

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«Дніпровська політехніка»
Природничих наук та технологій
(факультет)

Кафедра нафтогазової інженерії та буріння
(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеню магістра
(бакалавра, магістра)

студента Тарабаров Євген Анатолійович
(ПІБ)

академічної групи 184М-19-1 ГРФ
(шифр)

спеціальності 184 Гірництво «Буріння розвідувальних та експлуатаційних свердловин»
(код і назва спеціальності)

спеціалізації _____

за освітньо-професійною програмою «Нафтогазова інженерія та технології»
(офіційна назва)

на тему Розробка технології буріння дегазаційних свердловин в умовах шахти ім. Героїв Космосу ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля»
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Расцветаев В.О.			
розділів:				
Технологічний	Расцветаев В.О.			
Охорона праці	Савельев Д.В.			
Економічний	Расцветаев В.О.			

Рецензент				
-----------	--	--	--	--

Нормоконтролер	Расцветаев В.О.			
----------------	-----------------	--	--	--

Дніпро
2020

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння

(повна назва)

Коровяка Є.А.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

« » _____ 2020 року

**ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеню магістра**

(бакалавра, магістра)

студенту Тарабаров Євген Анатолійович академічної групи 184М-19-1 ГРФ

(прізвище та ініціали)

(шифр)

спеціальності 184 Гірництво «Буріння розвідувальних та експлуатаційних
свердловин»

спеціалізації _____

за освітньо-професійною програмою «Гірництво»

на тему Розробка технології буріння дегазаційних свердловин в умовах шахти
ім. Героїв Космосу ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля»

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка»

від 16.11.2020р. № 947-с

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технологічний	Загальна характеристика гірничого підприємства. Проектування конструкцій свердловин, вибір способу буріння та бурового устаткування та інструменту. Утилізація шахтного метану. Визначення експлуатаційних параметрів труб підземного буріння дегазаційних свердловин	01.11.2020
Охорона праці	Аналіз потенційних небезпек запроєктованого об'єкта і можливостей негативного впливу його на навколишнє природне середовище	01.12.2020
Економічний	Економічна оцінка запропонованих рішень	09.12.2020

Завдання видано _____

(підпис керівника)

Расцветаєв В.О.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі 02.09.2020

Дата подання до екзаменаційної комісії 14.12.2020

Прийнято до виконання _____

(підпис)

Тарабаров Є.А.

(прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить: 86 с., 12 рис., 13 табл., 43 джерела.

МЕТАНОВИДІЛЕННЯ, ВИРОБЛЕНИЙ ПРОСТІР, ІЗОЛЬОВАНИЙ ВІДВІД МЕТАНУ, ВЕНТИЛЯЦІЯ ШАХТИ, ОХОРОНА ПРАЦІ, БУРІННЯ ДЕГАЗАЦІЙНИХ СВЕРДЛОВИН

Об'єкт розроблення – технологія буріння дегазаційних свердловин у умовах шахти ім. Героїв Космосу ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля».

Метою роботи є розробка проекту буріння дегазаційних свердловин для вилучення шахтного газу метану шляхом впровадження дегазації джерел метановиділення в умовах шахти ім. Героїв Космосу.

У вступі пояснювальної записки описано справжній стан справ в галузі і на шахті ім. Героїв Космосу.

У першому розділі розглядаються геологія, характеристика діючої шахти, а також проведений аналіз виробничої ситуації.

У другому розділі проаналізовано недоліки існуючої системи дегазації; виявлені причини низької ефективності дегазації; обґрунтована доцільність застосування дегазації поверхневими свердловинами і необхідність утилізації каптованого нею метану. Розраховані робочі характеристики поверхневих дегазаційних свердловин; визначені параметри роботи котельної установки; розроблені заходи щодо підвищення ефективності роботи існуючої на шахті системи дегазації.

У третьому розділі «Охорона праці» розроблено заходи щодо боротьби з пилом, розглянуті шкідливі і небезпечні фактори, а також шляхи підвищення безпеки праці, проведений розрахунок водяних заслонів, розроблені заходи щодо комплексного знепилювання в очисному забої, розроблена схема протипожежного захисту очисної ділянки.

У четвертому розділі обґрунтовано заходи щодо охорони навколишнього середовища, а в п'ятому визначено річний економічний ефект від підвищення виробничої потужності шахти і утилізації метану.

Новизна одержаних результатів полягає у рекомендаціях щодо експлуатаційні параметри труб підземного буріння дегазаційних свердловин.

Практичні результати – розроблено технологію буріння дегазаційних свердловини для умов шахті ім. Героїв Космосу.

Практична значимість кваліфікаційної роботи – при розробці бурильних труб з привареними замками необхідно проводити випробування на вигин до досягнення напруги вигину в зварному шві до $0,8\sigma_m$

ABSTRACT

The explanatory note contains: 86 pages, 12 figures, 13 tables, 43 sources.

METHANE EMISSION, MANUFACTURED SPACE, INSULATED METHANE BRANCH, MINE VENTILATION, OCCUPATIONAL HEALTH AND SAFETY, DRILLING OF DEGASSING WELLS

The object of development – the technology of drilling degassing wells in the *Heroyiv Kosmosu* mine of DTEK Pavlohradvuhillya PJSC.

The aim of the work is to develop a project for drilling degassing wells to extract mine methane gas by introducing degassing of methane sources in the conditions of the *Heroyiv Kosmosu* mine.

The introduction to the explanatory note describes the true state of affairs in the industry and at the *Heroyiv Kosmosu* mine.

The first section examines the geology, characteristics of the existing mine, as well as an analysis of the production situation.

The second section analyzes the shortcomings of the existing degassing system; the reasons of low efficiency of degassing are revealed; the expediency of using degassing by surface wells and the necessity of utilization of methane captured by it are substantiated. The operating characteristics of surface degassing wells are calculated; the parameters of the boiler installation are determined; measures have been developed to increase the efficiency of the existing degassing system at the mine.

The third section "Occupational Safety" developed measures to combat dust, considered harmful and dangerous factors, as well as ways to improve occupational safety, calculated water barriers, developed measures for comprehensive dedusting in the face, developed a scheme of fire protection of the treatment area.

The fourth section substantiates environmental protection measures, and the fifth section identifies the annual economic effect of increasing mine production capacity and methane utilization.

The novelty of the obtained results lies in the recommendations on the operational parameters of underground drilling pipes for degassing wells.

Practical results - developed the technology of drilling degassing wells for the conditions of the *Heroyiv Kosmosu* mine.

Practical significance of qualification work - in the development of drill pipes with welded locks it is necessary to conduct bending tests to achieve a bending stress in the weld to $0.8\sigma_m$.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ГІРНИЧОГО ПІДПРИЄМСТВА.....	8
1.1 Місцезнаходження підприємства.....	8
1.2 Гірничо-геологічна характеристика шахтного поля.....	8
1.3 Технічні показники.....	11
1.4 Споживачі і вимоги до якості корисної копалини.....	14
1.5 Аналіз виробничої ситуації та розвитку гірничих робіт.....	20
1.6. Висновки.....	22
2. БУРІННЯ ДЕГАЗАЦІЙНИХ СВЕРДЛОВИН В УМОВАХ ПІДПРИЄМСТВА.....	23
2.1. Постановка задачі.....	23
2.2. Обґрунтування рішень.....	24
2.2.1. Прогноз метанонасиченості лав, планованих до відпрацювання.....	24
2.2.2. Методика розрахунку очікуваного метановиділення.....	25
2.2.3. Вибір об'єкта дегазації.....	29
2.3. Розрахунок параметрів дегазації.....	30
2.3.1. Визначення необхідного коефіцієнта дегазації.....	30
2.3.2. Вибір схеми дегазації підроблюваних зближених пластів.....	31
2.3.3. Вибір схеми дегазації надроблюваних пластів.....	33
2.3.4. Розрахунок параметрів свердловин, пробурених для дегазації надроблюваних пластів.....	33
2.3.5. Визначення параметрів роботи поверхневих дегазаційних свердловин.....	35
2.4. Організація робіт по реалізації прийнятих рішень.....	41
2.4.1. Організація дегазаційних робіт.....	41
2.4.2. Техніка безпеки при бурінні і експлуатації дегазаційних свердловин..	41
2.4.3 Порядок буріння вертикальних дегазаційних свердловин з поверхні...	43
2.4.4. Устаткування для здійснення дегазації.....	43
2.4.5. Заходи по збільшенню концентрації метану в метано-повітряної суміші.....	45

2.4.6. Заходи щодо зменшення притоку повітря на стиках магістральних і дільничних газопроводів.....	46
2.5. Утилізація шахтного метану.....	47
2.6. Визначення параметрів роботи котельної установки.....	53
2.7 Визначення експлуатаційних параметрів труб підземного буріння дегазаційних свердловин.....	54
3. ОХОРОНА ПРАЦІ.....	63
3.1. Аналіз потенційних шкідливих і небезпечних виробничих факторів проєктованих робіт.....	63
3.2. Виробнича санітарія.....	64
3.3. Протипожежний захист.....	69
4 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА.....	72
4.1. Охорона атмосфери.....	72
4.2. Охорона водного середовища.....	72
4.3. Охорона земної поверхні і раціональне використання надр.....	73
5. ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА ЗАПРОПОНОВАНИХ РІШЕНЬ.....	74
5.1. Витрати на реалізацію рішення.....	74
5.2. Економічна ефективність вилучення метану.....	76
5.3. Економічна ефективність використання метану.....	81
ВИСНОВОК.....	85
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	87
ДОДАТОК А.....	90

ВСТУП

В умовах відпрацювання запасів більше половини виїмкових ділянок вугільних шахт III категорії за метаном (і вище) провітрюються за схемами, які передбачають відведення вихідних вентиляційних струменів на вироблений простір. При великих навантаженнях на очисні вибої дегазація навколишнього вуглепородного масиву виявляється недостатньою для забезпечення допустимого, згідно ПБ, вмісту метану в витоках повітря через вироблений простір. В результаті виходу з нього вибухонебезпечної суміші на кордоні виробленого простору з вентиляційної виробки утворюються шарові скупчення. Найбільш часто такі ситуації виникають при схемах провітрювання з підсвіженням вихідного струменя, які дозволяють збільшувати видобуток вугілля без збільшення витрати повітря через очисний вибій. При таких схемах займання метану і пожежі у виробках, що відводять повітря, відбувалися неодноразово. У зв'язку з цим виключити подібну небезпеку можливо шляхом застосування одночасно дегазації пластів-супутників і дегазації виробленого простору. На практиці зазвичай застосовувалися два способи такої дегазації:

- відбором газу «відростками» газопроводу, встановленими у виробленому просторі, через побутову смугу або інший ізолятор;
- відсмоктування газу через свердловини, пробурені в купол обвалення.

Обидва ці способи не отримали застосування і були виключені з нормативної документації через наступні причини:

- ефективність відбору газу через «відростки» газопроводу дуже низька у зв'язку з тим, що велика частина метану виділяється у вентиляційну виробку по тріщинах в покрівлі, заповнюючи купол і інші порожнечі за кріпленням виробки;

- вміст метану на рівні пласта, що виймається, в зоні активного метановиділення (100-200 м від очисного вибою), зазвичай, не перевищує 10%.

Спроби збільшити ефективність дегазації шляхом ізоляції виробленого простору в межах потужності пласта, що виймається, практично не вплинули на дебіт метану, так як він виділявся через тріщини в верхню частину виробок, що відводять повітря.

Буріння свердловин в купол обвалення також у багатьох випадках виявилось неефективним у зв'язку з відсутністю методу розрахунку дебіту і вмісту метану в газі, що відсмоктується, без якого неможливе створення дегазаційної системи, що забезпечує необхідну ефективність.

Мета роботи – розробка проекту буріння дегазаційних свердловин для вилучення шахтного газу метану шляхом впровадження дегазації джерел метановиділення в умовах шахти ім. Героїв Космосу.

Для досягнення мети у роботі розглянуті завдання:

- розглянуто загальну характеристику гірничого підприємства з урахуванням місцезнаходження, гірничо-геологічної характеристики шахтного поля, технічних показників, якості корисної копалини і аналізу виробничої ситуації та розвитку гірничих робіт;

- наведено технологію спорудження дегазаційних свердловин в умовах підприємства з урахуванням вибору пріоритетного напрямку і способу вирішення технологічного завдання, обґрунтування технологічних і технічних рішень, розрахунку параметрів дегазації та визначення експлуатаційних параметрів труб підземного буріння дегазаційних свердловин;

- у розділах охорона праці та навколишнього середовища визначено і проаналізовано потенційні шкідливі і небезпечні виробничі фактори, виробнича санітарія, протипожежний захист, заходи щодо охорони атмосфери, водного середовища, земної поверхні і раціональне використання надр.

Основні технічні рішення роботи можуть бути використані при вирішенні аналогічних завдань на інших підприємствах ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля».

1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ГІРНИЧОГО ПІДПРИЄМСТВА

1.1 Місцезнаходження підприємства

Поле шахти ім. Героїв Космосу розташоване на території Павлоградського району Дніпропетровської області. У 15 км на північний схід розташоване місто Павлоград. Поблизу шахти розташоване село Вербки. Найближчими підприємствами є діючі шахти «Павлоградська», «Благодатна», «Тернівська», ім. героїв Космосу.

Уздовж північно-західного кордону шахтного поля проходить залізнична магістраль МПС Синельникове-Лозова. Найкоротшим виходом до міста Павлограду є автодорога, що примикає до автомагістралі Донецьк-Київ.

Надра шахти знаходяться у веденні холдингової компанії «Павлоградвугілля». Будівництво шахти ім. Героїв Космосу розпочато в 1965 р, закінчено в 1978 р.

1.2 Гірничо-геологічна характеристика шахтного поля

У будові вугільної товщі беруть участь відкладення нижнього відділу карбону, часткового тріасу і юри, повсюдно перекриті породами поліагенового, неогенового і четвертинного віку.

Вугільні пласти, які мають промислове значення, приурочені до відкладів Самарської свити C_1^3 нижнього відділу карбону, які представлені аргілітами, алевролітами з численними пластами вугілля. Ця частина свити містить 56 вугільних пластів з яких робочі потужності досягають 20 пластів, а промислове значення мають 8 пластів: C_{11} , C_{10}^B , C_9 , C_8^B , C_8^H , C_7^H і C_1 .

Для шахтного поля характерні моноклінальні залягання порід з пологим падінням на північ і північний схід під кутом 2-5 град.

Літологічні відкладення карбону представлені чергуванням шарів піщаників, алевролітів, аргілітів, що вміщують малопотужні шари вугілля і вапняків.

Юрські відкладення заперечливо залягають на породах тріасу і представлені зеленувато-сірими аргилітоподібними глинами, пухкими різнозернистими пісковиками і прошарками дрібнозернистих вапняків. Потужність юрських відкладень в середньому становить 10 м.

Відкладення палеогену мають повсюдне поширення і залягають на різній поверхні тріасу і юра, а в місцях відсутності останніх на породах нижнього карбону. Представлені вони бучакською і харківською свитами.

Бучакські відкладення середньою потужністю 15 м представлені рясно-обводненими дрібнозернистими зеленувато-сірими пісками і дрібними супесями.

Харківські відкладення потужністю 18 м залягають на бучакських пісках і представлені самарськими дрібно- та тонкозернистими кварцовими пісками потужністю від 2 до 40 м.

Четвертинні відклади поширені повсюдно і прикривають відкладення палеогену і неогену. На водорозділах, схилах річкових долин і балок вони представлені лісовидними суглинками і червоно-бурими глинами, а в долинах річок і балок алювіальними пісками і глинами. Їх потужність складає 5 - 22м.

У межах шахтного поля розташовані поверхневі і підземні води. Продуктна товщина карбону не виходить під обводнені породи і відділена від них потужною без вугільною товщею (139-270 м), що складається в основному з аргилітів і алевролітів, що є водоупорами. Крім того, через кальматації тріщин в зонах тектонічних порушень глинистим матеріалом скиди є природним екраном на шляху руху підземних вод і, практично, виключає взаємозв'язок між водоносними горизонтами карбону надходять по тріщинах вуглевміщуючих порід і тріщин обвалення.

Основні водопритоки відбуваються з повсюдно розвиненого бучакського водоносного горизонту, представленого слабоглинистими пісками. Води покривних відкладень в обводнюванні гірничих виробок не беруть участь. У кам'яновугільних відкладеннях водоносними є шари пісковиків і вапняків, потужність яких змінюється від 7-10 м до 100,7 м. Підвищену водоносність мають породи верхньої частини товщі. Водоносність порід в зонах тектонічних

порушень не відрізняється від водоносності порушених водомістких порід. Але це не виключає тимчасового припливу води до гірничих виробок при їх наближенні до тектонічних порушень.

Середньорічний приплив води в шахту становить $41 \text{ м}^3/\text{ч}$, мінералізація шахтних вод - $20-35 \text{ г / л}$. Води впінюючі, корозійні, з великою кількістю твердого осаду володіють загальною кислотною витравлюючою і сульфатною агресіями $\text{pH} = 6,5-6,8$. З метою зрошення умовно придатні. Жорсткість води коливається від 21 до 40 мг екв/л.

За інтенсивністю тектонічної порушеності і умов залягання вуглевміщуючих порід площа шахтного поля може бути розділена на дві нерівні частини: північно-західну, що характеризується моноклінальним заляганням порід і значною порушеністю; південно-східну, на якій тектонічних порушень, крім граничних скидів, практично не спостерігається.

Поле шахти характеризується наявністю тектонічно-складних структурних елементів. Найбільш інтенсивно тектонічно порушена західна і південно-східна частини шахтного поля в районі діагональні ($\angle 68-71^\circ$, $H=5-10 \text{ м}$) і Богданівського ($\angle 40-60^\circ$, $H=275-350 \text{ м}$) скидів. У крайній західній частині встановлено ряд невеликих за площею блоків, утворених зонами скидів «А» ($\angle 65^\circ$, $H=10-35 \text{ м}$), I, II, III, IV ($\angle 60-70^\circ$, $H=10-30 \text{ м}$). У північній частині шахтного поля - Поперечне скидання ($\angle 75-80^\circ$, $H=13-27 \text{ м}$).

Площа шахтного поля характеризується великою кількістю дрібно амплітудних скидних порушень з амплітудою від 0,3 до 4,5 м.

Межами шахтного поля є: на північному заході - умовна лінія, що проходить через свердловини №7434, №15107, №4574 на відстані від центральних стовбурів шахти; на південному сході - умовна лінія, що проходить через свердловини №14160, №13973, №13972, спільний кордон з полем шахти ім. Героїв Космосу №6 / 42 блок 2; на південному заході - Богдановський і Вербське скиди, спільний кордон з полем шахти «Благодатна».

На північному сході - умовна лінія, що проходить із заходу на схід через свердловини №7947, №7884, №15149. Розміри шахтного поля по простяганню складають 6000 м; по падінню - від 3000 м на сході, до 4500 м на заході.

1.3 Технічні показники

Шахта ім. Героїв Космосу була здана в експлуатацію з проектною потужністю 1,5 млн.тон вугілля на рік. В останні роки рівень видобутку коливався в межах 0,8-1,2 млн.тон на рік. Виробнича потужність шахти була скорегована і становить в даний час 1,2 млн.тон на рік.

Категорія шахти по газу - надкатегорна. Пласти є небезпечними по вибуху вугільного пилу, не схильні до самозаймання, раптових викидів і гірничих ударів.

Температура гірських порід на глибині ведення робіт змінюється від 23⁰С-350 м. і до 32⁰С-600 м.

Шахтне поле розкрите двома центрально-здвоєними вертикальними стволами - головним і допоміжним, які пройдені до горизонту 580 м. І квершлагами на горизонтах 350 м, 370 м і 470 м.

Центральні (головний і допоміжний) стовбури розташовані в блоці №1. стовбури служать: головний для видачі вугілля і породи, що надходить з усіх блоків, а також по головному стовбуру виходить вихідний струмінь повітря; допоміжний - для спуску-підйому людей, матеріалів для всіх блоків і виконання допоміжних операцій, по ньому рухається струмінь свіжого повітря.

Шахтний допоміжний ствол має три робочих горизонти. Перший горизонт - 350 м, другий-370 м і третій 470 м. В якості магістральних виробок використовуються центральні панельні відкаточний і конвеєрний штреки пласта С₁₀^В горизонти 350 і 370 м.

Пласт С₁₁ в центрі поля на горизонті 350 м розкритий вентиляційними квершлагами №1 і №2, а пласт С₁₀^В на горизонті 370 м східним і західним відкатувальними квершлагами. Від розкриваючих виробок пласта С₁₁, С₁₀^В на захід і схід проведені магістральні штреки (вентиляційні), а по пласту С₁₀^В-два магістральних відкаточних штрека і один магістральний конвеєрний штрек. Зазначеними виробками шахтне поле поділене на уклонне і бремсбергове. У межі поля по падінню пласти С₁₁ і С₁₀^В розкриті відкатувальними квершлагами горизонту 470 м.

Навколостовбурні двори горизонту 350 м і 370 м призначені для прийому і видачі породи пластів C_{11} , C_{10}^B , C_9 , а навколостовбурний двір для прийому і видачі вугілля знаходиться на горизонті 470 м. Навколостовбурні двори прийняті за челноковою схемою руху, що забезпечують мінімальний обсяг гірських робіт і необхідну пропускну здатність. Навколостовбурний двір горизонту 470м прийнятий з урахуванням переходу в майбутньому на кругову схему руху.

На шахті ім. Героїв Космосу прийнята і здійснена погоризонтна схема підготовки шахтного поля з відпрацюванням пластів по повстанню і падінню.

Відпрацювання запасів виїмкового горизонту проводиться в зворотному порядку. Виїмкові штреки проводяться відразу на всю довжину, що збільшує тривалість підготовки горизонту, але істотно знижує витрати на їх підтримку.

Схема провітрювання - центральна. Спосіб провітрювання всмоктуючий. У допоміжному стовбуру відбувається подача свіжого струменя повітря в шахту, по головному стовбуру виводиться вихідний струмінь повітря. Схема провітрювання ділянок повертаюча.

Для поліпшення, спрощення вентиляції шахти додатково пройдена вентиляційна свердловина діаметром 2,6 м. До глибини 470 м, розташована біля промислового майданчика. У свердловину надходить свіже повітря в шахту.

На шахті встановлено два відцентрових вентилятора типу ВРЦД-4.5 з асинхронними двигунами.

Витрата повітря становить 213-216 м³/с при депресії 290-450 мм. вод. ст. (Максимальне видалення ведення гірських робіт).

Головний стовбур обладнаний двухскіповим підйомом для видачі вугілля і односкіповим з противагою-для видачі породи і вугілля від проведення виробок. Головний стовбур має діаметр 7.5 м.

Підйомна машина розташована на баштовому копрі. Висота копра до осі канатоведучого шківів 71,15 м.; відхиляє шківів розташований на позначці 60,4 м. Привід прийнятий безредукторний з типовим двигуном постійного струму потужністю 1800 кВт, 43 об / хв.

Допоміжний ствол обладнано двома одно клітьовими з противагами

підйомними установками, призначеними для спуску і підйому людей, обладнання, матеріалів. Діаметр стовбура 6 м. Кліті двоповерхові, на одну вагонетку типу ВГ-3,3 в поверсі, максимальна вантажопідйомність 10,6 тон; швидкість підйому 8 м/с.

В даний час на шахті для забезпечення головного вантажопотоку використовується система повної конвейеризації від очисних вибоїв до завантажувального пристрою головного стовбура. При цьому використовуються конвеєри типу СП-202, 1ЛТ-80, 1Л-100К, 2ЛБ-120.

Транспортування породи, обладнання та матеріалів здійснюється акумуляторними електровозами типу АМ-8Д в вагонетках типу ВГ-3,3 і на спеціальних платформах. Перевозка людей здійснюється в спеціальних вагонетках типу ВЛ-18. Для доставки людей і матеріалів по збірним і бортовим штреках вони обладнуються надгрунтовими дорогами типу ДКНЛ-1. Ширина колії 900 мм.

Технологічний комплекс на поверхні шахти складається з наступних вузлів, скомпонованих в двох блоках головного і допоміжного стволів: вугільного комплексу; породного комплексу; комплексу обміну і відкатки вагонеток в надшахтній будівлі допоміжного ствола.

Вугільний комплекс. Вугілля зі скіпів через воронки надходить в два прийомних бункера загальною ємністю 120 тон, з яких гойдаючими живильниками і стрічковими конвеєрами подається на два грохоту типу ГТ51А, де розділяється на класи +100 мм і 0-100 мм. Вугілля класу +100 мм надходить на стрічкові конвеєри, де виробляється вибірка сторонніх предметів і великогабаритних шматків породи, потім через жолоби надходить в два осередки акумулюючих бункерів місткістю 2000 тон. З бункерів вугілля за допомогою гойдаючих живильників і потім системи стрічкових конвеєрів транспортується на ЦЗФ «Павлоградська»

Породний комплекс. Порода, видана скіповим підйомом головного стовбура, через розвантажувальний пристрій надходить в приймальний бункер (100 тон), з якого гойдаючими живильниками і стрічковим конвеєром направляється в бункери пункту навантаження в автомашини. З бункерів порода

за допомогою живильників типу КТ-14 вантажаться в автосамоскиди, якими доставляється на плоский відвал.

Комплекс обміну і відкатки вагонеток в надшахтній будівлі допоміжного ствола. Обмін вагонеток в клітках повністю механізований. Клітки встановлюються на посадочні кулаки, які мають привід. Стовбурові двері відкриваються за допомогою агрегатів АВ-8, вагонетки виштовхуються з клітей і надходять в зону дії канатних штовхачів. Накопичені партії вагонеток канатні штовхачі видають за межі надшахтної споруди. Подача вагонеток до клітей здійснюється канатними штовхачами і агрегатами обміну вагонеток.

1.4 Споживачі і вимоги до якості корисної копалини

Видобуте вугілля використовується в цілях енергетики. Проектним завданням шахти передбачено відвантаження видобутого вугілля по стрічковому конвеєру на Центральну збагачувальну фабрику «Павлоградська». Збагачувальною фабрикою встановлений нормативний відсоток зольності відвантажуваної гірської маси $A_n^c = 39\%$. Після збагачення вугілля відправляється на теплові електростанції: Запорізьку, Придніпровську, які і є основними споживачами. Вугілля також відвантажується на паливні склади і на комунально-побутові потреби (5-10%).

