

ДВНЗ «Донецький національний технічний університет»
(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет «Гірничий»

(повне найменування інституту, назва факультету)

Кафедра «Розробка родовищ корисних копалин»

(повна назва кафедри)

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____/Єфремов І.О./

“ ____ ” _____ 2021 року

Випускна кваліфікаційна робота

магістр

(освітньо-кваліфікаційний рівень)

на тему: Підвищення продуктивності роботи очисного вибою за рахунок оптимізації параметрів дегазації виїмкової ділянки в умовах ПрАТ «ШУ «Покровське»

Виконала: студент 2 курсу, групи РРКм-20

напряму підготовки (спеціальності) 184 «Гірництво», спеціалізація «Розробка родовищ та видобування корисних копалин»

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

Єфименко А.В.

(прізвище та ініціали)

(підпис)

Керівник доц. каф. РРКК, к.т.н., Мерзлікін А.В.

(посада, наук. ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

(підпис)

Рецензент _____

(посада, наук. ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

(підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному проекті немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент Єфименко А.В.

(підпис)

Спеціальність 184 «Гірництво»

“ ” 11 2021 року

(прізвище, ім'я, по батькові)

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Вихідні дані до роботи: Матеріали переддипломної практики

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): 1. Вико́півка з плану гірничих робіт целікової лави блоку 2-3; 2. Паспорт целікової лави блока 2-3 3. Схема буріння дегазаційних свердловин целікової лави блока 2-3; 5. Прогноз горно-геологічних умов відпрацювання целікової лави блоку 2-3

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі завдання 27 вересня 2021 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ n/n	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Характеристика шахти і шахтного поля	01.10.21	виконано
2	Аналіз стану питання дегазації	11.10.21	виконано
3	Аналіз методів дегазації, що застосовуються на ШУ "Покровське"	25.10.21	виконано
4	Гірничо-геологічна і гірничо-технічна характеристика виємкової ділянки. Розрахунок очікуваного виділення метану у межі виємкової ділянки.	01.11.21	виконано
5	Розрахунок необхідної ефективності дегазації і витрат повітря для провітрювання виємкової ділянки	15.11.21	виконано
6	Заходи для підвищення ефективності дегазації цілікової лави блоку 2-3	29.11.21	виконано
7	Охорона праці	20.12.21	виконано
8	Оформленні роботи і підготовка до захисту		

Студент

_____ Єфименко А.В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ Мерзлікін А.В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Єфименко А.В. Підвищення продуктивності роботи очисного вибою за рахунок оптимізації параметрів дегазації виїмкової ділянки в умовах ПрАТ «ШУ» Покровське» / Випускна кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня «магістр» за спеціальністю 184 «Гірництво» (спеціалізація «Розробка родовищ та видобування корисних копалин»). – ДВНЗ ДонНТУ, Покровськ, 2021.

У кваліфікаційній роботі розглянуті умови видобутку кам'яного вугілля і дегазія очисних вибоїв в межах шахтного поля «ШУ «Покровське».

Обґрунтовано важливість оптимізації параметрів дегазації в умовах пласта d₄.

Проведено розрахунок по підвищенню ефективності дегазації в умовах «ШУ «Покровське» та обґрунтована необхідність підвищення методів дегазації.

Здійснено аналіз різних використовуваних методів дегазації, які можуть бути застосовуватись в умовах відпрацювання пласта d₄. Виконано моделювання розташування свердловин в неконтрольованій частині вентиляційної виробки.

Підвищення середньодобового видобутку з допомогою оптимізації методів дегазації складе 3 000 т/добу.

Ключові слова: шахта, дегазія, очисний вибій, метан, газовий фактор, метановиділення.

ANNOTATION

Yefimenko A.V. Improving the productivity of the treatment site by optimizing the degassing parameters of the excavation site in terms of PJSC "SHU" Pokrovske "/ Graduation qualification work for the degree of" master "in specialty 184" Mining "(specialization" Development of deposits and mining "). - SHEI DonNTU, Pokrovsk, 2021.

The qualification work considers the conditions of coal mining and degassing of treatment pits within the minefield of SHU "Pokrovske".

The importance of optimization of degassing parameters in the conditions of formation d₄ is substantiated.

The calculation to increase the efficiency of degassing in the conditions of SU "Pokrovske" and the need to increase the methods of degassing.

The analysis of various used methods of degassing which can be applied in the conditions of working off d₄ formation is carried out. The location of wells in the uncontrolled part of the ventilation is modeled.

The increase in average daily production through the optimization of degassing methods will be 3,000 tons / day.

Key words: mine, degassing, face, methane, gas factor, methane emissions.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
1 ХАРАКТЕРИСТИКА ШАХТИ І ШАХТНОГО ПОЛЯ.....	9
1.1 Загальні відомості.....	9
1.2 Гірничо-геологічна частина.....	9
1.3 Вентиляція. Дегазація. Боротьба з викидами.....	14
1.4 Системі розробки. Очисні роботи.	15
1.5 Водовідлив.	17
2 АНАЛІЗ СТАНУ ПИТАННЯ ДЕГАЗАЦІЇ.....	18
3 АНАЛІЗ МЕТОДІВ ДЕГАЗАЦІЇ, ЩО ЗАСТОСОВУЮТЬСЯ НА ШУ "ПОКРОВСЬКЕ".....	30
3.1 Застосовувані методи дегазації.	31
3.2 Дегазація виїмкових ділянок підземними свердловинами	35
3.3 Аналіз перспектив розвитку дегазаційної системи шахт.....	50
4 ГІРНИЧО-ГЕОЛОГІЧНА І ГІРНИЧО-ТЕХНІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ВИЄМКОВОЇ ДІЛЬНИЦІ. РОЗРАХУНОК ОЧІКУВАНОВОГО ВИДІЛЕННЯ МЕТАНУ У МЕЖІ ВИЄМКОВОЇ ДІЛЬНИЦІ.	56
5 РОЗРАХУНОК НЕОБХІДНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ДЕГАЗАЦІЇ І ВИТРАТ ПОВІТРЯ ДЛЯ ПРОВІТРЮВАННЯ ВИЄМКОВОЇ ДІЛЬНИЦІ.....	63
5.1 Обґрунтування вибору способу та схеми дегазації.....	63
5.2 Розрахунок витрати повітря для провітрювання виїмкової ділянки.....	64
5.3 Розрахунок параметрів і режиму дегазації.....	67
6. ЗАХОДИ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ДЕГАЗАЦІЇ ЦИЛІКОВОЇ ЛАВИ БЛОКУ 2-3.....	80
7. ОХОРОНА ПРАЦІ.....	91
7.1 Техніка безпеки при бурінні. Та експлуатації дегазаційних свердловин.....	91
7.2 Заходи з забезпечення вибухобезпеки транспортування МВС.....	92
7.3 Контроль роботи дегазаційної системи.....	93
7.4 Протипаварійний захист.....	94

						6
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

7.5 Заходи з управління дегазаційної системою виємочної ділянки целікової лави блоку 2-3 під час пожеж у гірничих виробках.....	95
7.5.1 Загальні положення.....	95
7.5.2 Режими дегазації целікової лави блоку 2-3 при гасінні пожеж.....	96
7.5.3 Оцінка газової обстановки на ділянці виїмки після відключення дегазації.	102
ВИСНОВКИ.....	104
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	105

						7
Зм.	Лист	№ документа	Підпис	Дата		

ВСТУП

Розробка кам'яного вугілля в Україні займає одну з важливих складових усієї промисловості та економіки країни. Так як з кожним роком виснажуються запаси на вище лежачих горизонтах, у зв'язку з чим доводиться розробляти пласти, що залягають нижче, щоб забезпечити цінним ресурсом економіку країни. Через те, що очисні вибої все глибше йдуть у товщу землі, підвищується метановиділення з гірського масиву при механічному руйнуванні пласта. Це вимагає підвищення заходів щодо зниження концентрації метану в метаноповітряній суміші у рудничній атмосфері для уникнення ризику виникнення аварійних ситуацій.

У зв'язку з цим актуальним є підвищення ефективності заходів щодо дегазації очисних вибоїв, для підвищення видобутку вугілля.

Тому метою роботи є підвищення видобутку вугілля за рахунок оптимізації схеми дегазації вугільного пласта в умовах ПрАТ «ШУ «Покровське».

Ідея роботи: оптимізація схеми дегазації очисних вибоїв.

Об'єктом дослідження є схема дегазації очисних вибоїв.

Завдання дослідження:

- аналіз гірничо-геологічних та гірничотехнічних умов розробки пласта d4 ШУ «Покровське»;
- розгляд питань важливості дегазації у світовій вугільній промисловості, приклади методів дегазації у світовій практиці;
- аналіз методів дегазації, що застосовуються на ШУ «Покровське»;
- аналіз підвищення ефективності методу дегазації.

Обґрунтування та достовірність наукових положень: отримані результати ґрунтуються на випробуваних методиках розрахунків.

Практичне значення: результати роботи можуть бути використані під час проектування та розробки пласта d4 ШУ «Покровське».

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ШАХТИ І ШАХТНОГО ПОЛЯ

1.1 Загальні відомості

Шахта «ПРАТ «ШУ «Покровське» розташована в 13 км на захід від міста Красноармійська Донецької області. Будівництво шахти здійснювалося з 1974 року відповідно до технічного проекту будівництва, розробленого інститутом «Донгіпрошахт» в 1972 році. Проектом передбачалося введення шахти в експлуатацію двома пусковими комплексами. Перший потужністю 1500 тис. тон в рік, який був введений в 1990 році. Другий з проектною потужністю 600 тис. тон в рік. В 1996 р. була засвоєна проектна потужність 2,1 млн. т в рік і видала 2,93 млн. т вугілля.

Шахта входить до числа найперспективніших вугільних підприємств нового покоління з умовами розробки, типовими для глибоких шахт Донбасу і є самостійним структурним підрозділом і не підлегла Міністерства палива та енергетики України.

Шахта відпрацьовує одиночний вугільний пласт d_4 .

Шахта по газу метану віднесена до небезпечних за раптовим викидам. Пласт небезпечний по вибуху вугільного пилу, вугілля пласта не схильне до самозаймання.

По геологічній будові, витриманості потужності і морфології вугільного пласта родовище віднесено до II групи складності. Проектна потужність шахти на 2012 складає 8.2 млн.т.

1.2 Гірничо-геологічна частина

В геологічній будові даної площі шахтного поля беруть участь породи нижнього карбону, представлені світами C_{14} і C_{15} , по всій площині перекриття неогеновими відкладеннями і породами четвертинного віку.

Промислова вугленосність поля шахти мають відкладення світи C_{14} .

Пласти світи C_{15} промислового значення не мають.

Промислове значення в межах родовища має вугільний пласт d_4 .

Поле шахти розташовано в межах схилу Українського кристалічного масиву і південного борту Донецького прогинання. Основна частина поля шахти була укладена між крупним Криворізько-Павлівським скиданням (розломом) на заході, вертикальна амплітуда зсуву досягає 1000м, Котлінським насувом на сході з амплітудою зсуву до 250м.

Розміри шахтного поля по простяганню – 19,0 км, по падінню – 13,0 км.

Таблиця 1.1- Характеристика вугільного пласта d_4

Символ пласта	Марка вугілля	Балансові запаси станом на 01.01.12р.			
		A	B	C_1	$A+B+ C_1$
d_4	K	51006	75485	146595	273086

Криворізьке-Павлівське скидання мав вплив на формуванні тектонічної структури шахтного поля, яке є дуже пологою антиклінальною складкою, витягнутою уздовж скидання майже в меридіанному напрямі. Унаслідок підняття і занурення шарніра складки антикліналь розпадається на більш дрібні куполовидні структури.

Північно-східне крило антикліналі має північно-східне падіння під кутом $40^\circ - 60^\circ$, простягання порід – північно-західне.

Будова південно-західної антиклінальної складки – складна. В основному західне падіння порід під кутом $50^\circ - 120^\circ$ ускладнено Удачинською синклінальною складкою, що зміщується у Криворізько-Павлівського скидання антиклінальною складкою. Крила складки пологі, з кутами падіння $40^\circ - 60^\circ$.

Частину зведення антикліналі перетинає Удачинській насув, що складається з двох-трьох гілок. Амплітуди зсуву порід змінюються від 0 – 86м.

У процесі ведення гірських робіт була виявлена велика кількість дрібноамплітутних порушень в основному скидового характеру, з амплітудами не більше 1 м.

Будова пласта проста, рідше – складна. Загальна потужність пласта змінюється від 0,60 м до 2,70 м.

Вугілля пласта відноситься до коксівних марка К.

Зольність: у чистих пачках – 12,7 %, з урахуванням засмічення внутрішньо пластовими прошарками – 17,1 %.

