

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ ВИЩИЙ НАВЧАЛЬНИЙ ЗАКЛАД
«ДОНЕЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ»
КАФЕДРА ПРИРОДООХОРОННОЇ ДІЯЛЬНОСТІ

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ
ДО ВИКОНАННЯ ПРАКТИЧНИХ ЗАНЯТЬ З ДИСЦИПЛІНИ
«КОМПЛЕКСНЕ ВИКОРИСТАННЯ РЕСУРСІВ НАДР»
ДЛЯ СТУДЕНТІВ ТЕХНІЧНИХ СПЕЦІАЛЬНОСТЕЙ ВСІХ ФОРМ
НАВЧАННЯ

Луцьк, 2022

УДК

М

Методичні вказівки до виконання практичних занять з дисципліни «Комплексне використання ресурсів надр» для студентів технічних спеціальностей всіх форм навчання / В.К. Костенко, О.П. Богомаз – Луцьк : ДВНЗ «ДонНТУ»; 2022. – 49 с.

У методичних рекомендаціях викладено тематику практичних занять, пояснення до виконання завдань, а також рекомендований список літератури.

Укладач: Віктор КОСТЕНКО, проф., д.т.н., зав.каф. ПД
Ольга БОГОМАЗ, д-р. філ., доц. каф. ПД

Рецензент: Артем МЕРЗЛІКІН, доц., к.т.н., доц. каф. РРКК

Відповідальний за випуск: Віктор КОСТЕНКО, проф., д.т.н., зав.каф. ПД

Затверджено навчально-методичним відділом ДонНТУ,
протокол № 10 від 31.05.2022

Розглянуто на засіданні кафедри природоохоронної діяльності,
протокол №10 від 23.05.2022

© ДонНТУ, Костенко В.К.
Богомаз О.П., 2022

ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
ПРАКТИЧНА РОБОТА №1 НАПРЯМКИ ТА ПЕРСПЕКТИВИ КОМПЛЕКСНОГО РАЦІОНАЛЬНОГО ВИКОРИСТАННЯ РЕСУРСІВ НАДР.....	5
ПРАКТИЧНА РОБОТА №2 НАПРЯМИ ТА ТЕХНОЛОГІЇ ВИКОРИСТАННЯ ШАХТНОГО МЕТАНУ. ВИБІР СПОСОБУ ДЕГАЗАЦІЇ ШАХТИ ТА ОБҐРУНТУВАННЯ ЙОГО ЕФЕКТИВНОСТІ.....	8
ПРАКТИЧНА РОБОТА №3 НАПРЯМИ ТА ТЕХНОЛОГІЇ ВИКОРИСТАННЯ ШАХТНОГО МЕТАНУ. РОЗРАХУНОК ВІДНОСНОГО МЕТАНОВИДІЛЕННЯ З ПЛАСТА.....	12
ПРАКТИЧНА РОБОТА №4 НАПРЯМИ ТА ТЕХНОЛОГІЇ ВИКОРИСТАННЯ ШАХТНОГО МЕТАНУ. РОЗРАХУНОК ВІДНОСНОГО МЕТАНОВИДІЛЕННЯ З ПЛАСТІВ-СУПУТНИКІВ І ПОРІД, ЩО ВМІЩУЮТЬ.....	20
ПРАКТИЧНА РОБОТА №5 НАПРЯМИ ТА ТЕХНОЛОГІЇ ВИКОРИСТАННЯ ШАХТНОГО МЕТАНУ. ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ЕФЕКТИВНОСТІ ДЕГАЗАЦІЇ.....	27
ПРАКТИЧНА РОБОТА №6 НАПРЯМИ ТА ТЕХНОЛОГІЇ ВИКОРИСТАННЯ ШАХТНОГО МЕТАНУ. ВИЗНАЧЕННЯ ВИТРАТИ МЕТАНОПОВІТРЯНОЇ СУМІШІ, ЩО ВИТЯГУЄТЬСЯ НА ПОВЕРХНЮ....	32
ПРАКТИЧНА РОБОТА №7 НАПРЯМИ ТА ТЕХНОЛОГІЇ ВИКОРИСТАННЯ ШАХТНОГО МЕТАНУ. РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНИХ ТА ЕКОЛОГІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ КОГЕНЕРАЦІЙНОЇ УСТАНОВКИ.....	38
СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	43
ДОДАТОК А.....	44
ДОДАТОК Б.....	46
ДОДАТОК В.....	48
ДОДАТОК Г.....	49

ВСТУП

Методичні вказівки до виконання практичних занять з навчальної дисципліни «Комплексне використання ресурсів надр» для студентів технічних спеціальностей всіх форм навчання розроблено на підставі рішення відповідного вищого навчального закладу, навчальних планів та навчальної програми відповідної дисципліни.

Методичні вказівки до виконання практичних занять мають на меті надати студентам навичок практичного використання знань, набутих на лекційних заняттях з розробки та обґрунтування технологічних рішень щодо вилучення метану в умовах вугільних шахт та розробці заходів з його використання.

Виконання практичних занять дозволять студенту отримати необхідні знання та вміння щодо:

- розробки системи заходів з комплексного використання надр;
- прогнозування газоносності шахти в реальних умовах;
- обґрунтування технологічних наслідків впровадження технології вилучення та використання метану;
- розробки технологічної схеми використання метану;
- розрахунку еколого-економічного ефекту від реалізації заходів.

Практичні заняття з навчальної дисципліни «Комплексне використання ресурсів надр» пов'язані з виконанням курсового проєкту з дисципліни та виконуються студентами як індивідуальні завдання на базі вихідних даних до курсового проєкту.

Структура методичних вказівок складається з семи практичних робіт, що включають: теоретичну частину, де наведено основні формули та їх пояснення відповідно до теми практичного заняття та практичну частину, яка включає виконання типових завдань за темою практичного заняття, задля визначення ступеня засвоєння запропонованого матеріалу.

Дані методичні вказівки пропонується використовувати для виконання практичних занять студентів з дисципліни «Комплексне використання ресурсів надр», яка викладається на кафедрі «Природоохоронна діяльність».

ПРАКТИЧНА РОБОТА №1

НАПРЯМКИ ТА ПЕРСПЕКТИВИ КОМПЛЕКСНОГО РАЦІОНАЛЬНОГО ВИКОРИСТАННЯ РЕСУРСІВ НАДР

Мета: ознайомитись з основними напрямками комплексного використання надр та показниками безвідходного виробництва

Під **комплексним використанням і охороною надр** при розробці родовища розуміється забезпечення раціонального використання земної кори шляхом максимального вилучення корисних копалин, що містяться в ній; комплексного використання мінеральних ресурсів.

Комплексне використання родовищ передбачає не тільки отримання цільового продукту, але і тих корисних компонентів, які можуть перебувати у складі порід, що вміщують, тобто в суміжних стратиграфічних горизонтах або геологічних тілах, порушених гірничими роботами. Всі корисні елементи повинні освоюватися сукупно шляхом селективного, роздільного видобутку, відправлення споживачеві або ж тимчасового складування в спеціальні відвали. Наприклад, для вугільних родовищ характерна наявність таких корисних компонентів, як вода, метан, геотермальна енергія.

Комплексне використання надр (КВН) включає як завдання вилучення всіх компонентів (рідкісних і розсіяних елементів, солей, окремих гранулометричних фракцій, залишкових полімінеральних продуктів і т. д.), так і використання самої агрегатно-мінеральної основи корисних копалин, відходів виробництва, тобто перетворення їх у корисну продукцію. У переліку завдань другої частини КВН важливе місце відводиться використанню відходів.

В процесі проведення гірничих робіт (зокрема, вуглевидобутку) утворюється величезна кількість відходів. До них відносяться, наприклад, метан, шахтні води, порожня порода, а також тепло гірського масиву.

З урахуванням викладеного, важливе місце в концепції КВН відводиться використанню (утилізації) попутно добутих продуктів вуглевидобутку.

Практична реалізація викладених теоретичних принципів КВН має три напрямки:

- комплексне використання родовищ корисних копалин;
- комплексне використання видобутої мінеральної сировини;
- використання попутно видобувних (супутніх) продуктів вуглевидобутку, а також відходів вуглевидобутку.

Перший напрям передбачає не тільки видобуток цільової корисної копалини, але і тих корисних компонентів, які можуть перебувати у складі порід, що вміщують, тобто в суміжних стратиграфічних горизонтах або геологічних тілах, порушених гірничими роботами (супутні матеріали: пуста

порода, шахтна вода, метан, що попутно видобуваються). В даний час їх часто розглядають як відходи виробництва, для запобігання шкідливого впливу яких, на стан навколишнього природного середовища, проводять різні дорогі природоохоронні заходи. Водночас стан природного середовища продовжує погіршуватися, а потреби в різного роду природних ресурсах зростають, у зв'язку з чим ставлення до відходів гірничого виробництва, що попутно видобуваються, трансформується, припускаючи не тільки їх видалення або поховання, але й насамперед використання для потреб народного господарства.

Другий напрямок КВН передбачає розв'язання двох основних завдань:

- підвищення якісного та кількісного вилучення з видобутої сировини різних мінеральних компонентів;
- збільшення ступеня утилізації витягнутих корисних компонентів.

Важливість розв'язання задач комплексного використання мінеральної сировини зумовлена величезними обсягами його видобутку та перероблення (близько 60% сировини, що знаходиться в народногосподарському обороті, мінерального походження).

Третій напрямок КВН має на меті використання в народногосподарських цілях відходів вуглевидобутку (попутно добутих продуктів) і відходів вуглезбагачення. До відходів вуглевидобутку (як показано вище) відносять гірські породи, шахтні води, газ метан, низько потенційне тепло вентиляційних потоків, енергія переміщення підробленого масиву гірських порід, вугільний пил та інші.

Більшість з перерахованих видів відходів має корисні властивості та, в принципі, може знайти застосування, як на гірничих підприємствах, так і в інших галузях. Переклад цих «відходів» в категорію утилізованих ресурсів дозволяє знизити витрати на видобуток корисних копалин і шкоду від її впливу на навколишнє середовище.

Досвід роботи в гірничодобувній промисловості показує, що масштаби використання попутно видобувних порід і відходів поки незначні й знаходяться в межах 3-10%.

Вирішення завдань першого напрямку КВК пов'язано зі внесенням технологічних і технічних змін у загальний виробничий цикл роботи гірничодобувного підприємства з одночасним урахуванням екологічної складової проблеми, а другого – зі здійсненням стадії глибокого збагачення видобутої сировини та подальшого перероблювання й утилізації вилучених компонентів. Вирішення завдань третього напрямку КВН вимагає розробки стрункої системи управління відходами. В якості пріоритетних напрямків в області управління відходами в даний час розглядаються:

- скорочення обсягу утворення відходів шляхом впровадження ресурсозаощаджувальних і маловідходних технологій;

- підвищення рівня їх перероблювання, що передбачає розробку та впровадження нових технологій, створення комплексів з утилізації, знешкодження та поховання токсичних промислових відходів;

- екологобезпечне розміщення, що передбачає організацію контрольованого поховання відходів на полігонах, вдосконалення контролю наявних і будівництво нових полігонів.

Комплексне використання мінеральних ресурсів за всіма його напрямками є основним універсальним принципом безвідходного виробництва, реалізація якого на практиці стає все більш актуальною.

Основним показником безвідходного (маловідходного) виробництва є коефіцієнт безвідходності в загальному вигляді являє собою відношення маси утилізованих відходів до маси відходів, що виділяється в процесі виробництва. Приватним випадком коефіцієнта безвідходності є коефіцієнт використання метану – відношення сумарної кількості утилізованого метану до загальної кількості метану, що надходить в атмосферу в результаті ведення гірничих робіт.

Основними показниками безвідходного (маловідходного) виробництва при підземному видобутку вугілля по пилогазоподібних викидах є:

- коефіцієнт безвідходності виробництва по викидах в атмосферу K_6

$$K_B^A = M_{\text{ут}} / M_{\text{от}} \times 100 \quad (1.1)$$

- ступінь чистоти викидів в атмосферу γ_i^A :

$$\gamma_i^A = C_{mi} / \text{ПДК}_i^A, \quad (1.2)$$

де $M_{\text{ут}}$ – сумарна кількість утилізованих шкідливих речовин, т/рік;

$M_{\text{от}}$ – загальна кількість шкідливих речовин, що відходять (утворюються), т/рік;

C_{mi} – максимальна кількість і-го виду речовини в атмосферному повітрі, мг/м³;

$i = 1, 2, \dots n$ -види шкідливих речовин (тверді речовини, сірчистий ангідрид, оксид вуглецю і т.п.);

ПДК_i^A – гранично допустима кількість і-го шкідливої речовини, мг/м³.

Гранично допустима кількість шкідливих речовин, що викидаються в атмосферу, приймається згідно з санітарними нормами проєктування промислових підприємств (СН – 245-71). Максимальна кількість і-го виду шкідливої речовини в атмосферному повітрі визначається відповідно до наявних нормативних методичних документів.

Видобуток вугілля є одним з найбільш матеріаломістких і екологічно складних виробництв народного господарства. Для цієї галузі встановлено, що виробництво буде маловідходним, якщо $K_6 = 75\%$. Цей показник може бути значно підвищений, якщо поряд з сировиною, що добувається, використовують, наприклад, метан, отриманий в результаті дегазації вугільних пластів і

виробленого простору. Іншою умовою віднесення виробництва до безвідходного (маловідходного) при підземному видобутку вугілля по пилогазоподібних викидах, є наступне: відходи, що викидаються в атмосферу не повинні створювати концентрацій шкідливих речовин, що перевищують гранично допустимі.

Література [3-4].

ПРАКТИЧНА РОБОТА №2

НАПРЯМИ ТА ТЕХНОЛОГІЇ ВИКОРИСТАННЯ ШАХТНОГО МЕТАНУ. ВИБІР СПОСОБУ ДЕГАЗАЦІЇ ШАХТИ ТА ОБҐРУНТУВАННЯ ЙОГО ЕФЕКТИВНОСТІ

Мета: ознайомитись зі способами дегазації вугільних шахт та напрямками використання шахтного метану в залежності від способу його вилучення.

Витяг (каптування) метану з вугільних пластів називається **дегазацією** останніх. Цей технологічний процес може застосовуватися:

- в межах шахтного поля шахт, що діють;
- в межах гірничих відводів ліквідованих шахт та шахт, що закриваються;
- на ізольованих родовищах (площах) вугільного басейну.

