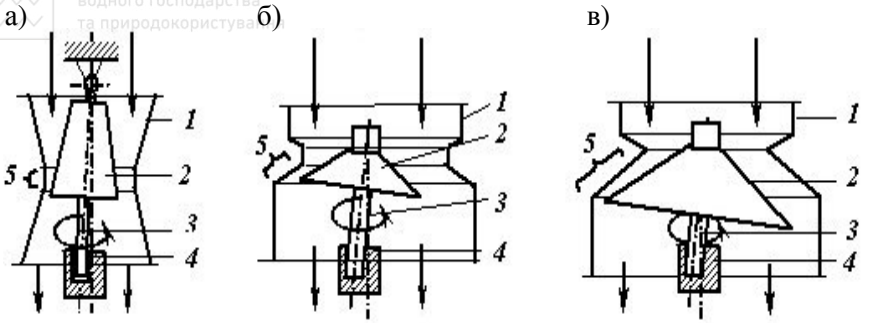


Рис. 1.5. Схеми конусних дробарок:
а – крупного дроблення; б – середнього дроблення; в – дрібного дроблення.
1 – конічна нерухома чаша; 2 – подрібнюючий конус; 3 – вал;
4 – ексцентриковий стакан; 5 – зона дроблення

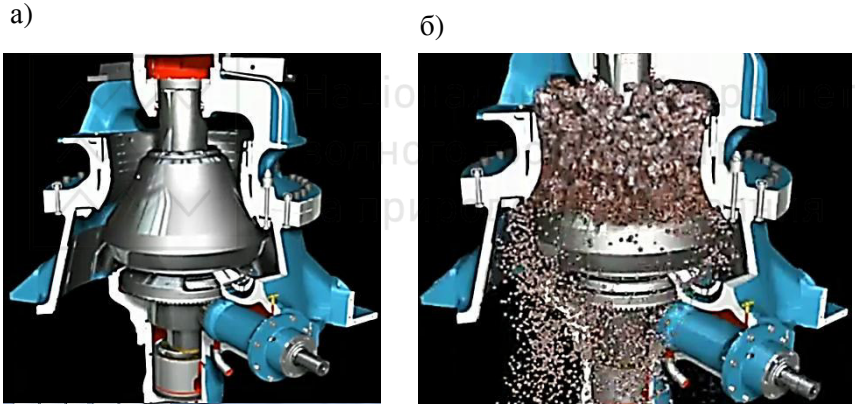


Рис. 1.6. Конусна дробарка

Продуктивність щокових і конусних дробарок визначають за даними каталогів з урахуванням поправок на дробильність ($к_{др}$), насипну густину ($к_{\delta}$) і крупність подрібнюваного матеріалу ($к_d$):

$$Q = Q_к \cdot к_{др} \cdot к_{\delta} \cdot к_d, \qquad (1.1)$$

де $Q_к$ – продуктивність дробарки за каталогом, т/год; $к_d$,$к_{\delta}$, $к_{др}$ – поправочні коефіцієнти.

Валкові дробарки з гладкими валками (рис. 1.7) працюють за принципом роздавлювання вихідного матеріалу. Валкові дробарки

Національний університет
водного господарства
та природокористування

виготовляються з гладкими – і зубчатими валками. Принцип дії дробарок однаковий: вихідний матеріал подається зверху, затягується валками, що обертаються назустріч один одному, і при проходженні між ними дробиться [4].

Ці дробарки застосовуються для середнього і дрібного дроблення руд, коли недопустиме переподрібнення цінного крихкого мінералу (марганцеві, каситеритові, вольфрамітові руди, калійні солі), іноді їх застосовують для середнього дроблення вугілля і коксу.

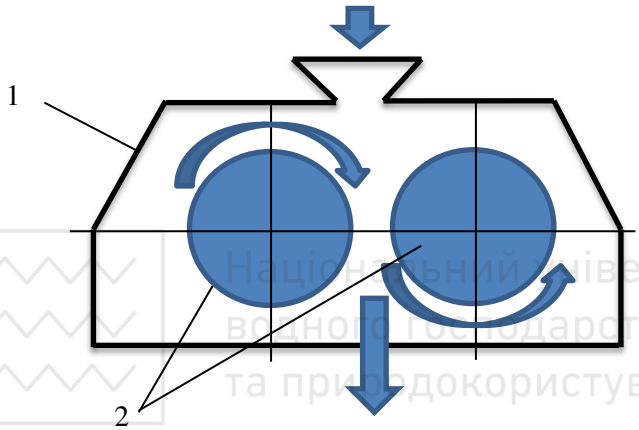


Рис. 1.7. Валкова дробарка з гладкими валками:
1 – корпус; 2 – гладкі валки

На збагачувальних фабриках дробарки з гладкими валками звичайно використовують при ступені дроблення 3...4.

Валкові дробарки із зубчатими валками призначені для крупного і середнього дроблення м'яких і крихких порід (вугілля, антрацитів і сланців), а також при необхідності одержати грудковий дроблений продукт із невеликим вмістом дріб'язку.

Процес дроблення в дробарках із зубчатими валками (рис. 1.8) відбувається за рахунок розколювання порід і здійснюється при меншому переподрібненні та витраті енергії, ніж у щокових і конусних дробарках.

Зубчаті дробарки працюють при ступенях дроблення 4…6. Валкові дробарки мають багато переваг: простота конструкції; компактність; надійність в експлуатації і невеликий вміст дріб'язку в гото-

вому продукті. Однак, вони мають низьку продуктивність і великі питомі витрати електроенергії.

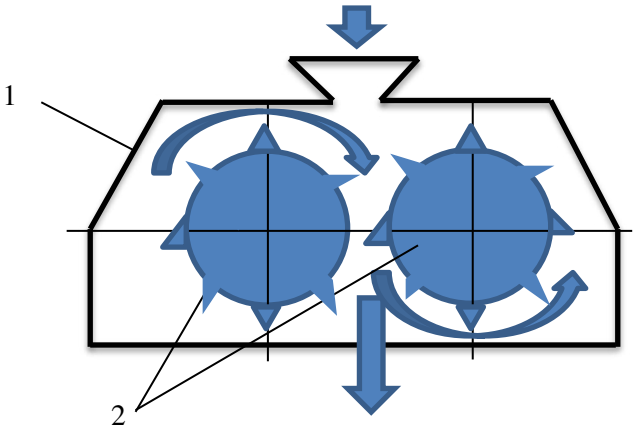


Рис. 1.8. Валкова дробарка із зубчастими валками:
1 – корпус; 2 – зубчасті валки

Дробарки ударної дії (молоткові і роторні) використовуються для крупного, середнього і дрібного дроблення матеріалів не тільки низької і середньої, але й підвищеної міцності. До переваг дробарок ударної дії слід віднести: простоту конструкції, надійність, компактність, велику продуктивність, високий ступінь дроблення (20 і більше) та порівняно невеликі питомі витрати електроенергії. Вони широко застосовуються для дроблення кам'яного вугілля, коксової шихти, вапняку, руд чорних, кольорових, рідкісних і благородних металів, калійних солей, баритових, флюоритових й азбестових руд та будівельних матеріалів.

Дробарки ударної дії виготовляються одно- і двороторними, з колосниковими решітками і без них, з реверсивними і нереверсивними роторами. Основна відмінність молоткових і роторних дробарок полягає в кріпленні бил – у молоткових дробарок вони закріплені шарнірно, у роторних – жорстко.

У молоткових дробарках (рис. 1.9) вихідний матеріал через завантажувальний отвір надходить у робочий простір, обмежений корпусом *1*, який захищений броньовими плитами *2*. У середині робочого простору на горизонтальному валу *3* обертається ротор *4* з молотками *5*, що закріплені шарнірно. Молотки вдаряють по грудках і

з силою відкидають їх до стінок корпуса на плити, де грудки дробляться.

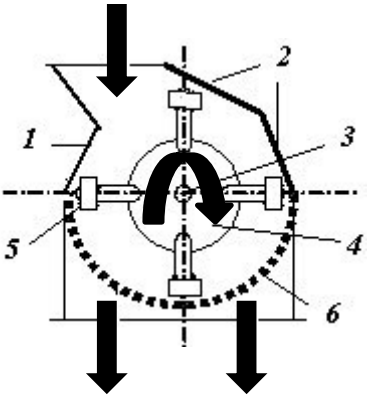


Рис. 1.9. Молоткова дробарка:
1 – корпус; 2 – броньові відбійні плити; 3 – вал; 4 – ротор;
5 – молотки; 6 – решітка

Таким чином, процес дроблення здійснюється в результаті ударів молотків по грудках матеріалу, ударів грудок матеріалу об броньові плити і роздавлювання та стирання матеріалу молотками на колосникових решітках. Дроблений продукт розвантажується через отвори колосникових решіток *6*.

Принцип дії роторних дробарок аналогічний принципу дії молоткових дробарок. У роторних дробарках дроблення здійснюється жорстко закріпленими на роторі *4* билами *6* (рис. 1.10). Матеріал завантажується в зону ротора, що обертається з великою швидкістю. Ударами бил грудки руйнуються, і їх частини відкидаються на відбійні броньові плити *2*, що утворюють камеру дроблення. Ударяючись, грудки руйнуються і знову відскакують на ротор. Це повторюється доти, доки грудки, досягнувши визначеної крупності, не вийдуть із дробарки через вихідну щілину або отвори колосникових решіток.

Двороторні дробарки порівняно з однороторними менш піддані забиванню і зазвичай застосовуються для дроблення більш вологих матеріалів та матеріалів, що злипаються. Вони також дозволяють завантажувати матеріал більшої крупності. Ширину щілини колосникових решіток і відстань між ними та кінцем бил (молотків) ви-

бирають залежно від необхідної крупності дробленого продукту і вологості матеріалу, що дробиться. При дробленні глинистих вологих руд, щоб уникнути забивання колосникових решіток, відстань між колосниками збільшують. У деяких випадках дробарки працюють без колосникових решіток. Без колосникових решіток продуктивність дробарки підвищується, але при цьому в дробленому продукті з'являються зерна крупніші допустимих розмірів.

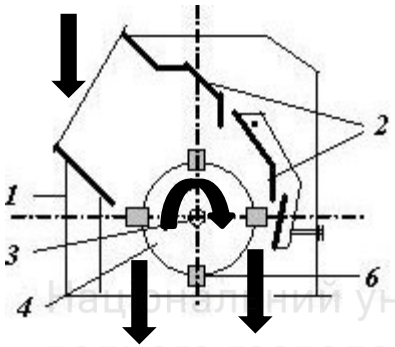


Рис. 1.10. Роторна дробарка:
1 – корпус; 2 – броньові відбійні плити; 3 – вал; 4 – ротор;
5 – молотки; 6 – било

У практиці збагачення руд широко застосовують барабанні млини для подрібнення гірської породи. Барабанні млини розрізняють за:

- формою барабана (циліндричні, трубчасті);
- характером середовища, в якому відбувається подрібнення (сухе та мокре);
- видом тіл, що здійснюють помол (стальні чи керамічні шари, стержні, галька, крупні куски руди);
- принципом дії (обертальні, вібраційні, відцентрові);
- способом розвантаження вихідного продукту (розвантаження через решітку, центральне розвантаження).

Основним параметром подрібнення є відношення максимального розміру зерен вихідного продукту до максимального розміру зерен подрібненого продукту.

До барабанних відносять шарові, стрижневі, рудно-галькові млини і млини самоподрібнення. Шаровий млин (рис. 1.11) становить порожнистий циліндричний барабан, заповнений тілами, що

здійснюють помол. Пульпа надходить в млин через отвір живильника, що розміщений в торцевій частині барабана. Саме подрібнення відбувається під час обертання барабану.

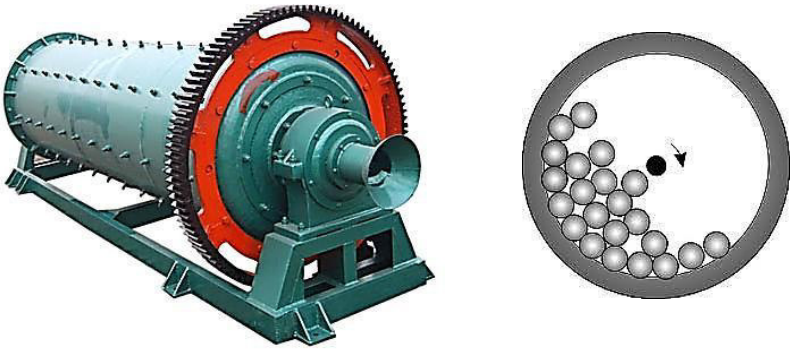


Рис. 1.11. Шаровий млин

Розвантаження здійснюється через грати, розмір отворів яких менший розміру кульок (шаровий млин з розвантаженням через решітку). У шарових млинах з центральним розвантаженням розвантаження відбувається через пустотілу цапфу під природним тиском, що його створює пульпа.

Принципова конструкція барабанних стрижневих млинів аналогічна млинам із центральним розвантаженням. Тілами, що здійснюють подрібнення, є сталеві стрижні, довжина яких в промислових млинах на 25…30 см менша довжини барабана (довжина барабана промислового млина - 1,8…6,0 м).

Особливістю млинів самоподрібнення є те, що зсередини вони футеруються ребристими плитами з пологими виступами – ліфтерами, за допомогою яких шматки руди захоплюються, піднімаються на деяку висоту і скидаються. Подрібнення відбувається за рахунок удару, розколювання і часткового розтирання.

1.2.2. Грохочення

Грохочення – процес розділення зернистого матеріалу за крупністю. Залежно від призначення, грохочення може бути самостійним, підготовчим та допоміжним.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Самостійне грохочення – процес розділення на продукти заданої крупності, що є кінцевими товарними продуктами для відправлення споживачам.

Підготовче грохочення – розділення матеріалу на класи крупності, що піддаються роздільній переробці на фабриці.

Допоміжне грохочення застосовується у схемах дроблення з метою виділення матеріалу, крупність якого рівна або менша за крупність дробленого матеріалу.

Грохочення з метою зневоднення – процес зневоднення руди чи продуктів збагачення на грохотах.

Грохочення здійснюють на поверхнях для просіювання, в якості яких застосовуються колосникові решітки, штамповані литі та зварні решета, дротяні сита.

Колосникові решітки набираються із колосників, які паралельно з'єднані між собою із точно визначеними зазорами (рис. 1.12). Даний тип решіток застосовується для грохочення крупного матеріалу (більше за 100 мм).

Національний університет
водного господарства
та природокористування

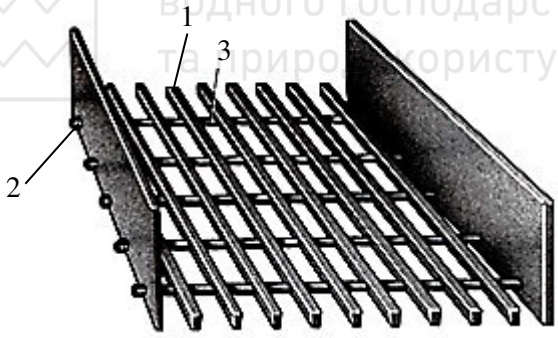


Рис. 1.12. Колосникова решітка:
1 – колосник; 2 – стяжний болт; 3 – розпірна труба

Решета – виготовляють із листової сталі чи литої гуми. Отвори в решеті можуть мати різну форму – квадратну, трикутну та круглу. Решета застосовують для грохочення породи за крупністю від 10 до 100 мм.

Сита виготовляють шляхом плетіння із металевого, полімерного чи капронового дроту (рис. 1.13). Сита застосовуються для грохо-

чення дрібного матеріалу (менше 25 мм). Найменший розмір отвіру сита – 0,05 мм.

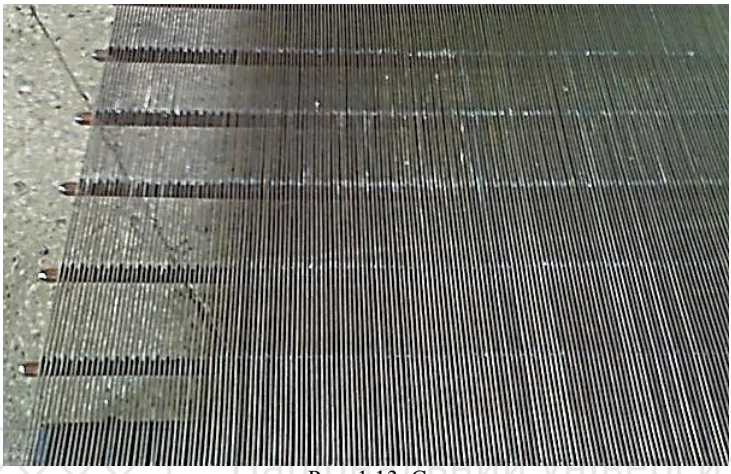


Рис. 1.13. Сито

Матеріал, що пройшов через поверхню для просіювання, називають підрешітним чи мінусовим. Відповідно продукт, що залишився на поверхні для просіювання, називають надрешітним чи плюсовим.

Апарат для грохочення називають грохотом. Робоча поверхня може мати форму площини, напівкруга та циліндра. Також вона може бути нерухомою, вібруючою та виконувати зворотно-поступальні рухи.

Нерухомий колосниковий грохот являє собою колосникові решітки, що встановлені під кутом $40…45^0$. Вихідний матеріал завантажується у верхню частину решітки і самотоком рухається донизу. При цьому, дрібні частинки частково провалюються через зазори між колосниками. Недоліком нерухомого колосникового грохоту є слабке розпушення матеріалу та невисока ефективність грохочення (50…60%) (рис. 1.14). Як правило, даний тип грохотів застосовується для грохочення руди перед першою стадією її дроблення.

Дуговий грохот призначений для грохочення дрібного матеріалу. Вихідна пульпа під тиском подається через розвантажувальний патрубок по дотичній до дугоподібного сита. Дрібний шлам разом з водою розвантажується через сито у відсік для розвантаження. Над-

решітний продукт розвантажується через спеціальний жолоб (рис. 1.15).

Рис. 1.14. Нерухомий колосниковий грохот

Рис. 1.15. Дуговий грохот

Інерційний грохот складається з короба із ситами, що закріплений на пружинних опорах (рис. 1.16 та рис. 1.17). За допомогою спеціального вібратора короб приводиться в рух. При цьому всі точки короба описують кругові траєкторії, що в свою чергу призводить до розрихлення матеріалу на ситі. Внаслідок того, що короб встановлений під кутом 25^0, матеріал на ситі рухається донизу, піддаючись цим самим просіюванню.

Рис. 1.16. Інерційний грохот для руд чорних та кольорових металів

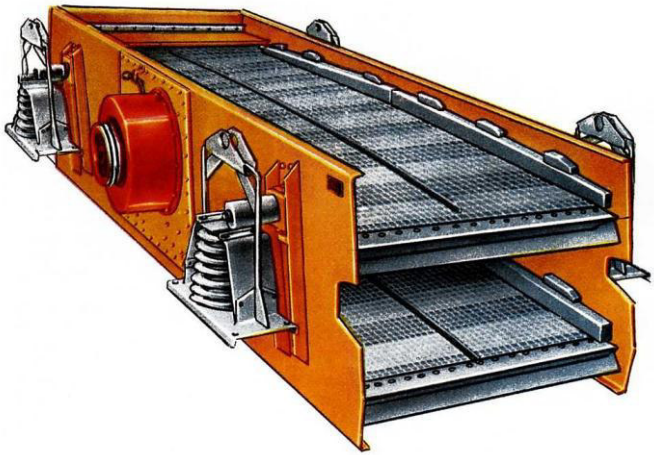


Рис. 1.17. Інерційний грохот для щебеню та гравію

Національний університет водного господарства та природокористування

1.2.3. Класифікація

Класифікація у збагаченні корисних копалин – процес розділення подрібнених матеріалів у рідинному або повітряному середовищі на основі відмінності в швидкостях падіння (осідання) частинок різного розміру, форми і густини [1].

Метою застосування класифікації є отримання продуктів різного гранулометричного складу і густини.

Класифікацію застосовують у гірничій промисловості, переважно при збагаченні руд чорних і кольорових металів та вугілля для забезпечення оптимальної крупності продуктів при подальшій обробці, в тому числі перед гравітаційним збагаченням й флотацією. Крупність частинок, що розділяються, як правило, становить 1 мм… 40 мкм. Матеріал крупніший за 3 мм (при збагаченні вугілля крупністю до 13 мм) класифікується рідко.

За технологічним призначенням класифікацію поділяють на:

- самостійну (остаточну) для відділення грубозернистого матеріалу від мулистих і глинистих частинок, отримання готових продуктів, сортність яких визначається крупністю;
- підготовчу – для розділення тонкозернистих матеріалів на окремі класи крупності перед їх збагаченням гравітаційними або флотаційними процесами.

При подрібненні виділяють наступні види класифікації:

- попередню – відділення великих частинок для подальшого їх подрібнення;
- контрольну, або перевірочну – виділення великих частинок (пісків) з подрібненого матеріалу для подальшого їх доподрібнення в замкненому циклі;
- суміщену – попередню і контрольну (перевірочну), коли обидві операції об'єднані в одну при подрібненні в замкненому циклі.

Залежно від середовища, в якому відбувається розділення частинок, розрізняють наступні види класифікації:

- мокру (гідравлічну);
- суху (пневматичну).

За принципом розділення виділяють наступні види класифікації:

- гравітаційну (з розділенням частинок у полі сили тяжіння);
- відцентрову (з розділенням у полі відцентрової сили).

Національний університет водного господарства та природокористування

Також розрізняють ситову та безситову класифікую.

Щоб збільшити ефективність класифікації здрібнених продуктів, потоку рідини можна додати обертовий рух в апараті циліндрично-конічної форми гідроциклони. Тут частки розділяються під дією гравітаційних і відцентрових сил. Важкі й великі частки будуть відкидатися до периферії та рухатимуться по спіралі в нижню розвантажувальну частину (піски) [5-6].

Тонкі частки залишаються в центрі потоку й виносяться ним через верхній патрубок (злив).

1.3. Основні методи збагачення

1.3.1. Гравітаційні методи збагачення

Гравітаційні процеси основані на відмінностях у густині, формі та розмірі частинок. Розрізняють наступні гравітаційні методи збагачення: гідравлічна класифікація; відсаджування; збагачення в стумині води, що тече по похилій площині; збагачення у важких середовищах; промивка [7].

Гідравлічна класифікація – метод розділення суміші мінералів у водному або повітряному середовищі на класи різної крупності на основі відміностей швидкостей падіння частинок різного розміру.

Розрізняють суху (в повітряному середовищі) і мокру (у воді) класифікацію. Внаслідок класифікації отримують два продукти – крупний (плюсовий, або піски) і дрібний (мінусовий, або злив).

Класифікації піддається матеріал крупністю не більше 3-4 мм. Для розділення більших часток застосовується грохочення. Класифікація застосовується як самостійний, допоміжний і підготовчий процес.

Принцип дії апаратів для класифікації оснований на законах вільного падіння зерен. При цьому процес класифікації може здійснюватися в горизонтальному або у висхідному потоці середовища. Крім того, класифікація може відбуватися під дією відцентрових сил. У практиці збагачення руд широко використовуються гідравлічні класифікатори, спіральні класифікатори і гідроциклони.

Гідравлічний класифікатор – апарат, призначений для виділення декількох фракцій різної крупності (рис. 1.18). Він складається із чотирьох камер, змонтованих у загальному корпусі. Верхня частина

Національний університет водного господарства та природокористування

корпусу в плані має вигляд трапеції з меншою основою зі сторони завантаження та з більшою – із зливного порогу.

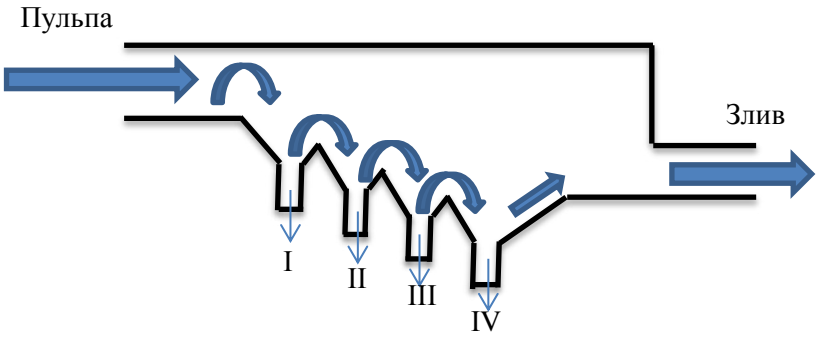


Рис. 1.18. Принципова схема класифікатора із крупністю фракцій I-IV

Спіральний класифікатор – апарат, призначений для допоміжної гідравлічної класифікації руди при її подрібненні (рис. 1.19). Він складається із корпусу, встановленого під кутом до горизонту та спіралі, яка частково або повністю занурюється в пульпу. Злив з млина надходить в корпус класифікатора і переміщується до зливного порогу. По мірі переміщення частинки осідають. Дрібні частинки, що не встигли осісти, зливаються через зливний поріг, а осілі великі зерна згрібаються вгору.

Рис. 1.19. Спіральний класифікатор

Гідроциклон – апарат для гідравлічної класифікації тонкодисперсних продуктів (рис. 1.20). Пульпа, що подається в середину гідроциклону, зазнає обертового руху, а крупні частинки під дією відце-

Національний університет
водного господарства
та природокористування

нтрових сил та сили тяжіння сповзають донизу. Дрібні частинки разом із водою видаляються через зливний патрубок.

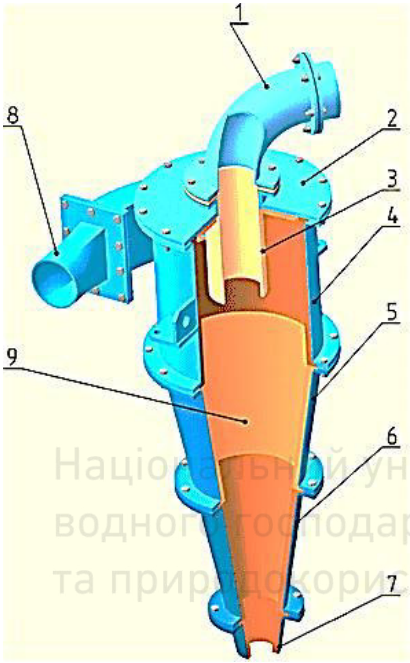


Рис. 1.20. Гідроциклон ГЦД-360:
1 – відведення дрібних частинок та води; 2 – кришка;
3 – зливна насадка; 4 – камера із спіральним вводом; 5 – великий корпус;
6 – малий корпус; 7 – піскова насадка; 8 – перехідник;
9 – футеровка поліуретанова

Відсаджування – процес розподілу мінералів за густиною в пульсуючому висхідно-низхідному потоці води або повітря. Залежно від характеру застосовуваного розділового середовища відсадження називається гідравлічним або пневматичним. Процес відсаджування здійснюється у відсаджувальних машинах.

У гідравлічних відсаджувальних машинах висхідно-низхідні потоки води створюються шляхом руху поршня, діафрагми або стисненого повітря.

У пневматичних відсаджувальних машинах створюється пульсуючий повітряний потік за рахунок установки спеціальних пульсаторів у підвідному повітропроводі.

Національний університет водного господарства та природокористування

Принцип дії відсаджувальних машин полягає в наступному. Подрібнена руда подається на решето разом із водою. Через отвори в решеті від приводу створюються змінні за швидкістю і напрямом висхідно-низхідні потоки води.

У період дії висхідного потоку шар руди (так звана постіль) розпушується, при цьому найбільш легкі зерна, швидкість падіння яких менша за швидкість висхідних потоків, рухаються вгору, а важкі зерна знаходяться в підвішеному стані.

Під дією низхідного потоку рудна суміш ущільнюється, при цьому важкі зерна потоком захоплюються вниз з більшою швидкістю, ніж легкі.

У результаті багаторазової дії висхідно-низхідного потоку шар руди розшаровується: легкі мінерали виносяться у верхні шари, а важкі концентруються в нижніх шарах. За рахунок поздовжніх потоків води зерна транспортуються до розвантажувальних зон.

Спосіб збагачення в струмині води, що тече по похилій площині, заснований на тому, що важкі і легкі частинки під впливом динамічного впливу потоку води рухаються за різними траєкторіями. У практиці збагачення цей спосіб здійснюється на концентраційних столах (рис. 1.21), шлюзах, гвинтових сепараторах (рис. 1.22), струменевих жолобах, конусних сепараторах та деяких інших апаратах. Загальним для всіх є рух пульпи по похилій площині.

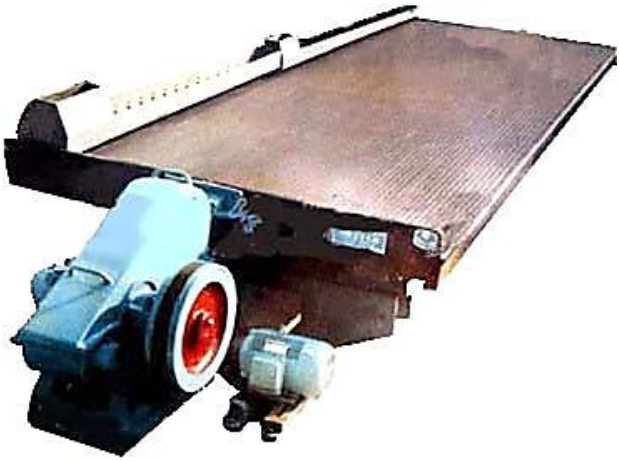


Рис. 1.21. Концентраційний стіл

Мінеральні зерна транспортуються потоком води по похилій поверхні та піддаються дії таких сил:

1) тяжіння;

2) динамічного тиску струмини води;

3) динамічного впливу вертикальної складової швидкості вихрових потоків, що утворюються при турбулентному режимі;

4) тертя;

5) опору середовища.

Під дією сукупності цих сил мінеральні зерна різної форми, густини і розміру здійснюють наступні рухи:

- ковзають або перекочуються по дну;

- здійснюють стрибкоподібний рух: періодично підхоплюються вихровими струминами і переносяться ними, потім падають і деякий час ковзають або перекочуються по дну, потім знову підхоплюються потоком і т.д.

Для розшарування мінеральної суміші необхідно створити такі режими руху, які забезпечують перенесення легких частинок потоком і, навпаки, виключають перенесення потоком важких зерен.

Рис. 1.22. Гвинтовий сепаратор

Процес збагачення у важких середовищах – розділення мінералів за густиною в гравітаційному або відцентровому полі в середовищі, густина якого є проміжною між густинами роздільних мінералів.

Сутність процесу полягає в тому, що при зануренні руди у важке середовище зерна, густина яких менша за густину середовища,

Національний університет
водного господарства
та природокористування

спливають, а зерна, густина яких більша за густину середовища, тонуть. Збагачення у важких середовищах є найбільш ефективним гравітаційним процесом, тому що дозволяє досягти чіткого розподілу за густиною.

У якості важких середовищ можуть бути використані важкі рідини, водно-мінеральні суспензії та аеросуспензії [7].

Промивка - процес дезінтеграції (розпушення) глинистого матеріалу, цементуючого рудні зерна з подальшим видаленням тонких глинистих частинок разом з водою. Промивка може бути як самостійним процесом, так і підготовчим, коли мита руда направляється на подальше збагачення [8]. Процес промивки здійснюється в наступних апаратах:

1) у жолобах. Рух матеріалу відбувається під напором струменів води, подається через спеціальні насадки. Відмитий глинистий матеріал видаляється разом з потоком поди;

2) в бутарі (барабанний промивний грохіт). Вихідна руда завантажується всередину обертового барабана, куди через розбризкувачі під напором подається вода. Відмитий глинистий матеріал видаляється через отвори грохоту разом з водою.

3) в скруберах. Скрубер – глухий барабан, встановлений майже горизонтально (не більше 7^0). Руда завантажується через отвір в торцевій частині барабана і переміщується до розвантажувального кінця під дію спіральних лопаток, укріплених на внутрішній поверхні скрубера. При обертанні відбувається дезінтеграція. Відділення від шламів проводиться в інших апаратах.

4) у мийках. Корпус мийки встановлений під кутом $15\text{-}17^0$. Усередині корпусу обертається вал із закріпленими на ньому лопастями. Руда подається в нижню частину корпусу і під дією лопаток переміщується вгору. Злив розвантажується через поріг.

5) у промивних баштах. Промивна башта – циліндричний резервуар з конічною основою. Руда завантажується у верхню частину вежі. Промивання здійснюється під дією води, яка підводиться під тиском в нижню частину вежі.

1.3.2. Магнітні методи збагачення

Магнітний метод збагачення (магнітна сепарація) - метод розподілу мінералів, що заснований на використанні відмінностей їх ма-

Національний університет
водного господарства
та природокористування

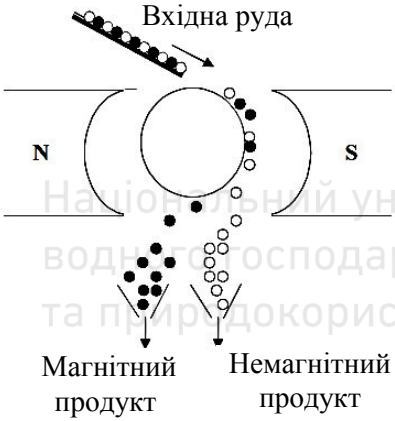
гнітних властивостей. Цей метод широко застосовується для збагачення руд чорних, кольорових та рідкісних металів [9].

Для даного виду збагачення застосовуються магнітні сепаратори.

Для вилучення сильномагнітних мінералів застосовують сепаратори зі слабким полем (80-120кА/м), для слабомагнітних – з сильним(800-1600кА/м).

Слабке поле зазвичай створюється відкритою багатополюсною магнітною системою, сильне – замкнутою магнітною системою.

У замкнутих магнітних системах магнітне поле створюється в просторі між двома різнойменними полюсами (рис. 1.23).



Національний університет
водного господарства
та природокористування

Рис. 1.23. Принципова схема сепаратора із замкнутою магнітною системою

Якщо відкрита багатополюсна система складається із електромагнітів, тоді сепаратор називають електромагнітним (рис. 1.24, а). Якщо система складається із постійних магнітів – сепаратор називають магнітним (рис. 1.24, б).

Розрізняють сухі і мокрі магнітні сепаратори. Сухі магнітні сепаратори застосовуються для збагачення руд крупністю від 3 до 50-100 мм. Для більш тонкого матеріалу застосовується мокра магнітна сепарація.

За типом пристрою для транспортування магнітного продукту розрізняють валкові, барабанні, роликові, дискові, стрічкові, шківні та інші сепаратори.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

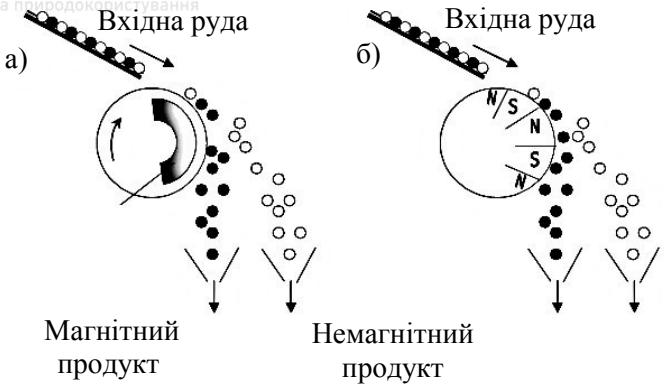


Рис. 1.24. Принципова схема сепаратора із відкритою магнітною системою: а – електромагнітного, б – магнітного

1.3.3. Електросепарація

Електричне збагачення – метод поділу мінералів, заснований на відмінності в їх електричних властивостях [9].

Основними характеристиками електричних властивостей мінералів є електрична провідність та діелектрична проникність.

Електрична провідність (електропровідність) – величина, зворотна електричному опору і характеризує здатність вільних електричних зарядів переміщатися по даній речовині (мінералу) під впливом різниці потенціалів. Залежно від електропровідності всі мінерали поділяються на провідники, напівпровідники і діелектрики. До числа провідників відносяться самородні метали, графіт, сульфідні мінерали, магнетит, гематит, рутил.

Мінерали-діелектрики, на відміну від провідників, мають дуже великий електричний опір. Їх електропровідність дуже мала, електричного струму практично не проводять. До їх числа належать алмаз, кварц, слюда, самородна сірка, солеподібні мінерали.

Діелектрична проникність – фізична величина, що характеризує здатність речовини (мінералу) поляризуватися під дією електричного поля. Чим більша діелектрична проникність мінералу, тим вища його електропровідність.

Апарати для електричного збагачення називаються електричними сепараторами [10]. Електричні сепаратори класифікуються за такими ознаками:

Національний університет
водного господарства
та природокористування

1) за характером електричного поля (електростатичні та з коронним розрядом);

2) за способом електризації (з електризацією контактним способом, в полі коронного розряду, трибоелектризацією, піроелектризацією);

3) за конструкцією (барабанні, поличні, лоткові, пластинчасті, стрічкові, камерні та інші).

В електростатичних сепараторах з електризацією контактним способом поділ мінералів-провідників і мінералів-діелектриків проводиться в електричному полі, створюваному між робочим електродом, на який надходить збагачувальний мінерал, і електродом з протилежним електричним зарядом.

У пластинчастому електростатичному сепараторі електроди мають пластинчасту форму (рис. 1.25, а), в барабанному – електростатичне поле створюється між електродом, що має барабанну форму і протилежним пластинчастим або барабанним електродом (рис. 1.25, б).

Національний університет
водного господарства
та природокористування

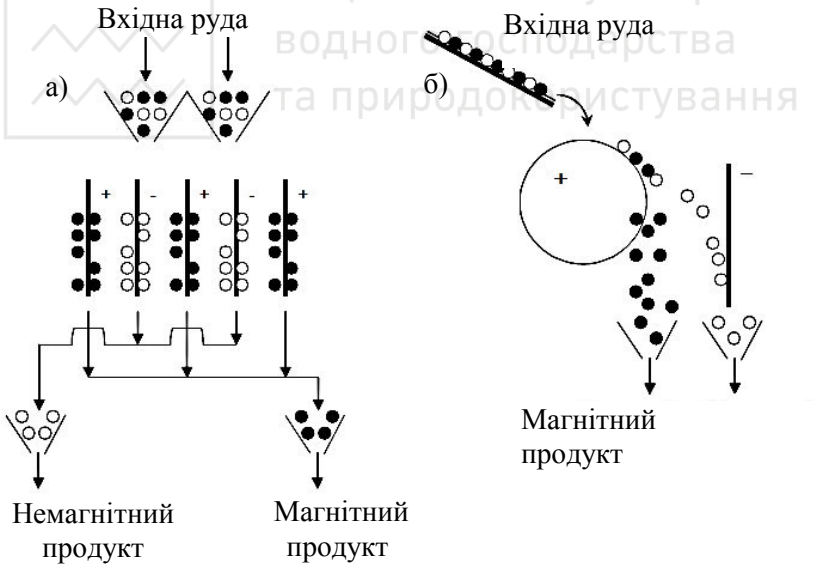


Рис. 1.25. Принципова схема електростатичних сепараторів: а – пластинчастого, б – барабанного

Трибоелектростатичні сепаратори мають електризатор, виконаний у вигляді віброживильників, на якому в результаті багаторазо-

Національний університет
водного господарства
та природокористування
вих струшувань одні мінерали електризуються позитивно, а інші – негативно. Поділ електрично заряджених частинок відбувається в електростатичному полі, створюваному двома протилежно зарядженими електродами. Якщо в руді присутні мінерали, схильні до піроелектризації, то трибоелектростатичний сепаратор забезпечується нагрівачем.

Коронний барабанний сепаратор складається з порожнистого заземленого обертового барабана, на деякій відстані від якого встановлений електрод. На цей електрод подається висока негативна напруга, а заземлений барабан заряджається позитивно. У напрямку від електрода до барабана створюється безперервний потік електронів і негативно заряджених іонів, що утворюються за рахунок іонізації повітря.

Вихідна руда подається в зону коронного розряду, де частинки-провідники під впливом потоку негативно заряджених частинок заряджаються негативно і притягуються до протилежно зарядженого барабана. При зіткненні із барабаном вони перезаряджаються позитивно, відштовхуються від барабана і розвантажуються.

1.3.4. Флотація

Флотація – метод збагачення, заснований на відмінності у фізико-хімічних властивостях поверхні мінералів, які обумовлюють їх різну змочуваність водою.

Грунтуючись на зовнішніх ознаках, флотація - спосіб роподілу мінералів, при яких одні спливають на поверхню або плавають по цій поверхні, а інші - тонуть.

Змочуваність – здатність поверхні мінеральних частинок взаємодіяти із молекулами води під впливом сил молекулярного притягання.

За змочуваністю водою частинки діляться на гідрофобні (не змочуються водою) і гідрофільні (змочуються водою).

Сутність флотації полягає в тому, що гідрофобні частки в штучно аерованій пульпі прилипають до повітряних бульбашок і спливають на поверхню. Гідрофільні частки не прилипають до бульбашок повітря і тонуть [11].

Природною гідрофобністю володіють лише деякі мінерали – тальк, графіт, самородна сірка, алмаз. Усі інші мінерали штучно гідрофобізують спеціальними хімічними сполуками-збирачами.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Сутність гідрофобізуючої дії збирача при флотації полягає в тому, що іони збирача в пульпі вибірково вступають в хімічну реакцію з тими або іншими іонами на поверхні мінералу. Реагент-збирач закріплюється на поверхні мінералу, утворюючи плівку, яка не змочується водою. У результаті штучно гідрофобізованний мінерал прилипає до бульбашки повітря і спливає.

Для розділення мінералів флотаційним методом застосовують флотомашини. Існує багато конструкцій флотомашин, що розрізняються за способом аерації та перемішуванням пульпи. За цією ознакою флотомашини поділяються на такі типи:

1) механічні (рис. 1.26), в яких перемішування і аерація здійснюється за допомогою імпеллера (мішалки) (рис. 1.27);

2) пневмомеханічні, в яких перемішування здійснюється імпеллером, а повітря подається від повітредувки;

3) пневматичні, в яких перемішування і аерація відбуваються за рахунок подачі стисненого повітря (рис. 1.28).

Національний університет
водного господарства
та природокористування

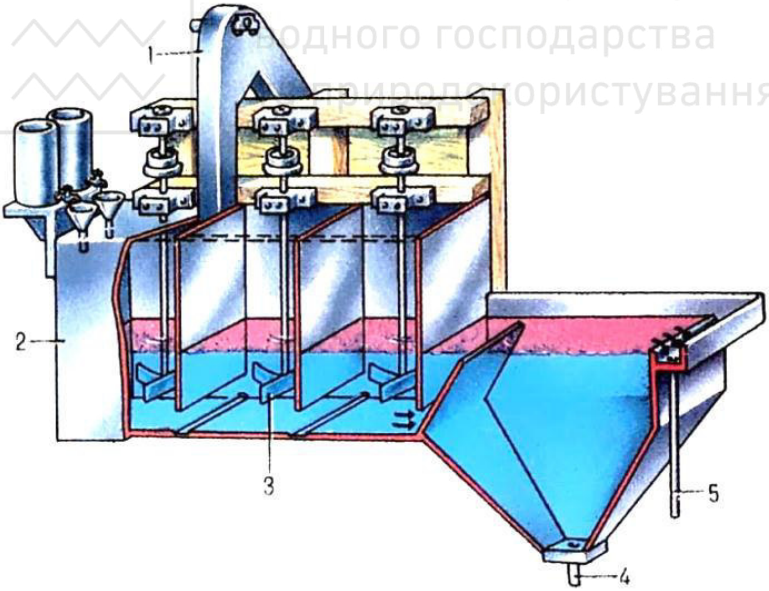


Рис. 1.26. Флотаційна машина механічного типу:
1 – елеватор для подачі пульпи; 2 – агітаційна камера; 3 – імпеллери;
4 – випускна труба для хвостів; 5 – труба для відведення концентратів

Національний університет
водного господарства
та природокористування

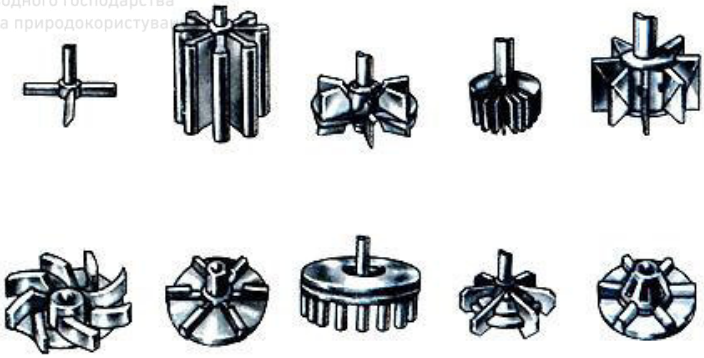


Рис. 1.27. Конструкція імпеллерів флотаційних машин

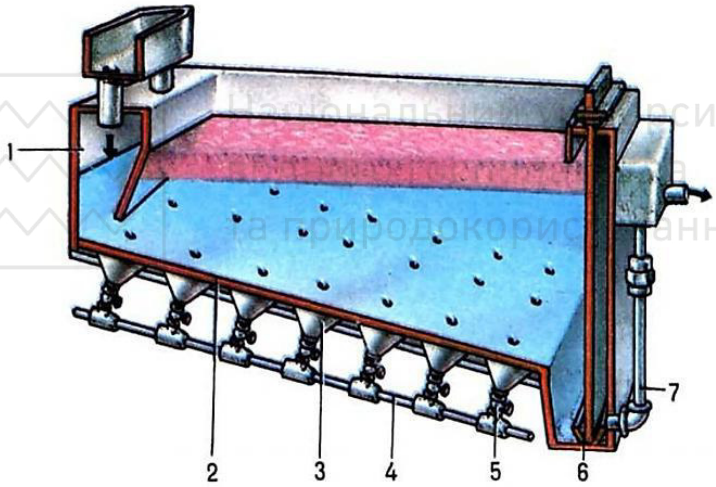


Рис. 1.28. Пневматична флотаційна машина:
1 – камера; 2 – аератор; 3 – повітряна камера; 4 – повітредув;
5 – вентель регулювання витрати повітря;
6 – резервний клапан розвантаження машини; 7 – хвостова труба

1.3.5. Спеціальні методи збагачення

При збагаченні більшості відомих мінералів використовується відмінність корисного компонента і пустої породи за:

1. густиною (гравітаційні методи збагачення);
2. змочуваністю водою (флотаційні методи збагачення);

Національний університет водного господарства та природокористування

3. магнітними властивостями (магнітні методи збагачення).