По середньому змісту сірки – малосірчастий 0,9 %.

Збагаченність вугілля – важка і дуже важка.

Водопритоки в гірничі виробки складають 350-450 м³/рік.

Таблиця 1.2 - Характеристика вугілля

Найменування	Показники
Потужність пласта, м	$\frac{0.6 - 2.70}{1.28}$
Щільність вугілля, т/м ³	1,31
Продуктивність пласта на потужність, що виймається, т/м ²	1,68
Зміст вологи аналітичної %	$\frac{0.5 - 3.1}{1.2}$
Зольність чистого вугілля %	$\frac{2.7 - 36.4}{12.7}$
Масова частка загальної сірки %	$\frac{0.4 - 2.9}{0.9}$
Вихід летучих %	$\frac{23.8 - 41.3}{29.0}$

Вміщуючі породи вугільного пласта є пісковики, алевроліти і аргіліти. По ступеню стійкості пісковики змінюються від стійких до малостійких, алевроліти – від малостійких до нестійких, аргіліти – нестійкі. При потужності до 0,5 м алевроліти і аргіліти характеризуються як нестійкі, схильні до утворення «хибної покрівлі».

Шахта по газу метану віднесена до небезпечних за раптовими викидами. Вугільний пласт d₄ нижче ізогіпси - 521,2 м і є небезпечним за раптовими викидами вугілля і газу, вище відноситься до погрожуючих. Пісковики нижче за глибину 600 м мають низький степінь викидонебезпечності.

Таблиця 1.3 - Характеристика вміщуючих порід

Найменування літологічної різниці	Потужність шару, м	Тимчасовий опір стисненню, МПа	Тип стійкості або обвалюваність	% участі
пісковик	1,7-27,8	$\frac{27-215}{78}$	важкообвалюваність, середньообвалюваність	65
алевроліт	1,0-17,0	$\frac{12-151}{50}$	середньообвалюваність	30
аргіліт	1,5-11,7	$\frac{20-68}{34}$	середньообвалюваність	4
вапняк	до 0,5	$\frac{154-164}{159}$	вельми важкообвалюваність,	1
пісковик	0,4-27,8	$\frac{14-33}{63}$	середньостійкий, малостійкий	45
алевроліт	0,1-17,0	$\frac{15-95}{51}$	середньостійкий, малостійкий до вельми нестійкого	54
аргіліт	0,1-11,7	$\frac{20-30}{25}$	нестійкий, вельми нестійкий	1
пісковик	0,8-33,5	$\frac{23-143}{62}$	стійкий	45
алевроліт	0,1-20,9	$\frac{10-94}{40}$	середньостійкий, нестійкий	50
аргіліт	0,1-1,7	$\frac{8-34}{25}$	середньостійкий, нестійкий	5

Пласт небезпечний за вибухами вугільного пилу, вугілля пласта не схильний до самозаймання.

По геологічній будові, витриманості потужності і морфології вугільного пласта родовище було віднесено до II групи складності.

Розкриття, підготовка і система розробки шахтного поля.

Відповідно до затвердженого проекту, шахтне поле розкрито двома центрально-здвоєними вертикальними стовбурами – головним і допоміжним, горизонтальними квершлагами на горизонтах 593 м і 708 м.

Для вентиляції пройдені повітряподаючий ствол № 1, вентиляційна свердловина і вентиляційний стовбур № 1, вертикальний скіповий стовбур № 2 та повітряподаючий стовбур № 2. Повітряподаючий стовбур № 2 пройдено

до горизонту 815.

Горизонт 708 м використовується в якості дренажного та вентиляційного. Горизонт 593 м є основним робочим на весь термін служби шахти.

Засіб провітрювання шахти – усмоктувальний.

В теперішній час на шахті відпрацьовується блоки № 2, 3, 6, 8, 10. Ведеться розкриття пласта d_4 в блоках №1 і №7. Кількість одночасно працюючих лав – 8.

Підготовка блоків № 2, 3 і 8 – панельна. В цих блоках буде здійснюватися послідовна підготовка і відробка виймальних стовпів, як продовження існуючих гірничих виробок.

Система розробки – стовпова по простяганню, блоки 1, 2, 2-3, 7, 8, 10. У блоці 6 система розробки – стовпова по повстанню.

Конвеєрні виробки повторно використовуються як вентиляційні при роботі лав.

Управління покрівлею – повне обвалення.

Способи охорони і підтримки виробок, що примикають до очисних вибоїв:

- конвеєрні штреки – проведення в масиві вугілля і підтримка позаду вибою лави для повторного використовуються при відпрацюванні суміжного стовпа. Параметри охорони зберігаються існуючі і уточнюються в процесі ведення очисних робіт (лита смуга, анкерне);
- повітряподавальні або вентиляційні (колишні конвеєрні) штреки повторно використовуються і погашаються позаду вибою лав.

Кріплення штреків, що примикають до очисних вибоїв, проводиться металевими кріпленням і додатково анкерним кріпленням.

Спосіб проведення, механізація підготовчих робіт і доставка на поверхню гірської маси з підготовчих вибоїв:

- проходка підготовчих виробок – вузьким ходом. Спосіб проведення пластових виробок – комбайновий, польових виробок – буропідрильний і комбайновий;
- механізація гірничопрохідницьких робіт при комбайновому способі проходки зберігається існуюча – прохідницькі комбайни типу КСП42 (43), при буропідрильному способі проходки – породонавантажувальні машини типу 2ПНБ2Б, МПК-160, установки УБШ-313;

Перетини виробок приймається з умови розміщення устаткування, подачі необхідної кількості повітря для провітрювання очисних і підготовчих вибоїв і складають 14,4-20,3 м² у світлу до осідання.

Залишення породи в шахті не передбачено.

1.3 Вентиляція. Дегазація. Боротьба з викидами

Шахта по газу – метану віднесена до небезпечних за раптовими викидами. Спосіб провітрювання – всмоктувальний, схема провітрювання шахти – комбінована.

Шахта провітрюється установками головного провітрювання, обладнаними робітниками та резервними вентиляторами: ВЦД-47,5У (головний ствол), ВЦД-31.5М (вентиляційний ствол), ВЦД-47,5У (СВС№2), ВЦД-31.5М2 (вент. на ВПС №1), DY TDR 329 3TD8A (BC-3).

На очисних ділянках застосовується прямоточна схема з підсвіженням вихідного струменя повітря та поворотно-точна схема з ізолюванням відведенням метану. При поворотно-схемі провітрювання проводиться відсмоктування газу метану по одній гілці трубопроводу Ф 800, 1000, 1200 мм за допомогою вентиляторів ВМЦГ-7М.

Провітрювання глухих кутів підготовчих вибоїв здійснюється вентиляторами місцевого провітрювання типу ВМЕ-6У, ВМЕ2-8, ВМЕ2-10.

На виїмкових ділянках ведеться комплексна дегазація порід покрівлі за допомогою свердловин, пробурених з виїмкових виробок до пластів –

супутників і дегазація виробленого простору за технологією ПДУ. Параметри свердловин визначаються відповідно до рекомендацій галузевих інститутів та коригуються у процесі експлуатації виїмкової ділянки. Свердловини залишаються підключеними до дегазаційного трубопроводу на весь період роботи виїмкової ділянки. Для охорони усть дегазаційних свердловин викладають під їхніми гирлами з двох сторін охоронні споруди на висоту потужності пласта, що виймається (при поворотно-схемі провітрювання).

Пробурені свердловини підключаються до дільничних трубопроводів, які у свою чергу з'єднані з магістральними трубопроводами, прокладеними по капітальних виробках, з яких далі йдуть на поверхню до вакуум-насосної.

Як заходи щодо боротьби з раптовими викидами вугілля відповідно до «Правила ведення гірничих робіт на пластах, схильних до газодинамічних явищ», СОУ 10.1.00174088.011-2005, для своєчасного виявлення небезпечних за раптовими викидами робіт наведено швидкості газовиділення зі шпурів, прогноз за міцністю, а в блоці №8, №10, №11 застосовується сейсмоакустичний прогноз.

1.4 Системі розробки. Очисні роботи

Система розробки – стовпова.

У південному крилі блоку №10 довжина виїмкових стовпів, що відпрацьовуються за простяганням, становить 1600...2700 м, у північному крилі похилої частини довжина стовпів виїмок становить близько 2000 м.

Довжина лав у середньому - 250...300 м.

Відповідно до ПБ схема роботи виїмкового механізму в лаві може бути човниковою або односторонньою; у небезпечних зонах, встановлених прогнозом, виїмку слід виконувати за односторонньою схемою.

Спосіб проведення, механізація підготовчих робіт та видача на поверхню гірничої маси з підготовчих вибоїв:

- Проведення підготовчих виробок – вузьким ходом. Спосіб проведення

пластових виробок - комбайновий, польових виробок - комбайновий та буропідливний.

Вилучення вугілля в лавах проводитиметься комбайновими комплексами у складі: кріплення 3КД-90Т, ДМ, Glinik, МКЮ4У, 1ДТ конвеєра лав SZK-228/800, SZK-260/852 комбайнами JOY7LS20, JO.

Проведення гірничих виробок.

У межах виїмкових полів технологія проведення робіт – безцелікова.

Способи охорони та підтримки виробок, що примикають до очисних вибоїв:

- конвеєрні виробки (при розробці з підтримкою) - проведення у масиві вугілля та підтримка повибою лави для повторного використання при відпрацюванні суміжного стовпа. Параметри охорони зберігаються існуючі та уточнюються в процесі ведення очисних робіт;

- конвеєрні виробки (при розробці без підтримки) - проведення у масиві вугілля та погашення за вибою лави. Параметри ведення робіт зберігаються існуючі та уточнюються в процесі ведення очисних робіт;

- повітроподаючі (колишні конвеєрні) виробки повторно використовуються і погашаються позаду вибоїв лав. Параметри охорони зберігаються існуючі та уточнюються в процесі ведення очисних робіт.

- вентиляційні виробки - проведення у масиві вугілля (або вприсічку), без підтримки за вибою лави. Параметри ведення робіт зберігаються існуючі та уточнюються в процесі ведення очисних робіт;

Кріплення штреків, що примикають до очисних вибоїв, передбачається металевим арочним триланковим кріпленням типу КШПУ або КМП – АЗ з профілю СВП та анкерним кріпленням.

Транспорт.

На шахті здійснено повну конвеєризацію з транспорту вугілля та породи від очисних та прохідницьких вибоїв до завантажувальних бункерів біля головного ствола. Магістральні конвеєрні виробки обладнані стрічковими конвеєрами типу 2ЛТ-100, 1Л-120, 2Л-1200. Інші конвеєрні виробки обладнані

стрічковими конвеєрами типу 2ЛТ-1000, 2ЛТ-100У, 2ЛТ-1000П, 1Л100, 1ЛТ100У та 1Л1000

Транспорт обладнання, матеріалів та людей магістральними відкатними виробками гір. 593м, гір.708м, гір.815 м здійснюється в існуючих шахтних вагонетках типу ВГ-2,5, на платформах ПТК-2,5 та ПТК-3,3, у пасажирських вагонетках типу ВГП-18 за допомогою дизелевозів.

Транспорт обладнання, матеріалів та людей по повітропадаючих та вентиляційних ходках, квершлагах, ухилах, бремсбергах, конвеєрних, вентиляційних та повітроподаючих штреках проводиться за допомогою підвісних монорейкових дизелевозів.

1.5 Водовідлив

Щоб уникнути затоплення гірничих виробок, виробляється пристрій дільничних та блокових водозбірників, оснащених робочими та резервними насосами з електро- та пневмоприводами типу ЦНС-60/75, ЦНС-60/125, 6Ш8, NDP-80 та ін. Водозбірники влаштовуються у місцях зниженого профілю та максимального припливу води.

Відкачування води з головного водовідливу гор.708 м проводиться по чотирьох водовідкачувальних ставах $\varnothing$ 273 мм, прокладених у свердловинах. Головний водовідлив гір. 708м, обладнаний п'ятьма насосними агрегатами типу НСШ-410/819.

Перепуск води з гор.593 м у водозбірник на гор.708 м проводитиметься трубопроводом, прокладеним по допоміжному стволу.

Видача води з гір. 815 м виробляється за трьома трубопроводами $\varnothing$ 273 мм, у роботі використовуються насосні установки НСШ-410/910.