Розрізняють **три основні групи** свердловинних способів вилучення метану з вугільних пластів:

- шахтні підземні способи дегазації;
- шахтні наземні способи дегазації;
- безшахтні ("промислові") способи дегазації вугільних пластів на площах, неосвоєних вугільною промисловістю.

Підземним, не свердловинним, методом дегазації є вилучення вуглеводневого газу засобами вентиляції шахт.

Перші дві (шахтні) групи свердловинних способів застосовуються в межах шахтного поля чинного гірничодобувного підприємства. Вони об'єднані загальним принципом: попутне вилучення та подальша утилізація каптованого шахтного метану, точніше метаноповітряної суміші (МВС) в процесі видобутку вугілля. Ці методи засновані на використанні ефекту часткового порушення природного стану метановисності масиву гірничими виробками (свердловинами) і перерозподілу напружень у вугленосній товщі під впливом гірничих робіт, що призводять до збільшення газопроникності та газовіддачі вугільних пластів.

Третя група способів промислового добування метану застосовується на родовищах, які ще не освоєні вугільними підприємствами, а також для умов великих глибин. На цей напрямок звертають наразі все більш пильну увагу через скорочення запасів природного газу.

Залежно від місця і способу дегазації вугільних пластів вугільний метан поділяють на шахтний метан і метан з незайманих пластів. Шахтний газ і метан з незайманих пластів є за складом одним і тим же газом, що складається з метану (CH_4) і повітряної суміші. Різниця між ними в тому, що шахтний газ – це газ, який вивільняється в процесі видобутку вугілля і потрапляє в атмосферу, а метан з незайманих пластів знаходиться за межами зони видобутку і відповідно залишається під землею. Концентрація метану, каптованого з незайманих пластів, близька до 100% через відсутність змішування з вентиляційним повітрям.

Ця відмінність важлива для обліку викидів парникових газів, або так званих "шкідливих викидів". Оскільки метан з незайманих пластів не надходить до атмосфери в результаті діяльності газодобувної компанії, то його вилучення та подальша утилізація не знижують шкідливі викиди в атмосферу та не можуть реєструватися для отримання вуглецевих квот за Кіотським Протоколом. Тільки утилізація шахтного газу спричиняє зниження викидів парникових газів та отримання вуглецевих квот. Значення цього положення Кіотського Протоколу все більше зростає.

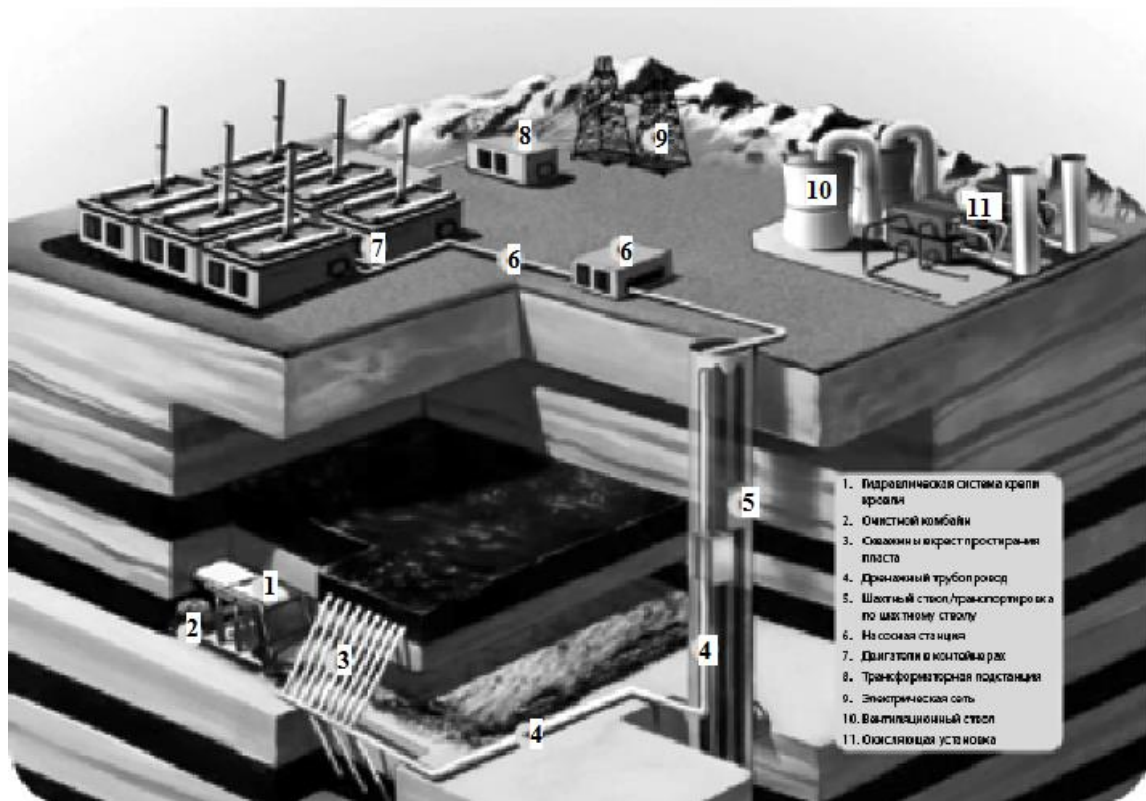
Кіотський протокол - міжнародна угода, додатковий документ до Рамкової конвенції ООН про зміну клімату (1992), прийняте в Кіото (Японія) у грудні 1997 року. І зобов'язує розвинені країни та країни з перехідною економікою скоротити або стабілізувати викиди парникових газів.

Наразі дегазацію джерел метановиділення розглядають як напрямок, який, забезпечує, перш за все, безпечні щодо газу умови праці шахтарів і нормальний ритм роботи підприємства, а також істотно збільшує продуктивність очисних вибоїв, що сприяє зниженню собівартості вугілля, зростання прибутку. Однак прагнення до комплексного використання видобутих мінеральних ресурсів, в тому числі більш повному використанню природних енергоресурсів неминуче призведе до перегляду ролі дегазації на вугільних шахтах.

На дегазацію, яка є обов'язковим технологічним процесом на викидонебезпечних шахтах, необхідно дивитися не тільки як на спосіб видобутку метану з подальшим його використанням в народному господарстві, але і як на спосіб зниження газорясності гірничих виробок, який спільно з вентиляцією підвищують продуктивність шахт і знижують кількість газодинамічних явищ. Основним завданням є розширення обсягів утилізації вугільного метану в народному господарстві.

На підставі викладеного, сучасний технологічний ланцюжок використання вугільного метану складається з двох процесів (рис. 2.1):

- пластової дегазації (підземної і/або поверхневої), елементами якої є спеціальні гірничі виробки, свердловини, газопроводи з захисними пристроями для виведення газу на поверхню, дегазаційні вакуум-насосні станції (ВНС), реєстраційна, регулююча і захисна апаратура;
- утилізації (енергетичного або хімічного перероблювання) витягнутого газу.



1 – гідравлічна система кріплення покрівлі, 2 – очисний комбайн, 3 – свердловини з простягання пласта, 4 – дренажний трубопровід, 5 – шахтний ствол/транспортування по шахтному стволу, 6 – насосна станція, 7 – двигуни в контейнерах, 8 – трансформаторна підстанція, 9 – електрична мережа, 10 – вентиляційний стовбур, 11 – окислювальна установка.

Рисунок 2.1 – Принципова схема процесів дегазації та утилізації шахтного метану

Дегазація метану характеризується двома основними показниками:

- а) коефіцієнтом ефективності;
- б) концентрацією метану в газовій суміші, що дренується.

Коефіцієнт ефективності дегазації є відношенням обсягу видобутого засобами дегазації метану до сумарного газовиділення на шахтах. Він

становить у середньому 40-45%, тобто є ще недостатнім. Це пояснюється тим, що значна частина газу знаходиться в сорбованому стані. Метан, який отримують шляхом дегазації, отримують, як правило, не в чистому вигляді. За змістом чистого метану розрізняють три групи отриманого газу:

- вугільний метан з концентрованим вмістом чистого CH_4 до 100%;
- метаноповітряна суміш (МВС) - концентрація метану коливається в межах 25-70%;
- вентиляційні викиди (струменя) – до 0,75% чистого метану.

Якщо концентрація метану у видобутій суміші становить понад 30%, то газ, який отримують, називається **кондиційним**, якщо менш ніж 30%, то за умовами вибухонебезпечності газ відноситься до **некондиційного**.

Коливання концентрації метану в сумішах залежить від:

- правильного вибору раціональних способів дегазації стосовно гірничо-геологічних умов гірничого масиву, що дегазується;
- поліпшення технології дегазаційних робіт, особливо якості герметизації свердловин і газопроводів, збільшення їх пропускної спроможності та наближення ВНС до об'єктів дегазації;
- дієвості контролю за концентрацією метану з метою виявлення та ліквідації підсосів повітря в систему дегазації.

Способи використання шахтного метану в залежності від способу його вилучення представлені на рис. 2.2.



Рисунок 2.2 – Способи використання шахтного метану в залежності від способу його вилучення

ПРАКТИЧНА РОБОТА №3

НАПРЯМИ ТА ТЕХНОЛОГІЇ ВИКОРИСТАННЯ ШАХТНОГО МЕТАНУ. РОЗРАХУНОК ВІДНОСНОГО МЕТАНОВИДІЛЕННЯ З ПЛАСТА

Мета: навчитися розраховувати обсяг метану, що виділяється з вугільного пласта в шахті.

3.1 ТЕОРЕТИЧНА ЧАСТИНА

Відповідно до положень за прогнозом метанорясності вугільних шахт визначаються метанорясність ділянки та привибійного простору лави, метановиділення з окремих джерел метановиділення, газовий баланс ділянки та лави.

При розробці вугільного пласта без поділу на шари та в схемах провітрювання виїмкових дільниць без підсвіження, тобто з послідовним розведенням метану за джерелами його виділення (крім щитової системи при відпрацюванні потужних пластів), відносне метановиділення з пласта розраховується за формулою, m^3/m .

$$q_{nl} = k_{nl} \cdot (x - x_1) + k_{en} \cdot (x - x_0) \quad (3.1)$$

де k_{nl} – коефіцієнт, що враховує вплив системи розробки на метановиділення з пласта;

x – природна метанорясність пласта, m^3/m ;

x_1 – залишкова метанорясність вугілля при видачі його за межі виїмкової дільниці, m^3/m ;

k_{en} – коефіцієнт, що враховує метановиділення з ціликів, пачок, що не виймаються, та інших експлуатаційних втрат вугілля;

x_0 – залишкова метанорясність вугілля в ціликах і вугільних пачках, що не виймаються, та залишаються у виробленому просторі, m^3/m .

$$x_1 = 0,01 \cdot x_{1Г} \cdot (100 - W - A_3) \quad (3.2)$$

$$x_0 = 0,01 \cdot x_{0Г} \cdot (100 - W - A_3) \quad (3.3)$$

де $x_{1Г}$ – залишкова метанорясність («Г» – горюча, по «Керівництву з проектування вентиляції вугільних шахт») вугілля при видачі його за межі виїмкової дільниці, віднесена до тонни сухої беззольної маси ($T_{с.б.м.}$), $m^3/m_{с.б.м.}$;

$x_{0Г}$ – залишкова метанорясність вугілля в ціликах, у вугільних пачках, що не виймаються, та залишаються у виробленому просторі, $m^3/m_{с.б.м.}$; Величина $x_{0Г}$ визначається за таблицею 3.1.

W – природна вологість вугілля, %;

A_3 – природна зольність вугілля, %.

Величина $x_{1Г}$ визначається за формулами:

- при розробці кам'яного вугілля й антрацитів з об'ємним вмістом летких речовин понад 165 мл/г_{с.б.м.}

$$x_{1Г} = x_{Г} \cdot (1 - k \cdot e^{-n}) \cdot k_1 \quad (3.4)$$

- при розробці високометаморфізованих антрацитів з об'ємним вмістом летких речовин від 100 до 165 мл/г_{с.б.м.}

$$x_{1Г} = (0,15 \cdot V_{об}^e - 13,6) \cdot \left(\frac{100 - W - A_3}{100} \right) \quad (3.5)$$

де x_2 – природна метанорясність пласта, віднесена до однієї тони сухої беззольної маси (г_{с.б.м.}), м³/т_{с.б.м.};

k – коефіцієнт, що дорівнює для Донецького басейну 0,85;

n – показник ступеня, що залежить від швидкості просування очисного вибою, виходу летких речовин і глибини розробки;

$V_{об}^e$ – об'ємний вихід летких речовин, мл/г_{с.б.м.}

Таблиця 3.1 – Дані для визначення величина $x_{0Г}$

Басейн	Значення $x_{0Г}$ м ³ /т _{с.б.м.} при виході летких речовин (%)						
	2-8	8-12	12-18	18-26	26-35	35-42	42-50
Донецький і Львівсько-Волинський	12,1-5,3	5,3-4,1	4,1-3,2	3,2-2,6	2,6-2,2	2,2-1,9	1,9-1,7

Показник n для Донецького і Львівсько-Волинського басейнів визначаються за формулою:

$$n = a_1 \cdot v_{оч} \cdot e^{(-0,001H + b_1 \cdot V_e)} \quad (3.6)$$

де $v_{оч}$ – швидкість просування очисного забою, м/доб;

a_1 , b_1 – коефіцієнти, які залежать від виходу летких речовин; для вугілля з виходом летких речовин

при $V^e \leq 22\%$ $a_1 = 1,435$, $b_1 = -0,051$;

при $V^e > 22\%$ $a_1 = 0,152$, $b_1 = 0,051$;

H – глибина розробки, м; приймається за проектом. При глибині розробки понад 1000 м у формулу (3.6) підставляється $H = 1000$ м.

Коефіцієнт k_1 визначається за формулою:

$$k_1 = 1 - a_2 \cdot T_T^{b_2} \quad (3.7)$$

де a_2 , b_2 – коефіцієнти, що характеризують газовіддачу з відбитого вугілля; приймаються для умов Донецького та Львівсько-Волинського басейнів при часі дегазації відбитого вугілля (час транспортування вугілля T_T) до 6 хвилин відповідно рівними 0,051 та 0,7, а при $T_T > 6$ хвилин – $a_2 = 0,115$, $b_2 = 0,25$.