Але інколи перераховані методи збагачення не прийнятні через відсутність у компонентів, що розділяються, контрастних відмінностей за вказаними ознаками. У цьому випадку застосовуються спеціальні методи, які основані на відмінності корисного компонента і породи за:

- кольором та блиском;
- радіоактивним випромінюванням;
- твердістю;
- пружністю;
- формою зерен;
- коефіцієнтом тертя;
- характером зміни грудок матеріалу при термічному впливі (декрипітація);
- характером переведення компонентів твердих корисних копалин в інші фазові стани (вилуговування);
- електрокінетичними властивостями поверхні мінералів і породи, їх адгезійними властивостями, намагнічуваністю та ін.

Потрібно зазначити, що область застосування спеціальних методів збагачення значно менша, ніж традиційних. Здебільшого спеціальні методи застосовуються в комбінації з гравітаційними, флотаційними, магнітними методами збагачення або один із одним.

Спеціальні методи класифікуються на такі види [12]:

– сортування;

– збагачення з використанням ефектів взаємодії зерен компонентів, що розділяються, з робочою поверхнею сепаратора;

– збагачення з використанням ефектів взаємодії зерен компонентів, що розділяються, між собою;

– збагачення на основі селективно направленої зміни розмірів зерен компонентів корисної копалини;

– збагачення з використанням вибіркового характеру фазових переходів компонентів корисної копалини (комбіновані методи збагачення);

– збагачення на основі різних поверхневих властивостей компонентів, що розділяються.

Національний університет водного господарства та природокористування

Сортування корисних копалин основане на відмінності в кольорі, блиску, природній і наведеній радіоактивності мінералів, які розділяють.

Розрізнюють:

1. ручне сортування (породовибірка, рудорозбірка, вуглесортування).
2. механізоване (радіометричні методи збагачення).

Сортування корисних копалин – один із перших методів збагачення, який був освоєний людиною.

Ручне сортування здійснюється при неможливості використання механічного або хімічного збагачення (при сортуванні дорогоцінних каменів, листової слюди.

У наш час широке поширення отримало механізоване сортування. У його створенні активну участь взяли вітчизняні вчені. М.Е. Богословський у 30-их роках запропонував використати явище люмінесценції алмазів і створив радіометричний сепаратор для збагачення руд, що вміщують алмази. У 40-их роках З.В. Волкова створила сепаратор для збагачення природно-радіоактивних руд. У 50..60-их роках А.П. Черновим, Г.М. Малаховим впроваджено гамма-абсорбційний метод збагачення залізняку Кривбасу. Б.Г. Егіазаровим впроваджено рентгенорадіометричний метод збагачення руд кольорових металів.

Процес сортування включає наступні операції:

1) підготовку до збагачення;
2) віднесення частинок до певного сорту;
3) виділення їх з потоку матеріалу.

Найбільш відповідальним етапом у процесі сортування є визначення сорту порції корисної копалини. Сорт корисної копалини частіше за все визначається за непрямою ознакою. Наприклад, алмаз відрізняють від супутніх мінералів за люмінесцентним свіченням під дією рентгенівських променів, а не за вмістом у ньому вуглецю. Вугілля від породи відрізняють за різною інтенсивністю послаблення радіоактивного випромінювання при просвічуванні шматка, а не за його зольністю і т. д.

Показник, за яким оцінюють якість корисної копалини, називають розділовою ознакою.

У радіометричних методах якість порції корисної копалини оцінюють за зміною інтенсивності або складу випромінювання, направленого на цю порцію. Відмінність властивостей мінералів, які зба-

Національний університет водного господарства та природокористування

гачують, впливає на проходження променів через них. При цьому мають місце наступні варіанти (рис. 1.29).

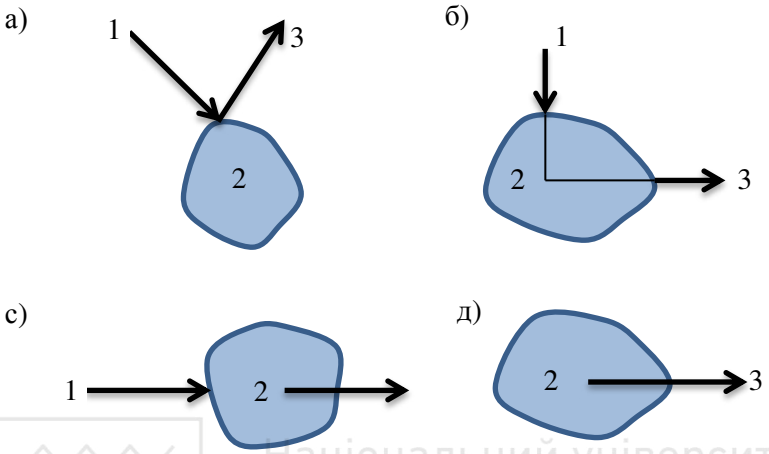


Рис. 1.29. Способи сортування:
1 – джерело випромінювання; 2 – частинка мінералу;
3 – приймач випромінювання

Залежно від характеру проходження випромінювань через речовину розрізнюють наступні способи сортування:

а – радіометричне сортування з використанням відбитого випромінювання;

б – радіометричне сортування з використанням розсіяного випромінювання;

с – радіометричне сортування з використанням випромінювання, яке пройшло через гірську породу (абсорбційний спосіб);

д – радіометричне сортування з використанням випромінювання, що ґенерується частинкою мінералу (авторадіометричний спосіб).

Авторадіометричий спосіб не вимагає застосування джерела випромінювання, оскільки використовує відмінність у природній радіоактивності руд.

До властивостей сировини, що справляють вирішальний вплив на показники сортування, належать:

- вміст цінного компонента;
- речовинний склад;
- ґранулометричний склад;

Національний університет
водного господарства
та природокористування

- розподіл цінного компонента в зернах корисної копалини;
- контрастність корисної копалини.

Вміст цінного компонента в сировині є основною характеристикою, що визначає його цінність. Мінімальний (граничний) вміст корисного компонента визначається розвитком техніки і технології збагачення, а також економічними чинниками.

Речовинний склад визначає той або інший вид сортування. Наприклад, можна реєструвати тільки якийсь хімічний елемент, або хімічну сполуку.

Ґранулометричний склад впливає на спосіб сортування. Наприклад, для некласифікованого матеріалу прийнятне порційне сортування. Крупні класи сортують в погрудковому режимі. Для способів, які найчастіше використовують сьогодні на практиці, верхня межа погрудкового сортування становить 300 мм. Нижня межа крупності залежить від методу сортування. Для проникних випромінювань вона становить 25 мм, для видимих – 5 мм.

При розподілі цінного компонента в зернах корисної копалини отримують зерна трьох типів:

- ті, що містять тільки корисний мінерал;
- ті, що містять тільки породні мінерали;
- зростки.

Найкращі результати досягаються при відсутності зростків.

Виділяють 3 типи розподілу матеріалу в зернах-зростках:

1) рівномірне по всьому об’єму з виходом окремих вкраплень на поверхню;

2) концентроване, з виходом корисного мінерала на поверхню;

3) концернтроване, при якому цінний компонент не виходить на поверхню.

Зростки 1-го і 2-го типів можна виділяти із матеріалу з використанням випромінювань у видимому діапазоні.

Зростки 3-го типу виділяють в концентрат тільки при використанні проникних випромінювань.

Контрастність корисної копалини – процес збагачення, що заснований на відмінності компонентів у властивостях. Чим більша ця відмінність, тим вища контрастність. Показник контрастності введений В.А. Мокроусовим для оцінки коливання вмісту цінного компонента в окремих зернах. Цей показник застосовують для визначення контрастності вузького класу крупності.

За контрастністю руди поділяють на наступні категорії:

1. неконтрастні…….(М =0,5)

Національний університет водного господарства та природокористування

2. низькоконтрастні……(М = 0,5…0,7)
3. контрастні……(М = 0,7…1,1)
4. висококонтрастні……(М = 1,1…1,5)
5. особливо контрастні……(М > 1,5).

Особливістю сортування є наявність обов'язкових операцій транспортування корисної копалини і виділення із потоку порцій (грудок) заданої якості.

Транспортування корисної копалини здійснюється:

1) за допомогою конвеєрного транспорту суцільним ущільненим потоком;
2) в окремих ємкостях (дискретними порціями);
3) окремими грудками, розташованими одна за одною;
4) окремо розташованими грудками на площині;
5) окремими грудками у якомусь об'ємі.

При реалізації кожного із цих способів транспортування виділення матеріалу з потоку можна здійснювати по одному зерну (грудці) або порцією.

Перші два режими є порційні, а останні – погрудкові. Порційні режими забезпечують велику продуктивність при низькій якості продуктів розділення. Погрудкові режими сортування забезпечують високу якість продуктів розділення, але малу продуктивність.

Оцінка ефективності процесу сортування.

Сортування являє собою процес розділення, який може оцінюватися за допомогою наступних показників:

1. якість і вихід продуктів розділення;
2. вилучення цінних компонентів у продукти збагачення;
3. ступінь концентрації;
4. ефективність.

Ефективність процесу ручного сортування характеризується:

- коефіцієнтом сортування пустої породи ε, %;
- залишковим засміченням $P_{зал}$, % ;
- числом працюючих сортувальників і їх продуктивністю праці.

Коефіцієнт сортування пустої породи ε визначають за формулою:

$$\varepsilon = 100 \cdot \frac{Q}{Q_p}, \% \qquad (1.2)$$

де Q і Qp – маса пустої породи відповідно у відсортованій і початковій (вихідній) руді, в тоннах.

Залишкове засмічення $Р_{зал}$ визначається за формулою:

$$P_{зал} = 100 \cdot \frac{Q_{зал}}{D}, \% \qquad (1.3)$$

де $Q_{зал}$ – маса пустої породи, що залишилася в руді після сортування, в кілограмах; D – маса проби руди після сортування, у кілограмах.

Технологія сортування корисних копалин.

У технології сортування виділяють 5 основних задач:

1. виділення чистих мінералів, придатних для використання без подальшого збагачення;
2. попередня концентрація цінного компонента;
3. розділення корисної копалини на різні технологічні типи;
4. отримання крупногрудкових концентратів для хімічної або металургійної обробки;
5. доведення чорнових концентратів, отриманих іншими способами.

1 завдання отримання чистих компонентів на сьогодні практично втратило своє значення, оскільки вичерпані родовища самородних металів.

2 завдання пов'язане з попереднім збагаченням кондиційних руд. Попереднє збагачення дає можливість підвищити продуктивність фабрики (комбінату), зменшити витрати на дроблення і подрібнення за рахунок виведення з процесу крупногрудкової породи. Виведення при цьому становить 20…50 % від вихідного продукту. При попередньому збагаченні некондиційних руд забезпечують отримання максимального виходу концентрату при мінімально допустимому вмісті цінного компонента.

3 завдання передбачає попереднє розділення руди на окремі технологічні типи, що відрізняються за своїми властивостями і речовинним складом. Наприклад, доцільно заздалегідь розділити оксиди і сульфіди мінералів, оскільки кожний тип збагачується за своєю технологією, при цьому досягається більше вилучення корисного компонента.

Національний університет водного господарства та природокористування

4 завдання полягає в отриманні концентратів заданої крупності для металургійних підприємств. Це завдання досягається або гранулюванням тонкодисперсних концентратів, або, якщо дозволяє вкрапленість, за допомогою сортування в грудковому вигляді.

5 завдання - доведення концентратів, отриманих іншими способами збагачення. Наприклад, доведення алмазів після гравітаційного збагачення з допомогою фотометричних методів.

Збагачення з використанням ефектів взаємодії зерен компонентів, що розділяються, з робочою поверхнею сепаратора.

До процесів збагачення, об'єднаних в цю групу, відносять: збагачення за пружністю; збагачення за тертям; комбіноване збагачення за тертям і пружністю; збагачення за формою; термоадгезійний метод збагачення.

1.4. Допоміжні методи збагачення

1.4.1. Зневоднення

Національний університет водного господарства та природокористування

Зневоднення – процес видалення води із продуктів збагачення. Включає два етапи – механічне видалення води (дренування, згущення, центрифугування, фільтрування) та термічну сушку [13].

Зневоднені продукти являють собою рідку та тверду суміш із співвідношенням рідкого до твердого не менше 1:1,5. Зневодненими продуктами є зливи, продукти флотації та хвости мокрої магнітної сепарації.

Мокрі продукти містять не більше 40% рідини. Вологі продукти містять не більше 5…20% вологи. Мокрі та вологі продукти отримуються після зневоднення обводненого матеріалу.

У сухих продуктах вміст вологи не перевищує 1…5%. До них відносяться продукти після термічної сушки.

Дренування – видалення води із кускового матеріалу шляхом природного просочування води під дією сили тяжіння. Дренування здійснюється на дренажних складах, у зневоднювальних бункерах, елеваторах та грохотах.

Зневоднення на дренажних складах застосовується для матеріалів крупністю до 200 мм. Вода фільтрується по проміжках між зернами матеріалу.

Дренажний склад (рис. 1.30) являє собою залізобетонну споруду великої ємкості.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

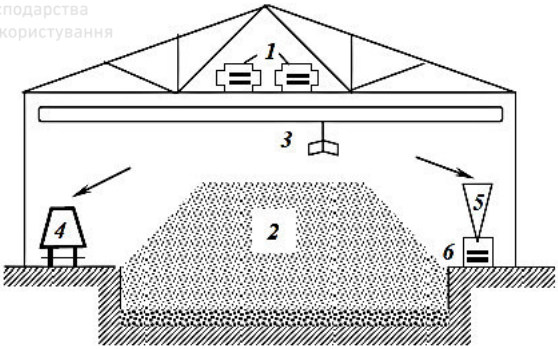


Рис. 1.30. Дренажний концентратний склад:
1 – завантажувальні конвеєри; 2 – штабель; 3 – грейферний кран;
4 – вагон; 5 – пересувний розвантажувальний конус;
6 – розвантажувальний конвеєр

Підлога складу має похил у напрямку дренажних канав, що проходять по усій довжині складу. Часто підлога робиться із крупного булижника (дренувальний шар) на підстилці з піску. Вода, що стікає при дренуванні, направляється у відстійники або в басейн-сховище відходів.

Для укладки вихідного матеріалу у штабелі і наступного завантаження зневодненого продукту у залізничні вагони, склад обладнується грейферним краном.

Ефективність зневоднення на дренажних складах залежить від крупності продукту, висоти штабеля, наявності дренувального шару, способу укладки і змочуваності матеріалу, а також від тривалості зневоднення. На дренажних складах матеріал як правило витримують від 6 до 24 год. Вологість зневодненого продукту складає 9…16% при початковій вологості 20…30% .

Зневоднення в бункерах застосовується для крупнозернистих продуктів, з яких попередньо видалена основна маса води на ситах, грохотах і елеваторах.

Зневоднювальні бункери (рис. 1.31) складаються з прямокутних чарунок *1*, кожна з яких являє собою прямокутну ємність із пірамідальним днищем.

Вихідний отвір чарунки перекритий перфорованим шибером *2*, під яким знаходяться нахилений піддон *4* і лоток *3* для відводу води.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

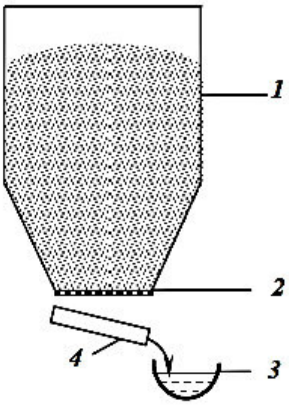


Рис. 1.31. Схема зневоднювального бункера:
1 – бункерна чарунка; 2 – перфорований шибер;
3 – лоток; 4 – піддон

Зневоднення в бункерах – процес циклічний. Вологий продукт завантажується у чарунку і залежно від крупності зневоднюється там протягом 4…20 год. Вода під дією сили тяжіння стікає у нижню частину чарунки, проходить через отвори перфорованого шибера і по похилому піддону надходить у лоток для відводу дренажних вод.

Ефективність зневоднення в бункерах залежить від властивостей вихідного продукту (крупність, змочуваність), висоти бункера, конструкції дренажного пристрою та інших факторів.

Зневоднювальні елеватори застосовують у першій стадії зневоднення грудкових і зернистих продуктів. Зневоднення матеріалу відбувається при транспортуванні його з класифікаторів, багерзумпфів, відсаджувальних машин, шлюзів, шнекових сепараторів.

Зневоднювальний елеватор (рис. 1.32) складається з двох тягових ланцюгів *1* з прикріпленими до них перфорованими ковшами *2*. При русі ланцюгів ковші біля нижньої зірочки елеватора (в області опирача елеватора) зачерпують матеріал і транспортують його до верхньої зірочки. Передня стінка ковша – перфорована, а бокові – суцільні. Процес зневоднення починається після того, як навантажений ківш підніметься над рівнем води, що заповнює нижню частину елеватора. Довжина зони зневоднення повинна бути не меншою *4* м по вертикалі. При русі ковшів вода проходить через отвори в їх стінках і стікає у кожух елеватора.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

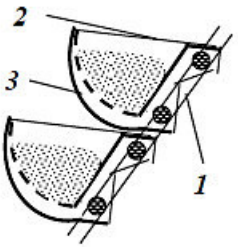


Рис. 1.32. Схема ковшової стрічки зневоднювального елеватора:
1 – тяговий ланцюг; 2 – ківш; 3 – піддон

Зневоднювальні елеватори випускають двох типів: з розосередженим і зосередженим кріпленням ковшів. Для попередження стоку води з верхнього ковша у нижній, елеватори із розосередженим кріпленням ковшів установлюють під кутом $60^0 \ldots 70^0$, а в елеваторах із зосередженим кріпленням ковшів, які встановлюють під кутом до 75^0, передбачений піддон *3*.

Ефективність зневоднення у елеваторах залежить від крупності продуктів, що зневоднюються, висоти зневоднювальної частини елеватора над рівнем води, швидкості переміщення ковшів і вмісту твердого у зливі. Кінцева вологість зневоднених продуктів складає від 10 до 25%.

На грохотах зневоднюють матеріали різної крупності, а також шлами. Для цього використовуються грохоти різних конструкцій з рухомою і нерухомою поверхнею (ГІСЛ, ГК, СДО). Процес відділення води відбувається при проходженні матеріалу по ситу. При цьому на рухомих грохотах матеріал безперервно струшується і розпушується, тому процес зневоднення на них протікає інтенсивніше, ніж на нерухомих. На зневоднювальних грохотах використовують щілинні сита з розміром щілин 0,25; 0,5; 0,75 і 1 мм. Розмір щілини сита вибирається залежно від крупності матеріалу, що зневоднюється. Процес зневоднення на грохотах можна розділити на два етапи. На першому етапі здійснюється попереднє зневоднення, що відбувається на 25...30% просіювальної поверхні грохота (по довжині). При цьому тверда фаза осаджується на поверхні сита, а основна маса води видаляється через шар матеріалу і щілини сита. На другому етапі відбувається розпушування і згущення осаду, в результаті чого розриваються капіляри і капілярна волога видаляється відносно легше. Позитивний вплив на якісні показники процесу

здійснює ополіскування чистою водою матеріалу, що переміщується по грохоту. При ополіскуванні волога зневодненого продукту знижується на 1...2% за рахунок видалення з поверхні продукту дрібних мулистих частинок, що утримують вологу.

При зневодненні на грохотах кінцева вологість продукту складає від 7 до 20% і залежить від його крупності і фізичних властивостей, довжини сит, розміру їх отворів та інтенсивності струшувань матеріалу.

Згущення – процес осадження твердих частинок та виділення рідкої фази у вигляді зливу. Процес здійснюється у відстійниках та згущувачах. Осадження твердих частинок відбувається під дією сили тяжіння.

Для прискорення процесу добавляють спеціальні речовини-коагулянти, які сприяють злипанню частинок та утворенню більш крупних агрегатів, які осаджуються швидше. У якості коагулянтів використовують вапно, луги та водорозчинні силікати.

Радіальні згущувачі являють собою циліндричні ємкості з пологим конічним днищем (рис. 1.33). Вихідна пульпа поступає у загрузочну воронку. Тверді частинки осідають на дно, а вода переливається через зливний поріг в кільцевий периферичний жолоб.

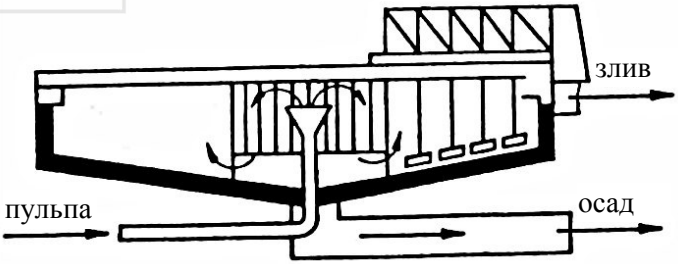


Рис. 1.33. Принципова схема радіального згущувача

Для осадження частинок, що володіють магнітними властивостями, використовують магнітні декламатори. За принципом дії вони аналогічні згущувачам, але у загрузочний отвір вмонтовується магнітна система. Під дією магнітного поля частинки намагнічуються та злипаються, що пришвидшує осадження.

Фільтрування – операція зневоднення шляхом пропускання пульпи через пористу перегородку, у якості якої використовують-

Національний університет водного господарства та природокористування

бавовняну, капронову, нейлонову фільтротканину, а також металеві сітки із отворами 0,15…0,25 мм.

Процес фільтрації відбувається у вакуум-фільтрах шляхом створення перепаду тиску по обидва боки фільтруючої поверхні.

Термічна сушка застосовується для зниження вмісту вологи в товарних концентратах. Видалення вологи відбувається шляхом випаровування за рахунок підведення тепла.

Для сушки застосовують барабанні газові сушарки, у яких матеріал транспортується по барабану. Назустріч потоку матеріалу подається гарячий газ. При обертанні барабана концентрат перемішується і сушиться.

1.4.2. Пилевловлювання

При дробленні і сухому подрібненні, сухому грохоченні, сухій магнітній сепарації, електричній сепарації та при транспортуванні сухих матеріалів утворюється промисловий пил [13].

Промисловий пил – стійке згущення твердих (мінеральних) частинок крупністю не більше 0,5 мм в повітрі.

Промисловий пил негативно впливає на здоров'я обслуговуючого персоналу, а також на механічний стан обладнання. Деякі мінерали в розпиленому стані можуть самовибухати та самозайматись.

Для здоров'я особливо небезпечний ядовитий пил (ртутний), радіоактивний та силікатний. Стійкий силікоз легких виникає через 5…8 років роботи в запиленому середовищі.

Для зниження запиленості на фабриках передбачаються наступні заходи: герметизація обладнання, шляхом встановлення кожухів; зрошування сухої руди при дробленні та пересипанні; відсмоктування запиленого повітря (витяжна вентиляція); знепилювання руди.

Для очищення запиленого повітря на збагачувальних фабриках застосовують механічні та електричні способи пиловловлювання.

У механічних апаратах для пиловловлювання застосовується сила тяжіння та відцентрова сила. Звичайний мокрий пиловловлювач являє собою циліндроконічну ємкість, що заповнена водою, через яку проходить запилене повітря із системи вентиляції (рис. 1.34).

При проходженні через шар води повітря звільняється від пилу та виводиться із апарату, а осаджені тверді частинки концентрують-

ся в нижній конічній частині пиловловлювача та розвантажуються через розвантажувальний патрубок.

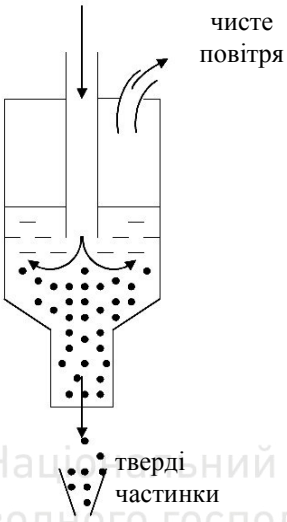


Рис. 1.34. Принципова схема простого мокрого пиловловлювача

Питання для самоперевірки

1. Що таке надрешітний та підрешітний продукт?
2. Хто ввів показник контрастності?
3. Що таке контрастність корисної копалини?
4. За якими показниками визначається якість корисної копалини?
5. Яка мета первинної переробки корисної копалини?
6. Які продукти (за якістю) одержують в результаті первинної переробки?
7. Охарактеризуйте класифікацію процесів збагачення корисних копалин за призначенням.
8. Які властивості мінералів використовуються при збагаченні корисних копалин?
9. Назвіть технологічні показники збагачення корисних копалин.
10. Яке призначення процесу гідравлічної класифікації?

Національний університет
водного господарства
та природокористування

РОЗДІЛ 2

СКЛАДОВІ ТЕХНОЛОГІЇ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ НАФТИ

2.1. Загальні відомості про видобуток нафти

Нафта – горюча маслянистa рідина зі специфічним запахом, яка поширена в осадовій оболонці Землі та є найпоширенішою корисною копалиною. Утворюється разом з газоподібними вуглеводами на глибиннах 1,2…2 км. Складається з різних вуглеводнів (алканів, циклоалканів, аренів, ароматичних вуглеводів та їх гібридів) та сполук, що містять, окрім гідрогену і карбону, гетероатоми (оксиген, сульфур та нітроген). Нафта сильно змінюється за кольором (від світло-коричневого, майже безбарвного, до темно-бурого, майже чорного) та густиною – від легкої (0,65…0,70 г/см^3) до важкої (0,98…1,05 г/см^3). Умовний елементний склад нафти виглядає наступним чином: 82,5…87% - C; 11,5..14,5% - H; 0,05…0,35, рідко до 0,7% - O; 0,001…5,3% - S; 0,001…1,8% - N.

Промислові запаси нафти і газу в основному залягають в осадових породах (піски, піщаники, вапняки). Нафтовий поклад або пласт зазвичай зверху і знизу обмежений непроникливими породами, а потужність нафтогазоносного пласта коливається від декількох сантиметрів до декількох сотень метрів.

Перша нафтова свердловина була пробурена Едвіном Дрейком 27 серпня 1859 р на глибині 69 футів недалеко від міста Тайтесвілл у штаті Пенсільванія, США (рис. 2.1). Цей день прийнято вважати днем початку нафтової ери.

Звичайно, про існування нафти люди знали задовго до цієї події. Американські індіанці з племені Сенека, виявляючи на гладі озер і струмків чорну субстанцію, накривали поверхню води ковдрою, а потім віджимали її над коритом. Видобуту таким чином сиру нафту використовували в основному у медичних цілях. У Росії приблизно в цей же час нафту видобували на Бакинських промислах. Для цього рили колодязі глибиною до 40 метрів і вичерпували накопичену на дні нафту відрами. У 1844 році на Бакинських промислах чиновник гірничого управління Федір Семенов запропонував поглиблювати колодязі за допомогою "земляного бура", а також пробурити декілька нових свердловин. На ці роботи йому було відпущено

1000 рублів. У 1848 на Бакинських промислах Федір Семенов закінчив буріння першої свердловини. Однак, отримати патент на свій винахід йому так і не вдалося.

Рис. 2.1. Полковник Дрейк (у циліндрі) вперше почав видобуватнафту [14]

У 1854 році була заснована "Пенсільванія рок ойл компані" (Pennsylvania Rock Oil Company), а в кінці 1854 року група інвесторів, що створили компанію, замовила Бенджаміну Силіману (Benjamin Silliman) професору із Єльського університету провести дослідження, присв’ячене з'ясуванню корисних властивостей нафти. Засновники компанії були твердо впевнені, що у "гірської олії", як

Національний університет
водного господарства
та природокористування

тоді називали нафту, обов'язково повинні виявитися які-небудь корисні властивості. Наукова робота, проведена професором Силіманом, показала, що сира нафта може служити хорошим джерелом для виробництва керосину, в тому випадку, якщо буде знайдено спосіб видобутку її в достатніх кількостях.

Згідно книги "Історія нафтової компанії Стандарт Ойл" (The History of Standard Oil), написаної в 1904 році американською журналісткою Айдою Тарбелл (Ida Tarbell), ідея бурити свердловини для видобутку нафти належала Джорджу Бісселу (George Bissell) одному із співвласників "Пенсільванія рок ойл компані".

Едвін Лаурентін "Полковник" Дрейк (Edwin Laurentine "Colonel" Drake) народився 11 березня 1819 року в місті Грінвіль (Greenville), штат Нью-Йорк. До того, як пов'язати свою долю з нафтою, Едвін Дрейк змінив безліч професій. У 15 років він влаштувався продавцем у невеликий павільйончик на пароплаві, що здійснював рейси між Буффало і Детройтом, але незабаром змушений був покинути його. Недовго затримався Дрейк і на подальших місцях роботи. Не склалися відносини з адміністрацією ні в готелі міста Текумсе, що в штаті Мічиган, ні в магазинах тканин в Нью-Хейвені і, в Нью-Йорку. Зневірений Дрейк знову повертається на роботу, пов'язану із транспортом. На цей раз він влаштувався кондуктором на залізничну дорогу. Однак Дрейк захворів, і йому довелося перейти до осілого способу життя.

Нафтова компанія найняла відставного залізничника через те, що у нього збереглося посвідчення, що давало право безкоштовного проїзду залізницею – так компанія економила на відрядженнях. Крім того, Дрейк мав ще одну перевагу, яка згодом виявилася дуже цінною – завзятість. Роботодавці Едвіна Дрейка доручили йому встановити чи можна шляхом буріння отримати доступ до великої кількості нафти, це повинно було посприяти розвитку нової промисловості - виробництва керосину для освітлення.

Відправляючи Дрейка до Пенсільванії, його роботодавці мудро подбали про "вірчі грамоти" для свого посланця. Будучи вже обізнаними про можливі неприємностей при перетині кордонів штатів, а також бажаючи вразити місцеве населення, вони завчасно відправили до місця його призначення декілька супровідних листів, в яких Дрейк іменувався не інакше як "полковник Е.Л. Дрейк". Так з'явився неіснуючий полковник.

У 1857…1858 рр. Дрейк шукав нафту в околицях Тайтесвілл. Його супроводжував деякий успіх, але максимальна кількість нафти, яку вдалося видобути, склала близько 10 барелів за день (це близько 1,6 м^3). Цього було недостатньо для тих цілей, які планувалися. Навесні 1858 року Дрейк знову з'явився в Тайтесвілл з наміром продовжити розпочату справу. Група підприємців, яка найняли його, вже заснувала до того часу нову компанію "Сенека ойл компанії" (Seneca Oil Company), де Дрейк виступав у якості генерального представника.

Дрейк прийняв рішення пробурити свердловину, як це робили для видобутку солі. Майданчик для буріння розташували на штучному острові в долині річки Ойл Крік (Oil Creek). Для своєї бурової машини Дрейк використовував старий паровий двигун. Деякий час бур просувався через шари гравію. На глибині 16 футів (5 м) стінки свердловини стали змикатися. Довга і безплідна робота могла привести у відчай кого завгодно, але не Едвіна Дрейка. Дрейку прийшла в голову ідея забивання обсадної труби. Забивна труба складалася із сегментів довжиною близько 10 футів (3 м) кожен. У процесі буріння труба занурювалася в грунт, а буровий інструмент опускався у свердловину через обсадну трубу.

На глибині 32 футів (10 м) буровики зіткнулися із твердою породою. Незважаючи на використання парового двигуна, швидкість проходження через тверду породу була дуже низькою, становлячи в середньому близько 3 футів (1 м) на день. Після початкових труднощів і пошуку всього необхідного для облаштування свердловини, яка отримала назву "Нерозсудливість Дрейка", удача все ж таки йому посміхнулася. До того часу безліч людей почали глумитися і ображати Дрейка з приводу очевидно марної роботи. Крім того, у Дрейка закінчувались гроші.

Саме в цей самий момент власники Сенека Ойл Компані прийняли рішення про закриття свердловини. Дрейк одержав розпорядження розплатитися з боргами і повернутися назад. Проте доля розпорядилася інакше: 27 серпня глибина свердловини досягла 69,5 футів (21 м). На цій глибині бур провалився в порожній простір і, пройшовши ще шість футів, зупинився. Роботи в цей день були припинені. Наступного ранку буровик Дрейка Вільям Сміт заглянув у свердловину, готуючись до ще одного дня важкої роботи. Він був дуже здивований і втішений коли побачив, що із свердловини при-

Національний університет
водного господарства
та природокористування

буває нафта. Сміт покликав Дрейка і за допомогою ручного насоса вони приступили до викачування нафти на поверхню. Нафту збирали в перші попавші ємкості: бочки з-під віскі, бутлі, чани, корита.

Однак успіх Дрейка підвела необережність Сміта. Одного разу майстер вирішив перевірити роботу насоса і спустився до свердловини з палаючою лампою в руці. Нафта, природно, запалала, а насос і бурова вишка згоріли. Дрейк виявився банкрутом і був змушений залишити нафтовий край Пенсільванії.

Трохи пізніше, вже будучи визнаним авторитетом в області нафтовидобутку, Едвін Дрейк став першим маклером Нью-Йоркської фондової біржі, що спеціалізувалась на акціях нафтових компаній.

Незважаючи на те, що пріоритет Едвіна Дрейка, як піонера в області буріння нафтових свердловин оскаржується, можна стверджувати, що свердловина, пробурена Дрейком поблизу міста Тайтесвілл, була першою свердловиною, технологія якої згодом була широко скопійована. Дуже скоро, після того, як Дрейк видобув першу нафту, безліч подібних свердловин було пробурено в долині річки Ойл Крік та в найближчих околицях (рис. 2.2).

Рис. 2.2. Видобуток нафти в долині річки Ойл Крік, Пенсільванія [14]

Національний університет водного господарства та природокористування

Кульмінацією нафтового буму стало виникнення кількох містечок нафтовидобувачів. Нафтова лихоманка, породжена ними, призвела до появи в Америці міст нового типу. Карта північно-західного району Пенсільванії незабаром виявилася поцяткована такими назвами, як Ойл-Сіті, Оле-поліс, Петролеум-Сентр. Ці міста, як і багато інших, були побудовані на нафті, а точніше – лише на надії знайти її. Уже в 1865 році видобуток нафти недалеко від Пітхоул Сіті (Pithole City) становив близько 2/3 від усього світового об'єму видобутку тих років. Незабаром через масове і безладне буріння виробництво нафти перевищило попит, і ціни на чорне золото стали падати.

Дрейк заснував акціонерне товариство для видобутку та продажу нафти. Але, незважаючи на те, що він був піонером в індустрії, яка зробила безліч людей казково багатими, для Дрейка багатство так і залишилося ефемерним. На жаль, він не мав ділової хватки і втратив свій патент на винахід в галузі буріння свердловин. Велику частину своїх заощаджень Дрейк втратив, спекулюючи нафтою. До 1866 року він остаточно збанкував, а наступні роки провів у повній убогості. Однак, у 1873 році, керівники штату Пенсільванія проголосували за те, щоб призначити йому пенсію в $ 1500 на рік, на знак визнання його заслуг за створення нафтової індустрії.

Збільшення об'ємів видобутку нафти в США сприяло цілому ряду змін. У 1859 році у США було видобуто 2000 барелів нафти. У 1879 видобуток збільшився до 20 млн, а у 1906 вже перевищив 120 млн. Сто років по тому видобуток сягнув позначки у 7,6 млрд. барелів на рік, 70% з яких йде на потреби транспорту [14].

У 1870 році було засновано одну із перших транснаціональних компаній. Її засновником та першим керівником був Джон Рокфеллер (рис. 2.3), ця компанія зробила його мільярдером та одним з найбагатших людей сучасної історії.

У 1890 році Рокфелер заснував в Огайо компанію Standard Oil, яка на вершині свого розвитку контролювала 90% американського нафтового ринку та ціноутворення на ньому. У 1911 році Верховний Суд США вирішив, що «Standard Oil» є монополією та постановив подрібнити її на 39 компаній. Рокфеллер вважався найбагатшою людиною свого часу. За своє життя витратив близько 500 мільйонів доларів на освітні, медичні та культурні проекти. Джон Девісон Рокфеллер був нафтовим магнатом — на початку

XX століття і контролював 56% акціонерного капіталу країни і зосередив у своїх руках керівні посади в 112 найбільших промислових, транспортних, страхових та фінансових компаніях країни.

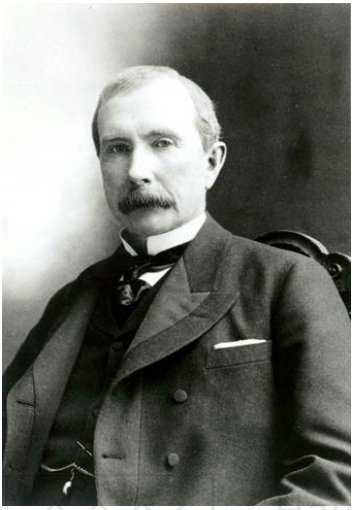


Рис. 2.3. Джон Д. Рокфелер

Від часів першої пробуреної свердловини до сьогоднішнього дня пройшло вже півтора століття. Нафта корінним чином змінила життя людей та економіки країн. Однак, вона так і далі має шалений попит, а із ростом населення Землі попит на неї безумовно продовжуватиме зростати.

Сьогодні країни Близького Сходу та Росія володіють 70% відсотками світової нафти, табл. 2.1.

Таблиця 2.1

Світовий запас нафти

Місце	Країна	Запас нафти, млрд. бар.	Видобуток, млн. бар.	Споживання, млн. бар.
1	2	3	4	5
1	Саудівська Аравія	260	9.76	2.43
2	Канада	175.2	3.29	2.15
3	Іран	137.6	4.18	1.69
4	Ірак	115	2.4	636,000
5	Кувейт	101.5	2.5	372,000
6	Венесуела	99.4	2.47	723,000
7	Сполучені Арабські Емірати	97.8	2.79	492,000

Національний університет водного господарства та природокористування

продовження табл. 2.1

1	2	3	4	5
8	Росія	60	9.93	2.74
9	Лібія	44.3	1.79	264,000
10	Нігерія	37.2	2.21	272,000
11	Казахстан	30	1.54	241,000
12	Катар	25.4	1.21	147,000
13	Китай	19.2	9.14	18.81
14	США	19.2	9.14	18.81
15	Бразилія	11.65	2.57	2.52

2.2. Техніка розвідки і експлуатації нафтових родовищ

Дослідження нафтових родовищ виконують, використовуючи стаціонарні бурові установки, з допомогою яких пробурюють свердловини. При цьому використовують спеціальний інструмент: обсадні труби діаметром 114...426 мм, довжиною від 6м до 10 м, що з'єднуються між собою з допомогою муфт. Безпосереднім інструментом на кінці труби є долото ударної або обертальної дії. Залежно від властивостей порід найчастіше використовують для м'яких порід шарошкові дво- і трьохпері долота, а для твердих порід – долота з алмазними головками [15].

Для видалення розбуреної породи свердловину багаторазово промивають. Для цього у свердловину занурюють шланг, що з'єднаний зі спеціальним насосом для бруду, з допомогою якого і відкачують із свердловини пульпу.

Для того, щоб не допустити проникнення підземних вод до свердловини, простір між обсадними трубами і стінками свердловини заповнюють під тиском цементом.

2.3. Методи розробки нафтових родовищ

Щодо видобутку, то існує чотири основні методи видобутку нафти: фонтанний, компресорний, глибинно-насосний і шахтний.

Найбільш продуктивним і економічно доцільним є фонтанний (рис. 2.4). Цей метод має два різновиди, які називають системами розробки нафтових родовищ. Це система без підтримки пластового тиску і система з підтримкою пластового тиску.

Рис. 2.4. Фонтанний метод видобутку нафти

При фонтанному методі темпи відбору нафти та газу, окрім пластового тиску, залежать від об'єму покладу, його форми та терміну експлуатації. У початковий період інтенсивність видобутку найвища, а потім вона знижується. Далі деякі видобувні свердловини переводять у режим нагнітання, тобто замість видобування в них закачують воду або газ. З часом продуктивність знижується до нуля. Тоді експлуатацію родовища закінчують або переходять до інших, менш продуктивних методів.

Компресорний метод видобування нафти застосовують при експлуатації пластів з малим пластовим тиском, а також, коли свердловина перестала фонтанувати за причини утворювання депресивної вирви. При цьому методі у свердловину занурюють дві (поряд, або концентрично розташовані труби). В одну із труб нагнітають попутний нафтовий газ. Він аєрує нафту в пласті і утворює стовп газо-

Національний університет водного господарства та природокористування

нафтової суміші, яка по іншій трубі піднімається на поверхню, де потрапляє спочатку у газовіддільник, а потім до нафтопроводу.

Глибиннонасосний метод – найменш ефективний і найбільш дорогий. Він застосовується після того, як фонтанний чи компресорний метод вичерпали свої можливості. Але з допомогою цього методу коефіцієнт видобування нафти можна підвищити до 80%.

На інтенсивність відпрацювання родовища великий вплив мають фізичні та хімічні властивості нафти.

Якщо нафта в'язка і має невеликий пластовий тиск, застосовують шахтний спосіб її видобування. Для цього виконують серію гірничих виробок, із яких нафтоносний пласт розрубують горизонтальними свердловинами. По цих свердловинах нафта стікає у спеціальні колодязі. Із колодязів її відкачують насосами.

Видобута нафта поступає до сепаратора, де відбувається відділення газу. Потім її направляють у спеціальні ємкості, в яких вона відстоюється. При цьому мінеральні частки порід випадають в осадок, а розчинний газ звільняється і йде на виробництво легких фракцій бензину. Далі нафта поступає до нафтопроводу.

Нафту можна зберігати навіть у відкритих ємкостях, а газ необхідно уловлювати лише у закриті ємкості, оскільки він легший за повітря і звітрюється.

При фонтануванні нафти завжди існує небезпека пожежі. Тушіння пожежі – дуже трудомістка, небезпечна і дорога робота.

Якщо $P_{пл} < P_{атм}$, то нафту видобувають, застосовуючи систему із підтримкою пластового тиску. Для цього на кожні 4...5 видобувні свердловини споруджують одну нагнітальну, через яку у пласт нагнітають воду, повітря або попутний газ. Кількість води чи газу, що нагнітається, за об'ємом дорівнює об'єму нафти, видобутої усіма видобувними свердловинами.

Раніше газ спалювали на місці його видобування. Зараз його збирають у спеціальні сховища, транспортують по трубах великого діаметру до споживачів, котрі використовують його для промислових і побутових цілей, і як сировину для виготовлення полімерів.

Нафту транспортують до нафтових заводів з допомогою морського, річкового та залізничного транспорту (у трюмах та цистернах), або по трубах великого діаметру.