Вугілля за даними геологічного звіту відносяться до середньо зольних. За змістом сірки вугільні пласти C_{11} , C_9 , C_8^B , C_7^H , C_5 , відносять до середньо сірчистих, а пласти C_{10}^B , C_1 - до мало сірчистих.

На шахті встановлено такі норми показників якості вугілля:

- по золі: середня-39%; гранична-56,0%;
- по сірці: середня - 1,1%; гранична - 1,65%;
- по волозі: середня - 13,6%; гранична - 16%.

Зольність і вміст сірки розроблюваних пластів відповідають нормам якості вугілля, що видобувається. Збільшення зольності гірничої маси, за рахунок роботи лав з присічкою бічних порід, склало 15%. За рахунок роботи лав з помилковою покрівлею, засмічення вугілля по шахті склало 10%.

Спосіб підготовки та порядок вилучення запасів шахтного поля

На підставі аналізу гірничо-геологічних умов і розмірів шахтного поля, доцільно застосувати погоризонтний спосіб підготовки.

Для підготовки запасів пласта C_{10}^B і C_{11} від розкриваючого квершлягу 350м проводиться магістральний вентиляційний штрек, а від квершлягу горизонту 370м-магістральний відкаточний і магістральний конвеєрний штреки. Виїмкові штреки проводяться від магістральних до кордонів шахтного поля. Один з штреків (бортовий) виходить на вентиляційний горизонт, а другий (збірний) на відкаточний. Довжини виїмкових стовпів в ухилому і бремсберговому полях повинні бути приблизно однаковими.

Для підготовки тих, що залишилися запасів пластів C_{10}^B і C_{11} конвеєрний штрек проводиться на відстані 100м від відкатувального штреку по пласту C_{10}^B . Один з вентиляційних магістральних штреків проводиться над відкатувальним штреком по пласту C_{11} , при цьому частково розвантажує його.

У зв'язку зі значними витратами на підтримку магістральних штреків, для підготовки пластів C_{10}^B і C_{11} в ухилій частині шахтного поля, у його кордонів, проводимо один польовий штрек, групуючий пласти C_{10}^B і C_{11} .

Підготовка пластів C_9 і C_8^H буде проводитися також, як і пластів C_{10}^B і C_{11} із застосуванням групуючих виробок. Підготовка пластів третьої черги (C_5 і C_1) буде проводитися шляхом проведення від квершлягів магістральних відкаточних, вентиляційних і конвеєрних штреків. У нижньої межі від сліпого стовбура до кордонів шахтного поля по простяганню проводиться дренажний штрек по кожному з пластів.

Стовпи відпрацьовуються в шаховому порядку (через один) з погашенням штреків слідом за просуванням очисного забою. Відпрацювання передбачене як по падінню, так і по повстанню. Черговість підготовки та відпрацювання крил шахтного поля також визначається розвитком гірських робіт на вище лежачому пласті (в першу чергу готуються надпрацьовані ділянки пласта).

Система розробки

Доцільною є стовпова система розробки. Важливою її перевагою в умовах шахти є порівняно малі витрати на підтримку виїмкових штреків, також

можливість забезпечення вищих техніко-економічних показників. Пологе залягання дозволяє приймати відпрацювання пласта довгими стовпами по повстанню і падінню. В наслідок високого гірського тиску очисні роботи ведемо одинарними лавами. Довжина лави при цьому становить 150-200м. Відпрацювання виїмкових стовпів виробляється в шаховому порядку без залишення ціликів і проведенням виїмкових штреків в присічку. Довжина стовпа 800-1600м.

Для підтримки виїмкових штреків застосовуємо без ціликову охорону з викладенням багать 1,3 x 1,3 м у виробленому просторі з щільністю установки 0,3 м. Охорона вугільними ціликами або бутовими смугами неефективна.

Для кріплення виїмкового штреку використовують арочне шатрове кріплення з подовженими стійками типу КШПУ-11,7 з підвищеним опором піддатливості, крок установки 0,5 ÷ 0,8м. Результати випробувань даного кріплення показали, що здимання відбувається зі швидкістю 100мм / добу.

З огляду на інтенсивний гірський тиск, залишаються вугільні цілики шириною 150-200м для охорони магістральних виробок.

Очисні роботи

Технологічна схема передбачає челнокову виїмку з фронтальною самозарубкою комбайна на кінцевих ділянках лави. Відбите вугілля занурюється на скребковий конвеєр і транспортується на перевантажувач ПТК-1 збірного штреку. Далі вугілля транспортується стрічковим конвеєром назустріч свіжому струменю повітря. Перерозподіл секцій кріплення виробляється слідом за посуванням комбайна. Управління покрівлею повне обвалення.

Згідно куту падіння і потужності пласта, до роботи приймається механізований комплекс КД80 з комбайном КА-80. Привибійний конвеєр СП-202 дозволяє розмістити головки і систему подачі комбайна на штреках. А також приймаємо дві насосні станції СНТ-32. Попереду лави, під металеві верхняки рамного кріплення встановлюється кріплення посилення з гідравлічних стійок ГСК на відстані 40-50м.

По лаві відбите вугілля транспортується скребковим конвеєром СП-202 до збірного штреку, де вступає на скребковий перевантажувач ПТК-1, з подальшим

транспортуванням по стрічковому конвеєру 1ЛТ80 до вугле спускних гезенків.

Матеріали та обладнання доставляються по бортовому і збірному штреку канатними надґрунтовими дорогами типу ДКНЛ.

Для безперервного автоматичного контролю вмісту метану в рудничній атмосфері безпосередньо на робочих місцях приймаємо прилади СМС 1/2, «Сигнал-2». В якості переносних датчиків контролю метану використовуються шахтні інтерферометри ШІ-10, ШІУ-11, «Сигнал-2».

Середнє навантаження на очисний вибій становить близько 1240 т / добу.

Проведення підготовчих і нарізних виробок

Відповідно до прийнятого способу підготовки підготовчі виробки, як магістральні, так і виймальні проводяться по пласту з просічкою вміщуючих порід і є практично горизонтальними. У зв'язку з цим відповідно до «прогресивних технологічних схем розробки пластів на вугільних шахтах» для проведення підготовчих виробок приймаємо прохідницькі комбайни типу 4ПП-2М і ГПКС.

Доставка гірської маси по проведених штрекам - конвеєрна з подальшим перевантаженням в вагонетки ВГ-3,3 і доставкою електровозами до породного перекидання, що знаходиться в приствольному дворі (при проведенні бортових штреків). При проведенні збірних штреків гірська маса доставляється конвеєром до дільничного углеспуску і перевантажується на магістральний штрек, де змішується з вугіллям, що йде з добувних ділянок.

Для контролю повітря в підготовчих забоях застосовують апаратуру типу «АПТВ». Для контролю та управління ВМП застосовуємо апаратуру типу «Вітер». Інформація від датчиків надходить до оператора АГЗ.

Енергозабезпечення

Енергопостачання шахти здійснюється від головної понижувальної підстанції на поверхні ДПП 35 / 6кВ, яка в свою чергу живиться на двох ПЛ 35кВ.

Для живлення всього підземного навантаження на горизонтах 370м, 470м споруджені ЦПП, живлення яких здійснюється за вісьмома введеннями (стовбуровими кабелями) 6кВ безпосередньо з ДПП: від ГПП живлення

отримують високовольтні розподільні пункти (РПП-6 кВ), розташовані на горизонтах 370м, 470м західного і східного крила. А від РПП-6 кВ отримують харчування групи пересувних трансформаторних підстанцій. Живлення низьковольтних споживачів в шахті здійснюється напругою 660В.

Для електроустановок на поверхні шахти побудовані: РУ-6кВ і КТМ-6 / 0,4 кВ-0,23кВ з глухозаземленою нейтраллю, від них отримують живлення силові і освітлювальні навантаження шахтної поверхні. Для виконання виробничих процесів в шахті і на поверхні використовується як електроенергія, так і стисненого повітря.

Для отримання пневмоенергії побудована компресорна станція, на якій встановлені два компресора 2ВМ-63/8 і два компресори 4ВМ-100/8, відповідно з продуктивністю 50 м³/ годину з максимальним тиском 8атм і робочим батм.

Пневматична енергія на поверхні використовується для допоміжних операцій (обвалення вугілля в бункерах, автоматична чистка стрілок, пневмоінструмент, а в шахті для роботи комплексу обміну вагонеток).

Організація робіт на гірничому підприємстві

Режим роботи на шахті з безперервним робочим тижнем. Для шахти передбачені загальні вихідні дні під час загальнодержавних свят. На шахті встановлено наступний режим роботи:

Число робочих днів у році – 300;

Число робочих змін з видобутку вугілля – 3;

Число ремонтних змін – 1.

Графік виходів робітників видобувних і прохідницьких ділянок - змінний.

Тривалість робочої зміни:

на підземних роботах - 6 годин; на поверхні - 8 годин.

Охорона праці

Джерелами підвищеного шуму є: включені агрегати; приводи конвеєрів; приводи перекидачів; ВМП для подачі повітря в підготовчій виробки.

Для боротьби з шумом використовують наступні заходи: звукопоглинання і звукоізоляція; зменшення звуку, шуму в джерелі утворення; дистанційне керування машинами і механізмами; винос ВМП за межі зон робочих місць.

Вібрації піддаються робітники, які працюють на ручних електросвердлах, електровозах, прохідницьких комбайнах.

Для усунення вібрації передбачаються: віброгасильні каретки; амортизатори; гнучкі вставки, що розділяють антивібраційні рукоятки.

Пласти, що розроблюються шахтою по польовому фактору, відносяться до I та II групи. Запиленість рудникового повітря становить 160-280 мг/м³.

Основними джерелами пилоутворення є: скребкові і стрічкові конвеєра; бурові верстати; виїмкові агрегати; вугільні і породні опрокиди.

Для зменшення пилоутворення і поширення пилу гірничими виробками передбачаються по шахті: зрошення джерел пилоутворення; прибирання пилу у вантажних пунктів; змив осілого пилу зі стінок виробок окоlostвольного двору; побілка основних виробок окоlostвольного двору; в камерах перекидачів відсмоктування пилу з подальшим її зволоженням і видаленням.

Для боротьби з пилом в очисному забої застосовують високонапірне зрошення і зрошення з подачею води в зону різання. На комбайні КА-80 встановлені 4 форсунки КФ 1,6-75.

Для боротьби з пилом в підготовчій виробці застосовується внутрішнє і зовнішнє зрошення, а також для знепилення вентиляційного струменя, що виходить з підготовчого вибою і зниження пиловідкладення на бортах виробки, на відстані 15-25м від забою встановлюється однорядная водяна завіса. Для забезпечення цих заходів встановлюємо: на прохідницький комбайн ГПКС 1 форсунку КФ 1,6-75; - на водяну завісу 3 форсунки ЗФ 1,0-75.

Для гасіння підземних пожеж передбачається прокладка протипожежного трубопроводу, протипожежних дверей і засобів пожежогасіння відповідно до ПБ. Протипожежний трубопровід пофарбований в червоний колір.

Охорона навколишнього середовища

До основних об'єктів і технологічних процесів, які забруднюють навколишнє середовище, відносяться котельні, породні відвали, пункти навантаження, аспіраційні викиди технологічного комплексу.

Котельня працює на твердому паливі - вугіллі. Для уловлювання вугільного пилу на шахті встановлений вентиляторний мокрий пиловловлювач ПМ-356А.

Встановлено пиловловлювальний апарат ЦН-11, що знижує викид пилу на 98-99%.

Очищення шахтних вод поділяється на три основні етапи: освітлення, знезараження і демінералізація. Для прискорення процесу відстоювання і підвищення його ефективності застосовуються хімічні методи обробки води.

Побутові стоки шахти направляються на Морозовські очисні споруди, де проходять біологічну очистку. Потім направляються в балку для подальшого опріснення перед скиданням у річку Самару.

Рекультивація підроблених земель полягає в засипці провалів інертними матеріалами, їх плануванні, виконанні меліоративних робіт. Рекультивація ділиться на два етапи: гірничотехнічний і біологічний. Гірничотехнічний етап включає підготовку території, а біологічний відновлення порушених земель.

Порода в даний час вивозиться і складається на ділянках рекультивації земель.

1.5 Аналіз виробничої ситуації та розвитку гірничих робіт

Умови відпрацювання вугільних пластів в межах шахти ім. Героїв Космосу обумовлені наявністю декількох факторів: слабкою стійкістю порід, що вміщують, обводненістю вугільних пластів і прошарків, підвищеною тріщинуватістю поблизу великих тектонічних порушень.

Причини, які стримують розвиток гірських робіт і не дають можливості ритмічно працювати для досягнення більш високої виробничої потужності можна розділити на дві групи: гірничо-геологічні та виробничі.

Гірничо-геологічні умови відпрацювання для всіх пластів є складними. Ускладнюючими факторами, що впливають на ведення гірських робіт, є: тектонічна порушеність, що супроводжується зонами підвищеної тріщинуватості; наявність нестійких порід покрівлі, а також «помилкової покрівлі»; наявність розмокаючих і обдимаючих порід ґрунту; наявність тоншання, розщеплення пластів, наявність розмивів пластів; виклинювання пісковика в породах основної покрівлі, що супроводжується зонами нестійких з

різко зниженими властивостями міцності вугілля і порід, що вміщують грудкувату структуру; вивали порід покрівлі.

Через надзвичайно невитриманої гіпсометрії на ділянці розмивів порід покрівлі мульдopodobні ділянки над пластом залишаються заповнені аргілітом та алевролітом. При відсутності контактів з вміщуючими породами розмиву і часто досить значними виділеннями води аргіліт і алевроліт проявляє ознаки «помилкової покрівлі». У зв'язку з цим в процесі ведення гірських робіт, збільшується ймовірність травматизму для працюючих в очисному забої.

Пласти C_8 , C_9 і C_{10} міцністю 0,65 - 1,05 м і природного газонасиченості до - 14 м³/т.с.б.м. В основному провітрювання виїмкових дільниць здійснюється з використанням прямої схеми провітрювання. Абсолютне метан виділення на ділянках досягає 15 23 м³/хв при середньому навантаженні на очисний вибій 1250 т / добу. Метановиділення зі зближених пластів і вміщуючих порід становить до 75% загальної кількості газу, що виділяється на ділянці.

Метан, вступаючи з виробленого простору в вироблення, обмежує навантаження на очисні вибої і призводить до утворення небезпечних скупчень у виробках. Для виключення цього на шахті поряд з провітрюванням на шахті передбачені:

–дегазація зближених пластів свердловинами, які буряться назустріч очисному забою;

– на пласті C_8^H , в разі попередньої дегазації його шляхом відпрацювання зближеного пласта C_8^B – ізольований відвід МВС за межі виїмкової дільниці по невідтримуваній вентиляційній виробці за рахунок загальношахтної депресії;

Для здійснення дегазації в даний час є дві вакуум-насосні станції. ВНС центрального блоку обладнана двома вакуум-насосами ВВН2-150.

Буріння дегазаційних свердловин проводиться за допомогою бурових верстатів СБГ-1М буровими долотами БП-22 Ø 76 мм.

Отримані в результаті випробування матеріали по визначенню газонасиченості вміщуючих порід показали, що вони є газонасиченими. За кількісним вмістом межі коливань метану в породах змінюються:

для пісковиків	- від 0,003 до 0,123 м ³ / т;
алевролітів	- від 0,005 до 0,447 м ³ / т;
аргілітів	- от 0,040 до 0,708 м ³ /т.

Незважаючи на незначну кількість метану в породах в порівнянні з вугільними пластами на неї необхідно звертати особливу увагу, оскільки частина цього газу знаходиться в породах у вільному стані і при сприятливих

умовах він може утворювати значні скупчення, є серйозною загрозою при веденні підготовчих і очисних робіт.

Розрахунковий газо вміст пісковика C_6SC_8 становить: 0,62 - 2,44 в середньому $1,86 \text{ м}^3 \text{ газу/м}^3$ породи або 0,27 – 1,06 $\text{м}^3/\text{т}$ (в середньому $0,81 \text{ м}^3/\text{т}$). Прогнозні ресурси УВ - газів в надрах склали 1590,1 млн. м^3 (1,6 млрд. м^3) в тому числі:

в вугіллі і вуглистих породах	1472,63 млн. м^3 (1,5 млрд. м^3);
в безвугільних породах	117,47 млн. м^3 (0,1 млрд. м^3)
в тому числі вільних газових скупчень	56,0 млн. м^3 .

1.6. Висновки

Для вирішення виробничих проблем і забезпечення ритмічної роботи шахти, а також її проектної потужності необхідно:

- провести часткову заміну застарілого обладнання на нове, більш досконале;
- застосовувати системи розробки, що дозволяють застосовувати повторне використання виїмкових штреків;
- збільшити навантаження на очисний вибій;
- застосовувати більш досконалі технології виїмки вугілля на досить тонких і тонких пластах, що дозволяють знизити зольність вугілля, що видобувається;
- скоротити витрати на проведення підготовчих виробок за рахунок закладки порід у вироблений простір, а також за рахунок повторного використання виїмкових штреків;
- застосовувати прогресивні схеми провітрювання добувних і підготовчих ділянок;
- дослідити ефективність існуючої системи дегазації та визначити заходи щодо її удосконалення;
- визначити темпи вилучення метану і зміст його в газовій суміші;
- розробити пропозиції щодо утилізації каптованого метану.

2 БУРІННЯ ДЕГАЗАЦІЙНИХ СВЕРДЛОВИН В УМОВАХ ПІДПРИЄМСТВА

2.1. Постановка задачі

На газових шахтах основним методом боротьби з метаном є дегазація. Від ефективності її роботи залежить не тільки кількість вугілля, що видобувається і каптованого метану, але, в першу чергу, безпека гірників.

В даний час каптованого дегазації системою метано-повітряна суміш викидається в атмосферу. За 2018 року атмосферу було викинуто 33,42 млн.м³ метану, з них 11,32 млн.м³ – метан каптований дегазаційними установками.

У переважній більшості випадків вміст метану в суміші не відповідає «Вимогам до способів і схем дегазації» і керівництво шахти змушене відповідно до вимог встановлювати вогнеперепинювачі і отримувати дозвіл МакНДІ на транспортування вибухонебезпечної метаноповітряної суміші. Однак таке вирішення проблеми не сприяє якісному підвищенню ефективності дегазації і безпеки виробничої ситуації.

Низька концентрація метану в каптованій метано-повітряній суміші пояснюється, перш за все, великою величиною підсосів в гирла дегазаційних свердловин, внаслідок тріщинуватості порід покрівлі і наявності аеродинамічній зв'язку з виробленим простором. Крім цього має місце неякісна герметизація гирла підземних свердловин і підсосі повітря по довжині газопроводу через стики на з'єднаннях ділянок магістральних трубопроводів.

Останні два пункти можна усунути, використовуючи механічні герметизатори для герметизації гирла свердловин і якісну герметизацію на стиках газопровідної магістралі. Це дозволить значною мірою скоротити підсоси повітря в гирлах свердловин і практично усунути їх по довжині газопроводу, однак усунення системи тріщин, пов'язаних з виробленим простором і з виробками виїмкової дільниці є складно-здійсненним завданням, що вимагає проведення великого обсягу досліджень і всебічного вивчення.

Крім вищезгаданого дегазація покрівлі підземними свердловинами характеризується великими коливаннями концентрації метану в каптованій метано-повітряній суміші (3,2-60%) і відносно низькою середньою витратою метану 6,48 і 9,64 м³/хв відповідно на ВНС центрального блоку і блоку №3. Остання обставина ставить під сумнів використання метану, видобутого підземними свердловинами, хоча і не заперечує доцільність застосування даного способу дегазації.

Дегазація виробленого простору шляхом ізольованого відводу метану дозволяє значною мірою зменшити газовиділення і підвищити навантаження на очисний вибій, однак цей спосіб не можна вважати оптимальним з точки зору утилізації видаляемого метану.

З огляду на недоліки існуючих на шахті способів дегазації і високу газоносність вугільних пластів і вміщуючих порід доцільно поряд з підземною використовувати дегазацію вертикальними свердловинами, пробурених з поверхні.

Доцільність застосування дегазації з поверхні визначається значним видаленням дегазаційних ділянок від стовбурів шахти, великими обсягами каптованого газу, високим вмістом метану в складі газу (80 - 95%), подальшою утилізацією каптованого метану.

Утилізація метану, що витягається дегазаційною системою, призведе до зниження витрат вугільного палива для власних потреб і зменшення забруднення навколишнього середовища.

Для досягнення поставленої мети необхідно виконати наступні завдання:

- вивчити гірничо-геологічні та гірничо-технічні умови шахтного поля, визначити вихідні дані для проектування;
- визначити очікувану метановість лав при планованих навантаженнях і необхідну ефективність їх дегазації;
- дослідити ефективність існуючої системи дегазації та визначити заходи щодо її удосконалення;
- розрахувати параметри буріння свердловин, їх метановидобутку;
- визначити темпи вилучення метану і зміст його в газовій суміші;
- розробити пропозиції щодо утилізації каптованого метану;
- визначити економічну доцільність прийнятих рішень.

2.2. Обґрунтування рішень

2.2.1. Прогноз метанонасиченості лав, планованих до відпрацювання

Відповідно до "Керівництвом з проектування вентиляції вугільних шахт" очікуване метановиділення в проєктованих лавах нових горизонтів і діючих шахт визначається по природній метанонасиченості вугільних пластів і порід, що вміщують, а для діючих шахт - за фактичною метанообільністю виробок.

Очікуване метановиділення в проєктованих лавах пластів, що розробляються, з огляду на великий розкид геологічних даних (зокрема кількість зближених пластів і прошарків, а також глибиною і кількістю їх розташування, як в покрівлі, так і в ґрунті) визначалося по природній

метаноносності вугільних пластів і порід.

Природна метаноносність пластів приймалася за даними геологорозвідувальних організацій, представлених шахтою.

Розподіл метану за джерелами виділення визначалося розрахунком за методикою газорясності, викладеної в "Керівництві з проектування вентиляції вугільних шахт" Для визначення розташування зближених пластів і прошарків щодо розроблюваних, проаналізовані стратиграфічні розрізи.

У подальших розрахунках розподілу метану між джерелами його виділення прийняті середні величини потужностей зближених пластів і відстаней їх від розроблюваних.

2.2.2. Методика розрахунку очікуваного метановиділення

Для визначення необхідної ефективності дегазації, розрахунку параметрів буріння і режиму роботи дегазаційних свердловин необхідно знати метановиділення на виїмкових ділянках та його розподіл між пластом, покрівлею і ґрунтом. Відповідно до "Керівництвом з проектування вентиляції вугільних шахт" при визначенні очікуваної метаноносності по природній метаноносності вугільних пластів середнє абсолютне метановиділення з очисної виробки визначається за формулою

$$\bar{I} = \frac{A_o \cdot q_{o.p.}}{1440}, \quad (2.1)$$

де A_o – добовий видобуток з очисного вироблення (виїмкової ділянки), т;

$$A_o = l_o \cdot V_o \cdot m_e \cdot \gamma \cdot k_u, \quad (2.2)$$

l_o – довжина очисного забою, для якого розраховано (розраховується) очікуване метановиділення, q_o , м; V_o – швидкість посування очисного вибою, м / добу;

γ – щільність вугілля, т/м³; k_u – коефіцієнт добування вугілля, частки од., приймається за проектом.

Для розрахунку середнього абсолютного метановиділення на виїмковій ділянці (I_y , м³/хв) і з виробленого простору ($I_{в.н.}$, м³/хв) на ділянці в формулу (2.1) підставляється відповідно q_o або $q_{в.н.}$.

Частки метановиділення з різних джерел визначаються як відношення відносного метановиділення з кожного джерела до загальної відносної газорясності ділянки:

$$d_{nl} = \frac{q_{nl}}{q_y}; \quad d_{кр} = \frac{q_{в.сн} + q_{пор}}{q_y}; \quad d_n = \frac{q_n}{q_y}, \quad (2.3)$$

де q_{nl} , $q_{в.сн}$, $q_{пор}$, q_n – відносне метановиділення відповідно з пласта,

підроблюваних і надроблюваних пластів і порід ($\text{м}^3/\text{т}$); q_y – відносна метановість виїмкової ділянки визначається як сума відносної метанонасиченості, складених газовиділенням з пласта (q_{nl} , $\text{м}^3/\text{т}$), зближених пластів (q_{cn} , $\text{м}^3/\text{т}$) і вміщуючих порід ($q_{пор}$, $\text{м}^3/\text{т}$)

$$q_{уч} = q_{nl} + q_{cn} + q_{пор} \quad (2.4)$$

Метановиділення з пласта:

$$q_{nl} = q_{он} + q_{оу} + K_{эн}(X - X_0) \quad (2.5)$$

де $K_{эн}$ – коефіцієнт, що враховує експлуатаційні втрати вугілля в межах виїмкової ділянки, проектом приймається рівним 0,05;

X – природна метаносність вугілля, $\text{м}^3/\text{т}$;

$$X = 0,01 \cdot X_2 \cdot (100 - W - A_3), \quad (2.6)$$

W і A_3 – пластова вологість і зольність вугілля, %

X_2 – природна метаносність сухої беззольної вугільної маси, $\text{м}^3/\text{т.с.б.м.}$, приймається за даними геологічної розвідки рівній максимального значення, отриманого в межах виїмкової поля;

X_0 – залишкова метаносність вугілля, що залишається у виробленому просторі, в цілинах, не виймаючих пачках вугілля, $\text{м}^3/\text{т}$.

$$X_0 = 0,01 \cdot X_{о2} \cdot (100 - W - A_3), \quad (2.7)$$

$X_{о2}$ – залишкова метаносність сухої беззольної вугільної маси $\text{м}^3/\text{т}$.

$$X_{о2} = 18,3(V^{daf})^{-0,6}, \quad (2.8)$$

Відносне метановиділення з поверхні очисного забою дорівнює:

$$q_{он} = 0,85 X \cdot K_{nl} \exp(-n), \quad (2.9)$$

K_{nl} – коефіцієнт, що враховує вплив системи розробки на метановиділення з пласта

$$K_{nl} = \frac{L_{оч} \pm 2e_{3д}}{L_{оч}}, \quad (2.10)$$

n – показник ступеня, що залежить від швидкості посування очисного вибою ($V_{оч}$, $\text{м}/\text{добу}$), виходу летючих речовин з вугілля (V^{daf} , %) і глибини розробки (H , м)

$$n = a_1 V_{оч} \text{EXP}(-0,001H + e_1 V^{daf}) \quad (2.11)$$

a_1 і e_1 – коефіцієнти, значення яких приймаються: $a = 1,435$; $e = -0,051$;

$L_{оч}$ – довжина очисного забою, м .