Час транспортування вугілля з моменту відторгнення його від масиву до видачі його за межі ділянки T_T (хв) визначається за формулою:

$$T_T = \sum_{i=1}^{n_i} \frac{l_{Ti}}{60 \cdot v_{Ti}} \quad (3.8)$$

де n_i – кількість ділянок (виробок) довжиною транспортування l_{Ti} з різною швидкістю руху вугілля;

l_{Ti} – довжина виробок з i -м видом транспорту, м;

v_{Ti} – швидкість транспортування вугілля на ділянці l_{Ti} , м/с.

Для інших умов величина x_1 розраховується за рекомендаціями науково-дослідних інститутів, а при відсутності таких рекомендацій x_1 приймається рівною x_0 .

Коефіцієнт, що враховує метановиділення з ціликів, що залишаються у виробленому просторі, пачок вугілля, що не виймаються та інших експлуатаційних втрат визначається за формулою:

$$k_{en} = \frac{\sum (b_{ц} - b_{зд})}{l_{оч}} + \frac{m_n - m_e}{m_e} \quad (3.9)$$

де $b_{ц}$ – ширина ціликів, що розташовані біля штреків, м;

$b_{зд}$ – ширина умовної зони дренажу вугільного масиву, м;

$l_{оч}$ – довжина очисної виробки (лави), м;

m_n, m_e – відповідно повна потужність і потужність, що виймається з вугільного пласта, М.

При $b_{ц} < b_{зд}$ перший доданок формули (3.9) слід приймати рівним нулю.

Коефіцієнт, що враховує вплив системи розробки на метановиділення з пласта, обчислюється для кожного виїмкового стовпа за формулою:

$$k_{пл} = \frac{l_{оч} \pm 2 \cdot b_{зд}}{l_{оч}} \quad (3.10)$$

У формулі (3.10) знак «плюс» приймається при суцільній системі розробки (корінна лава), а також при системі розробки парними штреками (прямий хід), а «мінус» – при стовбовій системі розробки.

При суцільній системі розробки, коли вище розміщена лава відпрацьована, а також при комбінованій системі, коли один штрек пройдено, а інший проходиться слідом за лавою, $k_{пл} = 1$.

Ширина умовного пояса газового дренажу вугільного пласта визначається по табл. 3.2.

При схемах провітрювання виїмкових ділянок з відокремленим розведенням метану за Джерелами його виділення відносно метановиділення з пласта обчислюється за формулою:

$$q_{пл} = q_{он} + q_{оу} + k_{en} \cdot (x - x_0) \quad (3.11)$$

де q_{on} – відносне метановиділення з оголеної поверхні, $\text{м}^3/\text{т}$;

q_{oy} – відносне метановиділення з відбитого вугілля, $\text{м}^3/\text{т}$.

Таблиця 3.2 – Ширина умовного пояса газового дренажу вугільного пласта залежно від виходу летких речовин

Час, що минув з моменту закінчення проведення підготовчих виробок до початку очисної виїмки, діб	Значення b_{30} при виході летких речовин V^r (%), м					
	До 8	8-12	13-18	14-26	27-35	Понад 35
50	5,5	7,5	10,0	12,5	10,0	7,5
100	7,0	10,0	12,5	16,0	12,5	10,0
150	7,5	10,5	13,5	17,5	13,5	10,5
понад 200	8,0	11,0	14,0	18,0	14,0	11,0

Значення q_{on} та q_{oy} визначається за формулами:

$$q_{on} = x \cdot k_{nl} \cdot k \cdot e^{-n} \quad (3.12)$$

$$q_{oy} = q'_{oy} + q''_{oy} \quad (3.13)$$

$$q'_{oy} = x \cdot k_{nl} \cdot (1 - k \cdot e^{-n}) \cdot (k_{Ty} \cdot b_3 + b_4 \cdot k'_{Ty}) \quad (3.14)$$

$$q''_{oy} = x \cdot k_{nl} \cdot (1 - k \cdot e^{-n}) \cdot k''_{Ty} \cdot b_3 \quad (3.15)$$

де q'_{oy} – метановиділення з відбитого вугілля в очисній виробці, $\text{м}^3/\text{т}$;

q''_{oy} – метановиділення з відбитого вугілля при транспортуванні його по виробках ділянки, $\text{м}^3/\text{т}$;

$k_{Ty}, k'_{Ty}, k''_{Ty}$ – коефіцієнти, що враховують ступінь дегазації відбитого вугілля в очисній виробці на конвеєрі, на ґрунті в лаві, на конвеєрі при транспортуванні його по виробках ділянки:

$$k_{Ty} = a_2 \cdot T_{Tl}^{b_2} \quad (3.16)$$

$$k'_{Ty} = a_2 \cdot T_{Tnl}^{b_2} \quad (3.17)$$

$$k''_{Ty} = a_2 \cdot (T_T^{b_2} - T_{Tl}^{b_2}) \quad (3.18)$$

b_3, b_4 – коефіцієнти, що враховують частку відбитого вугілля відповідно, що знаходиться на конвеєрі та залишеного в лаві; приймаються значення $b_3 = 0,6$, $b_4 = 0,4$ при односторонній виїмці вугілля; $b_3 = 1$, $b_4 = 0$ – при двосторонній виїмці вугілля (челноковій роботі комбайна);

T_{Tnl} – час знаходження відбитого вугілля на ґрунті в лаві при односторонній виїмці вугілля, хв; приймається орієнтовно рівним часу роботи комбайна з

виїмки смужки вугілля на ширину захвату з урахуванням часу на кінцеві операції, хв.;

$T_{Tл}$ – час транспортування вугілля в лаві, хв:

$$T_{Tл} = \frac{l_{оч}}{60 \cdot v_{Tл}}, \quad (3.19)$$

де $v_{Tл}$ – швидкість транспортування вугілля в лаві м/с.

При розрахунку залишкової метанорясності вугілля, що видається за межі виїмкової ділянки, у формулі (3.4) використовується параметр $X_{Г}$ (м³/т с.б.м.), який пов'язаний з природного метанонорясності пласта x (м³/т) залежністю:

$$x_{Г} = \frac{x}{0,01 \cdot (100 - W - A_3)}, \quad (3.20)$$

3.2 ПРАКТИЧНА ЧАСТИНА

Завдання. Розрахувати відносне виділення метану з пласта, що розроблюється в умовах Донбасу. Вихідні дані для розрахунків наведено в Додатку А, В.

Приклад 1. Розрахувати відносне виділення метану з пласта, що розроблюється в умовах Донбасу при стовбовій системі розробки (зворотний хід) і зворотньопоточною схемою провітрювання виїмкової ділянки. Виїмкове поле лави що розміщена вище – відпрацьовано, нижче проектованої виїмкової ділянки знаходиться масив вугілля (рис. 3.1). Вугільний пласт вибирається повністю. Вироблення за лавою погашаються. Решта вихідні дані наведені в табл. 3.3.

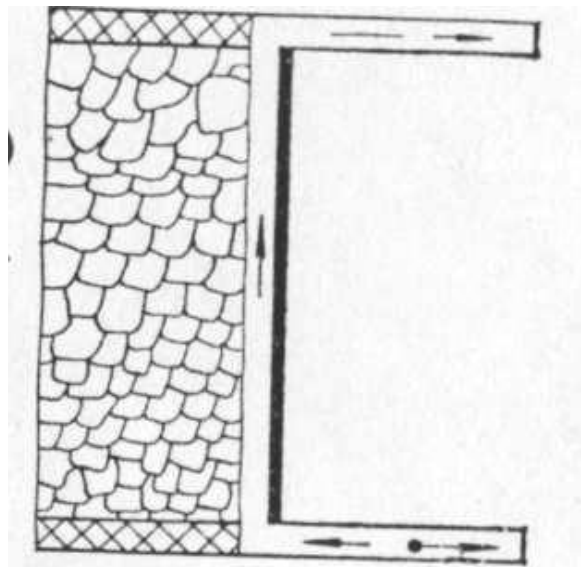


Рисунок 3.1 – Схема провітрювання виїмкової ділянки при стовбовій системі розробки

Таблиця 3.3– Вихідні дані для розрахунку прикладу 1

Параметр	Позначення параметра	Розмірність	Значення параметрів
Природна метанорясність пласта	x	м ³ /т	15
Природна вологість вугілля	W	%	1
Природна зольність вугілля	A_z	%	5
Вихід летких речовин	V^T	%	25
Об'ємний вихід летких речовин	$V_{об}^T$	мл/г с.б.м.	185
Плановане посування очисного забою	$v_{оч}$	м/сут.	3,78
Глибина розробки	H	м	800
Довжина очисного забою	$l_{оч}$	м	200
Довжина дільничної виробки	$l_{ви}$	м	2000
Швидкість транспортування вугілля: в очисному забої	$v_{Т.л.}$	м/с	1,0
у дільничній виробці	v_T	м/с	1,5
Час, що минув з моменту оголення пласта підготовчої виробки до початку очисних робіт	$T_{об}$	доб.	430

Рішення

Відносно метановиділення з розроблюваного пласта розрахуємо за формулою (3.1)

$$q_{nl} = k_{nl} \cdot (x - x_1) + k_{en} \cdot (x - x_o)$$

Значення коефіцієнта k_{nl} визначимо за формулою (3.10) з урахуванням порядку відпрацювання виїмкового поля і часу, що минув з моменту оголення пласта підготовчим виробленням до початку очисних робіт ($T_{об} = 430$ діб). Ширину умовного пояса газового дренажування при цьому приймемо по табл. 3.2 $b_{з.д.} = 18$ м.

$$k_{nl} = \frac{200 - 2 \cdot 18}{200} = 0,82$$

Величина коефіцієнта k_{en} дорівнює нулю, так як пласт виймається повністю, а вироблення за лавою погашаються.

Час транспортування вугілля з моменту відторгнення його від масиву до видачі його за межі дільниці T_T (хв) визначаємо за формулою 3.8:

$$T_T = \frac{200}{60 \cdot 1} + \frac{2000}{60 \cdot 1,5} = 25,56 \text{ хв}$$

Значення коефіцієнта k_1 визначимо за формулою (3.7):

$$k_1 = 1 - a_2 \cdot T_T^{b_2}$$

при $T_T > 6$ хвилин – $a_2 = 0,115$, $b_2 = 0,25$.

$$k_1 = 1 - 0,115 \cdot 25,56^{0,25} = 0,741$$

Величину показника ступеня n обчислимо за формулою (3.6):

$$n = a_1 \cdot v_{оч} \cdot e^{(-0,001H + b_1 \cdot v_{оч}^2)}$$

при $V^e > 22\%$ $a_1 = 0,152$, $b_1 = 0,051$;

$$n = 0,152 \cdot 3,78 \cdot e^{(-0,001800 + 0,051 \cdot 25)} = 0,92$$

Значення величини x_2 визначимо за формулою (3.20):

$$x_{1\Gamma} = \frac{15}{0,01 \cdot (100 - 1 - 5)} = 15,96 \text{ м}^3 / \text{м}_{\text{с.б.м.}}$$

Значення $x_{1\Gamma}$, x_1 визначимо за формулами (3.4) и (3.2):

$$x_{1\Gamma} = x_{\Gamma} \cdot (1 - k \cdot e^{-n}) \cdot k_1$$

$$x_1 = 0,01 \cdot x_{1\Gamma} \cdot (100 - W - A_3)$$

$$x_{1\Gamma} = 15,96 \cdot (1 - 0,85 \cdot e^{-0,92}) \cdot 0,741 = 7,82 \text{ м}^3 / \text{м}_{\text{с.б.м.}}$$

$$x_1 = 0,01 \cdot 7,82 \cdot (100 - 1 - 5) = 7,35 \text{ м}^3 / \text{м}$$

Відносне метановиділення з розроблюваного пласта розрахуємо за формулою (3.1) з урахуванням отриманого вище значення $k_{en} = 0$:

$$q_{nl} = 0,82 \cdot (15 - 7,35) = 6,27 \text{ м}^3 / \text{т}$$

Відповідь: таким чином відносне виділення метану з пласта, що розроблюється, становить $6,27 \text{ м}^3 / \text{т}$.

Приклад 2. Розрахувати відносне виділення метану з пласта, що розроблюється, при комбінованій системі розробки (зворотний хід) з прямоточною схемою провітрювання виїмкової ділянки і низхідним рухом повітря по лаві, тобто з відокремленим розбавленням метану за джерелами його виділення (рис. 3.2). Виїмка вугілля в лаві одностороння. Тривалість виїмки комбайном однієї смуги вугілля на ширину захвату з урахуванням кінцевих операцій $T_{\text{пл}} = 167$ хв. Охорона виробки з вихідним струменем повітря за лавою здійснюється залізобетонними тумбами. Інші вихідні дані прийняти з попереднього прикладу.

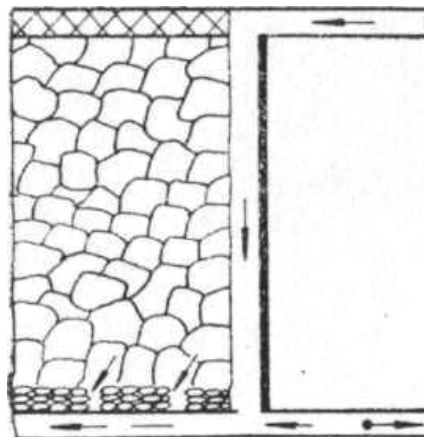


Рис. 3.2 – Схема провітрювання виїмкової ділянки при комбінованій системі розробки

Рішення

При схемах провітрювання виїмкових ділянок з відокремленим розведенням метану за Джерелами його виділення відносно метановиділення з пласта обчислюється за формулою (3.11):

$$q_{nl} = q_{on} + q_{oy} + k_{en} \cdot (x - x_0)$$

Значення q_{on} та q_{oy} визначається за формулами (3.12, 3.13, 3.14, 3.15):

$$q_{on} = x \cdot k_{nl} \cdot k \cdot e^{-n}$$

$$q_{oy} = q'_{oy} + q''_{oy}$$

$$q'_{oy} = x \cdot k_{nl} \cdot (1 - k \cdot e^{-n}) \cdot (k_{Ty} \cdot b_3 + b_4 \cdot k'_{Ty})$$

$$q''_{oy} = x \cdot k_{nl} \cdot (1 - k \cdot e^{-n}) \cdot k''_{Ty} \cdot b_3$$

Оскільки комбінована система розробки, то значення коефіцієнта k_{nl} дорівнює 1.