Більшість аналітиків передбачає, що пік видобутку нафти припаде на період між 2015 і 2030 роками [16], рис. 2.5.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

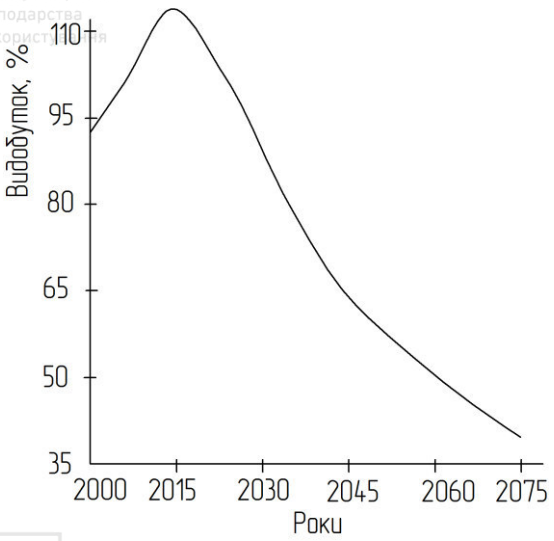


Рис. 2.5. Світовий сценарій видобутку нафти

За оцінкою компанії BP, запасів нафти в Росії вистачить мінімум на 20 років. А такі гіганти, як Венесуела, Іран, Ірак, ОАЕ й Саудівська Аравія протримаються до кінця XXI століття, а то й довше.

Так, згідно з розрахунками ОПЕК, заснованими на споживанні і розробці нафти на 2011 рік, швидше за все нафта скінчиться в США – через 10 років, потім в Китаї, Бразилії, Росії. Через 55 років нафти не стане в Казахстані, через 76 – в Лівії.

До 2112 вичерпає свої запаси нафти Іран, 2192 – Саудівська Аравія, 2174 – Ірак, канадці протримаються до 2189, а найдовше буде качати з надр нафту Венесуела - ще як мінімум 390 років.

При розрахунках в основному враховуються тільки запаси легкої нафти, яку легко і дешево переробляти. Вона становить приблизно третину від усіх запасів, знайдених на планеті.

"Нетрадиційні" резерви - важка нафта, смолисті піски та нафтові сланці – дорожчі у видобутку і переробці, а експлуатація більш небезпечна для навколишнього середовища.

У Канаді нафту якраз видобувають з нафтових пісків. Розвідані запаси здатні десятиліттями забезпечувати нафтопродуктами економіку такого найбільшого споживача, як США. Однак, піски містять не чисту нафту, а в основному бітуми (звідси їхня друга назва – «бітумінозні піски»).

Технології із видобутку важкої нафти поділяються на:

- відкриту розробку;
- розробку за допомогою геотехнології;
- термічну обробку пласта;
- холодну обробку пласта;
- нові технології.

До так званої “холодної обробки” відносять процес затоплення нафтовмісного пласта водою. Ця технологія вже відома декілька десятиліть і застосовується для видобутку легкої нафти. Ряд досліджень та дослідних ділянок довели, що і для важкої нафти вода разом із полімерами може суттєво підвищити видобуток нафти.

До “холодної обробки” пласта також відносять і технологію CHOPS. Дана технологія передбачає видобуток із нафтоносного пласта значної кількості піску через свердловини великого діаметра. В результаті того, що пісок подається із пласта у свердловину, він залишає позаду ряд утворених невеликих каналів. Ці канали підвищують проникність поблизу свердловини та підвищують видобуток нафти. Згідно даних [17], саме застосування цієї технології підвищує продуктивність видобутку у 10…20 разів.

У технології CHOPS застосовують вертикальні свердловини із механізмом для подачі піску на поверхню (рис. 2.6).

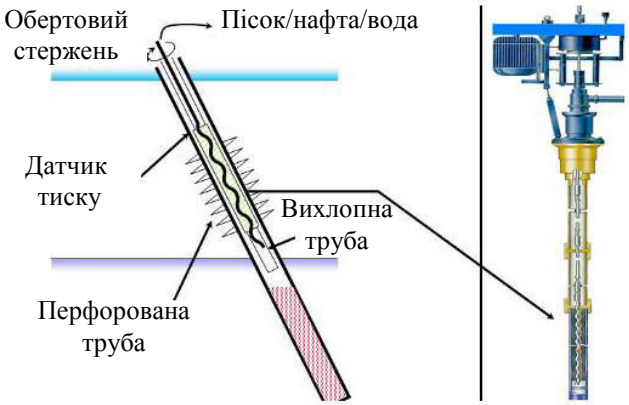


Рис. 2.6. Технологія CHOPS для видобутку нафти

Для вилучення важкої нафти із пластів також застосовують розчинювачі чи гази (CH_4, CO_2, N_2, C_2H_6), які закачують у свердловини. Найбільшого поширення набула технологія VAPEX, яка передбачає тривале закачування розчинювача через горизонтальну свердловину та подачу на поверхню нафти через видобувну свердловину. Видобувну свердловину при цьому розміщують паралельно над нагнітальною із відстанню між ними 3…5 метри. Технологічна схема видобутку нафти за цією технологією представлена на рис. 2.7.

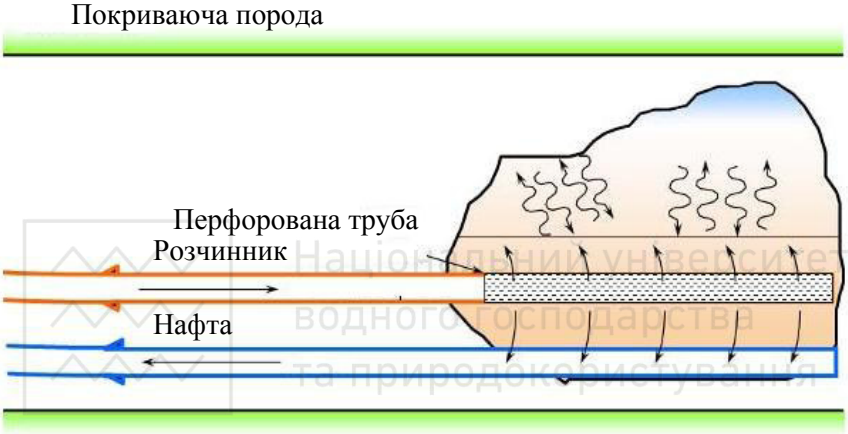


Рис. 2.7. Технологія VAPEX для видобутку нафти [17]

Інший метод, що може бути застосований для підвищення видобутку важкої нафти, є технологія WAG (water alternating gas). Ця технологія передбачає закачування у продуктивний пласт розчинювача у газоподібній формі та води. Газ виконує фунцію зменшення в'язкості нафти, а вода допомагає проштовхувати її до видобувної свердловини.

Щоб підвищити видобуток нафти із пласта, дуже часто застосовують пульсуючу подачу розчинювача/газу/води. Це дозволяє більш глибше робочому агенту проникати в пори.

Відкритий спосіб видобутку в основному базується на викопуванні піску, що залягає досить неглибоко, і пропусканні крізь нього нагрітої природним газом води, щоб розділити пісок та нафту рис. 2.8. Даний спосіб дозволяє отримати один барель нафти із двох тонн бітумінозного піску.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

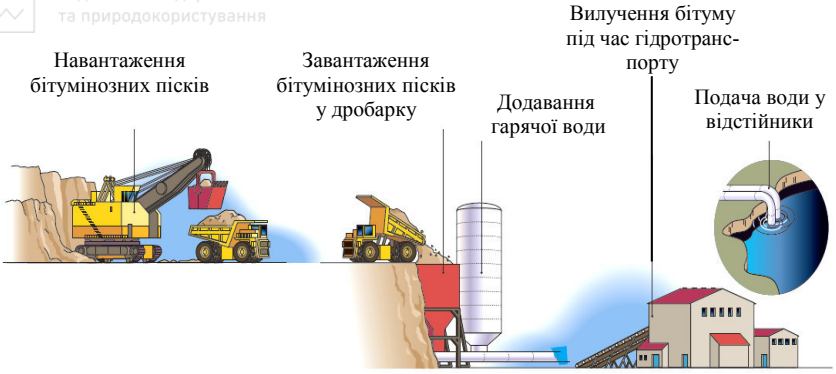


Рис. 2.8. Відкритий спосіб видобутку бітумінозних пісків [18]

Технологія із термічної обробки пласта передбачає закачування пари вглиб нафтоносного шару, щоб здійснити розділення ще внизу. Цей метод належить до геотехнологічних методів та має декілька варіацій. Так, під час застосування методу «Steam assisted gravity drainage process (SAGD)», розігріта до 580^0F пара закачується декілька сотень метрів під землю (рис. 2.9 та рис. 2.10).

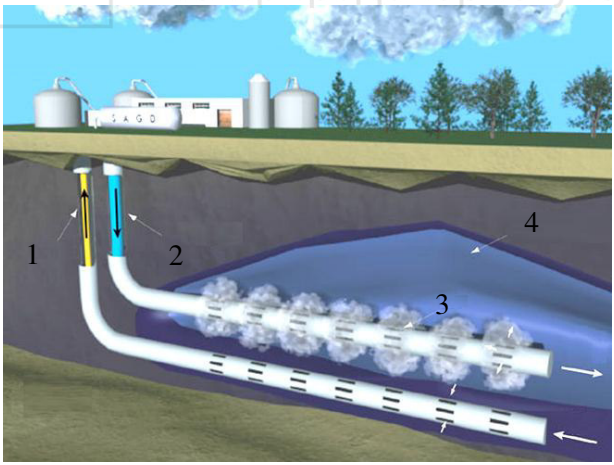


Рис. 2.9. Метод SAGD для видобутку нафти із бітумінозних пісків:
1 – видобувна свердловина; 2 – нагнітальна свердловина;
3 – отвори в перфорованій трубі; 4 – поширення пари;
5 – потік пари; 6 – потік нафти

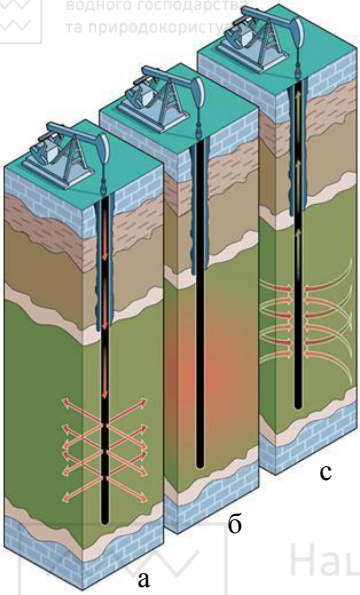
Ця пара розчинює бітум, який згодом викачується на поверхню. Даний метод потребує велику кількість води та електроенергії. Для виробництва одного бареля нафти витрачається 2…4 барелі води. З енергетичної точки зору на виробництво 3 барелів нафти слід затратити 1 барель нафти. Для наргівання води, як правило, застосовують природний газ, що викликає серйозне занепокоєння в екологів, враховуючи значні об'єми спаленого газу та викиду CO_2 в атмосферу.

Рис. 2.10. Нагнітальна свердловина SAGD

Застосування методу Cyclic steam stimulation (CSS) для видобутку нафти із бітумінозних пісків можливе лише за умови, що потужність покриваючих порід становить 300…400 м. Під час цього методу пара протягом декількох тижнів під високим тиском закачується у бітумовмісну породу як через вертикальні, так і через горизонтальні свердловини. Пара розігріває бітум, який потім через ту ж саму свердловину подається на поверхню (рис. 2.11).

Даний метод може бути застосований також із використанням горизонтальних свердловин. Для цього буриться горизонтальна свердловина, яка спочатку є нагнітальною, а після нагрівання бітумінозного піску вона перетворюється на видобувну (рис. 2.12).

Національний університет
водного господарства
та природокористування



а – пара нагнітається у свердловину;

б – розігрів бітумінозних пісків;

с – подача розігрітої нафти та води на поверхню

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Рис. 2.11. Метод CSS для видобутку нафти із бітумінозних пісків за допомогою вертикальних свердловин

а) б)

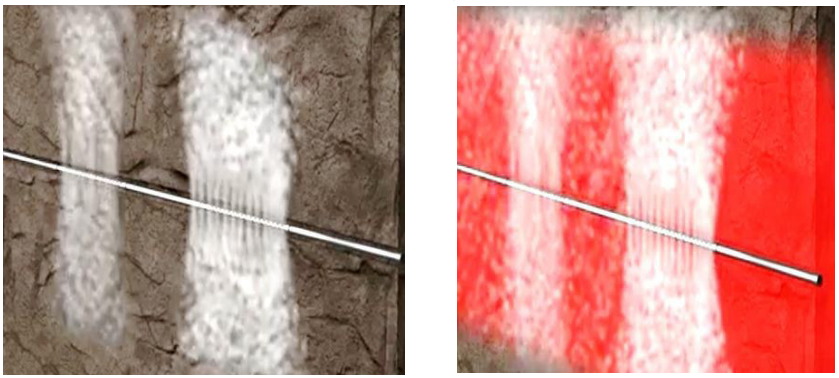


Рис. 2.12. Метод CSS для видобутку нафти із бітумінозних пісків за допомогою горизонтальних свердловин:
а – нагнітання пари у свердловину; б – розігрів бітумінозних пісків

Саме застосування горизонтального буріння дало можливість в останні роки почати видобувати “нетрадиційні джерела нафти”.

Національний університет водного господарства та природокористування

І хоча використання технології горизонтального буріння різко збільшилося із середини 1980-х років, сама технологія бере свій початок із 1891 року, коли був виданий перший патент на обладнання для створення горизонтальних отворів із вертикальної свердловини.

У 1929 році перша горизонтальна свердловина була пробурена в місті Тексон, штат Техас. Багато горизонтальних свердловин були пробурені в СРСР та Китаї в 1950-х і 1960-х роках. Зниження цін на нафту в поєднанні з необхідністю скорочення витрат на пошук і створення нових пристроїв для свердловин відновило інтерес до технології горизонтального буріння в кінці 1970-х і на початку 1980-х років.

Щодо України, то тут буріння горизонтальних свердловин розпочалося електробурами з 1963 року. Максимальні обсяги електробуріння впроваджено у Прикарпатті (Долина, Борислав, Надвірна) і припадають на 1965 – 1975 рр. Проходка в ці роки становила 27 – 36,5 тис. метрів за рік.

Для спорудження горизонтальної свердловини значну роль посідає вибір: конструкції свердловини, техніки буріння, бурильного інструменту і приладів контролю, промивальних рідин і технічних засобів їх очищення. Як правило, буріння під останню проміжну колону ведеться роторним способом з конструкцією компоновки низу бурильної колони, що включає регулюючі стабілізатори для постійних параметрів викривлення ствола. Для буріння інтервалу під експлуатаційну колону використовують вибійні двигуни Ø63/4$^{//}$ із залученням телеметричної системи MWD.

Велика увага приділяється очистці горизонтальної дільниці ствола свердловини від шламу, тому в конструкції компоновки низу бурильної колони передбачаються різного типу очищувачі.

Однією із проблем є спуск обсадної колони в горизонтальний стовбур великої довжини. Для цього використовують метод заповнення нижньої частини колони повітрям з метою зменшення ваги і спуску колони «на плаву».

У даний час існує шість різних методів, що є доступними для буріння горизонтальних свердловин (рис. 2.13).

Останнім часом у світовій практиці буріння горизонтальних свердловин використовуються відхилювачі, керовані з поверхні без піднімання інструменту зі свердловини.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

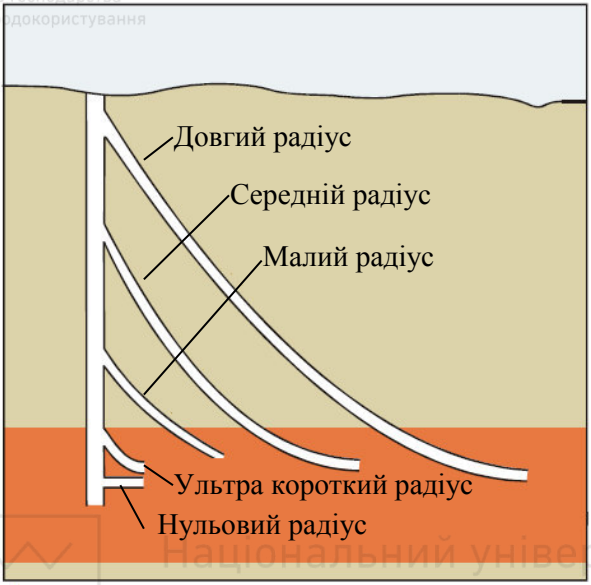


Рис. 2.13. Класифікація горизонтальних свердловин

Для переходу свердловини у горизонтальне положення застосовуються спеціальні інструменти, що представлені на рис. 2.14 та рис. 2.15. Саме їх застосування дозволяє здійснювати направлене буріння свердловин.

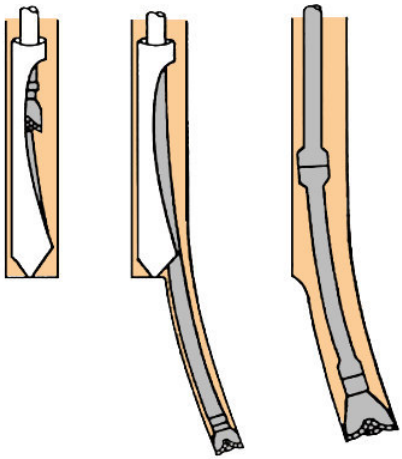


Рис. 2.14. Інструмент для направленого відхилення свердловин [19]

Національний університет
водного господарства
та природокористування

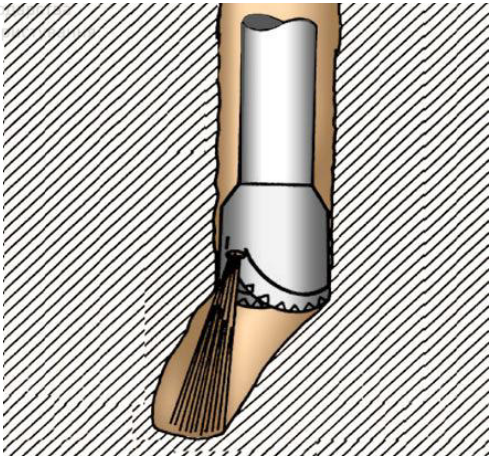


Рис. 2.15. Бур із орієнтованим соплом [19]

І хоча буріння горизотральних свердловин є досить дорогою технологією, яка коштує мільйони доларів, вона з кожним роком все більше і більше застосовується по всьому світу. Серед переваг цієї технології виділяють можливість буріння декількох свердловин із горизонтальними ділянками до 2 км із однієї бурової ділянки, що чинить значно менший негативний вплив на навколишнє природне середовище (рис. 2.16) та в кінцевому результаті має кращий економічний ефект.

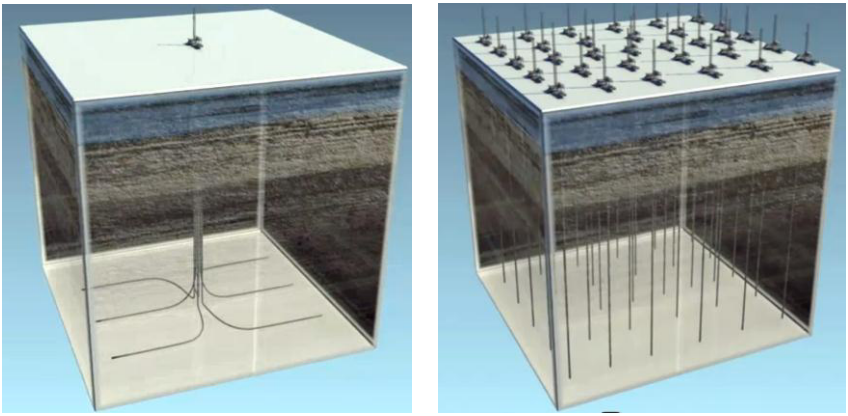


Рис. 2.16. Вплив на поверхню від горизонтального
та вертикального буріння

Для вилучення нафти із бітумінозних пісків застосовують також метод Toe-to-heel air injection (THAI) (рис. 2.17).

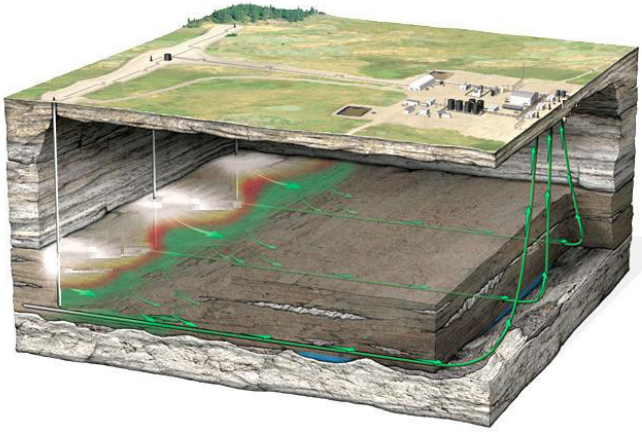


Рис. 2.17. Метод THAI для видобутку нафти із бітумінозних пісків [20]

Для цього буряться горизонтальні свердловини через продуктивний пласт. Свердловини для подачі повітря буряться вертикально. Через горизонтальні і вертикальні свердловини протягом 2…3 місяців подають нагріту пару. Після того, як бітум досяг необхідної температури, через вертикальні свердловини починають закачувати повітря. Повітря, яке подається на розігрітий бітум, починає реакцію горіння вздовж усього пласта. Утворений фронт горіння призводить до підвищення температури, що у свою чергу покращує текучість нафти, яка, вже пройшовши термічний крекінг, сама подається на поверхню.

В останні роки ведеться ряд досліджень із закачуванням у пласт бітумінозних пісків розчинника (бутану), який у поєднанні із SAGD збільшує відсоток вилучення бітуму.

Значні запаси нафти зосереджені також у сланцях. Сланцева нафта (рис. 2.18) відома також під назвою кероген нафта і отримується із горючих сланців за допомогою піролізу, гідрогенізації або термічного розчинення. Ці процеси перетворюють органічну речовину (кероген) в синтетичну нафту і газ. Отримана нафта може використовуватись відразу у якості палива або бути покращеною шляхом додавання гідрогену і видаленням домішок, таких як сулфур та нітроген.

Рис. 2.18. Нафтовий сланець

Сланцева нафта була одним із перших джерел нафти, що використовувалися людьми [21]. Перші згадки про її використання знайдені у Швейцарії та Австрії на початку 14 століття. У 1596 році особистий лікар Фрідріха I, герцог Вюртемберг писав про її цілющі властивості [22]. На початку 17-го століття сланцева нафта застосовувалась для освітлення вулиць міста Модена, Італія. У 1694 році Британською Короною був виданий патент трьом винахідникам, які "знайшли спосіб вилучення та отримання великої кількості смоли із твердої породи» [23, 24]. Сучасна промисловість із видобутку сланцю була створена у Франції в 1830-их роках і в Шотландії в 1840-х роках. У ті роки отримана сланцева нафта застосовувалась для змазування механізмів та для освітлення.

Протягом 19 століття промисли із видобутку сланців з'явилися у Бразилії та Сполучених Штатах. Китай, Естонія, Нова Зеландія, Південна Африка, Іспанія, Швеція та Швейцарія почали видобувати сланцеву нафту на початку 20 століття. Відкриття нафти на Близькому Сході в середині століття стало великою перешкодою для багатьох компаній, хоча Естонія та Північно-Східний Китай зберегли галузь та продовжують видобуток і у 21 столітті. Згідно даних USGS, світові запаси сланцевої нафти оцінюються у 2,8 трильйони барелів.

У зв'язку із ростом цін на нафту видобудобувні роботи були відновлені у США, Китаї, Австралії та у Йорданії. Сьогодні більшість підприємств здійснюють вилучення нафти із сланців шляхом їх подрібнення та подальшої термічної обробки, хоча в останні роки проведено ряд успішних експериментів із застосуванням геотехнологічних методів. Температура, при якій кероген розпадається на вуглеводні, залежить від часу. Найшвидше розкладання відбувається при температурі від 480^0 до 520^0С.

Видобування сланцевої нафти зазвичай відбувається на поверхні землі (відкрита розробка), де спочатку видобувається горючий сланець, який потім транспортується для обробки на переробні фабрики. Також для видобутку може бути задіяна підземна розробка, яка аналогічна видобутку вугілля. Деякі сучасні технології передбачають видобування нафти під землею, нагріваючи сланці та вибираючи нафту через свердловини. Технології, що застосовуються для видобутку нафти із бітумінозних пісків, також можуть бути застосовані для видобутку нафти із сланців.

Одним із піонерів у галузі досліджень сланцевої нафти є компанія Shell, яка займається цим питанням уже понад 25 років (рис. 2.19).

Рис. 2.19. Видобуток сланцевої нафти у штаті Колорадо, США

З метою запобігання забруднення грунтових вод компанія Shell на дослідній ділянці сворювала штучно замережені стінки (рис. 2.20) та відкачувала із цієї площі воду.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

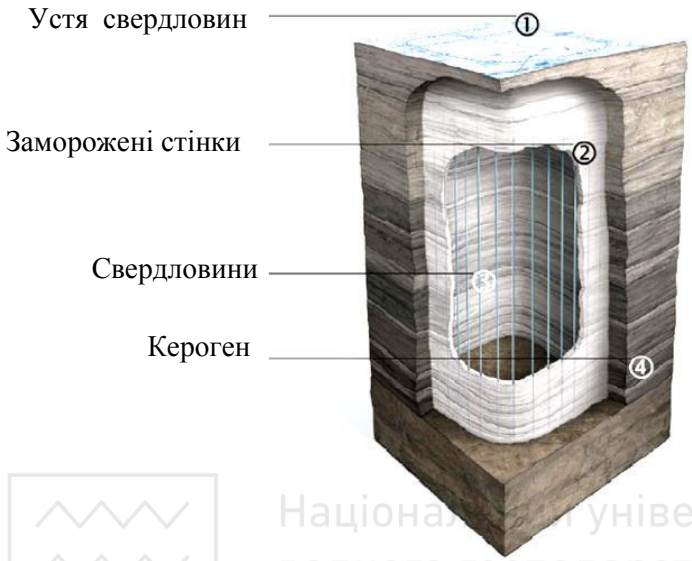


Рис. 2.20. Заморожені стінки дослідної ділянки

Далі на ділянці бурились свердловини, в які занурювали нагрівачі, які протягом одного-двох років нагрівали кероген до 650…700^{0}F (рис. 2.21), та переводили його у рідкий стан.

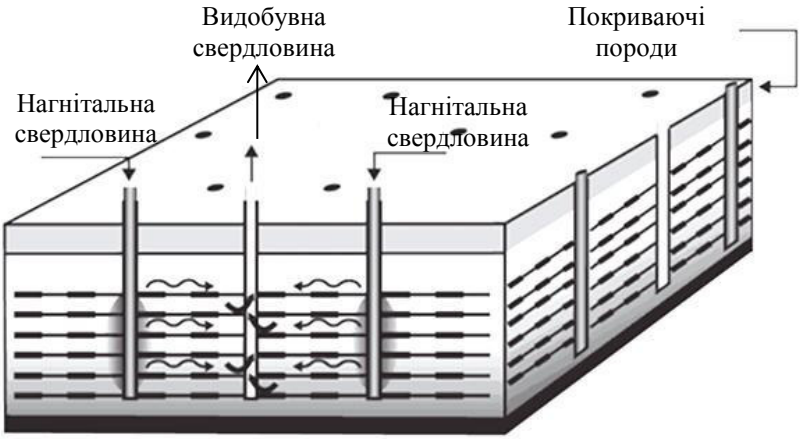


Рис. 2.21. Технологічна схема видобутку нафти із сланців, запропонована компанією Shell

Національний університет водного господарства та природокористування

Дослідження із вилучення нафти із сланців виконюються також такими компаніями, як Chevron Shale Oil Co та Exxon Mobil Corp. І хоча сьогодні ці технології використовуються лише в Бразилії та Китаї, але зважаючи на той факт, що у світі постійно зростає потреба у нафтопродуктах, у найближчому майбутньому ці технології все більше і більше поширюватимуться світом.

2.4. Підготовка нафти до переробки

Нафта, яка видобувається із земних надр, як правило, містить газ, який називають попутним. На кожну тонну видобутої нафти припадає 50….100 м^3 попутного газу. Перед транспортуванням і подачею нафти на переробку газ повинен бути відокремлений від нафти. Видалення газу з нафти (дегазація) проводиться за допомогою сепарації і стабілізації.

В умовах нафтового пласта при високому тиску гази розчиняються в нафті. При підйомі нафти на земну поверхню тиск падає і розчинений газ виділяється. Важливо у цей момент впіймати його. Існує декілька схем відділення газу від нафти на промислі, які відрізняються умовами переміщення нафти і газу. Схеми першої групи характеризуються тим, що газ відокремлюють від нафти на найкоротшій відстані від свердловини. Після відділення газу до центральних пунктів збору переміщається тільки нафта. Приклад подібної схеми відділення газу від нафти наводиться на рис. 2.22, а.

Газонафтова суміш зі свердловини поступає у вертикальну ємність *С-1,* обладнану пристроями для запобігання віднесенню нафти з газом. Ця ємкість називається трапом. З трапа *С-1* газ поступає в газозбірний колектор, а нафта – в мірник *Е-1.* По газозбірному колектору попутний газ передається для подальшої обробки на газобензинові заводи. До колектора підключається біля сотні свердловин одного або декількох ближніх нафтових родовищ. Оскільки тиск, при якому відбувається розділення в трапі, невисокий (0,1…0,2 МПа*),* то для подачі газу на газобензинові заводи його стискають компресорами *ЛК-1.*

Нафта з мірника *Е-1* самопливом або насосами подається на нафтозбірний пункт, де піддається обезводненню. Описана схема відрізняється простотою, але не забезпечує повністю вловлювання попутного газу. Після одноступінчастої сепарації в нафті залишається до

40…50% попутного газу. Цей газ, попадаючи разом з нафтою в мірники *Е-1* і резервуари нафтозбірних пунктів, значною мірою вилітає в атмосферу. Більш ефективними є системи багатоступінчастої сепарації (рис. 2.22, б).

На гирлі нафтової свердловини підтримується підвищений тиск. Поряд із свердловиною розміщується газовіддільник першого ступеня сепарації *С-1,* тиск в якому рівний 0,6…0,7 МПа. Цього тиску досить, щоб без додаткового стиснення подати газ на газобензиновий завод. З газовіддільника першого ступеня нафта разом з розчиненим газом, що залишився в ній, самопливом переміщується на центральний збірний пункт. У цьому пункті збираються потоки з багатьох свердловин. У результаті зниження тиску на центральному збірному пункті знову відбувається виділення газу в сепараторі *С-2.* Цей газ подається на газобензиновий завод компресорами.

До переваг багатоступінчатої схеми сепарації відносять:

- більш повне відділення газу від нафти;
- скорочення винесення нафтових крапель із газом;
- зменшення витрати електроенергії на стиснення газу.

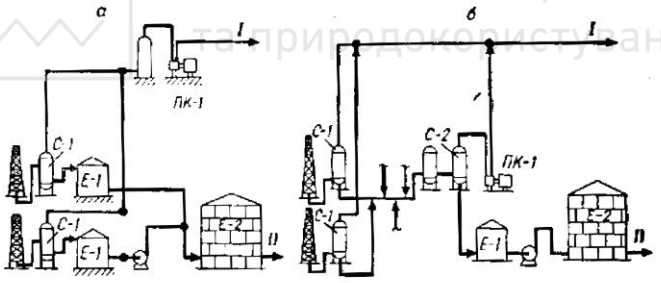


Рис. 2.22. Схеми відділення газу від нафти на нафтопромислах з одноступінчастою (а) та багатоступінчастою сепарацією (б): I-газ на газобензиновий завод; II-нафта

Навіть після багатоступінчатої промислової сепарації в нафті залишається значна кількість вуглеводнів C_1-C_4. Значна частина цих вуглеводнів може бути втрачена при перекачуванні нафти із резервуару в резервуар та при зберіганні і транспортуванні нафти. У результаті цього разом з газами втрачаються цінні легкі бензинові фракції.

Для того, щоб ліквідовувати втрати газів і легких бензинових фракцій, запобігти забрудненню повітря та вловити цінні газоподібні компоненти, необхідно з нафти максимально вилучати вуглеводні C_1-C_4 перед тим, як відправити її на нафтопереробні заводи. Це завдання вирішується на установках стабілізації нафти, розташованих зазвичай поблизу біля місць її видобутку. Методи стабілізації нафти можуть бути різними. Для більшості нафт стабілізація проводиться на установках із застосуванням ректифікації.

Схема установки для стабілізації нафти приведена на рис. 2.23. Нафта, що поступає із промислових установок для сепарації, проходить через теплообмінники *Т-1,* де підігрівається вже стабілізованою нафтою і паропідігрівачами *Т-2.* Далі підігріта нафта поступає до ректифікаційної колони-стабілізатора *К-1.* Легкі вуглеводні, що виходять із верху стабілізатора, конденсуються в конденсаторі-холодильнику *ХК-1* та поступають в ємкість *Е-1.* Зверху стабілізатора виходять вуглеводні від C_1 до C_5 включно. При охолодженні зворотною промисловою водою в конденсаторі-холодильнику конденсується не увесь продукт, який виходить зверху колони. Тому в ємкості *Е-1* відбувається розділення суміші, яка поступила з конденсатора, на газ і рідину.

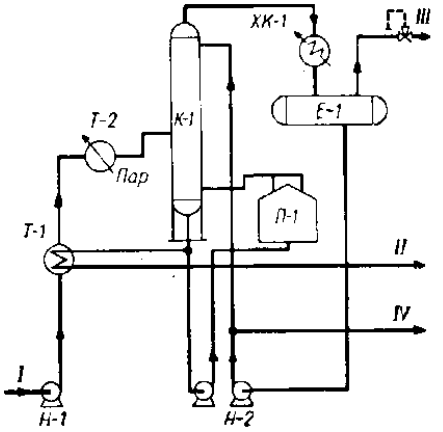


Рис. 2.23. Схема установки для стабілізації нафти:
I – нестабільна нафта; *II* – стабільна нафта;
III – незконденсований газ; *IV* – зріджений газ

Національний університет водного господарства та природокористування

Газ з *Е-1* прямує в паливну мережу. Рідкий продукт (газовий конденсат) частково повертається в колону *К-1* як зрошувач, а балансова кількість виводиться із стабілізаційної установки і передається на центральні газофракційні установки. Ці установки призначені для розділення газового конденсату декількох стабілізаційних установок на індивідуальні вуглеводні.

Знизу стабілізатора виходить стабільна нафта, яка віддає своє тепло поступаючій сировині в теплообміннику *Т-1* і доохолоджується в холодильнику. Необхідне для ректифікації тепло підводиться в нижню частину стабілізаційної колони через трубчасту піч. Вміст газу (вуглеводнів C_1 – C_4) в стабільній нафті складає 0,8…1,5%.

Нафта, що звільнена від попутного газу, поступає на промислові установки для обезводнення і знесолення, де від неї відділяється пластова вода з мінеральними солями до залишкового вмісту солей в товарній нафті не більше 50 мг на 1 л. Газ направляють споживачам або на газобензиновий завод для переробки.

Найбільш простим способом видалення води із нафти на промислах є термохімічне обезводнення при атмосферному тиску. До підігрітої до 30…50^{0}С нафти додається деемульгатор, а потім нафта поступає в резервуар для відстоювання. При такій обробці нафти можливі великі втрати легких нафтопродуктів під час відстоювання в негерметичних резервуарах. Ці недоліки усуваються при термохімічному відстоюванні під тиском (рис. 2.24).

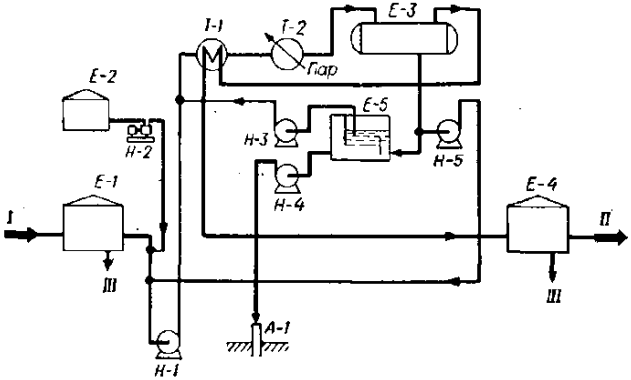


Рис. 2.24. Схема установки термохімічного обезводнення нафти:
I – сира нафта; *II* – обезводнена нафта; *III* – вода

Для цього сиру нафту забирають з *Е-1* насосом *Н-1* та змішують з деемульгатором, який подається з *Е-2*, і прокачують через теплообмінник *Т-1* й паровий підігрівач *Т-2* в термовідстійник *Е-3*. У термовідстійнику під тиском 1,5 МПа нафта знаходиться протягом 1..3 год. Зневоднена нафта через теплообмінник *Т-1* прямує в резервуар *Е-4*. *У* резервуарі нафта додатково відділяється від води. Вода, що відстоялася, скидається в нафтосховище *Е-5,* а потім закачується в свердловину *А-1*. Частина стічних вод, видалених з термовідстійника, повертається до сировинного насосу, з метою повторного використання деемульгатора, що міститься в стічній воді. Нафта з нафтосховища знову подається для обезводнення.

При глибокому обезводненні деяких нафт, у пластовій воді яких міститься мало солей, відбувається майже повне їх видалення. Проте більшість нафт потребують додаткового знесолення.

У деяких випадках для знесолення використовується термохімічний метод, але частіше застосовується спосіб, що поєднує термохімічне відстоювання із обробкою емульсії в електричному полі. Установки останнього типу називаються електрознесолювачами.

Технологічна схема установки електрознесолення нафти приведена на рис. 2.25.

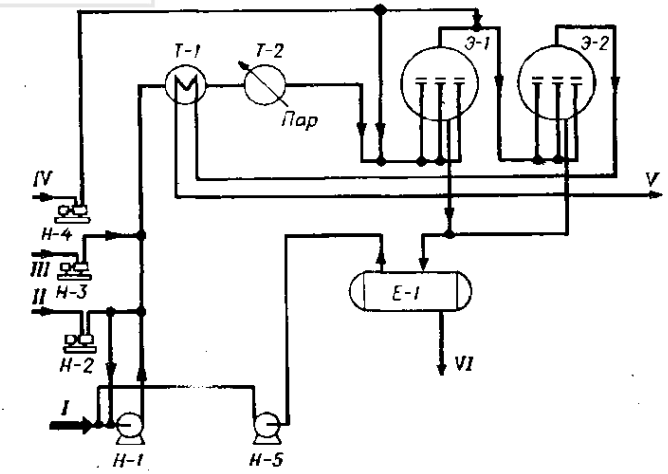


Рис. 2.25. Схема установки для електрознесолення нафти:
I – сира нафта; *II* – деемульгатор; *III* – луг; *IV* – свіжа вода;
V – знесолена нафта; *VI* – вода в каналізацію

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Нафта, в яку додана промивна вода, деемульгатор і луг, насосом *Н-1* прокачується через теплообмінник *Т-1* і паропідігрівач *Т-2* в електродегідратор першого ступеня *Э-1*. Тут відділяється основна маса води і солей (вміст їх знижується у 8…10 разів). На деяких установках електрознесолення перед *Э-1* знаходиться термохімічна ступінь. З *Э-1* нафта поступає в електродегідратор другого ступеня *Э-2* для повторної обробки. Перед *Э-2* в нафту знову подається вода. Загальна витрата води на знесолення складає 10% від оброблюваної нафти. На деяких установках свіжа вода подається тільки на другий ступінь знесолення, а перед першим ступенем з нафтою змішуються промивні води другого ступеня. Так вдається понизити витрату води на знесолення вдвічі.

Знесолена нафта з *Э-2* проходить через теплообмінник *Т-1,* холодильник і подається в резервуари знесоленої нафти. Вода, що відокремлена в електродегідраторах, прямує в нафтовідділювач *Е-1* для додаткового відстоювання. Уловлена нафта повертається на прийом сировинного насоса, а вода скидається в промислову каналізацію і передається на очищення.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

2.5. Нафтопродукти

У результаті переробки нафти отримують продукти більше 10 тисяч найменувань. Усі вони умовно поділяються на дві групи:

- продукти, готові до вживання (різні види палива і мастила);
- сировина для подальшої переробки на підприємствах хімічної промисловості (розчинювачі, нафтові кислоти, бензол, толуол, ксилол, парафін, вазелін, бітуми).

Розглянемо продукти першої групи.

Карбюраторне паливо – використовується для двигунів внутрішнього згорання із запалюванням від електричної іскри. Основний показник карбюраторного палива – детонаційна стійкість, яка оцінюється октановим числом (0...100). Октанове число – це процентний вміст ізооктану, не схильного до детонації, порівняно з присутнім у паливі гептаном, що згорає з вибухом, руйнуючи деталі двигуна. Отже, чим більше октанове число, тим якіснішим вважається паливо.

Октанові числа деяких карбюраторних палив:

- автомобільні бензини – 66, 72, 76, 80, 92, 95, 98;

- авіаційні бензини – 70, 91, 95, 100;
- тракторні бензини – 40, 45;
- тракторний лігроїн – 54.

Дизельне паливо – використовується в поршневих двигунах дизелів. Запалювання палива в них відбувається без електричної іскри при температурі 550...600^{0}С під тиском.

Основний показник дизельного палива – цетанове число, яке характеризує схильність палива до запалювання. Чим вище це число, тим краще паливо. Найбільш поширеним дизельним паливом є солярове масло (солярка), цетанове число якого знаходиться в межах 35...50 одиниць.

У карбюраторних і дизельних паливах стандартами обмежена кількість кислот, лугів, сірки і вологи, оскільки ці компоненти скорочують термін служби двигунів.

Котельне паливо – використовують у парових котлах, на теплоелектростанціях, парогенераторних і котельних установках, у промислових печах (наприклад, мартенівських), у горнах ковальських цехів машинобудівних заводів тощо. Це мазути, які залишаються після переробки нафти, кам'яного вугілля і горючих сланців.

Мастильні масла – це продукти подальшої перегонки мазуту під вакуумом. Їх використовують при експлуатації машин для зменшення тертя і зниження температури в зоні ковзання спряжених поверхонь деталей. За використанням вони поділяються на моторні, індустріальні, турбінні, компресорні, трансформаторні, трансмісійні.

Консистентні мастила отримують добавкою до мастильних масел згущувачів (мила, церезину, сульфідів). Їх використовують для зменшення тертя і зносу деталей від корозії, гермітації. На відміну від мастильних масел вони густі. Типовий представник – солідол.

2.6. Технологія зберігання та розподілу нафтопродуктів

Для збору, зберігання і обліку нафти та нафтопродуктів на нафтопромислах, нафтопереробних заводах, нафтобазах і станціях магістральних нафтопроводів використовують резервуари - судини різноманітної форми і розмірів, побудовані з різних матеріалів.

За призначенням ці судини поділяються на резервуари для зберігання нафти, світлих і темних нафтопродуктів.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

За матеріалом – на металеві і неметалеві. Металеві резервуари споруджують переважно із сталі. До неметалевих резервуарів відносяться в основному залізобетонні резервуари.

Резервуари кожної групи розрізняють за формою: вертикальні (рис. 2.26), циліндричні, горизонтально-циліндричні (рис. 2.27), каплеподібні (рис. 2.28).

Рис. 2.26. Вертикальний резервуар

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Рис. 2.27. Горизонтально-циліндричний резервуар

Рис. 2.28. Каплеподібний резервуар

За схемою установки резервуари поділяються на: наземні, в яких днище знаходиться на рівні або вище за найнижчу відмітку прилеглого майданчика; підземні, коли найвищий рівень рідини в резервуарі знаходиться нижче за найнижчу відмітку прилеглого майданчика не менше ніж на 0,2 м (рис. 2.29).

Рис. 2.29. Підземний резервуар

Для зберігання світлих нафтопродуктів застосовують переважно стальні резервуари, а також залізобетонні із внутрішнім покриттям – листовим стальним облицюванням або неметалічними ізоляціями, що є стійкими до дії нафтопродуктів.

Для зберігання великих об'ємів нафти і темних нафтопродуктів рекомендується застосовувати в основному залізобетонні резервуари. Змащувальні масла, як правило, зберігають в стальних резервуарах.

Групу однотипних резервуарів, об'єднаних трубопровідними комунікаціями, називають резервуарним парком (рис. 2.30).