Якщо $H > 1000$ м , то в формулу підставляється $H = 1000$ м .

значення $B_{3д}$ визначається по табл. 2.5 "Посібника з проектування дегазації" в залежності від виходу летких речовин.

У формулі (2.10) знак плюс береться, коли вище вентиляційного (конвеєрного) штреку розташований масив вугілля, а "мінус", коли вище вентиляційного і нижче конвеєрного штреку пласт відпрацьований або коли виїмкове поле оконтурити підготовчими виробками (стовпова система розробки).

При суцільній системі розробки, коли вище розміщена лава відпрацьована, а також при комбінованої, коли один штрек пройдено, а інший проходить слідом за лавою, $K_{nl} = 1$. Якщо у формулі (2.9) значення $K_{nl} < 0,5$, то до розрахунку приймається $K_{nl} = 0,5$.

Відносне метановиділення з відбитого вугілля визначається за формулою:

$$q_{oy} = q_{oy}' + q_{oy}'' \quad (2.12)$$

де q_{oy} – відносне метановиділення з відбитого вугілля в лаві, м/т

$$q_{oy}' = XK_{nl} \cdot (1 - 0,85 \cdot EXP(-n)) (\epsilon_2 K_{my} + \epsilon_3 K_{my}') \quad (2.13)$$

q_{oy}'' – відносне метановиділення з відбитого вугілля на конвеєрному (відкатувальному) штреку, м /т

$$q_{oy}'' = XK_{nl} (1 - 0,85 EXP(-n)) \epsilon_2 K_{my}'' \quad (2.14)$$

ϵ_1 і ϵ_2 – коефіцієнти, що враховують частку відбитого вугілля, відповідно знаходиться на конвеєрі і залишені на ґрунті в лаві, частки од. При односторонній виїмці вугілля $\epsilon_2 = 0,6$ і $\epsilon_3 = 0,4$. При двосторонньої виїмці $\epsilon_2 = 1$, $\epsilon_3 = 0$;

K_{up} , K_{my} , K_{my}' , K_{my}'' , - коефіцієнти, що враховують ступінь дегазації відбитого вугілля. Відповідно в очисній виробці на конвеєрі (K_{my}), на ґрунті в лаві (K_{my}') і на конвеєрі (в вагонах) у виробленні виїмкової ділянки (K_{my}''), частки од.

$$K_{my} = aT_{ml}^6 \quad (2.15)$$

$$K_{my}' = aT_{mnl}^6 \quad (2.16)$$

$$K_{my}'' = aT_{mk}^6 + aT_{ml} \quad (2.17)$$

T_{ml} – час знаходження відбитого вугілля на конвеєрі в лаві, хв

$$T_{m\ddot{e}} = \frac{L_{oc}}{60V_{кл}} \quad (2.18)$$

$V_{кл}$ – швидкість транспортування вугілля в лаві, м/с;

T_{mnl} – час знаходження відбитого від масиву вугілля на ґрунті в лаві при односторонній виїмці вугілля, хв. Приймається рівним часу роботи комбайна з виїмки смуги вугілля на ширину захвату з урахуванням часу на кінцеві операції;

T_{mk} – час знаходження відбитого від масиву вугілля в відкочувальному штреку в межах виїмкової ділянки, хв. При транспортуванні вугілля в вагонетках значення T_{mk} приймається не більше 120 хв. Коефіцієнти a і ϵ

формулах (2.15 – 2.17), характеризують газо віддачу з відбитого вугілля, приймаються при часу транспортування вугілля в призабійному просторі $T_y < 6$ хв відповідно рівними 0,052 і 0,71, а при $T_y > 6$, $a = 0,118$ і $v = 0,25$.

Відносне метановиділення зі зближених пластів визначається:

$$q_{cn} = \sum q_{cn.ni} + \sum q_{cn.ni} \quad (2.19)$$

Відносне метановиділення як з підроблюваних ($q_{cn.ni}$) так і надроблюваних ($q_{cn.ni}$) пластів визначається за формулою:

$$q_i = 1,14V_{oc}^{-0,4} \frac{m_{cni}}{m_g} (X_{cni} - X_{oi}) \left(1 - \frac{M_{cni}}{M_p} \right) \quad (2.20)$$

де m_{cni} - сумарна потужність пачок окремого (i -го) пласта, м, для супутника, що складається з вуглистих порід, приймається рівною половині його дійсної потужності; X_{cni} - природна метаносності вугілля i -го супутника, м³/т; X_{oi} - залишкова метаносність вугілля i -го супутника, м³/т; m_g - виїмкова потужність розробляючого пласта, м; M_{cni} - відстань по нормалі між покрівлею розробляемого і ґрунтом зближеного (при підробці) пластів і між ґрунтом розробляемого і покрівлею зближеного (при надробці) пластів, м; M_p - відстань по нормалі між розробляючим і тим, що зближує пластами, при якому метановиділення з останнього практично дорівнює нулю.

Якщо природна метаносність супутника не визначена при геологічній розвідці, то вона приймається рівною метаносності найближчого робочого пласта з поправкою на зольність і вологість супутника. Величина M_p при відпрацюванні пологих і похилих пластів визначається за формулою:

$$M_p = 1,3L_{oc}K_{ук}K_{л}\sqrt{m_g}(\cos\alpha_{пл} + 0,05K_{л}) \quad (2.21)$$

$K_{ук}$ - коефіцієнт, що враховує спосіб управління покрівлею. При повному обваленні покрівлі $K_{ук} \sim 1,0$, при утриманні на вогнищах $K_{ук} = 0,8$;

$K_{л}$ - коефіцієнт, що враховує вплив ступеня метаморфізму на величину зводу розвантаження порід

$$K_{л} = 1,88EXP(-0,018 \cdot V^{daf}) \quad (2.22)$$

$\alpha_{пл}$ - кут залягання пласта.

При надробці пологих і похилих пластів M_p приймається рівним 35 м. Якщо зближений пласт був раніше підроблений або надроблений, то в розрахункові формули замість X підставляється залишкова метаносність X_o , що визначається за формулою (2.7). якщо $X < X_o$, то вважається, що метан з пласта не виділяється.

При відсутності даних про метаносність вміщуючих порід відносне метановиділення з них розраховується за формулою:

$$q_{пор} = 1,14 \cdot V_{оч}^{-0,4} \cdot (X - X_0) \cdot K_{сл} \cdot (H - H_0) \quad (2.23)$$

$K_{сл}$ - коефіцієнт, що враховує спосіб управління покрівлею і літологічний склад порід. При повному обваленні покрівлі $K_{сл} = 0,0016$;

H_0 - глибина верхньої межі зони метанових газів, м.

2.2.3. Вибір об'єкта дегазації

Визначимо дольову участь окремих джерел метановиділення в газовому балансі виїмкової ділянки.

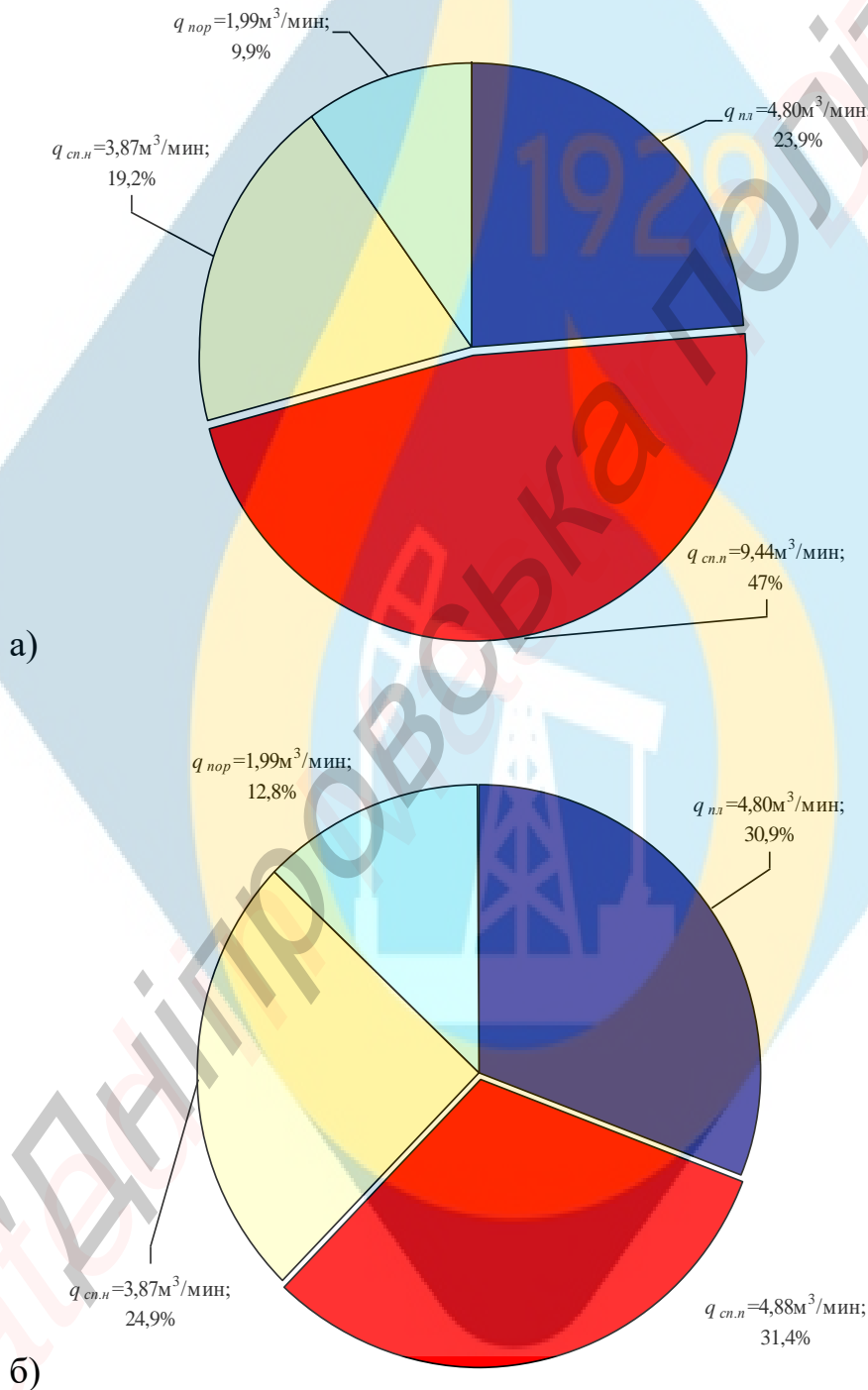


Рис. 2.1. Дольова участь окремих джерел метановиділення в газовому балансі виїмкової ділянки пл. С₁₀:

а) – без застосування дегазації; б) – із застосуванням підземної дегазації.

Оскільки більша частина (47%) метану виділяється з підробляємої товщі як об'єкт поверхневої дегазації виберемо частину покрівлі пласта C_{10} , відпрацьовуваного в районі блоку №3.

Міцність пласта C_{10} - 0,75 м, природна газоносність 10-12 м³/т с.б.м, глибина відпрацювання 520 – 420 м.

Безпосередня покрівля пласта представлена аргілітами потужністю 1,3 - 4,2 м, міцність 3-4; основна покрівля - алевролітом і аргілітом, причому в процентному відношенні аргіліти становлять 50% і більше від всієї потужності міжпластя.

У покрівлі пласта C_{10} залягають вісім вугільних пластів-супутників, а на окремих ділянках їх число досягає 12. Загальна потужність пластів-супутників - 2,1 - 3,3 м.

Найближчі підробляючі пласти в покрівлі - C_{12} , б/н, C_{11}^H , C_{11}^B , б/н і C_{10}^1 потужністю - 0,50; 0,20; 0,35; 0,35; 0,32 і 0,30 м і залягають на відстані - 55; 30; 26; 20; 15 і 9 м відповідно.

2.3. Розрахунок параметрів дегазації

2.3.1. Визначення необхідного коефіцієнта дегазації

Необхідну ефективність дегазації $k_{дег.общ}$ окремого вироблення або виїмкової ділянки визначають за формулою:

$$k_{дег.общ} \geq \frac{I_{общ} - I_e}{I_{общ}}$$

де $I_{общ}$ – середнє очікуване метановиділення в дану виробку; або на виїмкову ділянку. $I_{общ}$ визначають відповідно до методики прогнозу метанообільності по ДНАОП 1.1.30-6.09, м³/хв.;

I_e – середній дебіт метану, який може бути розбавлений повітрям до безпечного утримання, з урахуванням нерівномірності виділення, м³/хв. I_e визначають за формулами:

$$I_e = \left[\frac{Q_{общ}}{194} \right]^{1,16}, \quad \text{при } Q_{общ} \leq 25 \cdot 10^2,$$

$$I_e = 0,0078 Q_{общ}, \quad \text{при } Q_{общ} > 25 \cdot 10^2$$

$Q_{общ}$ – витрата повітря, що подається для провітрювання виробки або ділянки, м³/хв.

Об'єкти, які підлягають дегазації (розробляється пласт, покрівля, ґрунт, вироблений простір), спосіб і ефективності їх дегазації вибирають за вимогами, наведеними у відповідних розділах стандарту [5] так, щоб виконувалася умова:

$$k_{дег.общ} \leq k_{дег.пл} + (1 - k_{дег.в.н}) \cdot (d_{кр} \cdot k_{дег.кр} + d_n \cdot k_{дег.н}) + k_{дег.в.н} \cdot (d_{кр} + d_n)$$

де $k_{дег.пл}$, $k_{дег.в.н}$, $k_{дег.кр}$, $k_{дег.н}$ – коефіцієнти ефективності дегазації розроблюваного пласта, виробленого простору, покрівлі і ґрунту, частки одиниці. Коефіцієнти вибирають за таблицями, наведеними у відповідних розділах стандарту [5];

$$k_{дег.пл} = 0; k_{дег.в.н} = 0,6;$$

$$k_{дег.н} = 0,41 \text{ підземна дегазація};$$

$$k_{дег.н} = 0,6 \text{ вертикальними свердловинами, пробурених з поверхні.}$$

$d_{кр}$ і d_n – частки метановиділення з покрівлі і ґрунту в загальному газовому балансі даної виробки (ділянки). Визначають відповідно до методики прогнозу метанонасиченості (ДНАОП 1.1.30-6.09) [4].

$$d_i = \frac{q_i}{q_{уч}} = \frac{I_i}{I_{уч}}$$

Визначимо частки метановиділення з покрівлі і ґрунту в загальному газовому балансі ділянки:

$$d_{кр} = 11,05/21,07 = 0,52$$

$$d_n = 4,53/21,07 = 0,22$$

$$k_{дег.общ} \leq (1-0,6) \cdot (0,52 \cdot 0,41 + 0,22 \cdot 0) + 0,6 \cdot (0,52 + 0,22) = 0,53$$

$$Q_{общ} = 2452 \text{ м}^3/\text{хв} \leq 25 \cdot 10^2$$

Отже:

$$I_v = \left[\frac{Q_{общ}}{194} \right]^{1,16} = \left[\frac{1890}{194} \right]^{1,16} = 18,97 \text{ м}^3/\text{хв} = 0,316 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$\frac{I_{общ} - I_v}{I_{общ}} = (18-14)/18 = 0,22$$

$$k_{дег.общ} = 0,53 > 0,22,$$

Отже, запропонований комплекс дегазаційних заходів (Дегазація підробленої товщі і виробленого простору вертикальними свердловинами з поверхні в поєднанні з підземною схемою дегазації) забезпечує необхідну ефективність.

2.3.2. Вибір схеми дегазації підроблюваних зближених пластів

При відпрацюванні запасів розроблюваних пластів на шахтах «Павлоградвугілля» планується застосування дегазації підроблюваних вугільних пластів, виробленого простору та дегазація свердловинами, пробурених з поверхні.

На виїмкових дільницях проводиться дегазація підроблюваних вугільних

пластів шляхом буріння свердловин на підробляючі пласти. Свердловини буряться з погашаючого сліду за посування лави вентиляційного штреку з розворотом назустріч руху очисного забою (рис. 2.2) при відході лави від монтажного ходка на відстань 70м.

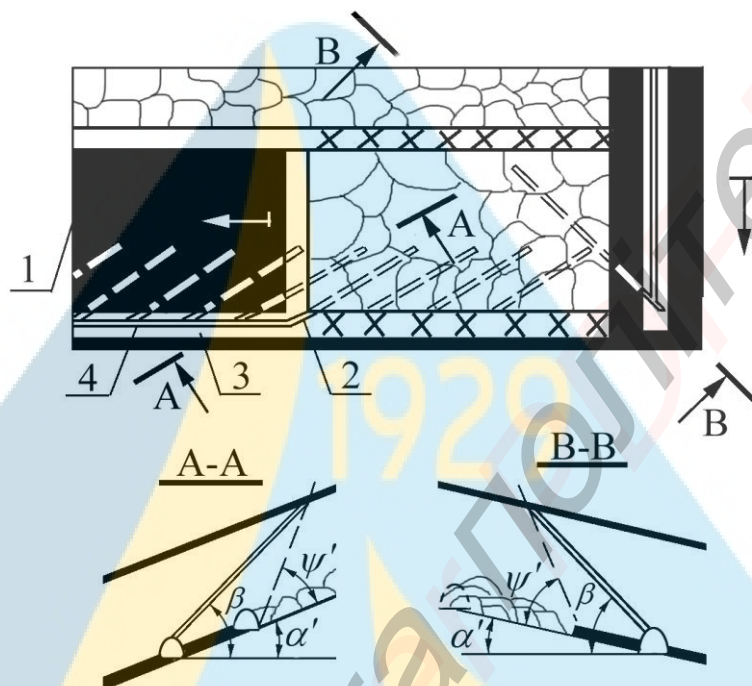


Рис. 2.2. Схема дегазації підроблюваних пологих пластів свердловинами, пробурених з вироблення, яка погашається за лавою:

- 1 - розробляючий пласт;
- 2 - дегазаційна свердловина;
- 3 - вентиляційний штрек;
- 4 - газопровід.

Відстань між свердловинами по простягання пласта прийнято 20м.

В роботі повинно знаходитися не менше двох свердловин попереду лави.

Кут нахилу свердловини до лінії горизонту, кут розвороту свердловини від осі вироблення і довжини визначаються відповідно до рекомендацій МакНДІ.

Всі дегазаційні свердловини з концентрацією вище 25% залишаються підключеними до дегазаційного трубопроводу для подальшої роботи в невідтримуваній частині вентиляційного штреку. Запірна арматура, на трубопроводі залишається за лавою, знімається, а підключення дегазаційних свердловин проводиться безпосередньо по дегазаційному трубопроводу.

Відведення метану з дегазаційних свердловин проводиться по жорсткому трубопроводу $\varnothing 325\text{мм}$. Відсмоктування надходить в дегазаційні свердловини метано-повітряної суміші здійснюється поверхневою вакуум-насосною

станцією. Для підключення дегазаційних свердловин на дегазаційному трубопроводі Ø325мм встановлюються відводи для трубопроводів Ø150мм через кожні 20 м. У міру підрізки усть свердловин очисним забоем свердловини від'єднуються від газопроводу і закриваються спеціальними заглушками.

2.3.3. Вибір схеми дегазації надроблюваних пластів

Згідно п. 3.3 «Керівництва по дегазації вугільних шахт» дегазація надроблюваних пластів здійснюється свердловинами, пробурених з виробок пласта. Дегазація надроблюваних пластів здійснюється на відстані не більше 35 м з перебудуванням всіх пластів, що залягають в цій зоні.

У всіх випадках перевагу слід віддавати свердловинам, що повстають, так як в спадних свердловинах накопичується вода і знижується їх ефективність.

Параметри способу визначаються за рекомендаціями, викладеними в додатку 1.7 «Керівництва по дегазації вугільних шахт» або встановлюються дослідним шляхом.

Герметизація гирла свердловин повинна здійснюватися на довжину не менше 6 м.

Коефіцієнт дегазації джерела 30% при мінімальній величині розрядки на гирлі свердловини 50 мм рт. ст.

2.3.4. Розрахунок параметрів свердловин, пробурених для дегазації надроблюваних пластів

При відпрацюванні пласта по простяганню свердловини буряться з розворотом до очисному забою (рис. 2.3):

кут розвороту свердловини, пробурених з виробок, пройдених:

- по простяганню пласта: $\varphi = \arctg\left(\frac{a_1}{(b_1 + \Delta) \cdot \cos \alpha \mp M \cdot \sin \alpha}\right)$, град,

- по падінню або повстанню пласта $\varphi = \arctg\left(\frac{a_1}{b_1 + a_1}\right)$, град,

кут нахилу свердловини до горизонту:

- по простяганню пласта: $\beta = \arctg\left(\frac{[M \pm (\Delta + b_1)] \cdot \operatorname{tg} \alpha \cdot \sin \varphi \cos \alpha}{a_1}\right)$, град,

по падінню або повстанню пласта $\beta = \arctg\left(\frac{[M \pm a_1 \sin \alpha] \cdot \sin \varphi}{a_1 \cos \alpha}\right)$, град,

де a_1 - довжина проекції осі свердловини на горизонтальну частину вироблення, м (приймається рівною 40 м);

- b_1 - довжина зони, яка перешкоджає розвантаженню порід у виробці, з якої буриться свердловина, м (для розглянутих умов $b_1=0$);
- α - кут падіння пласта, град;
- Δ - відстань від проекції забою свердловини на розроблювальний пласт до кордону розвантаженої зони у виробці, м;
- M - відстань по нормалі від розроблюваного пласта до надробленого пласта, м.

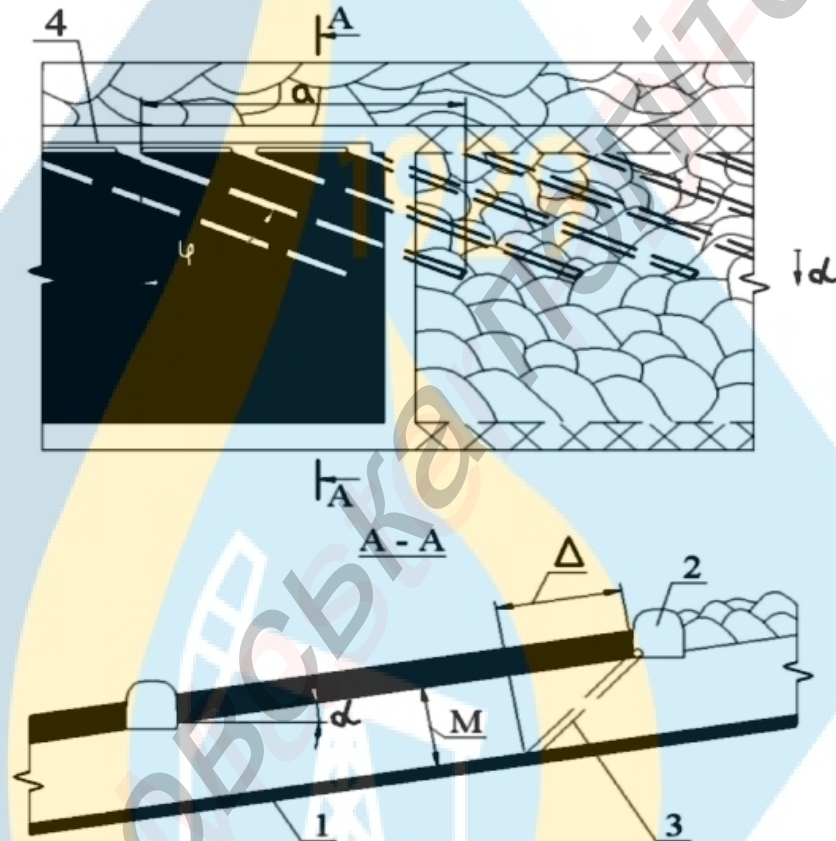


Рис. 2.3 - Схема дегазації надроблюваного пласта свердловинами, пробуреними з погашаємого за очисним забоєм вироблення виїмкової ділянки:

- 1 - надроблюваний пласт;
- 2 - вентиляційний штрек;
- 3 - дегазаційна свердловина;
- 4 - газопровід

Довжина свердловини:

$$l_c = \frac{a_1}{\sin \varphi \cdot \cos \beta}, \text{ м.}$$

Таблиця 2.1. - Параметри буріння дегазаційних свердловин для дегазації надроблених пластів

Параметри	Значення
Індекс дегазаційного пласта	C_{10}
Потужність міжпластя M , м	35; 20; 15
Δ , м	40
Кут падіння пласта α , °	3
v_1 , м	0
a_1 , м	50
Кут розвороту свердловини φ , °	55,2
Кут нахилу свердловини β , °	33,5
Довжина свердловини l_c , м	73
Глибина герметизації, м	10
Діаметр свердловини, м	0,093
Відстань між свердловинами, м	20
Місце установки бурового верстата	бортовий штрек

2.3.5. Визначення параметрів роботи поверхневих дегазаційних свердловин

Розрахунок параметрів і режимів дегазації проводять в наступному порядку.