2 АНАЛІЗ СТАНУ ПИТАННЯ ДЕГАЗАЦІЇ

Значну частку виробництва первинної енергії у світі з часів промислової революції посідає кам'яне вугілля. У найближчому майбутньому основні промислово розвинені країни світу, країни з ринком, що формується, і перехідною економікою - тобто вся світова економіка буде залежати від вугільних енергетичних ресурсів. В даний час за рахунок поставок вугілля покривається 25% глобальних потреб у первинній енергії, 40% основи потреб, пов'язаних з виробництвом електроенергії, і майже 70% енергетичної необхідності світової чорної металургії та алюмінієвої промисловості. Внаслідок збереження залежності від виробництва вугілля видобуток вугілля у багатьох частинах світу, як очікується, доведеться виробляти в дедалі складніших умовах, оскільки в міру виснаження запасів неглибокого залягання виникатиме необхідність у переході до розробки все більш глибоких та газорясних пластів. У той же час суспільство висуває вимоги та висловлює побажання, пов'язані з підвищенням безпеки умов ведення гірничих робіт, а також з більшою екологічною відповідальністю з боку вугільної галузі.

Найважливішою умовою ефективного відпрацювання вугільних родовищ є забезпечення безпеки гірничих робіт. Проблема метанобезпеки виходить на перший план при відпрацюванні газоносних вугільних пластів, найважливішою складовою якої є дотримання безпечних концентрацій метану в повітряних потоках рудничного повітря у всьому виробленому просторі шахти, технологічних виробках та очисних вибоях.

В теперішній час одним з найнебезпечніших явищ супутніх видобутку кам'яного вугілля є метан і пов'язана з ним вибухонебезпечність. У той самий час виділення метану при видобутку кам'яного вугілля вважається небезпечним забрудненням земної атмосфери. Розробка вугільних пластів на шахтах, небезпечних за метаном, вимагає застосування спеціальних технічних заходів, які не допускають підвищення безпечної величини концентрації метану в рудничній атмосфері. Застосування вентиляційних систем із

забезпеченням правильного струменя повітря є основним засобом боротьби з метаном, але часто прийоми вентиляції мало ефективні і необхідною є дегазація метану з вугільних пластів і вміщаючих порід.

Застосування найкращої практики дегазації джерел метановиділення та утилізації метану має особливо важливе значення для скорочення кількості пов'язаних із метаном аварій та вибухів, які надто часто супроводжують процес видобутку вугілля. Світова вугільна промисловість, національні уряди, профспілки та організації, що домагаються підвищення безпеки умов праці, висловлюють занепокоєння у зв'язку з тим, що періодичність і потужність вибухів метану, особливо в країнах з ринками, що формуються, є неприпустимо високими. Щоб забезпечити ефективний підхід до управління ризиками, необхідно передати належну практику ведення гірничих робіт усім країнам. Жодна шахта, навіть у найбільш розвинених країнах, не захищена від ризиків у сфері безпеки пов'язаних із вибухом газу метану.

Проведені до теперішнього часу дослідження дозволяють стверджувати, що пов'язаний із пластами вугілля метан, виступає у двох основних формах:

- поглинений (розчинений) метан, фізико-хімічно пов'язаний з вугільною речовиною або рідше з мулистими породами;
- вільний метан, який знаходиться в порах та свердловинах порожніх порід, у вугільних пластах (може бути також розчинений у пластовій воді, що заповнює простір пор пісковиків). Прояв поглиненого газу пов'язано, в основному, з вугільними пластами.

Присутність метану та управління метановиділенням.

Гази з високим вмістом метану, які на глибинах підземного видобутку вугілля, як правило, містять 80-95% метану, природно присутні у вугільних пластах і виділяються у вигляді шахтного метану у разі геологічних або механічних порушеннях вугільних пластів при їх розробці. Шахтний метан тільки при змішуванні з повітрям набуває властивості займистості та створює ризик вибуху. У деяких гірничо-геологічних умовах (наприклад, в Австралії,

Франції, Південній Африці та Центральній Європі) на вугільних шахтах відбуваються також виділення великих обсягів діоксиду вуглецю. Присутній у вугільних пластах діоксид вуглецю може мати важливе значення при розробці загальних стратегій управління дегазифікацією шахт. Належна практика забезпечення безпеки у вугільних шахтах полягає у зниженні вибухонебезпеки шляхом запобігання, коли це практично можливо, формування вибухонебезпечних сумішей та їх якнайшвидшого розведення до безпечних концентрацій (за допомогою систем провітрювання). При високій концентрації газовиділення, яка перевищує можливості шахтної системи провітрювання щодо забезпечення належного розведення метану в рудничному повітрі, ще до надходження газу в шахтне повітря його слід збирати за допомогою шахтної системи дегазації джерел метановиділення. Належна практика щодо шахтних систем дегазації джерел метановиділення, з одного боку, полягає у виборі відповідного способу каптування газу, а з іншого - у належному дотриманні правил зведення та використання дегазаційної системи шахти. Застосування належної практики дозволить забезпечити можливості безпечного каптування метану, його транспортування та (у відповідних випадках) утилізації при концентрації, що мінімум вдвічі перевищує верхню межу вибухонебезпечності (тобто при концентрації метану, що дорівнює 30 або більше відсотків).

Дегазація джерел метановиділення. Каптування газу високого ступеня чистоти з джерела до потрапляння у вентиляційні штреки шахти є метою дегазації джерел метановиділення. Якщо дотримуватися строго нормативного підходу, достатньо каптувати таку кількість газу, яка необхідна для уникнення перевищення пропускної спроможності системи провітрювання по подачі повітря для розведення газоподібних забруднювачів рудничної атмосфери. Однак є серйозні підстави для максимізації обсягів газу, що каптується з метою досягнення більшої безпеки. Каптаж метану можливо проводити як до, так і після початку ведення гірничих робіт із застосуванням методів попередньої та поточної дегазації відповідно. Єдиним способом скорочення

обсягів виділення газу безпосередньо з пласта, що розробляється, є попередня дегазація. Якщо пласт, що розробляється, є головним джерелом газовиділення, але, як правило, її проведення практично можливе тільки щодо середньо-або високопроникних пластів, в цьому випадку попередня дегазація має особливо важливе значення. Методи поточної дегазації передбачають каптування метану, що виділяється через порушення, які спричинені гірничими роботами шляхом механічного впливу на пласт до надходження в атмосферу шахти. Всі методи поточної дегазації передбачають забезпечення доступу до зони порушень у перекриваючих породах відпрацьованого вугільного пласта, а в деяких випадках це може стосуватися і підстиляючих порід. Поточна дегазація може проводитися шляхом буріння з поверхні або з підземної виробки. Наслідком вибору неефективних методів дегазації, а також неналежного застосування цих методів є низька ефективність каптажу системою дегазації та надмірне проникнення повітря у гірничі виробки. Це у свою чергу негативно позначається як на транспортуванні газу, так і на його утилізації, оскільки рівні концентрації газу, що збирається, виявляються небезпечними (наприклад, при вмісті метану менше 30%). За рахунок поєднання належних заходів щодо їх встановлення та технічного обслуговування, проведення регулярного контролю та систематичного буріння може бути істотно підвищена ефективність систем дегазації джерел метановиділення. Існують вагомі аргументи на користь встановлення та експлуатації високоефективних систем дегазації джерел метановиділення. Ключовим чинником у забезпеченні рентабельності газорясних вугільних шахт є успішне управління метановиділенням.

Досвід, накопичений на вугільних шахтах усього світу, показує, що інвестиції у впровадження «належної практики» експлуатації систем дегазації дозволяють скоротити простой, пов'язані з проблемами газовиділення, підвищити безпеку умов видобутку та створити можливості для утилізації більших обсягів газу та скорочення викидів.

Наприклад, у Сполученому королівстві досягнуто запланованих показників видобутку вугілля на газорясній шахті, що працює за системою довгих вибоїв з виїмкою зворотнім ходом, при високій напрузі у породах, що вміщують до самозаймання вугільного пласта.

При глибині розробки – 980 м, питоме метановиділення з вибоєм при виїмці зворотнім ходом з висотою 2 м, потрібного для видобутку 1 млн. тон вугілля на рік, становить $50 \text{ м}^3/\text{т}$, є високий ризик довільного займання вугілля та наднизька проникність вугілля. Вибої схильні до високої горизонтальної напруги і спучування ґрунту на штреках, по одному з яких подається свіжий, по другому відводиться вихідний струмінь повітря.

Проблеми контролю за газом. Через низьку проникність вугілля попередня дегазація була неможлива. У зв'язку з тим, що цілісність поперечних свердловин, що проходять під кутом до довгого вибою була порушена високими напругами, обсяги каптування газу та показники його чистоти були надто низькими. Використання багатоштрекових систем або систем відвідних штреків не було можливим у зв'язку з високим ризиком мимовільного займання та вимоги про суттєві розміри целиків для забезпечення стабільності.

Рішення. Завдяки використанню наявного вентиляційного повітря з дебітом $30 \text{ м}^3/\text{с}$ шляхом проведення квершлагів позаду вибою в реверсивно вентилярованому просторі зі спеціальним кріпленням було досягнуто необхідного рівня видобутку вугілля. (Рис. 2.1). Також була розроблена оптимальна схема буріння з серією свердловин, що пробурялися підпрямим кутом до транспортного штреку, пов'язаного з довгим вибоєм, і під нахилом 55° вгору до площини пласта на відстані 7,5 м. Східні свердловини були пробурені осторонь на відстані 100 м для мінімізації ризику викидів з підшоши.

Местонахождение

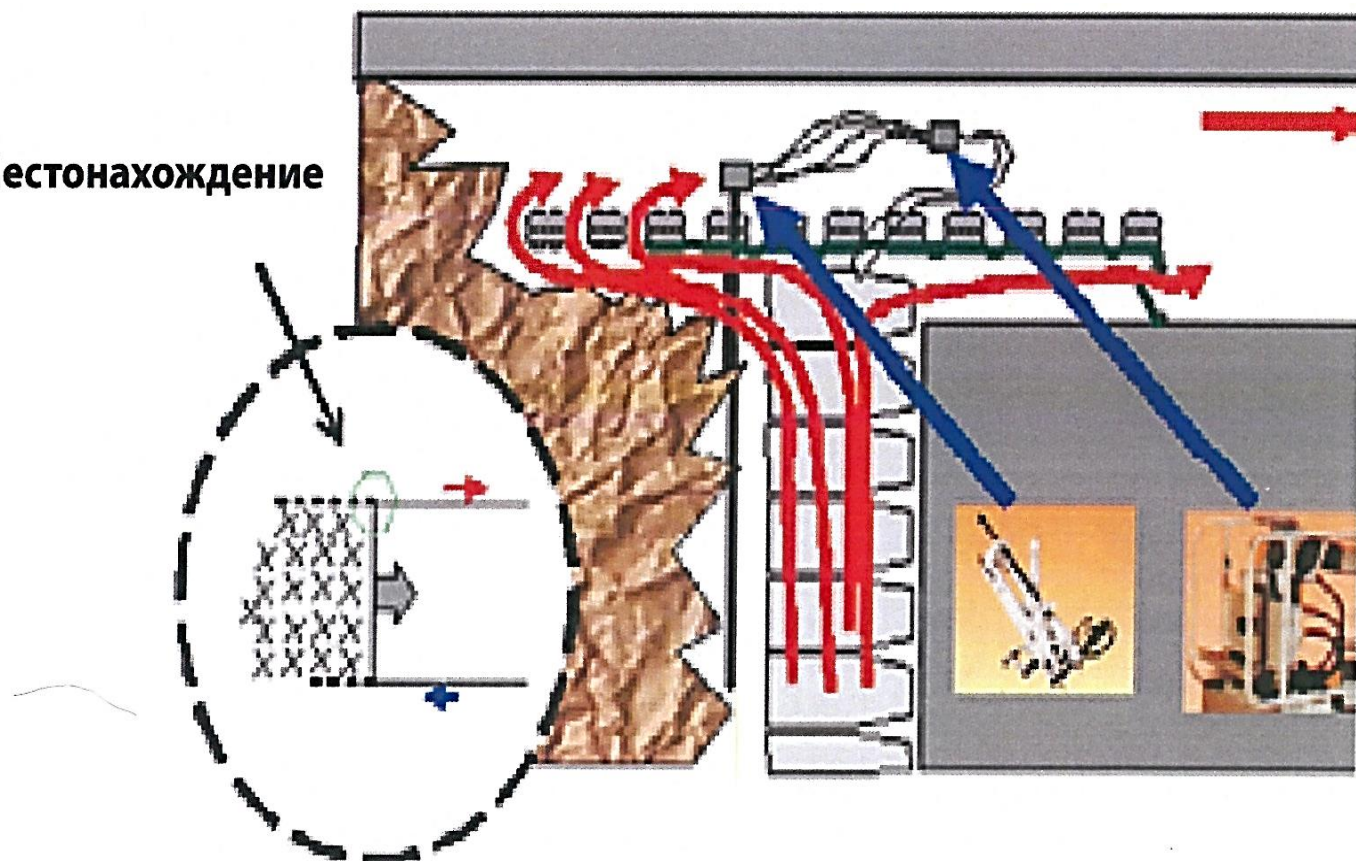


Рисунок 2.1 - Система реверсивного провітрювання "Поворотно-поступального" типу

Були встановлені паралельно дві газозбірні труби, до однієї з яких послідовно підключалися свердловини, доки знижувалася якість газу; потім з метою уникнення зайвого розведення газу проводилося регулювання цієї труби, а далі свердловини підключалися до іншої газозбірної труби. Цей процес, названий «ліпфрэг», був безперервним, що дозволило будь-якої миті часу залишати постійно приєднаними до системи дегазації принаймні вісім свердловин (див. рис. 2.2). Грубого регулювання було достатньо для оптимізації якості та кількості газу, при цьому показник каптування склав 67%, що не вимагало втручання техніків для коригування окремих свердловин у небезпечних для вироблених просторах.