З урахуванням порядку відпрацювання виїмкового поля та часу, що пройшов з моменту оголення пласта підготовчої виробки до початку очисних робіт ($T_{об.} = 430$ доб), ширину умовної зони дренажу при цьому приймемо по табл. 3.2 $b_{з.д} = 18$ м.

Величину показника ступеня n обчислимо за формулою (3.6):

$$n = a_1 \cdot v_{оч} \cdot e^{(-0,001H + b_1 \cdot V^c)}$$

при $V^c > 22\%$ $a_1 = 0,152$, $b_1 = 0,051$;

$$n = 0,152 \cdot 3,78 \cdot e^{(-0,001800 + 0,051 \cdot 25)} = 0,92$$

Обчислимо відносно метановиділення з рухомого очисного вибою q_{on} (m^3/t):

$$q_{on} = 15 \cdot 1 \cdot 0,85 \cdot e^{(-0,92)} = 5,08 \text{ } m^3 / t$$

Тривалість транспортування вугілля в лаві $T_{Tл}$ (хв) і виробках виїмкової ділянки T_T (хв) визначимо за формулою (3.8) та (3.19):

$$T_{Tл} = \frac{l_{оч}}{60 \cdot v_{Tл}},$$

$$T_{Tл.} = \frac{200}{60 \cdot 1} = 3,3 \text{ } хв$$

$$T_T = \frac{200}{60 \cdot 1} + \frac{2000}{60 \cdot 1,5} = 25,56 \text{ } хв$$

Значення коефіцієнта k_{Ty} , k'_{Ty} , k''_{Ty} що враховують ступінь дегазації відбитого вугілля, визначимо відповідно за виразами (3.16-3.18):

$$k_{Ty} = a_2 \cdot T_{Tл}^{b_2}$$

$$k'_{Ty} = a_2 \cdot T_{Tл}^{b_2}$$

$$k''_{Ty} = a_2 \cdot (T_T^{b_2} - T_{Ti}^{b_2})$$

$$k_{Ty} = 0,051 \cdot 3,3^{0,7} = 0,1176$$

$$k'_{Ty} = 0,115 \cdot 167^{0,25} = 0,4134$$

$$k''_{Ty} = 0,115 \cdot 25,56^{0,25} - 0,051 \cdot 3,3^{0,7} = 0,1411$$

Величини відносного метановиділення з відбитого вугілля q_{oy} , q'_{oy} , q''_{oy} знаходимо:

$$q'_{oy} = 15 \cdot 1 \cdot (1 - 0,85 \cdot e^{-0,92}) \cdot (0,1176 \cdot 0,6 + 0,4 \cdot 0,4134) = 2,34 \text{ м}^3 / \text{т}$$

$$q''_{oy} = 15 \cdot 1 \cdot (1 - 0,85 \cdot e^{-0,92}) \cdot 0,1411 \cdot 0,6 = 0,84 \text{ м}^3 / \text{т}$$

$$q_{oy} = 2,34 + 0,84 = 3,18 \text{ м}^3 / \text{т}$$

Значення відносного метановиділення $q_{пл}$ (м³/т) обчислимо за формулою (3.11), прийнявши при цьому до уваги, що $k_{en} = 0$:

$$q_{пл} = 5,08 + 3,18 = 8,26 \text{ м}^3 / \text{т}$$

Відповідь: таким чином відносне виділення метану з пласта, що розроблюється, становить 8,26 м³/т.

Література [1-3].

ПРАКТИЧНА РОБОТА №4

НАПРЯМИ ТА ТЕХНОЛОГІЇ ВИКОРИСТАННЯ ШАХТНОГО МЕТАНУ. РОЗРАХУНОК ВІДНОСНОГО МЕТАНОВИДІЛЕННЯ З ПЛАСТІВ- СУПУТНИКІВ І ПОРІД, ЩО ВМІЩУЮТЬ

Мета: навчитися розраховувати обсяг метану, що виділяється з пластів-супутників і порід, що вміщують.

4.1 ТЕОРЕТИЧНА ЧАСТИНА

Розрахунок відносного метановиділення з пластів-супутників

Відносне метановиділення зі зближених пластів (супутників) визначається за формулою:

$$q_{сп} = \sum q_{сп.пл} + \sum q_{сп.ні} \quad (4.1)$$

Відносне метановиділення як з пласта, що підробляється $q_{сп.ні}$ (м³/т), так і з пласта, що надробляється $q_{сп.пл}$ (м³/т) пластів (супутників) визначається за формулою:

$$q_{cn.i} = k_v \cdot \frac{m_{cni}}{m_{enp}} \cdot (x_{cni} - x_{0cni}) \cdot \left(1 - \frac{H_{cni}}{H_p}\right) \quad (4.2)$$

де k_v – коефіцієнт, що враховує вплив швидкості посування очисного вибою на метановиділення з пласта-супутника; для умов Донбасу:

$$k_v = 1.14 \cdot v_{оч}^{-0,4} \quad (4.3)$$

m_{cni} – сумарна потужність вугільних пачок окремого (і-го) пласта-супутника, м;
 m_{θ} – виймаєма корисна потужність вугільного пласта, що розробляється, м;
 x_{cni} – природна метанорясність пласта-супутника, м³/т;
 x_{0cni} – залишкова газоносність пласта, що підробляється/ надробляється, м³/т;
 H_{cni} – відстань по нормалі від розроблюваного пласта до пласта-супутника, м;
 H_p – відстань по нормалі між пластом, що розробляється і суміжними пластами, при якому газовиділення з останнього практично дорівнює нулю, м.

При підробці пологих і похилих пластів в умовах Донецького басейну величина H_p визначається за формулою:

$$H_p = l_{оч} \cdot k'_n \cdot k_y \cdot \sqrt{m_{в.пр}} \quad (4.4)$$

де k'_n – коефіцієнт, що враховує вплив літологічного складу порід, що вміщують k_n і кута падіння $\alpha_{пл}$ на утворення зони розвантаження порід з розкриттям тріщин:

$$k'_n = 1,3 \cdot k_n^{-1} \cdot (\cos \alpha_{пл} + 0,05 \cdot k_n) \quad (4.5)$$

k_y – коефіцієнт, що враховує вплив способу управління покрівлею:

$k_y=1,0$ – при повному обваленні;

$0,8$ – при частковій закладці;

$0,4$ – при повній закладці;

$m_{в.пр}$ – потужність пласта, що виймається, з урахуванням породних прошарків, м;

$l_{оч}$ – довжина лави, м.

При визначенні H_p для лави довжиною більше ніж 200м в формулу (4.4) необхідно підставляти $l_{оч} = 200$ м.

Коефіцієнт k_n , що враховує літологічний склад порід в зоні їх деформації з розкриттям тріщин, приймається в залежності від виходу летких речовин V^T (табл. 4.1).

Таблиця 4.1 – Значення коефіцієнта k_n в залежності від виходу летких речовин V^T

$V^T, \%$	2 – 8	8 – 12	12 – 18	18 – 26	26 – 35	≥ 35
k_n	2 – 1,8	1,8 – 1,67	1,67 – 1,5	1,5 – 1,33	1,33 – 1,13	1,13

При надробленні пологих і похилих пластів в умовах Донецького басейну величину H_p приймаємо рівною 60 м.

Для умов **підроблення крутих пластів** величина H_p визначається за формулою:

$$H_p = k_{y.k} \cdot m_{в.нр} \cdot (1,2 + \cos \alpha_{пл}) \quad (4.6)$$

а для умов **надроблення крутих пластів** - за виразом:

$$H_p = k_{y.k} \cdot m_{в.нр} \cdot (1,2 - \cos \alpha_{пл}) \quad (4.7)$$

Значення $k_{y.k}$ при підробленні та надробленні крутих пластів в умовах Донецького басейну приймаються: при управлінні покрівлею повним обваленням $k_{y.k}=60$; частковою закладкою – $k_{y.k}=45$; повною закладкою – $k_{y.k}=25$.

Класифікація вугільних пластів за кутом падіння:

- пологі – 0-18 градусів;
- похилі – 19 -35 градусів;
- крутопохилих – 36 -55 градусів;
- круті – 56 -90 градусів.

Розрахунок відносного метановиділення з порід, що вміщують

Відносне метановиділення з порід, що вміщують для умов Донбасу розраховується за формулою

$$q_{пор} = 1,14 \cdot v_{оч}^{-0,4} \cdot (x - x_0) \cdot k_{с.п} \cdot (H - H_0) \quad (4.8)$$

$v_{оч}$ – планована швидкість посування очисного забою, м/доб;

x – природна метанорясність розроблюваного пласта, m^3/m ;

x_0 – залишкова метанорясність вугілля, m^3/m ;

де $k_{с.п}$ – коефіцієнт, що враховує вплив способу управління покрівлею і літологічний склад порід; значення його приймаються за табл. 4.2;

H – глибина розробки, м;

H_0 – глибина залягання верхньої межі метанової зони, м.

Таблиця 4.2 – Значення коефіцієнта $k_{с.п}$

Спосіб управління покрівлею	$k_{с.п}$
повне обвалення	0,00106
часткова закладка	0,00084
повна закладка	0,00043

4.2 ПРАКТИЧНА ЧАСТИНА

Завдання. Розрахувати відносне метановиділення з пластів-супутників та порід, що вміщують в умовах Донецького басейну. Вихідні дані для розрахунку наведені в Додатку Б.

Приклад 1. Розрахувати відносне метановиділення з підроблюваного і надроблюваного зближених пластів стосовно до гірничо-геологічних умов Донбасу. Вихідні дані наведені в табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Вихідні данні для розрахунку приклада 1

Найменування величин	Умовні позначення	Розмірність	Чисельне значення
Планована швидкість посування очисного забою	$V_{оч}$	м/доб	3,78
Сумарна потужність вугільних пачок суміжного пласта:			
підроблюваного	$m_{c.n.i}$	м	0,3
надроблюваного	$m_{c.n.i}$	м	0,2
корисна потужність, що виймається, розроблюваного вугільного пласта	m_{θ}	м	1,0
Природна газонасність пласта:			
підроблюваного	$x_{\theta.n.i}$	м ³ /т	15
надроблюваного	$x_{c.n.i}$	м ³ /т	15
Залишкова газонасність пласта:			
підроблюваного	$x_{o.c.n.i}$	м ³ /т	2,5
надроблюваного	$x_{o.c.n.i}$	м ³ /т	2,5
Відстань по нормалі від розроблюваного пласта до пласта:			
підроблюваного	$H_{c.n.i}$	м	30
надроблюваного	$H_{c.n.i}$	м	20
Довжина лави	$l_{оч}$	м	200
Виймаєма потужність пласта з прошарками породи, що розробляється	$m_{\theta.pr}$	м	1,2
Кут падіння пласта	$\alpha_{пл}$	град	10
Вихід летких речовин для суміжного пласта:			
підроблюваного	V^r	%	25
надроблюваного	V^r	%	25
Спосіб управління покрівлею	повне обвалення		

Рішення

$$q_{\text{сп}} = \sum q_{\text{сп.п.і}} + \sum q_{\text{сп.н.і}}$$

$$q_{\text{сп.і}} = k_v \cdot \frac{m_{\text{сн.і}}}{m_{\text{с}}} \cdot (x_{\text{сп.і}} - x_{0\text{сн.і}}) \cdot \left(1 - \frac{H_{\text{сн.і}}}{H_p}\right)$$

Коефіцієнт, що враховує вплив швидкості посування очисного вибою на метановиділення з пласта-супутника для умов Донбасу:

$$k_v = 1.14 \cdot v_{\text{оч}}^{-0.4}$$

$$k_v = 1.14 \cdot 3.78^{-0.4} = 0.67$$

При підробленні пологих пластів висоту зони підробітку порід H_p визначають за формулою:

$$H_p = l_{\text{оч}} \cdot k'_n \cdot k_y \cdot \sqrt{m_{\text{в.пр}}}$$

Способом інтерполяції вибираємо величину коефіцієнта k_n , що враховує літологічний склад порід в зоні їх деформації за табл. 4.1:

Приклад інтерполяції:

$$1.5 - 1.33 / 26 - 8 = 0.02$$

$$26 - 25 = 1$$

$$1 \cdot 0.02 = 0.02$$

$$1.33 + 0.02 = 1.35$$

Таким чином, $k_n = 1.35$.

Визначимо величину коефіцієнта k'_n , що враховує вплив літологічного складу порід, що вміщують k_n і кута падіння $\alpha_{\text{пл}}$ на утворення зони розвантаження порід з розкриттям тріщин, за формулою (4.5):

$$k'_n = 1.3 \cdot k_n^{-1} \cdot (\cos \alpha_{\text{пл}} + 0.05 \cdot k_n)$$

$$k'_n = 1.3 \cdot 1.35^{-1} \cdot (\cos 10 + 0.05 \cdot 1.35) = 1.01$$

$k_y = 1.0$ – при повному обваленні;

$$H_p = 200 \cdot 1.01 \cdot 1 \cdot \sqrt{1.2} = 222 \text{ м}$$

Для випадків надроблення пологих пластів приймаємо $H_p = 60$ м. Підроблюваний та надроблюваний суміжні пласти будуть супутниками, оскільки відстань до них від розроблюваного пласта $H_{\text{сн.і}} < H_p$.

Відносне метановиділення з підроблюваного $q_{\text{сп.п.і}}$ і надроблюваного $q_{\text{сп.н.і}}$ суміжних пластів (супутників) розрахуємо за формулою (4.2):

$$q_{\text{сп.п.і}} = 0.67 \cdot \frac{0.3}{1} \cdot (15 - 2.5) \cdot \left(1 - \frac{30}{222}\right) = 2.17 \text{ м}^3 / \text{м}$$

$$q_{\text{сп.н.і}} = 0.67 \cdot \frac{0.2}{1} \cdot (15 - 2.5) \cdot \left(1 - \frac{20}{60}\right) = 1.1 \text{ м}^3 / \text{м}$$

Сумарне метановиділення з суміжних пластів (супутників):

$$q_{\text{сп}} = 2.17 + 1.1 = 3.27 \text{ м}^3 / \text{м}.$$

Відповідь: сумарне метановиділення з суміжних пластів становить 3,27 м³/т.

Приклад 2. Розрахувати відносне метановиділення зі зближених крутих пластів стосовно до гірничо-геологічних умов Донбасу. Вихідні дані наведені в табл. 4.4.