Визначаємо кількість метану V в метрах кубічних, яке може виділитися з вугле породного масиву в процесі його підробки:

$$V = r_c \cdot l_{oc} \cdot \gamma_y \sum_{i=1}^k m_i (x_i - x_{0i}), \text{ м}^3$$

$$V = 70 \cdot 200 \cdot 1,26 \cdot (0,21 \cdot (11 - 1,68) + 0,21 \cdot (11 - 1,67) + 0,5 \cdot (11 - 1,67) + 0,2 \cdot (11 - 1,65) + 0,35 \cdot (11 - 1,65) + 0,35 \cdot (11 - 1,65) + 0,32 \cdot (11 - 1,65) + 0,3 \cdot (11 - 1,64)) = 237241 \text{ м}^3$$

де r_c – прийнята відстань між свердловинами, м; l_{oc} – довжина очисного забою, м; $l_{oc} = 200$ м; γ_y – об'ємна маса вугілля, т/м³; $\gamma_y = 1,26$ т/м³; k – кількість підроблених пластів, які залягають нижче кінця обсадної труби або початку першої, рахуючи від поверхні, перфорованої ділянки обсадної труби; $k=8$;

m_i – потужність i -го підроблюваного пласта, м; $m_i = 1,05$ м;

x_i, x_{0i} – відповідно природна і залишкова метаноносність i -го підроблюваного пласта, м³/т; см. табл.2.2.

Таблиця 2.2 - Характеристика підроблюваних зближених пластів

№ п/п	Символ пласта	$m_n, м$	$M_{cn}, м$	$x_{cn}, м^3/г$	$x_{0i}, м^3/г$
1	2	3	4	5	6
1	б/н	0,21	109	11,00	1,68
2	б/н	0,21	89	11,00	1,67
3	C ₆	0,50	55	11,00	1,67
4	б/н	0,20	30	11,00	1,65
5	C ₅	0,63	26	11,00	1,65
6	C ₄	0,88	20	11,00	1,65
7	б/н	0,32	15	11,00	1,65
8	C ₃	0,30	9	11,00	1,64

Визначаємо тривалість t_{ci} в добі роботи i -ої свердловини на момент, коли відстань між очисним забоєм і найближчим до нього діючою свердловини буде найбільшим:

$$t_{ci} = \frac{i \cdot r_c + 20}{V_{oc}}, \text{ діб}$$

V_{oc} – швидкість посування очисного вибою, м / добу; $V_{oc} = 4,84$ м / добу.

Свердловина, для якої величина $t_{ci} > 300$ добу., вважається останньою діючою свердловиною.

Визначаємо дебіт метану I_{ci} в метрах кубічних за хвилину з i -ої свердловини

$$I_{ci} = \left(\frac{150 - a_i}{D_i} \right)^{\frac{1}{n_i}}$$

де a_i, n_i, D_i – коефіцієнти, які визначають з виразів:

$$a_i = 0,011 \cdot t_{ci}^2 - 1,7 \cdot t_{ci} + 40,6$$

при $t_{ci} \leq 140$ сут

$$a_i = 1,5 \sqrt{t_{ci} - 140} + 12$$

при $t_{ci} > 140$ сут

$$n_i = 1 + 0,12 \cdot t_{ci}^{0,58} \cdot \exp(-6 \cdot 10^{-3} \cdot t_{ci})$$

$$D_i = 1,717 \cdot 10^5 \cdot d^{-1,75} \cdot V^{-0,68} \cdot t_{ci}^{-1,66} \cdot \exp(0,022 \cdot t_{ci})$$

d – кінцевий діаметр свердловин, м; $d = 0,2$ м.

Визначаємо корисний дебіт метану $I_{пол}$ в метрах кубічних за хвилину, який отримують свердловинами, при $\frac{M_c}{M_p} > 0,4$, по формулі:

$$I_{пол} = \sum_1^{n_c} I_{ci} \left[1,67 \cdot \left(1 - \frac{M_c}{M_p} \right) - 2 \cdot 10^{-3} \cdot t_{ci} \right]$$

$$I_{пол} = 112,7 \text{ м}^3/\text{хв}$$

де M_c – середньозважена за потужністю відстань від розроблюваного пласта до підроблюваних пластів, що залягають нижче обсадної труби (початку перфорації), м; $M_c = 33,85$ м; M_p – найменша відстань між розробляючим і тим, що зближує пластами, при якому метановиділення з останнього практично відсутні, м; M_p – визначають по ДНАОП 1.1.30-6.09.

Величина M_p при відпрацюванні пологих і похилих пластів визначається за формулою:

$$M_p = 1,3l_{oc}k_{yk}k_l\sqrt{m_g}(\cos\alpha_{nl} + 0,05k_l), \text{ м}$$

$$M_p = 1,3 \cdot 200 \cdot 1 \cdot 0,906\sqrt{1,05}(\cos 3^\circ + 0,05 \cdot 0,906) = 250 \text{ м}$$

де k_{yk} – коефіцієнт, що враховує спосіб управління покрівлею. При повному обваленні покрівлі $k_{yk} \sim 1,0$;

k_l – коефіцієнт, що враховує вплив ступеня метаморфізму на величину зводу розвантаження порід

$$k_l = 1,88\text{EXP}(-0,018 \cdot V^{daf})$$

$$k_l = 1,88\text{EXP}(-0,018 \cdot 41,0) = 0,906$$

α_{nl} – кут залягання пласта, град; $\alpha_{nl} = 3$.

При $\frac{M_c}{M_p} < 0,4$ величину $I_{пол}$ визначають за формулою:

$$I_{пол} = \sum_{i=1}^{n_c} I_{ci} (1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot t_{ci})$$

$$M_c = \frac{\sum_{i=1}^k M_i \cdot m_i}{\sum_{i=1}^k m_i}$$

M_i – найменша відстань від розроблюваного пласта до i -го підроблюваного пласта, м; см. табл. 3.2;

n_c – кількість діючих свердловин; $n_c = 21$;

k – кількість підроблюваних пластів, які залягають нижче кінця обсадної труби або початку першого, рахуючи від поверхні, перфорованого ділянки обсадної труби; $k = 8$.

Порівнюємо корисний дебіт метану, який витягується, з дебітом метану, на величину якого необхідно зменшити газовиділення у виробці

Якщо

$$I_{пол} \geq k_{дег.кр} \cdot I_{кр},$$

де $k_{дег.кр}$ – коефіцієнт ефективності дегазації покрівлі; $k_{дег.кр} = 0,6$;

$I_{кр}$ – дебіт метану з покрівлі, м³/хв;

то прийнятий діаметр свердловин і відстань між ними вважаються задовільними. При цьому з подальших розрахунків можна виключити свердловини з малою корисною витратою метану.

Якщо $I_{пол} < k_{дег.кр} \cdot I_{кр}$,

то треба збільшити діаметр або зменшити відстань між свердловинами і повторити розрахунки.

$$0,6 \cdot 9,44 = 5,66 \text{ м}^3/\text{хв}$$

Перші сім свердловин мають дебіт $I_{пол} > 5,66 \text{ м}^3/\text{хв}$ (см. табл. 3.4), тому прийняті параметри дегазації можна вважати раціональними.

визначаємо розрідження B_{ei} в міліметрах ртутного стовпа у забою i -ї свердловини за формулою:

$$B_{ei} = 760 - \sqrt{3,72 \cdot 10^5 + 0,5 \cdot R_{уд.с} \cdot l_{нс} \cdot I_{ci}^2}$$

де $R_{уд.с}$ – питомий опір необсаженої частини свердловини, мм рт.ст.·хв/м⁴, $R_{уд.с}$ розраховують за формулою:

$$R_{уд.с} = \frac{4,9 \cdot 10^{-4}}{d_c^{5,33}}$$

d_c – діаметр необсаженої частини свердловини, м; $d_c = 0,190$ м;

$l_{нс}$ – довжина необсаженої або перфорованої частини свердловини, м; $l_{нс} = 110$ м;

I_{ci} – витрата метану в даній свердловині, м³/хв.

Негативне значення B_{ei} свідчить про наявність в свердловині надлишкового тиску і відсутності припливу повітря в неї з виробленого простору. При $B_{ei} < 0$ приймають $Q_{ni} = 0$.

Визначаємо величину підсосів повітря Q_{ni} в метрах кубічних за хвилину (для свердловин з позитивним значенням B_{ei}).

$$Q_{ni} = \frac{2 \cdot 10^3 R_{ni}}{2 \cdot (R_{ni}^2 - R_{уд.с} \cdot l_{нс}) - \frac{\sqrt{4 \cdot 10^6 \cdot R_{ni}^2 - 4 \cdot (R_{ni}^2 - R_{уд.с} \cdot l_{нс}) \cdot (2,78 \cdot 10^5 - 0,5 \cdot R_{уд.с} \cdot l_{нс} \cdot I_{ci}^2)}}{2 \cdot (R_{ni}^2 - R_{уд.с} \cdot l_{нс})}},$$

де R_{ni} – опір підсмоктуванням повітря в i -ю свердловину, мм рт.ст.·хв²/м⁷, R_{ni} визначають за формулою:

$$R_{ni} = 0,18 \cdot t_{ci}^{0,67} + 5,9 \cdot 10^{-4} \left(\frac{h_{в.кр}}{m_g} \right)^3$$

$h_{в.кр}$ – відстань від забою вертикальної свердловини; до покрівлі розроблювального пласта, м; $h_{в.кр} = 35$ м

m_e – виймаємо потужність пласта, м; $m_e = 1,05$ м.

Визначаємо витрату метано-повітряної суміші Q_{ci} в метрах кубічних на хвилину і вміст метану C_{ci} в процентах в кожній свердловині за формулами:

$$Q_{ci} = I_{ci} + Q_{ni},$$

$$C_{ci} = 100 \frac{I_{ci}}{Q_{ci}}$$

Результати розрахунку представлені в таблиці 2.3

Таблиця 2.3 - Результати розрахунку параметрів роботи поверхневих дегазаційних свердловин

№ свер.	t_{ci} добу	a_i	n_i	D_i	I_{ci} м ³ /хв	$I_{поль}$ м ³ /хв	R_{ni} , мм рт.ст. · хв ² /м ⁷	B_{ei} мм рт.ст.	Q_{ni} м ³ /хв	Q_{ci} м ³ /хв	C_{ni} , %	P_{ni} мм рт.ст.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	13	19,73	1,50	11,42	5,1	4,9	22,9	148	6,3	11,4	44,4	39
2	24	6,24	1,66	5,53	7,2	6,8	23,4	147	6,2	13,3	53,7	72
3	34	- 4,83	1,76	3,81	8,2	7,6	23,8	146	6,0	14,2	57,7	107
4	45	- 13,50	1,83	3,09	8,7	7,9	24,2	146	5,9	14,6	59,6	144
5	55	- 19,76	1,88	2,74	8,9	8,0	24,5	146	5,8	14,8	60,5	181
6	66	- 23,62	1,92	2,59	9,0	7,8	24,8	146	5,8	14,7	60,9	218
7	76	- 25,07	1,94	2,55	8,9	7,5	25,1	146	5,7	14,6	60,9	254
8	87	- 24,11	1,95	2,59	8,7	7,2	25,4	146	5,6	14,3	60,6	290
9	97	- 20,75	1,95	2,70	8,4	6,7	25,7	147	5,6	13,9	60,0	325
10	108	- 14,98	1,95	2,87	8,0	6,3	26,0	147	5,5	13,5	59,1	359
11	118	- 6,80	1,94	3,10	7,6	5,8	26,3	148	5,5	13,1	57,9	391
12	129	3,79	1,93	3,39	7,0	5,2	26,5	148	5,5	12,5	56,3	422
13	139	16,78	1,91	3,74	6,5	4,7	26,8	149	5,4	11,9	54,4	452
14	149	16,60	1,89	4,18	6,2	4,4	27,0	149	5,4	11,6	53,6	481
15	160	18,69	1,87	4,70	5,9	4,0	27,2	149	5,3	11,3	52,6	509
16	170	20,26	1,85	5,33	5,6	3,7	27,5	149	5,3	10,9	51,4	537
17	181	21,58	1,83	6,07	5,3	3,4	27,7	149	5,3	10,6	50,2	563
18	191	22,74	1,80	6,96	5,0	3,1	27,9	149	5,2	10,3	48,9	589
19	202	23,78	1,78	8,02	4,7	2,8	28,2	150	5,2	9,9	47,6	614
20	212	24,74	1,75	9,28	4,4	2,5	28,4	150	5,2	9,6	46,1	638
21	223	25,64	1,73	10,79	4,1	2,3	28,6	150	5,1	9,3	44,5	661

Визначаємо сумарний дебіт метано-повітряної суміші Q_c в метрах кубічних за хвилину з усіх свердловин за формулою:

$$Q_c = \sum_1^{n_c} Q_{ci}$$

$$Q_c = 260,3 \text{ м}^3/\text{хв.}$$

Середня концентрація метану в витягуючій метано-повітряній суміші:

$$C_{cp} = 55,1 \%$$

Вибираємо по характеристикам вакуум-насосів тип і кількість паралельно працюючих насосів, які забезпечують необхідну подачу при тиску у всмоктуючому патрубку не менше 250 мм рт. ст. Визначають величину цього тиску P_n в міліметрах ртутного стовпа за формулою

$$P_n = 10 + \frac{5,0 \cdot Q_c}{n_n}$$

$$P_n = 10 + 5 \cdot 260,3 / 2 = 660,75 \text{ мм рт. ст.}$$

де Q_c – витрата метано-повітряної суміші, $\text{м}^3/\text{хв}$;

n_n – кількість паралельно працюючих вакуум-насосів, шт.

Тип вакуум-насоса – ВВН2-150;

кількість – 2 шт.

Визначаємо тиск в гирлі свердловини P_y в мм рт. ст., найвіддаленішої від вакуум-насоса

$$P_y = \sqrt{P_{ко}^2 - R_{y\delta.m} \cdot \gamma_c \cdot l_{om} \cdot Q_c^2}$$

$$P_y = \sqrt{645^2 - 0,119 \cdot 0,896 \cdot 298 \cdot 233,4^2} = 341 \text{ мм рт. ст.}$$

де $P_{ко}$ – тиск метано-повітряної суміші в кінці обсадної труби, мм рт. ст.,

$P_{ко}$ визначають за формулою:

$$P_{ко} = 760 \cdot (1 + 1,56 \cdot 10^{-4} \cdot l_{om}) - 150$$

$$P_{ко} = 760 \cdot (1 + 1,56 \cdot 10^{-4} \cdot 298) - 150 = 645 \text{ мм рт. ст.}$$

γ_c – щільність метано-повітряної суміші, $\text{кг}/\text{м}^3$. γ_c визначають за формулою:

$$\gamma_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^n \gamma_i \cdot l_{ci}}{l_2}$$

$$\gamma_{cp} = 0,896 \text{ кг}/\text{м}^3$$

l_{om} – довжина обсадної труби, м; $l_{om} = 298$ м;

$R_{y\delta.m}$ – питомий опір обсадної труби, $\text{мм рт. ст.} \cdot \text{хв}^2/\text{м}^7$. $R_{y\delta.m}$ визначають за

формулою:

$$R_{y\partial.m} = \frac{1,7 \cdot 10^{-4}}{d_{om}^{5,33}}$$

$$R_{y\partial.m} = \frac{1,7 \cdot 10^{-4}}{0,19^{5,33}} = 0,119 \text{ мм рт. ст. хв}^2/\text{м}^7$$

d_{om} – діаметр обсадної труби, м. $d_{om} = 0,19$ м

2.4. Організація робіт по реалізації прийнятих рішень

2.4.1. Організація дегазаційних робіт

Роботи по дегазації повинні виконуватися ділянкою профілактичних робіт з техніки безпеки. Основним завданням ділянки є зниження метанообільності гірничих виробок шляхом виконання робіт по дегазації відповідно до цього проекту.

В обов'язки ділянки входять наступні функції:

- підготовка до буріння дегазаційних свердловин;
- буріння свердловин з параметрами, які викладені у цьому проекті, прокладка трубопроводів, забезпечення безперервної нормальної роботи дегазаційних установок і контрольно-виміральної апаратури;
- систематичний контроль і управління режимом роботи дегазаційних свердловин;
- ведення технічної документації, передбаченої "Керівництвом по дегазації вугільних шахт".

Керівник ділянки несе відповідальність за своєчасність і якість виконання перерахованих робіт.

2.4.2. Техніка безпеки при бурінні і експлуатації дегазаційних свердловин

1. Свердловини дозволяється бурити безпосередньо з виробок, якщо їх поперечний усічення досить для розміщення бурового верстата. В іншому випадку виробка розширюється або проходить спеціальна камера. Якщо глибина камери більше ширини входу в неї, то провітрювання її за рахунок дифузії заборонено, слід застосовувати напрямні вітрила.

Пускова апаратура бурового верстата встановлюється не ближче 10 м від камери, вважаючи назустріч вентиляційному струмені.

Дегазаційні камери і вироблення в місцях установки бурового верстата повинні бути забезпечені первинними засобами пожежогасіння згідно з

"Інструкцією з протипожежного захисту вугільних і сланцевих шахт".

При бурінні дегазаційних свердловин з виробок, провітрюваних вентилятором місцевого провітрювання, пускова апаратура повинні бути заблоковані з вентилятором і забезпечувати відключення двигуна бурового верстата при припиненні провітрювання.

2. Буріння дегазаційних свердловин на зближені пласти необхідно вести з таким розрахунком, щоб після закінчення буріння точка перетину свердловини з дегазуючим пластом перебувала попереду очисного вибою. Допускається перетин зближеного пласта свердловиною в зоні, розвантаженої від гірського тиску за умови, що буріння здійснюється через сальник з відведенням газу зі свердловини в дегазаційну систему.

3. При бурінні свердловин на зближені пласти повинна дотримуватися наступна послідовність робіт:

- буріння під обсадну трубу;
- установка кондуктора і тампонаж затрубного простору;
- буріння свердловини до проектної позначки через обсадну трубу;
- установка вимірювального пристрою, засувки і, при наявності води, водовіддільника;
- з'єднання обсадної труби свердловини з газопроводом.

4. Устя свердловин, відокремлених від газопроводу, повинні бути закриті металевими заглушками з поролоновими прокладками.

5. Обслуговування бурового верстата повинно проводитися не менше, ніж двома робітниками, які мають право роботи на верстатах підземного буріння і контролю вмісту метану у виробці.

6. При бурінні дегазаційних свердловин повинен здійснюватися безперервний контроль вмісту метану переносними автоматичними приладами, які підвішуються у покрівлі виробки на відстані 30 см від верхняка кріплення і на видаленні від гирла свердловини 1,5 м по ходу вентиляційного струменя. При зміні метану 2% і більше буріння свердловини припиняється, інструмент витягують і свердловину закривають заглушкою. Відновлення робіт з буріння дозволяється при зниженні метану менше 1%.

Якщо через 15 хвилин після сигналу приладу про високий вміст метану і припинення буріння воно не знизилася до 1%, всі робітники повинні бути виведені на свіжий струмінь повітря.

7. Перед початком бурових робіт необхідно перевірити безпеку робочого місця (стан кріплення, наявність огорожень обертових частин верстата, надійність його кріплення у виробці, якість з'єднання шлангів, перевірити роботу верстата на холостому ході).

8. При забурюванні свердловин забороняється направляти буровий інструмент руками. Необхідно користуватися спеціальним захватом.

9. ЗАБОРОНЯЄТЬСЯ робота бурового верстата без подачі в свердловину промивної рідини.

2.4.3 Порядок буріння вертикальних дегазаційних свердловин з поверхні

Буріння дегазації свердловини з поверхні повинно проводитися попереду очисного вибою з таким розрахунком, щоб відстань від проекції свердловини на пласт до забою дегазируємої лави до моменту підключення свердловини до газопровода було не менше 30 м.

Приймання дегазаційних свердловин, пробурених з поверхні, проводить комісія, яку призначає технічний керівник шахти. Якість герметизації оцінюють за результатами опресування під тиском, яке на 10% перевищує очікуваний тиск метано-повітряної суміші. При відсутності відомостей про тиск метано-повітряної суміші воно приймається рівним гідростатичному на глибині забою свердловини.

Акт приймання кожної свердловини повинен бути підписаний комісією та організацією - виконавцем робіт.

Дегазаційні свердловини після закінчення буріння необхідно підключити до вакуум-насоса або герметично закрити.

З'єднання дегазаційних свердловин з газопроводом здійснюють за допомогою гнучкого шланга.

На кожній діючій системі дегазації свердловині необхідно встановити засувку, пристрій для вимірювання витрати, метано-повітряної суміші, розрідження і змісту в ній метану і, в разі надходження зі свердловини води - водовіддільник.

Дозволено встановлювати одну засувку і один замірний пристрій для групи свердловин, пробурених по вугільному пласту.

Устя використаних і відключених від газопроводу свердловин повинні бути перекриті металевими заглушками з прокладками з важкогорючого матеріалу.

Устя використаних свердловин необхідно додатково залити цементно-піщаним розчином на довжину не менше 2 м.

2.4.4. Устаткування для здійснення дегазації

Для дегазації шахти застосовують водокільцеві вакуум-насоси ВВН2-150, технічна характеристика яких приведена в табл. 2.4.

В якості приводу вакуум-насосів дегазаційних установок застосовуються, електродвигуни у вибухобезпечному виконанні. Електродвигун повинен володіти запасом потужності, що становить приблизно 20-30% потужності, споживаної вакуум-насосом при його номінальній продуктивності. Електродвигун обладнується пристроєм для автоматичного відключення при аварійному перевантаженні.

Таблиця 2.4 - Технічна характеристика ВВН2-150

Тип вакуум-насоса	Номінальна продуктивність, м ³ /хв	Максимальний вакуум, %	Потужність електродвигуни, кВт	Швидкість обертання, об / хв	Розміри, мм	Вага, кг	Завод - виробник
ВВН2-150	150	85	250	985	2665x2180x2095	9490	Сумській насосний завод

Електрична пускова і захисна апаратура вакуум-насосних станцій вибирається і експлуатується відповідно до діючих інструктивними документами («Правила улаштування електроустановок», «Правила безпеки в газовому господарстві», «Технічні умови на монтажі приладів і засобів автоматизації» і ін.).

Вакуум-насосна станція обладнується трансформаторною підстанцією з двома трансформаторами.

Запірна і регулююча арматура, застосовувана на вакуум-насосних станціях, призначена для подачі газу споживачеві або для його відключення, для регулювання кількості витягнутого і подаючого для використання газу, його тиску і напрямки руху. Газова арматура, її сполучні частини і газопроводи розраховуються на умовний тиск, яке встановлюється в залежності від робочого тиску.

Для забезпечення ефективної і безпечної роботи вакуум-насосні станції обладнуються комплектом контрольно-вимірювальної і захисної апаратури. Для вимірювання витрати газової суміші, що витягується дегазаційною установкою, застосовуються витратоміри кільцевого типу ДК.

Для контролю концентрації метану в відсмоктуваному газі і забезпечення випереджаючого захисту застосовуються стаціонарні газоаналізатори АМТ-3.

Крім того, вакуум-насосна станція обладнується допоміжними пристроями для газоаналізатора (блоки контролю і регулювання витрати і чистоти газової суміші, зниження вмісту вологи, очищення від корозії, фільтри; холодильники; електронні показники і самописні прилади), манометрами і вакуумметрами, термометрами, переносними вимірювачами концентрації і витрати метану і іншим допоміжним обладнанням і приладами.

2.4.5. Заходи по збільшенню концентрації метану в метано-повітряній суміші

Для зменшення підсосів повітря в гирла дегазаційних свердловин, пробурені із виробок виїмкової ділянки застосують механічні герметизатори ГДПМ. Впровадження ГДПМ підвищить концентрацію метану в метано-повітряній суміші, що дозволить використовувати каптування підземними свердловинами метану в шахтних котельнях (при концентрації метану в суміші 30% і більше).

ГДПМ - секції з металевих або пластмасових труб довжиною 2 м з ущільнювальними поролоновими манжетами довжиною 1 м попередньо стиснутими і закріпленими поліетиленовою плівкою (рис. 2.4 таблиця 2.5).

Після установки кондуктора свердловину бурять одним діаметром на проектну глибину, встановлюють герметизатор, послідовно розкривають манжети, розрізаючи плівку спеціальним пристроєм. Поролон, стислий в 3,0-4,0 рази, практично повітронепроникний і добре ущільнює затрубний простір.

Кількість ущільнюючих манжетів має бути не менше двох. При більшій глибині герметизації і поганому захисту свердловин від руйнування його слід збільшити до чотирьох.

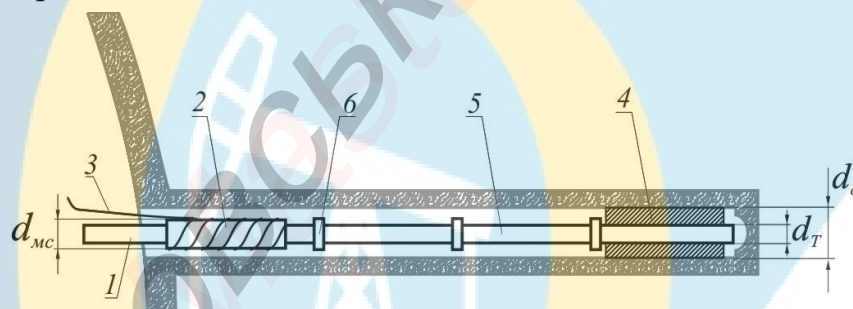


Рис. 2.4. - Герметизатор дегазаційний (ГДПМ): 1 - опорна секція; 2 - прокладка манжета (стисла); 3 - трос; 4 - прокладка секція (розкрита); 5 - проміжна секція; 6 - сполучна муфта

Таблиця 2.5 - Характеристика герметизатора ГДПМ

Діаметр свердловини під обсадку, d_c , мм	Діаметр обсадної труби, d_T , мм	Діаметр манжети, мм		Ступінь стиснення відкритої манжети ^{*)} , $P_{сж}$
		стислий, d_{mc}	повністю розкритою, d_{mp}	
93	60	80	140	4,0
112	76	91	136	4,2
112	89	99	129	4,0
132	89	106	149	3,5
132	108	125	168	3,5

^{*)} Ступінь стиснення відкритої манжети розраховують за формулою

$$P_{сж} = \frac{d_{mp} - d_T}{d_{mc} - d_T}$$

Після закінчення спорудження підземної свердловини особа, призначена головним інженером шахти, перевіряє якість герметизації в присутності виконавця робіт. Перевірку здійснюють відповідно до додатка Ж [5] і оформляють актом, в якому відображають; відстань свердловини від очисного вибою на момент перевірки, параметри свердловини, глибину і спосіб герметизації, результати вимірювання притоку повітря.