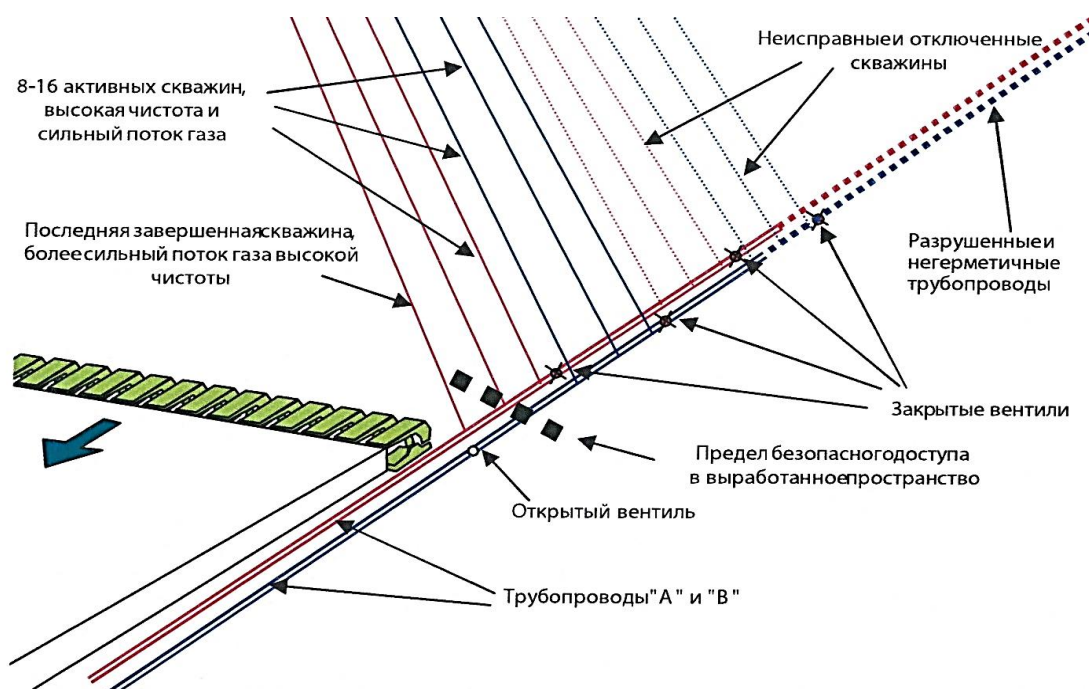


Рисунок 2.2 - Система "Ліпфрэг"

Розробка пласта зворотним ходом мала дуже високі темпи, а простір, для проведення бурових операцій - обмеженим, тому необхідно було пробурити кожен свердловину, встановити та загерметизувати стояк та підключити її до дренажної газозбірної труби протягом приблизно 10-годинного циклу. Це було досягнуто з використанням невеликої переносної потужної бурової машини, що працювала на гідроприводах від машин, що забезпечують підтримку покрівлі вибою, це виключило необхідність підведення електрики.

Приклад високоефективних операцій у довгому вибої у зонах з великим газовиділенням у шахтах Німеччини.

Початкові умови. Потужність пласта 1,5 м, довжина вибою - 300 м, запланований обсяг видобутку 4 000 тон на добу, швидкість просування вибою – приблизно 50 м. на тиждень. Потужність перекриваючих порід становить 1200 м, пласт практично горизонтальний, раніше пройдені виробки для часткової дегазації вугільних пластів відсутні. Прогнозоване питоме газовиділення з покрівлі - 25 м³/т, з пласта, що відпрацьовується, - 3 м³/т і з

підшови вироблення - $8 \text{ м}^3/\text{т}$ (разом $35 \text{ м}^3/\text{т}$). Також відомо, що вугільний пласт схильний до ризику самозаймання.

Проблема контролю за газом. Максимальний дебіт метану, при якому він повинен каптуватись або розбавлятися вентиляційним повітрям до безпечної концентрації, становить $1875 \text{ м}^3/\text{с}$ ($112,5 \text{ м}^3/\text{хв.}$). за результатами оцінювання щодо попередньої дегазації вона була визнана неефективною. Існували дві основні проблеми.

По-перше, при максимально допустимій швидкості проходження потоку повітря по вибою, що дорівнює $25 \text{ м}^3/\text{с}$, можна було розбавити за секунду максимум $0,37 \text{ м}^3/\text{с}$ газу, що надходить ($22,2 \text{ м}^3/\text{хв.}$), незважаючи на дане горнаглядом дозвіл підвищити максимально допустиму концентрацію метану з $1,0\%$ до $1,5\%$ (коефіцієнт вибухобезпеки знизився з $5,0$ до $3,3$. Ця зміна допускалася за умови ефективніших моніторингу та дегазації. Такі зміни допускаються лише для якогось конкретного об'єкта, а також вживаються додаткові заходи щодо забезпечення того, щоб підвищення ризику було незначним. Іншою проблемою була наявність вентиляційного штреку для відведення вентиляційного повітря з ділянок, в якому максимальна концентрація метану допускалася в розмірі 1% , яка на додаток до повітря, що проходить по вибію зі швидкістю $25 \text{ м}^3/\text{с}$, забезпечує подачу ще 50 м^3 повітря в секунду, при цьому сукупний потік проходить позаду вибою, розбавляючи метан, що виділяється з вугільного вибою та виробленого простору. Дана схема вентиляції створює можливості для проведення квершлагів, їх з'єднання з дегазаційною системою та проведення окремого моніторингу та регулювання, при цьому, як правило, квершлагів, які проведені позаду вибою, забезпечують більш високий ступінь каптажу та більш високий ступінь чистоти газу порівняно з квершлагами, проведених перед вугільним вибоєм. Такі дренажні свердловини довговічні та високоефективні; передбачається, що вони забезпечать каптаж 70% газу покрівлі та 40% газу ґрунту виробітку.

позаду

довгого

вибою.

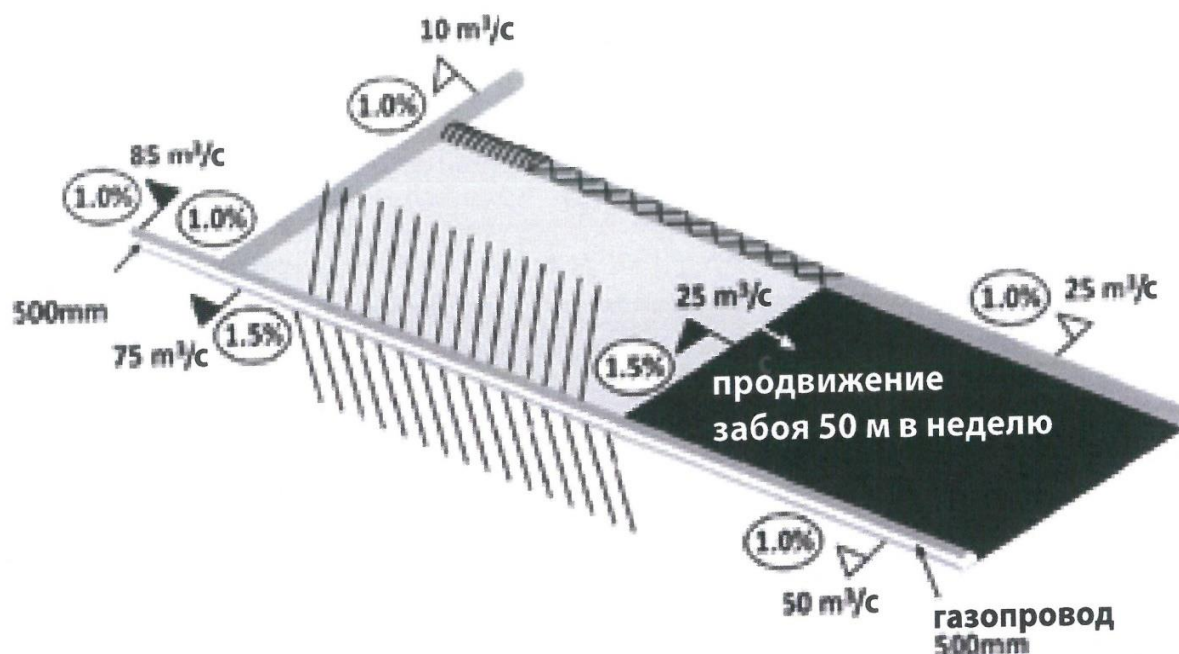


Рисунок 2.4 - Довгий вибій з прогресивною Y-подібною схемою провітрювання та дренажні свердловини в покрівлі та підшві виробки.

Перемички (порідні стінки), які ізолюють вироблений простір від відкритого транспортного штреку позаду вибою, служили для посилення кріплення транспортного штреку і запобігання потраплянню туди повітря з виробленого простору з метою мінімізації ризику мимовільного займання і утворення вибухонебезпечних концентрацій.

Обсяг видобутку вугілля 4 000 тон на добу, що відповідав плановому завданню, було обмежено встановленою гранично допустимою концентрацією метану у вентиляційному просіку за вибою до стовбура шахти у розмірі 1%. Система дегазації була здатна забезпечити відведення 80 000 м³ на добу чистого метану, який міг використовуватися в енергоблоці. Завдяки передовій системі провітрювання та дуже ефективної дегазації, за дуже важких умов видобутку, робота вибою була успішною.

На прикладі шахт Австралії показані високоефективні операції у довгому вибої у зонах з великим газовиділенням.

Початкові умови. Лінія очисних вибоїв розташована у пласті потужністю 2,8 м, що має показник газоносності в діапазоні 8-14 м³/т. Глибина покриваючих порід становить 250-500 м, причому особливості поверхневого рельєфу не перешкоджають доступу з поверхні.

Для дотримання зведення норм щодо запобігання раптовим викидам газу газоносність пласта повинна бути знижена до 7,5 м³/т або нижче, а також повинна бути нижчою від граничного значення 5,75 м³/т, самостійно встановленого для цілей контролю за фрикційним займанням – з використанням методів попередньої дегазації. У ґрунті виробітку є один, а в покрівлі - вісім пластів вугілля довжиною 10-15 м у межах розрахункової зони обвалення. Ширина лав становить 300 м, а їх довжина - до 3,6 км (рисунк 2.5), при цьому запланована продуктивність складає 110 000 т на тиждень.

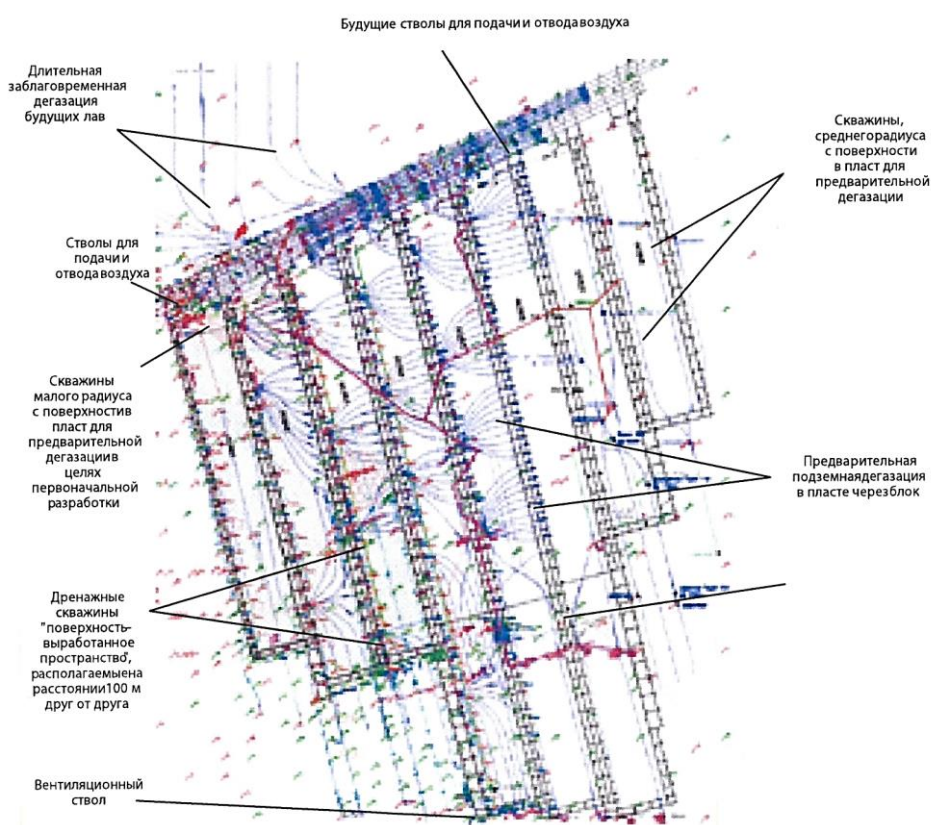


Рисунок 2.5 - План шахти із зазначенням розташування систем дегазації.