Рис. 2.30. Резервуарний парк

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Резервуари низького тиску зі щитовим конічним або сферичним покриттям відрізняються тим, що покриття монтується з готових щитів, виконаних з листової сталі завтовшки 2,5 мм.

Вертикальні циліндричні резервуари поділяються на резервуари низького тиску, з понтонами (рис. 2.31) та з плаваючими дахами (рис. 2.32). Кожен резервуар забезпечується драбиною, необхідною для огляду устаткування, відбору проб і контролю за рівнем нафтопродуктів. У місці приєднання драбини до кришки резервуару споруджується вимірювальний майданчик, на якому встановлюють вимірювальні прилади і апаратуру.

Резервуари з конічним покриттям споруджують об'ємом 100…5000 м^3, причому в центрі їх встановлюють центральну стійку, на яку спираються щити покриття. Резервуари із сферичним покриттям споруджують об'ємом 10000, 15000 і 20000 м^3 . Щити покриття по контуру спираються на кільце, що встановлене на корпусі резервуару. Товщина листів резервуарів 6…14 мм. Товщина листів покриття 3 мм.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

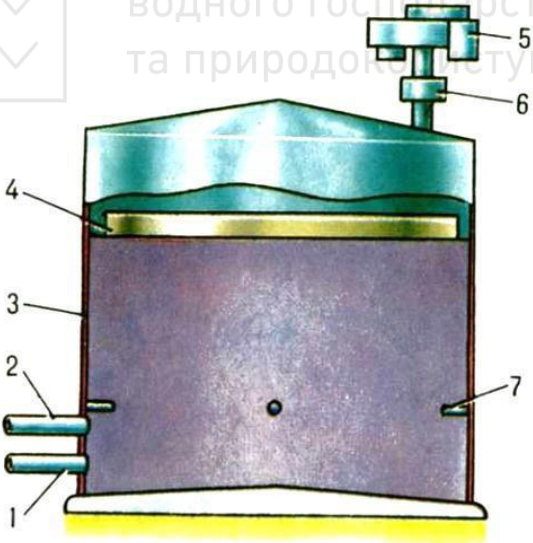


Рис. 2.31. Схема резервуара з понтоном:
1 – патрубок для подачі нафти; 2 – патрубок для відбору;
3 – корпус резервуара; 4 – понтон; 5 – дихальний клапан;
6 – вогневий запобіжник; 7 – обмежувач ходу понтона

Національний університет
водного господарства
та природокористування

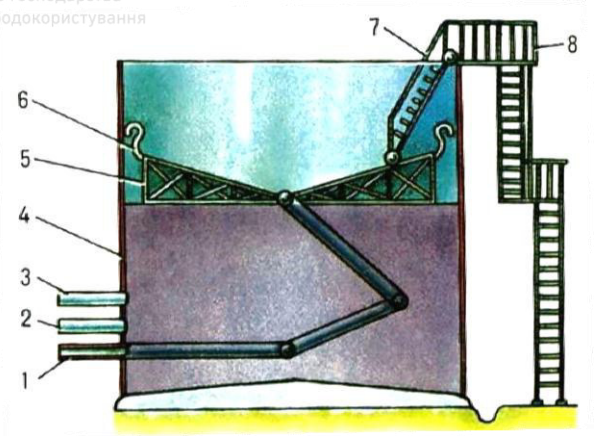


Рис. 2.32. Схема резервуару із плаваючим дахом:
1 – труба для збору дощової води із плаваючого даху;
2 – патрубок для відбору нафти; 3 – патрубок для подачі нафти;
4 – корпус резервуара; 5 – плаваючий дах;
6 – затвор-ущільнювач між плаваючим дахом і корпусом;
7 – драбина для огляду даху; 8 – драбина

Відкриття і закриття резервуарних засувок повинне бути плавне. За наявності електроприводних засувок з місцевим або дистанційним управлінням повинна бути передбачена сигналізація. Одночасні операції із засувками під час перекачування забороняються.

Одночасне автоматичне перемикання засувок в резервуарному парку допускається за умови захисту трубопроводів від підвищення тиску у разі неправильного перемикання засувок.

При наповненні резервуару необхідно строго стежити за висотою рівня нафти, щоб не допустити переливання нафти або підйому понтона вище верхнього крайнього положення. Рівень нафти повинен бути встановлений з урахуванням її розширення від нагрівання. Зазвичай, нафтові резервуари не заповнюють до верху на 3… %.

При спорожненні резервуарів, обладнаних підігрівачами, необхідно стежити, щоб рівень рідини над підігрівачем був не менше 0,5 м, оскільки оголений підігрівач створює пожежну небезпеку.

У резервуарах може спостерігатися теча в корпусі або днищі, викликана деформацією металу, неякісною зваркою. Тому при вступі на чергування старший по зміні повинен забезпечити обхід резервуарів. При огляді зварних резервуарів особлива увага повинна бути

Національний університет водного господарства та природокористування

приділена вертикальним швам нижніх поясів корпусу, швам зварювання нижнього поясу до днища.

При появі тріщин в швах або стінках, діючий резервуар повинен бути спорожнений повністю або частково, залежно від способу його ремонту.

Візуальний огляд поверхні понтона необхідно виконувати щомісячно, а плаваючого даху – щодня з верхнього майданчика резервуару. У верхньому положенні понтон оглядають через світловий люк, в нижньому положенні – через люк-лаз в третьому поясі резервуару. При огляді необхідно стежити за тим, чи немає місць скупчення нафтопродукту на килимі понтона і в коробках, стежити за щільністю прилягання затвора до стінки резервуару, до центральної стійки і до кожуха пробовідбірника. При виявленні на килимі понтона нафти її необхідно видалити і з'ясувати причину несправності. У разі порушення герметичності килима понтона або коробок резервуар повинен бути спорожнений і виведений на ремонт.

Резервуари необхідно періодично очищати від осаду парафіну і механічних домішок (рис. 2.33). Особливо інтенсивне накопичення опадів відбувається в резервуарах, в яких зберігається малосмоляна парафініста нафта. Терміни зачистки повинні бути визначені залежно від виду нафти, але не рідше за 1 раз на два роки. Зачистку резервуарів повинен здійснювати спеціально навчений і підготовлений персонал, допущений медичною комісією.

Рис. 2.33. Зачистка резервуару

При зачистці резервуарів рекомендується застосовувати механізовані засоби, гідромонітори і пароежектори. При використанні пароежектора до нього прикріплюють зачисний шланг. В ежектор по-

Національний університет
водного господарства
та природокористування

дають пару під тиском 0,6...0,7 МПа. Осад, що засмоктується в ежектор, розігрівають струменем пари, перетворюють на легкоперекачувану масу і видаляють з резервуару.

Гідромонітор – мийна машина, в яку подають мийну рідину під тиском 0,8...1,2 МПа. Мийна рідина за допомогою брандспойтів мийної машини обертається в горизонтальній і вертикальній площинах, при цьому вона омиває внутрішню поверхню резервуару. У якості мийної рідини використовують гарячий (45...70°С) водний розчин миючого препарату МЛ-2, концентрація якого складає 0,15...0,35%. Препарат МЛ-2 є композицією синтетичних поверхнево-активних речовин з добавками електролітів.

Такий метод очищення заснований на гідродинамічній і фізико-хімічній дії струменя з миючим розчином на осад. Під дією розчину осад розм'якшується, зменшується його сила поверхневого натягу і він розподіляється в миючій рідині, утворюючи нестійку емульсію, яку відкачують з резервуару.

Особлива увага при зачистці резервуару, в якому зберігалася сірчиста нафта, повинна бути приділена видаленню пірофорних відкладів. Пірофорні відклади утворюються внаслідок дії на залізо і його оксиди сірководню. Пірофорні відклади при невисоких температурах здатні до самозагорання. Пояснюється це тим, що при контакті з киснем повітря вони швидко окислюються, що супроводжується розігріванням та стає причиною вибухів і пожеж.

При зачистці резервуару, в якому зберігалася сірчиста нафта. необхідно пропарювати резервуар протягом 24 годин. Водяну пару подають з такою інтенсивністю, щоб всередині резервуару весь час підтримувався тиск. вищий за атмосферний. Це можна контролювати по виходу водяної пари через дихальні клапани, на даху резервуару. Пропарювання слід проводити при закритому нижньому люку, а конденсат спускати в каналізацію через спускову трубу. При цьому: а) якщо є необхідне дозувальне устаткування, в процесі пропарювання в резервуар слід вводити невелику кількість повітря, що забезпечує повільне окислення пірофорних відкладів (до 6% оксигену в паро-повітряній суміші); б) при відсутності дозувальних пристроїв після закінчення пропарювання резервуар необхідно заповнити водою, а потім рівень води поступово знижувати із швидкістю 0,5...1м/г, що забезпечує повільне окислення пірофорних відкладів по мірі їх висихання.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Скидати пірофорні відклади в каналізацію забороняється. Для запобігання самозаймання, пірофорні відклади, що виймаються з резервуару, повинні підтримуватися у вологому стані. Кожен резервуар періодично піддається поточному і капітальному ремонту. Поточний ремонт резервуару виконують не рідше за 1 раз на шість місяців без звільнення його від нафти. При цьому перевіряють технічний стан корпусу, дахи резервуару і устаткування, яке розташоване ззовні. Відмічені несправності усуваються в процесі експлуатації.

Капітальний ремонт резервуару слід проводити при необхідності. Термін проведення капітального ремонту призначають на підставі результатів перевірок технічного стану, оглядів при поточних ремонтах резервуару і його устаткування, а також оглядів під час зачисток резервуару від забруднення і нафтових залишків. При капітальному ремонті виконують всі роботи, передбачені ремонтом, а також замінюють дефектні листи корпусу, днища і даху, виправляють положення резервуару (при нерівномірному осіданні), ремонтують основу, виправляють або замінюють устаткування.

2.7. Технології транспортування нафтопродуктів

Існує три основних види транспорту нафти та нафтопродуктів на далекі відстані: водний, залізничний і трубопровідний.

Найбільш економічним видом транспорту нафти і нафтопродуктів є трубопровідний (рис. 2.34).

Рис. 2.34. Трубопровідний вид транспорту

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Перевага цього виду транспорту:

1. низька собівартість транспорту продукції на значні відстані;
2. безперервність подачі продукції;
3. можливість для автоматизації;
4. зменшення втрат нафти і нафтопродуктів при їх транспортуванні;
5. можливість прокладки трубопроводів по найкоротшій відстані.

Трубопроводи, що перекачують продукцію на значні відстані, називають магістральними. Магістральні трубопроводи залежно від перекачуваної рідини називають: нафтопроводами (для перекачування нафти); нафтопродуктопроводами (для перекачування рідких нафтопродуктів). Нафтопровід складається з таких ланок:

1. трубопроводу;
2. однієї або декількох насосних станцій;
3. засобів зв'язку.

Нафтопровід характеризується наступними показниками: довжиною, діаметром, пропускною здатністю і числом перекачуючих станцій.

Сучасні нафтопроводи, протяжність яких досягає більше 1000 км, є самостійними транспортними підприємствами, обладнаними комплексом головних, проміжних перекачуючих (насосних) станцій великої потужності, а також наливними станціями зі всіма необхідними виробничими і допоміжними спорудами. Пропускна здатність їх досягає 50 млн. тонн нафти на рік і більше. Споруджують такі нафтопроводи переважно із сталевих труб умовним діаметром 300, 500, 700, 1000, 1200 і 1400 мм.

При транспортуванні нафти і нафтопродуктів на великі відстані в нафтопроводі доводиться долати значні гідравлічні опори. Тому, якщо одна перекачуюча насосна станція не може забезпечити нормальний режим перекачування при заданому тиску, то будують декілька станцій по довжині нафтопроводу.

Трубопровідний транспорт, разом з економічністю, забезпечує цілорічну роботу і майже не залежить від природних умов, чим відрізняється від інших видів транспорту. У зв'язку з цим з кожним роком збільшується протяжність магістральних трубопроводів.

За принципом перекачування продукції на практиці застосовують дві системи: постанційну і транзитну.

Постанційна система перекачування характеризується тим, що нафта або нафтопродукти поступають в резервуари проміжних перекачуючих станцій, заповнюють їх, а потім відкачуються на наступну станцію (рис. 2.35).

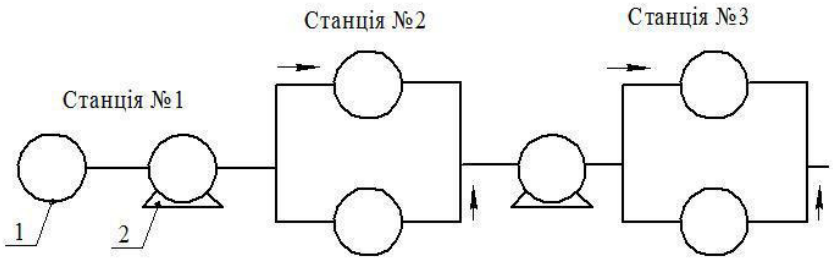


Рис. 2.35. Постанційна система перекачування нафти:
1 – резервуар; 2 – насос

Якщо на станції розташовано декілька резервуарів, то перекачування продукції здійснюється безперервно: в один резервуар продукція поступає, а з іншого відкачується в нафтопровід.

Транзитна система перекачування може здійснюватися через резервуар та з насоса в насос. При перекачуванні через резервуар продукція з попередньої насосної станції транспортується на наступну насосну станцію через резервуар, призначений для відділення газу або води від нафти (рис. 2.36).

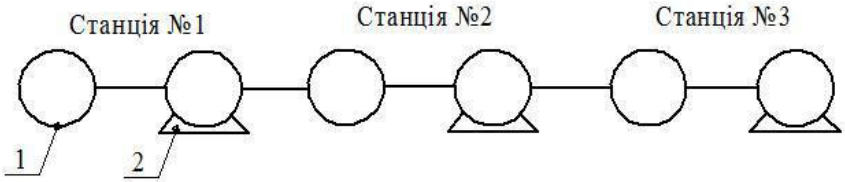


Рис. 2.36. Транзитна система перекачування нафти:
1 – резервуар; 2 – насос

Перекачування із насоса в насос полягає в тому, що продукт з попередньої насосної станції прямує безпосередньо на наступну насосну станцію, минувши проміжний резервуар, який підключається паралельно нафтопроводу. Ця схема перекачування найбільш

Національний університет водного господарства та природокористування

досконала і економічна, оскільки при цьому забезпечується максимальна герметизація системи і виключаються втрати від випаровування в проміжних резервуарах.

При всіх видах транзитного перекачування нафти і нафтопродуктів нафтопровід оснащується необхідними засобами місцевої автоматики; багато нафтопроводів мають дистанційне керування.

Нафтопровід подібно до залізничної колії потребує спеціального технічного нагляду. Увесь нафтопровід розбивається на окремі ділянки, кожна з яких закріплюється за певною насосною станцією. Така ділянка ділиться на ряд дрібніших ділянок і до кожної з них прикріплюють лінійних обхідників, які здійснюють контроль за нафтопроводом.

На кожній станції, крім обслуговуючого експлуатаційного персоналу, є також ремонтні бригади. У їх розпорядженні є всі необхідні механізми для ремонту нафтопроводу і ліквідації можливих аварій: трактори-трубоукладачі, екскаватори, бульдозери, зварювальні агрегати.

Національний університет водного господарства та природокористування

Щодо нафтотранспортної системи України (рис. 2.37), то вона складається з 18 магістральних нафтопроводів загальною довжиною 4578,6 км. Річна пропускна спроможність системи становить: на вході 114 млн т, на виході – 56,3 млн т в країни Західної, Центральної та Східної Європи, а також на південь Росії. Через територію України на світові ринки надходить близько 90% загальних обсягів російського експорту газу.

При необхідності система нафтопроводів у змозі в повному обсязі забезпечити потреби нафтопереробних підприємств, виходячи з їхньої максимальної проектної потужності 50 млн т на рік. Роботу системи нафтопроводу забезпечує 51 нафтоперекачувальна станція. Всього на нафтопереробних станціях працює 176 насосних агрегатів загальною потужністю 356,9 тис. кВт. Загальна ємність резервуарного парку складає 1085 тис. $м^3$.

Середній строк експлуатації магістральних нафтопроводів становить більше 28 років, а перші побудовані нафтопроводи працюють понад 40 років. За час експлуатації частина магістральних нафтопроводів і технологічного обладнання (до 70%) вичерпала свій ресурс, фізично і морально застаріла і потребує модернізації.

Рис. 2.37. Нафтотранспортна система України

Національний університет водного господарства та природокористування

Вказані строки експлуатації нафтопроводів потребують вкладення значних коштів (не менше 500 млн грн. щорічно) для підтримки їх у справному технічному стані, проведення поточних і капітальних ремонтів, виконання заходів щодо модернізації обладнання і реконструкції. Необхідно довести існуючу систему нафтопроводів до стану, який відповідатиме міжнародним стандартам, що передбачає впровадження нових технологій і обладнання.

Однак коштів постійно не вистачає. Тому складно впроваджувати нові енергоефективні технології, насоси з високим ККД, сучасне обладнання резервуарного парку, автоматики, телемеханіки тощо. Крім того, необхідно створювати стратегічні нафтові резерви. Нафтова політика держави має орієнтуватися не на постійно виникаючі ризики та загрози дефіциту палива, а на розвиток нафтового комплексу, що включає і нафтотранспортну систему.

Питання для самоперевірки

1. Як називають процес відбирання з нафти летючих вуглеводневих фракцій?
2. Який вміст солей в товарній нафті?
3. Назвіть найбільш продуктивний і економічно доцільний метод видобутку нафти.
4. Назвіть нетрадиційні резерви нафти.
5. Назвіть методи видобутку нафти із бітумінозних пісків.
6. Як здійснюють буріння горизонтальних свердловин?
7. Як здійснюється видобуток нафти із сланців?
8. Назвіть продукти, які отримують у результаті переробки нафти.
9. Назвіть класифікацію резервуарів за формою.
10. Що таке резервуарний парк?

Національний університет
водного господарства
та природокористування

РОЗДІЛ 3

СКЛАДОВІ ТЕХНОЛОГІЇ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ ГАЗУ

3.1. Методи розробки газових родовищ

Методи розробки газових родовищ – сукупність геотехнологічних операцій із вилучення природного газу і супутніх вуглеводнів з родовища. Визначають характер та ефективність геотехнологічного впливу на процес вилучення. Характер може бути пасивним, при якому вилучення природного газу відбувається тільки за рахунок ендогенних (внутрішніх пластових) джерел енергії, а вплив зводиться до управління раціональною витратою цієї енергії і техногенними наслідками. Для такого методу розробки використовують термін «розробка родовища природного газу на виснаження». Іншим активним способом впливу є комплекс методів, що використовують окрім ендогенних джерел пластової енергії і екзогенні (зовнішні), серед яких:

- методи підтримки пластового тиску;
- закачування агентів для фізико-хімічного впливу на пластові флюїди;
- регульований відбір пластових вод;
- віброхвильові методи.

У зв'язку із створенням нових технічних засобів (горизонтальні свердловини, масові гідророзриви пласта, акустичні, термічні методи та ін.) з'являється можливість більш активного комплексного впливу як на внутрішньопластові процеси вилучення природного газу, так і на саме природне (геологічне) середовище або створення об'єктів розробки із заданими характеристиками.

3.2. Видобуток газу із сланців

Сьогодні світ спостерігає за новим витком розвитку сланцевої індустрії. Сланцевий газ може зарадити подоланню дефіциту енергоресурсів, стати основним джерелом природного газу і стабілізаційним енергозберігаючим екологічним фактором.

Як відомо, у світі дуже багато сланцевих покладів – пористої породи з великим вмістом органіки, необхідної для утворення нафти та газу (рис. 3.1).

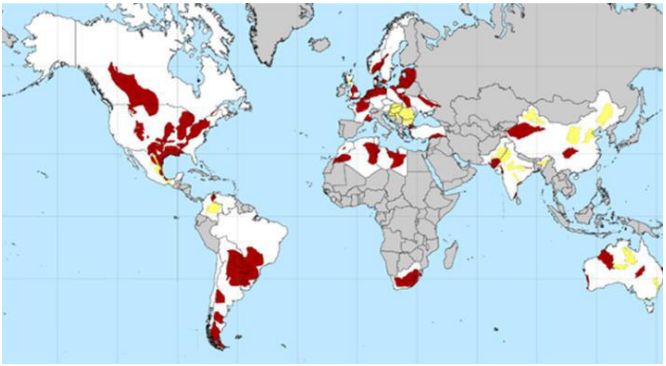


Рис. 3.1. Найбільші 48 басейнів сланцевого газу у 32 країнах світу [24]: червоний колір – розвідані басейни із підрахованими запасами; жовтий – розвідані басейни без підрахованих запасів; білий – прогнозні; сірий – не проводилась геологічна розвідка

У цих породах газ було виявлено ще у далекому 1821 році, а в 1970 році чергова енергетична криза змусила американський уряд уважніше придивитися до власних надр.

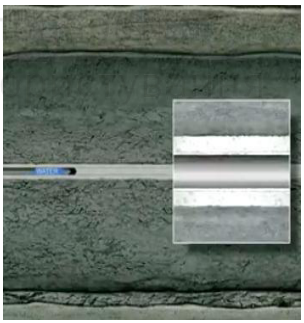
Пошуки завершилися успіхом: були відкриті великі перспективні родовища. Однак криза закінчилася і видобуток газу із сланців став нерентабельним. Тим не менше, у 1990 роках окремі американські фірми продовжили наукові пошуки.

Найбільшого успіху досягла компанія із США Chesapeake Energy. Її фахівці реанімували старий метод горизонтального буріння, коли введений у пласт бур починають переводити у горизонтальне положення. Після цього у свердловинах створюють ефект гідравлічного удару за рахунок закачування води та хімікатів. На рис. рис. 3.2 та рис. 3.3 показано послідовність операцій із видобутку газу із сланців: а) свердловина буриться нижче найглибшого водоносного горизонту; б) опускається колона обсадних труб; в) подається цемент всередину обсадної труби для цементації міжтрубного простору; г) у свердловину опускається бур для дальшого буріння; д) створється горизонтальна ділянка свердловини; е) в обсадну свердловину подається цементний розчин; є) у свердловину по-

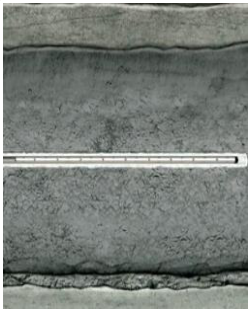
дається патрон із вибуховою речовиною; ж) відбувається висадження із утворенням тріщин; з) під тиском у свердловину закачується вода та пісок.

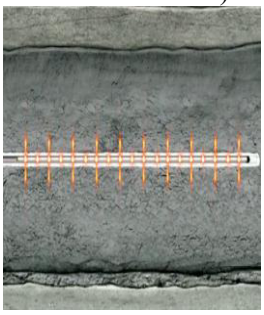
а) б) в)

г) д) е)



є) ж) з)





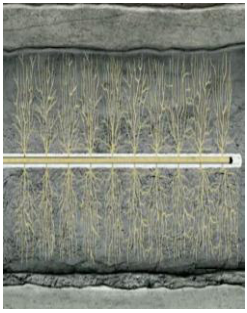


Рис. 3.2. Послідовність операцій видобутку газу із сланців

Національний університет водного господарства та природокористування

Старі методи стали успішними завдяки розвитку технологій та відкриттю нових матеріалів для бурового обладнання. У підсумку, в 2008 році відбувся технологічний стрибок – видобуток газу із сланцю вийшов на промисловий рівень, а США зайняли перше місце у світі з видобутку газу, легко посунувши Росію.

Більш того, запаси сланцевого газу у США перевищують 2000 трильйонів кубічних футів (1 фут дорівнює 0,3 метра). У Росії запаси звичайного газу оцінюються у 1529 трильйонів кубічних футів.

Рівень окупності газу, видобутого із сланців, знизився до 90 доларів за тисячу кубометрів, що є меншим за внутрішню ціну на блакитне паливо для промислових споживачів Росії.

До видобутку сланцевого газу готуються у Китаї, Індії та Австралії. Вже зараз у проекти інвестуються великі гроші. Британська BG StatoilHydro вклала 3,4 мільярди доларів у спільне підприємство з Chesapeake Energy. Голландці із Shell придбали ліцензії на розробку надр Польщі та Німеччини.

Французька компанія Total придбала 25-відсоткову частку у сланцевих проектах Chesapeaker за 2,3 мільярда доларів, а ExxonMobil у 2009 році заплатила 41 мільярд доларів за фірму XTO Energy, яка розробляє родовища сланцевого газу.

У Європі та США революція у газовій сфері викликала справжній ажіотаж не лише в економічній, але й політичній площині.

В Україні також є неабиякі поклади сланців в межах Дніпровсько-Донецької западини, в Криму, Карпатах, на Поділлі. Бовтиське родовище горючих сланців на Кам'янщині – одне з найважливіших родовищ сланців у Європі. Геологорозвідувальні роботи із дослідно-промисловим видобутком горючих сланців на Бовтиському водосховищі проводить українсько-естонське товариство «Сланцехім». Запаси сланців цього родовища складають приблизно 3,7 млрд т [25].

Львівщина також має перспективи відновити реноме газовидобувної області за рахунок видобутку сланцевого газу. Ще донедавна питання покладів сланцевого газу на Львівщині було неактуальним, проте, з початком видобування газу з сланців в сусідній Польщі і українські вчені почали вивчати це питання.

Однак, видобуток газу із сланців має певні труднощі: значну вартість буріння (табл. 3.1) [26], великі площі, які потрібні під виробку та велику кількість свердловин (рис. 3.4).

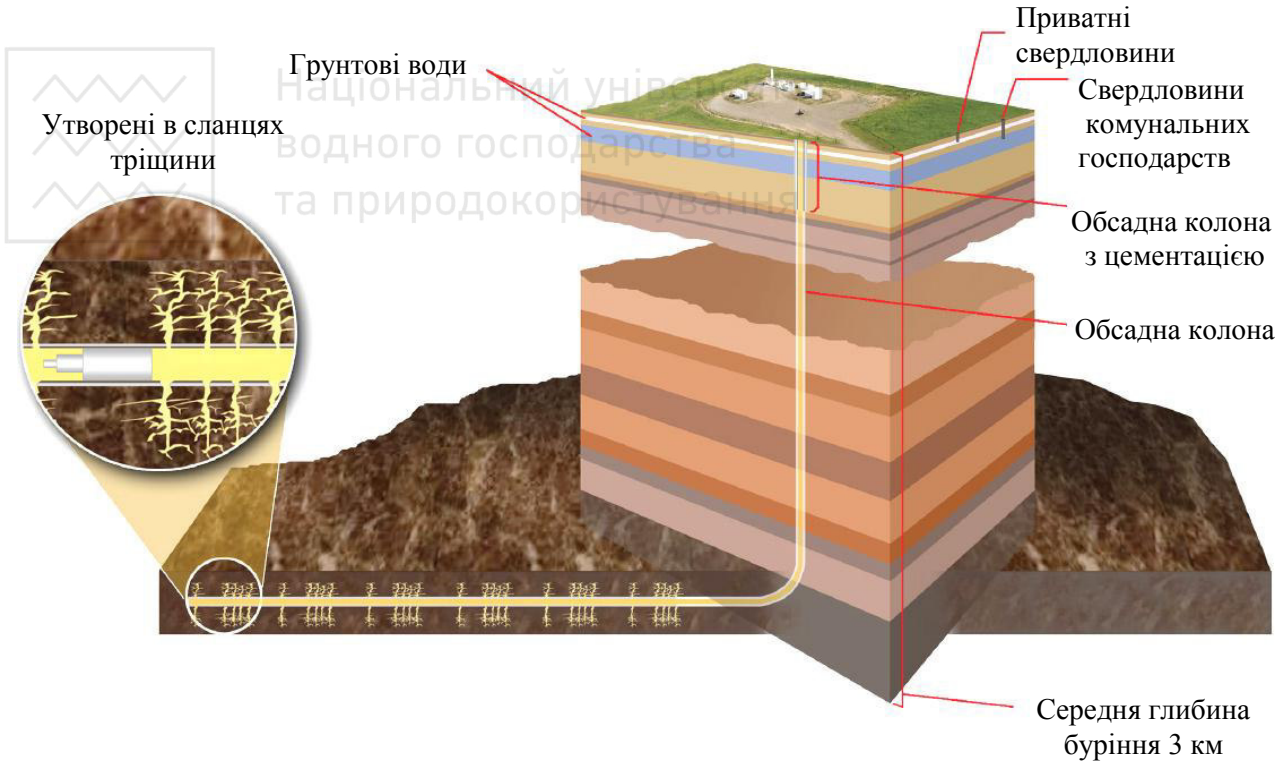


Рис. 3.3. Загальна схема видобутку газу із сланців

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Таблиця 3.1

Середня вартість буріння глибоких свердловин

Інтервал буріння, футів	Глибина, метрів	Глибина, футів	Вартість, млн. дол. США
1250…2499	549	1801	0,304
2500…3749	965	3165	0,364
3750…4999	1331	4367	0,416
5000…7499	1913	6275	0,868
7500…9999	2636	8649	1,975
10000…12499	3375	11074	3,412
12500…17499	4103	13463	5,527
15000…17499	4842	15886	7,570
17500…19999	5629	18468	9,414

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Так, сьогодні в США при аналогічному виді буріння задіяно більше 40 тисяч свердловин.

Рис. 3.4. Видобуток сланцевого газу в США

Також при видобутку сланцевого газу існує певна небезпека екології регіону [27]. У процесі того, як газ буде викачуватись із газов-

Національний університет водного господарства та природокористування

місних порід, такі породи будуть просідати, і вода, яку населення регіону використовує як питну, може «втекти» з породи. Однак, при збільшенні глибини буріння хоча б до 1 км (такі глибини є оптимальними для видобутку сланцевого газу), загроза для навколишнього середовища стає мінімальною.

За спільним висновком вчених та геологів-практиків, поклади сланцевого газу на Львівщині залягають на глибині від 500 до 4 тис. метрів, а їх вік становить 300… 400 млн. років. І хоча про об'єми покладів газу говорити ще зарано, однак в Польщі потужність межуючого з Україною Любінського басейну, а також Балтійського басейну оцінюють у понад 1,7 трлн кубометрів сланцевого газу. Об'єми ж львівських родовищ мають усі шанси перевищити аналогічні у Польщі.

Слід зауважити і те, що бурхливий розмах видобутку природного газу зі сланців відкриває нові екологічні та енергозберігаючі горизонти. Перехід на газову енергетику з використанням сланцевого газу сприятиме вирішенню питання викидів парникових газів в атмосферу – сланцевий газ згоряє чистіше порівняно з нафтою чи вугіллям. Продукти згоряння такого газу містять на третину менше викидів, ніж нафта, і наполовину менше, ніж вугілля. До того ж, вони мають менший вміст двоокису сулфуру та оксиду нітрогену.

3.3. Видобуток метану із вугільних родовищ

Шахтний метан, як супутня корисна копалина, використовується вже понад півстоліття. Американці звернули на нього увагу, як на самостійну корисну копалину після нафтової кризи 1973 року. За час, що минув, шляхом введення низки заохочувальних заходів до видобутку метану з вугільних родовищ США, які стосувалися насамперед податкових знижок та пільгових кредитів, на сьогоднішній день видобуток перевищує 60 мільярдів кубометрів газу на рік. За даними Нафтової ради та Інституту газової промисловості, запаси метану у вугільних пластах США до глибини 900 м складають від 8,5 до 14 трильйонів кубометрів. У цій галузі працюють більше 200 фірм та пробурено понад 20 тисяч свердловин.

В останні роки інтенсивні роботи із вилучення метану проводять у Австралії, Китаї, Канаді, Індії, Польщі, Німеччині та Англії. Активно долучилася до цього процесу Росія з реалізацією пілотних

проектів у Кузбасі. Перераховані вище країни та в їх числі Україна складають десятку найбагатших держав світу, сумарні запаси метану вугільних пластів яких оцінюються в 260 трильйонів кубометрів, що перевищує світові запаси природного газу [28].

Головні ресурси метану вугільних родовищ України зосереджені в Донецькому та Львівсько-Волинському кам'яновугільному басейнах. Газоносність вугілля марок від газового до пісного коливається в межах від 5 до 30 кубометрів газу на тонну (тут і надалі мається на увазі тонна сухої беззольної або горючої маси вугілля), досягаючи в антрацитах 35…40 кубометрів на тонну вугілля. Крім вугілля, газ присутній і у вміщуючих його пісковиках та алевролітах, де газоносність становить 3…5 кубометрів газу на кубометр породи. За оцінками окремих зарубіжних та вітчизняних експертів, сумарні ресурси метану до глибини 1800 м перевищують 12 трильйонів кубометрів.

В Україні видобуток метану складає 200 мільйонів кубометрів. І це при тому, що кожного року тільки під час видобутку вугілля виділяється більше 2 мільярдів кубометрів газу. Він розчиняється в атмосфері, загострюючи проблему глобального потепління.

Між тим, необхідність, можливість та економічна доцільність промислового видобутку метану з вугільних пластів засвідчує досвід багатьох країн. З іншого боку, це складний процес. Використання традиційних технологій видобування газу тут неможливе.

На відміну від природних родовищ газу, велика частина метану перебуває у сорбованому стані і лише незначна його кількість знаходиться у вільному і розчиненому вигляді. Вугілля, як хороший сорбент, здатне утримувати певну кількість метану у зв'язаному стані при відповідних тиску і температурі.

Видобування метану з вугілля можливе тільки за умови порушення сорбційної рівноваги і збільшення проникності вугільного масиву, через який газ рухається до свердловин.

Досвід розвинених країн, у яких здійснюється промислове видобування метану, показує, що воно можливе і доцільне на наступних стадіях розробки вугільних родовищ: до початку робіт з видобутку вугілля, на діючих шахтах, а також на закритих копальнях.

До початку виїмки вугілля газ можна видобувати тільки із застосуванням способів, які стимулюють його десорбцію – відкачування води (рис. 3.5), гідророзриви пластів, направлене буріння свердло-

вин (рис. 3.6). Такий газ у міжнародній практиці називається CBM – coal bed methane – метан вугільних пластів, оскільки у його складі міститься більше 90% метану.

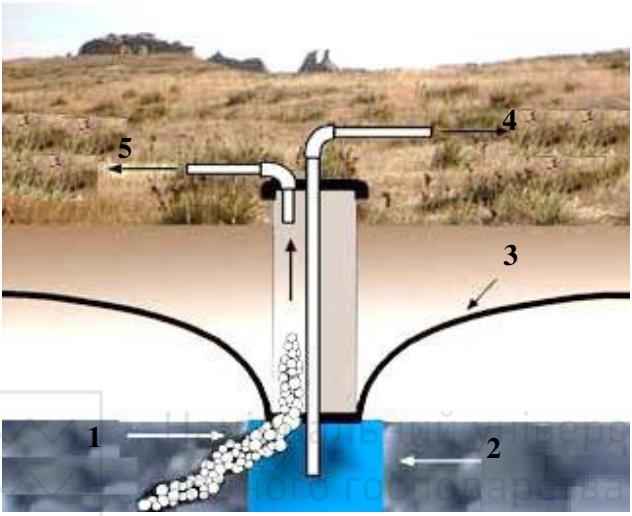


Рис. 3.5. Видобуток метану із вугільного пласта із відкачуванням води: 1 - звільнений метан із вугільного пласта; 2 – відкачування води із вугільного пласта; 3 – гідростатичний тиск; 4 – вода; 5 – метан

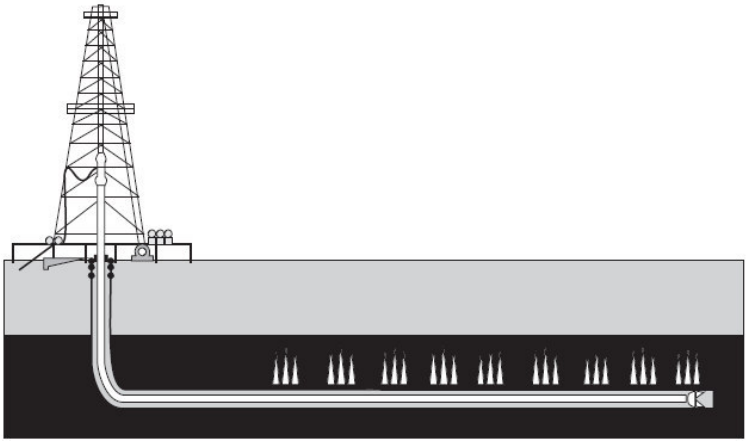


Рис. 3.6. Видобуток метану за допомогою гідравлічного розриву вугільного пласта та горизонтального буріння

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Суть способу полягає в поєднанні двох технологій у просторі та часі, проведенні попередньої дегазації всього продуктивного газонасиченого масиву (вугілля + породи), отримання та утилізації енергетичного газу від газифікації та високоякісного метану від дегазації та забезпечення безпеки робіт майбутньої шахти. Перевагою є те, що створена із свердловин дегазаційна мережа – «довгоживуча»: працює до початку роботи шахти, під час роботи та після закриття шахти. Середній дебіт із однієї дегазаційної свердловини становить 10…15 тисяч кубометрів газу за добу. Таких свердловин на одному шахтному полі необхідно бурити сотні. Окупність таких проектів при сучасних цінах на газ один-два роки.

Очевидним є те, що ефективно проведена попередня дегазація сприятиме зменшенню енергозатрат на видобуток «зрушеного» вугілля, нарощуванню потужностей шахт з видобутку високоякісного коксівного вугілля у безпечних по газу вугільних шахтах, а тим самим зменшенню залежності України від імпорту як коксівного вугілля, так і природного газу.

Технологія видобутку газу з вугільних пластів складна і дорога. Саме це й стримує реалізацію таких проектів в Україні.

На діючих шахтах в процесі видобутку вугілля викачування газу здійснюється методами поточної дегазації, коли за рахунок розвантаження вугільного масиву від тиску відбувається десорбція метану з вугілля і його фільтрація з тріщин порід-колекторів. Цей газ називають CMM, або coal mine methane – метан вугільних шахт, а вміст метану у його складі коливається у межах 30…50%. На вугільних шахтах Донбасу накопичений великий досвід проведення робіт з дегазації і видобутку метану вугільних шахт шляхом буріння підземних свердловин та свердловин з поверхні на полях діючих шахт.

Видобування метану, який заповнює вироблені простори відпрацьованих лав і закритих шахт, здійснюється після завершення виїмки вугілля шляхом буріння свердловин. Далі метан відкачується вакуумними насосами. Це так званий CAM, або coal abandoned methane – метан закритих шахт. Вміст метану у складі цього газу, за даними німецьких дослідників, складає 50…70%.

Роботи з видобутку та утилізації метану з гірничих виробіток закритих вугільних шахт є дуже ефективними. Зараз вони проводяться у США, Німеччині та Англії.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

“Одним з найбільш перспективних регіонів України для розвитку даної галузі нетрадиційної енергетики є Донбас; метаморфізм вугілля басейну Донбасу супроводжується утворенням великої кількості метану. Метан в басейні знаходиться у вугільних пластах, вміщуючих породах і в підземних водах. Українськими спеціалістами на основі аналізу інформації по всій вугільній галузі України за період 1998-1999рр. визначено найбільш перспективні об’єкти для промислової розробки ресурсів шахтного метану в Україні – це 29 шахт Донецького басейну. Основними методами утилізації шахтного метану в якості палива є використання його як палива в парових котлах, газотурбінних установках, як моторного палива в двигунах внутрішнього згорання, а також переробка на газових заводах.

На рис. 3.7 та табл. 3.2 представлений річний енергетичний потенціал шахтного метану для промислового освоєння у вугільній галузі.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Рис. 3.7. Річний енергетичний потенціал шахтного метану для промислового освоєння в вугільній галузі України

Найбільш простим і легкоздійсненним способом утилізації шахтного метану є спалювання його замість вугілля з метою забезпе-

чення промислових і побутових потреб шахт та для виробництва електроенергії на місцевих ТЕЦ.

Таблиця 3.2

Енергетичний потенціал шахтного метану
для промислового освоєння в областях України

№ з/п	Області	Енергетичний потенціал шахтного метану		Обсяги заміщення ПЕР, тис. т у.п./рік
		Загальний потенціал, тис. МВт´год	Річний потенціал, МВт´год/рік	
1	Вінницька	-	-	-
2	Волинська	-	-	-
3	Дніпропетровська	-	-	-
4	Донецька	502500	502500	1069
5	Житомирська	-	-	-
6	Закарпатська	-	-	-
7	Запорізька	-	-	-
8	Івано-Франківська	-	-	-
9	Київська	-	-	-
10	Кіровоградська	-	-	-
11	Луганська	141580	141580	143
12	Львівська	-	-	-
13	Миколаївська	-	-	-
14	Одеська	-	-	-
15	Полтавська	-	-	-
16	Рівненська	-	-	-
17	Сумська	-	-	-
18	Тернопільська	-	-	-
19	Харківська	-	-	-
20	Херсонська	-	-	-
21	Хмельницька	-	-	-
22	Черкаська	-	-	-
23	Чернівецька	-	-	-
24	Чернігівська	-	-	-
25	АР Крим	-	-	-
ВСЬОГО		**644080**	**9855**	**1212**

Національний університет водного господарства та природокористування

Типова котельня шахти спалює в зимовий період 60…70 т/добу вугілля, в літній період – 30…40 т/добу. Застосування вугілля в котельних, крім необхідності спалювання гостродефіцитного твердого палива, потребує важкої праці по видаленню золи та шлаку. На шахтах, що видобувають високоякісне коксівне вугілля, опалення проводиться привозним енергетичним вугіллям, що значно збільшує загальні витрати через його транспортування. При переводі шахтних котельних на опалення шахтним метаном повністю виключається або різко скорочується споживання вугілля, за рахунок чого відповідно знижується кількість викидів в атмосферу шкідливих газів (CO_2, SO_2, H_2S) і припиняється викид в атмосферу незгорілого вугільного пилу та золи; крім того, скорочується чисельність обслуговуючого персоналу котельні" [29].

3.4. Основні положення з технології транспорту газу

До магістральних газопроводів відносяться газопроводи, по яких газ транспортується з районів його видобутку до місць споживання газорозподільних станцій (ГРС) міст, населених пунктів і промислових підприємств.

У даний час магістральні газопроводи споруджують діаметром 1200 і 1400 мм при тиску до 7,5 МПа з пропускною здатністю 15…25 млрд.м^{3}год.

Магістральні газопроводи багато в чому подібні магістральним нафтопроводам і містять ті ж основні елементи: трубопроводи, перекачуючі станції і телефонний зв'язок.

Однак газопроводи мають і деякі специфічні особливості, обумовлені великим питомим об'ємом газу і змінами цього об'єму під впливом тиску, що розвивається на станціях при перекачуванні. До цих особливостей відносяться в першу чергу збільшені діаметри газопроводів порівнянj з трубопроводами. Іншою особливістю магістрального газопроводу є підтримання значного тиску в кінці перегонів між станціями газопроводу, що має на всій довжині один діаметр. Так, наприклад, якщо на нафтопроводі початковий тиск нафти на насосній станції рівний 5 МПа і знижується до кінця перегону практично майже до нуля, то на газопроводі тиск в кінці перегону підтримується на рівні 2 МПа, що відповідає оптимальним параметрам перекачування.

Національний університет водного господарства та природокористування

До особливостей магістральних газопроводів відноситься також необхідність спеціальних заходів щодо запобігання утворення в них пробок гідратів і заходів, пов'язаних з підвищеною вибухонебезпекою газу. До основних особливостей магістральних газопроводів слід віднести високі вимоги до безперебійності перекачувань, оскільки кожна тривала зупинка газопроводу порушує постачання паливом споживачів і може викликати зупинку видобутку газу в початковому пункті газопроводу.

Перед подачею в газопровід газ очищається від домішок, які затрудняють транспортування його до споживачів або ж роблять небезпечним для вживання внаслідок отруйності.

Склад споруд магістрального газопроводу включає такі основні комплекси: головні споруди, що складаються з систем газозбірних газопроводів, компресорного цеху і установок очищення і осушення газу; лінійні споруди, що складаються із магістрального газопроводу з пристроями переходів через природні і штучні споруди, станцій катодного захисту; компресорні станції із зупинками по очищенню газу, контрольно-розподільним пунктом (КРП), а також підсобно-допоміжними спорудами (включаючи склади паливно-мастильних матеріалів, установки регенерації масла і ремонтно-експлуатаційні блоки); газорозподільні станції (ГРС), обладнані регуляторами тиску; підземні газосховища з компресорними станціями.