Акт підписує особа, яка проводила перевірку, виконавець роботи і затверджує технічний керівник шахти.

2.4.6. Заходи щодо зменшення притоку повітря на стиках магістральних і дільничних газопроводів

На дільничних газопроводах у місцях з'єднання їх з магістральними, а також на всіх відгалуженнях від дільничного газопроводу необхідно встановити засувки.

Газопроводи підвішують до кріплення виробок так, щоб уникнути накопичення води і виключити пошкодження засобами транспорту. Дозволена прокладка дільничних газопроводів на опорах, встановлених на ґрунт в виробках з породами ґрунту, несхильними до здуття, за умови забезпечення вільного доступу до труб на всій їх довжині.

Дегазаційні труби з'єднують в шахті за допомогою фланців. Труби повинні витримувати тиск;

- 0,6 МПа при прокладанні газопроводу в горизонтальних і похилих виробках

- 1,6 МПа при прокладанні у вертикальних виробках.

Для ущільнення фланцевих з'єднань застосовують паронітові або металеві прокладки. Внутрішній діаметр прокладки повинен бути на 2 ... 3 мм більше внутрішнього діаметра труби. Дозволено додаткове ущільнення фланцевих з'єднань синтетичними смолами, дозволеними до застосування в гірничих виробках відповідно до ДНАОП 1.1.30-1.01.

Труби газопроводу, прокладені в магістральних свердловинах, з'єднують встик зварюванням. Для збільшення міцності на зварні шви накладаються пластини або бандажі довжиною 150-200 мм.

Контроль стану газопроводу виконують шляхом огляду його не рідше одного разу в тиждень для виявлення місць притічок повітря і вигинів газопроводу, де можливе скупчення води. Виявлені недоліки необхідно негайно

усунути.

При недостатній ефективності дегазації або низькому (менше 25%) вмісту метану в метано-повітряній суміші, яка видається з шахти, стан газопроводу оцінюють за результатами газовакуумної зйомки (додаток І).

У місцях можливого скупчення води в газопроводах встановлюють водороздільники з ємністю збірного бака від 0,2 м³ до 1,5 м³ в залежності від добового припливу води. Якщо з дегазаційних свердловин виділяється вода, то на свердловині або групі свердловин встановлюється водовіддільник. Конструкція водоотделителя повинна виключати вихід метану через нього в вироблення (додаток К).

2.5. Утилізація шахтного метану

Для утилізації метану приймаємо котли типу ДКВ 10/13 - з витратою метану для опалення одного котла 5,3 м³/хв.

Для спалювання газу з фронту кожного котла встановлено по 3 подові пальники, т. е. По пальнику на кожне завантажувальне вікно. Діаметр труби пальника прийнятий 108 мм, а тиск газу перед пальником має бути рівним близько 500 мм вод. ст. Повітря для горіння подається від існуючих дуттєвих вентиляторів або надходить внаслідок розрідження в топці через дверки піддувала. Для кожного котла необхідно подавати більше 9 тис. м³/год повітря.

При переведенні котлів на газ в їх обмуровці передбачено встановити по 2 вибухових запобіжних діафрагми в топках котлів і по 2 - в газоходах кип'ятильного пучка.

У приміщенні котельні обов'язковий не менше ніж триразовий повітрообмін. Для цього у верхній частині віконних прорізів ззаду котлів встановлюють 3 жалюзійні решітки з 4 циліндричними дефлекторами діаметром 600 мм і продуктивністю 3000 м³/год кожний.

Проект повинен передбачати автоматику газової безпеки, яка може бути пов'язана з елементами автоматичного захисту вакуум-насосної станції. В котельні або в спеціальному приміщенні зазвичай передбачається установка запірно-запобіжного клапана ПКН-100 або ПКН-200 з електромагнітом, які отримують імпульс від газоаналізатора вакуум-насосної станції. Для підтримки тиску в заданих межах на газопроводі встановлюється регулятор тиску, наприклад, типу РДУК-2Н. Однак досвід експлуатації цього регулятора на шахтах Донбасу показав, що він не завжди забезпечує регулювання тиску [7]. Тому підтримка потрібного тиску виконується за іншою схемою, описаною нижче. На газопроводі в котельні обов'язкова установка водовідокремлювачів і продувних свічок, які виводяться вище даху будівлі котельні на 1 м.

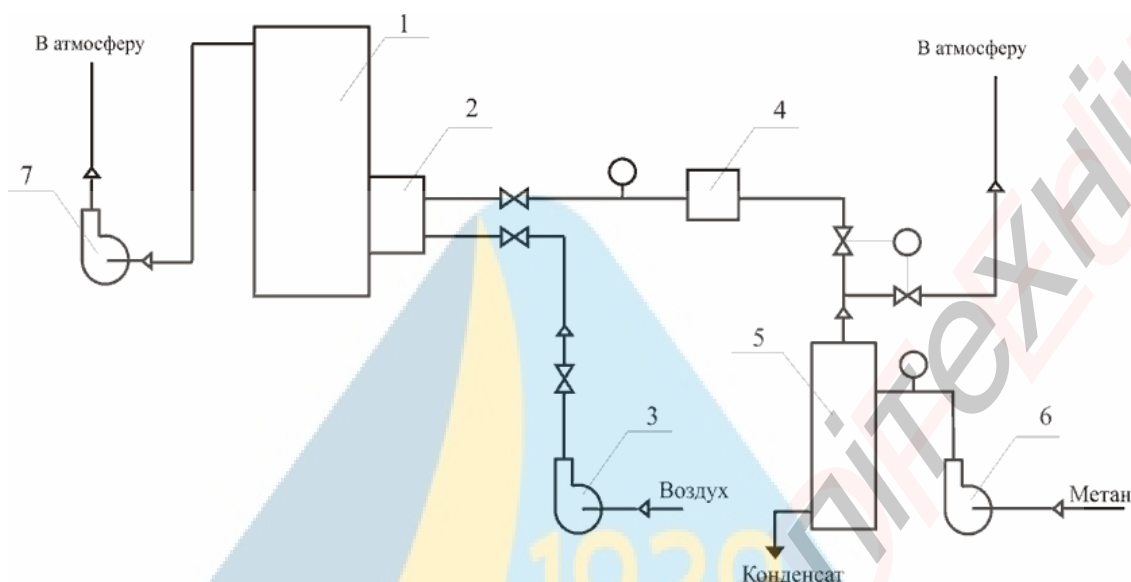


Рис. 2.5. - Принципова схема спалювання метану в котельні: 1 - котел ДКВ-10/13, 2 - пальник, 3 - повітрорудка, 4 - полум'ягасник, 5 - каплеуловлювач, 6 - вакуум-насос, 7 – димосос

При використанні газу необхідно забезпечити захист системи дегазації та котельні від можливих вибухів метану при зниженні концентрації його в відсмоктуваної суміші до вибухової, а також при різкій зміні режиму роботи і продуктивності системи дегазації установки.

Виконання викладених вимог можна забезпечити шляхом контролю за роботою системи дегазації установки і управління процесами дегазації і подачі газу споживачеві. Для цього необхідна спеціальна апаратура контролю, регулювання та захисту дегазаційних систем.

Відповідно до вимог чинних «Правил безпеки у вугільних і сланцевих шахтах» [1] і стандарту [5] на шахтах для забезпечення технології ведення дегазаційних робіт повинен здійснюватися систематичний контроль за параметрами витягуемого газу і режимом роботи системи дегазації. Цими вимогами визначені місця і періодичність контролю. Контрольно-вимірювальну апаратуру слід експлуатувати відповідно до інструкцій заводів-виготовлювачів. Вихід з ладу будь-якого приладу або неправильні показники його при технологічному контролі за роботою системи дегазації установки не повинні створювати раптової аварійної ситуації.

Інша ситуація складається при використанні газу, параметри якого (концентрація і тиск) повинні підтримуватися в певних межах. Внаслідок цього дегазаційна система додатково обладнується захисною і регулюючою апаратурою, частина елементів якої не є серійною заводською продукцією. Деякі пристрої не призначені безпосередньо для застосування при використанні

газу, що витягується дегазаційними установками. З наведених причин відсутні рекомендації по експлуатації деякої захисної апаратури, а в ряді випадків ці рекомендації складені для інших умов і повинні бути скориговані при експлуатації цієї апаратури на дегазаційних станціях. Тому нижче наведені основні положення по контролю і захисту дегазаційних систем при використанні метану.

Відповідно до п. 8.3.1.1 стандарту Мінпаливенерго України [5] дегазаційні установки повинні розташовуватися на поверхні шахти. У цьому випадку можливі два варіанти подачі газу споживачеві.

При розташуванні вакуум-насосної станції недалеко від споживача (котельні) газ подають під тиском, створюваним вакуум-насосом, яке в цьому випадку не повинно перевищувати 0,25 атм. Збільшення тиску після вакуум-насосів від 0,25 атм і вище викликає істотне зниження продуктивності і ефективності роботи системи дегазації. Апаратура контролю при такій схемі подачі газу розміщується безпосередньо у вакуум-насосів, а виконавчі пристрої системи захисту встановлюються біля будівлі вакуум-насосної станції на нагнітальному газопроводі, по якому подається газ споживачеві.

При розташуванні системи дегазації станції на значній відстані від споживача вакуум-насоси повинні розвивати тиск, що перевищує 0,25 атм. В цьому випадку для подачі газу рекомендується встановлювати додаткові вакуум-насоси, які працюють послідовно з основними. Апаратура захисту при послідовній роботі основних і допоміжних вакуум-насосів розміщується у будівлі дегазації установки.

Для контролю за роботою додаткових насосів встановлюються такі ж контрольні-вимірні прилади, як і для основних (рис. 2.6). Призначення апаратури зазначено в табл. 2.6.

Таблиця 2.6. - Перелік і призначення апаратури контролю і захисту дегазаційних систем при використанні газу

Найменування	Призначення апаратури і приладів	Місце встановлення	Примітка
1	2	3	4
Вакуумметр	Для контролю за розрідженням, створюваним вакуум-насосом	На всмоктуючому патрубку вакуум-насоса і на кожному магістральному газопроводі	
Манометр	Для контролю тиску після вакуум-насоса	На нагнітальному патрубку вакуум-	

Найменування	Призначення апаратури і приладів	Місце встановлення	Примітка
1	2	3	4
		насоса	
Регулятор потоку води	Для контролю за кількістю води, яка подається в вакуум-насос	На водогоні, що живить кожен вакуум-насос	
Регулятор потоку газу	Для вимірювання кількості газу, що витягується вакуум-насосною станцією	Діафрагма розташовується на збірному нагнітальному газопроводі, дифманометр - в приміщенні КВП	Дифманометр повинен бути з пристроєм для реєстрації, з приводом від годинникового механізму
Сигналізатор падіння тиску	Для контролю за тиском газу, що подається споживачу	Відбір тиску в збірному нагнітальному газопроводі	
Термометр	Вимірювання температури газу після вакуум-насоса	На нагнітальному патрубку кожного вакуум-насоса	
Стаціонарні автоматичні газоаналізатори метан на	а) Для вимірювання концентрації метану в витягуваному газі;	Місце установки визначається в залежності від умов використання газу	
	б) для видачі сигналу на клапан-відсікач при зниженні концентрації метану в газі		
Одоризатор	Для дозування одоранту, що додає газу специфічний запах з метою виявлення його витоків	Встановлюється на нагнітальному газопроводі	
Клапан надлишкового тиску	Для автоматичної підтримки тиску газу нижче заданої межі	Приміщення вакуум-насосів	
Клапан-відсікач	Для перекриття нагнітаючого газопроводу з метою припинення подачі газу споживачеві	Встановлюється на нагнітальному газопроводі	

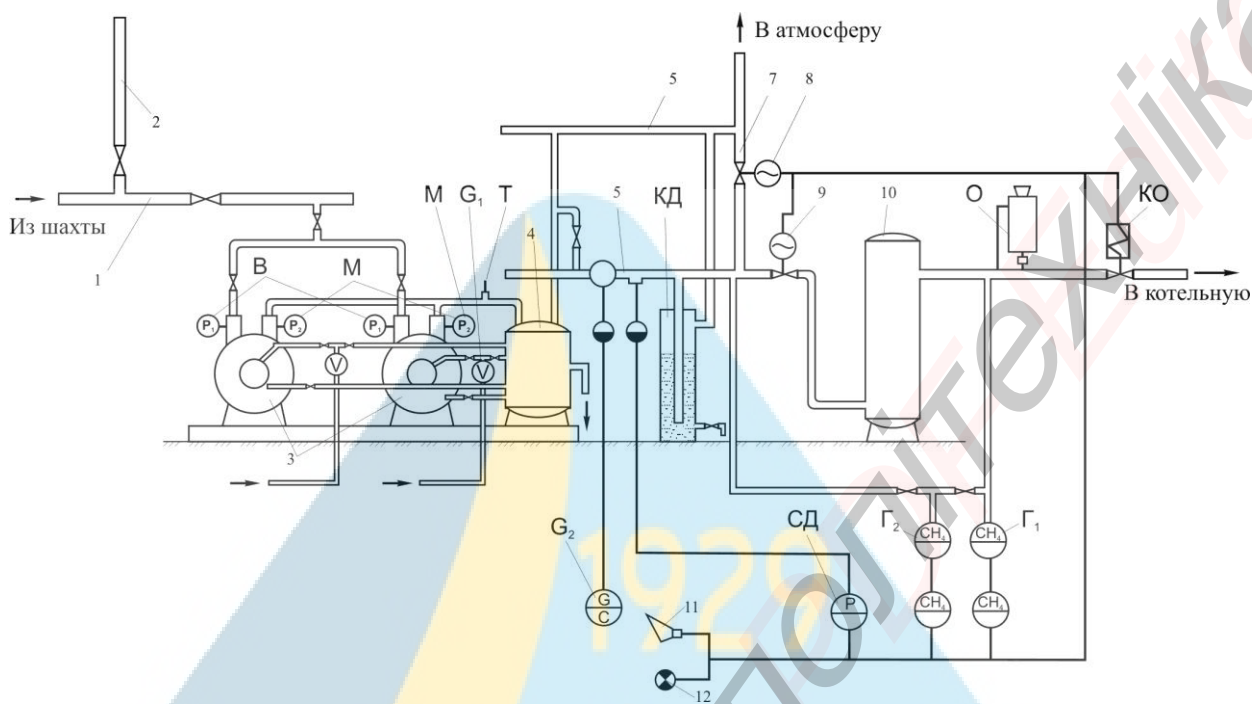


Рис. 2.6. - Схема подачі газу споживачеві, розміщення апаратури контролю і захисту системи дегазації:

- | | |
|-----------------------------|---|
| 1 - всмоктуючий газопровід; | В - вакуумметр; |
| 2, 7 - свічки; | М - манометр; |
| 3 - вакуум-насоси; | G_1 - витратомір води; |
| 4 - водовіддільник; | Т - термометр; |
| 5 - збірний газопровід; | КД - клапан надлишкового тиску; |
| 6 - газопровід споживача; | О - клапан-відсікач; |
| 8, 9 - електроздвижки; | G_2 - витратомір газу; |
| 10 - каплеуловлювач; | $\Gamma_1 \Gamma_2$ - аналізатори метану; |
| 11 - звукова сигналізація; | СД - сигналізатор |
| 12 - світлова сигналізація | |

При нормальному робочому режимі системи дегазації газ від вакуум-насосів через водовіддільник по збірному газопроводу направляється споживачу. Кількість газу контролюється витратоміром. Якщо необхідно подавати тільки частину газу, то верхню засувку 8 частково відкривають, регулюючи тим самим кількість газу, що подається для використання. Надлишки газу викидаються через свічку 7 в атмосферу. Верхня межа тиску газу в системі визначається рівнем рідини в клапані надлишкового тиску. При підвищенні тиску надлишки газу через гідрозатвор також викидаються в атмосферу.

Нижня межа тиску контролюється сигналізатором падіння тиску,

пов'язаним ланцюгом управління з клапаном-відсікачем і звуковою та світловою сигналізацією, встановленої в машинному залі. У нормальному робочому режимі контакти сигналізатора тиску знаходяться в розімкнутому стані.

Після краплевловлювача встановлена для огорожі трубка, по якій газ надходить для аналізу до двох газоаналізаторів. Газоаналізатори пов'язані ланцюгом управління з клапаном-відсікачем, засувками, а також із звуковою і світловою сигналізацією. Магніт клапана-відсікача знаходиться у включеному стані, а клапан - у відкритому.

Газ по трубопроводу направляється споживачу. Відключення споживача може статися внаслідок падіння тиску або зменшення концентрації метану в витягуній суміші. Крім того, подача газу споживачеві може бути тимчасово припинена при ремонтах обладнання та зміні режиму роботи системи дегазації установки.

При зменшенні концентрації метану електричний імпульс від газоаналізатора надходить в ланцюг управління і сигналізації. В результаті включається звукова і світлова сигналізація, а магніт клапана-відсікача знеструмлюється, газопровід перекривається клапаном, а потім додатково засувкою 9. В цей же час засувка 8 повністю відкривається, і газ по свічці 7 викидається в атмосферу. Точно так спрацьовує апаратура захисту при падінні тиску в системі від імпульсу сигналізатора падіння тиску. При необхідності відключення споживача з інших причин ланцюг управління і сигналізації включається черговим машиністом.

Параметри витягуючого газу, в основному концентрація і тиск, можуть вимірюватися в широких межах внаслідок зміни гірничотехнічних умов і режиму роботи дегазаційних систем. Так, концентрація метану в витягуній суміші здатна знизитися до вибухової. У цьому випадку подача суміші споживачеві може привести до вибуху газу в газопроводі і в вакуум-насосній станції.

При зміні тиску газу, що подається споживачу, можливий зрив полум'я з пальників (при підвищенні тиску) або проникнення його в газопровід (при падінні тиску).

Газ, що направляється для використання, безбарвний і не має запаху. Тому для своєчасного виявлення витoku газу йому необхідно надати специфічний запах. У місцях його витoku з газопроводу може утворитися вибухова суміш метану з повітрям.

Запобігання зазначених аварійних ситуацій можливо, якщо апаратура захисту буде забезпечувати своєчасне припинення подачі метано-повітряної

суміші в разі зниження концентрації метану в ній до неприпустимих меж. Крім того, апаратура повинна забезпечувати своєчасне скидання газу з газопроводу при підвищенні тиску в ньому вище допустимих меж і припинення подачі газу споживачеві у разі падіння тиску в нагнітальному газопроводі нижче допустимої межі.

Перераховані вище функції захисту виконують два автоматичних газоаналізатора метану і сигналізатора падіння тиску, заблоковані з клапаном-відсікачем і електричною засувкою, клапан надлишкового тиску і одоризатора.

2.6. Визначення параметрів роботи котельної установки

Основною характеристикою пального газу вважається його теплотворна здатність, тобто кількість тепла, яке виділяється при повному згорянні одиниці об'єму або ваги палива. Останнім часом найчастіше за одиницю кількості палива приймається один нормальний кубометр газу – 1 м^3 (тобто при 20°C і 760 мм рт. ст.). У зв'язку з цим теплотворна здатність газу вимірюється в ккал/м^3 . Розрізняють вищу і нижчу теплотворну здатність газу. Хоча перша з них - стандартна величина, зазвичай в реальних розрахунках використовують нижчу теплотворну здатність. Справа в тому, що одним з продуктів повного згорання газів є водяні пари, з якими при відкритому спалюванні несеться певна кількість тепла (близько 600 ккал/кг). Якщо враховують це тепло, то мають на увазі вищу теплотворну здатність, а якщо немає - то нижчу. Теплотворна здатність визначається дослідним шляхом.

Враховуючи, що газ вугільних родовищ вологий і містить з горючих компонентів в основному метан з незначною домішкою вищих вуглеводнів, його теплотворну здатність при $t = 20^\circ\text{C}$ з достатньою для практики точністю можна визначати за формулою: $Q_{\text{В}}^{\text{Н}} = 81,4 \cdot \text{СН}_4$

де $Q_{\text{В}}^{\text{Н}}$ – теплотворна здатність метано-повітряної суміші, ккал/м^3 ;

СН_4 – об'ємний відсоток метану в суміші, %.

$$Q_{\text{В}}^{\text{Н}} = 81,4 \cdot 55,1 = 4485,1 \text{ ккал/м}^3$$

Важлива стадія проектування - визначення потреби в газовому паливі, в результаті чого встановлюються можливість забезпечення котельні газом і доцільність переходу на газове паливо. Зазвичай необхідна кількість газу визначається по тепловим навантаженням окремих споживачів, що використовують пар або гарячу воду. Для шахтних котелень теплове навантаження частіше задається кількістю виробленої пари при відомих початкових параметрах. В цьому випадку витрата газу визначається за формулою [7]:

$$B = \frac{D(i_n - i_{ng})}{Q_B^H \eta_{ky}} \cdot 100, \text{ нм}^3/\text{час}$$

де B – витрата метано-повітряної суміші, $\text{нм}^3/\text{час}$;

i_n – тепломісткість пара при виході з котла, прийняте за таблицями водяної пари;

$i_{ДВ}$ – тепломісткість живильної води, чисельно рівне її температурі;

η_{ky} – коефіцієнт корисної дії котельної установки;

D – номінальна паропродуктивність одного котла, $\text{м}^3/\text{час}$.

Газ спалюється в топках трьох парових котлів типу ДКВ-10/13 за номінальною паропродуктивністю кожного котла 10 т/год з робочим тиском в котлі $6 \text{ кг}/\text{см}^2$. Переклад котлів на шахтний газ передбачається зі збереженням існуючої системи подачі палива, води і видалення шлаку, тобто тверде паливо є резервним. Концентрація метану в суміші, відсмоктуваної дегазаційною установкою, регулярно перевищує 50%. Витрата такої суміші на один котел при температурі живильної води 20°C і ККД установки 85% складе:

$$B = \frac{10000(658,3 - 20,0)}{4485 \cdot 0,85} \cdot 100 = 1674,34 \text{ нм}^3/\text{год}$$

Загальний витрата газу на три котла:

$$1674,34 \cdot 3 = 5023 \text{ нм}^3/\text{год} = 83,72 \text{ нм}^3/\text{хв}$$

2.7 Визначення експлуатаційних параметрів труб підземного буріння дегазаційних свердловин

Розвиток техніки і технології виготовлення бурильних труб і їх з'єднань для проходки свердловин різних за призначенням і конструкції дало можливість забезпечити гірничодобувну, геологорозвідувальну, жилищно-комуналь-ную промисловість надійним і ефективним інструментом. У Україні замість різьбових з'єднань бурових замків з трубами застосовують прогресивну і надійну конструкцію з привареними замками. Переваги її : виключається виготовлення трубного різьблення, зварювання є продуктивнішим, ніж нагвинчує замків з нагрівом, виключається заміна замків в польових умовах і так далі

Буріння свердловин дегазацій, особливо їх горизонтальних ділянок, у тому числі створення комунікацій різного призначення і для житлових секторів населених пунктів, за допомогою спрямованого буріння зажадало підвищення якості бурильних труб і їх з'єднань. Тому виникла необхідність провести додаткові випробування з метою визначення експлуатаційних показників

бурильних колон.

У нормативних документах і опублікованих джерелах приведені вимоги якості виробів, методи випробувань і чисельні значення величин показників.

У цій статті приведені методи випробувань з'єднань бурильних труб, отриманих при виготовленні їх для різних умов експлуатації. Проводилися наступні випробування:

- визначення допустимого розтягуючого навантаження;
- визначення впливу промивальної рідини, що містить розчин кислоти, на витривалість труб;
- визначення допустимого навантаження, що вигинає, на зварний шов бурильних труб з привареними замками;
- визначення середнього напрацювання повністю тіла труби;
- визначення впливу виду зміцнення замкового різьблення на середнє напрацювання повністю.

Як критерій міцності матеріалу прийнято $0,8\sigma_m$ величин межі плинності матеріалу труби.

Величина розтягуючого зусилля визначалася по формулі

$$F = 0,8\sigma_m \cdot 0,785(D^2 - d^2) \cdot 10^{-3}, \text{ кН}$$

де F - розрахункове значення розтягуючого навантаження, що додається до зразка бурильної труби, кН; σ_m - межа плинності матеріалу труби, МПа; D - зовнішній діаметр труби, м; d - внутрішній діаметр труби, м.

Величина моменту, що вигинає, прикладеного до кінця бурильної труби, визначалася по формулі

$$M = F_u \cdot 0,5 \cdot l \cdot W_u \cdot 0,8 \cdot \sigma_m = F_u \cdot 40 \cdot 10^{-6} \cdot D^3 \cdot [1 - (d/D)^4] \cdot \sigma_m, \text{ кН}$$

де F_u - величина зусилля, прикладеного до зварного шва бурильної труби, кН; l - відстань між опорами пристрою для випробування моменту, що вигинає, м; W_u - момент опору вигину, м³.

Момент опору вигину бурильної труби визначається по формулі

$$W_u = [(\pi \cdot D^3) / 32] \cdot [1 - (d/D)^4] = 0,1 \cdot D^3 \cdot [1 - (d/D)^4], \text{ м}^3.$$

Момент, що вигинає, при відомій відстані між опорами задається з

розрахунку $F_u = M / l$, кН.

Тривалість додатка навантаження при розтягуванні і вигині зразків труб має бути не менше 5 хвилин. Після зняття навантаження зразок труби повинен набути форми, яку він мав до додатка навантаження. Якщо деформації зразка не зникають, то необхідно визначити показники механічних властивостей і хімічний склад стали зразка і вибрати навантаження, що відповідають фактичним параметрам матеріалу труб.

Основним завданням випробування труб на розтягування є визначення допустимого значення осевого навантаження при бурінні свердловин дегазацій обертальним способом.

Випробування проводяться на спеціальній розривній машині, виконаній у вигляді горизонтального гідравлічного пресу. Машина має у своєму складі стаціонарну раму із спеціальними захопленнями у вигляді Т-подібних упорів для приєднання випробовуваних зразків (Табл. 2.7).