З урахуванням високих значень потенціалу викидів газу в шахті необхідно було від початку провести в лаві штреки з трьома виходами, щоб

система провітрювання забезпечувала розведення великих обсягів газу. Штрек з трьома виходами надає можливість суттєво збільшити об'єм подачі повітря для розведення газу до вентиляційного штреку вибою, при цьому швидкість потоку повітря у вибої порівняно із звичайною 64 U-подібною системою провітрювання не збільшиться. Ця шахта є єдиною в Австралії, яка зараз застосовує систему штреків з трьома виходами.

Проблеми контролю газу. Прогнози виділення газу вказують на те, що показник питомого газовиділення із джерел у вугільному пласті може перебувати в діапазоні 15-30 м³/т. При запланованих темпах видобутку вугілля це становитиме 3 500-7 000 л/с СН₄, зі збільшенням глибини робіт цей показник зазвичай зростає. Разом з тим попередні дослідження, які проводилися на сусідній шахті, показали присутність суттєвої кількості вільного газу, який міг би призвести до значного збільшення загального обсягу викидів. При відносно невеликій глибині залягання викиди з перших трьох довгих вибоїв подавалися контролю за існуючою схемою, проте вони були вищими ніж передбачалося. Екстраполяція на більш глибокі довгі вибої показала, що прогнози, зроблені на етапі техніко економічного обґрунтування, будуть перевищені і швидкість виділення може становити 9 500 л/с.

Рішення. На етапі розробки граничні значення викиднебезпечності та фрикційної займистості були дотримані за рахунок комбінованого використання технологій буріння свердловин середнього радіусу "поверхня-пласт" у поєднанні з підземними спрямованими свердловинами та перевірочними свердловинами, які пробурюються для перевірки складу газу. Зона початкового знаходження дна ствола зазнала попередньої дегазації із застосуванням технологій буріння свердловин з малим радіусом. Кругове провітрювання лави зі швидкістю потоку 100-120 м³/с (2000-2400 л/с СН₄ при граничній концентрації у вентиляційному просіку 2,0%) забезпечив правильно обраний початковий план застосування штреків з трьома виходами. Після катастрофи на шахті Моура у 1994 році, де загинуло 11 шахтарів, у Квінсленді забороняється використання у повномасштабному варіанті системи вентиляції

газозбірних штреків американського типу згідно правил, керівних принципів, звичаїв та практики експлуатації шахт. Водночас цілком можливим є регульоване відведення газу з належним урахуванням точного місця розташування потенційно вибухонебезпечних сумішей та контролем за самозайманням. З метою скорочення навантаження газовиділення на систему провітрювання в даний час на шахті успішно застосовано традиційні дренажні свердловини з поверхні у вироблений простір (300 мм в діаметрі, розташовані на відстані 100 м один від одного в задній частині виробітку). За допомогою цієї стратегії було забезпечено каптаж газу в середньому на рівні 65% (дегазація вироблених просторів та провітрювання) та приблизно 80% при пікових значеннях, а також високій чистоті газового потоку (>90% CH₄).

Інфраструктура збору газу знаходиться на поверхні шахти, і до її складу входять трубопроводи діаметром 450 мм, включаючи вертикальні з'єднання з спрямованими підземними свердловинами. Всі потоки газу попередньої дегазації з підземних виробок на поверхню, попередньої поверхневої дегазації з використанням свердловин середнього діаметра і свердловин, що виводять газ з вироблених просторів на поверхню, направляються на центральну насосну станцію, звідки газ зі швидкістю приблизно 2 200 л/с направляється в газові двигуни потужністю 16 x 2,0 МВт, при цьому зайва кількість спалюється у факелі. Політика підприємства полягає в тому, щоб по можливості уникати прямих викидів каптованого газу. В даний час шахта також робить спроби проведення попередньої дегазації потужніших цільових покрівельних пластів з використанням свердловин довжиною приблизно 2,0 км, пробурених уздовж осей лави визнаючи, що в майбутніх лавах надходження у вентиляційну мережу 65% каптованого газу з вироблених просторів створить провітрювання. Спочатку ці свердловини будуть призначені для проведення попередньої дегазації, а після підробітку – для дегазації виробленого простору з метою запобігання викидам газу із вибою. Також можливий розгляд питання про буріння звичайних пластових свердловин у разі, якщо буде потрібна додаткова попередня дегазація над майбутніми глибше залягаючим виробкам.

З АНАЛІЗ МЕТОДІВ ДЕГАЗАЦІЇ, ЩО ЗАСТОСОВУЮТЬСЯ НА ШУ "ПОКРОВСЬКЕ"

Аналіз джерел метановиділення. ПрАТ «Ш/У «Покровське» відпрацьовує вугільний пласт із метаноносністю 15-25 м³/т.с.б.м., у покрівлі та ґрунті яких залягають потужні (до 20-40 м) шари газоносних пісковиків. Метаноносність пісковиків сягає 3-4 м³ на тонну. Крім цього, метан присутній в інших породах: алевролітах, аргілітах, вапняках і навіть у воді, у розчиненому стані. У зазначених породах метан знаходиться як у вільному стані (у порах, тріщинах), так і в сорбованому, так званому розсіяній органічній речовині.

З цього випливає, що газ перебуває практично скрізь у вуглепородній товщі. Необхідно враховувати той факт, що геологічні процеси періодично змінюють структурно-текстурні характеристики порід, умови їхнього залягання, що призводить до перерозподілу газового потенціалу в різних шарах на площі шахтного поля. Так, регіональні тектонічні процеси змінювали вуглепородну товщу, формуючи складки з піднятими (антикліналі) та опущеними (синкліналі) ділянками. Оскільки метан легший за повітря, він прагне вгору. Тому в масиві йдуть постійні геологічні процеси масопереносу: газ прагне піднятих структур.

У виділених позитивних структурах газоносних пісковиків (основних колекторів газу) збираються значні обсяги метану (десятки і сотні мільйонів м³), частина якого знаходиться у вільному стані, у місцях наявності тріщинуватих зон у куполі структури. Такі газоносні структури є джерелами раптових проривів та суфлярних виділень метану у гірничі виробки. Для запобігання зазначеним явищам на шахті необхідна попередня дегазація як поверхневими свердловинами на великі структури, так і підземними, на невеликі структури (другий і третій порядок).

Великий вміст газу метану вугільних родовищ – один із головних факторів, що визначають складність видобутку, високу собівартість та низьку конкурентоспроможність українського вугілля. На шахтах постійно

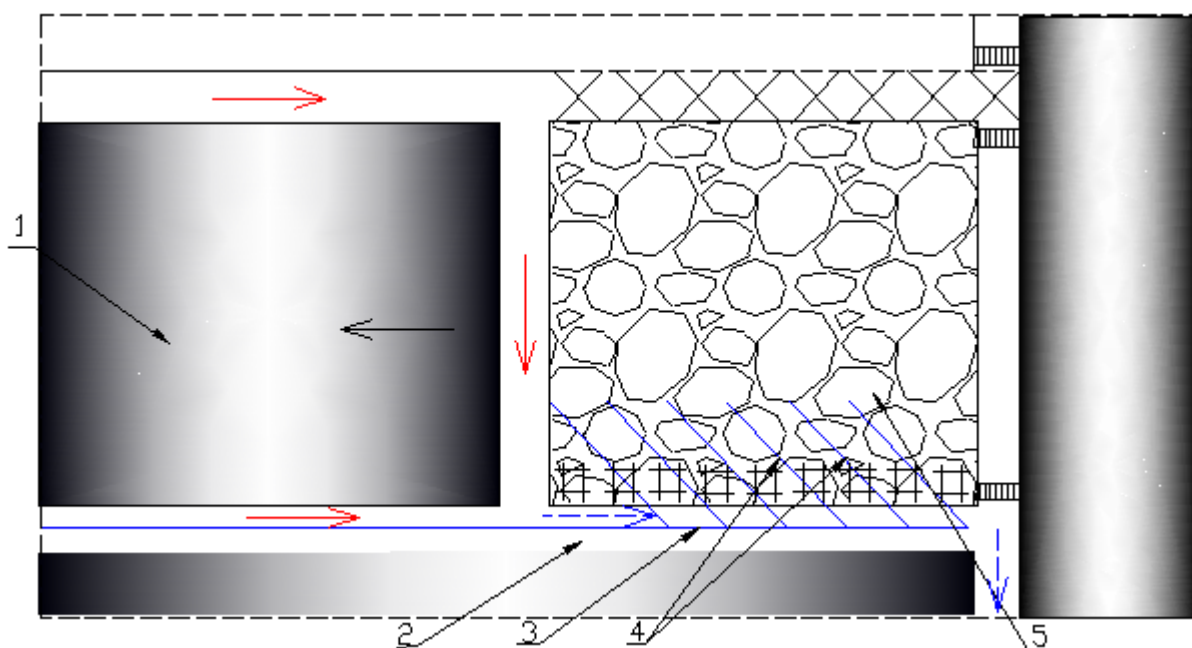
проводяться профілактичні роботи, виконуються спеціальні технологічні заходи, здійснюються значні витрати для забезпечення роботи людей засобами колективного та індивідуального захисту. Наявність газу метану підвищує витрати на забезпечення безпечних та нормальних умов роботи шахтарів, провітрювання гірничих виробок, перешкоджає концентрації гірничих робіт, нарощуванню темпів проведення підготовчих виробок, навантажень очисних вибоїв та шахт.

3.1 Застосовувані методи дегазації

З розробкою вугільних родовищ нерозривно пов'язане виділення метану. При веденні гірничих робіт вивільняється акумульований у гірському масиві метан, що створює небезпеку вибуху в підземних виробках шахти. Основними джерелами метану на виїмкових ділянках є вугільні пласти і породи, що підробляються, метановиділення з яких в середньому становить 75,0%-89,0% загального дебіту на ділянках. Тому ці джерела мають бути дегазовані насамперед.

Для забезпечення газової безпеки на виїмкових ділянках та підвищення навантаження на очисний вибій за газовим фактором на шахті прийнято стандартний та комбінований способи дегазації, які передбачають дегазацію пластів-супутників, вміщуючих порід та виробленого простору очисних вибоїв, що рухаються.

а) На лавах з прямоочною схемою провітрювання застосована стандартна схема дегазації прямоочних лав: буріння дегазаційних свердловин проводиться за лінією очисного вибою, що дозволяє виробляти ефективну дегазацію пластів-супутників і частково забирати газ з виробленого простору з метою зменшення концентрації газу метану в вихідний.

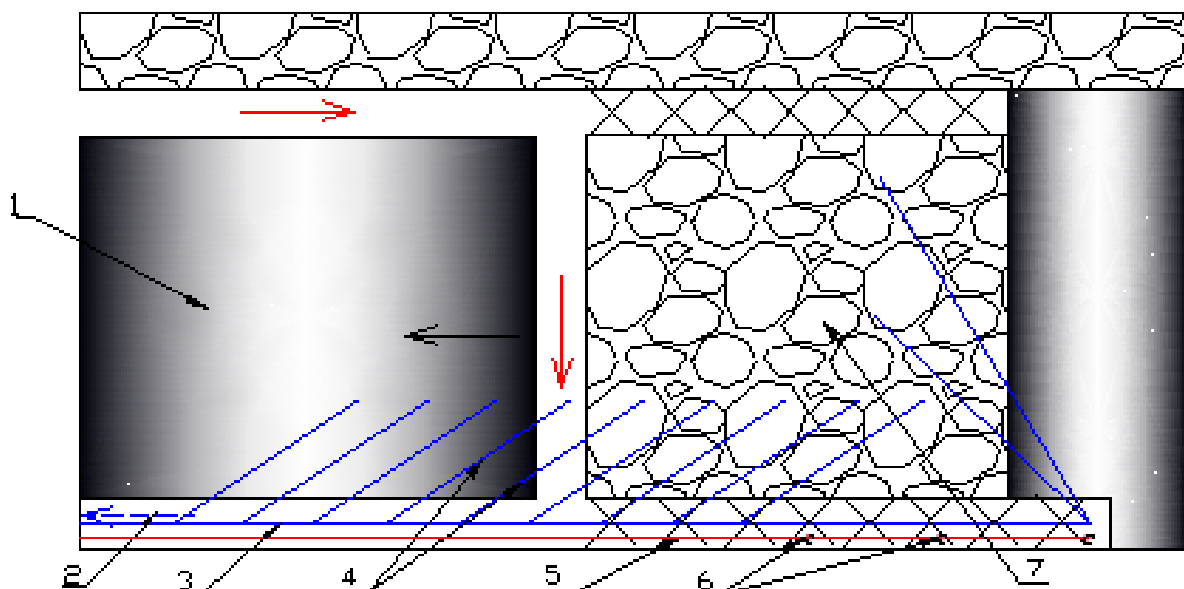


1- пласт, що розробляється; 2- виробка з вихідним струменем повітря;
3-дегазаційний став; 4- дегазаційні свердловини; 5- вироблений простір.
Рисунок 3.1 - Стандартна схема дегазації прямоточних лав.