Газ з газового промислу по газозбірних мережах поступає на головні споруди, звідки після осушення і очищення подається в магістральний газопровід. По лінії газопроводу для відключення окремих його ділянок встановлюють регулюючі засувки та продувальні свічки. Відключаючі крани розміщують через кожних 20…25 км., а також на берегах водних перешкод та компресорних станцій. Продувальні свічки розташовуються поблизу кранів, забезпечуючи спорожнення ділянок трубопроводів, що відключаються на час ремонту. Вздовж траси газопроводу розміщують протикорозійні (катодні і протекторні) установки для захисту труб від корозії. У кінці газопроводу або його відгалуження споруджують газорозподільну станцію (ГРС), призначену для подачі газу в розподільну мережу міста або промислового підприємства. Складовою частиною магістрального газопроводу є компресорні станції (рис. 3.8), що призначені для збільшення пропускної здатності газопроводу за рахунок під-

вищення тиску газу на виході зі станції шляхом його комбінування, а також для підготовки газу до транспортування.

Рис. 3.8. Компресорна станція

Залежно від призначення і місцерозташування на магістральному газопроводі розрізняють головні і проміжні компресорні станції. Головні компресорні станції (ГКС) встановлюють в початковому пункті газопроводу, розташованого в районі газового промислу або на деякій відстані від нього, де здійснюється підготовка газу до транспорту і комбінування його до розрахункового тиску. Проміжні компресорні станції (ПКС) розташовують на трасі газопроводу на відстані 100…200 км. Відстань між станціями визначається розрахунком. Принципові технологічні схеми головних і проміжних компресорних станцій в принципі однакові, за винятком установок із підготовки газу до дальнього транспортування. На головних компресорних станціях ця підготовка здійснюється повністю, тобто проводиться пиловловлювання, обезводнення, очищення від сірки, механічних домішок і рідких частинок; на проміжних компресорних станціях підготовка газу до транспорту обмежується очисткою від механічних домішок, конденсату і води.

Щодо газотранспортної системи України (рис. 3.9), то вона одна з найбільших у світі. Вона виконує дві основні функції: забезпечення природним газом внутрішніх споживачів, а також транзит природного газу через територію України у країни Західної та Центральної Європи.

Параметри газотранспортної системи України:

- кількість компресорних станційй 72 шт.;
- кількість компресорних цехів 110 шт.;

Рис. 3.10. Газотранспортна система України

Національний університет
водного господарства
та природокористування

- кількість газоперекачувальних агрегатів 702 шт.;
- потужність компресорних станціїй 5442,9 МВт;
- кількість підземних сховищ газу (ПСГ) 13 шт.;
- загальна активна місткість ПСГ 31 млрд м^3;
- кількість газорозподільчих станцій 1437.

Довжина газопроводів, всього 37,0 тис. км., в тому числі:

- магістральних газопроводів 22,2 тис. км;
- в т.ч. діаметром 1020…1420 мм 14,0 тис. км.;
- газопроводів-відводів 14,8 тис. км.

Пропускна здатність газотранспортної системи:

- на вході 288 млрд м^3 на рік;
- на виході 178 млрд м^3 на рік;
- в тому числі у країни Європи 142 млрд м^3 на рік.

Газотранспортна система включає також під'їзні шляхи, захисні споруди, тощо.

Для прокладання газопроводів через акваторії застосовують спеціальні судна (рис. 3.10).

Рис. 3.10. Судно для прокладки газопроводів через море

Зварювання труб здійснюють безпосередньо вже на самому судні, із подальшим зануренням їх на дно (рис. 3.11 та рис. 3.12). Занурення труби здійснюють через спеціальний пристрій, який носить назву "стінгер". Сама труба внаслідок великої ваги та довжини прогинається та рівномірно лягає на дно.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Рис. 3.11. Палуба судна для прокладки газопроводів через море

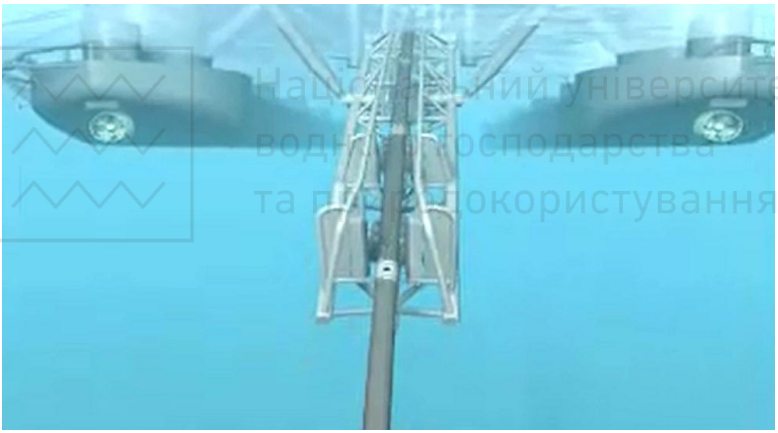


Рис. 3.12. Занурення газопроводу у воду через “стінгер”

Транспортувати також можна газ у зрідженій формі, який переходить за дуже низької температури у рідкий стан та полегшує його зберігання і перевезення. Для цього газ проходить попередню обробку та охолодження (рис. 3.13), в результаті чого різко зменшується його об’єм. Далі зріджений газ подається у спеціальні танкери (рис. 3.14), та перевозиться до приймальних пунктів, які можуть бути розміщені як на суші, так і в акваторіях (рис. 3.15). Саме вони знову приводять газ до нормальних умов. Від цих пунктів газ подається в газотранспортну систему країни та поступає до споживачів.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Рис. 3.13. Станція для зрідження природного газу

Рис. 3.14. Танкер для перевезення зрідженого газу

Рис. 3.15. Пункти прийому зрідженого газу

Національний університет
водного господарства
та природокористування

3.5. Основні технології підземного зберігання природного газу

Газове сховище – природний або штучний, резервуар для зберігання газу. Розрізняють наземні (газгольдери) (рис. 3.16) і підземні газові сховища. Основне промислове значення мають підземні газові сховища, що здатні вміщувати сотні млн. м^3 (іноді млрд. м^3) газу. Вони менш небезпечні і у багато разів економічно ефективніші, ніж наземні. Питома витрата металу на їх спорудження в 20…25 разів менша. На відміну від газгольдерів, призначених для згладжування добової нерівномірності споживання газу, підземні газові сховища забезпечують згладжування сезонної нерівномірності. Крім того, підземні газові сховища служать аварійним резервом палива і хімічної сировини.

Рис. 3.16. Газгольдери

Для підземного зберігання природного газу можна використовувати соляні пласти, покинуті шахти, водоносні пласти, виснажені нафтові/газові родовища, виробки в щільних гірських породах.

Підземні газові сховища споруджуються двох типів: у пористих породах і в порожнинах гірських порід. До першого типу відносяться сховища у виснажених нафтових і газових родовищах, а також у водоносних пластах. У них природний газ зазвичай зберігається в газоподібному стані. До другого типу відносяться сховища, створені в покинутих шахтах, старих тунелях, в печерах, а також в спеціальних гірських виробках, які споруджуються в щільних гірських породах (вапняках, гранітах, глинах, кам'яній солі і ін.). У порожнинах гірських порід гази зберігаються в зрідженому стані при температурі навколишнього середовища і при тиску порядку

0,8….1,0 Мн/м^2 (8….10 кгс/см$^{2)}$ і більше. Як правило, це пропан, бутан і їх суміші. Загальна технологічна схема підземного сховища для зберігання природного газу представлена на рис. 3.17.

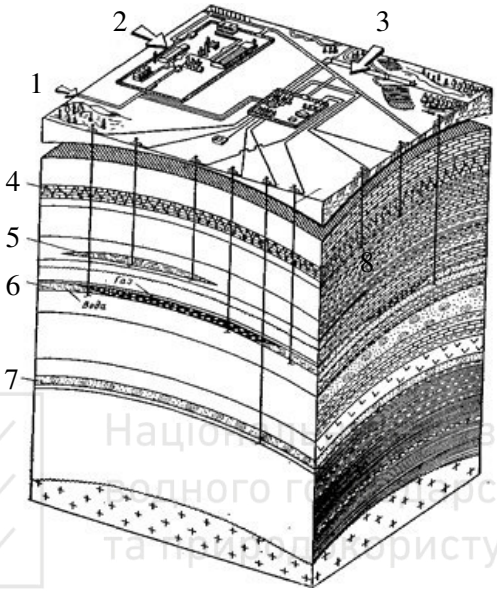


Рис. 3.17. Підземне сховище для зберігання природного газу:
1 – газ із магістрального газопроводу; 2 – компресорна станція;
3 – газорозподільний пункт, 4 – карбонатний пласт, 5 – піщана лінза;
6,7 – піщані пласти, 8 – розвантажувальні свердловини

Найбільш дешеві і зручні ті газові сховища, що створені у виснажених нафтових і газових покладах. Пристосування цих ємкостей під сховища зводиться до установки додаткового устаткування, ремонту свердловин, прокладці необхідних комунікацій. У тих районах, де потрібні резерви газу, а виснажені нафтові і газові поклади відсутні, газові сховища влаштовують у водоносних пластах. Газовими сховищами у водоносному пласті є штучно створений газовий поклад, який експлуатується циклічно. Для влаштування такого покладу необхідно, щоб водоносний пласт був достатньо пористий, проникний, мав би місце для розміщення газу і допускав відтиснення води на периферію пласта. Зазвичай місце для розміщення газу - це куполовидне підняття пласта, перекрите непроникними породами, найчастіше глинами. Газ, закачаний в “пастку”, відтісняє з неї

Національний університет водного господарства та природокористування

воду і розміщується над водою. Щільні відклади, утворюючи покрівлю над пластом-колектором, не дозволяють газу просочитися вгору.

Пластова вода утримує газ від відходу його в сторони і вниз. При створенні газового сховища у водоносному пласті основна перепона полягає в тому, щоб з'ясувати, чи дійсно розвідувана частина пласта є пасткою для газу. Крім того, необхідно найповніше витіснити з нього воду, не допускаючи при цьому відходу газу за межі пастки. Створення газового сховища у водоносному пласті продовжується в середньому 3…8 років. Термін окупності капітальних витрат складає 2…3 роки. Газові сховища у водоносних пластах влаштовують зазвичай на глибинах від 200….300 до 1000….1200 м.

З газових сховищ в порожнинах гірських порід найбільше значення мають сховища, що споруджені у відкладах кам'яної солі. Створення такої ємкості в 10…20 разів дешевше, ніж в інших гірських породах. Ємкість в кам'яній солі створюється зазвичай шляхом розчинення її водою через свердловини, які використовуються потім при експлуатації сховища. Об'єм утвореної каверни досягає 100….150 тис. $м^3$. Розмив такої каверни продовжується 3….4 роки. Сховище в солі споруджують на глибині від 80….100 до 1000 м і більше. Для зберігання природного газу доцільні глибокі сховища, оскільки в них можна підтримувати вищий тиск а, отже, вмістити в заданому об'ємі більше газу.

Особливе місце займають ізотермічні підземні газові сховища (наприклад, для зрідженого метану), які являють собою котлован із замороженими стінками. Верхня частина резервуару укріплена бетонним кільцем, на яке спирається стальний дах з теплоізоляційним матеріалом. Для спорудження ізотермічного сховища по його периметру буриться кільцева батарея свердловин, за допомогою яких грунт навколо майбутнього сховища на період будівництва заморожується. Після спорудження ємкості і заповнення її зрідженим метаном потреба в морозильних свердловинах відпадає. Зріджений метан зберігається при атмосферному тиску і температурі -161, -162^0С. Товщина заморожених грунтових стінок резервуару поволі росте і досягає 10…15 м. Втрати тепла з часом зменшуються. Низька температура в сховищі підтримується за рахунок випаровування частини метану (2…4% в місяць). Пари збираються, зріджуються і повертаються в сховище. Відбір метану проводиться зану-

реними відцентровими насосами, а далі виконується регазифікація рідини на спеціальних установках. Ізотермічні газові сховища створюють в різних умовах, у тому числі і в слабостійких грунтах. Геометрична ємкість їх досягає 80 тис. м^3. Ізотермічне зберігання метану звичайно значно дорожче, ніж зберігання його в газоподібному стані у водоносних пластах. Для зберігання вуглеводнів в рідкому стані застосовуються і наземні ємкості – стальні резервуари з подвійними стінками, між якими поміщений теплоізоляційний матеріал. Наземні ізотермічні газові сховища відносно дорогі і металоємні, тому вони поширені мало (рис. 3.18).

Рис. 3.18. Ізотермічне газове сховище

Величезні запаси газу також зосереджені у вигляді газових гідратів (рис. 3.19), які вдвічі перевищують усі наявні світові поклади вугілля, нафти і газу, разом узяті. На даний час уже проведено ряд пілотних проектів із їх видобутку із застосуванням геотехнологічних методів видобутку.

Сьогодні науковці інтенсивно розробляють технології видобутку газу з газових гідратів. За відомостями Міжнародного газового союзу, на шельфі Японії, наприклад, ресурси газу у вигляді газових гідратів становлять 7,4 трлн м^3, і вона планує у 2016 р. розпочати його комерційний видобуток.

Національний університет

Рис. 3.19. Газогідрат

У деяких районах Чорного моря на глибинах 300 - 1000 м виявлено газогідратні поклади метану. У центральній глибоководній частині Чорного моря (в районі Криму) запаси метану в газогідратах оцінюються у 20…25 трлн. $м^3$, а в усьому Чорному морі, за оцінками геологів України та Росії, – у 60…75 трлн. $м^3$. Щорічну потребу України в газі до 76 млрд. $м^3$ Чорне море може забезпечити на декілька десятиліть.

Газові гідрати – це тверді кристалічні сполуки, які створюються при певних термобаричних умовах з води (водного розчину, льоду, водяної пари) і низько молекулярних газів [30-32]. Молекули води створюють ажурний каркас, в середині якого знаходяться молекули газу. Така структура гідратів дозволяє утримувати в одному його об'ємі до 164 об'ємів газу.

Утворення гідратів метану, тобто його сполук з водою, відбувається під впливом високого тиску і низької температури – за умов, сповна типових для океанських глибин. Там, де океанічна плита, зрушуючись, вирушає під континентальну, виникають зони найпотужнішого стискування. Вони й видавлюють назовні метан, що утворюється в товщі органічних відкладень. За найобережнішою оцінкою кількість метану співставна з кількістю кисню, що існує в

Національний університет водного господарства та природокористування

атмосфері. Якщо гідрат метану нагрівається, або підвищується тиск, сполуки розпадаються на воду і природний газ (метан).

Родовища гідратів метану зустрічаються у вигляді розсіяних крупинок або тонких пластів. Постійним супутником і джерелом утворення гідратів метану є так званий «вільний газ» (Free Gas), який знаходиться під їх покладами. Поклади гідратів метану і супутнього їм «вільного газу» утворюються в межах верхніх 1,5 км відкладень морського дна.

До цього часу сейсморозвідниками і буровиками виявлено близько сотні місць скупчення природних газових гідратів на суходолі і в морі. Газогідратні скупчення розповсюджені практично повсюди вздовж прибережжя глибоководних морів і океанів, що робить їх глобальним джерелом енергії.

Однак газогідрати можуть містити і небезпеку. Так, рядом вчених [33-35] було встановлено, що родовища газогідратів можуть бути причиною Тунгузької катастрофи та серії катастроф у Бермудському трикутнику. Такого роду катастрофи можуть відбуватись в період інтенсивної розробки родовищ газогідратів чи землетрусів. Все це призводить до зміни напруженого стану літосфери із катастрофічним викидом у повітряний простір чи акваторію Світового океану великої кількості газу, конденсату та гірських порід.

Сьогодні вчені вважають, що Тунгузьку катастрофу спричинив метеорит. Внаслідок удару метеориту об земну поверхню було утворено багато тріщин та порушено геомехінічну рівновагу порід літосфери. По утворених тріщинах відбувся викид в повітряний простір метану та конденсату, горіння яких стало причиною екологічної катастрофи.

Щодо катастроф у Бермудському трикутнику, то у водах Світового океану в результаті здвигів земної кори періодично відбувається розкладання газогідратів на вільний газ та повітря. Газ внаслідок підняння на поверхню суттєво знижує густину морської води, в результаті чого судна можуть тонути. Викинутий в повітряний простір газ за певної концентрації є вибухонебезпечною сумішшю, що здатна до детонації під час входження в її шари літаків, метеоритів та космічних апаратів.

Таким чином, при розробці родовищ газогідратів, що залягають у надрах континентального шельфу, можлива поява катастроф, що аналогічні Тунгузькій.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Питання для самоперевірки

1. У чому полягає суть активних і пасивних способів розробки газових родовищ?
2. Як здійснюють видобуток газу із сланців?
3. На яких стадіях розробки вугільних родовищ можна видобувати метан?
4. Як здійснюють видобуток метану із вугільного пласту перед початком видобувних робіт?
5. Як здійснюється прокладання газопроводів через акваторії?
6. Який діаметр мають магістральні газопроводи?
7. Назвіть основне призначення газгольдерів.
8. Що таке ізотермічне підземне газове сховище?
9. В яких породах створюють підземні газові сховища?
10. Що таке газові гідрати?

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Національний університет
водного господарства
та природокористування

РОЗДІЛ 4

ЗВ'ЯЗУВАННЯ ТА ЗБЕРІГАННЯ CO_2

4.1. Наслідки індустріальної революції

Наш сьогоднішній спосіб життя є тісно пов'язаним із подіями трьохсотлітньої давнини. У 1709 році підприємець із Великобританії Абрахам Дербі побудував першу піч, яка могла використовувати кокс, що отримувався з вугілля для виплавки залізної руди. Його новий спосіб виплавки залізної руди став бездоганним і водночас дешевшим порівняно із виплавкою за допомогою деревного вугілля. Тобто, недорогий чавун, винайдений Дербі, власне і став початком промислової революції, а саме ланцюговою реакцією промислового та глобального росту, заснованого на корисних копалинах. У той час лише одиниці розуміли, що це у майбутньому може призвести до екологічної катастрофи.

У 1711 році вперше був зроблений із чавуну паровий двигун, який відкачував воду із шахт Великобританії, що мали глибину до 50 м. Ці двигуни для відкачки води потужністю у 300 кінських сил дали можливість шахтарям копати ще глибше, видобуваючи корисні копалини із земних надр. У 1771 році компанія Boulton & Watt представила паровий двигун наступного покоління і у 1800 році більше ніж 500 екземплярів вже були у роботі, спочатку на шахтах, а пізніше – для обслуговування на заводах. У 1830 році вперше парові локомотиви були застосовані для перевезення пасажирських поїздів, а у 1845 році був побудований перший паровий корабель, який створив справжню революцію у масовому транспортуванні товарів та людей вздовж океанів [36].

До початку 18 ст. основним джерелом отримання енергії були деревина та вугілля, а життя людей було у гармонії із природою. Згодом, із появою промислової революції відбулось значне споживання вугілля, а потім нафти та газу. Все це призвело не лише до зростання продуктивності виробництва, але і до зростання кількості населення у десятки разів (із 700 млн. у 1709 році до 7 млрд. сьогодні).

Розкладені та спресовані рештки рослин і тварин були перетворені на горючі корисні копалини у земних надрах протягом

300 млн. років. На початку 21 ст. людство щорічно спалює таку кількість корисних копалин, яка акумулювалась від одного до двох мільйонів років. Саме ця звичка використання гідрокарбонатів повністю змінила наш світ.

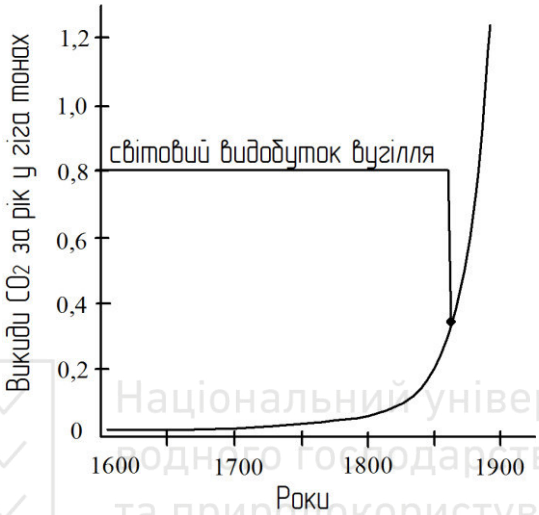


Рис. 4.1. Залежність викидів CO_2 від використання вугілля [36]

Щодо Великобританії, то вона мала багато переваг перед іншими країнами, що дозволило їй розпочати промислову революцію. На її території були значні запаси залізної руди та вугілля, а також добре розвинута канальна транспортна система. Будучи провідною комерційною і колоніальною силою, вона також вкладала значні інвестиції у розвиток нових підприємств, які згодом ставали високоприбутковими.

Іншою причиною появи промислової революції саме у Великобританії було і те, що у 18 ст. землі, на яких ще можна було здійснювати вирубку лісів, стали рідкістю.

У цей час всередині країни відбулися надзвичайні зміни: у 1700 році вугілля, що використовувалось всередині країни, вимірювалось у паливному еквіваленті, рівному 8% лісових площ Великобританії. У 1840 році споживання вугілля виросло до еквівалента, що прирівнювався до площі всієї країни. Сьогодні рівень споживання у десятки разів перевищує площу країни. З 1800 по 1850 рр.

видобуток вугілля у Великобританії збільшився в 6 разів (з 10 до 60 млн. тонн) [37].

Промислова революція вплинула і на присутність людини на Землі. Вона дала можливість людству небачену силу для експлуатації найбільших багатств природи – вирубки лісів (рис. 4.2), розширення площ нових ферм, вилову риби (рис. 4.3), прискорення промислового виробництва, поширення транспортних систем та будування нових міст. Однак, після 300-річного промислового росту міст на нашій планеті з'явились чіткі признаки того, що ми майже вичерпали її ресурси.

Рис. 4.2. Наслідки надмірного вирубування лісів

Разом із технологічними змінами індустріальної революції, відбулись також значні соціальні зміни. Багато капіталістів почали будувати заводи у містах Великобританії.

Легіони нових працівників почали мігрувати із ферм та сіл до нових промислових центрів, які, як правило, розташовувались поблизу вугільних родовищ. Вони працювали на прядильних машинах, ткацьких верстатах та інших станках. Широкий асортимент нових промислових товарів приніс лише декому значні прибутки та новий поштовх для процвітання, але більша частина населення так і залишалась бідною.

Щодо парових технологій, то вони постійно покращувались, скорочуючи використання палива відносно створюваної потужності.

З 1700 до 1800 рр. відбулось 14-кратне покращення енергоефективності парових двигунів. Але, якщо продуктивність двигунів виросла у 14 разів, то їх кількість збільшилась у 1000 разів, поширюючись із Великобританії по всьому світу.

Рис. 4.3. Вилов риби

Наземний транспорт також зазнав значного розвитку. Перша залізниця (Ліверпуль-Манчестер) відкрилася у 1830 році. Брати Степхенсон, які побудували локомотив та проклали колію, пізніше були уповноважені здійснювати прокладання нових колій. Залізниця почала виконувати роль сполучень між містами Великобританії та здійснювати перевезення вугілля й інших товарів. Згодом кожне місто хотіло мати залізницю з метою збільшення ринків збуту продукції та для подорожей на великі відстані. У зв'язку із постійно зростаючими потребами населення довжина колій у 1870 році збільшилась із 30 миль до 14000 миль [38].

Ріст промисловості та легка доступність до викопних корисних копалин також спричинили урбанізацію. Так, наприклад, населення Манчестера виросло у 33 рази за 90 років, з 12000 людей у 1760 році до 400000 у 1850; теж саме відбулось і з Бірмінгемом, Ліверпулем та Ньюкастлом. Негативною стороною такого значного росту населення стало забруднення повітря та води і погіршення житлових умов. У Бредфорді – місті, що швидко розвивалось на той час, тільки 30% дітей народжувалось у працівників текстильної промисловості віком до 15 років. Середня тривалість життя складала 18 років і була найнижчою у Великобританії. Це було внаслідок того, що на відміну від сіл, різного роду хвороби швидко поширювались містами, де була

Національний університет
водного господарства
та природокористування
зосереджена значна кількість людей. Медицина того часу була не в змозі впоратися з інфекційними хворобами та чумою.

Розвиток іншого індустріального міста Шефілд значною мірою відбувся завдяки винахіднику Генрі Бесемеру, який у 1850 році запатентував технологію виплавки сталі, продуваючи через неї потік повітря. Його відкриття значно зменшило вартість виготовлення сталі та ідеально підходило для будівництва мостів та стальних ферм. У 1879 жителі міста Шефілд виплавляли 10000 т сталі за тиждень, що становило чверть виробництва усієї Великобританії. Дешева сталь високої якості також стимулювала появу кораблебудування для комерційних і військових цілей та розширення залізничної мережі, яка на 1885 р. вже мала протяжність у 18000 миль [36].

Столиця Великобританії – місто Лондон, яке було економічним і політичним центром країни, також зазнало значних змін в результаті промислової революції. У 1800 р. Лондон мав населення близько 1 млн. людей, а у 1850 р. населення міста вже становило 4,6 млн. людей, що зробило Лондон найбільшим містом світу. У 1939 році населення міста було 8,6 млн. чол. Звісно, ріст Лондона був спричинений не тільки появою нових технологій, але і тому, що це місто відігравало роль центру світової торгівлі та фінансової імперії.

Говорячи сьогоднішньою мовою, тогочасний Лондон можна було описати як великий мегаполіс, який став першим піонером розвитку технологій, що базувались на використанні великої кількості викопних корисних копалин. Багато процесів мега-урбанізації, що почалися саме в цьому місті, згодом поширилися по всьому світові і тривають дотепер.

Промислова революція також була тісно пов’язана зі змінами у сільському господарстві. Вона сприяла появі цілого ряду сільськогосподарських машин, які збільшили виробництво продуктів харчування та зменшили залежність від людської праці.

У 1730 році вперше був представлений залізний плуг; у 1780 – перші молотильні машини; у 1860 стаціонарні парові двигуни для орання землі та прокладання дренажних каналів. Звільнені працівники ферм спочатку були лише з Англії, а пізніше і з решти Європи, поповнюючи все нові ряди іммігрантів, які намагались знайти кращого життя у Новому Світі. Відміна законів у Великобританії в 1846, що регулювали процес вирощування кукурудзи, сприяла великому кроку назустріч вільній харчовій торгівлі. У США та Канаді

Національний університет водного господарства та природокористування

все більше вирубувалось лісів, переорювалось полів, а пізніше із появою кораблів із паровими двигунами стала можливою доставка врожаїв та деревини і до Європи. З появою вантажних кораблів із морозильними камерами у 1877 році вперше стало можливим транспортування на значні відстані м'яса, наприклад, із Австралії, Нової Зеландії та Аргентини.

Ключовим аспектом розвитку сучасного сільського господарства стало те, що воно вдвічі зменшило залежність від місцевих органічних добрив, які вважались єдиним джерелом, що сприяло приросту врожаїв. Із середини 18 ст. німецький хімік Стус воєн Ліебіг створює науку про рослинне живлення, підкреслюючи важливість амонію, фосфору та поташу для збільшення врожаю. На впровадження даної теорії пішов деякий час, щоб більшість людей зрозуміла, що штучні добрива дійсно поглинаються рослинами. У Англії в 1842 році сер Джон Беннет Левес розробив нові методи виробництва суперфосфату із фосфатовмісних добрив. У Німеччині Карл Бош і Фрітз Хабер розробили нову технологію, за якою азот забирався із повітря і синтезувався в амоній для подальшого окиснення у нітрати і нітрити. Починаючи із 1923 стало доступним дешеве постачання нових добрив, але воно базувалось на значному використанні нафти та вугілля. Сьогодні, використовуючи процес Хабера-Боша, щорічно виробляється 100 млн т азотних добрив. При цьому близько 5% світового видобутку природного газу і 2% щорічного світового енергопостачання витрачається на їх виробництво.

Після 1850 років промислова революція вступила у нову фазу, після того як Бельгія, Франція та Німеччина також почали стрімко розвиватись. Більшість із нових технологій, що з'явились протягом промислової революції, були широко прийняті в США. Такі міста, як Пітсбург та Філадельфія мали всі передумови для швидкого росту: розташування в багатому на вугілля та ліси регіоні; ріки забезпечували доступ до Великих озер та нових промислових центрів, таких як Детройт.

Промисловець Ендрю Карнеджіг запатентував технологію виробництва сталі, що згодом зробило місто Пітсбург світовою столицею із виробництва сталі. Це місто також ще називали "Містом диму" чи "пеклом", через те, що повітря настільки було забруднене сажею, що працівники місцевих офісів змушені були змінювати сорочки після обідньої перерви.

Щодо міста Нью-Йорк, то раніше воно було заселене індіанцями і розміщувалось в усті р. Гудзон. У кінці 16 ст. воно стає центром європейської імміграції; після зростання механізації європейських ферм у 19 ст. хвиля іммігрантів перетворилась на масову ”повінь”. Із 1800 по 1950 рр. США переганяють Великобританію і стають провідною промисловою нацією. Технології промислової революції докорінно впливають і на розвиток міст. У 1870 році Томас Едісон, використовуючи парову електростанцію, вперше здійснює освітлення вулиць Нью-Йорка. За цією подією послідувала решта не менш вагомих подій: побудова найдовшого Бруклінського мосту; освітлення у 1904 році 368-кілометрової системи метро. Із початком 20 ст. Нью-Йорк розростався не лише у сторони, але і вгору. Використовуючи стальні балки та троси, що вироблялись у Пітсбурзі, вперше було побудовано хмарочос. У 1913 р. революційний 241 метровий Woolworth Building був названий ”Храмом торгівлі”. У 1930 році 319 метровий Chrysler Building із 77-ми поверхами стає найвищою спорудою у світі (рис. 4.4). Будинок розташовано в східній частині Манхеттена на перетині 42-ї вулиці й Лексінгтон Авеню. У 1931 році 443-метровий Empire State Building із 102-ма поверхами обганяє його (рис. 4.5).

Рис. 4.4. Хмарочос Chrysler Building

Рис.4.5. Хмарочос Empire State Building

Національний університет водного господарства та природокористування

На сьогоднішній день найвищою спорудою у світі є 160-поверховий хмарочос Бурдж Халіфа в Дубаї, ОАЕ, висотою 828 м (рис. 4.6).

Але основна увага тут приділяється не розміру цих будинків, а тому, що вони залежать від постійного постачання електроенергії.

Рис. 4.6. Хмарочос Бурдж Халіфа, ОАЕ

Лондон та Нью-Йорк стали символами урбанізації, що базувалась на використанні корисних копалин і яка згодом поширилась по всьому світу.

Із 1900 по 2000 рр. населення Землі збільшилося у 4 рази із 1,5 до 6,2 млрд чол. Чисельність міського населення збільшилась із 225 млн чол. до 2,9 млрд чол., чи близько 47% всього населення світу. У 2000 р. на розвинені нації припадає 76% міського населення, а країни, що розвиваються – 40%.

Національний університет водного господарства та природокористування

За даними Бюро перепису населення, здійсненого США у грудні 2008 року, на теперішній час маємо наступну картину.

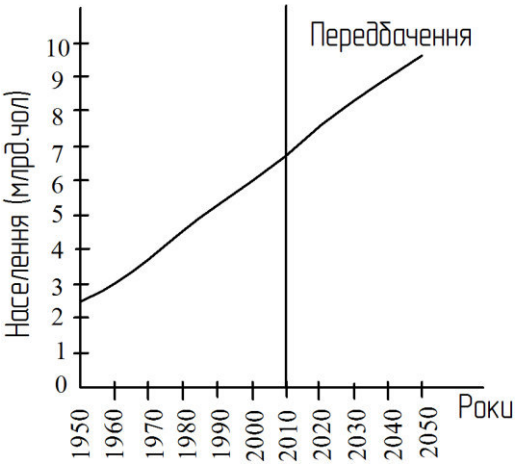


Рис. 4.7. Динаміка населення світу у період із 1950 по 2050 рік

Національний університет
водного господарства
та природокористування

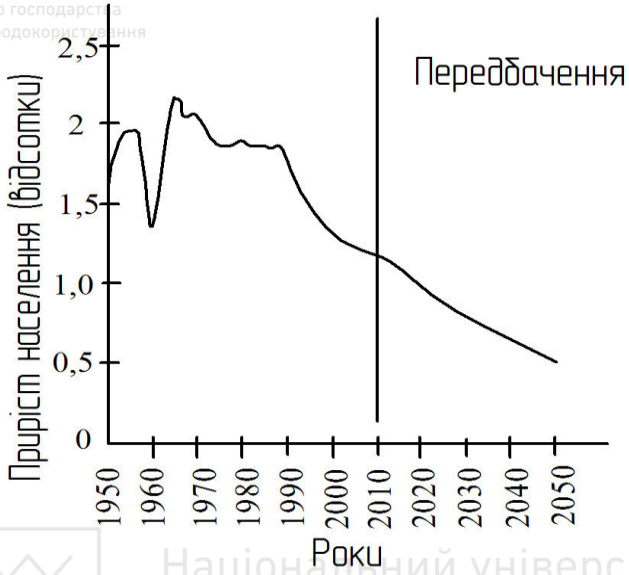


Рис. 4.8. Приріст населення світу у період із 1950 по 2050 рік

Національний університет
водного господарства
та природокористування

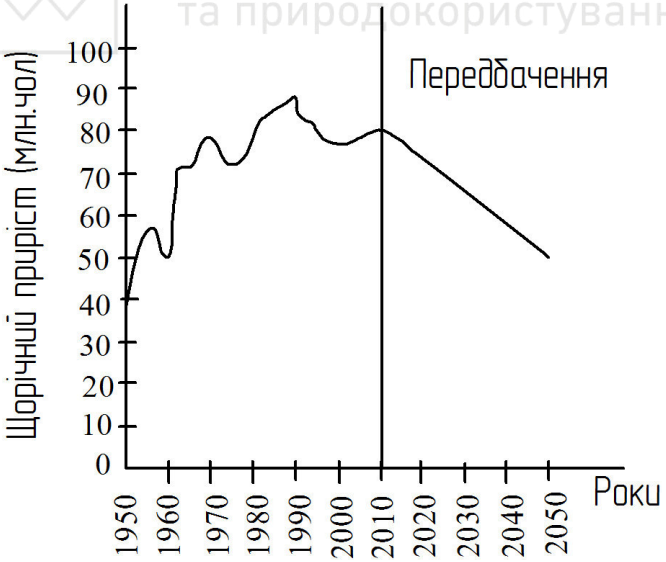


Рис. 4.9. Щорічні зміни населення світу у період із 1950 по 2050 рік

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Таблиця 4.1

Зміна чисельності населення за 2009 рік

Часова одиниця	Народжень, чол.	Смертей, чол.	Приріст, чол.
рік	135,474,672	55,664,164	79,810,508
місяць	11,289,566	4,638,680	6,650,876
день	371,163	152,505	218,659
година	15,465	6,354	9,111
хвилина	258	106	152
секунда	4,3	1,8	2,5

У 2007 році чисельність міського населення вперше стала переважати сільське. До 2030 року передбачається, що 60% світового населення чи 4,9 млрд. чол. будуть жити у містах (втричі більше, ніж все населення світу у 1900 році). Припускають, що в наступні десятиліття приріст населення в основному зростатиме за рахунок міст і 90% його складуть країни, що розвиваються.

Сьогодні лише декілька відсотків людей проживає у мегамістах з населенням у 10 млн чол. чи більше, але тенденція росту таких міст залишається досить високою. Передбачається, що на початок 2015 року у світі буде 23 мегаміста, 15 з яких будуть в Азії [40].

Міські ландшафти таких міст, як Токіо і Мехіко Сіті, що займають тисячі гектарів, є небаченими в людській історії та найбільшими твореннями, що коли-небудь були створені людством. Їх поява була б неможливою без вугілля, нафти, сталі, промислового виробництва та світової торгівлі.

Ланцюгова реакція росту промислового виробництва товарів, що почалася у Великобританії в 1709 році, прискорилася знову через 150 років, коли у 1859 перша американська свердловина почала фонтанувати у Пенсільванії. Пройшло зовсім мало часу і почали з'являтися нові напрямки застосування нафти. У 1877 Ніколас Отто запатентував двигун внутрішнього згорання, а у 1886 році в Німеччині Карл Бенц запатентував першу карету, що їздила без коней. У той час у Франції були найкращі в Європі дороги, тому і не дивно, що новий транспорт швидко почав набирати обертів. Але ніде у світі розвиток автомобілебудування не був таким стрімким, як у Сполучених штатах Америки.

Національний університет водного господарства та природокористування

Найчастіше транспортну революцію пов'язують із компанією Форд. На початку 20 ст. автомобіль коштував у середньому $5000. Лише дехто з американців міг дозволити собі мати таку розкіш. У 1908 році Генрі Форд розпочинає масове виробництво автомобілів, створюючи технологічну лінію зборки. На початок 1925 року працівники даної компанії могли кожних 10 секунд випускати новий автомобіль. У результаті таких змін, ціна відомого авто "Model T" знизилася до $260 і десятки мільйонів американців вперше мали змогу купити автомобіль.У зв'язку із збільшенням чисельності авто, міста пачали масово будувати нові дороги. Такі компанії, як Standart Oil, що займались видобутком нафти, мали небачений розквіт [36].

Збільшення об'ємів видобутку нафти в США сприяло цілому ряду змін. У 1859 році у США було видобуто 2000 барелів нафти. У 1879 видобуток збільшився до 20 млн., а у 1906 вже перевищив 120 млн. Сто років по тому видобуток сягнув позначки у 7,6 млрд. барелів на рік, 70% з яких йде на потреби транспорту [41].

Після Другої Світової війни все більше і більше американців почало реалізовувати свої мрії щодо власного авто, будинку та саду у передмісті. Пізніше американська мрія стала і європейською. Невелика густота населення та залежність від автомобілів стали сприятливою умовою їх появи в США, щодо густонаселеної Європи, то їх поява тут стала значно складнішою.

До середини 1950 років вугілля залишалось провідним світовим паливом, але згодом нафта взяла гору. Навіть жахливі наслідки Другої Світової війни стали можливими лише через небачене використання нафти у військових цілях. Роками пізніше нафта не раз ставала ключовим фактором більшості військових конфліктів, включаючи війну в Ірані, Іраку та операцію "Буря в пустелі".

Використання нафти в транспортній промисловості змінило світ. Щороку на світових дорогах з'являється більше 70 млн. нових авто.

Іншим поворотом подій в енергетичній історії стало відкриття нафтових родовищ на Близькому Сході, спочатку у Персії в 1908 році, а пізніше – у Саудівській Аравії у 1938 та Іраку, Лівії і Алжирі. Згодом стало відомо, що саме Близький Схід володіє найбільшими і легкодоступними запасами нафти. Західні нафтові компанії відкачували та експортували нафту, сприяючи промисловому розвитку і автомобілебудуванню. Країни Близького Сходу володі-

ють близько 75% світових запасів нафти, 27% з яких знаходиться на території Саудівської Аравії. Тому і не дивно, що в останні десятиліття йшла жорстка боротьба за право на володіння цими територіями.

Хоча багато розмов велося на рахунок того, що Європа і США ставали постіндустріальним суспільством, індустріальна революція продовжувала поширюватись світом. Після Другої Світової війни почали розвиватись Японія і Корея, пізніше до них приєднались Бразилія, Мексика, Венесуела, Китай, Індія та Південна Африка.

Особливої уваги заслуговує Китай, який почав встановлювати рекорди щорічного росту ВВП на рівні 10%. Китайський експорт та промисловий бум швидко збільшили об'єми внутрішнього споживання продуктів. Це дуже добре видно із статистики придбаних автомобілів. Так, у 2002 китайці мали 15,5 млн. автомобілів (1авто на 84 людини, порівняно із 1 авто на 1,3 людини в США). З цього ж року Китай стає найбільш розвинутим автомобільним ринком з 4,5 млн. нових авто у 2004 році та 9,3 млн. у 2008 [42]. Передбачається, що до 2020 року річна потреба у пасажирських авто зросте до 20 млн. штук на рік, сягнувши 156 млн. Якщо ж Китай досягне такого рівня кількості авто на душу населення, що мають США, то він буде мати 970 млн. автомобілів.

Сьогодні рух автомобілів повністю залежить від нафти. У 2010 році Китай експортував 50% нафти від загальної кількості своїх потреб, а у 2020 передбачається, що ця цифра сягне позначки у 75% [43]. Споживання країною нафти зросло із 346,6 млн. т. у 2006 р. до 407 млн. т. у 2010. Згідно прогнозу Китайської Академії соціальних наук, передбачається, що воно становитиме 563 млн. т. у 2020 році. Сьогодні майже ні в кого не виникає сумніву, що світова боротьба за нафту зазнає небачених рівнів.

Споживання вугілля Китаєм, в основному, для теплових електростанцій, зросло до таких же масштабів. На кінець 2005 року кількість електроенергії, що виробляли вугільні електростанції, становила 229 ГВт. Щоб задовільнити потреби економіки, що швидко розвивається, планується до 2030 додатково збільшити виробництво електроенергії на 735 ГВт, здійснюючи значні інвестиції у відновлювальні джерела енергії [44].

Вчені передбачують, що у період із 2005 по 2030 роки світове споживання електроенергії виросте на 50%. Причому споживання

електроенергії країнами, що розвиваються (країни Азії, Китай та Індія), збільшиться на 100%. Більшість аналітиків прогнозують, що цей ріст в основному буде покритий за рахунок використання викопних корисних копалин.

Світове споживання електроенергії різко виросло в минулому столітті, значна частина якої була отримана від спалювання горючих палив, таких як вугілля, нафти та природного газу. Вуглекислий газ (CO_2) належить до парникового газу, перевищення рівня якого в атмосфері може призвести до збільшення середньої глобальної температури та до несприятливих кліматичних змін. Очікується, що світові викиди CO_2 подвояться до 2030 року, якщо урядами країн не буде прийнято конкретних політичних ініціатив та заходів. Загальна кількість CO_2, що викидається різними країнами світу, станом на 2010 р. представлена на рис. 4.10.

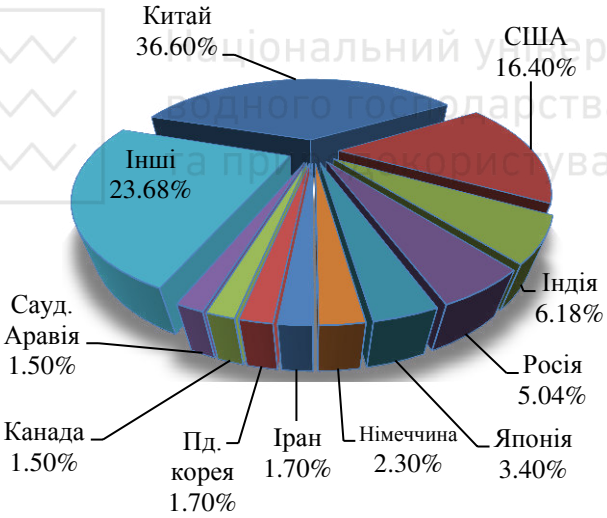


Рис. 4.10. Викиди CO_2 у регіонах світу [45]

Розподіл стаціонарних джерел викидів CO_2 за галузевою належністю представлено на рис. 4.11 [46]. У вказаній статистиці електростанції домінують із 54% від усіх викидів CO_2. Наступною категорією за величиною викидів є цементна промисловість із 15% та сектор із переробки газу 12% .

Національний університет
водного господарства
та природокористування

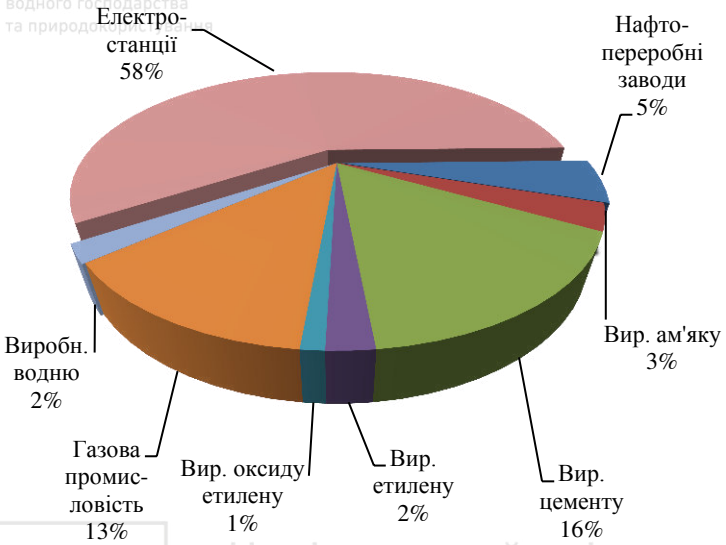


Рис. 4.11. Розподіл викидів CO_2 за галузевою належністю

Через індустріалізацію світу, законодавство, що стосувалось забруднення повітря, в основному було спрямоване на штучні вироби, які виготовлялись шляхом спалювання вугілля та природного газу, але не на самі викиди CO_2. Фактично, донедавна CO_2 не вважався забруднювачем повітря, оскільки він не шкодив людині, рослинам та тваринам.