Таблиця 4.4 – Вихідні дані для розрахунку приклада 2

Найменування величин	Умовні позначення	Розмірність	Чисельне значення
Планована швидкість просування очисного забою	$V_{оч}$	м/сут	2
Сумарна потужність вугільних пачок суміжного пласта:			
підроблюваного	$m_{c.n.i}$	м	0,4
надроблюваного	$m_{c.n.i}$	м	0,3
Корисна потужність, що виймається, розроблюваного вугільного пласта	$m_{\text{в}}$	м	0,8
Природна газонасність пласта:			
підроблюваного	$x_{\text{в.п.і}}$	м ³ /т	20
надроблюваного	$x_{c.n.i}$	м ³ /т	20
Залишкова газонасність пласта:			
підроблюваного	$x_{o.c.n.i}$	м ³ /т	3,0
надроблюваного	$x_{o.c.n.i}$	м ³ /т	3,0
Відстань по нормалі від розроблюваного пласта до пласта:			
підроблюваного	$H_{c.n.i}$	м	40
надроблюваного	$H_{c.n.i}$	м	15
Виймаєма потужність пласта з прошарками породи, що розробляється	$m_{\text{в.пр}}$	м	1,0
Кут падіння пласта	$\alpha_{\text{пл}}$	град	80
Спосіб управління покрівлею	повне обвалення		

Рішення

$$q_{\text{сп}} = \sum q_{\text{сп.п.і}} + \sum q_{\text{сп.п.і}}$$

$$q_{\text{сп.і}} = k_v \frac{m_{\text{cni}}}{m_{\text{в}}} (x_{\text{спі}} - x_{0\text{cni}}) \left(1 - \frac{H_{\text{cni}}}{H_p} \right),$$

Коефіцієнт, що враховує вплив швидкості просування очисного вибою на метановиділення з пласта-супутника для умов Донбасу:

$$k_v = 1.14 \cdot v_{оч}^{-0,4}$$

$$k_v = 1.14 \cdot 2^{-0,4} = 0,86$$

Для умов підроблення крутих пластів величина H_p визначається за формулою 4.6:

$$H_p = k_{y.k} \cdot m_{в.пр} \cdot (1,2 + \cos \alpha_{пл})$$

при управлінні покрівлею повним обваленням $k_{y.k} = 60$

$$H_p = 60 \cdot 1 \cdot (1,2 + \cos 80) = 82,2 \text{ м}$$

а для умов **надроблення крутих пластів** – за формулою 4.7:

$$H_p = k_{y.k} \cdot m_{в.пр} \cdot (1,2 - \cos \alpha_{пл})$$

$$H_p = 60 \cdot 1 \cdot (1,2 - \cos 80) = 61,8 \text{ м}$$

Отже, обидва (підроблений і надроблений) суміжні пласти будуть супутниками $H_{снi} < H_p$.

$$q_{с.п.п} = 0,86 \cdot \frac{0,4}{0,8} \cdot (20 - 3) \cdot \left(1 - \frac{40}{82,2}\right) = 3,73 \text{ м}^3 / \text{т}$$

$$q_{с.п.н} = 0,86 \cdot \frac{0,3}{0,8} \cdot (20 - 3) \cdot \left(1 - \frac{15}{61,8}\right) = 4,17 \text{ м}^3 / \text{т}$$

Сумарне відносне метановиділення зі зближених пластів:

$$q_{сн} = 3,73 + 4,17 = 7,9 \text{ м}^3 / \text{т}.$$

Відповідь: сумарне метановиділення з суміжних пластів становить 7,9 м³/т.

Приклад 3. Розрахувати відносне метановиділення з порід, що вміщують для умов Донбасу. Вихідні дані наведені в табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Вихідні дані для розрахунку наприклад 3

Найменування величин	Умовні позначення	Розмірність	Чисельне значення
планована швидкість посування очисного забою	$v_{оч}$	м/доб	3,2
природна метанорясність розроблюваного пласта	x	м ³ /т	20
залишкова метанорясність вугілля	x_o	м ³ /т	3,0
глибина розробки	H	м	800
глибина залягання верхньої межі метанової зони	H_0	м	100
Спосіб управління покрівлею	повне обвалення		

Рішення

Величину відносного метановиділення з порід, що вміщують визначимо по формулі (4.8) з урахуванням значення коефіцієнта $k_{c.n}$:

$$q_{пор} = 1,14 \cdot v_{оч}^{-0,4} \cdot (x - x_0) \cdot k_{c.n} \cdot (H - H_0)$$

$$q_{пор} = 1,14 \cdot 3,2^{-0,4} \cdot (20 - 3) \cdot 0,00106 \cdot (800 - 100) = 9,03 \text{ м}^3 / \text{т}$$

Відповідь: сумарне метановиділення з порід, що вміщують становить $9,03 \text{ м}^3/\text{т}$.

Література [1-4].

ПРАКТИЧНА РОБОТА №5

НАПРЯМИ ТА ТЕХНОЛОГІЇ ВИКОРИСТАННЯ ШАХТНОГО МЕТАНУ. ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ЕФЕКТИВНОСТІ ДЕГАЗАЦІЇ

Мета: опанувати методику визначення коефіцієнта ефективності дегазації, на підставі розрахункових даних навчитись обирати спосіб дегазації.

5.1 ТЕОРЕТИЧНА ЧАСТИНА

Відповідно до положень за прогнозом метановиділення вугільних шахт визначаються метановиділення ділянки та призабійного простору лави, метановиділення з окремих джерел метановиділення, газовий баланс ділянки та лави.

Метановиділення ділянки $q_{уч}$ ($\text{м}^3/\text{т}$) без дегазації джерел метану, складе:

$$q_{уч} = q_{пл} + q_{вп} \quad (5.1)$$

де $q_{пл}$ – метановиділення з пласта, що розроблюється, $\text{м}^3/\text{т}$;

$q_{вп}$ – метановиділення з виробленого простору, $\text{м}^3/\text{т}$.

$$q_{вп} = q_{сп} + q_{пор} \quad (5.2)$$

$q_{сп}$ – метановиділення зі зближених пластів, $\text{м}^3/\text{т}$;

$q_{пор}$ – метановиділення з порід, що вміщують, $\text{м}^3/\text{т}$.

Метановиділення призабійного простору лави ($\text{м}^3/\text{т}$) без дегазації джерел метану при заданій схемі провітрювання складе:

$$q_{оч} = q_{пл} + k_{en} \cdot q_{вп} \quad (5.3)$$

де k_{en} – коефіцієнт, що враховує частку метановиділення з виробленого простору в лаву ($k_{en} = 0,2$).

Пайова участь пласта, що розробляється, і виробленого простору в загальному газовиділенні на ділянці:

$$n_{\text{пл}} = \frac{q_{\text{пл}}}{q_{\text{уч}}} \quad (5.4)$$

$$n_{\text{вп}} = \frac{q_{\text{вп}}}{q_{\text{уч}}} \quad (5.5)$$

у привибійному просторі лави:

$$m_{\text{пл}} = \frac{q_{\text{пл}}}{q_{\text{оч}}} \quad (5.6)$$

$$m_{\text{вп}} = \frac{k_{\text{ен}} \cdot q_{\text{вп}}}{q_{\text{оч}}} \quad (5.7)$$

Допустима по газовому фактору метанорясність призабійного простору лави $q_{\text{оч}}^*$ (м³/т), при якій може бути забезпечено заданий добовий видобуток вугілля A (т/доб), визначається за формулою:

$$q_{\text{оч}}^* = \frac{864 \cdot S \cdot v \cdot C}{A \cdot k_n} \quad (5.8)$$

де S – мінімальна площа перетину лави, вільна для проходження повітря, приймаємо $S = 4$, м²;

v – допустима за Правилами Безпеки максимальна швидкість руху повітря в лаві, $v = 4$ м/с;

C – допустима за Правилами Безпеки максимальна концентрація метану в струмені повітря, що надходить з лави, $C = 1\%$;

k_n – коефіцієнт нерівномірності метановиділення в лаві, який визначається за формулою:

$$k_n = 1,94 \cdot J^{-0,14} \quad (5.9)$$

де J – фактичне метановиділення виробок виїмкової ділянки, м³/хв.

Значення J для діючих ділянок визначається за фактичним метановиділенням, для тих ділянок, що тільки проєктуються – за допомогою розрахунків за прогнозом метановиділення виїмкової ділянки.

$$J = \frac{q_{\text{оч}} \cdot A}{1440} \quad (5.10)$$

Критерієм, що визначає необхідність проведення дегазаційних робіт, є перевищення фактичного (прогнозованого) метановиділення виробок виїмкової ділянки над допустимим метановиділенням по фактору вентиляції, тобто коли виконується нерівність

$$J > J_p \quad (5.11)$$

де J_p – припустиме метановиділення ділянки по фактору вентиляції, м³/хв.

Критерієм доцільності застосування дегазації є позитивна величина коефіцієнта ефективності дегазації. Коефіцієнт ефективності дегазації $K'_{\text{дег}}$, при якому забезпечуються нормальні по фактору метановиділення умови, визначається за формулою:

$$K'_{deg} \geq 1 - \frac{q_{оч}^*}{q_{оч}}, \quad (5.12)$$

де $q'_{оч}$ – допустима по газовому фактору метанонасність приви́бійного простору лави, при якій може бути забезпечено заданий добовий видобуток, $\text{м}^3/\text{т}$;

$q_{оч}$ – метанорясність призабійного простору лави без дегазації джерел метану, $\text{м}^3/\text{т}$;

або теж саме за формулою:

$$K'_{deg} = 1 - \frac{J_p}{J}. \quad (5.13)$$

Основними критеріями застосування дегазації на виїмковій ділянці є: відносна метанонасність; витрата повітря по ділянці; плановане навантаження на очисний забій.

Вибір способу дегазації

Вибір способів дегазації здійснюємо виходячи з величини метанонасності приви́бійного простору лави, газового балансу лави та можливої ефективності дегазації (Додаток Г).

Відповідно до обраного способу дегазації пласта за таблицею додатка приймається $k_{deg,пл}$ та визначається необхідний коефіцієнт ефективності дегазації виробленого простору з урахуванням газовиділення зі зближених вугільних пластів і порід, що вміщують:

$$k_{deg,ен} = \frac{K'_{deg} - m_{пл} \cdot k_{deg,пл}}{m_{ен}} \quad (5.14)$$

Визначення параметрів дегазації вугільних пластів

Дегація розроблюваних вугільних пластів свердловинами пробуреними з підготовлених виробок здійснюється при підготовці пластів до виїмки, застосовується як при стовпових, так і при суцільних системах розробки, якщо є достатнє випередження підготовчої виробки щодо очисного забою.

Відстань від забоїв свердловин до підготовчої виробки повинно бути не менше 20 м. Діаметр свердловин $d_c = 76-112$ мм, свердловини повинні бути висхідними.

Відстань між свердловинами, пробуреними по пласту, що розробляється, визначається за формулою:

$$r_c = \frac{0,1 \cdot t}{k_{deg,пл} (0,0283 \cdot t + 1,167)}, \text{ м} \quad (5.15)$$

де t – тривалість дегазації ($t=180$ діб).

Довжина свердловин:

$$l_c = l_{oc} - 20, \text{ м.} \quad (5.16)$$

Кількість свердловин:

$$N_c = \frac{l_{ш}}{r_c}. \quad (5.17)$$

5.2 ПРАКТИЧНА ЧАСТИНА

Завдання. На підставі вихідних даних визначити коефіцієнт ефективності дегазації, обрати спосіб дегазації вугільного пласта та розрахувати відстань між свердловинами, їх кількість та довжину.

Приклад. В умовах Донбасу у свиті зближених пластів та пропластків вугілля, що включає газовмісні породи, розробляється пласт корисною потужністю $m = 1,1$ м, метаноносність якого $x=20$ м³/т, кут падіння $\alpha=10^\circ$. Вище пласта, що розробляється, на відстані 46 та 77 м залягають зближені вугільні пласти потужністю відповідно 0,6 та 0,58 м.

На ділянці пласта, що відпрацьовується довгими стовпами по падінню, потрібно забезпечити видобуток 1000 т вугілля на добу. Довжина лави ($l_{оч}$)=200 м. Схема провітрювання дільниці прямоточна на вентиляційний ходок, що підтримується у виробленому просторі, з підсвіженням струменем повітря, що виходить з лави, та що подається по виробці з боку вугільного масиву. Перетин призабійного простору лави $S=4$ м², максимальна швидкість руху повітря по лаві $v=4$ м/с, допустима концентрація метану у вихідному струмені повітря $C=1\%$.

Рішення

Метаноносність ділянки $q_{уч}$ без дегазації джерел метану визначається за формулами (5.1, 5.2):

$$q_{уч} = q_{пл} + q_{вп}$$

$$q_{вп} = q_{сп} + q_{пор}$$

$$q_{сп} = 3,27 \text{ м}^3/\text{т}, \text{ (див. приклад 1, практична робота №4);}$$

$$q_{пор} = 9,03 \text{ м}^3/\text{т} \text{ (див. приклад 3, практична робота №4)}$$

$$q_{пл} = 8,26 \text{ м}^3/\text{т}; \text{ (див. приклад 2, практична робота №3)}$$

$$q_{вп} = 3,27 + 9,03 = 12,3 \text{ м}^3/\text{т}$$

$$q_{уч} = 8,26 + 12,3 = 20,56 \text{ м}^3/\text{т}$$

Метаноносність привибійного простору лави без дегазації джерел метану при заданій схемі провітрювання складе (5.3):

$$q_{оч} = 8,26 + 0,2 \cdot 12,3 = 10,72 \text{ м}^3/\text{т}$$

Пайова участь пласта, що розробляється, і виробленого простору в загальному газовиділенні на ділянці: (5.4, 5.5):

$$n_{пл} = \frac{8,26}{20,56} = 0,4$$

$$n_{вп} = \frac{12,3}{20,56} = 0,6$$

в привибійному просторі лави (5.6, 5.7):

$$m_{пл} = \frac{8,26}{10,72} = 0,77$$

$$m_{вп} = \frac{0,2 \cdot 12,3}{10,72} = 0,23$$

Допустима по газовому фактору метанонасність призабійного простору лави $q_{оч}^*$ (м³/т), при якій може бути забезпечено заданий добовий видобуток вугілля A (т/доб), визначається за формулою (5.8–5.10):

$$q_{оч}^* = \frac{864 \cdot S \cdot \nu \cdot C}{A \cdot k_{\mu}} = \frac{864 \cdot 4 \cdot 4 \cdot 1}{1000 \cdot 1,46} = 9,47 \text{ м}^3/\text{т}$$

$$J = \frac{q_{оч} \cdot A}{1440} = \frac{10,72 \cdot 1000}{1440} = 7,44 \text{ м}^3/\text{хв}$$

$$k_{\mu} = 1,94 \cdot J^{-0,14} = 1,94 \cdot 7,44^{-0,14} = 1,46$$

Коефіцієнт ефективності дегазації $K'_{дег}$, при якому забезпечуються нормальні по фактору метановиділення умови, визначається за формулою (5.12):

$$K'_{дег} \geq 1 - \frac{q_{оч}^*}{q_{оч}} = 1 - \frac{9,47}{10,72} = 0,12 \text{ приймаємо } 0,2$$

За таблицею Додатку Г приймаємо комплексну дегазацію, що складається з способу дегазації пласта, що розроблюється, свердловинами, пробуреними з підготовчих виробок в зоні впливу очисного забою ($k_{дег.пл} = 0,2 \div 0,3$) та способу дегазації зближених пластів свердловинами, пробуреними з виробок зближених пластів при погашенні вироблення ($k_{дег.с.п} = 0,2 \div 0,5$).