б) На лавах із поворотною-схемою провітрювання - застосована стандартна схема дегазації поворотних-лав: буріння дегазаційних свердловин проводиться попереду лінії очисного вибою.

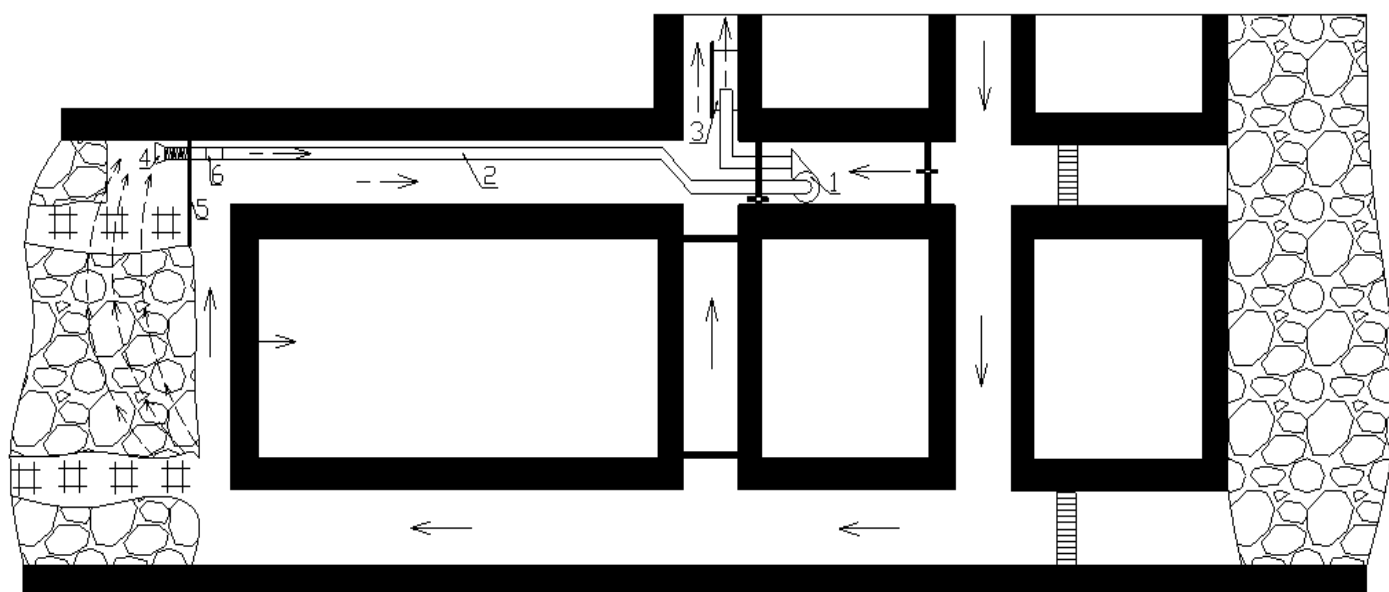
Додатково до дегазації пластів-супутників і порід, що вміщують, застосовується дегазація виробленого простору на окремі дегазаційні трубопроводи і каптують газ з виробленого простору за лавою за допомогою дегазаційних «свічок», що дозволило збільшити коефіцієнт дегазації та підняти навантаження на очисні вибої за газовим фактором.

Для боротьби з утвореннями місцевих скупчень метану на поєднанні очисного вибою та вентиляційного вироблення застосовується ізольований відвід метану з вироблених просторів за межі виїмкових ділянок трубопроводами за допомогою газовідсмоктувальних вентиляторів (ВМЦГ).



1- пласт, що розробляється; 2- виробка з вихідним струменем повітря; 3- дегазаційний став; 4- дегазаційні свердловини; 5- став дегазації виробленого простору; 6- «свічки»; 7- вироблений простір.

Рисунок 3.2 - Стандартна схема дегазації поворотних-лав.



1- встановлення ВМЦГ; 2- трубопровід ізольованого відведення метану; 3- камера змішування; 4- гофрований розтруб всасу; 5- дощато-парусна перемичка; 6- "шибер" - регулятор витрати.

Рисунок 3.3 – Схема розміщення ВМЦГ для боротьби з утвореннями місцевих скупчень метану.

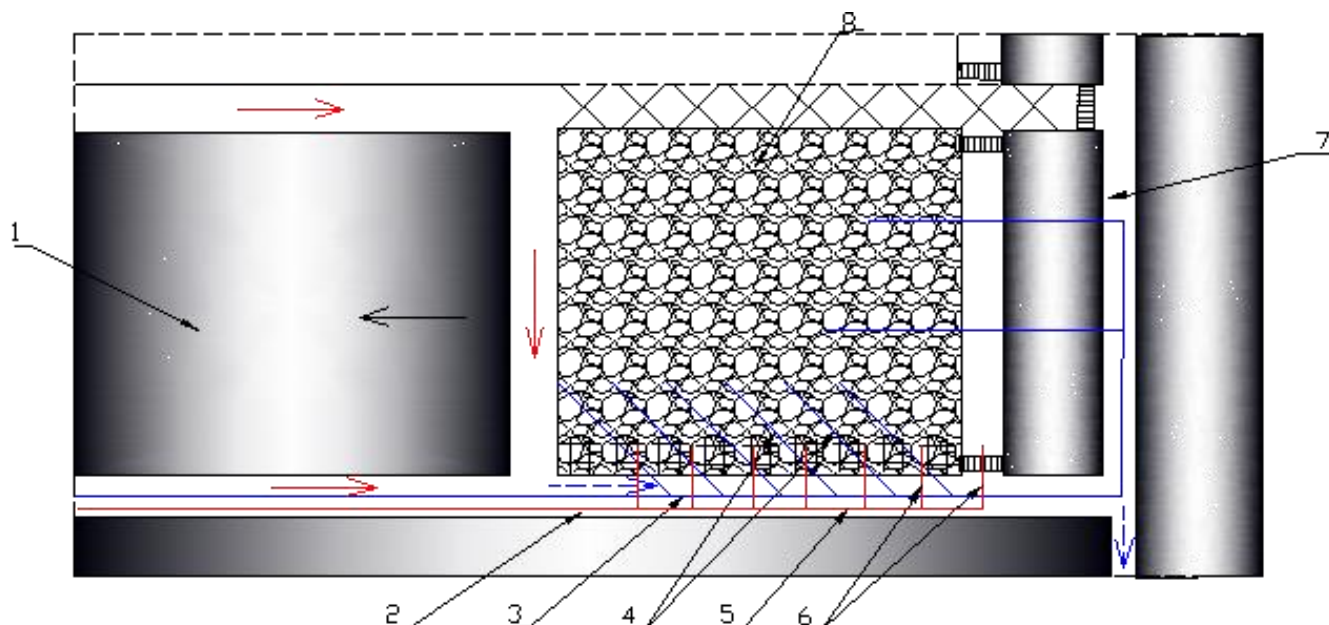
в) Комбінована схема дегазації

При аналізі метановиділення на високонавантажених виїмкових ділянках шахти встановлено сувору залежність величини метановиділення, яка становить $10 \text{ м}^3/\text{хв}$ 100% метану на кожні 1000 тон середньодобового видобутку. На даний момент засобами вентиляції каптується найбільша частка метановиділення - це відбувається через недостатню ефективність дегазації, яка при прямоточних схемах провітрювання має капітувати 60 - 70% сумарного метановиділення. Враховуючи обмежену пропускну спроможність вентиляційної мережі очисних виробок, зумовлену перетином виїмкових комплексів та регламентованою ПБ швидкості повітря, максимально можлива подача свіжого повітря для провітрювання виїмкової ділянки може становити від 3000 до 3500 $\text{м}^3/\text{хв}$. Цією кількістю повітря можна розбавити до безпечної концентрації в 1% 30-35 $\text{м}^3/\text{хв}$ чистого метану (у перерахунку до 4000 т/добу видобутку рядового вугілля). Внаслідок чого на більшості виїмкових дільницях значно завищено швидкість повітряного потоку в очисних виробках.

Застосування прямоочної схеми провітрювання дозволяє практично виключити наявність небезпечних концентрацій метаноповітряної суміші на поєднанні лави зі штреком, проте на вентиляційному штреку за вікном лави на відстані 30 - 40 метрів утворюються місцеві скупчення метану в місці контакту літої жорсткої смуги і покрівлі.

З метою збільшення навантаження за газовим фактором та створення безпечних умов праці при видобуванні вугілля з навантаженням до 8 000-10 000т/добу, в умовах 4 південної лави блоку 10 було проведено випробування комбінованої схеми дегазації, яка передбачає дегазацію пластів-супутників, вміщуючих порід, простору очисного вибою, що рухається, і надбермової частини вентиляційної виробки. Для цих цілей з виробки з вихідним струменем повітря прокладено 2 дегазаційні трубопроводи підключених на два незалежні ВВК2-150, що крім каптування метану з пробурених дегазаційних свердловин за лінією очисного вибою (трубопровід №1 –

«дегазація») забезпечує додаткову дегазацію виробленого простору вентиляційного вироблення (трубопровід №2- «вироблений простір»), для зниження фонового виділення метану у вихідний струмінь виїмкової ділянки.



1- пласт, що розробляється; 2- виробка з вихідним струменем повітря; 3-дегазаційний став; 4- дегазаційні свердловини; 5- став дегазації виробленого простору; 6 - бар'єрні свердловини (відрізки труб у литій смузі); 7- виробка, що підтримується за лавою; 8- вироблений простір.

Рисунок 3.4 - Комбінована схема дегазації

Цю схему можна використовувати на прямоточних схемах провітрювання, якщо є можливість незалежного підключення двох трубопроводів до ВВК2-150 або можливе використання ПДУ-50 для підключення трубопроводу «вироблений простір».

3.2 Дегазація виїмкових ділянок підземними свердловинами

Аналіз підземної дегазаційної системи шахти. Аналіз робіт із дегазації виїмкових ділянок підземними свердловинами.

Великий вміст газу метану у вугільному родовищі - одне із головних чинників, визначальний складність видобутку вугілля. На шахті постійно

проводяться профілактичні роботи, виконуються спеціальні технологічні заходи, здійснюються значні витрати для забезпечення роботи людей засобами колективного та індивідуального захисту. Наявність газу метану підвищує витрати на забезпечення безпечних та нормальних умов роботи шахтарів, провітрювання гірничих виробок, перешкоджає концентрації гірничих робіт, нарощуванню темпів проведення підготовчих виробок, навантажень очисних вибоїв та шахт.

Зі збільшенням глибини робіт природний вміст газу метану вугільних родовищ підвищується, а потенційна вибухонебезпечність зростає.

Основна частина метану, 80-89%, виділяється в лаву з покрівлі та виробленого простору. Саме ці об'єкти передбачається насамперед дегазувати свердловинами. Їх необхідно обсаджувати та добре цементувати, для використання при попередній дегазації, поточній та постексплуатаційній.

На частку зближених пластів і вміщаючих порід, припадає близько 80% всього метану, що виділяється на виїмковій ділянці. Особливістю цих джерел є відставання від очисного вибою. Чим далі розташований вугільний пласт, що підробляється, від розроблюваного, тим далі від очисного вибою виділяється з нього метан. Дегазація забезпечується, коли свердловина повідомляється із підробленим пластом у зоні його розвантаження від гірничого тиску.

Для досягнення необхідної ефективності дегазації передбачено буріння з вентиляційного штреку з інтервалом 10-20 м трьох свердловин, спрямованих у бік виробленого простору діючої лави, геологічного порушення і вздовж осі штреку. При стовповій системі розробки вентиляційний штрек за очисним вибоєм не підтримується, свердловини можна бурити тільки попереду вибою, назустріч його руху кількість одночасно працюючих свердловин залежить від їх довжини та кута нахилу, в умовах ПрАТ «ШУ «Покровське» при довжині свердловин 70-120 м воно не перевищує п'яти.