Якщо вплив інших забруднювачів повітря в основному є локальним чи регіональним, то викиди ж CO_2 є глобальними. Цей факт був одобрений напередодні Міжнародної конференції в Ріо-де-Жанейро у 1992 році, коли міжнародна спільнота погодилась із тим, що необхідно прийняти документ, який би обмежував викиди парникових газів.

У Ріо, в ході Рамкової Конвенції ООН, зі змін клімату було погоджено створення договору, з метою стабілізації рівня концентрації парникових газів в атмосфері на рівні, який не допускав би небезпечного антропогенного впливу на кліматичну систему планети. Дана конвенція набрала силу у 1994 році.

Згодом, після міжнародних переговорів 11 грудня 1997 року у м. Кіото (Японія) було прийнято Кіотський протокол. Період підпи-

сання протоколу відкрився 16 березня 1998 року і завершився 15 березня 1999 року, а сам протокол почав діяти з 16 лютого 2005 року.

На сьогоднішній день підписали та ратифікували протокол 187 країн, у тому числі більшість промислово розвинутих країн, крім США, які підписали, але не ратифікували угоду (рис. 4.12).

Рис. 4.12. Країни-учасники Кіотського протоколу, червень 2009:
зелений колір – країни, що підписали і ратифікували договір;
сірий колір – країни, які ще не визначили свою позицію;
червоний колір – не ратифікували договір

Протокол зобов'язував розвинуті країни та країни з перехідною економікою зменшити середньорічні об'єми викидів парникових газів в період 2008…2012 рр. в середньому на 5,2% (порівняно з 1990 р.). Окреме зобов'язання щодо їх зниження взяли Японія – на 6%, США – на 7% та ЄС – на 8 %. У межах ЄС на окремі країни були накладені різні обмеження. Зокрема, в червні 1998 року міністри навколишнього середовища країн ЄС своєю постановою зобов'язали Австрію зменшити її викиди на 13% (для порівняння: північні країни ЄС зобов'язались досягти максимального їх пониження на 28%).

Для вступу в дію протоколу цей документ зобов'язані були ратифікувати країни, які відповідають за щонайменше 55% викидів парникових газів. Після ратифікації протоколу Росією в кінці 2004 року (17,4% світових викидів парникових газів), зазначений документ набув чинності 16 лютого 2005 року. Частка викидів парникових газів країн, які приєдналися до протоколу, складає на да-

Національний університет водного господарства та природокористування

ний момент 62%. Проте, країни, що ратифікували протокол, не мають особливих стимулів його виконувати, допоки США (25% світових викидів CO_2) не ратифікує зазначений документ. Україна ратифікувала Кіотський протокол 4 лютого 2004 (повідомлення про ратифікацію подане 12 квітня 2004).

Зменшення викидів кожна країна може здійснювати за допомогою збільшення ефективності виробництва, зменшення обсягів виробництва, більш раціонального використання енергоресурсів, а також виконання проектів, які призводять до зменшення викидів парникових газів у інших країнах. Кіотським протоколом передбачаються гнучкі механізми щодо зменшення викидів парникових газів шляхом закупівлі відповідних сертифікатів за кордоном:

1. механізм чистого розвитку передбачає співпрацю між країною, яка розвивається, та індустріалізованою країною;

2. торгівля викидами передбачає прямий продаж викидів від однієї індустріалізованої країни до іншої;

3. спільне впровадження передбачає співпрацю між двома індустріалізованими країнами.

Для врегулювання викидів парникових газів, країни ЄС роблять ставку на внутрішню торгівлю сертифікатами викидів, які, "де факто", репрезентують право на забруднення навколишнього середовища парниковими газами. Починаючи з 2005, кожне європейське промислове підприємство, яке відповідає вимогам Схеми Торгівлі Викидами, отримує певну кількість таких сертифікатів. Якщо деякі підприємства здатні зменшувати шкідливі викиди, наприклад, шляхом технологічних інновацій, то вони зможуть продавати залишкові сертифікати іншим фірмам, які перевищують норми наданого їм ліміту. Аналогічно, невикористані внаслідок зниження виробництва сертифікати можуть бути продані. Таким чином, ініціюється національний, а згодом і європейський ринок сертифікатів, який з точки зору економічної теорії є одним із найкращих методів регулювання ринку.

В останні десятиліття тисячі науковців зі всього світу разом прийшли до висновку, що зміни клімату дійсно можуть становити загрозу життю людей. Численні міжурядові доповіді 2007…2010 років стверджують, що сьогодні немає жодного сумніву на рахунок того, що зміни клімату створені штучно. Спалювання горючих корисних копалин стало найбільшим джерелом створення парникових

Національний університет водного господарства та природокористування

газів. Але цікавим є те, що у той час, коли спалювання нафти, вугілля і природного газу постійно збільшує температуру навколишнього середовища, 93% людей сьогодні не мають доступу до цих копалин.

Усвідомлення того, що сценарій, за яким ми живемо сьогодні, будучи залежними від корисних копалин, не може більше продовжуватись. Останні кліматичні новини змушують нас задуматись над тим, як ми живемо. Наприклад, близько 10 млн. людей голодувало у квітні 2009 року в Кенії внаслідок жахливої посухи, що охопила схід, південь та інші райони країни. Спираючись на прогнози провідних видань, більше ніж 400 млн. людей (один із 17 всього населення світу) зазнають впливу змін клімату вже до 2015 року, які проявлятимуться у вигляді засух, повеней та високих температур.

Із початку індустріальної революції середня температура по всьому світу виросла на 0,8 ^{0}C. Останні дослідження вказують на те, що половина горючих корисних копалин вже спалена. Викиди CO_2 за останні 300 років збільшили концентрацію вуглецю в повітрі до 35%. Однак, більшість із цього вуглецю не впливає на глобальне потепління тому, що він адсорбується і повторно викидається рослинами, ґрунтами та морями. Основна проблема сьогодні полягає в тому, що ці природні процеси є перевантаженими і тому концентрація CO_2 нещадно зростає. Сьогоднішній рівень, що оцінюється у 387 частинок на мільйон (387 ppm), є найвищим за останніх 650 тисяч років і, можливо, за останніх 20 млн р. Загальна картина викидів вуглекислого газу в атмосферу представлена на рис. 4.13 [47].

Передбачається, що у наступні 50 років подальші викиди CO_2 призведуть до подвоєння передіндустріального рівня до 550 частинок на мільйон, що спричинить ріст температури в середньому на 6 ^{0}C, а це в кінцевому випадку може стати кінцем життя такого, яким ми його знаємо сьогодні.

Тому зв'язування антропогенних викидів CO_2 залишається важливою і необхідною стратегією, що допоможе зменшити вплив діяльності людини на зміну клімату. На основі цього робота новозбудованих електростанцій зараз і в майбутньому багато в чому буде залежати від доступних методів вловлювання і зв'язування значної частини CO_2, який вони викидатимуть. Тому, необхідність технологій, здатних вирішити це завдання, є очевидною.

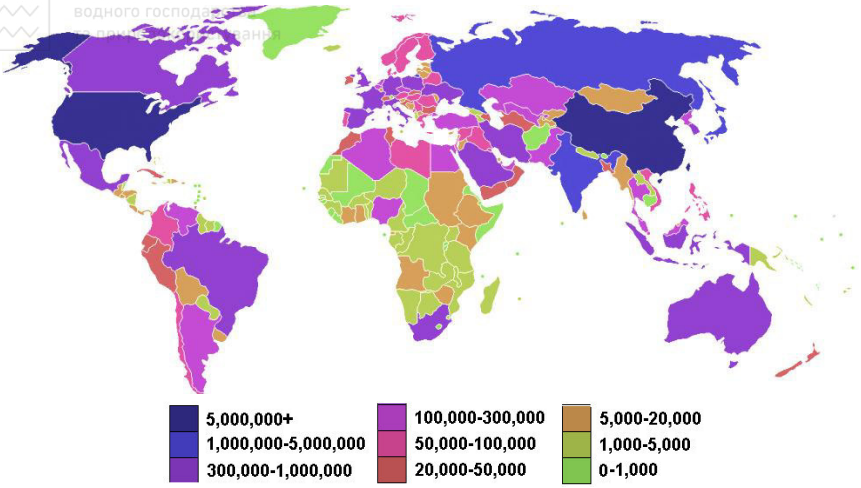


Рис. 4.13. Світові викиди CO_2

4.2. Методи уловлювання та зберігання CO_2

Уловлювання та зв'язування чи безпечне зберігання CO_2 із викидів електростанцій, сталеливарних/цементних заводів можна сприймати як довгострокову стратегію, що направлена на значне скорочення викидів CO_2.

Мета уловлювання CO_2 полягає у створенні концентрованого потоку CO_2 високого тиску, який можна легко транспортувати по трубопроводах або судами до місця зберігання. Існують різні типи систем уловлювання CO_2:

- уловлювання після спалювання;
- уловлювання до спалювання;
- уловлювання із спалюванням збагаченого оксигеном палива.

Системи уловлювання після спалювання відокремлюють CO_2 від димових газів, що утворюються в повітрі в результаті спалювання первинного палива. У цих системах зазвичай використовується рідкий розчинник для захоплення невеликої частки CO_2, що присутній в потоці димового газу, в якому головною складовою є нітроген.

У системах уловлювання CO_2 до спалювання здійснюється обробка первинного палива в реакторі потоком (насиченим повітрям або оксигеном) для створення суміші, що складається голов-

ним чином з окису карбону і гідрогену. Після цього отримана суміш може бути розділена на газовий потік CO_2 і потік гідрогену.

У системах спалювання із збагаченням палива оксисеном замість повітря для спалювання первинного палива використовується оксиген, який складається головним чином з водяної пари і CO_2. Завдяки цьому димовий газ характеризується високими концентраціями CO_2 (понад 80% за об'ємом). Потім водяний пар видаляється за допомогою охолодження і компресії газового потоку. Завдяки наявним технологіям вловлюється 85…95% CO_2, що пройшов через вловлювач. Загальні методи зв'язування CO_2 включають океанічне зберігання, геологічне зберігання та мінералізацію.

Кожен із цих методів має ряд унікальних переваг та ряд невирішених проблем.

На рис. 4.14 представлено фазову діаграму CO_2 [48].

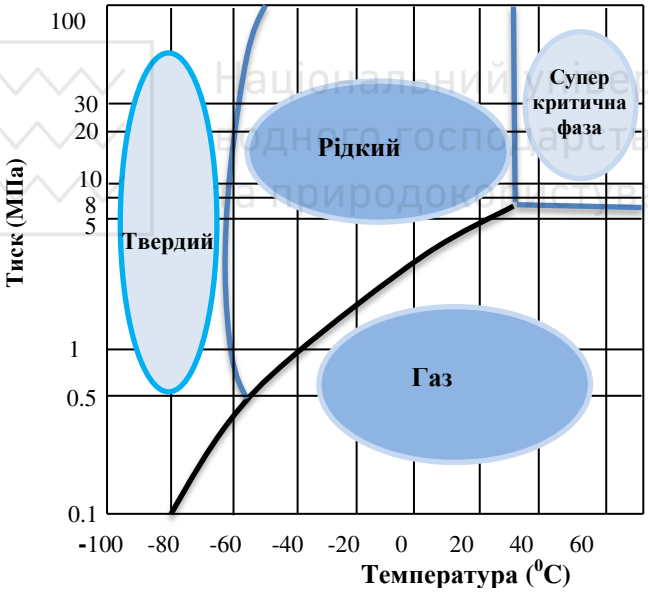


Рис. 4.14. Фазова діаграма CO_2

Як видно із діаграми, CO_2 існує у твердій, рідкій, газовій та суперкритичній фазах. За умови, що критична температура більша за 31,1 ^{0}C та критичний тиск 7,38 МПа (73,8 бар), CO_2 існує в так званому щільному фазовому стані (суперкритичний стан). Рідина у суперкритичному стані подібна до стисненої газоподібної рідини чи

Національний університет водного господарства та природокористування

просто рідини, яка займає значно менший об'єм. Наприклад, одна тонна CO_2 при густині 785 кг/м^3 (при температурі 50 ^{0}C і тиску 15 МПа) займає 1,27 м^3, тоді як за стандартної температури і тиску на поверхні землі, одна тонна CO_2 займає 512 м^3.

Геологічні методи розглядають уловлювання CO_2 із димових газів від спаленого горючого палива на електростанціях та інших заводах з великими викидами CO_2, із подальшим його стисненням для транспортування до місць ін'єкцій [49]. У геологічному середовищі зберігати вловлений CO_2 можна у: нафтових/газових свердловинах, які ще діють або вже не експлуатуються; вугільних пластах; глибоких солоних водоносних пластах; глибинах океану, де CO_2 внаслідок тиску та температури знаходиться в рідкій фазі.

Як правило, підземне зберігання CO_2 планується в осадових породах. Саме вони є достатньо пористими та мають необхідну вловлювальну здатність. Вони також є єдиним місцем, де розміщені родовища вугілля, нафти та природного газу. На рис. 4.15 представлене світове поширення світових басейнів осадових порід. Континентальні басейни вказані зеленим кольором, а на акваторіях – фіолетовим.

Рис. 4.15. Світові басейни осадових порід [49]

Глибокі солоні водоносні горизонти мають широке поширення та розміщені на території багатьох частинах світу, цим самим знижуючи витрати на інфраструктуру, що пов'язана із будівництвом трубопроводів. Світовий потенціал зберігання CO_2 у солоних водоносних горизонтах оцінюється від 300 до 10000 Гт CO_2 [50]. Час

Національний університет
водного господарства
та природокористування

зберігання у солоних водоносних горизонтах становить від декількох сотень років до декількох тисяч [51], залежно від місцевих гідрологічних градієнтів. Вода із таких водоносних горизонтів, як правило, не придатна для зрошення та інших потреб, тому ін'єкції CO_2 мають незначний вплив на навколишнє середовище та менш за все будуть являти якусь потенційну проблему у майбутньому.

Закачування у вугільні пласти включають у себе подачу CO_2 у глибокі пласти вугілля, де спільно із впливом фізичного вловлювання низькопроникних оточуючих порід чи хімічної адсорбції, можна зберігати вловлений на поверхні вуглекислий газ [52]. У якості додаткової переваги є можливість видобутку метану із вугільних пластів, що становить значний економічний інтерес.

Закачування CO_2 у нафтові та газові родовища. Як відпрацьовані так і діючі родовища нафти та газу є потенційним місцем для зберігання CO_2 в підземних формаціях (рис. 4.16).

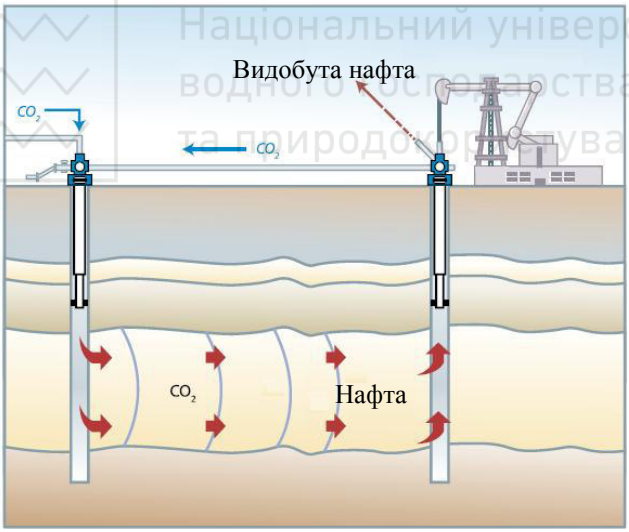


Рис. 4.16. Закачування CO_2 у нафтове родовище

CO_2 може бути введений безпосередньо у виснажені або неактивні родовища, з яких вже не буде вестись видобуток, також ін'єкції CO_2 можуть призвести до підвищення видобутку нафти/газу із одночасним зв'язуванням CO_2. CO_2 також може бути введений у ро-

бочі нафтові і газові родовища, що призводить до підвищення нафтовіддачі та підвищення видобутку газу (рис. 4.17).

Рис. 4.17. Варіанти зберігання CO_2 в глибоких підземних геологічних формаціях

Послідовність виконання операцій із закачування CO_2 у водоносні горизонти із підвищеною мінералізацією представлена на рис. 4.18.

Рис. 4.18. Загальна схема вловлювання, транспортування та закачування CO_2

Перший крок із закачування CO_2 передбачає фільтрацію газів (рис. 4.19).

Рис. 4.19. Фільтрація газів

Другий крок передбачає стиснення вловленого CO_2 та транспортування за допомогою трубопроводів чи вантажівок (рис. 4.20 – рис. 4.21).

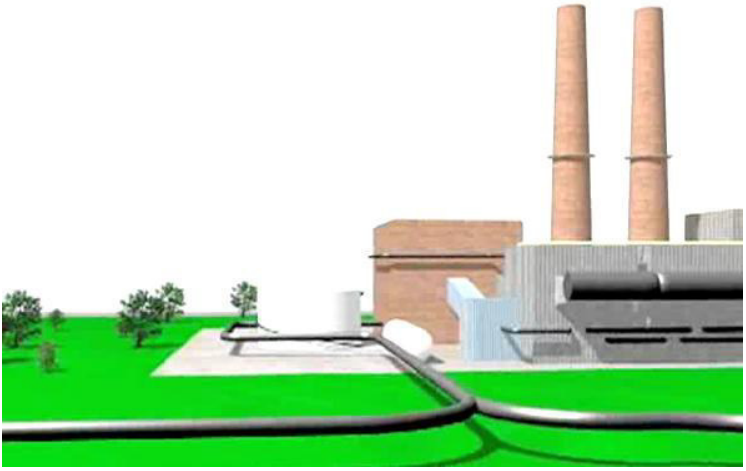


Рис. 4.20. Стиснення та транспортування CO_2 за допомогою трубопроводів

Національний університет
водного господарства
та природокористування

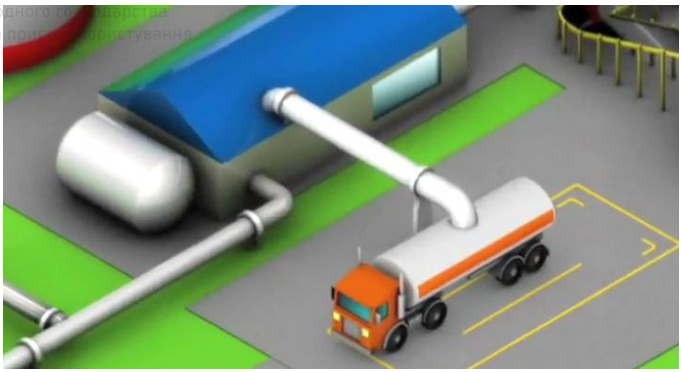


Рис. 4.21. Транспортування CO_2 за допомогою вантажівок

Трубопроводи є найбільш поширеним способом транспортування CO_2 . CO_2 стискають до тиску приблизно 8 МПа для того, щоб запобігти двофазному режиму потоку і повністю підвищити його щільність, завдяки чому він стає більш легким для транспортування. За допомогою вантажівок CO_2 перевозиться при температурі – 20 градусів і тиску 2 МПа.

Третій крок передбачає закачування CO_2 під землю (рис. 4.22.)

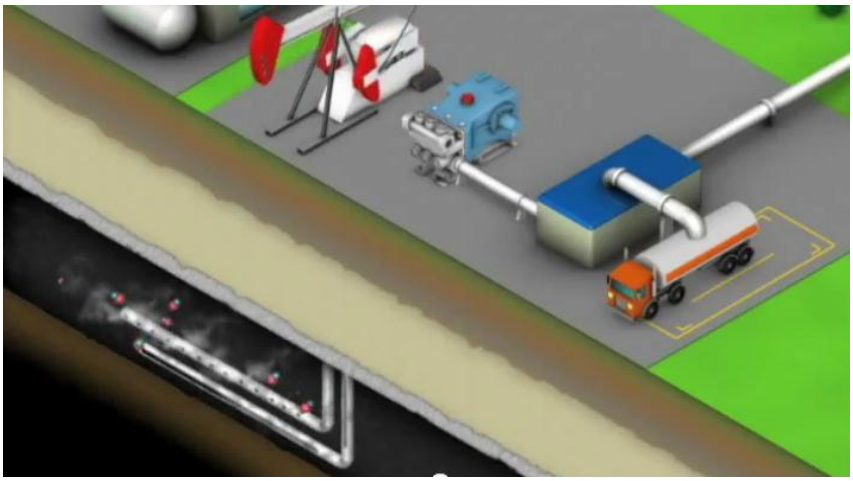


Рис. 4.22. Закачування CO_2 під землю

Національний університет водного господарства та природокористування

При закачуванні під землю CO_2 стискається і заповнює пористе середовище, в результаті цього часткового відбувається витиснення рідини.

Розчин у воді буде рухатися із місць із більшою концентрацією до місць із меншою концентрацією. Цей процес відомий під назвою дифузія. Дифузія матиме місце за умови існування градієнта концентрації, навіть якщо рідина не рухається. Маса дифузуючої рідини пропорційна градієнту концентрації, що виражається у вигляді першого закону Фіка: [53]

$$F = -D_d (dc / dx), \tag{4.1}$$

де F – маса потоку рідини, що припадає на одиницю площі за одиницю часу; D_d – коефіцієнт дифузії (л^2/т); C– концентрація розчину *(м/л^3)*; dC/dx – градієнт концентрації (м/л^3/л).

Знак мінус вказує на те, що рух відбувається із місць з більшою концентрацією до місць із меншою концентрацією. У системах в яких концентрації змінюються із зміною часу, має місце другий закон Фіка.

Дифузія створює поширення розчину від місця його введення в пористе середовище навіть у випадку відсутності потоку ґрунтових вод. Рис. 4.23 зображує поширення розчину заданої концентрації C_0, у момент часу t_0, на інтервал (x-a) та (x+a). У момент часу t_1 та t_2 розчин поширюється на більшу площу, зменшуючи концентрацію у інтервалах (x-a) і (x+a), але збільшує концентрацію за межами цих інтервалів.

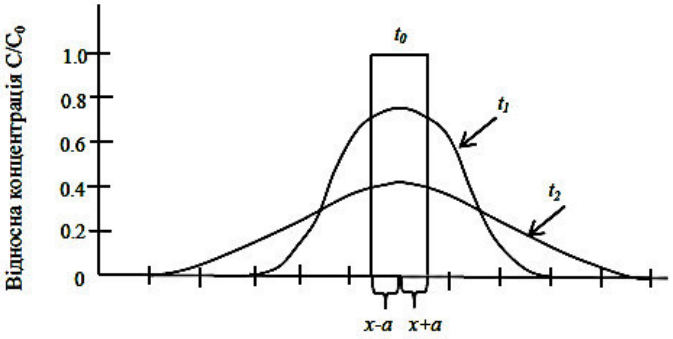


Рис. 4.23. Поширення розчину в часі завдяки дифузії

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Розчинені речовини можуть переноситься разом із грунтовою водою. Цей процес називається адвекційним транспортом. Кількість розчину, що транспортується, є функцією його концентрації в грунтовій воді та кількістю самої грунтової води. Одновимірний потік, *Fx*, завдяки адвекції є рівним кількості текучої води перемноженої на концентрацію розчинених твердих речовин.

$$F_x = \nu_x \cdot n_e \cdot C, \qquad (4.2)$$

де ν_x – середня лінійна швидкість, n_e – ефективна пористість, C – концентрація розчину.

Одновимірне рівняння адвекційного транспорту має вигляд:

$$\frac{dC}{dt} = -\nu_x \frac{dC}{dx}. \qquad (4.3)$$

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Розв'язок рівняння транспорту адвекції дає гострий фронт концентрації.

На передньому боці фронту концентрація дорівнює вторгненню в грунтові води, у той час як по інший бік фронту вона не відрізняється від фонового значення. Різка межа, що виникає внаслідок витіснення, показана на рис. 4.24. Лінія *V* зображує фронт, що створений завдяки адвекції.

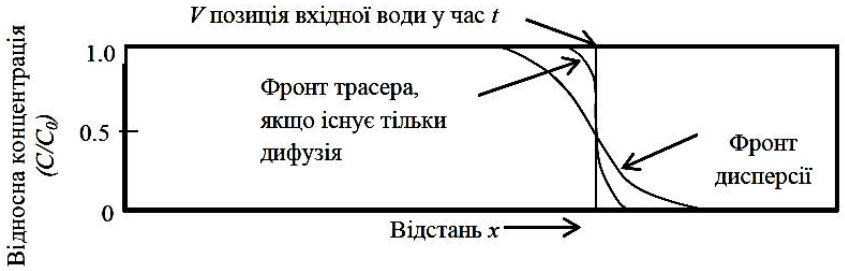


Рис. 4.24. Адвекційний транспорт та вплив поздовжньої дисперсії та дифузії на рух розчину в одновимірному потоці

Завдяки гетерогенності геологічних матеріалів, адвекція у різних пластах може поширюватись із різною інтенсивністю.

Внаслідок того, що адвекція буде транспортувати розчини в межах кожного пласта із різною інтенсивністю, композитний зразок може бути сумішшю води і розчину, який транспортується з одного пласта, та чистої ґрунтової води, що подається із іншого пласта та має меншу лінійну швидкість. Таким чином, концентрація забруднювача в композиційному зразку буде меншою, ніж в самому джерелі.

Вода і присутній в ній розчин не рухаються з однаковими швидкостями, а на шляху їх руху постійно відбувається змішування. Це змішування називається механічною дисперсією, яка виникає внаслідок розчинення розчину в потоці. Змішування, що відбувається на шляху потоку, називають поздовжньою дисперсією.

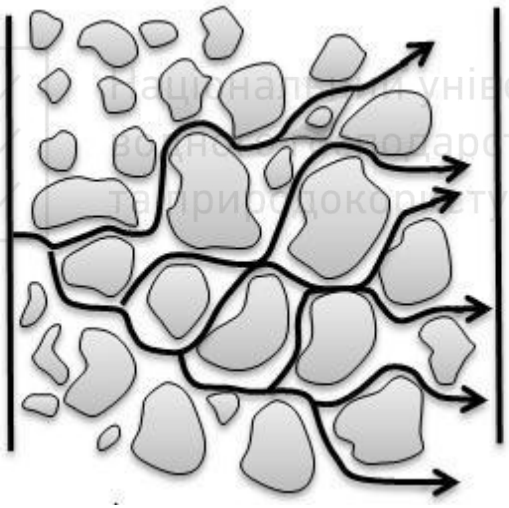


Рис. 4.25. Потоки в пористому середовищі, що створюють поздовжню гідродинамічну дисперсію

Важливим аспектом геологічної секвестрації (зв'язування) є потенціал витоку CO_2 із підземного сховища. З глобальної точки зору, витік CO_2 із потенційного сховища зменшує ефективність секвестрації CO_2 або навіть робить її неефективною.

Витік може відбутися через покриваючі породи зверху водоносного горизонту, також він може відбуватися через зону розлому,

особливо, коли вона охоплює всі геологічні шари від поверхні до низу, а також через покинуті свердловини (рис. 4.26).

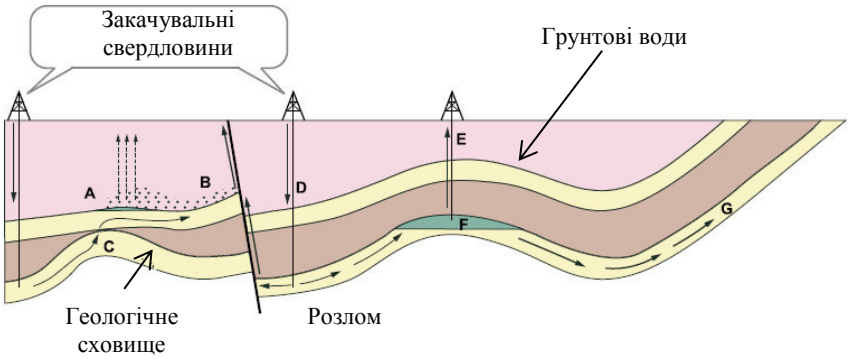


Рис. 4.26. Можливі варіанти витоку CO_2 :
A – тиск CO_2 перевищує капілярний тиск; B – вільний CO_2 по зоні розлому попадає у вище лежачі шари; C – через отвір у покриваючих породах; D – під час закачування у сховище; E – через залишені відпрацьовані свердловини; F – розчинення та транспортування грунтовими водами; G – розчинений CO_2 потрапляє в атмосферу чи океан [49]

Ряд моделювань зміни фізико-механічних властивостей покриваючих карбонатних порід під час геологічного зберігання під землею CO_2 був зроблений Бобляхом С.Р. Серія розрахунків була здійснена за допомогою програми для реактивного транспорту Crunch Flow. Результати зміни кислотності і пористості у покриваючих порах у сховищі із підвищеною кислотністю та у сховищі без підвищеної кислотності представлені на рис. 4.27 – рис. 4.30.

Для моделювання приймалисть такі умови: початкова пористість 15%, коефіцієнт дифузії 10^{-11} м/с, температура 80 ^{0}C та час зберігання до 2000 років.

І хоча вплив на покриваючі породи обмежений зоною, яка поширюється від декількох сантиметрів до кількох метрів, результати моделювання показують, що вплив реакційної здатності рідин із підвищеним вмістом CO_2 на карбонатні породи змінює їх пористість. Однак ця реакційна здатність обмежується лише першими сантиметрами покриваючих порід.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

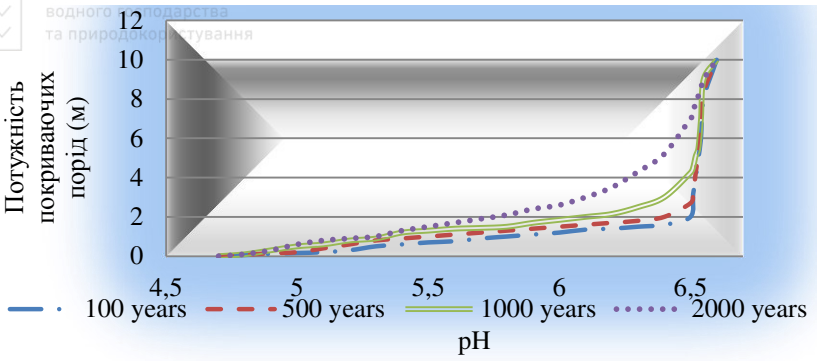


Рис. 4.27. Графіки зміни pH у покриваючих породах за умови ін'єкції CO_2 у воносні пласти із підвищеною кислотністю

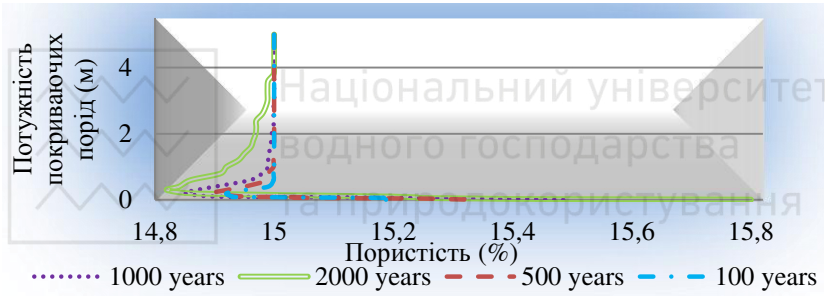


Рис. 4.28. Графіки зміни пористості у покриваючих породах за умови ін'єкції CO_2 у воносні пласти із підвищеною кислотністю

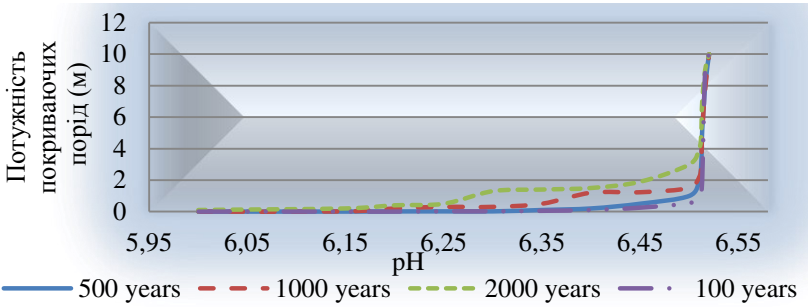


Рис. 4.29. Графіки зміни pH у покриваючих породах за умови ін'єкції CO_2 у воносні пласти без підвищеної кислотності

Національний університет водного господарства та природокористування

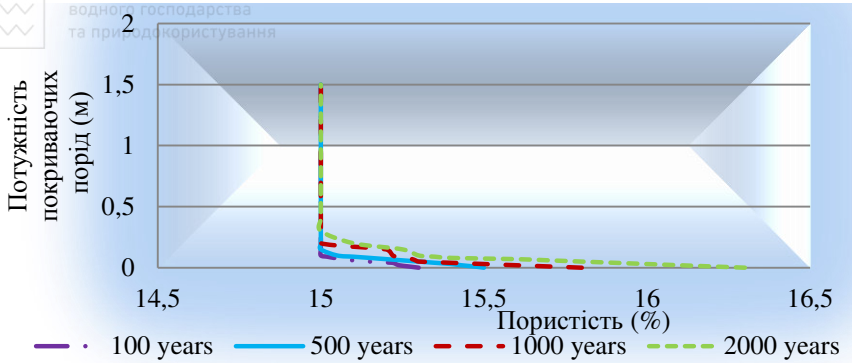


Рис. 4.30. Графіки зміни пористості у покриваючих породах за умови ін'єкції CO_2 у водоносні пласти без підвищеної кислотності

Глибокі ін'єкції в океан, як один із методів зв'язування CO_2, використовують океан у якості середовища для зберігання газоподібного чи зрідженого CO_2. Ін'єкція газоподібного CO_2 в океані відбувається на глибинах від 500 до 2000 метрів і працює за тим принципом, що введений газоподібний CO_2 буде дифузувати в морській воді та утворювати там карбонати, які потім осідають на дно. Іншою формою глибокої інжекції в океан є подача скрапленого (стисненого) CO_2 на глибини понад 3000 метрів, де різниця густин між океанською водою і скрапленим CO_2 призведе до осідання CO_2 на дні басейну.

Передбачається, що дифузія басейну CO_2 у глибоких водах океану призведе до зменшення рівня pH, підвищивши при цьому кислотність та у свою чергу сприятиме випуску CO_2 знову в атмосферу.

Витік через покриваючі породи може здійснюватись за трьома процесами: 1) дифузією через пористу систему, 2) капілярний транспорт через систему пір, 3) багатофазну міграцію через мікротріщини чи комбінацію вище вказаних процесів. Крім того, витік може відбуватись через ряд свердловин. Відпрацьовані свердловини можуть викидати CO_2 в атмосферу, якщо вони належним чином не були загерметизовані.

Витік CO_2 із свердловин, з яких вже не ведеться видобуток, може відбуватись за наступними сценаріями (рис. 4.31): а) витік між цементом і за межами корпусу, б) між цементом та металевим корпусом, с) у межах цементної пробки, д) у результаті руйнування

(корозії) металевого корпусу, е) погіршення якості цементу, є) витік в зоні контакту цементу із гірською породою [54].

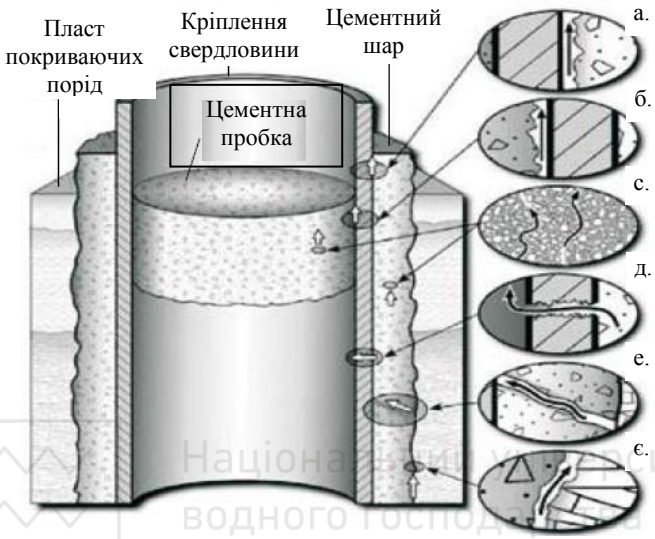


Рис. 4.31. Можливі шляхи витоку CO_2 із відпрацьованої свердловини

Верхня частина нагнітальної свердловини “ялинка” представлена на рис. 4.32.

Трубопроводи є найпоширенішими засобами масового транспортування CO_2. Транспортування CO_2 за допомогою суден також має місце, хоча й у відносно менших масштабах. Воно здійснюється в ізольованих контейнерах, при температурах значно нижчих за температуру навколишнього середовища і при значно меншому тиску, ніж в трубопроводах. Транспортування за допомогою автотранспорту та залізничного транспорту можливе лише для невеликих об’ємів.

Викиди CO_2 можуть виникати і під час його транспортування. Як правило, транспортування CO_2 здійснюють при тиску, який нижчий за критичний поріг (7,38 МПа) з метою уникнення утворення двохфазної суміші. Це покращує транспортування рідкої фази та підвищує економічний ефект.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

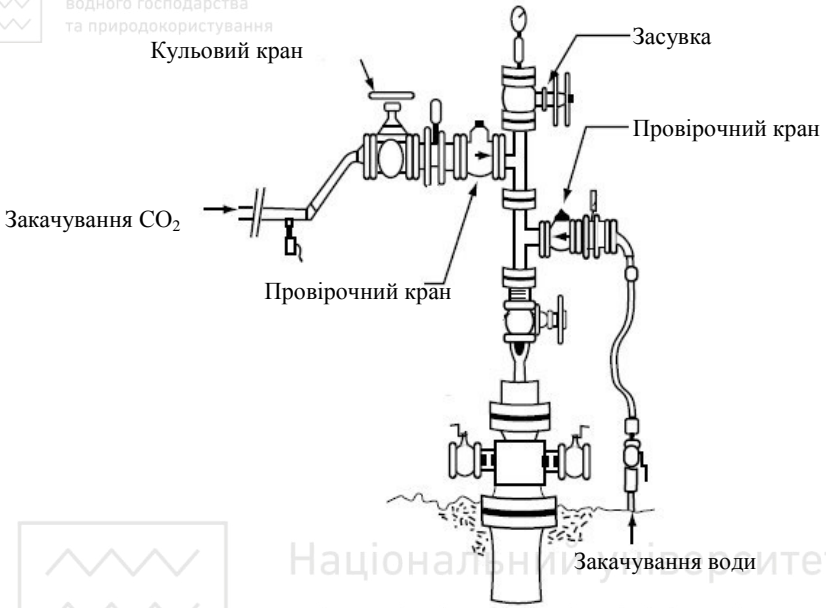


Рис. 4.32. Конструкція верхньої частини нагнітальної свердловини

І хоча CO_2 при низьких концентраціях не є небезпечним для здоров'я людини, але він може згубно діяти на екологічні процеси [55]. Витоки можуть пошкодити посіви, якість ґрунтових вод та негативно впливати на здоров'я людини і тварин. Інші проблеми, що пов'язані із викидами CO_2 високої концентрації, включають окислення ґрунтів та зміну біологічного різновиду та видового складу. Крім того, біогеохімічні процеси у ґрунтах можуть бути порушеними внаслідок збільшення концентрації CO_2, який у свою чергу змінює pH, популяції мікроорганізмів та вміст поживних речовин [55, 56]. Ризики геологічного зв'язування та зберігання відносять до двох категорій: глобальних та локальних. Глобальні ризики пов'язанні із повторними викидами CO_2 в атмосферу. Крім того, глобальні ризики розглядають викиди CO_2, як один із основних факторів, що приводить до зміни клімату [57].

Місцеві ризики можуть завдавати шкоди людям, екосистемам та ґрунтовим водам [58]. Місцеві ризики виникають через підвищену концентрацію CO_2, пов'язану із витоком CO_2 через покриваючі породи в атмосферу. Крім того, місцеві ризики виникають в результаті

Національний університет водного господарства та природокористування

хімічної дії розчиненого в надрах CO_2. Більш того, місцеві наслідки можуть виникнути в результаті переміщення рідини, в яку був введений CO_2 [50]. Якщо витік в атмосферу відбувається в низинному районі, де відсутні вітри, або у відстійниках та підвалах, що знаходяться над сховищем, все це може призвести до летальних випадків [58].

Катастрофічні викиди можуть відбутися в результаті викидів із нагнітальної свердловини або в результаті сейсмічної дії [59]. Підземні води можуть бути змінені просочуванням CO_2 безпосередньо у водоносний горизонт або переміщенням розсолів у верхніх водоносних горизонтах, із потенційним забрудненням питної води. У ґрунті також може відбуватись підкислення та переміщення оксигену [51]. Ризики можуть бути мінімізовані шляхом уникнення небезпечних районів та моніторингу процесу введення CO_2. Дистанційне зондування та аналіз якості води також може бути досліджений для поверхневого моніторингу місць ін'єкцій і для виявлення місць витоків. Сейсмічний моніторинг повинен бути проведений з метою уникнення можливих сейсмічних катастроф [60-61].

Національний університет водного господарства та природокористування

Питання для самоперевірки

1. В якій країні було підписано Кіотський протокол?
2. Яка основна ідея Кіотського протоколу?
3. Чи ратифікувала Україна Кіотський протокол?
4. Назвіть методи зв’язування та зберігання CO_2.
5. Назвіть типи систем уловлювання CO_2.
6. За яких умов CO_2 перебуває у суперкритичній фазі?
7. У яких породах зазвичай планується зберігання CO_2?
8. За якими процесами може здійснюватись витік CO_2 через покриваючі породи?
9. Який вид транспорту найчастіше застосовують для транспортування CO_2?
10. Які ризики пов’язані із викидом CO_2 на поверхню?

Національний університет
водного господарства
та природокористування

РОЗДІЛ 5

ЕНЕРГІЯ ІЗ ЗЕМНИХ НАДР

5.1. Загальні відомості про геотермальну енергію

Геотермальна енергія – природне тепло, яке акумульоване в перших десятьох кілометрах Земної кори. Вчені припускають, що Земля складається із трьох основних частин: ядра, мантії і земної кори.

Рис. 5.1. Внутрішня будова Землі [62]

Ядро – це центральна, серцевинна частина земної кулі. Воно поки що є загадкою для науки. Учені вважають, що зовнішня частина ядра перебуває в розплавлено-рідкому стані, а внутрішня – в твердому. Припускають також, що ядро складається з речовини, схожої на метал (із заліза з домішками кремнію або із заліза і нікелю). Температура в ядрі досягає 5000 ^{0}C.

Мантія – це внутрішня оболонка, яка вкриває ядро (з грецької "мантія" – "покривало"). Її потужність майже 3000 км. Мантія – найбільша з внутрішніх оболонок планети (83% об'єму Землі). Припускають, що чим ближче до центру Землі, тим тиск у ній більший, а температура вища: від кількох сотень градусів до 2500 ^{0}C. При такій температурі речовина мантії мала б бути розплавленою, але плавленню заважає великий тиск. Тому вважають, що вона тверда, але водночас і розпечена.

Вчені припускають, що верхня частина мантії складена щільними породами, тобто вона тверда. Проте, в ній на глибині 50…250 км від поверхні Землі розміщується частково розплавлений шар – астеносфера. Він порівняно м'який і пластичний, як пластилін чи віск. Ця речовина мантії здатна повільно текти і таким способом переміщуватися. Швидкість переміщення дуже невелика – декілька сантиметрів за рік.

Земна кора – верхній твердий шар нашої планети. Порівняно з ядром і мантією, вона дуже тонка. Товщина (потужність) земної кори найбільша під горами – 70 км, під рівнинами вона становить 35…40 км, а під океанами – лише 5…10 км.