Таблиця 2.7 – Технічна характеристика установки

Параметр	Розмір
Максимальне зусилля розтягування-стискування, кН(тс)	1100(110)
Довжина зразків бурильних труб, м	1,20...3,6
Діаметр зразків, мм	27...114
Робочий тиск маслонасоса, МПа(кгс/см ²)	29(290)
Габаритні розміри, м	4,5_1,2_0,8
Маса, кг	600

Розтягуюче зусилля вимірюється електронним манометром, що має налаштування заданого тиску, при якому маслонасос відключається. Зусилля задається відповідно до програми випробувань і вибирається з розрахунку досягнення прибудови плинності матеріалу $0,8\sigma_m$ або розриву труби (зварного шва).

Випробування проводиться на зразках, виготовлених за прийнятою технологією, зокрема, з привареними замками з матеріалів з різними механічними властивостями і що піддалося термохімічному зміцненню і термічній обробці. На рис. 2.7 зображені зразки бурильних труб, що мають різний вигляд зміцнення : *a* - з'єднання різьбове незміцнене, аналог; *b* - приварені замкові елементи з висадкою кінців труби; *v* - труба з привареними замковими елементами з гільзою без висадки кінців; *z* - з привареними замками при висадці кінців гільзи у вигляді розтруба.

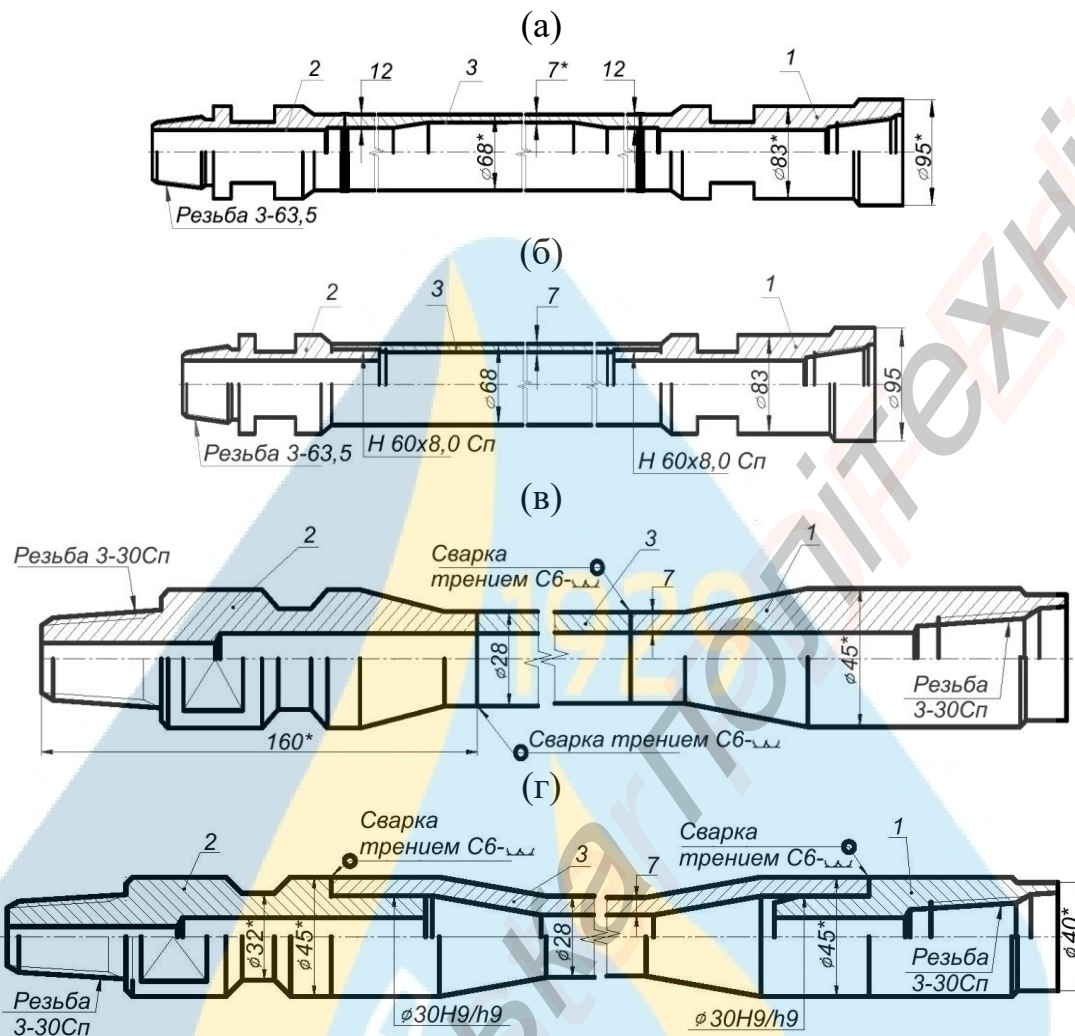


Рис. 2.7 – Зразки труб з різьбовими і привареними елементами замку при нагріванні за рахунок тертя: 1 – муфта замку; 2 - ніпель замку; 3 - гільза

В якості матеріалів для виготовлення зразка прийнята гарячекатана труба по ГОСТ 8732-78 діаметром 68 мм з товщиною стінки 7 мм і діаметром 28 мм з товщиною стінки 7 мм, марка сталі 30ХГСА по ГОСТ 8731-87. Приварні замкові деталі з круглого прокату сталь марки 40Х ГОСТ 4543-71, що піддалися термічній обробці з твердістю по Бринеллю НВ = 255...321.

Випробування проводилися до руйнування зразка - розриву при максимальному зусиллі розтягування. Руйнування сталося по тілу труби у вигляді зменшення діаметру і розриву труби. Зварні шви виявилися міцніші за матеріал труби і не зруйнувалися. Руйнування труби сталося при зусиллі 304 кН (31,0 тс) тобто напруга розтягування у момент руйнування склала 494 МПа.

Випробування бурильних труб з привареними замками є альтернативою випробуванню на розтягування. Цей спосіб дає надійніші результати, можливість розкрити мікротріщини в зварному шві і виявити приховані дефекти, які іншими способами не визначаються. Так при додатку розтягуючого

навантаження, що відповідає $0,8\sigma_m$, зварний шов не зруйнується за наявності мікротріщини або недостатнього нагріву металу на площі поперечного перерізу до 0,25 від загальної площі зварного шва. Проте в процесі буріння свердловин при виникненні знакозмінної напруги в зварному шві може статися руйнування з'єднання.

На рис. 2.8 приведено креслення приставки до розривної машини. Приставка складається з упору 1, закріпленого за допомогою болтів на рухливому поршні гідравлічного пресу; просторової опори 2, закріпленою на нерухомій стінці пресу і кріпильних болтів 3. Зразок бурильної труби в горизонтальному положенні спирається на виступи опори при розміщенні зварного шва на середині опори.

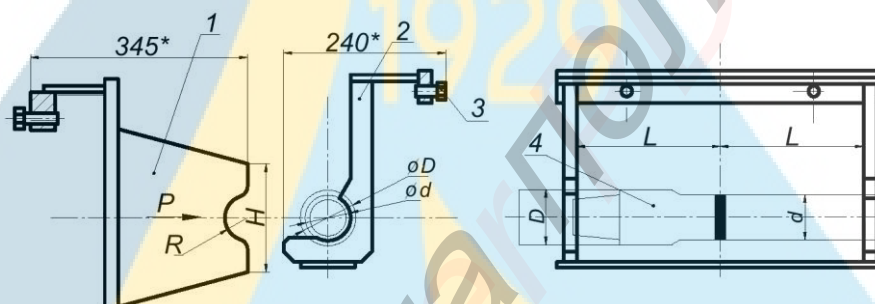


Рис.. 2.8 – Приставка до розривної машини Дніпропетровського заводу бурового устаткування для випробування труб на вигин: 1 - упор; 2 - опора; 3 - болти; 4 - випробовуваний зразок зварного шва

Випробування на вигин робиться таким чином. На манометрі гідравлічного пресу встановлюється граничний тиск олії в гідроциліндрі, при якому P дорівнює величині зусилля, визначеного з умови $0,8\sigma_m$. У таблиці. 2.7 приведені рекомендовані значення зусилля і тиску олії в гідроциліндрі розривної машини конструкції Дніпропетровського заводу бурового устаткування (ДЗБО) для різних розмірів бурильних труб при групі міцності матеріалу К (межа плинності $\sigma_m = 500$ МПа).

Випробування проводяться шляхом додатка розрахункового навантаження в точці знаходження зварного шва (зовнішніх грат віддаляються в процесі приварювання елементів замку) в трьох положеннях через $120^\circ \pm 5^\circ$. Бурильна труба не повинна руйнуватися в місці зварного шва і після зняття навантаження повинна прийняти первинне положення без викривлення і перекосу осі труби.

Спосіб випробування труб при вигині в ДЗБО застосовувався в процесі відробітку технології зварювання і вибору її оптимальних режимів. При випробуваннях бурильних труб з привареними замками на оптимальних режимах брак зварного шва виявлений не був.

Таблиця 2.8 – Рекомендовані значення моменту, що вигинає, і зусилля при випробуванні бурильних труб і зварного шва

Показник	Ед. ізм.	Величина показника для труб при значеннях D_S, мм							
		43×4,5	55×4,5	63,5×4,5	70×4,5	80×4,5	73×9	89×9	102×9
Момент опори W_u	ммЗ	4850	8480	11780	14400	18430	28900	24670	32900
Момент M_u , що вигинає	Нм	194	326	471	576	884	560	987	1315
Зусилля на упорі F_u	кН	13	22	31	38	59	37	66	88
Тиск на насосі p	МПа	0,38	0,64	0,90	1,10	1,70	2,70	1,90	2,55

Державним стандартом ГОСТ Р 51245-99 передбачені випробування на витривалість шляхом визначення середнього напрацювання повністю тіла труби, зварного і різьбового з'єднання за наступних умов вантаження :

- вид вантаження - втомна дія шляхом знакозмінного консольного вигину з обертанням;
- частота обертання навантаженого елемента - 450 мін^{-1} ;
- момент затягування різьбового з'єднання перед початком вантаження 700-4700 Нм залежно від типорозмера труб;
- момент, що вигинає, при вантаженні 400-3000 Нм залежно від типорозмера труби.

У приведена методика і опис випробувального стенду, вживаних при проведенні досліджень і заводських випробувань при розробці і випробуванні нових конструкцій бурильних труб і їх з'єднань. Як об'єкти випробувань використовувалися наступні конструкції труб, з'єднань і середовища, в якому вони експлуатуються :

- геологорозвідувальні сталеві бурильні труби муфтово-замкового і ніпельного з'єднання;
- геологорозвідувальні труби з привареними замками;
- сталеві бурильні труби для горизонтально спрямованого буріння з привареними замками;
- в якості робочого середовища (промивальній рідині) застосовувалися повітря, технічна вода і вода з добавкою сірчаної кислоти.

ТОВ ДЗБО розробив колону бурильних труб для буріння свердловин в

умовах АТ «Волковгеология» при свердловинній здобичі твердої корисної копалини підземним вилуговуванням. В якості промивальної рідини і промислового агента для розчинення солей урану використовують сульфатні води з показником $pH \leq 4,5 \dots 5$; нами проведені випробування з метою визначення оптимального з'єднання бурильних труб, що забезпечує максимальну витривалість.

Випробування проводилися при наступних параметрах:

– об'єкт випробувань : труба бурильна 68x7 із сталі марки 30ХГСА з привареними елементами замку із сталі марки 40ХН, зварювання виконане з нагрівом деталей тертям; аналог - бурильні труби 68x7 із сталі марки 30ХГСА із замками із сталі марки 40ХН згвинченими ніпельним різьбленням Сп68x5,08;

– частота обертання 450 мін-1;

– момент вигинає 1,5 кНм створювався вантажем з масою 150 кг

В процесі випробувань виконувався контроль водневого показника рН і періодично додавали сірчану кислоту для підтримки кислотного показника не вище $pH = 5,0$.

За результатами випробувань, що наведено у таблиці. 2.9, виготовлена партія бурильних труб діаметром 68x7 з привареними замками з нагрівом тертям і висадкою кінців. За підсумками досвідченого буріння встановлено, що ресурс роботи колони збільшився в 2,0 разу при рості показників буріння : середня механічна швидкість буріння збільшилася в 2,2-2,5 разу, а проходка на долото - в 1,5-1,8 разу.

Таблиця 2.9 – Результати порівняльних випробувань бурильних труб з різними сполуками

Тип з'єднання	Середовище	pH	Час випробувань, година	Напрацювання, цикл	Примітка
Різьблення Н60x8	H_2O	7,0	16	$0,43 \cdot 10^6$	Обрив ніпеля
	$H_2O + H_2SO_4$	4,5...5	51	$1,38 \cdot 10^6$	Обрив ніпеля
			61	$0,16 \cdot 10^6$	
Зварювання тертям	H_2O	7,0	223	$6,02 \cdot 10^6$	Не зруйнована
			316	$8,5 \cdot 10^6$	Обрив по шву
	$H_2O + H_2SO_4$	4,5...5	116	$3,1 \cdot 10^6$	

З розвитком техніки і технології буріння, розвідувальних, технічних, технологічних і експлуатаційних свердловин дегазацій на тверді, рідкі і газоподібні корисні копалини вирости вимоги до якості і надійності бурового інструменту, зокрема, підвищення середнього напрацювання замкового

різьблення повністю. Напрацювання має бути не менше 800 циклів свинчівання-розвинчівання для геологорозвідувальних труб. Технічними умовами на виготовлення замкових різьб передбачено зміцнення профілю шляхом індукційної термообробки струмами високої частоти.

ТОВ ДЗБО виготовляють замки 3-42, 3-50 і 3-63,5 для геологорозвідувальних труб зі зміцненням профілю різьблення струмами високої частоти до твердості 49-57 HRC на глибину 3,3-5,0 мм. Замкові різьблення нафтового сортаменту і труб для горизонтально спрямованого буріння застосовується термохімічне зміцнення - азотування на глибину 0,3-0,8 мм до твердості $\geq 450\text{HV}$.

Для визначення фактичного напрацювання різьблення повністю ДЗБО провів порівняльні випробування зразків замкових різьб 3-35Сп, що пройшли різні методи зміцнення профілю різьблення : об'ємне загартування до твердості $\text{HV} = 255.321$, індукційну ТВЧ до твердості $\text{HRC} = 49...57$ і термохімічну до твердості 450 HV.

На рис. 2.9 приведено креслення приставки до трубозвороту ПО-49А, що входить до складу стенду для визначення середнього напрацювання різьблення на відмову замків 3-42, 3-50 і 3-63,5 відповідно до вимог ГОСТ 7918-75. Приставка складається із склянки 1, закріпленою на нижній опорі 3 за допомогою болтів 8 і гайок 9, опора лысками входить в прорізи підкладної вилки. До опори нижньої, такої, що має муфтове різьблення 3-35Сп, приєднаний ніпель 5, що має зовнішні різьблення на обох кінцях, верхній кінець сполучений з подовжувачем 2, що має муфтове різьблення 3-35Сп.

У склянку заливають глинистий розчин нормальної якості, в який додають до 5% кварцевого піску зернистістю 0,1-0,2 мм. До верхнього подовжувача прикріплений вантаж, рівний масі бурової свічки. Випробування проводили шляхом обертання системи різьб при згвинченні і розгвинчуванні пари різьб, що мають однакову твердість профілю різьблення. Друга пара різьб ніпеля і муфти були затягнуті з великим моментом і не оберталися. Потім міняли пару різьб за призначенням: першу пару згвинчували з великим моментом, а другу - згвинчували і розгвинчували до закінчення випробувань.

Оцінку якості зміцнення проводили шляхом порівняння зносу профілю різьб за час випробувань. Кількість циклів (час випробувань) була однаковою, а оцінка відносної якості зміцнення прийнята по залишковому проміжку між наполегливим торцем муфти і наполегливим уступом ніпеля, тобто зміна натягу різьблення. Як аналог прийнято різьблення, що піддалося індукційній обробці струмами високої частоти.

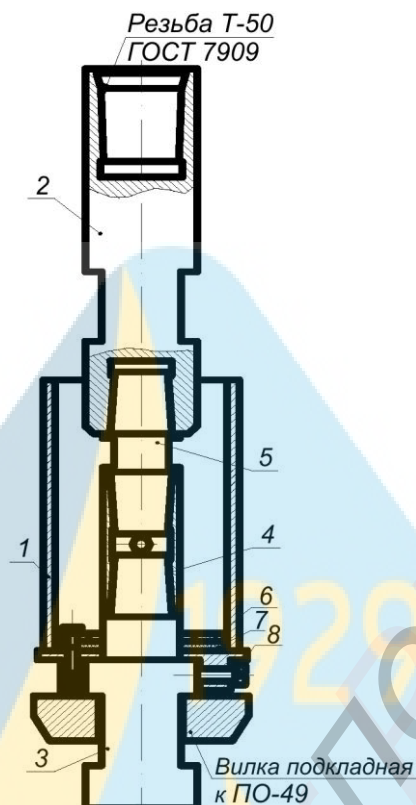


Рис. 2.9 – Приставка до стенду для визначення середнього напрацювання замкового різьблення на відмову: 1 – склянка; 2 - подовжувач; 3 - опора нижня; 4 – муфта; 5 - ніпель; 6 - диск; 7 - прокладення; 8 – болти; 9 - гайки

В результаті випробувань було встановлено наступне:

- кількість циклів згвинчення-розгвинчування була однаковою для усіх зразків різьб (три пари) і складала 900-940 циклів;
- зменшення відстані L між торцем і уступом склало: для різьб зі зміцненням ТВЧ $L = 32 - 25 = 7$ мм; для різьб з об'ємним загартуванням $L = 32 - 15 = 17$ мм; для різьб зміцнених азотуванням $L = 32 - 22 = 10$ мм;
- після випробувань усе різьблення були зношені трохи і можуть використовуватися при бурінні свердловин.

Враховуючи вищезазначене рекомендовано:

1. При розробці бурильних труб з привареними замками необхідно проводити випробування на вигин до досягнення напруги вигину в зварному шві до $0,8\sigma_m$.
2. В результаті випробувань зразки повинні набути первинної форми, що свідчить про те, що напруга в металі не досягла межі плинності і зразок не зруйнувався.
3. Термохімічне зміцнення профілю різьблення азотуванням трохи поступається індукційній обробці різьблення ТВЧ і може застосовуватися при виготовленні бурових замків.

3. ОХОРОНА ПРАЦІ

3.1. Аналіз потенційних шкідливих і небезпечних виробничих факторів проеКТованих робіт

Кліматичні умови - температура повітря в шахті коливається від 20 до 23°C, вологість повітря від 50% до 80%, швидкість руху повітря не перевищує ПБ і досягає максимуму: дільничні вироблення 6 м / с, магістральні 8 м / с.

Шкідливі і отруйні гази, що надходять з гірського масиву представлені CH_4 , H_2 , CO , CO_2 , H_2S та інші. Концентрація газу метану CH_4 виявлена у всіх виробках шахти, CO і CO_2 надходять з тупиків погашених виробок внаслідок горіння і гниття вугілля, дерева найбільша концентрація H_2 досягає в електромашинних камерах. Концентрація газів не перевищує допустимих ПБ.

Запиленість повітря. Розробляються пласти небезпечні за пилом. Вугільний пил вибухонебезпечний. Питоме пиловиділення 30 г / т. Пил виділяється при веденні гірських робіт механізмами, БПР і ін.

Виробничий шум. Джерелами шуму є електродвигуни, працююче обладнання (конвеєр, комбайн, ВМП і ін.).

Вібрація. Найбільша вібрація досягає при веденні бурових робіт перфораторами, відбійними молотками - локальна вібрація передається через руки.

Небезпечні виробничі фактори

Газовий режим шахти. Шахта надкатегорна по газу метан. Пласти безпечні за раптовими викидами вугілля і породи, а також газу і гірничих ударів. Потенційні місця скупчення CH_4 – тупикові виробки, дільниці, що погашаються, завали.

Пиловий режим шахти. Вугільний пил вибухонебезпечний, вихід летючих коливається від 40 до 44%.

Обвалення гірських порід. Безпосередня покрівля в очисних вибоях характеризується як малостійка, управління покрівлею повне - обвалення.

Залежність покрівлі при обваленні 2-6 м. Потенційно небезпечні місця обвалення гірських порід - незакріплений простір, лави і штреки.

Вибухові роботи. Виробляються в основному на видобувних дільницях при посадці секцій кріплення на жорстку, при отбурюванні помийниці.

Застосування електроенергії. Поразка струмом людини, замикання електромережі та виникнення пожеж і вибухів. Для живлення електроприймачів використовують напругу 127, 380, 660 В.

Високий тиск. До обладнання, що працює під високим тиском, відносять механізоване кріплення, відбійні молотки.

Пожежна безпека. Виробництво віднесено до категорії А по вибуховій і пожежній небезпеці. Застосовувані в шахті матеріали по займистості поділяються на важкогорючі і горючі. Пожежа в шахті може виникнути при порушенні зварних робіт, БПР, курінні, вибуху вугільного пилу і СН₄. По ендогенній пожежонебезпечності шахта віднесена до І категорії.

3.2. Виробнича санітарія

У цьому підрозділі розроблено заходи щодо комплексного знепилювання очисних робі.

Зробимо вибір заходів по боротьбі з пилом в очисному забої.

Питоме пиловиділення при роботі комбайна в лаві без засобів пилоподавлення:

$$q_n = q_{nl} \cdot V \cdot k_k = 30 \cdot 1,6 \cdot 1 = 48 (г / м)$$

де q_n - питоме пиловиділення шахтопласта, що характеризує сумарний вміст в зруйнованому вугіллі частинок розміром 70 мм, здатних переходити у зважений стан для умов виїмки вугілля з еталонним виконавчим органом, постійним режимом руйнування вугілля при будь-яких гірничотехнічних умовах і швидкості руху повітряного струменя рівній 1 м / с; V - швидкість руху повітря, м/с; k_k - коефіцієнт, що враховує вплив конструктивних параметрів комбайна на утворення і виділення пилу.

Вибираємо комплекс заходів: зрошення з подачею води в зону різання,

пневмогідрозрошення.

Оцінка очікуваного рівня запиленості повітря в очисному забої.

Залишкова запиленість повітря в очисних вибоях на відстані 5 - 8 м від місця роботи комбайна за ходом вентиляційного струменя при застосуванні комплексу забезпечуючих заходів:

$$C_{оч} = \frac{1000 \cdot q_{п.оч} \cdot P_{оч} \cdot k_v \cdot k_c}{Q_{оч}} \text{ (мг / м}^3\text{)}$$

де $q_{п.оч}$ - питоме пиловиділення при роботі комбайна, г/т; $P_{оч}$ - продуктивність комбайна, т / хв; $Q_{оч}$ - витрата повітря через лаву, м³ / хв; k_v - коефіцієнт, що враховує вплив швидкості руху вентиляційного струменя в очисному забої на запиленість повітря; k_c - коефіцієнт, що враховує ефективність комплексу забезпечуючих заходів в очисному забої:

$$k_c = (1 - \varepsilon_1) \cdot \dots \cdot (1 - \varepsilon_n) = (1 - 0,83) \cdot (1 - 0,9) = 0,017$$

де $\varepsilon_1 \dots \varepsilon_n$ - ефективність окремих заходів, частки од.

$$C_{оч} = \frac{1000 \cdot 48 \cdot 2,675 \cdot 1 \cdot 0,017}{6,4 \cdot 60} = 5,6 \text{ (мг / м}^3\text{)}$$

Залишкова запиленість 5,6 мг/м³ перевищує санітарні норми (гранично - допустима концентрація - 2% при вмісті в пилу двоокису кремнію понад 10%).

Передбачаємо забезпечення гірників протипиловими респіраторами.

Пилопригнічення зрошенням в очисному забої.

В якості розрахункової частини наводиться визначення витрати води на зрошення і необхідного числа форсунок для комбайна УКД-300.

Добова витрата води для проведення комплексного знепилювання:

$$Q_{доб} = 10^{-3} \cdot k \cdot \sum V \cdot q = 10^{-3} \cdot 1,1 \cdot 1106 \cdot 30 = 27,8 \text{ (м}^3 \text{ / добу)}$$

де k - коефіцієнт на невраховані витрати води і витоки;

V - добовий обсяг робіт по окремим виробничим процесам, т / добу;

Q - питома витрата води по окремим виробничим процесам, л/т.

Необхідна кількість форсунок для зрошення:

$$n = \frac{Q_{сум}}{3,13 \cdot a \cdot \sqrt{p}} = \frac{27,8}{3,13 \cdot 1,6 \cdot \sqrt{2}} = 3,11 \text{ (шт)}$$

де Q - витрата води на зрошення, л/хв; a - коефіцієнт витрати води у форсунках; p - тиск води в форсунки, Мпа.

Остаточо встановлюємо 4 форсунки КФ 1,6 - 75.

Для боротьби з пилом застосовують високонапірне зрошення і зрошення з подачею води в зону різання. На комбайні УКД-300 встановимо форсунки КФ 1,6-75 з витратою води 27,8 м³/добу.

Заходи з безпеки робіт

Періодичність заходів щодо попередження вибухів вугільного пилу у вентиляційному штреку з вихідним струменем повітря.

Визначимо періодичність нанесення змочувально-зв'язуючих складів на ділянці штреку з вихідним струменем, що примикає до лави, протяжністю 50 м.:

$$T_n = \frac{K \cdot K_{CH_4} \cdot \delta_{отл}}{P_t} = \frac{5 \cdot 0,5 \cdot 35}{75} = 1,17(\text{доб})$$

де К - коефіцієнт, що характеризує тривалість захисної дії способу попередження вибуху вугільного пилу;

K_{CH_4} - коефіцієнт, що враховує вплив вмісту метану в атмосфері виробки; P_t - інтенсивність пиловідкладення, г/(м³·доб).