Враховуючи, що ефективність свердловин збільшується із збільшенням діаметра, передбачений кінцевий діаметр 112-132 мм. При середній швидкості просування лави 4,5 м/добу час буріння таких свердловин має бути не більше

добу. Високі темпи буріння у міцних пісковиках вимагають застосування потужних високопродуктивних бурових установок. Необхідно каптувати та виводити на поверхню не менше 25-40 м³/хв метану (до 100 м³/хв газової суміші) з ділянки.

Подібно до вищеописаного методу, виконується попередня дегазація тріщинуватих зон і антиклінальних піднять. Ці два типи колекторів вільного газу часто поєднані, оскільки шарнірна частина антиклінальної складки є тріщинуватою зоною внаслідок розтягуючих напруг. Фактичним підтвердженням цього є наявність тріщинуватої зони в шарнірі антиклінальної складки Котлинського насуву та Криворізько-Павлівського скидання.

Причому ширина цієї зони змінюється від 100 до 200 м і характеризується наявністю вільного газу і можливістю суфлярних виділень при її розтині. Ці зони простягаються паралельно: Котлінському насуву і простежені при проходженні 6 південного штрека конвеєрного центральної панелі блоку 8 і вентиляційного штреку 1 південної лави блоку 10; Криворізько-Павлівському скидання та простежена при проходженні 6 південного конвеєрного штреку блоку 2 та 6 північного конвеєрного штреку блоку 2.

Роботи з буріння дегазаційних свердловин проводяться на всіх видобувних ділянках шахти, для буріння використовують бурові верстати GBH 1/89/12, СБГ-1М і НКР-100МА.

Для буріння дегазаційних свердловин застосовується шарошечне долото КЦВ - Ø114, 120,4 мм, армовані алмазним напиленням і долото стираюче-ріжучого типу Ø 112, 93 і 76мм.

Дегазаційні свердловини обсідають відрізками сталеві труби Ø89мм на довжину 15м, які з'єднуються між собою гнучкими муфтами з манжетами, що герметизують.

Аналіз дегазаційної мережі шахти.

Схема дегазації шахти є мережею трубопроводів розташованих у гірничих виробках, яка умовно розділена на три гілки – це гілка горизонту

593м, горизонту 708м та горизонту 815м.

Гілки горизонтів 593м і 708м через свердловини виходять на поверхню головного проммайданчика і підключені до ВНС№1, а гілка горизонту 815м через скиповий вентиляційний ствол на поверхню проммайданчика ППС-2 і підключена до ВНС№2.

Довжина гілки г.593м – 4500м, обслуговувала ділянку виїмки 2 південної лави блоку 7 (відключена).

Вузьким місцем у транспортуванні метаноповітряної суміші є труднощі обслуговування магістрального дегазаційного трубопроводу, довжиною 690 метрів, прокладеного по головному вентиляційному штреку блоку 5 (виробка повторно використовується після відпрацювання 1 південної лави бремсберга блоку 5) має небезпечні навіси та незадовільний перетин, 3,5 – 5 м².

Довжина гілки м.708м – 4400м, обслуговує ділянку виїмки 6 північної лави ц.п. блоку 8.

Дегазація об'єктів горизонту 815 метрів здійснюється за двома гілками трубопроводів Ø 426 та 530 мм.

Довжина гілки трубопроводу ПДУ Ø 426 горизонту 815 метрів – 5550 м, нею здійснюється транспортування газоповітряної суміші додаткової дегазації виробленого простору 10 південної лави блоку 10.

Довжина гілки трубопроводу дегазації Ø 530 горизонту 815 метрів – 7500 м, нею здійснюється транспортування газоповітряної суміші дегазації з:

- 12 південної «біс» лави блоку 10;
- 10 південної лави блоку 10;
- 5 північної "біс" лави блоку 10.

Довжина гілки свердловини ДС60 (трубопровід Ø508мм) – 5500м, здійснюється відбір газів із камери 11 південного «біс» конвеєрного штреку блоку 10.

Пропускна здатність дегазаційної мережі 10 блоку не дозволяє збільшувати кількість об'єктів дегазування і витрат суміші.

Проектом дегазації ПрАТ «Шахтоуправління «Покровське»

передбачено транспортування метаноповітряної суміші по трьох гілках трубопроводів Ø 530, проте в даний час гілка трубопроводу № 3 по вентиляційному бремсбергу блоку 10, похилому вентиляційному квершлягу блоку 10 і скіпово-вентиляційному стовбуру №2 через піддвищену корозію з наявністю наскрізних отворів – не експлуатується. Підсмоктування по даному відрізьку гілки становлять більше 70% продуктивності вакуум-компресора.

Аналіз стану вакуум-насосних станцій. В даний час в роботі знаходяться дві поверхневі вакуум-насосні станції: ВНС №1 (головний проммайданчик) та ВНС №2 (проммайданчик ППС-2).

Таблиця 3.1 – Порівнювання ВНС, які використовуються.

Назва	Кількість насосів	Проектна кількість насосів у роботі	Проектна потужність, м³/хв	Насосів у роботі в даний час
ВНС №1	3	2	60-100	1
ВНС №2	6	4	140-280	3

Таблиця 3.2 - Стан вакуум-компресорів на вакуум-насосних станціях

ВНС №1	насос № 1	– вивезений для ремонту в м. Донецьк у 2014 році
	насос № 2	– в роботі
	насос № 3	– у резерві
	насос № 4	– у резерві
ВНС №2	насос № 1	– в роботі
	насос № 2	– в роботі
	насос № 3	– в роботі
	насос № 4	– в ремонті
	насос № 5	– у ремонті, заклинений підшипник та конус на валу насоса з боку редуктора
	насос № 6	– у резерві

За проектом ВНС №1 головного проммайданчика обладнано 4 вакуум-компресорами ВВК2-150. На даний момент в експлуатації знаходяться 3 ВВК2-150, а ВВК2-150 №4 виведено з експлуатації через знос насоса та руйнування фундаменту.

Через згортання очисних робіт на «старій» шахті потужності ВНС №1 (з

запасом понад 100%) повністю покривають необхідні параметри дегазації ділянок південного крила блоку №7 та північного крила центральної панелі блоку №8.

У цьому після доопрацювання 6 північної лави ц.п. блоку 8 ВНС№1 буде обслуговувати тільки одиночну ділянку виїмки в південному крилі блоку 7. З досвіду експлуатації ВВК2-150 за параметрами роботи насоса на всасі можливо забезпечити мінімальний витрата каптируємої суміші не менше 60-65м³/хв, що при необхідної ефективності дегазації по відбору 4,59-6,5м³/хв метану, не дозволить для потреб КГЕС забезпечити концентрацію метану в суміші, що каптується, більше 7,5 - 10,0%. При цьому робота даної насосної установки з приводом потужністю 300 кВт буде призводити до підвищеної витрати електроенергії, що є необґрунтованими витратами при низькому коефіцієнті корисної дії.

Пропонується розглянути питання реконструкції ВНС №1 з облаштуванням на місці насоса №4 насосної установки меншої продуктивності та енергоозброєності, що дозволить при забезпеченні необхідних параметрів дегазації знизити витрати на перевитрати електроенергії або їх ліквідацію за рахунок формування та передачі кондиційного газу для виробництва власної електроенергії на КГС.

При порівнянні варіантів найбільш ефективним є варіант установки водокільцевого вакуум компресора ВК-50М1 з потужністю приводу 92кВт замість ВВК2-150 з потужністю 300кВт.

Таблиця 3.3 -порівняння водокільцевого вакуум-компресора ВК-50М1 та ротаційного насоса F50-24/R150-G.

	F50-24/R150-G	ВК-50М1
<i>Техніко-технічні характеристики</i>		
Продуктивність, м ³ /хв	14,16-38,5	52,5 (+5,0-2,5)
Потужність приводу, кВт	55 (з регулювання)	92
Витрати води, л/хв	-	74

Продовження Таблиці 3.3

Тиск, мбар: -всас -видача	Перепад тиску, що створюється в насосі $\Delta P=460$	1013 1500
Маса насосної установки, кг	650	2150
<i>Витрати реконструкцію ВНС №1</i>		
Купівля насосної установки, тис.грн.	600 (доукомплектування на правах оренди *)	724
Витрати на монтаж, тис.грн.	200	500
Орендна плата *, тис.грн./рік	2440	-
<i>Примітка</i>		
Наявність дозвільних документів	- (відступ від п.8.3.1.7 СОУ10.1.00174088.001- 2004 «Дегазація вугільних шахт»)	+
Можливість транспортування метану за концентрацією, % (відступ від п. 9.1.2 СОУ10.1.00174088.001-2004)	0-3,5; $\geq 25(100)$	0-100
Вартість обладнання	Вартість компресора 1 815 тис. грн. Система управління та автоматика 613 тис. грн.	Вартість 1 од. = 362 тис. грн.
Умови поставки	Виготовлення системи автоматики – 100% передплата. Постачання компресора можливе на умовах оренди ~ 120 тис грн на місяць	50% передплата, 50% після завершення виготовлення та відвантаження

При порівнянні бурової техніки вітчизняних та імпортованих виробників для буріння по породах видно явну перевагу бурового верстата, що застосовується для створення мережі дегазаційних свердловин GBH1/89/12:

Таблиця 3.4 - Аналіз стану парку бурового устаткування.

найменування показника	Од. змін.	Бурове обладнання				
		НКР-100МА	СБГ-1М	Nurmag Р 120-18	GBH1/89/12	Neuhauser P100
Довжина можливого буріння свердловин по породі	м	35-40	45-75	до 150	до 300	до 60
Швидкість буріння свердловин	м/зміну	4-10	5-12	10-15	30-35	5-10
Максимальний діаметр свердловин	мм	76,93	76,93	до 150	до 180	до 112
Встановлена потужність	кВт	15	25	50	63	13,2
Зусилля різання	кгс/см ²	80	100	120	250	27
Зусилля подачі	кгс/см ²	40	70	100	170	23,6
Швидкість обертання	об/хв	120	115	63	90	500
Ресурс до капремонту	п.м.	2500	3500	4500	10000	5000

Організація служби контролю за параметрами дегазаційної системи шахти.

Відсутність контролю за роботою дегазаційних свердловин, концентрації та витрати метаноповітряної суміші в дегазаційних трубопроводах негативно впливає на неможливість постійного регулювання дегазаційної мережі шахти з метою забезпечення оптимального коефіцієнта дегазації. Необхідно створити незалежний підрозділ на ділянці ВТБ під керівництвом заступника начальника дільниці ВТБ з контролю дегазації у складі 4 гірських майстрів дільниці ВТБ. Служба контролю повинна виконувати такі обов'язки:

- 1) Контроль новостворених дегазаційних свердловин:
 - відстань між "кущами" свердловин;
 - кут нахилу до горизонту;

- Кут розвороту від осі виробітку;
- діаметр свердловини;
- Довжина свердловини.

Даний контроль проводити:

1) У процесі виставлення верстата та забурювання нових свердловин;

2) Під час закінчення буріння свердловини перед вилученням бурового інструменту. Контроль повинен проводитися комісійно за участю особи незалежної від ділянки «Дегазація» зі складанням акта «Прийому – передачі свердловини в роботу», в якому зазначається дотримання вищезазначених параметрів.

2) Контроль підключення знову пробуреної дегазаційної свердловини:

- глибина герметизації;
- концентрація CH_4 на непідключеній свердловині;
- концентрація CH_4 на підключеній свердловині;
- Розрядження на підключеній свердловині.

Даний контроль проводити після прийому – передачі свердловини у роботу. Контроль повинен проводити особу незалежну від ділянки «Дегазація» і після цього зробити запис у книгу «Реєстрації та експлуатації свердловин», із зазначенням вищеперелічених параметрів та дати підключення свердловини, за підписом контролюючої особи. Внести підключену свердловину у вкопювання з плану гірничих робіт по ділянці, що дегазується.

3) Виміри фізичних величин та їх регулювання під час експлуатації дегазаційних свердловин:

- вимір концентрації CH_4 у свердловинах;
- замір розрядження у свердловинах;
- визначення дебіту CH_4 свердловин;

Заміри повинна проводити особа незалежна від ділянки «Дегазація», у супроводі ІТП та робочих ділянки «Дегазації» для усунення порушень у роботі свердловини (скупчення води, перетискання свердловини) та регулювання

розрядження в свердловині. Дату виміру та фізичні величини по кожній свердловині вносити до книги «Реєстрації та експлуатації свердловин».