Зазирнути вглиб земної кори допомагають шахти і свердловини, що створюються для видобування корисних копалин. Люди давно помітили, що в шахтах із збільшенням глибини температура підвищується. Наприклад, на глибині 1000 м шахтарі працюють в умовах спеки (близько +30 ^{0}C). Тепло земній корі передається від мантії. Для проведення наукових досліджень, геологами були пробурені надглибокі свердловини. Найглибша з них (до 15 км) пробурена в Росії на Кольському півострові.

Земна кора разом із верхньою мантією утворюють літосферу. Вона є єдиним твердим ("кам'яним") шаром, який ніби плаває в пластичній астеносфері. Товщина літосфери різна: під океанами – близько 50 км, а на материках – до 200 км.

Із збільшенням глибини занурення у земну поверхню, спостерігається підвищення температури в середньому на 17… 30 ^{0}C із кожною 1000 метрів (рис. 5.2).

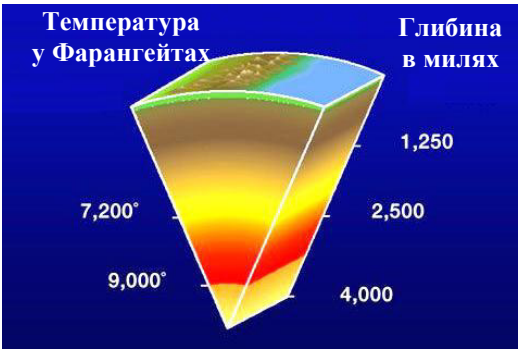


Рис. 5.2. Зміна температур в Землі із ростом глибини

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Враховуючи той факт, що теплопередача завжди здійснюється від теплішої до холоднішої поверхні, тому тепло із надр землі завжди передається на поверхню, що змушує рухатись літосферні плити. У місцях зіткнення літосферних плит, як правило, має місце рух магми, у напрямку вище лежачих шарів.

Коли магма досягає поверхні, вона може створювати вулкани, але здебільшого вона знаходиться під поверхнею, створюючи величезні резервуари, охолодження яких може тривати від 5000 тисяч до одного мільйону років.

Підземні резервуари, які заповнює магма, мають високий температурний градієнт, який означає, що із глибиною відбувається різкий ріст температури. Саме такі місця є найбільш придатними для видобутку геотермальної енергії (рис. 5.3).

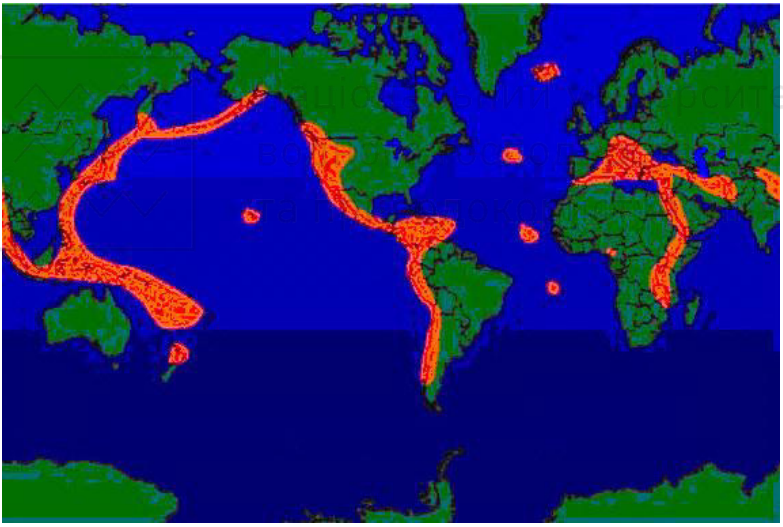


Рис. 5.3. Найгарячіші регіони світу

Сьогодні у світі відомі п’ять джерел геотермальної енергії: термальні води, петрогеотермальна енергія, пароводяні суміші і природна пара та магма. Щодо перших двох джерел, то вони є значно поширеними, а останніх три є експериментальними чи теоретичними.

Геотермальні резервуари є великими басейнами пари чи гарячої води, що розміщені у пористих породах та нагріті земним ядром. Такі резервуари у світі є лише на деяких територіях, наприклад, во-

Національний університет водного господарства та природокористування

ни притаманні Японії, Новій Зеландії та іншим країнам, що знаходяться на побережжі Тихого океану. Також вони є на Гавайях та Єловстоунському Національному Заповіднику в США. Резервуари значних розмірів є в таких країнах, як Ісландія та Італія.

Гаряча вода із підземних резервуарів може прямо подаватись до місць споживання. Серед них можуть бути системи обігріву будинків, теплиці, рибні господарства, підприємства із обробки вовни, пастеризації молока, вирощування грибів, прасування одягу, бальнеологія, тваринництво, виробництво паперу та борної кислоти.

Основним недоліком геотермальних резервуарів є те, що вони, як правило, знаходяться на стику літосферних плит, та місцях підвищеного вулканізму чи тектонічної активності.

«Країна льодовиків», так називають Ісландію, ефективно використовує гідротермальну енергію своїх надр. Тут відомо понад 700 термальних джерел, які виходять на земну поверхню. Близько 90% населення користується геотермальними водами для обігріву житлових приміщень. При середній температурі води 87 ^{0}С, річне споживання енергії гарячої води складає 15 млн. ГДж, що рівноцінно економії 500 тис. т кам'яного вугілля на рік. Крім того, ісландські теплиці, в яких вирощують овочі, фрукти, квіти і навіть банани, споживають щорічно до 150 тис. м^3 гарячої води, тобто понад 1,5 млн. ГДж теплової енергії.

Щодо України, то на її території є три геотермальні ділянки із підвищеним геотермальним градієнтом [62]. Ці ділянки мають різні фізико-географічні та гідрогеологічні умови залягання. Геотермальні ресурси Кримського півострова представлені термальними водами артезіанських басейнів, які знаходяться в осадових породах міжгірських ділянок вздовж північного схилу Кримських гір. У середньому низькотемпературні водні резервуари представлені низько та середньосолоними розчинами на глибинах до 2 км, а вже глибші резервуари містять розсоли із температурою до 200 ^{0}С. Легкодоступні геотермальні поклади середньої температури (60…90 ^{0}С) розташовані в західній частині Криму поблизу м. Євпаторія на глибинах 1,5…2 км. Потенціал геотермальних кримських резервуарів оцінюється у 63,5 МВт постійної потужності та у 100 МВт при використанні глибинних насосів. Високотемпературні резервуари досліджувались за допомогою розвідувальних нафтових свердловин і тому їх вивченість є невисокою. Максимальна температура отрима-

Національний університет водного господарства та природокористування

них потоків високотемпературних резервуарів була отримана на глибині 2,5 км і становила 158 ^{0}С.

Раніше геологами було розвідано і ряд інших геотермальних родовищ на території Криму (табл. 5.1).

Таблиця 5.1

Геотермальні ресурси Криму [62]

Назва родовища	Новоселівське			Північно-сивашське
	Іллінка	Трудове	Сизівка	
Водоносний горизонт, м	700...1500			1350...1750
Мінералізація вод, г/л	2,5...35			26...32
Тиск, МПа	0,3...1,22			0,4...0,8
Температура води, ^{0}С	47...80			52...74
Потік води із свердловини, м^3/день	690...2300			1400

Національний університет водного господарства та природокористування

У Прикарпатті геотермальні резервуари були знайдені в теригенних та вулканічних породах серед міжгір'їв та на рівнинах західних областей. Невеликі потоки мінералізованої води, температурою до 90 ^{0}С, були отримані із свердловин глибиною 1…2,5 км. Максимальна температура води у 210 ^{0}С, була зафіксована на глибині 4050 м у свердловині Залузька-3. Однак даний потік був дуже малим і його не можна оцінювати як перспективний. Результати буріння інших свердловин на території Прикарпаття приведені у табл. 5.2.

Потоки геотермальних розсолів температурою 125… 168 ^{0}С на глибинах 3…4,5 км також були отримані на рівнинах Харківської та Полтавської областей за допомогою розвідувальних та видобувних свердловин на нафту.

Серед перспективних районів для пошуків і розвідки геотермальних ресурсів є Донецький басейн. Значні масштаби розвитку геотермальної енергетики в майбутньому можливі також при одержанні теплової енергії безпосередньо з гірських порід (петрогеотермальна енергія). У цьому випадку теплоносій визначеного потенціалу утворюється в результаті теплообміну води, яка нагнітається при контакті у тріщинах, з високотемпературними гірськими породами в зоні при-

Національний університет водного господарства та природокористування

родної чи штучно створеної проникності з наступним виведенням теплоносія на поверхню.

Таблиця 5.2

Результати буріння свердловин у Прикарпатті [62]

Назва свердловини	Глибина, м	Потік води із свердловини, $м^3$/день	Температура води, ^{0}С
Ужгород -1Т	1900	300...500	88,6
Ужгород -2Т	1350	46,8	76,15
	1700	12,4	90,8
	1940	214	97,6
	1820	79,3	92,7
	-	138...273	-
Ужгород - 4Т	1300	43	72,2
Ужгород -5Т	1010	40...90	65
Теребля - 6	2350	500...900	96,5
Іршава –2	3200	115	136,3
Берегово – 2Т	-	346...691	-

Мінімальна – технологічно прийнятна для виробництва електроенергії при існуючих технічних можливостях – температура гірських порід складає 150 ^{0}С. Така температура гірських порід у межах України зафіксована на глибинах 3…10 км (у Донбасі – 4…6 км). Відповідно до проведеної оцінки, геологічні ресурси геотермальної енергії найбільш перспективних в Україні площ в інтервалі глибин 3…10 км складають близько 15 трлн. тон умовного палива (т у.п), а до 7 км – 3 трлн. т у.п.

У Дніпровсько-Донецькій западині і Донбасі прогнозні ресурси петрогеотермальної енергії в інтервалі глибин 4…10 км складають 9 трлн. т у.п., у тому числі до 7 км – 1,9 трлн. т у.п. Щільність ресурсів на технологічно доступних глибинах 4…5 км складає близько 7 млн. т у.п./км.

В цілому в Україні експлуатаційні ресурси термальних вод за запасами тепла еквівалентні використанню близько 12 млн. т у.п. на рік (табл. 5.3).

Таблиця 5.3

Експлуатаційні ресурси термальних вод України [63]

Область	Геотермальна енергія	Область	Геотермальна енергія
АР Крим	0,68	Івано-Франківська	0,51
Вінницька	0	Дніпропетровська	0
Волинська	0	Кіровоградська	0
Київська	0	Херсонська	0
Донецька	0	Житомирська	0
Львівська	0,45	Миколаївська	0
Сумська	0,96	Тернопільська	0
Запорізька	0	Полтавська	0,39
Чернігівська	1,24	Чернівецька	0
Черкаська	0	Хмельницька	0
Луганська	0	Харківська	0,37
Одеська	0	Закарпатська	7,40
Рівненська	0		
Всього	12 млн. т у.п.		

Щодо Європи, то розподіл геотермальних ресурсів на її території представлений на рис. 5.4.

5.2. Застосування геотермальної енергії та спорудження видобувних свердловин

Іншим методом застосування високо- та середньотемпературних геотермальних вод є виробництво електроенергії за допомогою ГеоТЕС. Для цього, пробурюють свердловини глибиною від 3,5 до 7 кілометрів до досягнення нагрітих магмою резервуарів. Під дією власного тиску, рідина починає рухатись вгору, створюючи невелику кількість пари. На поверхні рідина разом з парою подається у теплороздільник, де відбувається розділення пари високого тиску і рідини. Далі пара із тепророздільника подається у трубопровід високого тиску. Рідина, що залишилася після випаровування, подаєть-

ся у кристалізатор, де створюється пара звичайного тиску, яка подається у трубопровід низького тиску. Далі пара низького і високого тиску подається у турбіну.

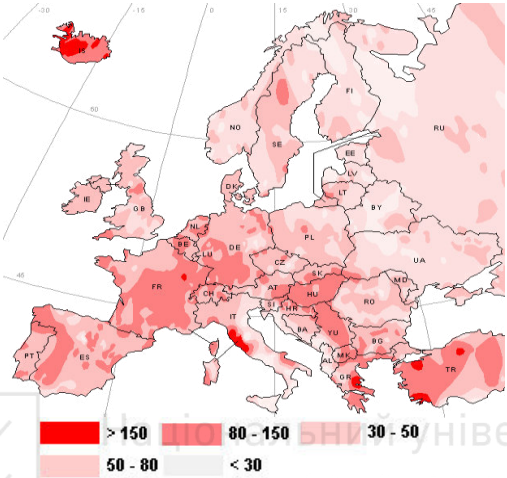


Рис. 5.4. Розподіл геотермальної енергії в Європі у МВт/м^2 [64]

Сила пари здійснює обертання турбіни і валу, який з'єднаний з електрогенератором. Таким чином створюється електричний заряд, який подається на трансформатор, де збільшується вольтаж. Отримана таким чином електроенергія далі подається у лінії електропередачі. Використана вода знову закачується у підземні резервуари для повторного нагріву і використання. Принципова схема роботи ГеоТЕС представлена на рис. 5.5.

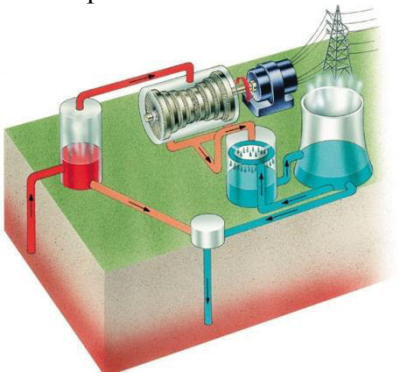


Рис. 5.5. Принципова схема роботи ГеоТЕС

Розрізняють два види геотермальних станцій: перші для генерування струму використовують пару, другі – перегріті геотермальні води.

У перших суха пара зі свердловини надходить у турбіну або генератор для вироблення електроенергії (рис. 5.6). На станціях іншого типу використовуються геотермальні води температурою понад 180 ^{0}C. Вода природним чином підіймається вгору свердловиною, подається в сепаратор, де внаслідок зменшення тиску частина її кипить і перетворюється на пару. Пара спрямовується в генератор або турбіну і виробляє електроенергію (рис. 5.7). Це найбільш поширений тип геотермальної електростанції.

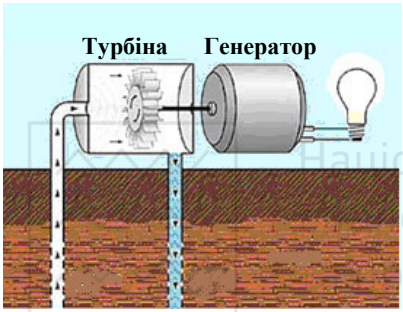


Рис. 5.6. Парогенератор

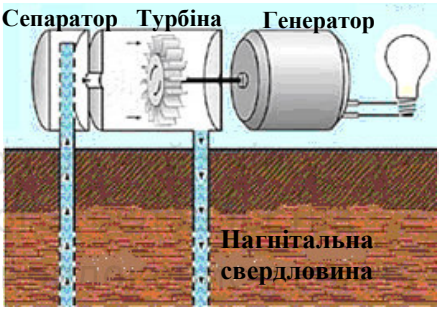


Рис. 5.7. Геотермальна електростанція, що працює на перегрітих водах

Іншим методом виробництва електроенергії на базі високо- та середньотемпературних геотермальних вод є використання процесу із застосуванням двоконтурного (бінарного) циклу. У цьому процесі вода, отримана з басейну, використовується для нагрівання теплоносія другого контуру (фреону чи ізобутану), який має меншу температуру кипіння (рис. 5.8). Установки, що використовують фреон як теплоносій другого контуру, зараз підготовлені для діапазону температур 75…150 ^{0}C [47].

Значні масштаби розвитку геотермальної енергетики в майбутньому можливі лише в разі одержання теплової енергії безпосередньо із гірських порід. У цьому випадку в місцях, де знайдено сухі гарячі скельні породи, бурять паралельні свердловини, між якими утворюють систему тріщин. Тобто фактично формується штучний геотермальний резервуар, в який

подається холодна вода із наступним отриманням пари або пароводяної суміші.

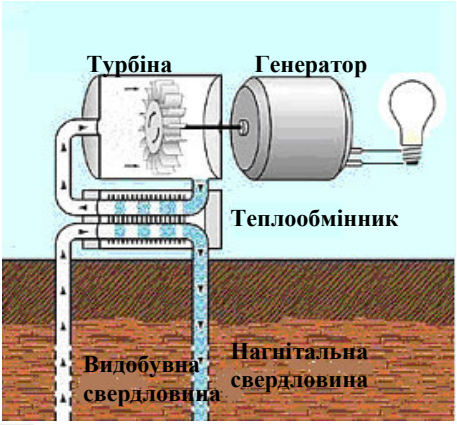


Рис. 5.8. Геотермальна електростанція із двоконтурним циклом

Масштаб використання геотермальної енергії визначають декілька факторів, основним із яких є капітальні витрати на спорудження свердловин, ціна яких зростає зі збільшенням глибини. Так, створення свердловини глибиною 1,5 км коштує 2,3 млн. доларів США, 2,5 км – 3,4 млн. доларів США, 3,0 км – 4 млн. доларів США, 3,5 км коштує близько 5 млн. доларів США, 4 км – 5,2 млн. доларів США, 5,0 км – 7,0 млн. доларів США, 6,0 км – 9,7 млн. доларів США, 7,5 км – 14,4 млн. доларів США, 10 км – 20 млн. доларів США. Однак ці затрати окуповуються вже за 3...4 роки.

При створенні таких глибоких свердловин дуже часто виникає багато проблем, основними із яких є проходка міцних порід. Для цього часто застосовують вогняне буріння.

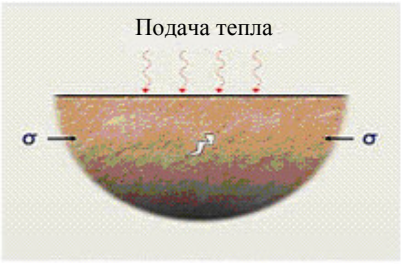
При вогняному бурінні свердловин гірські породи руйнують нагрітим до 2200 ^{0}С газовим струменем, який подається на вибій свердловини з реактивної горілки. В результаті цього відбувається руйнування кристалічних зерен породи, утворення тріщин та лущення породи (рис. 5.9) [65].

До камери згорання реактивної горілки по трубах всередині пустотілих штанг підводиться керосин і газоподібний кисень.

Продукти згорання викидаються із сопла горілки із надзвуковою швидкістю (1800 м/с) і нагрівають породу. Так як горілка оберта-

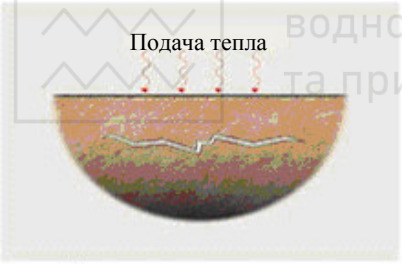
ється навколо осі, то нагрів породи змінюється з охолодженням її водою, яка поступає на вибій свердловини. Внаслідок цього відбувається розтріскування породи, а висока кінетична енергія газових струменів забезпечує відрив розтрісканих частинок породи. Продукти згорання і утворена в свердловині водяна пара виносять зруйновану породу із свердловини на поверхню.

а) Необроблений дефект



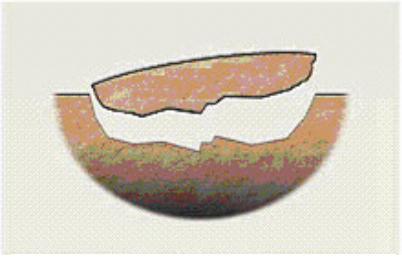
б) Подача тепла та стиснення дефекту

Національний університет
водного господарства
та природокористування



в) Утворення тріщини

г) Лущення породи



д) Відділення луски від породи

Рис. 5.9. Процес руйнування породи при вогняному бурінні

Національний університет водного господарства та природокористування

Якщо ж швидкість термічного буріння падає, то включають спеціально змонтований на буровому ставі ударний механізм. Нагрітий термобуром поверхневий шар породи порівняно легко руйнується коронкою, яка встановлена в головній частині термобуру.

Сьогодні США є лідером з використання геотермальної енергії. Станом на серпень 2008 року у 13 штатах почали реалізовуватись 103 проекти, загальною потужністю у 3,979 ГВт. У 2009 році уряд Австралії виділив 50 млн. доларів на розвиток геотермальної енергетики. Останні дані геологічної розвідки вказують на те, що 1% австралійських сухих гарячих скельних порід, що знаходиться у надрах країни, здатний створити у 25000 разів більше електроенергії порівняно із щорічним споживанням. Австралійська асоціація гео-термальної енергії планує отримувати 2,2 ГВт до 2020 року (40% державного виробництва електроенергї). В Ісландї в 2006 році 26,5% виробництва електроенергії здійснювалось за допомогою геотермальної енергетики. Сьогодні лише 0,1% електроенергії цієї країни виробляється з вугілля. Дуже поширеною є геотермальна енеретика і на Філіпінах. У країні, щорічно в такий спосіб виробляється 27% електроенергії. На сьогоднішній день разом із видобутком тепла, можливим також є видобуток хімічних елементів та сполук із розсолів, як на дослідному заводі в Дагестані, де видобувають сполуки магнію, літію та брому.

Щодо вартості електроенергії, що генерується, то вона знаходиться у межах від 5 до 8 американських центів за кіловат-годину. Новіші геотермальні електростанції часто є більш дорогими, тому що вони використовують геотермальні резервуари, які залягають на більших глибинах. Здебільшого ступінь впливу геотермальних електростанцій на навколишнє середовище є мінімальним.

Питання для самоперевірки

1. Що таке геотермальна енергія?
2. Що таке геотермальний градієнт?
3. Як змінюється температура із зануренням у земну поверхню на 1000 м?
4. Яка вартість свердловин глибоких свердловин для геотермальної енергетики?
5. Які ділянки на території України мають підвищений геотермальний градієнт?

Національний університет
водного господарства
та природокористування

РОЗДІЛ 6

КОНТРОЛЬНА ТЕСТОВА ПРОГРАМА

Тестова частина: визначте єдину правильну відповідь на кожне з наступних запитань.

1. За своїм призначенням процеси збагачення поділяються на:

a) підготовчі;

b) основні;

c) допоміжні;

d) комбіновані;

e) a+b+c.

2. Які операції включені до підготовчих процесів збагачення?

a) дроблення;

b) подрібнення;

c) грохочення і класифікація;

d) c+d;

e) a+b+c+d+e.

3. Якого розміру куски отримують при подрібненні?

a) дрібніші за 5мм;

b) дрібніші за 1 мм;

c) крупніші за 5 мм;

d) крупніші за 10 мм;

e) дрібніші за 10 мм але більші за 1 мм.

4. Який процес не належить до допоміжних операцій збагачення?

a) жоден;

b) сушіння;

c) обезводнення;

d) пиловловлювання;

e) магнітної сепарації.

5. Як називаються відходи збагачення?

a) концентрати;

b) окатиші;

c) хвости;

d) полова;

e) дріб'язок.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

6. Залежно від характеру механічного впливу на руду, якого способу дроблення не існує?

a) розколювання;
b) імпульсного;
c) удару;
d) роздавлювання;
e) розтирання.

7. На яких два кінематичних класи розділяються щокові дробарки?

a) простим рухом щоки;
b) комбінованим рухом щоки;
c) вертикальним рухом щоки;
d) a+e;
e) складним рухом щоки;
f) b+c.

8. При яких ступенях дроблення працює валкова дробарка?

a) 1…2;
b) 2…3;
c) 1…3;
d) 3…4;
e) 5…6.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

9. При яких ступенях дроблення працює валкова дробарка із зубчастими валками?

a) 1…2;
b) 1…4;
c) 2…3;
d) 3…4;
e) 4…6.

10. Який найменший розмір отвору сита для грохочення?

a) 0,05 мм;
b) 0,1 мм;
c) 0,5 мм;
d) 0,2 мм;
e) 0,25 мм.

11. Який метод не належить до гравітаційного збагачення?

a) гідравлічна класифікація;
b) промивка;
c) відсаджування;

Національний університет
водного господарства
та природокористування

d) збагачення у важких середовищах;
e) сортування корисних копалин.

12. Що не належить до допоміжних методів збагачення?

a) зневоднення;
b) дренування;
c) відсаджування;
d) згущення;
e) фільтрування;
f) термічна сушка.

13. Хто заснував компанію Standard Oil?

a) Едвін Дрейк;
b) Айда Тарбел;
c) Федір Семенов;
d) Джон Рокфелер;
e) Біл Гейтс.

14. Яка країна займає друге місце в світі за запасами нафти?

a) Росія;
b) Канада;
c) США;
d) Ірак;
e) Іран.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

15. Який метод видобутку нафти вважається найбільш продуктивним і економічно доцільним?

a) компресорний;
b) глибинно-насосний;
c) фонтанний;
d) шахтний;
e) фонтанно-компресорний.

16. Згідно розрахунків ОПЕК, в якій послідовності країн найшвидше закінчиться нафта?

a) Китаї, Бразилії, Росії, США;
b) Бразилії, Росії, США, Китаї;
c) Китаї, США, Росії, Бразилії;
d) Росії, Китаї, США, Бразилії;
e) США, Китаї, Бразилії, Росії.

17. Якого методу видобутку нафти не існує?

a) DCC;
b) CSS;

Національний університет
водного господарства
та природокористування

c) SAGD;
d) CHOPS;
e) VAPEX;
f) WAG.

18. Який вміст солей в товарній нафті?

a) 10 мг. на 1л;
b) 30 мг. на 1л;
c) 50 мг. на 1л;
d) 70 мг. на 1л;
e) 100 мг. на 1л.

19. Яка операція не виконується з нафтою?

a) сепарація;
b) гідравлічна класифікація;
c) стабілізація;
d) обезводнення;
e) знесолення.

20. Як називаєть групу однотипних резервуарів, об'єднаних трубопровідними комунікаціями?

a) складом;
b) понтонами;
c) цистернами;
d) понтонним парком;
e) резервуарним парком.

21. Назвіть найбільш економічний вид транспорту нафти і нафтопродуктів?

a) водний;
b) трубопровідний;
c) авіаційний;
d) залізничний.

22. Які системи застосовують на практиці за принципом перекачування нафтової продукції?

a) тільки постанційну;
b) тільки транзитну;
c) постанційну і транзитну;
d) трубопровідну і залізничну;
e) водно-залізничну.

Національний університет водного господарства та природокористування

23. З якої корисної копалини можна видобувати газ із застосуванням технології гідророзриву?

a) із сланцю;
b) із крейди;
c) із піску;
d) із базальту;
e) із туфу.

24. Як у міжнародній практиці називають видобутий із вугільних пластів метан?

a) CNBS;
b) BBN;
c) BBC;
d) CBM;
e) CNN.

25. Який регіон України є потенційним для видобутку метану із вугільних пластів?

a) Закарпаття;
b) Донбас;
c) Полісся;
d) центральна Україна.

26. Який найбільший діаметр мають магістральні газопроводи?

a) 900 мм;
b) 1200 мм;
c) 1400 мм;
d) 1600 мм;
e) 2000 мм.

27. Як називають наземні газові сховища?

a) ГРС;
b) ГКС;
c) КРП;
d) газгольдери.

28. При якій температурі зберігають зріджений метан в ізотермічних газових сховищах?

a) 0 ^{0}C;
b) – 50 ^{0}C;
c) – 82 ^{0}C;
d) – 162 ^{0}C;

Національний університет
водного господарства
та природокористування

e) + 20 ^{0}C.

29. Який газ не належить до парникового газу?

a) CO_2;
b) H_2O;
c) CH_4;
d) N_2O;
e) O_3;
f) SO_2.

30. Що означає вираз 378 ppm?

a) концентрація 378 частинок на мільйон;
b) постійна газова стала;
c) концентрація 378 частинок на мільярд.

31. Що таке антропогенні викиди CO_2?

a) викиди вулканів;
b) викиди, що спричинені діяльністю людини;
c) викиди автомобілів;
d) b+c;
e) a+b+c.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

32. Які параметри має суперкритичній фазовий стан CO_2?

a) 7,38 МПа та 31,1 ^{0}C;
b) 6,45 МПа та 21,1 ^{0}C;
c) 6,38 МПа та 11,1 ^{0}C;
d) 5,38 МПа та 81,1 ^{0}C;
e) 4,38 МПа та 91,1 ^{0}C.

33. Рух розчину із місць із більшою концентрацією в місця із меншою концентрацією.

a) адвекція;
b) дисперсія;
c) дифузія;
d) кореляція;
e) a+d.

34. Як називаєть верхн. частине нагнітальної свердловини?

a) сосна;
b) тополя;
c) дуб;
d) граб;
e) ялинка.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

РОЗДІЛ 7

ПРИКЛАДИ РОЗРАХУНКІВ

Завдання включає розрахунок деяких техніко-економічних показників, які визначають якість гірської маси, що видобувається дільницею шахти.

Завдання.

За результатами ситового аналізу вугілля (табл. 7.1) визначити:

a) середню зольність гірничої маси;

b) вихід і зольність "видимої" породи;

c) зольність рядового вугілля після видалення "видимої" породи;

d) на скільки відсотків збільшиться ціна 1 т рядового вугілля після видалення всієї "видимої" породи;

e) знижку породи з гірничої маси кількістю Q = 1000 т, видобутої дільницею за добу.

Примітка.

Кожний студент має індивідуальний номер завдання, який складається з двох цифр. Варіанти виходу класів (табл. 7.1) вибирають по другій цифрі номера завдання. Варіанти зольності класів – по першій цифрі завдання.

Приклад виконання.

Для заданого номера завдання створюємо табл. 7.2 [66].

1. Визначаємо зольність гірської маси

$$\gamma_{+100} = \gamma_{+100}^{к-т} + \gamma_{+100}^{отх} + \gamma_{+100}^{пор}. \qquad (7.1)$$

$$\gamma_{+100} = 4{,}2 + 0{,}5 + 1{,}0 = 5{,}7\%;$$

$$\gamma_{50-100} = 6{,}3 + 0{,}8 + 1{,}5 = 8{,}6\%;$$

$$\gamma_{25-50} = 10{,}9 + 2{,}1 + 3{,}7 = 16{,}7\%;$$

$$A_{+100}^{d} = \frac{\gamma_{+100}^{к-т} \cdot A_{+100}^{к-т} + \gamma_{+100}^{ср} \cdot A_{+100}^{ср} + \gamma_{+100}^{пор} \cdot A_{+100}^{пор}}{\gamma_{+100}}. \qquad (7.2)$$

Таблиця 7.1

Результати ситового аналізу

Показники	+ 100 мм			50 – 100 мм			25-50 мм			13-25 мм	6-13 мм	3–6 мм	0,5-13 мм	0-0.5 мм	Цифра номера завдання	
	к-т	зрос тки	поро да	к-т	зрос тки	поро да	к-т	зрос тки	поро да						друга	перша
Вихід класу, %	4,2	0,5	1,0	6,3	0,8	1,5	10,9	2,1	3,7	8,3	6,5	11,3	18,8	24,1	0;5	
	10,3	0,4	2,2	9,7	0,9	3,2	10,7	1,4	3,7	7,7	14,2	11,1	5,4	19,1	1;6	
	7,5	0,4	2,2	8,3	0,5	3,0	10,2	1,1	3,2	8,2	8,6	12,1	15,4	19,3	2;7	
	5,3	0,2	2,1	10,3	1,2	3,2	7,2	1,0	2,7	7,7	8,1	13,7	14,2	23,1	3;8	
	5,7	0,1	1,3	8,7	0,8	2,5	7,7	1,2	2,9	8,2	14,7	13,3	13,0	19,9	4;9	
Зольність класу, %	6,4	42,2	77,5	7,1	41,2	76,2	7,3	40,3	75,0	28,4	27,3	24,9	22,5	22,7		0;5
	7,1	40,5	75,8	6,9	39,2	76,2	6,4	36,4	76,8	27,3	26,4	24,3	22,0	21,1		1;6
	6,4	35,2	75,7	6,9	36,7	75,9	7,1	39,1	76,2	28,4	27,0	25,9	21,3	23,5		2;7
	5,2	37,0	76,5	5,7	39,0	77,0	6,2	40,2	77,8	29,4	30,7	28,1	26,3	24,3		3;8
	7,4	39,2	78,1	7,7	40,2	77,3	7,9	41,4	77,1	28,9	27,7	24,3	24,1	25,7		4;9

Таблиця 7.2

Результати ситового аналізу

Показники	+ 100 мм			50 – 100 мм			25-50 мм			13-25 мм	6-13 мм	3 - 6 мм	0,5 - 13 мм	0 -0.5 мм
	к-т	зрос тки	поро да	к-т	зрос тки	поро да	к-т	зрос тки	поро да					
Вихід класу, %	4,2	0,5	1,0	6,3	0,8	1,5	10,9	2,1	3,7	8,3	6,5	11,3	18,8	24,1
Зольність класу, %	6,4	35,2	75,7	6,9	36,7	75,9	7,1	39,1	76,2	28,4	27,0	25,9	21,3	23,5

Національний університет
водного господарства
та природокористування

$$A^d_{+100} = \frac{4{,}2 \cdot 6{,}4 + 0{,}5 \cdot 35{,}2 + 1{,}0 \cdot 75{,}7}{5{,}7} = 21{,}08\%;$$

$$A^d_{50–100} = \frac{6{,}3 \cdot 6{,}9 + 0{,}8 \cdot 36{,}7 + 1{,}5 \cdot 75{,}9}{8{,}6} = 21{,}71\%;$$

$$A^d_{25–50} = \frac{10{,}9 \cdot 7{,}1 + 2{,}1 \cdot 39{,}1 + 3{,}7 \cdot 76{,}2}{16{,}7} = 27{,}37\% \cdot$$

$$A^d_c = \frac{\gamma_{+100} \cdot A^d_{+100} + \gamma_{50–100} \cdot A^d_{50–100} + ... + \gamma_{0–0{,}5} \cdot A^d_{0–0{,}5}}{100}. \qquad (7.3)$$

Підставивши дані, отримаємо

$$A^d_c = \frac{5{,}7 \cdot 21{,}08 + 8{,}6 \cdot 21{,}71 + 16{,}7 \cdot 27{,}37 + 8{,}3 \cdot 28{,}4 + 6{,}5 \cdot 27{,}0 +}{100}$$

$$+ \frac{11{,}3 \cdot 25{,}9 + 18{,}8 \cdot 21{,}3 + 24{,}1 \cdot 23{,}5}{100} = 24{,}3\%.$$

2. Визначаємо вихід і зольність “видимої породи”

Видимою породою називають породні фракції крупністю більше 25 мм.

$$\gamma_{вп} = \gamma^{пор}_{+100} + \gamma^{пор}_{50–100} + \gamma^{пор}_{25–50} \cdot \qquad (7.4)$$

$$\gamma_{вп} = 1{,}0 + 1{,}5 + 3{,}7 = 6{,}2\%;$$

$$A^d_{вп} = \frac{\gamma^{пор}_{+100} \cdot A^{пор}_{+100} + \gamma^{пор}_{50–100} \cdot A^{пор}_{50–100} + \gamma^{пор}_{25–50} \cdot A^{пор}_{25–50}}{\gamma_{вп}}; \qquad (7.5)$$

$$A^d_{вп} = \frac{1{,}0 \cdot 75{,}7 + 1{,}5 \cdot 75{,}9 + 3{,}7 \cdot 76{,}2}{6{,}2} = 76{,}05\% .$$

Національний університет
водного господарства
та природокористування

3. Визначаємо зольність рядового вугілля після видалення “видимої” породи

$$\gamma_{вих} = \gamma_{вп} + \gamma_{рв};\ \gamma_{вих} = 100\%;\ \gamma_{вп} = 6{,}2\%;$$

$$\gamma_{рв} = \gamma_{вих} - \gamma_{вп};\ \gamma_{рв} = 100 - 6{,}2 = 93{,}8\%.$$

Для визначення $A^d_{рв}$ складемо рівняння балансу:

$$\gamma_{вих} \cdot A^d_{ср} = \gamma_{вп} \cdot A^d_{вп} + \gamma_{рв} \cdot A^d_{рв}. \qquad (7.6)$$

Звідси:

$$A^d_{рв} = \frac{\gamma_{вих} \cdot A^d_{ср} - \gamma_{вп} \cdot A^d_{вп}}{\gamma_{рв}}. \qquad (7.7)$$

Національний університет
водного господарства
та природокористування

$$A^d_{рв} = \frac{100 \cdot 24{,}3 - 6{,}2 \cdot 76{,}05}{93.8} = 20{,}9\%.$$

4. Визначаємо, на скільки % збільшиться ціна 1 тонни рядового вугілля після видалення “видимої” породи.

Зменшення зольності вугілля на 1% спричиняє збільшення ціни однієї тонни вугілля на 2,5%, тобто:

$$\Delta Ц = \left(A^d_{ср} - A^d_{ср}\right) \cdot 2{,}5 = (24{,}3 - 20{,}9) \cdot 2{,}5 = 8{,}5\%.$$

5.Визначаємо знижку породи з гірської маси кількістю $Q_ф$ =1000 т, видобутої дільницею за добу у випадку перевищення дільничної норми зольності $A^d_{ділн} = 20\%$.

Знижка породи визначається за формулою

Національний університет
водного господарства
та природокористування

$$Q_n = Q_ф \cdot \frac{A^d_ф - A^d_{уч}}{A^d_{вп} - A^d_{уч}}, \qquad (7.8)$$

де $Q_ф$ – фактичний видобуток вугілля дільницею за добу, $Q_ф = 1000$ т – за умовою завдання; $A^d_ф$ – фактична зольність видобутого вугілля, %; $A^d_{уч}$ - розрахункова форма зольності, $A^d_{уч} = 20\%$ за умовою завдання; $A^d_{вп}$ – зольність "видимої" породи, $A^d_{вп} = 76{,}05\%$.

Остаточно отримаємо:

$$Q_n = 1000 \cdot \frac{24{,}5 - 20{,}0}{76{,}05 - 20{,}0} = 76{,}7 \text{ т/добу.}$$

Розрахунок геотермальних енергетичних установок

Задача. Визначити початкову температуру t_2 та кількість геотермальної енергії E_o (Дж) водоносного пласта товщиною *h=0,8 км* при глибині залягання *z=3,5 км*, якщо задані характеристики породи пласта: густина $p_{гр}$ *= 2700 кг/ м*^{3}; пористість *a = 5 %;* питома теплоємність $C_{гр}$ *=840 Дж/(кг· К);* температурний градієнт *(dT/dz) =65* ^{0}*C /км.*

Середню температуру поверхні t_o прийняти рівною 10^0*C.* Питома теплоємність води $C_в$ *= 4200 Дж/(кг · К);* густина води $\rho_в$*= 1·10*^{3} *кг/м*^{3}. Розрахунок виконати відносно площі поверхні *F = 1 км*^{2}. Мінімально допустиму температуру пласта прийняти t_1 $=40^0$C.

Також визначити постійну часу вилучення теплової енергії τ_o (років) при закачуванні води в пласт та її витраті *V* =0,1 *м*^{3}*/(с·км*^{2}*).* Визначити якою буде теплова потужність, яка отримується на початковому етапі $(dE/d\tau)_{\tau=0}$ та через 10 років$(dE/d\tau)_{\tau=10}$.

Дано:

h=0,8 км; z=3,5 км; $p_{гр}$ *= 2700 кг/м*^{3}*;* a *= 5 %;* $C_{гр}$ *=840 Дж/(кг·К); (dT/dz) =65 °C /км;* t_o*=10 °C;* ρ*= 1·10*^{3} *кг/м*^{3}*;* $C_в$ *= 4200 Дж/(кг·К);* F *= 1 км*^{2}*;* t_1 *=40 ° C;* V *=0,1 м*^{3}*/(с·км*^{2}*); 1)* τ*=0 років; 2)* τ*=10 років.*

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Знайти: t_2, E_o, τ_o ?

Розв'язок:

Визначимо температуру водоносного пласта перед початком його експлуатації:

$$t_2 = t_0 + \left(\frac{dT}{dz}\right)\cdot z = 10 + 65\cdot 3{,}5 = 237{,}5^0 C = 510{,}5\ K. \quad (7.9)$$

$$[°C + \frac{^0C}{км}\cdot км] = [°C].$$

Теплоємність пласта $C_{пл}$ (Дж/К) визначають із виразу:

$$C_{пл} = \left[\alpha\cdot\rho_в\cdot C_в + (1-\alpha)\cdot\rho_{гр}\cdot C_{гр}\right]\cdot h\cdot F, \frac{Дж}{К}. \quad (7.10)$$

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Підставивши числові дані отримаємо:

$$C_{пл} = \left[0{,}05\cdot 1\cdot 10^3\cdot 4200 + (1-0{,}05)\cdot 2{,}7\cdot 10^3\cdot 840\right]\cdot 800\cdot 1\cdot 10^6 =$$

$$= 1{,}9\cdot 10^{15}\frac{Дж}{К};$$

$$[\frac{кг}{м^3}\cdot\frac{Дж}{кг\cdot К} + \frac{кг}{м^3}\cdot\frac{Дж}{кг\cdot К}]\cdot м\cdot м^2 = [Дж/К].$$

Теплова потужність, яка отримується на початковому етапі E_o розраховується за формулою:

$$E_0 = C_{пл}\cdot(T_2 - T_1),\ Дж. \quad (7.11)$$

Підставивши числові дані, отримаємо:

$$E_0 = 1{,}9\cdot 10^{15}\cdot(237{,}5 - 40) = 3{,}7\cdot 10^{17},\ Дж.$$

$$[\frac{Дж}{К}\cdot К] = Дж.$$

Національний університет водного господарства та природокористування

Постійну часу вилучення теплової енергії пласта τ_o (можливий час використання, років) при відведенні теплової енергії та закачуванні у нього води із об'ємною витратою V ($м^3/с$) визначають за наступною формулою

$$\tau_0 = \frac{C_{пл}}{V \cdot \rho_в \cdot C_в}, \text{ с.} \qquad (7.12)$$

Підставивши числові дані отримаємо:

$$\tau_0 = \frac{1{,}9 \cdot 10^{15}}{0{,}1 \cdot 1000 \cdot 4200} = 4{,}5 \cdot 10^9 c = 143 роки \cdot$$

$$\frac{Дж}{К} \cdot \frac{с}{м^3} \cdot \frac{м^3}{кг} \cdot \frac{кг \cdot К}{Дж} = с$$

Теплова потужність на початковому етапі буде рівною :

$$\left(\frac{dE}{d\tau}\right)_{\tau=0} = \frac{E_0}{\tau_0} \cdot e^{-\frac{\tau}{\tau_0}} = \frac{E_0}{\tau_0} \cdot 1 = \frac{3{,}7 \cdot 10^{17}}{4{,}5 \cdot 10^9} = 0{,}82 \cdot 10^8 Вт = 82 МВт,$$

а через 10 років

$$\left(\frac{dE}{d\tau}\right)_{\tau=10} = \frac{E_0}{\tau_0} \cdot e^{-\frac{\tau}{\tau_0}} = \frac{E_0}{\tau_0} \cdot e^{-\frac{10}{143}} = \left(\frac{dE}{d\tau}\right)_{\tau=10} \cdot e^{-\frac{10}{143}} = 82 \cdot e^{-\frac{10}{143}} = 76 МВт.$$

Отже, початкова температура $t_2 = 237{,}5$ °С; теплова потужність до початку експлуатації $E_o = 3{,}7 \cdot 10^{17}$ Дж; можливий час використання пласта τ_0=143 роки; теплова потужність на початковому етапі $\left(\frac{dE}{d\tau}\right)_{\tau=0} = 82$ МВт, а через десять років $\left(\frac{dE}{d\tau}\right)_{\tau=10} = 76$ МВт.

Вихідні дані вибираються із табл. 7.3.