Визначимо періодичність нанесення змочувально-зв'язуючих составів на ділянці штреку з вихідним струменем, на наступних 150 м.

$$T_n = \frac{3,5 \cdot 5 \cdot 0,5 \cdot 35}{75} = 4,1(\text{доб})$$

Визначимо періодичність обмивки на тій, що залишилася ділянці штреку з вихідним струменем:

$$T_n = \frac{1 \cdot 0,5 \cdot 35}{1,2} = 14,6(\text{доб})$$

Заходи щодо попередження та локалізації вибухів вугільного пилу

Для локалізації вибуху вугільного пилу на конвеєрних штреках проектом передбачена установка водяних заслонів на протязі всієї виробки через 250 м.

Розрахунок параметрів водяних заслонів для конвеєрного штреку пласта С₉.

Довжина проектованої конвеєрної виробки $\ell = 1260$ м, переріз вироблення $S_{св} = 11,7$ м².

Витрата води на водяній заслін визначається за формулою:

$$Q = 1,1 \cdot q_0 \cdot S$$

де S - площа поперечного перерізу виробки в просвіті, в місці встановлення заслону, m^2 ; q_0 - питома витрата води на $1m^2$ площі поперечного перерізу виробки, $кг/м^2$; застосовується рівним $400 кг/м^2$

$$Q = 1.1 \cdot 400 \cdot 11,7 = 5148(кг);$$

Необхідна кількість судин для заслону:

$$N = \frac{Q}{Q_c}$$

де Q_c - місткість посудини, $кг$; приймається не більше $80кг$ (для стандартних пластмасових судин розміром $640 \times 370 \times 253mm$ - $40кг$).

$$N = \frac{5148}{40} = 129(шт);$$

Кількість полиць з судинами (рядів) в заслоні:

$$m = \frac{N}{n}$$

де n - кількість судин в одному ряду; приймається з розрахунку установки однієї стандартної судини на кожен метр ширини виробки на рівні рухомого складу.

$$m = \frac{129}{3} = 43(шт);$$

Приймаємо кількість рядів у заслоні $m = 43$.

Остаточну необхідну кількість води в заслоні:

$$Q = m \cdot n \cdot Q_c$$

$$Q = 43 \cdot 3 \cdot 40 = 5160(кг);$$

Довжина заслону визначається за формулою:

$$L_3 = (a + b) \cdot m - b$$

де a - ширина судини, $м$; для стандартного судини дорівнює $0,37м$;

b - відстань між рядами, $м$; по ПБ повинно бути не менше $0,5м$;

$$L_3 = (0.37 + 0.5) \cdot 43 - 0.5 = 36,91(м);$$

$$37м > 30м$$

Судини встановлюються на дерев'яних полицях шириною $150мм$ під покрівлею виробки. Відстань між покрівлею (кріпленням) і верхньою кромкою посудини має бути не менше $100 мм$ і не більше $600мм$. Крім того, необхідно

забезпечити висоту для вільного проходу людей не менше 1800мм від ґрунту до найбільш виступаючої частини заслону.

Судини заповнюються водою від протипожежно-зрошувального трубопроводу, обладнаного пунктами водозабору, і в міру її випаровування періодично доливаються. Періодичність доливання приймається в залежності від відносної вологості і швидкості руху повітря.

Визначаємо кількість заслонів на конвеєрному штреку:

$$n_{\text{засл}} = \frac{l}{l' + l_3}$$

де l - довжина виробки, м; l' - відстань між водяними заслонунами на конвеєрних виробках по ПБ приймається 250м; l_3 - довжина водяного заслону, м;

$$n_{\text{засл}} = \frac{1260}{250 + 37} = 4,6$$

Приймається кількість заслонів $n_{\text{засл}} = 5$.

Загальна кількість води необхідна для всіх заслонів, розташованих на конвеєрному штреку:

$$Q_{\text{заг}} = n_{\text{заг}} \cdot Q$$

$$Q_{\text{заг}} = 5 \cdot 5160 = 25800 \text{ (кг)};$$

Схема установки водяного заслону на конвеєрному штреку приведена на рис. 3.1.

Для зниження інтенсивності випаровування води, судини водяного заслону допускається вкривати вільнолежачими пластмасовими кришками. Конструкція кришки повинна дозволити без її видалення контролювати рівень води в посудині і доливати її.

Судини встановлюються на дерев'яних полицях шириною 150 мм під покрівлею впоперек виробки. При розміщенні трьох судин на полиці, товщина її повинна становити 50 мм.

Полиці і прогони підтримуються регульованими по висоті підвісками, конструкція яких забезпечує установку судин в горизонтальному положенні.

Відстань між підвісками залежно від числа судин, встановлених на одній полиці, приймається в межах 1800-2400 мм.

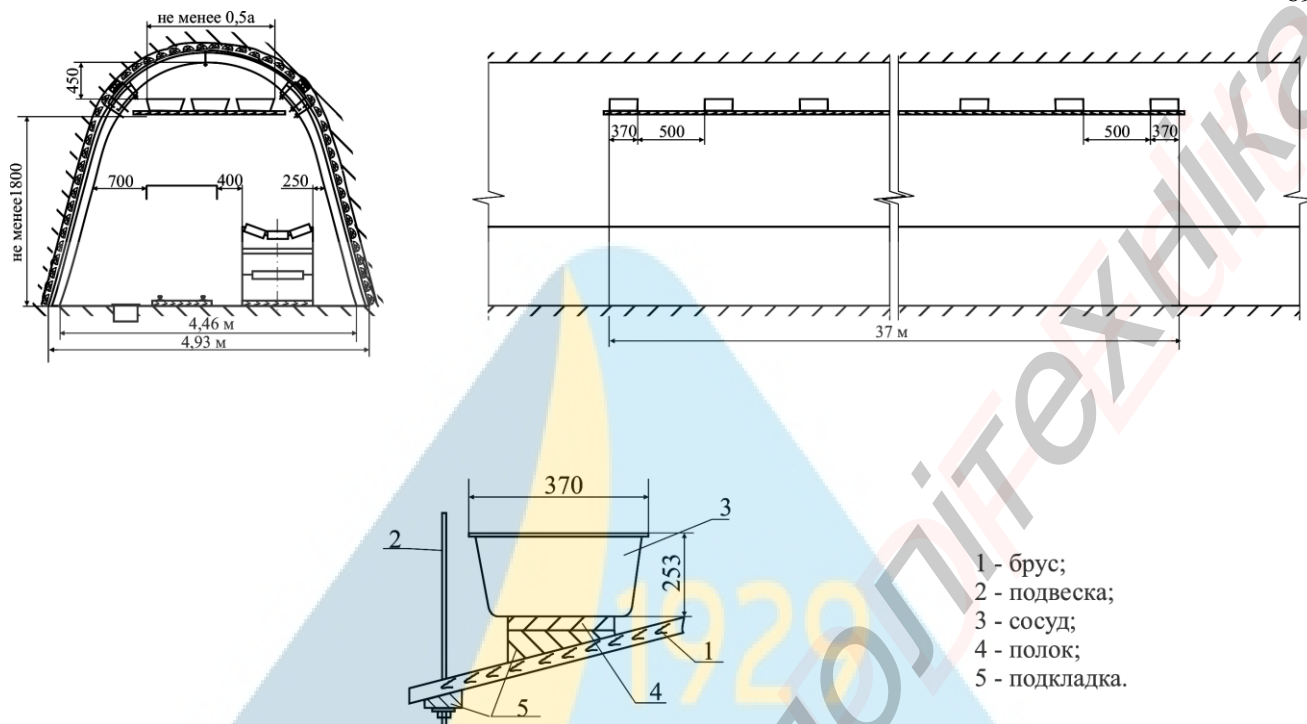


Рис. 3.1. – Установка водяного заносу у виробці, закріплена металевим арочним кріпленням

3.3. Протипожежний захист

За пожежонебезпекою шахта відноситься до першої категорії. Небезпечні зони по пожежонебезпеці не постійні. Згідно вимог ПБ кріплення гірничих виробок повинно бути негорючим. Кріплення основних виробок відповідає цій вимозі. Збірні, бортові штреки, що примикають до очисних вибоїв, закріплені металевим кріпленням з дерев'яним затягуванням і оброблено вогнезахисними складами, згідно ПБ. Відповідно до вищесказаного кріплення виробок виконано негорючим кріпленням і додаткових заходів не вимагає.

Для запобігання виникнення ендогенних пожеж, відпрацьовані ділянки шахтного поля і зони геологічних порушень повинні бути ізольовані. Термін ізоляції встановлюється головним інженером шахти, але не більше 2-х місяців з часу відпрацювання ділянки шахтного поля.

Збірні штреки, обладнані стрічковими конвеєрами, на 5м по обидві сторони від приводів конвеєрів, закріплені негорючим кріпленням (металевим кріпленням з ж / б затягуванням), якщо вироблення на всьому протязі закріплене металевим арочним кріпленням під дерев'яну затяжку.

Через 50 м по протипожежному ставу встановлені пожежні крани, ящики, де зберігається 20 м пожежного рукава зі стволем. З обох сторін приводних головок стрічкових конвеєрів на відстані 10м встановлені додаткові пожежні крани і ящики з рукавом і стволем. Кожна приводная головка стрічкового конвеєра обладнана стаціонарною водяною завісою типу УАК-2, що приводиться в дію автоматично.

Бортові штреки на протипожежному ставі через 200 м мають пожежні крани:

- у сполучень збірних штреків з лавою - по два вогнегасники та $0,3\text{м}^3$ піску;
- у електромеханізмів - по три вогнегасника і $0,3\text{м}^3$ піску;
- на бортових штреках не далі 20 м від сполучення з лавою, де ведуться вибухові роботи - два вогнегасники та $0,2\text{м}^3$ піску;
- у розподільних пунктах - два вогнегасники та $0,2\text{м}^3$ піску;
- по всій довжині гірничої виробки, закріпленої арочним кріпленням з дерев'яним затягуванням через 300 м два вогнегасники.

Схема розміщення засобів пожежогасіння на добувній ділянці наведена на рис. 3.2.



Рис. 3.2. - Схема розміщення засобів пожежогасіння на видобувній ділянці

Вибір заходів щодо боротьби з пилом в очисних вибоях

Проектом передбачаються наступні заходи для боротьби з пилом в очисних вибоях: зрошення при виїмці вугілля комбайном; зрошення на вантажному пункті лави. Для боротьби з пилом в очисному забої застосовується високонапірне зрошення з тиском рідини не менше 1,2 МПа і зрошення з подачею води в зону різання. На комбайні УКД-300 встановлено чотири конусні форсунки типу КФ 1,6-75.

Для зменшення пилоутворення і поширення пилу гірничими виробками передбачається установка засобів пилоподавлення на збірному штреку в місцях:

а) перевантаження гірничої маси з лавного скребкового конвеєра КСД-26В на перевантажувач ПТК-1-три форсунки КФ 1,0-75;

б) перевантаження гірничої маси з перевантажувача ПТК-1 на стрічковий конвеєр 1ЛТ-80-три форсунки КФ 1,0-75;

Схема пилоподавлення зрошенням і пиловловлювання на добувній дільниці наведена на рис. 3.3.

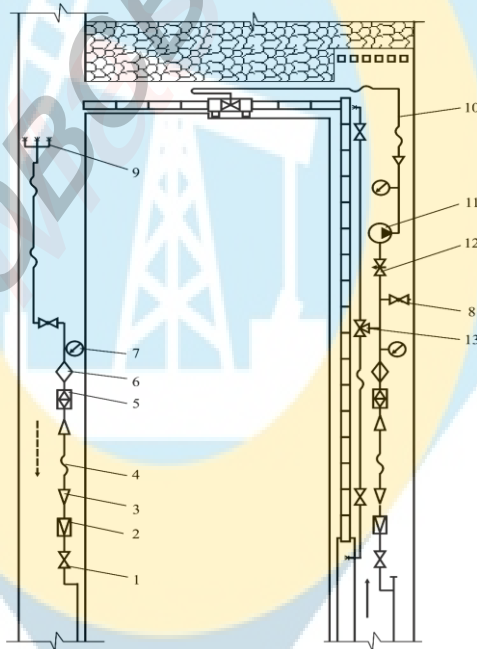


Рис. 3.3. - Схема пилоподавлення зрошенням і пиловловлювання:

- 1 - вентиль фланцевий; 2 - клапан редуційний; 3 - перехідник 32/50; 4 - рукав напірний; 5 - фільтр штрековий; 6 - дозатор змочувача; 7 - манометр; 8 - кран прохідний; 9 - завіса водяна; 10 - водопровід забійний; 11 - насосна установка; 12 - вентиль електромагнітний; 13 - кран триходовий муфтовий

4 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

В геологічному відношенні площа шахти імені Героїв Космосу відноситься до степової смуги України і приурочена до басейну річки Самара та її приток. Одним з основних шкідливих речовин шахти, які впливають на навколишнє середовище, є викиди пилу і газу в атмосферу.

4.1. Охорона атмосфери

До основних об'єктів і технологічних процесів, які забруднюють повітряне середовище, відносяться котельні, породні відвали, пункти навантаження, аспіраційні викиди технологічного комплексу, вакуум-насосної станції.

У розташуванні шахти імені Героїв Космосу перебуває одна котельня, довжина труби якої досягає 60м. Котельня працює на твердому паливі - вугіллі. При спалюванні вугілля в атмосферу викидається дрібна зола і фракції незгорілого вугільного пилу, оксид вуглецю і азот.

Для уловлювання вугільного пилу на шахті встановлений вентиляторний мокрий пиловловлювач ПМ-35А, що знижує викид вугільного пилу в атмосферу. Встановлено пиловловлювальний апарат ЦН-11, що дозволяє знизити викид пилу на 98-99%. Після очищення повітря викидається в атмосферу за допомогою факельного викиду, який сприяє видаленню повітря у верхні шари атмосфери.

Для зниження самозаймання породного відвалу до 25% його (породний відвал) інгібіторами-антипірогенами, які вступаючи в реакцію з відвальною масою покривають відвал захисною плівкою.

4.2. Охорона водного середовища

За скорочення кількості стічних вод і надходження в них забруднюючих речовин на шахті зроблені наступні заходи: поховання високомінералізованих вод в підземні водоносні горизонти; гідроізоляція водостічних каналів; спорудження фільтраційних завіс; перехоплення забруднених вод дренажними свердловинами.

На шахті не використовуються системи оборотного водопостачання і повторного використання води, тому шахтні води перекачуються на очисні

споруди, де проводиться хімічна і бактеріологічна обробка води. Використана господарсько-питна вода відкачується на Морозовські Очисні споруди, де проходить біологічну очистку. Потім направляється в балку для подальшого опріснення перед скиданням у річку Самара.

4.3. Охорона земної поверхні і раціональне використання надр

Шахта не володіє полігонами і накопичувачами, так як не виробляє захоронення (складування) відходів виробництва. Порода вивозиться на рекультивацію земель в заплаві річки Самара.

При відпрацюванні запасів основних пластів осідання земної поверхні досягає 2,4 м. У зв'язку з цим необхідно проводити рекультивацію підроблених ділянок земної поверхні.

Рекультивація ділиться на два етапи - гірничотехнічний і біологічний. Гірничотехнічний - включає підготовку території (планування відвалів, насипання ґрунтів, створення під'їзних шляхів), а біологічний-відновлення порушених земель. Поверхня рекультивуемого відвалу породи планується з ухилом в бік падіння рельєфу місцевості. На його поверхню насипається шар суглинку і після дворічної усадки, висіваються багаторічні трави, висаджуються дерева і чагарники.

Для запобігання розмивів укосів ділянок рекультивації, лісосадильні роботи виконуються незмінно після закінчення технічного етапу рекультивації, тобто планування відвалу і нанесення родючого шару ґрунту.

Основним напрямком щодо раціонального використання надр є найбільш повне вилучення корисних копалин і мінеральних ресурсів. Необхідно звести до мінімуму втрати корисної копалини внаслідок застосування тієї чи іншої системи розробки або способу підготовки шахтного поля, а також зменшення запасів вугілля, що залишаються в якості охоронних ціликів.

Другим напрямком щодо раціонального використання надр можна вважати застосування екологічно чистих, безпечних і маловідходних технологій розробки пластових родовищ вугілля та інших корисних копалин, а також створення нових, пов'язаних з вирішенням проблеми раціонального використання природних ресурсів і охорони навколишнього середовища.

5. ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА ЗАПРОПОНОВАНИХ РІШЕНЬ

5.1. Витрати на реалізацію рішення

Капітальні витрати визначаються в діючих цінах по наступних об'єктах і видах робіт:

будівлі станції для вакуум-насосів;
вакуум-насоси;
фундаменти;
захисна та контрольно-вимірювальна апаратура;
буріння і цементация свердловин;
придбання спеціальних верстатів для буріння дегазаційних свердловин;
спеціальне обладнання парових котлів, опалювальних каптованого газом;
придбання і прокладка дегазаційного трубопроводу.

Величина витрат по об'єктах залежить від прийнятих способу і схеми дегазації і їх параметрів, від обсягу каптованого газу, глибини залягання вугільних пластів, розмірів шахтного поля, природної газоносності родовища.

Витрати на будівництво будівлі станції для вакуум-насосів визначаються відповідно до кількості і габаритам вакуум-насосів і типових обсягів кубатури підсобних приміщень.

Витрати на дрібні невраховані гірничі роботи, роботи по будівлям, споруд і обладнання з монтажем враховуються коефіцієнтом 1,05 до загальної вартості відповідних врахованих витрат. Тимчасові будівлі і споруди, пільги і доплати за роботи визначаються за усередненим відсотком на повну вартість робіт по дегазації.

Витрати на придбання бурових верстатів визначаються за надані послуги з урахуванням транспортних, заготівельно-складських витрат і вартості спуску верстатів в шахту і їх монтажу. Число придбаних верстатів розраховується відповідно за річним обсягом робіт з буріння дегазаційних свердловин і продуктивністю верстата в зміну по породам або вугіллю цієї міцності.

По спеціальному обладнанню для використання каптованого газу передбачаються витрати по використанню утилізованого газу: прокладання газопроводу від системи дегазації установки до котельні, обладнання та монтажу газової арматури та розводці газопроводу в котельні.

Витрати на придбання та прокладку дегазаційного газопроводу визначаються виходячи з технічного розрахунку його довжини і вартості 1 м труб.

Укрупнені показники експлуатаційних витрат на дегазацію

розраховуються за такими видами і елементами: матеріали, заробітна плата з нарахуваннями; електроенергія; амортизація.

Витрати на матеріали визначаються з витрат на мастильні матеріали та запчастини на підставі технічних норм витрати на кожен вакуум-насос; обтиральні матеріали - за орієнтовними фактичним даним; бури і коронки, що розраховуються на 1000 м буріння, виходячи зі структури коефіцієнта міцності на підставі фактичних даних; кабельні вироби, які розраховуються за прийнятими технічними нормативами; матеріал для обсадження і герметизації свердловин; спецодяг.

При дегазації виробленого простору з залишенням дільничних труб у виробленому просторі повинні додатково враховуватися витрати на їх повне заповнення.

Витрати на заробітну плату з нарахуваннями визначаються за спеціальними нормативами і повинні враховувати фонд зарплати робітників, які обслуговують газопровід і зайнятих на огляді, ремонті, монтажі газопроводу і бурових верстатів, чисельність яких визначається на підставі Нормативів чисельності робітників в проектах шахти з розрахунку наступного режиму роботи: підприємства - 305 днів в році, робітників - 260 днів.

Витрати на електроенергію визначаються по двоставковому тарифу і оцінюються за затвердженими розцінками за 1 кВА встановленої оплачуваної потужності і за 1 кВт·ч електроенергії, що витрачається.

Річні амортизаційні відрахування складаються з амортизації будівлі вакуум-насосної станції, обладнання станції та його монтажу, става газопроводу, магістральних свердловин для вилучення газу на поверхню і гірничих виробок, що служить цілям дегазації.

Таблиця 5.1. - Таблиця витрат на реалізацію комплексної дегазації за елементами витрат

Елемент витрат	Підз. дег.	ППВНС	Σ
1	2	3	4
Капітальні витрати на дегазацію, тис.грн:	5270,433	2724,000	7994,433
- будівлі вакуум-насосної станції, тис.грн	1492,934	100	1592,934
- обладнання вакуум-насосної станції, тис.грн	600	600	1200
- захисна і контрольно-вимірювальна апаратура, тис.грн	408	408	816
- система газо-повітряних трубопроводів, тис.грн	1329,50	616,00	1945,492
- бурові верстати, тис.грн	1440	1000	2440
Експлуатаційні витрати, тис.грн / рік:	957,222	964,808	1922,03
- витрати на ПММ, тис.грн / рік	0,808	0,808	1,616

Елемент витрат	Підз. дег.	ППВНС	Σ
1	2	3	4
- витрати на електроенергію, тис.грн / рік	32,414	40	72,414
- витрати на зарплату працівників дегазації	924	924	1848
Витрати на амортизацію, тис.грн / рік:	194,3641	69	263,3641
- амортизація споруд	134,36406	9	143,36406
- амортизація обладнання, тис.грн / рік	60	60	120
РАЗОМ	6422,019	3757,808	10179,827

5.2. Економічна ефективність вилучення метану

Основний економічний аспект впровадження дегазації полягає в збільшенні навантаження на очисний вибій, завдяки чому виникає додаткова економія на умовно-постійних витратах.

Питомі витрати по видобувній дільниці на дегазацію C_δ складаються з питомих витрат на буріння дегазаційних свердловин, амортизаційних відрахувань на бурове устаткування, вартості електроенергії, герметизації свердловин і матеріалів:

$$C_\delta = \frac{\left(\frac{S_{II}}{l_c}\right) L_c C_\delta n_{c.k}}{S_n P L_n}, \text{ грн/т}, \quad (5.1)$$

де S_{II} – довжина виїмкового поля, м; C_δ – вартість буріння 1 м дегазації свердловини, грн/м; $n_{c.k}$ – число свердловин в куці; L_n – довжина очисного забою, м; L_c – довжина свердловини, м; P – продуктивність пласта, т/м²;

l_c – відстань між свердловинами, м.

Якщо конкретна величина умовно-постійних витрат для даного очисного забою невідома, то річна економія складе при $a_n > 1,1$:

$$\mathcal{E}_\delta = \frac{\gamma_0 C_{ш} A_c^{III} n_{\delta n}}{100} (0,8\alpha_n - 0,8), \text{ грн}$$

де γ_0 – питома вага умовно-постійних витрат з обслуговування одного очисного вибою в загальношахтній собівартості 1 т видобутого вугілля, %;

$C_{ш}$ – виробнича собівартість 1 т вугілля в цілому по шахті до підвищення навантаження, грн/т;

A_c^{III} – добовий видобуток шахти до підвищення навантаження на очисний вибій, т / добу.

Таблиця 5.2 - Результати розрахунку питомих витрат на буріння дегазаційних свердловин

		S_n	L_d	C_b	$n_{ск.}$	l_c	L_c	p	C_d
		м	м	грн/м	шт	м	м	т/м ²	грн/т
C_{10}^B	підз. свр	1600	200	153	1	15	50	1,32	1,92
	тор. свр	1	200	153	2	1	49	1,32	0,04
	поверхн. свр	1600	200	679	1	70	408	1,32	14,96
	Σ								16,92
C_8^B	підз. свр	1200	200	153	1	12	50	0,82	3,89
	тор. свр	1	200	153	2	1	50	1,23	0,05
									3,94
	підз. свр	1200	200	153	1	15	50	1,23	2,07
	тор. свр	1	200	153	2	1	50	1,23	0,05
	Σ								2,12
C_8^H	підз. свр	1200	200	153	1	15	50	1,23	2,07
	тор. свр	1	200	153	2	1	50	1,23	0,05
	Σ								2,12
									25,11

	A_c^{III} т/добу	A_n т/добу
C_{10}^B	1164,4	1700
C_8^B	700	1100
C_8^H	700	1100

$n_{дн}$ – число днів роботи забою на рік; $n_{дн} = 305$;

a_l – коефіцієнт зростання навантаження на очисний вибій (наприклад, при зростанні видобутку вугілля по лаві на 12% $a_l = 1,12$).

$$a_l = (1700 - 1164) / 1164 = 1,46 > 1,1$$

Величину зниження питомих експлуатаційних витрат по ділянці при підвищенні навантаження на очисний вибій (при $a_l > 1,1$) можна визначити з виразу:

$$C_p = E_{y.n} \cdot C_l \cdot (0,8 \cdot a_l - 0,8), \text{ грн/т;}$$

де $E_{y.n}$ – питома вага умовно-постійних витрат у виробничій собівартості 1 т вугілля по ділянці, частки одиниці;

згідно [7] приймаємо $E_{y.n} = 0,26$

C_l – себестоимость 1 т вугілля по ділянці, грн / т; згідно з фактичними даними $C_l = 60$ грн/т.

Таблиця 5.3 - Результати розрахунку економічної ефективності дегазації очисних вибоїв

	A_c^m	A_n	α	C_m	C_l	$n_{дн}$	γ_0	$E_{y.n}$	C_p
	т/добу	т/добу		грн/т	грн/т	днів	%	долі од.	грн/т
C_{10}^B	996,0	1700	1,707	142,7	60	305	1,6	0,24	19,4
C_8^B	700	1100	1,571	142,7	60	305	1,6	0,24	15,7
C_8^H	700	1100	1,571	142,7	60	305	1,6	0,24	15,7
									66,3

Питома економія при підвищенні навантаження на очисний вибій в результаті застосування дегазації складе:

$$C_0 = C_p - C_{\delta}, \text{ грн/т.}$$

При від'ємному значенні C_0 економічно не вигідно проводити дегазацію при прийнятих параметрах. В цьому випадку для збереження заданого навантаження на очисний вибій необхідно або збільшити відстань між дегазаційними свердловинами, завдяки чому скоротяться витрати на їх буріння, або передбачити часткову реконструкцію вентиляційної мережі (розширення перерізу виробки, проходку додаткових виробок і т. п.).

Річна економія при збільшенні навантаження на очисний вибій при застосуванні дегазації складе

$$\mathcal{E}_{\delta} = A_{z,\delta} \cdot C_0, \text{ грн}$$

де $A_{z,\delta}$ – річний видобуток вугілля з дегазуючого виїмкового стовпа, т.