Приймаємо $k_{дег.пл} = 0,2$; тоді визначимо коефіцієнт ефективності дегазації виробленого простору з урахуванням газовиділення зі зближених вугільних пластів і порід, що вміщують за формулою (5.14):

$$k_{дег.вп} = \frac{K'_{дег} - m_{пл} \cdot k_{дег.пл}}{m_{вп}} = \frac{0,2 - 0,77 \cdot 0,2}{0,23} = 0,2$$

Відстань між свердловинами, пробуреними по пласту, що розробляється, визначається за формулою (5.15):

$$r_c = \frac{0,1 \cdot t}{k_{дег.пл} (0,0283 \cdot t + 1,167)} = \frac{0,1 \cdot 180}{0,2 \cdot (0,0283 \cdot 180 + 1,167)} = 14,4 \text{ м}$$

Приймаємо $r_c = 14$ м.

Довжина свердловин:

$$l_c = l_{oc} - 20 = 200 - 20 = 180 \text{ м}$$

Кількість свердловин:

$$N_c = \frac{l_{ш}}{r_c} = \frac{2000}{14} = 142,9 = 143 \text{ шт.}$$

Відповідь: на підставі проведених розрахунків встановлено, що коефіцієнт ефективності дегазації становить 0,2; обрано комплексну дегазацію, що складається зі способу дегазації пласта, що розроблюється, свердловинами, пробуреними з підготовчих виробок в зоні впливу очисного забою та способу дегазації зближених пластів свердловинами, пробуреними з виробок зближених пластів при погашенні вироблення; відстань між свердловинами становить 14 м, довжина свердловин 180 м, кількість – 143 шт.

Література [2-4].

ПРАКТИЧНА РОБОТА №6

НАПРЯМИ ТА ТЕХНОЛОГІЇ ВИКОРИСТАННЯ ШАХТНОГО МЕТАНУ. ВИЗНАЧЕННЯ ВИТРАТИ МЕТАНОПОВІТРЯНОЇ СУМІШІ, ЩО ВИТЯГУЄТЬСЯ НА ПОВЕРХНЮ

Мета: опанувати методику визначення витрати метаноповітряної суміші, що витягується на поверхню.

6.1 ТЕОРЕТИЧНА ЧАСТИНА

Герметизація свердловин. Перевірка якості герметизації свердловин

1. Перевірку якості герметизації кожної свердловини проводять за участю представника дільниці ВТБ (вентиляція та техніка безпеки) або іншої особи, призначеної для цього технічним керівником шахти.

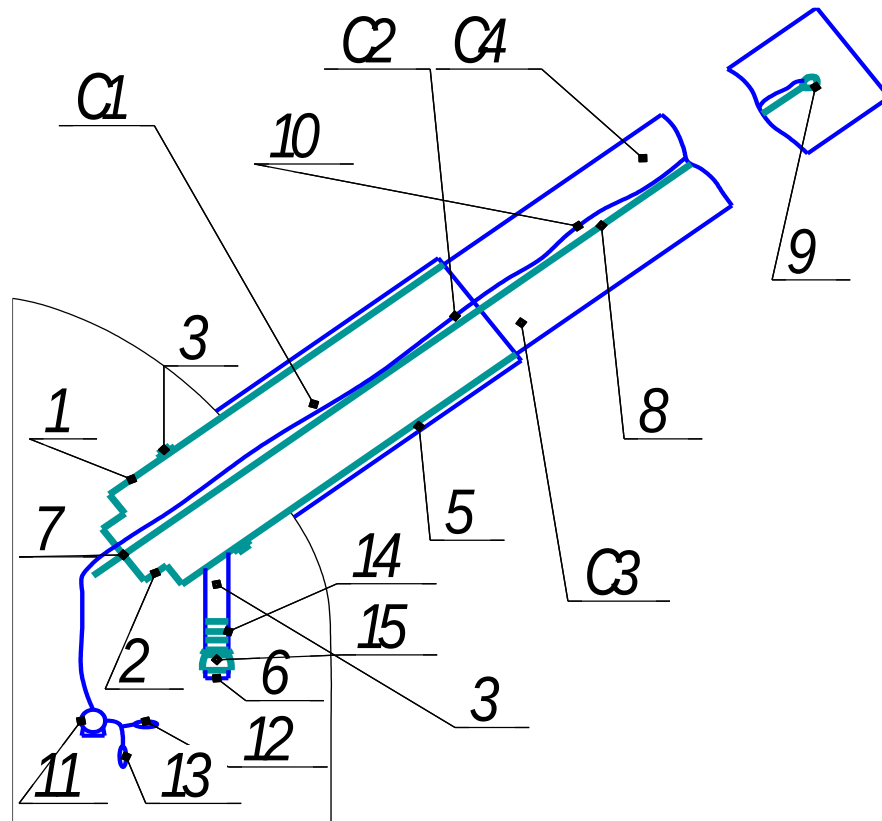
2. Перевірку проводять безпосередньо після завершення робіт зі спорудження свердловин шляхом вимірювання розрядження в її гирлі, дебіту метаноповітряної суміші та вмісту в ній метану. Припливи різниці між витратою метаноповітряної суміші (Q_c) та дебітом метану (I_c) $Q_{п.в} = Q_c - I_c$, не повинні перевищувати величини $Q_{п.заг}$. Якщо фактична величина припливів повітря перевищують розрахункову, покращують якість герметизації та повторюють спробу.

3. Якщо причини великих припливів повітря не очевидні, їх визначають методом зондування свердловини. Метод полягає у вимірюванні вмісту метану

в обсадній трубі та декількох точках по довжині свердловини при наявності в ній розрідження.

4. Відбір проб метаноповітряної суміші зі свердловин проводять за допомогою спеціального зонда (рис 6.1).

Схема пристрою зонда для виміру вмісту метану в характерних точках дегазаційної свердловини представлені на рис. 6.1.



1 – трійник, 2,3 – патрубки, 4 – фланець, 5 – обсадна труба, 6 – газопровід, 7 – ущільнювальний елемент, 8 – штанги, 9 – газовідбірний пристрій; 10 – гнучка трубка; 11 – котушка; 12 – двоклапанный насос; 13 – гумова камера; 14 – гофрований шланг; 15 – засувка; C1, C2, C3, C4 – вміст метану у характерних точках свердловин

Рисунок 6.1 – Схема пристрою зонда для вимірювання вмісту метану в характерних точках дегазаційної свердловини

5. Роботи із зондування свердловин виконують в такому порядку. За допомогою діафрагми, встановленої на обсадній трубі, вимірюють витрату метаноповітряної суміші, вміст у ній метану та розрядження. Потім відключають свердловину від газопроводу, знімають патрубок з діафрагмою і на його місце кріплять до обсадної труби 5 трійник 1. Патрубок 3 за допомогою гофрованого шланга 14 з'єднують з газопроводом 6. Через ущільнювальний елемент 7 зводять першу штангу з газовідбірним і кріплять до штанг.

Всмоктувальний патрубок насоса 12 з'єднують з вільним кінцем гнучкої трубки 10, а нагнітальний – з камерою 13. Зонд готовий до роботи.

Відкривають засувку 15 і відбирають проби метаноповітряної суміші з характерних точок свердловини С1, С2, С3, С4, переміщаючи газовідбірний пристрій по свердловині та наרוшуючи штанги. Проба, набрана в камеру, аналізується за допомогою переносного метанометру (наприклад, інтерферометра ШИ-12). У кожному пункті відбирається не менше двох проб. Якщо вони відрізняються не більше ніж на 4%, то результати усереднюють. При більшій різниці вимірювання повторюють.

Точки С1 і С2 розташовують у нижній і верхній частинах обсадної труби, точку С3 – на відстані 35 – 40 метрів від гирла свердловини.

6. За результатами вимірювань розраховують ΔQ_i у відсотках частку протікання повітря у свердловину на кожній ділянці вимірювань, враховуючи при цьому, що результати відрізняються на величину, яка не перевищує похибки вимірювання вмісту метану, слід вважати однаковим. Для інтерферометра ШИ-12 похибка дорівнює 4%.

$$\Delta Q_i = \frac{(C_i + 1 - C_1) \cdot C_1}{C_i + 1 \cdot C_1 \cdot (1 - C_1)} \cdot 100 \quad (6.1)$$

де C_1 , C_i – вміст метану в точках C_1 та C_i , частки одиниці;
і – порядковий номер точки відбору проб.

7. Порівнюючи результати, що отримані в окремих свердловинах, виявляють характерні для даної ділянки місця підсосів повітря, визначають їх причини та вибирають заходи, що підвищують вміст метану у свердловинах.

Визначення витрати метаноповітряної суміші, що витягується на поверхню

Складаємо схему газопроводів для дегазації та вилучення метану на поверхню (рис. 6.2).

Загальний дебіт каптованого метану в свердловинах в межах однієї ділянки $I_{заг}$ (м³/хв) визначаємо за формулою:

$$I_{заг} = \frac{q_{уч} \cdot A \cdot K'_{дег}}{1440} \quad (6.2)$$

Витрата метано-повітряної суміші, що витягується на поверхню з однієї ділянки $Q_{учі}$ (м³/хв), визначаємо за формулою:

$$Q_{учі} = \frac{I_{заг} \cdot 100}{C} \quad (6.3)$$

де C – концентрація метано-повітряної суміші, приймаємо 35 % об.

Загальна витрата метано-повітряної суміші, що витягується на поверхню $Q_{заг}$ (м³/хв), визначаємо за формулою:

$$Q_{\text{заг}} = Q_{\text{учі}} \cdot n$$

де n – кількість ділянок.

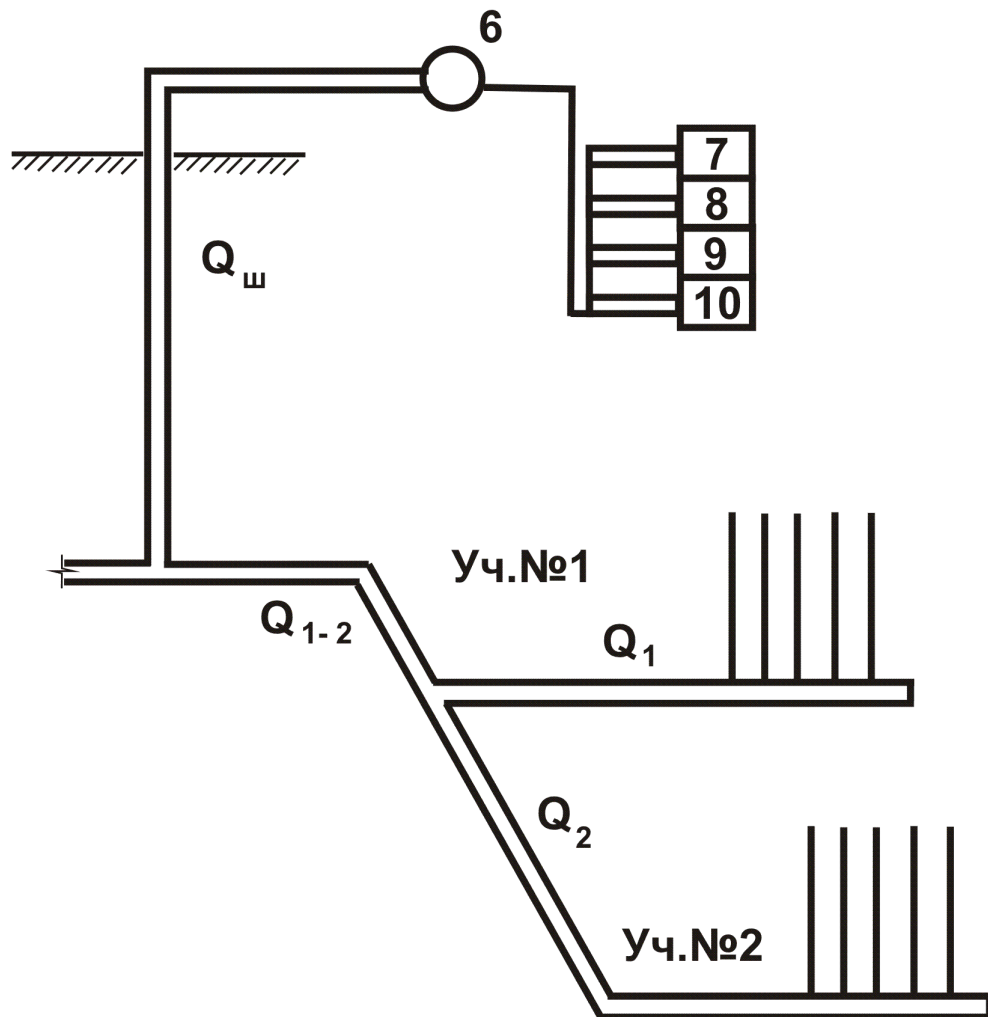


Рисунок 6.2 – Схема дегазації шахти

Вибір обладнання вакуум-насосної станції. Склад вакуум-насосної станції

До складу вакуум-насосної станції (ВНС) входять насоси, електродвигуни, пускова та захисна апаратура, обладнання для подачі та охолодження води, стаціонарна контрольно-вимірвальна та захисна апаратура.