Таблиця 7.3

Вихідні дані

Варіант	h, км	z, км	$\rho_{гр}$, кг/м^3	a, %	$C_{гр}$, Дж/(кг·К)	(dT/dz), °С /км	t_o, °С	ρ, кг/м^3	$C_в$, Дж/(кг·К)	F, км^2	t_1, °С	V, м^3/(с·км^2)	τ_1, років	τ_2, років
1	0,6	2,5	2500	3	700	60	10	1000	4200	1	40	0,1	0	10
2	0,7	2,6	2510	4	710	61	11	1000	4200	1,1	41	0,11	0	11
3	0,8	2,7	2520	5	720	62	12	1000	4200	1,2	42	0,12	0	12
4	0,9	2,8	2530	6	730	63	13	1000	4200	1,3	43	0,13	0	13
5	1,1	2,9	2540	7	740	64	14	1000	4200	1,4	44	0,14	0	14
6	1,2	3,0	2550	8	750	65	15	1000	4200	1,5	45	0,15	0	15
7	1,3	3,1	2560	3	760	66	16	1000	4200	1,6	46	0,16	0	16
8	1,4	3,2	2570	4	770	60	10	1000	4200	1	47	0,17	0	17
9	1,5	3,3	2580	5	780	61	11	1000	4200	1,1	40	0,18	0	18
10	0,6	3,4	2590	6	790	62	12	1000	4200	1,2	41	0,19	0	19
11	0,7	3,5	2600	7	800	63	13	1000	4200	1,3	42	0,2	0	20
12	0,8	3,6	2610	8	810	64	14	1000	4200	1,4	43	0,1	0	10
13	0,9	2,5	2620	3	820	65	15	1000	4200	1,5	44	0,11	0	11
14	1,0	2,6	2630	4	830	66	16	1000	4200	1,6	45	0,12	0	12
15	1,1	2,7	2640	5	840	60	10	1000	4200	1	46	0,13	0	13
16	1,2	2,8	2650	6	850	61	11	1000	4200	1,1	47	0,14	0	14
17	1,3	2,9	2670	7	860	62	12	1000	4200	1,2	40	0,15	0	15
18	1,4	3,0	2660	8	815	63	13	1000	4200	1,3	41	0,16	0	16
19	1,5	3,1	2680	3	825	64	14	1000	4200	1,4	42	0,17	0	17
20	0,6	3,2	2690	4	835	65	15	1000	4200	1,5	43	0,18	0	18
21	0,7	3,0	2510	5	705	60	10	1000	4200	1,4	40	0,1	0	10
22	0,8	3,3	2515	6	715	61	11	1000	4200	1,3	41	0,11	0	11
23	0,9	3,4	2525	7	725	62	12	1000	4200	1,2	42	0,12	0	12
24	1,0	3,5	2535	8	735	63	13	1000	4200	1,1	43	0,13	0	13
25	1,1	3,6	2535	3	745	64	14	1000	4200	1	44	0,14	0	14
26	1,2	2,7	2545	4	755	65	15	1000	4200	1,4	45	0,15	0	15

Національний університет
водного господарства
та природокористування

РОЗДІЛ 8

ПОРЯДОК І КРИТЕРІЇ ОЦІНЮВАННЯ ЗНАНЬ

Основне завдання контролю знань з дисципліни «Геотехнології гірництва» – оцінити засвоєння теоретичних знань і навичок, набутих під час навчання. При цьому, контрольні заходи повинні:

1) стимулювати систематичну самостійну роботу над навчальним матеріалом;

2) забезпечити закріплення та реалізацію набутих теоретичних знань при виконанні практичних завдань на базах виробничої практики (за місцем роботи);

3) прищепити навички відповідального ставлення до своїх обов'язків, самостійного цілеспрямованого пошуку потрібної інформації, чіткої організації свого робочого дня.

Згідно з навчальним планом дисципліни "Геотехнології гірництва" (7 семестр) передбачена форма підсумкового контролю – іспит. Оцінювання знань здійснюється за 100-бальною шкалою.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Шкала оцінювання в КМСОНП та ECTS

90-100 балів – **"відмінно"**;
82-89 балів – **"дуже добре"**;
74-81 балів – **"добре"**;
64-73 балів – **"задовільно"**;
60-63 балів – **"достатньо"**;
35-59 балів – **"незадовільно"** з можливістю повторного складання ;
1 -34 балів – **"незадовільно"** з обов'язковим повторним курсом.

Поточний контроль знань студентів

Система поточного контролю студентів передбачає їх оцінювання за двома основними напрямками:

а) перевірка теоретичних знань;

б) перевірка виконання індивідуальних практичних завдань.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Оцінювання рівня засвоєння теоретичних знань залежно від вибору викладача може проводитись в одній з альтернативних форм:

- за результатами звітів про вивчення відповідних тем дисципліни або написання рефератів згідно з тематичним планом;
- за підсумками тестування;
- під час проведення усної співбесіди керівника курсу зі студентом, в процесі якої студент дає відповіді на питання з різних тем дисципліни.

Оцінювання рівня набутих практичних навичок здійснюється за результатами виконання та захисту індивідуальних практичних завдань, які виконують студенти.

Підсумковий контроль знань студентів

Формою підсумкового контролю знань студентів з дисципліни "Геотехнології гірництва" (7 семестр) є іспит з урахуванням поточної успішності студентів.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Оцінка рівня знань при складанні іспитів

Оцінка	
«відмінно»	Студент має систематичні та глибокі знання навчального матеріалу, вміє без помилок виконувати практичні завдання, які передбачені програмою курсу, засвоїв основну й ознайомився з додатковою літературою, викладає матеріал у логічній послідовності, робить узагальнення і висновки, наводить практичні приклади у контексті тематичною теоретичного матеріалу.
«добре»	Студент повністю засвоїв навчальний матеріал, знає основну літературу, вміє виконувати практичні завдання, викладає матеріал у логічній послідовності, робить певні узагальнення і висновки, але не наводить практичних прикладів у контексті тематичного теоретичного матеріалу або допускає незначні помилки у формуванні термінів, невеликі арифметичні помилки у розрахунках при вирішення практичних завдань.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Оцінка	
«задовільно»	Студент засвоїв матеріал не у повному обсязі, дає неповну відповідь на поставлені теоретичні питання, допускається грубих помилок у розрахунках при розв'язанні практичного завдання.
«незадовільно»	Студент не засвоїв навчальний матеріал, дає неправильні відповіді на поставлені теоретичні питання, не вміє або неправильно виконує розрахунки при розв'язанні практичних завдань.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Національний університет
водного господарства
та природокористування

РОЗДІЛ 9

ТЕРМІНОЛОГІЧНИЙ СЛОВНИК

Активатори – реагенти, що сприяють закріпленню збирача на поверхні мінералів.

Важкі мінеральні суспензії – суспензія тонкоподрібненої твердої речовини (обважнювача) у воді (дисперсійна середовище) з густиною, проміжною між густинами мінералів, що розділяють. Використовуються в процесі збагачення у важких середовищах.

Важкі рідини – хлориди кальцію і цинку (густина 2г/см^3), бромоформ (2,9), тетраброметан (2,95…3); рідина Тулі (3,2) та інші. Застосовуються в лабораторних умовах при вивченні фракційного складу руди.

Вилучення – ε - величина, що показує, яка частина всієї кількості того чи іншого корисного компонента, що міститься в руді, перейшла в даний продукт збагачення.

Вихід продукту – γ – кількість продукту збагачення, виражена у відсотках від кількості руди, що прийнята за 100%.

Відсадження – процес розподілу мінералів за густиною в пульсуючому висхідно-низхідному потоці води (гідравлічне відсадження) або повітряне (пневматичне відсадження). Здійснюється у відсадних млинах.

Вміст компонента – β – масова частка компонента (мінералу або хімічної сполуки) в руді або продукті збагачення.

В'язкість рідини/суспензії – її властивість чинити опір руху в ній твердих частинок обважнювача і мінеральних зерен. Характеризується плинністю і залежить від концентрації та дисперсності обважнювача.

Геологічна секвестрація CO_2 – уловлювання CO_2 із стаціонарних джерел та закачування його в надра.

Геотермальна енергія – це тепло Землі, яке переважно утворюється внаслідок розпаду радіоактивних речовин у земній корі та мантії.

Геотермальні води – екологічно чисте джерело енергії, що постійно відновлюється. Воно суттєво відрізняється від інших альтернативних джерел енергії тим, що його можна використовувати незалежно від кліматичних умов і пори року.

Національний університет водного господарства та природокористування

Геотермальний градієнт – фізична величина, що описує швидкість нагрівання Землі залежно від відстані від поверхні. Математично виражає зміну температури, що припадає на одиницю глибини.

Гідравлічна класифікація – метод розділення суміші мінералів у водному середовищі на класи різної крупності на основі відмінності швидкостей падіння частинок різного розміру.

Гідравлічний класифікатор – апарат, призначений для виділення кількох фракцій крупності.

Гідрогенізація – приєднання водню до простих та складних речовин при наявності каталізаторів.

Гідроциклон – апарат, що застосовується для гідравлічної класифікації тонкодисперсних продуктів.

Глобальне потепління – теорія, згідно якої температура поверхні Землі підвищується в результаті збільшення концентрації різних газів (парникових) в атмосфері.

Парникові гази - гази, що поглинають теплове випромінювання поверхні Землі і хмар (інфрачервона радіація) і відбивають його назад до Землі. До основних парникових газів в атмосфері Землі належать водяна пара (H_2O), двоокис карбону (CO_2), закис нітрогену (N_2O), метан (CH_4) і озон (O_3).

Згідно з Додатком А до Кіотського протоколу визначено шість основних парникових газів, які дають внесок до парникового ефекту. Цими газами є:

1. діоксид карбону, CO_2;
2. метан, CH_4;
3. закис нітрогену, N_2O;
4. гідрофторвуглецеві сполуки;
5. перфторвуглецеві сполуки;
6. гексафторид сулфуру, SF_6.

Гравітаційні процеси збагачення – методи розділення мінералів, засновані на відмінностях в їх щільності, крупності і формі зерен.

Гранулометричний склад руди або продукту збагачення – кількісне співвідношення вмісту шматків (зерен, часток) різної крупності в масі вихідної проби.

Грохочення – процес поділу зернистого матеріалу за крупністю шляхом розсіву на колосникових гратах, ситах або решетах.

Національний університет водного господарства та природокористування

Депрессори – реагенти, що перешкоджають флотації мінералів порожньої породи.

Допоміжні процеси – зневоднення концентратів і хвостів збагачення, сушка концентратів, пиловловлювання.

Дренування – видалення води із кускового матеріалу шляхом природного просочування води під дією сили тяжіння.

Дробарка – апарат, в якому здійснюється процес дроблення. Найбільш часто застосовуються конусні, щокові, валкові, молоткові, роторні дробарки.

Дроблення – зменшення крупності матеріалу під впливом зовнішніх сил.

Електризація (зарядка) мінералів – надання мінералам електричних зарядів перед розподілом в електричному полі. Розрізняють електризацію тертям, впливом потоку іонів, температури та ін.

Електричний метод збагачення (електрична сепарація) – метод розділення мінералів, заснований на відмінностях в їх електропровідності.

Національний університет водного господарства та природокористування

Електричне збагачення – метод розподілу мінералів, оснований на відмінності в їх електричних властивостях - електропровідності та діелектричній проникності); здійснюється під впливом електричного поля.

Збагачення в струмені води, що тече по похилій площині – спосіб розділення мінералів, заснований на тому, що важкі і легкі частинки під впливом динамічного впливу потоку води рухаються за різними траєкторіями. Здійснюється на концентраційних столах, шлюзах, гвинтових сепараторах, струменевих жолобах, конусних сепараторах та деяких інших апаратах.

Збагачення у важких середовищах – розділення мінералів за густиною в гравітаційному або відцентровому полі в середовищі, густина якого є проміжною між густинами мінералів, що розділяються.

Збагачення руд – сукупність методів їх механічної переробки з метою отримання одного або декількох корисних компонентів і видалення порожньої породи та шкідливих домішок.

Замкнуте водопостачання – система водопостачання збагачувальної фабрики, при якій відстояна вода хвостосховища після очищення знову надходить у технологічний процес.

Національний університет водного господарства та природокористування

Збирачі – органічні сполуки, що застосовуються для виборчої гідрофобізації поверхні мінералів.

Згущення – процес осадження твердих частинок та виділення рідкої фази у вигляді зливу.

Змочуваність – здатність поверхні мінеральних частинок взаємодіяти з молекулами води під впливом сил молекулярного притягання.

Зневоднення – процес видалення води із продуктів збагачення. Включає два етапи: механічне видалення води (шляхом дренування, згущення, центрифугування або фільтрування) і термічну сушку.

Каверна – порожнина в гірських породах, що виникає здебільшого внаслідок вилуговування водою розчинних частинок (карст) або застигання лави, насиченої газовими компонентами.

Кероген – геохімічно перетворений залишок органічної речовини, органічна частина горючих сланців. Кероген – частина розсіяної органічної речовини осадових гірських порід (низьких стадій перетворення), нерозчинна в органічних розчинниках. Він являє собою асоціацію різнорідних детритних і тонкодисперсних органічних залишків, перетворених головним чином в анаеробних умовах. Вміст в горючих сланцях становить до 60%.

Конусний сепаратор – збагачувальний гравітаційний апарат для розділення мінералів за густиною.

Концентрати – мінеральні продукти, в яких зосереджений корисний компонент в кількості, що відповідає ГОСТу, технічним умовам або галузевим стандартам.

Концентраційний стіл – збагачувальний гравітаційний апарат для розділення мінералів за густиною в потоці води, що тече по похилій площині.

Корисні компоненти – мінерали або окремі хімічні сполуки, що входять до складу руди і представляють інтерес для їх подальшого використання.

Корисні копалини – природні мінеральні утворення, які з достатнім економічним ефектом можуть бути використані в тій чи іншій галузі промисловості. Залежно від фізичного стану корисні копалини поділяються на тверді (руди, нерудні корисні копалини, вугілля), рідкі (нафта, мінеральні води) і газоподібні (природний горючий газ).

Національний університет водного господарства та природокористування

Магнітна сприйнятливість – фізична величина, що характеризує здатність того чи іншого тіла змінювати інтенсивність власної намагніченості. Для кількісної характеристики магнітних властивостей мінералів використовують питому магнітну сприйнятливість χ (магнітну сприйнятливість, віднесену до щільності тіла), $м^3/кг$.

Магнітний метод збагачення (магнітна сепарація) – метод розділення мінералів, заснований на використанні відмінностей в їх магнітних властивостях.

Магнітні сепаратори – це апарати для збагачення руд в магнітному полі. Для вилучення сильно магнітних мінералів застосовують сепаратори зі слабким полем (80-120кА/м), для слабомагнітних - з сильним (800-1600 кА/м).

Мінерали – природні хімічні сполуки, однорідні за складом і фізичними властивостями, що утворюються в результаті фізико-хімічних процесів у земній корі.

Млин – апарат, в якому здійснюється подрібнення руди. Найбільш часто застосовуються шарові, стрижневі, рудно-галькові млини, а також млини самоподрібнення.

Основні процеси збагачення – процеси власне збагачення (розділення мінералів), в результаті яких корисні компоненти виділяються у вигляді концентратів, а порода і домішки видаляються у вигляді хвостів. Засновані на відмінностях у фізичних або фізико-хімічних властивостях мінералів: крупності, формі, густині, магнітній проникності, електропровідності, змочуваності та ін.

Парниковий ефект – явище в атмосфері Землі, при якому енергія сонячних променів, відбиваючись від поверхні Землі, не може повернутися в космос, оскільки затримується молекулами різних газів.

Пептизатори – реагенти, що застосовуються для злипання шламів з метою зниження їх негативного впливу на флотацію.

Піноутворювачі – поверхнево-активні речовини, що збільшують дисперсність бульбашок повітря в пульпі і підвищують стійкість мінералізованої піни.

Піроліз – розщеплення складних органічних сполук на простіші при високій температурі. Мета піролізу нафтової сировини — отримання вуглеводневого газу з високим вмістом неграничних вуглеводнів; сировиною для піролізу є також газоподібні вуглеводні (етан, пропан, бутан і їх суміші). Продукти піролізу – етилен, іноді

– пропілен, бутилен і бутадієн. Побічні корисні продукти піролізу – смоли, що містять моно- і поліциклічні арени (бензол, толуол, ксилоли, нафталін, антрацен та ін.).

Подрібнення – процес зменшення крупності частинок розкриття зростків мінералів у результаті механічної дії.

Порода – мінерали, що входять до складу даної руди і не представляють практичної цінності в конкретній економічній ситуації. При збагаченні вони видаляються у відходи.

Промивання – процес дезінтеграції (розпушення) глинистого матеріалу, цементуючого рудні зерна з подальшим видаленням тонких глинистих частинок разом з водою.

Промисловий пил – стійка суспензія твердих (мінеральних) часток крупністю не більше 0,5 мм.

Пульпа – вода з розташованими в ній у зваженому стані мінеральними частинками.

Регулятори середовища – хімічні сполуки, що регулюють іонний склад пульпи.

Рівнопадаючі зерна – мінеральні зерна, які при різних густинах і розмірах володіють однаковою швидкістю падіння у водному середовищі.

Руди – корисні копалини, які містять корисні компоненти (мінерали) в кількості, достатній для того, щоб їх вилучення при сучасному стані техніки і технології було економічно вигідним. Руди складаються з мінералів.

Рудопідготовка (підготовчі процеси) – дроблення, подрібнення і грохочення та класифікація. Призначена для руйнування монолітних шматків руди і отримання продукту заданої крупності, що забезпечує нормальний хід подальшого процесу розподілу.

Сепаратор – загальна назва збагачувальних апаратів, в яких здійснюється розподіл мінералів.

Силікоз – захворювання людини, викликане тривалим вдиханням пилу, що містить вільний діоксид силіцію, відноситься до професійних захворювань.

Ситовий аналіз – метод визначення гранулометричного складу сипучого матеріалу.

Спеціальні методи збагачення – методи розділення мінералів, засновані на відмінностях в їх оптичних (фотометрична сепарація),

Національний університет водного господарства та природокористування

люмінесцентних (люмінесцентна сепарація), радіометричних (радіометрична сепарація) та ін властивостях.

Спіральний класифікатор – апарат, призначений для допоміжної гідравлічної класифікації руди при її подрібненні.

Стійкість важкої мінеральної суспензії – здатність суспензії у вільному стані зберігати постійну густину в різних за висотою шарах.

Струменевий жолоб (струменевий концентратор) – збагачувальний гравітаційний апарат для розділення мінералів за густиною в потоці води, що тече по похилій площині.

Супутні компоненти – мінерали або окремі хімічні сполуки, що містяться в руді в порівняно невеликих кількостях. Вилучення цих компонентів в самостійний продукт економічно вигідне тільки попутно з основним корисним компонентом.

Фільтрування – операція зневоднення шляхом пропускання пульпи через пористу перегородку.

Флотаційний метод збагачення (флотація) – метод розподілу мінералів, заснований на відмінності у фізико-хімічних властивостях їх поверхні, що обумовлюють різну змочуваність водою.

Флотація – метод збагачення, заснований на відмінності у фізико-хімічних властивостях поверхні мінералів, які обумовлюють їх різну змочуваність водою.

Флотомашина – апарат для розділення мінералів флотаційним методом. Основні конструкції флотомашин розрізняються за способом аерації і перемішування пульпи (механічні, пневматичні, пневмомеханічні).

Хвости – мінеральні продукти, в яких у результаті процесу збагачення сконцентрована порожня порода, шкідливі домішки і залишкова частина корисного компоненту.

Хвостосховище – спеціально відгороджена територія, призначена для прийому і зберігання відходів збагачення.

Шкідливі домішки – мінерали, окремі хімічні сполуки або елементи, що містяться в рудах і знижують якість цінного компонента, що вилучається.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

РОЗДІЛ 10

ТАБЛИЦІ ПЕРЕВОДУ ВЕЛИЧИН

Довжина

США, Великобританія	Метрична система
1 дюйм (Inch)	2,540 см
1 фут (foot) (12 дюймів)	30,480 см
1 ярд (3 фута=36 дюймів)	91,440 см
1 миля (1760 ярдів)	1609,344 м
1 морська миля	1852 м

Метрична система довжин

1 сантиметр (см) = 10 міліметрів (мм)
1 дециметр (дм) = 10 сантиметрів (см)
1 метр (м)= 10 дециметрів (дм) = 100 сантиметрів (см)
1 кілометр (км) = 1 000 метрів (м)

Площа

	$см^2$	$м^2$	$км^2$	$дюйм^2$	$фут^2$	$ярд^2$	$акр^2$	$миля^2$
$см^2$	1	0,0001	-	0,155	0,001076	0,0001196	-	-
$м^2$	10000	1	0,000001	1550	10,7639	1,19599	0,0002471	-
$км^2$	-	1000000	1	-	-	-	247,105	0,386102
$дюйм^2$	6,4516	0,000645	-	1	0,006944	0,000772	-	-
$фут^2$	929,03	0,092903	-	144	1	0,111111	0,000023	-
$ярд^2$	8361,27	0,836127	-	1296	9	1	0,0002066	-
$акр^2$	-	4046,86	0,004047	-	43560	4840	1	0,001562
$миля^2$	-	-	2,589987	-	-	-	640	1

Метрична система площ

1 кв. метр ($м^2$) = 100 кв. дециметрів ($дм^2$) = 10 000 кв. сантиметрів ($см^2$)
1кв. кілометр ($км^2$) = 1 000 000 кв. метрів ($м^2$)
1 ар (а) = 100 кв. метрів ($м^2$)
1 гектар (га) = 100 ар (а) = 10 000 кв. метрів ($м^2$).

Швидкість

Милі	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Кілометри	32	48	64	80	96	112	128	144	161

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Тиск

	атм	мм рт.ст.	мбар	бар	паскаль	дюйм вод.ст.	дюйм. рт.ст	psi
атм	1	760	1013,25	1,0132	101325	406,781	29,9213	14,6959
мм рт.ст.	0,0013158	1	1,33322	0,001333	133,322	0,53524	0,03937	0,019337
мбар	0,0009869	0,750062	1	0,001	100	0,401463	0,02953	0,014504
бар	0,9869	750,062	1000	1	100000	401,463	29,53	14,504
паскаль	0,0000099	0,007501	0,01	0,00001	1	0,004015	0,0002953	0,000145
дюйм вод.ст.	0,0024583	1,86832	2,49089	0,002491	249,089	1	0,073556	0,036127
дюйм. рт.ст	0,033421	25,4	33,8639	0,0338639	3386,39	13,5951	1	0,491154
psi	0,068046	51,7149	68,9476	0,68948	6894,76	27,6799	2,03602	1

Температура

	^{0}C	^{0}F	K
Абсолютний нуль	-273.15	-459	0
	-50	-58	223
	-18	0	255
	-10	14	263
Танення льоду	0	32	273
	10	50	283
	15	59	288
	20	68	293
	25	77	298
	30	86	303
	38	100	311
	50	122	323
Кипіння води	100	212	373

Формули співвідношення температур:

$$^0F = (^0C \cdot 1{,}8) + 32;$$

$$^0C = \frac{(^0F - 32)}{1{,}8};$$

$$K = ^0C + 273{,}15.$$

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Об'єм та вимірювання рідин

Одиниця	Значення в системі СІ
нафтовий барель (США) (petroleum barrel)	158,987 $дм^3$
сухий барель (США)	115,627 $дм^3$
бушель (Великобританія) (bushel)	36,3687 $дм^3$
бушель (США) (bushel)	35,2391 $дм^3$
галлон (Великобританія)	4,54609 $дм^3$
рідкий галон (США)	3,78541 $дм^3$
сухий галон (США)	4,40488 $дм^3$
кварта (Великобританія) (quart)	1,1361 $дм^3$
суха кварта (США) (quart)	1,10122 $дм^3$
рідка кварта (США) (quart)	0,946353 $дм^3$
рідка унція (Великобританія) (fluid ounce)	28,4130 $см^3$
рідка унція (США) (fluid ounce)	29,5735 $см^3$
пінта (Великобританія)	0,568261 $дм^3$
суха пінта (США)	0,550610 $дм^3$
рідка пінта (США)	0,473176 $дм^3$

Метрична система мір об'єму

1 літр (л) = 1 (куб. дециметр) $дм^3$ = 1 000 куб. сантиметрів ($см^3$)
1 гектолітр (гл) = 100 літрів (л)
1 куб. дециметр ($дм^3$) = 1 000 куб. сантиметрів ($см^3$)
1 куб. метр ($м^3$) = 1 000 куб. дециметрів ($дм^3$) = 1 000 000 куб. сантиметрів ($см^3$)

Вага

Метрична система мір ваги

1 грам (г) = 1 000 міліграмів (мг)
1 кілограм (кг) = 1 000 грамів (г)
1 центнер (ц) = 100 кілограмів (кг)
1 тонна (т) = 1 000 кілограмів (кг)
1 карат (кар) = $2 \cdot 10^{-4}$ кг

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Англійські та американські міри ваги

	кг	тонна	фунт	англ. центнер (UK cwt)	англ. тонна	центнер США (US cwt)	тонна США
кг	1	0,001	2,20462	0,019684	0,000984	0,022046	0,001102
тонна	1000	1	2204,62	19,6841	0,984207	22,0462	1,10231
фунт	0,453592	0,000454	1	0,008929	0,000446	0,01	0,0005
англ. центнер (UK cwt)	50,8023	0,05802	112	1	0,05	1,12	0,056
англ. тонна	1016,05	1,01605	2240	20	1	22,4	1,12
центнер США (US cwt)	45,3592	0,045359	100	0,892857	0,044643	1	0,05
тонна США	907,185	0,907185	2000	17,8517	0,892857	20	1

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Потужність

величина	назва	позначення		величина	назва	позначення	
10^{1} Вт	декават	даВт	daW	10^{-1} Вт	дециват	дВт	dW
10^{2} Вт	гектоват	гВт	hW	10^{-2} Вт	сантиват	сВт	cW
10^{3} Вт	кіловат	кВт	kW	10^{-3} Вт	міліват	мВт	mW
10^{6} Вт	мегават	МВт	MW	10^{-6} Вт	мікровat	мкВт	μW
10^{9} Вт	гігават	ГВт	GW	10^{-9} Вт	нановат	нВт	nW
10^{12} Вт	терават	ТВт	TW	10^{-12} Вт	піковат	пВт	pW
10^{15} Вт	петават	ПВт	PW	10^{-15} Вт	фемтоват	фВт	fW
10^{18} Вт	ексават	ЕВт	EW	10^{-18} Вт	аттоват	аВт	aW
10^{21} Вт	цетават	ЗВт	ZW	10^{-21} Вт	цептоват	зВт	zW
10^{24} Вт	йотават	ЙВт	YW	10^{-24} Вт	йоктоват	йВт	yW

Національний університет
водного господарства
та природокористування

Теплота

1 Дж	0,24 кал
1 кДж	0,28 Вт·год
1 Вт	1 Дж/с
1 кал	4,2 Дж
1 ккал/год	1,163 Вт
1 ккал	3,968 Btu
1 Btu	1,055 кДж

Тепловміст

1 кДж/кг	0,43 Btu/lb
1 кДж/м^3	26,84·10^{-3} Btu/ft^3
1 МДж/м^3	26.84 Btu/ft^3
1 ккал/м^3	0,112 Btu/ft^3

Розчинність кислот, солей та основ у воді

	КАТІОНИ																		
	H^+	K^+	Na^+	NH_4^+	Ba^{2+}	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Al^{3+}	Cr^{3+}	Fe^{2+}	Fe^{3+}	Ni^{2+}	Mn^{2+}	Zn^{2+}	Ag^+	Hg^{2+}	Cu^{2+}	Pb^{2+}	Sn^{2+}
OH^-	—	Р	Р	Р	Р	М	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	—	—	Н	Н	Н
Cl^-	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Н	Р	Р	М	Р
Br^-	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Н	М	Р	М	Р
I^-	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	—	Р	Р	Р	Н	Н	Р	Н	М
S^{2-}	Р	Р	Р	Р	Р	М	М	—	—	Н	—	Н	Н	Н	Н	Н	Р	Н	Н
SO_3^{2-}	Р	Р	Р	Р	Н	Н	Н	—	—	Н	—	Н	Н	Н	Н	—	—	Н	—
SO_4^{2-}	Р	Р	Р	Р	Н	М	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	М	Р	Р	Н	Р
PO_4^{3-}	Р	Р	Р	Р	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	Н	—	Н	Н	Н
CO_3^{2-}	Р	Р	Р	Р	Н	Н	Н	—	—	Н	—	—	Н	Н	Н	—	Н	Н	—
SiO_3^{2-}	Н	Р	Р	—	Н	Н	Н	Н	—	Н	Н	—	Н	Н	—	—	Н	Н	—
NO_3^-	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р
CH_3COO^-	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	—	Р	Р	—	Р	Р	Р	М	Р	Р	Р	Р

Примітка.

Р	розчиняється
М	мало розчиняється
Н	практично не розчиняється
—	сполука розкладається водою або не існує

Національний університет

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Білецький Володимир Стефанович. Переробка і якість корисних копалин : навч. посібник для вузів / В. С. Білецький, В. О. Смирнов. – Донецьк : Східний видавничий дім, 2005. – 324 с. – ISBN 966-7804-96-8.

2. Серго Е. Е. Дробление, измельчение и грохочение полезных ископаемых: учеб. для вузов / Е. Е. Серго. – М. : Недра, 1985. – 285 с.

3. Гірничий енциклопедичний словник: тт. 1 і 2 / за ред. В. С. Білецького. – Донецьк : Східний видавничий дім, 2001, 2002. – 1116 с.

4. Бедрань Н. Г. Переработка и качество полезных ископаемых : учебник для вузов / Н. Г. Бедрань, Л. М. Скоробогатова. – М. : Недра, 1986. – 272 с.

5. Бережний М. М. Збагачення та окускування сировини / М. М. Бережний, В. П. Мовчан. – Кривий Ріг, 2000. – 368 с.

6. Серго Е. Е. Опробование и контроль технологических процессов обогащения / Е. Е. Серго. – 2-е изд. – К. : Вища школа, 1979. – 272 с.

7. Смирнов В. О. Гравітаційні процеси збагачення корисних копалин / В. О. Смирнов, В. С. Білецький. – Донецьк : Східний видавничий дім, 2005. – 300 с.

8. Шилаев В. П. Основы обогащения полезных ископаемых: учеб. пособие для вузов / В. П. Шилаев. – М. : Недра, 1986. – 296 с.

9. Кармазин В. В. Магнитные, электрические и специальные методы обогащения полезных ископаемых / В. В. Кармазин. – М. : Моск. гос. горный ун-т, 2002. – 508 с.

10. Смирнов В.О., Білецький В.С. Проектування збагачувальних фабрик : навч. посібник для вузів / В. О. Смирнов, В. С. Білецький. – Донецьк : Східний видавничий дім, 2002. – 296 с.

11. Абрамов А. А. Флотационные методы обогащения: учебник для вузов / А. А. Абрамов. – М. : Недра, 1984. – 383 с.

12. Самилін В. М. Спеціальні методи збагачення корисних копалин / В. М. Самилін, В. С. Білецький. – Донецьк : Східний видавничий дім, 2003. – 116 с.

Національний університет водного господарства та природокористування

13. Чуянов Г. Г. Обезвоживание, пылеулавливание и охрана окружающей среды: учеб. для вузов / Г. Г. Чуянов. – М. : Недра, 1987. – 260 с.

14. Yergin Daniel. The prize : the epic quest for oil, money, and power / Daniel Yergin. – 773 p. – ISBN 0-671-50248-4.

15. Маланчук Зіновій Романович. Гідровидобуток корисних копалин : навч. посібн. / З. Р. Маланчук, С. Р. Боблях, Є. З. Маланчук. – Рівне: НУВГП, 2009. – 280 с. – ISBN 978-966-327-083-8.

16. Rachovich David. Estimated Proved Oil Reserves / David Rachovich // Oil & Gas Journal. – January 1, 2010.

17. Veil J. A. Water issues associated with heavy oil production / J. A. Veil. U.S. – Department of Energy, National Technology laboratory. – 2008.

18. www.canadasoilsands.ca.

19. Mitchell Bill. Oil well drilling engineering, 8th ed. / Bill Mitchell. – Colden, Colorado, 1992.

20. www.petrobank.com

21. Dostrovsky I. Energy and the Missing Resource: A View from the Laboratory / I. Dostrovsky. – Cambridge University Press, 1988. – P.18.

22. Moody R. Oil & Gas Shales, Definitions & Distribution In Time & Space. In The History of On-Shore Hydrocarbon Use in the UK / R. Moody. – Geological Society of London, 2007. – P. 1.

23. Louw S. J. Studies of the Scottish oil shale industry. Vol.1 History of the industry, working conditions, and mineralogy of Scottish and Green River formation shales / S. J. Louw, J. Addison , A. Seaton. – Final report on US Department of Energy. Institute of Occupational Medicine, 1985. – 35 p.

24. Cane R. F. Oil Shale / R. F. Cane, Teh Fu Yen, Chilingar George V. – Amsterdam: Elsevier, 1976. – P. 56.

25. http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas.

26. http://www.patriot-nrg.ua/ukr/ecologies/view/1.

27. American Petroleum Institute (API). Joint Association Survey (JAS) on Drilling Costs. – Washington, D.C., 2005.

28. US Environmental Protection Agency (EPA). Exemption of Oil and Gas Exploration and Production Wastes from Federal Hazardous Waste Regulations. – 2010.

29. О. Семченко. Чи зможе український метан замінити російський? / О. Семченко. Економічна правда, 25 лютого. – 2010.

Національний університет водного господарства та природокористування

30. http://bigreferat.com/ukr/bigreferat5100.html

31. Басниев К. С. Природные газогидратные ресурсы, проблемы, перспективы. – М. : Нефть и газ, 2003. – Вып. 28. – 20 с.

32. Родіонова Т. В. Газові гідрати в екосистемі Землі / Т. В. Родіонова, Д. В. Солдатов, Ю. А. Дядін. – Хімія на користь стійкого розвитку, 1998, т. 6, №1. – С.51–74.

33. Маланчук З. Р. Научные основы скважинной гидротехнологии / З. Р. Маланчук. – Ровно : РГТУ, 2002. – 372 с.

34. Макогон Ю. Ф. Природные гидраты: открытие и перспективы / Ю. Ф. Макогон. – Газовая промышленность, 2001. – № 5. – С.10-16.

35. Научные основы комплексного освоения недр / Э. Черней, Р. Постоловский, Н. Сорока, З. Маланчук. – Ровно : Ровен. обл. тип., 2002. — 859 с.

36. Herbert Girardet. A Renewable world. Energy, ecology, equality. A report for the World Future Council / Herbert Girardet, Miguel Mendonca. – 2009. – 256 p.

37. Rolf Peter Sieberle. Der unterin dische Wald, Energiekrise und indudtrielle revolution / Rolf Peter Sieberle. – München: C. H. Beck. – 1982.

38. Bailey M. Railway regulations in the 19th century. www.mfbailey.com.uk/economics/papers/rail.pdf.

39. Goodwin J. Otis givin rise to the modern city, a history of the Otis Elevator Company / J. Goodwin. – Ivan R. Dee Publisher, 2001. – 320 p.

40. World resources institute, Washington, Urban Growth. www.org/wr-98-99/citygrow.html.

41. Wikepedia, en.wikipedia.org/wiki/Petroleum.

42. EE Times Asia, 2 April 2009. www.eetasia.com /ART_8800568569_499495 NT 0a8a4485.HTM.

43. Alexanander's Gas and Oil connections, China's private car ownership tops 10m. www.gasandoil.com/doc/news/nts32806.htm.

44. US Energy Information Administration. www.eia.doe.gov /oiaf/ieo/coal.html.

45P. Friedlingstein. Update on CO_2 emissions / R. A. Houghton, G. Marland, J. Hacker, T. A. Boden. – Nature Geoscience 3. – 2010.

46. Metz B. IPCC, special report on carbon dioxide capture and storage, in Summary of policymakers and technical summary / B. Metz,

Національний університет водного господарства та природокористування

O. Davidson, H. D. Coninck. – Intergovernmental Panel on Climate Change : United Nations. – 2004.

47. Відновлювальні джерела енергії : монографія / С. Боблях, М. Мельнійчук В. Мельник, Р. Ігнатюк. – Луцьк : Волинський національний університет ім. Лесі Українки, 2012. – 227 с.

48. Bachu S. Sequestration of CO_2 in geological media: criteria and approach for site selection in response to climate change / S. Bachu. – Energy Conversion and Management 41(9). – 2000.

49. Workshop on carbon dioxide capture and storage. – Regina, Canada, 18-21 November, 2002.

50. Bruant R. G. Safe storage of CO_2 in deep saline aquifers / R. Bruant, A. Guswa, M. Celia, C. Peters. – Environmental Science & Technology 36(11). – 2002.

51. Optimization of pipeline transport for CO_2 sequestration / Z. Zhang, G. Wang, P. Massarotto, V. Rudolph. – Energy Conversion and Management 47(6). – 2006.

52. Callison D. Field studies of enhanced methane recovery and CO_2 sequestration in coal seams / D. Callison, J. Jones, B. Shelley. – World Oil 223(12). – 2002. – P. 56 – 60.

53. Langmuir D. Aqueous environmental geochemistry / D. Langmuir. – Upper Saddle River, New Jersey. – 1997.

54. Voormeij D. A. Geological, ocean, and mineral CO_2 sequestration options: A technical review / D. A. Voormeij, G. J. Simandl. – Geoscience Canada 31(1). – 2004. – P. 11 – 22.

55. Gasda S. E. The potential for CO_2 leakage from storage sites in geological media: analysis of well distribution in mature sedimentary basins / S. E. Gasda, S. Bachu, M. A. Celia. – Environmental Geology, 46(6–7). – 2004. – P.707 – 720.

56. Holloway S. Storage of fossil fuel-derived carbon dioxide beneath the surface of the earth. Annual Review of Energy and the Environment, 2001.

57. CO_2 sequestration in Ontario, Canada. Part II: cost estimation / A. Shafeen, A. Croiset, P. Douglas, I. Chatzis. – Energy Conversion and Management, 2004;45(20) : 3207-17.

58. Freund P. General overview of cost / P. Freund. – IEA Greenhouse Gas R&D Programme,. IPCC Workshop on Carbon Capture and Storage, Regina, Canada, 2002.

Національний університет водного господарства та природокористування

59. IPCC, Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, in Summary of Policymakers and Technical Summary / B. Metz, O. Davidson, H. Coninck, M. Loos, 2004, Intergovernmental Panel on Climate Change: United Nations.

60. Hendriks C. Carbon Dioxide removal from coal fired power plants / C. Hendriks. – Dordrecht : Kluwer Academic Publishers, 1994.

61. Технологія і керування гідровидобутком корисних копалин : монографія / З. Р. Маланчук, А. Д. Калько, С. Р. Боблях та ін. – Рівне : НУВГП, 2009.

62. Stayanov B. Geothermal resourses in Russia and Ukraine / B. Stayanov, A. Taylor. – 1996. – 44 p.

63. Атлас енергетичного потенціалу відновлювальних та нетрадиційних джерел енергії України /уклад С. О. Кудря. – Київ. – 2007.

64. Атлас геотермальних ресурсів Європи. Густота розподілу гарячих потоків. – Євроспілка 2002. Публ. № EUR 17811.

65. www.potterdrilling.com/technology/explained.

66. Методичні рекомендації по вивченню курсів "Основи збагачення корисних копалин" (для студентів інституту гірництва та геології) / укладач В. С. Білецький. – Донецьк : ДонНТУ, 2009. – 16 с.

Національний університет водного господарства та природокористування

Національний університет
водного господарства
та природокористування

ABSTRACT

Geotechnology combines knowledge about the earth, locally and globally, with an understanding of humans' increasing need for non-renewable resources and limited space. The Earth is undergoing changes both on and below the surface because of our demanding society.

Horizontal, undulating, and multilateral wells are relatively new alternatives in field of geotechnology because they can increase the productivity per well and reduce the cost of field development.

There are huge, well-known resources of heavy oil, extra-heavy oil, and bitumen in Canada, Venezuela, Russia, the USA and many other countries. Geotechnology can be one of the main methods for their extraction worldwide.

Canada, Venezuela, and the United States are leading producers of these unconventional oils. In Canada, open-pit mining of shallow oil sands provides approximately 50% of the nation's heavy oil production. In situ production of heavy oil with sand and thermal production using injected steam provide the remainder of Canada's production.

Oil and gas companies are actively looking toward heavier crude oil sources to help meet demands and to take advantage of large heavy oil reserves. Heavy oil includes very viscous oil resources, oil shale, and tar sands.

Many geotechnological technologies are available to produce heavy oil. The technologies differ in several important ways: mining vs. in situ processes; cold (ambient temperature) vs. thermal processes; and technologies already in common use vs. emerging technologies. Examples of cold production processes for viscous heavy oil and oil sands include:

- conventional production;
- water flooding;
- cold heavy oil production with sand (CHOPS);
- solvent injection;
- water injection alternating with gas injection (WAG);
- inert gas injection;
- pressure pulsing.

Національний університет водного господарства та природокористування

Examples of thermal production processes for viscous heavy oil and oil sands include:

- steam flooding;
- cyclic steam stimulation (CSS);
- steam assisted gravity drainage (SAGD);
- underground combustion.

Oil shale is produced using somewhat different methods. Oil shale can be mined in surface or underground mines or it can be produced by heating the deposits in place (in situ production). Steam or electromagnetic heating is generally used for in situ heating of oil shale.

The processes involved with heavy oil production often require external water supplies for steam generation, washing, and other steps. While some heavy oil processes generate produced water, others generate different types of industrial wastewater. Management and disposition of the wastewater presents challenges and costs for the operators.

In addition to requiring water, production of heavy oil requires a substantial amount of energy for removing the heavy oil from the ground, processing it, and transporting it off-site. Because of its higher viscosity, heavy oil presents more challenges for operators.

Heavy oil production involves either mining large tracts of land, which results in surface disturbance, or drilling of numerous injection and recovery wells for in situ production. Both methods have the potential to cause impacts to ground and surface water resources. In addition, large-scale production of heavy oil resources will require local availability of large volumes of water to support the production process.

Also, geotechnology can be successfully used for underground accumulation of carbon dioxide. Underground accumulation of carbon dioxide (CO_2) is a widespread geological phenomenon, with natural trapping of CO_2 in underground reservoirs. Information and experience gained from the injection and/or storage of CO_2 from a large number of existing enhanced oil recovery and acid gas projects indicate that it is feasible to store CO_2 in geological formations as a CO_2 mitigation option. Industrial analogues, including underground natural gas storage projects around the world and acid gas injection projects, provide additional indications that CO_2 can be safely injected and stored at well-characterized and properly managed sites. While there are differences between natural accumulations and engineered storage, injecting CO_2

into deep geological formations at carefully selected sites can store it underground for long periods of time: it is considered likely that 99% or more of the injected CO_2 will be retained for 1000 years. Depleted oil and gas reservoirs, possibly coal formations and particularly saline formations (deep underground porous reservoir rocks saturated with brackish water or brine), can be used for storage of CO_2. At depths below about 800–1000 m, supercritical CO_2 has a liquid-like density that provides the potential for efficient utilization of underground storage space in the pores of sedimentary rocks. Carbon dioxide can remain trapped underground by virtue of a number of mechanisms, such as: trapping below an impermeable, confining layer (caprock); retention as an immobile phase trapped in the pore spaces of the storage formation; dissolution in the in situ formation fluids; and/or adsorption onto organic matter in coal and shale.

Injection of CO_2 in deep geological formations uses geotechnologies that have been developed for and applied by, the oil and gas industry. Well-drilling technology, injection technology, computer simulation of storage reservoir dynamics and monitoring methods can potentially be adapted from existing applications to meet the needs of geological storage. Beyond conventional oil and gas technology, other successful underground injection practices – including natural gas storage, acid gas disposal and deep injection of liquid wastes – as well as the industry's extensive experience with subsurface disposal of oil-field brines, can provide useful information about designing programmes for long-term storage of CO_2.

Geotechnology also can be used for geothermal drilling. Geothermal drilling is the process of creating boreholes in the earth to extract the earth's heat. Drilling for geothermal energy is still the most difficult drilling on a cost-per-foot basis, because drilling bits have to go through the hardest rock, sometimes at high temperatures and pressures.

Today, geotechnology is poised to expand its role and lead in finding solutions for modern Earth systems problems, such as global climate change, emissions-free energy supply, global water supply, and urban systems.

The type and scope of geotechnical problems are changing, and our world now faces challenges in Earth systems where engineering problems meet societal and environmental issues.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

ДОВІДКА ПРО АВТОРІВ

МАЛАНЧУК Зіновій Романович
Заслужений діяч науки і техніки України, Відмінник освіти України.
Доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри розробки родовищ корисних копалин Національного університету водного господарства та природокористування, академік Міжнародної академії авторів наукових відкриттів та винаходів, член-кореспондент Академії будівництва України. Автор 230 наукових праць.

Національний університет
водного господарства
та природокористування

БОБЛЯХ Сергій Ростиславович
кандидат технічних наук, доцент кафедри розробки родовищ корисних копалин Національного університету водного господарства та природокористування.
Автор 57 наукових праць, 2 монографій, 2 навчальних посібників та 3 патентів України на винаходи.