Економічний ефект застосування дегазації визначається з виразу:

$$S_{\delta} = \frac{C_0}{C_{\delta}} 100, \%$$

	C_0	\mathcal{E}_{δ}	S_{δ}
	грн/т	грн/рік	%
C_{10}^B	2,44	1266892	14,44

Величина підвищення добового навантаження на шахту ΔA_c^m становить суму підвищення навантаження на окремі очисні вибої, де застосовується дегазація,

$$\Delta A_c^m = \Sigma (\Delta A_{c,\delta}^1 + \Delta A_{c,\delta}^2 + \dots + \Delta A_{c,\delta}^n), \text{ т/добу,}$$

де $\Delta A_{c,\delta}^1, \Delta A_{c,\delta}^2, \dots, \Delta A_{c,\delta}^n$ – приріст видобутку по окремим очисним вибоєм шахти в результаті застосування дегазації, т / добу.

Коефіцієнт зростання навантаження на шахту дорівнює

$$\alpha_{ш} = \frac{A_c^{ш} + \Delta A_c^{ш}}{A_c^{ш}},$$

$$\alpha_{ш} = 1,61$$

де $A_c^{ш}$ – добове навантаження на шахту до підвищення навантаження, т.

Загальні витрати на дегазацію по шахті представляють собою суму витрат на ведення дегазаційних робіт по окремим очисним вибоєм, де застосовується дегазація

$$\mathcal{E}_c^{ш} = \Sigma(\mathcal{E}_d^1 + \mathcal{E}_d^2 + \dots + \mathcal{E}_d^n), \text{ грн,}$$

де $\mathcal{E}_d^1 + \mathcal{E}_d^2 + \dots + \mathcal{E}_d^n$ – витрати на дегазацію по окремим очисним вибоєм, грн.;

$$\mathcal{E}_c^{ш} = 10179827 \text{ грн}$$

Річна економія при збільшенні навантаження на шахту в цілому:

при $\alpha_{ш} > 1,1$

$$\mathcal{E}_n^{ш} = \left(\frac{\gamma_{ш} C_{ш} A_c^{ш} n_{дн}^{ш}}{100} + E_{\phi} \Phi_{ш} \right) (0,7\alpha_{ш} - 0,7), \text{ грн,}$$

$$\mathcal{E}_n^{ш} = 28319955 \text{ грн}$$

де $\gamma_{ш}$ – питома вага умовно-постійних витрат з обслуговування загальношахтних ланок у виробничій собівартості 1 т вугілля по шахті, %; $\gamma_{ш} = 0,3$;

$C_{ш}$ – виробнича собівартість 1 т вугілля в цілому по шахті до підвищення навантаження, грн/т; $C_{ш} = 442,7$ грн/т;

$n_{дн}^{ш}$ – число днів роботи шахти на рік; $n_{дн}^{ш} = 305$;

E_{ϕ} – норматив плати за виробничі фонди в частках одиниці, у вугільній промисловості приймається рівним 0,01;

$\Phi_{ш}$ – вартість основних фондів шахти в цілому до впровадження дегазації, грн. $\Phi_{ш} = 50000000$ грн.

Величина зниження експлуатаційних витрат по шахті в результаті підвищення навантаження на шахту за рахунок застосування дегазації:

при $\alpha_{ш} > 1,1$

$$C_p^{ш} = E_{y,n}^{ш} \cdot C_{ш} \cdot (0,7\alpha_{ш} - 0,7), \text{ грн/т;}$$

де $E_{y,n}^{ш}$ – питома вага умовно-постійних витрат у виробничій собівартості 1 т вугілля по шахті, частки одиниці.

$$C_p^{ш} = 18,4 \text{ грн/т;}$$

Слід мати на увазі, що розрахункова величина зниження експлуатаційних витрат при застосуванні дегазації буде дещо занижена, тому що не враховується можливе зменшення витрат на вентиляцію. Зниження кількості повітря, що

проходить по виробках при застосуванні дегазації, призводить до зменшення необхідних за умовами провітрювання перетинів гірничих виробок. Залежно від технічної ефективності дегазації зниження площі поперечного перерізу виробок коливається в межах 5 - 24%.

Для шахт різних басейнів України питома вага умовно-постійних витрат в загальношахтній виробничій собівартості вугілля коливається від 24 до 42%.

Річна економія при підвищенні навантаження на шахту визначається з виразу:

$$\mathcal{E}_0^u = C_p^u (A_z^u + \Delta A_z^u), \text{ грн}$$

$$\mathcal{E}_0^u = 28104709,69 \text{ грн}$$

Річна економія при підвищенні навантаження на шахту при застосуванні дегазації складе:

$$\mathcal{E}_{ш} = \mathcal{E}_0^u - (\mathcal{E}_d^u + \mathcal{E}_s^u), \text{ грн}$$

$$\mathcal{E}_{ш} = 17924882 \text{ грн}$$

де \mathcal{E}_s^u – експлуатаційні витрати на дегазацію по шахті в цілому, грн/ рік.

Питомі витрати на дегазацію шахти визначаються з виразу:

$$C_d^u = \frac{\mathcal{E}_d^u - \mathcal{E}_s^u}{A_z^u}, \text{ грн/т,}$$

$$C_d^u = \frac{7994433 - 2185394}{1525000} = 3,81 \text{ грн/т}$$

При дегазації величина економічної ефективності розраховується шляхом порівняння поточних витрат (собівартості) по шахті в цілому до застосування дегазації і питомих приведених витрат при дегазації. У цьому випадку величина порівняльної економічної ефективності може бути визначена з виразу:

$$C_c = C_{ш} - \left[C_{ш} - (C_p^u - C_d^u) + \frac{E_n^c K_z}{A_z^u} \right], \text{ грн/т,} \quad (4.2)$$

де $C_{ш}$ – виробнича собівартість 1 т вугілля в цілому по шахті до підвищення навантаження в результаті дегазації, грн/т; $C_{ш} = 442,7$ грн/т;

C_p^u – зниження питомих експлуатаційних витрат по шахті в результаті підвищення навантаження на шахту при дегазації, грн/т; $C_p^u = 18,4$ грн/т;

C_d^u – питомі витрати на ведення дегазаційних робіт, грн/т; $C_d^u = 6,68$ грн/т;

E_n^c – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень на дегазацію, що дорівнює 0,10;

K_z – капітальні витрати на ведення дегазаційних робіт, грн;

$K_z = 10179827$ грн

A_z^u – річне навантаження на шахту, т;

Після перетворення виразу (4.2) отримаємо:

$$C_c = C_p^u - C_\delta^u - \frac{E_n^2 K_z}{A_2^u}, \text{ грн/т,}$$

$$C_c = 14,10 \text{ грн/т.}$$

Економічний ефект застосування дегазації в цілому по шахті визначається з виразу:

$$S_\delta^u = \frac{C_p^u - C_\delta^u}{C_u} 100, \%$$

$$S_\delta^u = 10,25 \%$$

Показником економічної ефективності дегазації є термін окупності капітальних вкладень на ведення дегазаційних робіт, що визначається за формулою:

$$T = \frac{K_z}{\Delta u}, \text{ років.}$$

$$T = 10179827/17924882 = 0,57 \text{ років}$$

5.3. Економічна ефективність використання метану

Видобуток МВС поверхневими свердловинами при дегазації очисного забою складе:

$$Q_k = 260,3 \text{ м}^3/\text{добу,}$$

При розрахунку економічного ефекту від використання каптованого метану слід враховувати економію палива на власні потреби при опаленні котлів каптованого газом, а також зменшення абсолютної величини заробітної плати обслуговуючого персоналу котельні.

Відповідно до [5] для топки котлів можна використовувати метано-повітряну суміш, що містить не менше 30% метану.

Річний економічний ефект від використання каптованого метану в шахтних котелнях визначається за формулою:

$$B_y = \frac{D_k Q_k^u M f}{\beta}, \text{ грн/рік,}$$

де D_k – витрата вугілля на діючий котел, т/рік;

Q_k^u – кількість каптованого метану, м³/хв; $Q_k^u = 260,3 \text{ м}^3/\text{добу,}$

M – коефіцієнт, що враховує використання видобутого з шахти метану, частки одиниці; приймаємо $M=0,75$;

f – середня ціна 1 т вугілля, що йде на виробничо-технічні потреби шахти, грн; $f = 300 \text{ грн/т}$;

β – витрата метану для опалення одного котла, м³/хв.

$$B_y = 2\,862\,196 \text{ грн/рік}$$

Значення β для котлів типу ДКВ-10/13 приймається рівним 13,3.

Річна економія по фонду зарплати визначається за формулою:

$$B_z = \mu (G - G_m) n_{\text{дн}}, \text{ грн/рік,}$$

де μ – середня тарифна ставка робітників, які обслуговують котельну установку, грн;

G, G_m – число працівників, які обслуговують котельну установку до і після переведення котельні на опалення каптованого газом;

$n_{\text{дн}}$ – число днів роботи котельної установки в році.

Величина B_z визначена в розділі 3 цього дипломного проекту і складає 313 380 грн / рік.

Загальна додаткова річна економія при перекладі котельної установки на опалення каптованим газом становить

$$B_0 = B_y + B_z, \text{ грн}$$

$$B_0 = 2862196 + 313380 = 3\,175\,576 \text{ грн}$$

Витрата газу на опалення шахтної котельні в зимовий період слід розраховувати з урахуванням роботи всіх котлів, в літній період він становить 30% зимової витрати.

Економія при спалюванні 1 м³ каптованого метану:

$$b = \frac{B_0}{n_{\text{дн}}^6 Q_k^{\text{ш}}}, \text{ грн/м}^3$$

де $n_{\text{дн}}^6$ – число днів в році роботи вакуум-насосної станції.

$$b = 0,028 \text{ грн/м}^3$$

Зниження питомих витрат при опаленні котельні каптованим газом складе

$$C_k = \frac{B_0}{A_z^{\text{ш}}}, \text{ грн/т}$$

$$C_k = 3175576 / 1525000 = 2,08 \text{ грн/т}$$

Термін окупності капітальних витрат на переобладнання котельні дорівнює

$$G = \frac{K_k}{B_0}, \text{ років}$$

де K_k – вартість переобладнання котельні для опалення каптованого газу, грн.

$$G = 5000000 / 3175576 = 1,57 \text{ років}$$

Загальна річна економія в цілому по шахті газу становить

$$\mathcal{E}_{\text{об}} = (\mathcal{E}_{\text{ш}} + B_0) - (E_n^2 K_z + E_n^k K_k), \text{ грн/рік,}$$

де E_n^K – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень на переобладнання котельні приймається рівним 0,20.

$$\mathcal{E}_{об} = (17924882 + 3175576) - (0,1 \cdot 10179827 + 0,2 \cdot 5000000) = 19082475 \text{ грн/рік}$$

Величина порівняльної економічної ефективності, що розраховується шляхом порівняння поточних витрат (собівартості) по шахті в цілому до застосування дегазації і питомих приведених витрат на ведення дегазаційних робіт з урахуванням використання каптованого газу в шахтну котельню, становить:

$$C_c^{об} = C_p^{ш} + C_k - C_0^{ш} - \left(\frac{E_n^z K_z + E_n^K K_k}{A_z^{ш}} \right), \text{ грн/т.}$$

$$C_c^{об} = 15,85 \text{ грн/т}$$

Загальний економічний ефект від застосування дегазації при використанні каптованого газу визначається з виразу:

$$S_0^{об} = \frac{\mathcal{E}_{об}}{A_z^{ш} C_{ш}} 100, \%$$

$$S_0^{об} = 8,77 \%$$

Термін окупності капітальних вкладень на ведення дегазаційних робіт в шахті і переобладнання котельні для опалення каптованого газом визначається за формулою:

$$T_{об} = \frac{K_z + K_k}{\mathcal{E}_{об}}, \text{ років.}$$

$$T_{об} = (10179827 + 5000000) / 19082475 = 0,8 \text{ року} = 10 \text{ місяців}$$

Таблиця 5.4 - Техніко-економічні показники при застосуванні дегазації і використанні каптованого газу

	Показник	Од. вим.	Значення
α_l	Коефіцієнт зростання навантаження на лаву	частки од.	1,71
$\alpha_{ш}$	Коефіцієнт зростання навантаження на шахту	частки од.	1,61
$C_{ш}$	Виробнича собівартість 1 т вугілля в цілому по шахті до підвищення навантаження	грн/т	442,7
$n_{дн}^{ш}$	Число днів роботи шахти на рік		305
C_0	вартість буріння 1 м дегазації свердловини		
	- для підземних свердловин	грн/м	153
	- для поверхневих свердловин	грн/м	679
f	Середня ціна 1 т вугілля, що йде на виробничо-технічні потреби шахти	грн	300
Q_k	Видобуток МВС поверхневими свердловинами	м ³ /хв	260,3

	Показник	Од. вим.	Значення
$A_{свт}^л$	Добове навантаження на лаву:	т/добу	
	- без дегазації		996
	- з підземною дегазацією		1164
	- з підземною дегазацією + дегазація поверхневими свердловинами		1700
A_p^u	Річна навантаження на шахту:	т/рік	
	- без дегазації		944 280
	- з підземною дегазацією		1 061 520
	- з підземною дегазацією + дегазація поверхневими свердловинами		1 230 000
C_p^u	Величина зниження експлуатаційних витрат по шахті в результаті підвищення навантаження на шахту за рахунок застосування дегазації	грн/т	18,4
C_d^u	Питомі витрати на ведення дегазаційних робіт	грн/т	3,81
C_c	Величина порівняльної економічної ефективності (розраховується шляхом порівняння поточних витрат (собівартості) по шахті в цілому до застосування дегазації і питомих приведених витрат при дегазації)	грн/т	14,1
\mathcal{E}_3^u	Експлуатаційні витрати на дегазацію по шахті в цілому	грн/рік	2 185 394
\mathcal{E}_d^u	Загальні витрати на дегазацію по шахті	грн	7 994 433
\mathcal{E}_0^u	Річна економія при підвищенні навантаження на шахту	грн	28 104 710
\mathcal{E}_u	Річна економія при підвищенні навантаження на шахту при застосуванні дегазації	грн	17 924 882
S_d^u	Економічний ефект застосування дегазації в цілому по шахті	%	10,25
T	Термін окупності капітальних вкладень на ведення дегазаційних робіт	років	0,57
K	Вартість переобладнання котельні для опалення каптованого газу	грн	5 000 000
b	Економія при спалюванні 1 м ³ каптованого метану	грн/м ³	0,028
B_z	Зменшення абсолютної величини заробітної плати обслуговуючого персоналу котельні	грн/рік	313 380
B_y	Річний економічний ефект від використання каптованого метану в шахтних котельнях	грн/рік	2 862 196
B_0	Загальна додаткова річна економія при перекладі котельні установки на опалення каптованого газу	грн/рік	3 175 576
C_H	Зниження питомих витрат при опаленні котельні каптованого газом	грн/т	2,08
G	Термін окупності капітальних витрат на переобладнання котельні	років	1,57
$\mathcal{E}_{об}$	Загальна річна економія в цілому по шахті при застосуванні дегазації і використанні каптованого газу	грн/рік	19 082 475
$C_c^{об}$	Величина порівняльної економічної ефективності, що розраховується шляхом порівняння поточних витрат (собівартості) по шахті в цілому до застосування дегазації і питомих приведених витрат на ведення дегазаційних робіт з урахуванням використання каптованого газу	грн/т	11,2
$S_d^{об}$	Загальний економічний ефект від застосування дегазації при використанні каптованого газу	%	8,77
$T_{об}$	Термін окупності капітальних вкладень на ведення дегазаційних робіт в шахті і переобладнання котельні для опалення каптованого газом	міс	10

ВИСНОВОК

Видобуток метану на вугільних родовищах є в даний час одним з актуальних питань для України. Вирішення цього питання дозволить, з одного боку, забезпечити нашу країну цим найціннішим енергоносієм, з іншого, - дегазація призведе до збільшення безпеки розробки вугільних родовищ.

Однією з основних причин, що обмежують видобуток корисних копалин при неминучому поглибленні гірничих робіт, є висока метановість вугільних пластів і порід. Технічні можливості сучасних очисних комплексів значно перевищують максимально допустиме навантаження на лаву за газовим фактором. В таких умовах застосування дегазації є важливим технологічним процесом, який дозволить знизити надходження метану в гірничі виробки, збільшити навантаження на очисний вибій і підвищити безпеку ведення гірничих робіт.

У роботі розглянута можливість вилучення шахтного метану і його утилізації в умовах шахти ім. Героїв Космосу.

Прогнозні ресурси вуглеводневих газів складають 1,5 млрд. м³. З досвіду роботи шахти ім. Героїв Космосу ефективність внутрішньошахтних дегазації становить в середньому 15%.

Роботою запропоновано впровадження дегазації підробляємої метаноносності вуглепородної товщі свердловинами, пробурених з денної поверхні, що працюють спільно з підземною дегазаційною системою, що забезпечує зниження газоносності виїмкової ділянки і підвищення навантаження на очисний вибій. При подальшому вдосконаленні системи дегазації можливі й інші варіанти утилізації шахтного метану, що істотно підвищить економічну ефективність застосування комплексної дегазації.

Розроблені в роботі технічні рішення мають безумовну практичну цінність, оскільки можуть бути використані на багатьох шахтах України, як є надкатегорними та розробляють тонкі пласти.

За результатами виконаних розрахунків параметрів бурильних труб рекомендовано:

1. При розробці бурильних труб з привареними замками необхідно проводити випробування на вигин до досягнення напруги вигину в зварному шві до $0,8\sigma_m$.

2. В результаті випробувань зразки повинні набути первинної форми, що свідчить про те, що напруга в металі не досягла межі плинності і зразок не зруйнувався.

3. Термохімічне зміцнення профілю різьблення азотуванням трохи поступається індукційній обробці різьблення ТВЧ і може застосовуватися при виготовленні бурових замків.

При розрахунку економічного ефекту від використання каптованого метану слід враховувати економію палива на власні потреби при опаленні котлів каптованих газом, а також зменшення абсолютної величини заробітної плати обслуговуючого персоналу котельні.

Загальна річна економія в цілому по шахті при буріння дегазаційних свердловин, подальшій їх експлуатації та застосуванні каптованого газу складе 19 082 475 грн.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Правила безпеки у вугільних шахтах: НПАОП 10.0-1.01-10. – К.: Друкарня ДП «Редакція журналу «Охорона праці», 2010. – 430 с.
2. Збірник інструкцій до правил безпеки у вугільних шахтах. / Міністерство палива та енергетики України – К.: Основа, 2010.
Т.1. – 2010. – 425 с.
Т.2. – 2010. – 399 с.
3. Кваліфікаційні роботи випускників. Загальні вимоги до дипломних проектів і дипломних робіт: стандарт вищ. навч. закладу / Нац. гірн. ун-т; [розробники: В.О. Салов, О.М. Кузьменко, В.І. Прокопенко]. – Д.: НГУ, 2002. – 52 с. – (Стандарт вищого навчального закладу).
4. Руководство по проектированию вентиляции угольных шахт. – К.: Основа, 1994. – 311 с.
5. Дегазация угольных шахт. Требования к способам и схемы дегазации: СОУ 10.1.00174088.001-2004. – [Чинний від 2005-01-01]. – К.: Минтопэнерго Украины, 2004. – 162 с. – (Стандарт Минтопэнерго Украины)
6. Экономическая эффективность дегазации угольных пластов скважинами \ А.С. Бурчаков, А.Т. Айруни, Е.М. Гитин, Е.И. Слепцов. – М., ЦНИЭИуголь, 1974. – 56 с.
7. Морев А.М., Сахаров Н.М. Дегазация угольных шахт и использование метана. – Донецк: Донбасс, 1974. – 112 с.
8. Воздвиженский Б.И., Сидоренко А.К., Скорняков А.Л. Современные способы бурения скважин. М., Недра, 1978. – 342 с.
9. Бойко В.А. Способ утилизации шахтного метана в атмосфере горных выработок газовых шахт. – Горный информационно-аналитический бюллетень. 2000. – № 7. – С. 195-197.
10. Бойко В.А., Бойко А.В. Анализ возможных способов утилизации метана газовых шахт донбасса и выбор оптимального. – Уголь Украины. 2002. – № 6. – С. 109 – 113.
11. Камышан В.В., Конгрев В.В. К вопросу об извлечении метана угольных месторождений на Украине. – Уголь Украины. 2002. – № 6. – С. 133 – 135.
12. Коровяка Е.А. Перспективы извлечения шахтного метана и его утилизация в условиях филиала ОАО «Павлоградуголь» шахты «Западно-Донбасская» / Е.А. Коровяка, Э.С. Манукян, Е.А. Василенко // Науковий вісник НГУ. – 2011. – № 4 (124). – С. 39 – 44.
13. Коровяка Є.А. Інтенсифікація способу поверхностної дегазації

газоносных угольных пластов / Є.А. Коровяка, В.С. Астахов, Е.С. Манукян // Збірник наукових праць НГУ. – Д. Національний гірничий університет. – 2012. – № 38. – С. 42 – 47.

14. Горная графическая документация. Виды и комплектность: ГОСТ 2.850-75 – [Чинний від 1980-01-01] – М.: Изд. стандартов, 1983. – 200 с. – (Межгосударственный стандарт)

15. Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам: ГОСТ 2.105-95. – К.: Госстандарт Украины, 1996 – 36 с. – (Державний стандарт України)

16. Нормы технологического проектирования угольных и сланцевых шахт: ВНТП-86. – М.: МУП СССР, 1986. – 62с.

17. Технологические схемы разработки пластов, опасных по внезапным выбросам угля и газа. – М.: ИГД им. А.А. Скочинского, 1982. – 256с.

18. Korovyaka Ye. Perspectives of mine methane extraction in conditions of Donets'k gas-coal basin / Ye. Korovyaka, V. Astakhov, E. Manykian // «Progressive Technologies of Coal, Coalbed Methane, and Ores Mining». – Published by: CRC Press/Balkema, 2014. P. 311 – 316.

19. Инструкция по безопасному ведению горных работ на пластах, опасных по внезапным выбросам угля породы и газа. – М.: МУП СССР, 1989. – 191с.

20. Машины и оборудование для угольных шахт. Справочник / Под ред. В.И. Хорина. – М.: Недра, 1981. – 311 с.

21. Задачник по подземной разработке угольных месторождений / Под ред. К.Ф. Сапицкого. – М.: Недра, 1981. – 311 с.

22. Кияшко И.А. Процессы подземных горных работ. – К.: Вища школа, 1992. – 335 с.

23. Бурчаков А.С., Малкин А.С Проектирование предприятий с подземным способом добычи полезных ископаемых. Справочник. – М.: Недра, 1991, – 399с.

24. Воспроизводство вскрытых и подготавливаемых запасов угля на шахтах. М.: Недра, 1990. – 352 с.

25. Транспорт на гірничих підприємствах: підруч. для вузів / М.Я. Біліченко, Г.Г. Півняк, О.О. Ренгевич та ін. – 3-є вид. перероб. та доп. – Д.: НГУ, 2005. – 636 с.

26. Основные положения по проектированию подземного транспорта для новых и действующих шахт. М.: МУП СССР, 1986. – 356 с.

27. Рудничная вентиляция. Справочник. – М.: Недра, 1988. – 440 с.

28. Охрана труда / Под ред. К.С. Ушакова. – М.: Недра, 1986. – 624 с.

29. Единые правила охраны недр при разработке месторождений твёрдых полезных ископаемых. – М.: Недра, 1987. – 60 с.
30. Красавин А.П. Защита окружающей среды в угольной промышленности. – М.: Недра, 1991. – 221 с.
31. Кабанов А.И. Инновационный процесс и эффективность новой техники в угольной промышленности / А.И. Кабанов, В.Е. Нейсбург, В.Д. Харченко. – К.: Техника, 1994. – 226с.
32. Александров С.М. Охрана труда в угольной промышленности: навч. посіб. для студ. гірн. спец. вищ. навч. закл. / С.М. Александров, Ю.Ф. Булгагов, В.В. Яйло. – Донецк: РІА ДонНТУ, 2007 – 516 с.
33. Голінько В.І. Основи охорони праці / В.І. Голінько. – Д.: НГУ, 2008 – 265 с.
34. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень: ДСН 3.3.6.042-99. – [Чинний від 1999-12-01]. – К., 1999 – 15 с. – (Державні санітарні норми)
35. Державні санітарні правила та норми підприємства вугільної промисловості: ДСП 3.3.1.095-02. – К., 2003 – 31 с.
36. Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку: ДСН 3.3.6.037-99. – [Чинний від 1999-12-01]. – К., 1999 – 32 с.
37. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації: ДСН 3.3.6.039-99 – [Чинний від 1999-12-01]. – К., 1999 – 30 с
38. Булат А.Ф. Создание индустрии шахтного метана в топливно-энергетическом комплексе Украины. - Геотехнічна механіка: Міжвід. зб. наукових праць./ Ін-т геотехнічної механіки НАН України. – Дніпропетровськ, 1988. – Вип. 10. с. 3-12.
39. Конарев В.В. Метан угольных месторождений – пора заняться им всерьоз. – Уголь Украины, февраль-март, 2000. с. 3-7.
40. Касьянов В.В., Ст.Ламберт. Перспективы развития метановой отрасли в Украине. Геотехнічна механіка: Міжвід. зб. наукових праць./ Ін-т геотехнічної механіки НАН України. – Київ - Дніпропетровськ, 2000. – Вип. 17.
41. Карп И.Н. О шахтно метане // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 1993. – №6. С. – 5-7.
42. Морев А.М., Сахаров Н.М. Дегазация угольных шахт и использование метана. – Донецк: Донбасс, 1974. – 112 с.
43. Кузаря С.В., Дрозник И.Д., Кафтан Ю.С., Ю.Б. Должанская. Извлечение шахтного метана и защита окружающей среды // Уголь Украины. – 2005. – №6. – С. 13-15.

ДОДАТОК А

Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	НГІБ.ОПП.20.13.ПЗ	Пояснювальна записка	86	
5					
6			Графічні матеріали		
7					
8		НГІБ.ДП.20.13.ГЧ	Презентація Microsoft PowerPoint	12	
9					