Вакуум-насосні станції можуть розташовуватися на поверхні шахти або в підземних виробках. ВНС, що розташовані на поверхні, розміщуються в спеціальній будівлі, яка повинна задовольняти вимогам техніки безпеки. Будівля вакуум-насосної станції складається з наступних основних приміщень: вакуум-насосного відділення, де розміщуються вакуум-насоси з електродвигунами та приладами місцевого контролю у вибухобезпечному виконанні; відділення для пускової та іншої апаратури управління у

нормальному виконанні (відділення ізолюється від вакуум-насосного і має готельний вихід); відділення для бака з водою та насосів для її перекачування; газоаналізаторної; контрольно-вимірювального пункту; комори.

Метаноповітряна суміш, що каптується, при дегазації транспортується від свердловин на поверхню по газопроводах під тиском менше атмосферного, створюваного вакуум-насосами, розташованими у ВНС.

Розробка та обґрунтування технології комплексного використання метану в шахтних умовах

Потрібний комплексний підхід до питання комплексного використання шахтного метану. Треба не просто підвищувати об'єми каптажу метану, але й купувати засоби для його утилізації – когенераційні установки. У них метаноповітряна суміш (з концентрацією метану $> 25\%$) перетворюється спочатку на механічну та теплову енергію, а потім в електроенергію. Теплова енергія може йти на побутові потреби шахти або продаватися населенню (підприємствам). Електроенергію можна використовувати у власних цілях, що дозволить понизити собівартість видобутку вугілля. Але для реалізації таких проєктів необхідні великі об'єми капітальних вкладень, яких немає на шахтах, тобто необхідно залучати інвесторів.

Наразі дегазацію джерел метановиділення розглядають як напрям, який забезпечує насамперед безпечні по газу умови праці шахтарів та нормальний ритм роботи підприємства, а також істотно збільшує продуктивність очисних вибоїв, що сприяє зниженню собівартості видобутого вугілля, зростання прибутку. Однак прагнення до комплексного використання мінеральних ресурсів, що видобуваються, у тому числі більш повного використання природних енергоресурсів неминуче призведе до перегляду ролі дегазації на вугільних шахтах. На дегазацію, яка є невід'ємним технологічним процесом на шахтах, що є газоносними та викидонебезпечними, необхідно дивитися як на спосіб видобутку метану з подальшим його використанням в народному господарстві, так і як на спосіб зниження газу у виробках, для підвищення продуктивності шахт і зниження кількості газодинамічних явищ. Основним завданням є розширення обсягів утилізації вугільного метану в народному господарстві.

В таблиці 6.1 зазначено основні напрями використання шахтного метану.

Таблиця 6.1 – Напрями використання шахтного метану

Вид	Використання	Переваги	Недоліки
Сировина для хімічної промисловості	Високоякісний газ для виробництва сажі, формальдегіду, синтетичних палив і диметилового ефіру	Використання для поставок високоякісного шахтного метану при складній кон'юктурі	Високі витрати переробки
Використання споживачами в районі розташування шахта	Обігрів, приготування їжі, котлоагрегати, сушка вугільного пилу, житлові будинки шахтарів	• Замінює вугілля • Екологічно чисте, дешеве енергоджерело	Знижується економічна ефективність при віддалені споживача від шахти
Транспортні засоби	Високоякісний очищений газ, що витягується при попередній дегазації, і метан вугільних пластів	• Вільний доступ на ринок для поставок газу при складній кон'юктурі • Дуже високі ціни на моторне паливо	• Витрати на переробку, зберігання, закачування і транспортування газу • Дуже високі стандарти на очищення
Виробництво електроенергії	Газові двигуни, що забезпечують енергопостачання шахти або подачу електроенергії в енергомережу	• Апробована технологія • Рекуперация відпрацьованого тепла для опалення споруд шахти, душових кімнат шахтарів, а також для підігріву та охолодження повітря шахтних стволів	• Перериваємий і змінний відпуск електроенергії; чим обумовлена неможливість подачі електроенергії в енергомережу • Регулярне технічне обслуговування вимагає відповідального ставлення оператора шахти • Високі капітальні витрати на початковій стадії реалізації проекту
Високоякісний трубопровідний газ	Очищений шахтний метан високої якості	• Еквівалент природного газу • Прибутково при високих цінах на газ • Хороший варіант там, де існує потужна трубопровідна інфраструктура	• Стандарти на чистоту трубопровідного газу є високими, а сам процес очищення - дорогим • Реалізація можлива тільки при високій якості попередньо дренуваного або очищеного шахтного метану • Вимагає розумних умов доступу до трубопроводу
Промисловий газ середньої якості	Метан для місцевих систем централізованого теплопостачання житлових зон і для промислового використання, наприклад, у промислових печах, з концентрацією більше 30%	• Джерело палива за низькими цінами • Локалізовані вигоди • Може вимагати лише мінімальної або не вимагати взагалі очищення газу	• Вартість системи розподілу і технічного обслуговування * Змінні якість і поставки • Висока вартість утримання газосховищ, необхідних для регулювання пікового попиту

6.2 ТЕОРЕТИЧНА ЧАСТИНА

Завдання:

1. Розрахувати загальну витрату метано-повітряної суміші, що витягується на поверхню $Q_{\text{заг}}$.
2. Вибрати обладнання вакуум-насосної станції: вакуум-насос, електродвигун, водяна помпа, вентилятор (описати їх значення, навести технічні характеристики, схему).

Література [2, 3].

ПРАКТИЧНА РОБОТА №7 НАПРЯМИ ТА ТЕХНОЛОГІЇ ВИКОРИСТАННЯ ШАХТНОГО МЕТАНУ. РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНИХ ТА ЕКОЛОГІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ КОГЕНЕРАЦІЙНОЇ УСТАНОВКИ

Мета: опанувати методику розрахунку економічних та екологічних показників дегазаційної установки.

7.1 ТЕОРЕТИЧНА ЧАСТИНА

Розробка та обґрунтування технології комплексного використання метану в шахтних умовах

Звичайний (традиційний) спосіб отримання електроенергії та тепла полягає в їх роздільній генерації (електростанція та котельня). При цьому значна частина енергії первинного палива не використовується. Можна значно зменшити загальне споживання палива шляхом застосування когенерації.

Когенерація являє собою процес комбінованого виробництва теплової та електричної енергії за допомогою єдиної енергетичної установки.

При традиційному способі генерації електроенергії понад 65% енергії палива викидається в навколишнє середовище. При цьому для задоволення теплових потреб виробництва використовуються окремі котельні, які споживають значну кількість енергоносіїв.

За рахунок утилізації тепла вихлопних газів двигун-генератора, когенерація забезпечує значний виграш у сумарному ККД установки.

При експлуатації традиційних (парових) електростанцій, у зв'язку з технологічними особливостями процесу генерації енергії, велика кількість виробленого тепла скидається в атмосферу через конденсатори пара, градирні тощо. Велика частина цього тепла може бути утилізована та використана для

задоволення теплових потреб, це підвищує ефективність з 30-50% для електростанції до 80-90% в системах когенерації. Порівняння між когенерацією та роздільним виробництвом електроенергії та тепла представлено на рисунку 7.1, заснованої на типових значеннях ККД.

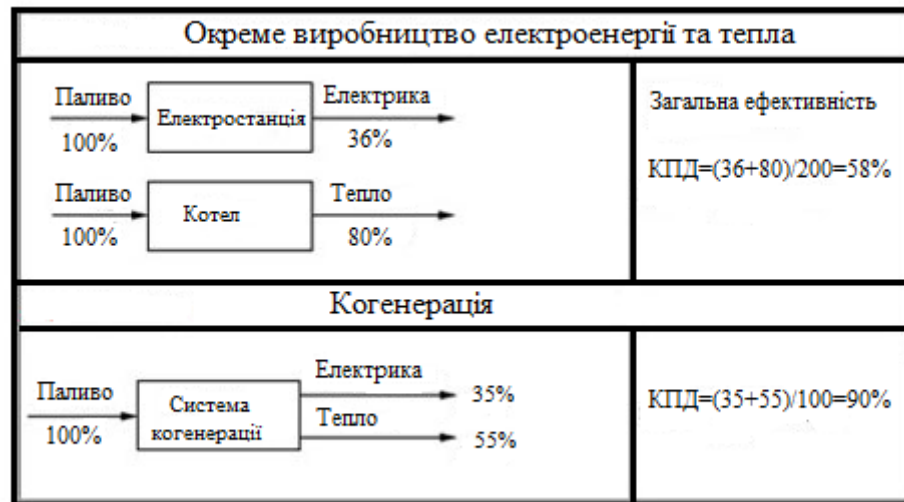


Рисунок 7.1 – Порівняння ККД між системою когенерації та окремим виробництвом електроенергії

Розрахунок економічних та екологічних показників когенераційної установки

Нижче представлена методика розрахунку поліпшення економічних та екологічних показників, а також обґрунтовано соціальний ефект, який може бути досягнуто в результаті будівництва КГЕС, що складається з когенераційних модулів фірми **JENBACHER**.

Споживання метану одним когенераційним модулем представлена в 7.1.

Таблиця 7.1 – Технічна характеристика модуля **JMS 620**

Показник	Значення
1. Електрична потужність, кВт	3035
2. Теплова потужність, Гкал/год	2630
3. Споживання метану, м ³ /год	622,5
4. Споживання дози впорскування, м ³ /год	25
5. Вміст метану в газовій суміші, %	25
6. Концентрація метану в дозі впорскування (q _м), %	94,8

Концентрація метану – 94,8 %. Для визначення кількості установок визначимо витрата метану з концентрацією 94,8 % $Q_{\text{ког}}$ ($\text{м}^3/\text{год}$):

$$Q_{\text{ког}} = \frac{I_{\text{заг}} \cdot 100 \cdot 60}{q_{\text{м}}} \quad (7.1)$$

де $q_{\text{м}}$ – концентрація метану в дозі впорскування, %

$I_{\text{заг}}$ для розрахунку приймаємо 18.

$$Q_{\text{ког}} = \frac{18 \cdot 100 \cdot 60}{94,8} = 1139,24 \text{ м}^3 / \text{год}$$

Визначаємо кількість установок:

$$N_{\text{уст}} = \frac{Q_{\text{ког}}}{P_{\text{уст}}} \quad (7.2)$$

де $P_{\text{уст}}$ – Споживання метану, $\text{м}^3/\text{ч}$

$$N_{\text{уст}} = \frac{1139,24}{622,5} = 1,8 = 2 \text{ од}$$

Розрахунок собівартості виробленої КГЕС електричної енергії та терміну окупності інвестицій в будівництво

Вартість монтажу КГЕС «під ключ», грн:

$$C_{\text{монт}} = N_{\text{уст}} \cdot C_{\text{КГЕС}} + C_{\text{пит.варт}} \quad (7.3)$$

де $N_{\text{уст}}$ – кількість КГЕС, од;

$C_{\text{КГЕС}}$ – вартість однієї КГЕС, грн;

$C_{\text{пит.варт}}$ – питома вартість монтажу, грн; $C_{\text{пит.варт}}$ приймається 10% від вартості КГЕС.

Сумарна електрична потужність КГЕС, кВт:

$$P_{\text{ел.пот}} = N_{\text{уст}} \cdot M_{\text{уст}} \quad (7.4)$$

де $M_{\text{уст}}$ – електрична потужність однієї установки, кВт.

Сумарна теплова потужність КГЕС, кВт·Гкал:

$$P_{\text{теп.пот}} = N_{\text{уст}} \cdot P_{\text{уст}} \quad (7.5)$$

де $P_{\text{уст}}$ – теплова потужність однієї установки, Гкал.

Часова витрата шахтного газу КГЕС, $\text{м}^3/\text{год}$:

$$G_{\text{газ}} = N_{\text{уст}} \cdot G_{\text{газ}} \quad (7.6)$$

де $G_{\text{газ}}$ – витрата шахтного газу $\text{м}^3/\text{год}$;

Річна кількість виробленої електроенергії, кВт·год/рік:

$$Q_{\text{ел.рік}} = P_{\text{ел.пот}} \cdot T \quad (7.7)$$

де T – мотогодини в рік (год/рік); $T = 8760$ год/рік

Річна кількість виробленої теплової енергії, Гкал/рік:

$$Q_{менрік} = P_{мен.ном} \cdot T \quad (7.8)$$

Річна кількість спожитого газу, м³/рік:

$$\Pi_{газ.рік} = \Pi_{газ} \cdot T \quad (7.9)$$

Річні витрати на експлуатацію КГЕС:

$$E_{експ} = \Pi_{мас} + Z_{обсл} + Z_{роб} \quad (7.10)$$

$\Pi_{мас}$ – витрати на моторне масло, грн/рік;

$Z_{обсл}$ – середньорічні витрати на сервісне обслуговування, грн/рік;

$Z_{роб}$ – заробітна плата обслуговуючого персоналу, грн/рік.

Річні витрати на газ, грн/рік:

Витрати на моторне масло, грн/рік:

$$\Pi_{мас} = T \cdot G_m \cdot \Pi_{мас} \quad (7.11)$$

де G_m – витрата масла за одну мотогодину; $G_m = 0,15-0,3$ л/год;

$\Pi_{мас}$ – вартість масла з ПДВ станом на поточний рік (грн/л).

Середньорічні витрати на сервісне обслуговування, грн/рік:

$$Z_{обсл} = \Pi_{КГЕС} \cdot N_{уст} \cdot C_{серв.обсл} \quad (7.12)$$

де $\Pi_{КГЕС}$ – вартість однієї енергоустановки, грн;

$C_{серв.обсл}$ – вартість сервісного обслуговування (у % від вартості установки); при терміні експлуатації КГЕС 10 років $C_{серв.обсл} = 0,1$.

Заробітна плата обслуговуючого персоналу, грн/рік:

$$Z_{роб} = Z_{міс} \cdot N_{роб} \cdot 12 \quad (7.13)$$

де $Z_{міс}$ – середньомісячна зарплата персоналу, грн/міс;

$N_{роб}$ – кількість персоналу. Приймаємо 10-12 чоловік.

Структура собівартості електроенергії, виробленої на КГЕС, грн/кВт•год:

$$S_{ел} = ПВМ + ПВО + ПВЗ \quad (7.14)$$

де $ПВМ$ – питома вартість масла, грн/кВт•год;

$ПВО$ – питома вартість сервісного обслуговування, грн/кВт•год;

$ПВЗ$ – питома вартість заробітної плати персоналу, грн/кВт•год.

$$(7.15) \quad ПВМ = \frac{\Pi_{мас}}{Q_{ел.рік}}$$

$$ПВО = \frac{Z_{обсл}}{Q_{ел.рік}} \quad (7.16)$$

$$ПВЗ = \frac{Z_{роб}}{Q_{ел.рік}} \quad (7.17)$$

Річні витрати на придбання еквівалентної кількості, грн/рік:

$$E_{\text{вит}} = Z_{\text{ел.ен}} + Z_{\text{теп.ен}} \quad (7.18)$$

де $Z_{\text{ел.ен}}$ – річні витрати на придбання еквівалентної кількості електроенергії, грн/рік;

$Z_{\text{теп.ен}}$ – річні витрати на придбання еквівалентної кількості теплової енергії, грн/рік.

$$Z_{\text{ел.ен}} = Q_{\text{ел.рік}} \cdot C_{\text{ел}} \quad (7.19)$$

$$Z_{\text{теп.ен}} = Q_{\text{теп.рік}} \cdot C_{\text{теп}} \quad (7.20)$$

де $C_{\text{ел.}}$ – тариф на електроенергію (з ПДВ) на поточний рік для підприємств, грн;

$C_{\text{теп.}}$ – тариф на теплову енергію (з ПДВ) на поточний рік для підприємств, грн.

Річна економія при експлуатації КГЕС:

1) При виробництві власної електроенергії, грн/рік:

$$E_{\text{ел}} = Z_{\text{ел.ен}} - E_{\text{експ}} \quad (7.21)$$

2) Додатково при утилізації тепла, грн/рік:

$$E_{\text{теп}} = Q_{\text{теп.рік}} \cdot C_{\text{теп}} \quad (7.22)$$

Сумарна річна економія при експлуатації КГЕС, грн/рік:

$$\sum E = E_{\text{ел}} + E_{\text{теп}} \quad (7.23)$$

Термін окупності КГЕС без урахування утилізації тепла, років:

$$TO = \frac{C_{\text{монт}}}{(C_{\text{ел}} - S_{\text{ел}}) \cdot Q_{\text{ел.рік}}} \quad (7.24)$$

7.2 ПРАКТИЧНА ЧАСТИНА

Завдання:

1. За допомогою мережі Інтернет вибрати схему когенераційної установки.

2. Описати переваги застосування когенераційного обладнання (економічність та окупність, надійність та незалежність, спільне виробництво тепла (холоду), енергозбереження, екологічність).

3. Розрахувати собівартість виробленої КГЕС електричної енергії та терміну окупності інвестицій в будівництво.

Література [1-4].

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Методичні вказівки до виконання курсового проєкту з дисципліни «Комплексне використання ресурсів надр» для студентів спеціальності 101 Екологія та 183 Технології захисту навколишнього середовища денної та заочної форми навчання / В.К. Костенко, О.Л. Зав'ялова, О.П. Богомаз, – Покровськ : ДВНЗ «ДонНТУ»; 2021. – 18 с.
2. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України : монографія. Метан вгільних родовищ, газогідрати, імпактні структури і накладені западини Українського щита/ [В.А. Михайлов та ін.]; Нац. акціонерна компанія «Нафтогаз України» та ін. -К. : Ніка-Центр, 2013. -368 с.
3. Руководство по наилучшей практике эффективной дегазации источников метановыделения и утилизации метана на угольных шахтах. Серия публикаций сэк по энергетике, № 47. Второе издание. 2016. – 134 с.
4. Когенераційні технології в малій енергетиці : монографія / В. А. Маляренко, О. Л. Шубенко, С. Ю. Андрєєв, М. Ю. Бабак, О. В. Сенецький / Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова, Ін-т проблем машинобуд. ім. А. М. Підгорного. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 454 с.

Вихідні дані для розрахунку відносного метановиділення з пласта

Варіант	Марка вугілля	Природна метанорясність пласта x , м ³ /т	Вихід легких речовин $V^Г$, %	Об'ємний вихід легких речовин $V^Г_{об}$, мл/г с.б.м.	Природна вологість вугілля W , %	Добовий видобуток вугілля A , т/доб	Природна зольність вугілля A_3 , %	Потужність вугільних пачок пласта, що виймається, m_b , м	Довжина дільничної виробки $l_{пл}$, м	Плановане посування очисного забою $V_{оч}$, м/доб	Довжина лави $l_{оч}$, м	Глибина розробки H , м	Повна потужність вугільних пачок пласта $m_{п}$, м	Швидкість транспортування вугілля в лаві $V_{т.л}$, м/с	Швидкість транспортування вугілля в дільничній виробці $V_{т.м}$, м/с	Час, що минув з моменту оголення пласта підготовчої виробки до початку очисних робіт $T_{об}$, доб
1	К	26	18	165	1,9	950	7	1,2	2100	5,0	200	1000	1,2	1,2	1,5	240
2	Ж	24	26	165	1,3	1100	9	1,25	1550	3,15	220	1100	1,3	0,92	1,6	185
3	Г	30	34	165	2,8	1150	11	1,3	1650	4,0	240	700	1,3	1,0	1,5	195
4	Д	36	42	165	4,2	975	6	1,35	1750	6,0	160	600	1,4	1,2	1,6	205
5	К	35	20	165	2,0	1200	8	1,5	2050	4,0	230	950	1,6	0,92	1,6	340
6	Ж	33	28	165	1,4	1250	10	1,55	2150	2,52	250	1050	1,6	0,92	1,6	340
7	Г	40	36	165	2,9	900	12	1,6	2250	4,8	170	1150	1,7	1,01	1,5	350
8	А	28	4	160	1,4	940	5	2,0	2350	3,78	175	650	2,1	0,92	1,5	370
9	ОС	36	12	165	1,5	1050	7	1,9	2400	4,0	285	550	2,0	1,01	1,6	400
10	К	29	22	165	2,1	925	9	1,8	2450	5,0	195	1200	1,9	1,2	1,5	410
11	Ж	30	30	165	1,5	800	11	1,1	2500	3,15	205	1250	1,2	0,92	1,6	420
12	Г	34	38	165	3,0	1125	13	1,5	1600	4,0	215	800	1,6	1,01	1,5	200
13	Д	32	46	165	4,6	875	8	1,4	1550	5	225	600	1,5	1,2	1,6	190
14	А	36	5	165	1,6	930	6	1,3	1700	2,52	235	700	1,4	0,92	1,5	210

15	ОС	39	14	165	1,7	1030	8	1,2	1900	3,2	245	1100	1,2	1,01	1,6	220
16	К	28	24	165	2,2	1130	10	1,0	2000	5,0	155	1000	1,0	1,2	1,5	230
17	Ж	29	32	165	1,6	1040	12	1,65	2100	3,78	145	550	0,8	0,92	1,6	240
18	Г	37	42	165	3,2	850	14	1,15	2200	4,8	130	500	0,6	1,01	1,5	250
19	Д	33	48	165	4,8	1020	9	1,9	2050	5,0	135	450	0,7	1,2	1,6	220
20	А	40	6	165	1,8	935	2	1,75	2000	3,78	150	400	0,9	0,92	1,5	240
21	Г	45	30	165	2,6	960	17	1,8	2450	4,85	1705	1155	1,8	1,05	1,5	375
22	К	34	25	165	2,1	1300	9	1,65	2150	4,1	280	959	1,6	0,92	1,6	450
23	Ж	26	34	165	1,5	890	13	1,12	2570	3,25	225	1450	1,3	0,98	1,6	445
24	А	40	4	165	1,6	937	9	1,2	1740	2,7	254	780	1,2	0,94	1,5	230
25	ОС	28	16	165	1,7	1175	6	2,0	2500	4,6	295	650	2,1	1,21	1,6	410
26	Г	39	38	165	2,0	1100	14	1,32	1550	4,2	269	740	1,35	1,5	1,6	140
27	Д	30	40	165	4,0	990	8	1,38	1850	6,5	165	700	1,2	1,2	1,5	208
28	К	27	20	165	1,9	1000	10	1,25	2150	5,5	220	1000	1,25	1,2	1,5	260
29	Г	38	44	165	3,3	900	16	1,19	2150	4,85	139	550	0,65	1,00	1,5	220
30	А	45	7	165	1,7	940	3	1,76	2050	3,81	155	450	0,6	0,97	1,6	250

Вихідні дані для розрахунку відносного метановиділення зі зближених пластів (супутників) та порід, що вміщують

Варіант	$m_{с.п.},$ м	$m_{в.пр.},$ м	$x_{с.п.},$ м ³ /т	$x_{ос.п.},$ м ³ /т	$H_{с.п.},$ м	$\alpha_{пл},$ град	$V_{сп}^{\Gamma},$ %	$x_o,$ м ³ /т	$H_o,$ м	Підроблений або надроблений супутник	Спосіб управління покрівлею
1	0,43	1,3	20	2,8	35	65	31	1,7	70	Підроблений	Повне обвалення
2	0,65	1,4	28	5,2	20	8	19	2,4	90	Підроблений	Повне обвалення
3	0,26	1,5	24	3,4	50	12	12	3,4	60	Підроблений	Повне обвалення
4	0,45	1,5	25	3,5	30	70	27	1,9	80	Надроблений	Повна закладка
5	0,25	1,6	20	2,8	15	75	35	1,5	72	Підроблений	Повне обвалення
6	0,33	1,6	22	3,2	25	18	13	3,2	62	Надроблений	Повне обвалення
7	0,55	1,8	28	5,2	55	20	8	5,2	82	Підроблений	Повне обвалення
8	0,20	2,2	21	3,0	75	22	14	3,0	96	Підроблений	Повне обвалення
9	0,28	2,15	26	3,6	32	24	29	1,8	74	Надроблений	Повне обвалення
10	0,60	1,9	23	3,8	37	85	12	3,8	64	Підроблений	Повне обвалення
11	0,75	1,2	18	2,4	44	26	21	2,3	84	Надроблений	Повна закладка
12	0,80	1,6	25	4,0	80	28	11	4	56	Підроблений	Повне обвалення
13	0,35	1,5	19	2,6	13	57	17	2,6	94	Надроблений	Повне обвалення
14	0,40	1,4	29	5,5	28	5	6	5,5	76	Підроблений	Повна закладка
15	0,50	1,35	15	1,9	23	7	37	1,5	66	Надроблений	Повне обвалення
16	0,73	1,2	20	2,9	68	60	15	2,9	86	Підроблений	Повна закладка
17	0,85	1,8	18	2,4	34	9	39	1,4	58	Надроблений	Повне обвалення
18	0,10	1,4	32	6,5	90	11	4	6,5	92	Підроблений	Повна закладка
19	0,30	2,1	27	4,4	17	87	41	1,4	68	Надроблений	Повне обвалення
20	0,53	1,9	34	7,0	26	13	2	7,0	78	Підроблений	Повне обвалення

21	0,37	1,5	23	3,3	27	20	15	3,4	64	Надроблений	Повне обвалення
22	0,55	1,3	18	2,0	25	9	35	1,7	68	Надроблений	Повне обвалення
23	0,6	1,3	24	5,4	21	10	22	2,8	92	Підроблений	Повне обвалення
24	0,46	1,6	28	3,7	32	69	28	1,7	81	Надроблений	Повна закладка
25	0,44	1,4	26	6,5	22	7	9	5,9	72	Підроблений	Повна закладка
26	0,7	1,25	17	2,8	40	24	23	2,2	80	Надроблений	Повна закладка
27	0,87	1,6	17	2,7	36	12	42	1,6	59	Надроблений	Повне обвалення
28	0,14	1,5	36	6,9	91	14	6	6,7	90	Підроблений	Повна закладка
29	0,5	1,8	30	7,1	23	11	3	7,3	77	Підроблений	Повне обвалення
30	0,44	1,4	21	2,9	36	66	32	1,8	75	Підроблений	Повне обвалення

Система розробки та схема провітрювання виїмкової ділянки

Варіант	Система розробки	Схема провітрювання виїмкової ділянки
2, 4, 5, 7, 9, 11, 13, 15, 19, 20, 21, 22, 23, 25, 27, 30	Стовпова (зворотний хід) Виїмка вугілля в лаві одностороння	З послідовним розведенням метану за джерелами виділення та видачею вихідного струменя з виробки, прилеглої до масиву вугілля
1, 3, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 17, 18, 24, 26, 28, 29	Комбінована (по простяганню, зворотний хід). Виїмка вугілля в лаві одностороння	З відокремленим розведенням метану з виробленого простору та видачею вихідного струменя з виробки, прилеглої до виробленого простору

Умови вибору способу дегазації

Метод впливу на вугільну товщу	Спосіб дегазації	Значення коефіцієнта ефективності дегазації джерела
	Зближенні пласти	
Підробіток товщі	Свердловинами пробуреними з виробок зі зближених пластів: При збереженні виробки При погашенні виробітку Свердловинами з поверхні Газозбірними виробками чи свердловинами	0,4-0,8 0,2-0,5 0,4-0,7 0,4-0,75
Надробіток товщі	Свердловинами пробуреними з виробок Газозбірними виробками чи свердловинами	0,3-0,5 0,4-0,5
	Пласти, що розробляються	
Розвантаження пласта свердловинами та виробками	Підготовчими виробками Свердловинами по пласту пробуреними з підготовчих виробок Свердловинами пробуреними з польових виробок Під час проведення виробок	0,2-0,3 0,3-0,5 0,2-0,3 0,3-0,7
Розвантаження пласта очисним вибоєм	Свердловинами пробуреними з очисного забою Свердловинами пробуреними з підготовчих виробок у зоні впливу очисного забою Свердловинами пробуреними з підготовчих виробок поблизу очисного вибою при підробці або надробітку зближеним пластом	0,2-0,3 0,2-0,3 0,3-0,4
Дегазація пластів у поєднанні з гідророзривом	Гідравлічний розрив пласта через свердловини, пробурені з виробок	0,5-0,6
	Вироблений простір	
	Відсмоктування газу з виробленого простору діючих ділянок при зворотному порядку відпрацювання з використанням: газопроводу ежекторів та вентиляторів при прямому порядку відпрацювання Свердловинами пробуреними над куполами обвалення Свердловинами пробуреними з поверхні Відсмоктування газу зі старих вироблених просторів свердловинами, пробуреними з виробок	0,2-0,3 0,3-0,7 0,2 0,25-0,4 0,4-0,6 0,3-0,6