4) Виміри фізичних величин та контроль стану дегазаційної мережі шахти:

- виміри концентрації, розрядження та витрати в дільничних трубопроводах;
- виміри концентрації, розрядження та витрати в магістральних трубопроводах;
- Виміри концентрації, розрядження та витрати на ПДУ, ПВНС та ВНС шахти;
- Контроль стану дегазаційних трубопроводів (наявність води, підсмоктування).

Заміри та контроль повинна проводити особа незалежна від ділянки «Дегазація» та передати виявлені порушення у дегазаційній мережі на наряд ділянки «Дегазація» для їх негайного усунення. При необхідності проводити регулювання розрядження в дегазаційній мережі за погодженням з начальником дільниці «Дегазація».

5) Всю інформацію про параметри свердловин, підключення, герметизацію, зміну фізичних параметрів свердловин під час експлуатації вносити до електронної бази даних з дегазації з метою:

- Аналіз роботи ефективності дегазації;
- аналізу динаміки роботи свердловин щодо розвитку гірничих робіт;
- Визначення оптимальних параметрів свердловин, місця їх закладення та їх кількості;
- Підрахунки видобутого газу;
- підрахунку кількості свердловин;
- Щомісячного порівняння.

Збільшення коефіцієнта дегазації (об'єму газу метану, що видобувається).

При аналізі метановиділення на високонавантажених виїмкових ділянках шахти встановлено сувору залежність величини метановиділення, яка становить $10 \text{ м}^3/\text{хв}$ 100% метану на кожні 1000 тон середньодобового видобутку. На даний момент засобами вентиляції розбавляється найбільша

частка метану, що виділяється - це відбувається через недостатню ефективність дегазації.

При обмеженій потужності діючої системи та засобів дегазації, що застосовуються на ПрАТ «ШУ «Покровське» (максимальний обсяг метаноповітряної суміші, що каптується на поверхневу ВНС №1 становить 120 м³/хв і ВНС №2 – 280 м³/хв), єдиним виходом збільшення коефіцієнта дегазації є поліпшення якості метаноповітряної суміші. При збільшенні відсоткового вмісту метану в дегазації метаноповітряної суміші, що каптується засобами, на 1% – обсяг видобутого газу збільшується на 2-4 м³/хв 100% СН₄.

Підвищення якості метаноповітряної суміші, що каптується.

1. Виконувати герметизацію дегазаційних свердловин згідно з паспортом 15м це дозволить зменшити підсмоктування повітря в дегазаційну мережу, підняти концентрацію метану, збільшити термін служби свердловини.

2. Працівникам дільниці ВТБ, службі «Охорона праці», ІТП видобувної дільниці посилити контроль за герметизацією дегазаційних свердловин, який вони мають виконувати на підставі наказу по шахті.

3. ІТП та гірничим майстрам дільниці ВТБ та видобувних ділянок контролювати за встановленням підсилюючої кліті усть дегазаційних свердловин на лавах із зворотноточним провітрюванням.

4. Ділянці «Дегазація» застосовувати підсилюючі ГДПМ для обсадження свердловин на лавах зі зворотною схемою провітрювання.

5. За відсутності можливості встановлення кута розвороту та підйому дегазаційних свердловин буріння свердловини необхідно продовжувати доти, поки не будуть перебудовані всі три супутники пласта d₄.

Організація виробництва ГДПМ на шахті. З метою економії коштів на закупівлю матеріалів для ведення гірничих робіт було ухвалено рішення виробляти ГДПМ силами шахти. Проведено дослідну роботу з метою підвищення ефективності та спрощення їх виробництва. З кількох варіантів був обраний і застосовується зараз спосіб обсадки за допомогою металевих труб і сполучних поліетиленових муфт з манжетами.

Виробництво герметизаторів зводиться до порізки труб, що поставляються на шахту за допомогою маятникової пили на відрізки 1,5 м та доставки їх на місце ведення бурових робіт. Робочі приносять муфти та з'єднують металеві труби під час обсадки свердловин.

Переваги даного варіанту порівняно з раніше використовуваними:

- 1) Повне виконання потреби у ГДПМ та проміжних секціях;
- 3) зниження вартості герметизації дегазаційної свердловини на 90%;
- 4) Обладнання робочого місця у майстерні ділянки «Дегазація»;
- 5) Герметичність;
- 6) Збільшення терміну експлуатації свердловини за рахунок шарнірного ефекту (гнучкості) колони;
- 7) Швидкий монтаж у дегазаційній свердловині.

Збереження мережі дегазаційних свердловин та продовження терміну їх роботи. З метою збільшення каптування газу метану з шахти було виконано експериментальну роботу з продовження терміну роботи дегазаційних свердловин, в результаті якої було доведено, що збільшення якості герметизації та довжини герметизації в дегазаційних свердловинах значно продовжує термін їх експлуатації. Результатом експерименту є висновок: «Кількість метану виділяється з дегазаційних свердловин безпосередньо залежить від довжини її герметизації. Чим довша обсадка дегазаційної свердловини, тим вона більше метану виробить».

Планові показники роботи виїмкових ділянок шахти розподіляються так:

- забезпечення малої потужності навантажень на очисні забій від 3000 т/добу до 5500 т/добу;
- забезпечення на середній потужності, за рахунок впровадження виїмкових комплексів та обладнання нового покоління, навантажень на очисні вибій від 8000 т/добу до 15000 т/добу.

При цьому одним із основних факторів буде навантаження на очисний забій по газовому фактору. При аналізі розрахунків щодо визначення

очікуваної газорязності очисних виробок і виїмкових ділянок, витрат повітря, необхідного для провітрювання та допустимого за газовим фактором навантаження на очисні вибої, встановлено, що дані навантаження можливі тільки при дегазації виробленого простору та вуглецевої товщі з коефіцієнтом $K_{\text{дво}}$ не менше 0,6. При цьому обсяг метану, що каптується, повинен становити не менше:

Таблиця 3.5 – залежність між навантаження на очисний вибій та об'ємом метану, що каптується.

Навантаження на очисний вибій A_p , т/добу	Очікуване середнє метановиділення на ділянці виїмки $I_{\text{уч}}$, м ³ /хв	Коефіцієнт дегазації, $k_{\text{дво}}$	Об'єм метану, що каптується, засобами дегазації, $I_{\text{дег}}$, м ³ /хв
3000	32,0	0,6	19,04
5000	51,5	0,6	30,64
8000	82,4	0,6	49,03
12000	121,0	0,6	71,99
15000	150,0	0,6	89,25

При обмеженій потужності діючої системи та засобів дегазації, що застосовуються на шахті для збільшення коефіцієнта дегазації, спільно з поліпшення якості метаноповітряної суміші, необхідно забезпечити максимальне збереження дегазаційних свердловин, буріння яких і робота відбувається в зоні інтенсивних зрушень крайової частини лави, що примикає до вентиляційного штреку.

Для забезпечення запланованого навантаження та розрахункового коефіцієнта дегазації не менше $K_{\text{дго}} = 0,6$, з виїмкової ділянки необхідно каптувати до 90 м³/хв 100% CH₄.

- Для дегазації виїмкової ділянки повинні використовуватись 2 трубопроводи діаметром 426-530мм;
- Вміст метану в метаноповітряній суміші не повинен бути нижчим за 35-40%;

- При одночасній роботі на один трубопровід необхідно мати 35-45 свердловин (при середньому обсязі каптажу 1,0-1,5 м³/хв 100% СН₄ з однієї свердловини).

Застосування комплексної дегазації дозволяє вирішувати поставлені завдання організації безпечного ведення робіт з видобутку вугілля у високонавантажених виїмкових ділянках шахти, при цьому обсяг метану, що каптується засобами дегазації, прямо пропорційно залежить від кількості свердловин і в квадратичній залежності від їх діаметра. Для створення дегазаційної мережі свердловин на виїмкових ділянках з великою швидкістю просування лінії очисного вибою потрібно застосування 2 бурових установок, що дозволяють виробляти цикл буріння однієї свердловини діаметром не менше 100мм не більше ніж за 24 години:

- перша установка виробляє буріння свердловин попереду очисного вибою, вирішуючи завдання попередньої дегазації та дорозвідки вуглевміщувального масиву порід у покрівлі з забором метаноповітряної суміші, що перетікає у вироблений простір від розроблюваного пласта і з первинно створених зон тріщинуватості і порожнин на газонакопичення, щоб уникнути проривів метану у виробки, що оконтурюють виїмкову ділянку;

-друга установка виробляє буріння свердловин після проходу очисного вибою в зоні активних розшарувань, вирішуючи завдання дегазації метаноносних порід і дегазації виробленого простору виїмкової ділянки з метою виключення небезпечних концентрацій метаноповітряної суміші на поєднанні лави зі штреком і по ходу руху вихідного струменя.

Буріння дегазаційних свердловин необхідно проводити в наступному порядку:

1. буріння свердловини в інтервалі 0-15 м;
2. розбурка свердловини під кондуктор в інтервалі 0-15 м;
3. обсаджування свердловини обсадною трубою в інтервалі 0-15 м;
4. герметизація затрубного простору між обсадною трубою та свердловиною цементним розчином;

5. встановлення привентора;
6. буріння свердловини на проектну глибину;
7. встановлення механічних герметизаторів ГДПМ.

Діаметр свердловини на довжині герметизації повинен перевищувати діаметр обсадної праці на величину, що забезпечує надійне заповнення порожнеч:

Таблиця 3.6 - Діаметри свердловин та обсадних труб.

Кінцевий діаметр свердловини, мм	Діаметр обсадної труби, мм	Діаметр свердловини під обсадку, мм
112	127	151-165
122	151	165-185
132	151	165-185

Розчин в затрубний простір подають трубою діаметром 20 мм шляхом видавлювання зі спеціального бочка стисненим повітрям.

Висновки:

1. для забезпечення запланованого навантаження на очисні вибої, що провітрюються за прямоочною схемою провітрювання, необхідно забезпечити збереження дегазаційних свердловин і усунути ненормативні підсмоктування повітря в дегазаційну мережу;
2. для цих цілей доцільно застосувати обсадку дегазаційних свердловин трубою діаметром 151 мм (використовувати демонтовані труби протипожежних трубопроводів та трубопроводів стисненого повітря);
3. як цементуючий розчин використовувати цементно-мінеральну суміш «Бі-кріплення»;
4. у роботі перебуватиме 35-45 свердловин;
5. виконання цих заходів дозволить стабілізувати концентрацію метаноповітряної суміші на виході з вакуум-насосної станції в межах щонайменше 30%.

3.3 Аналіз перспектив розвитку дегазаційної системи шахти

Аналіз необхідних параметрів дегазації виїмкових ділянок. Аналіз постановки завдань для розрахунку дегазації виїмкових ділянок оснащених інноваційною технікою.

Планові показники роботи виїмкових ділянок шахти розподіляються так:

- забезпечення малої потужності навантажень на очисний забій від 3000 т/добу до 5000 т/добу;
- забезпечення середньої потужності навантажень на очисні забій від 8000 т/добу до 15000 т/добу.

При цьому одним із основних факторів буде навантаження на очисний вибій по газовому фактору. При аналізі розрахунків щодо визначення очікуваної газорясності очисних виробок і виїмкових ділянок, витрат повітря, необхідного для провітрювання та допустимого за газовим фактором навантаження на очисні вибої, встановлено, що дані навантаження можливі тільки при дегазації виробленого простору та вуглевмісної товщі з коефіцієнтом $K_{\text{дво}}$ не менше 0,6. При цьому обсяг метану, що каптується, повинен становити не менше:

Таблиця 3.7 – залежність між навантаження на очисний вибій та об'ємом метану, що каптується.

Навантаження на очисний вибій A_p , т/добу	Очікуване середнє метановиділення на ділянці виїмки $I_{\text{уч}}$, м ³ /хв	Коефіцієнт дегазації, $k_{\text{дво}}$	Об'єм метану, що каптується, засобами дегазації, $I_{\text{дег}}$, м ³ /хв
3500	32,0	0,6	19,84
5000	50,5	0,6	30,64
8000	82,4	0,6	49,03
10000	100,0	0,6	59,50
15000	150,0	0,6	89,27

При аналізі метановиділення на високонавантажених виїмкових ділянках шахти встановлено сувору залежність величини метановиділення, яка становить $10 \text{ м}^3/\text{хв}$ 100% метану на кожні 1000 тон середньодобового видобутку. На даний момент засобами вентиляції каптується найбільша частка метановиділення - це відбувається через недостатню ефективність дегазації, яка при прямоточних схемах провітрювання має каптувати 60 - 70% сумарного метановиділення. Враховуючи обмежену пропускну спроможність вентиляційної мережі очисних виробок, зумовлену перетином виїмкових комплексів та регламентованою ПБ швидкості повітря, максимально можлива подача свіжого повітря для провітрювання виїмкової ділянки може становити від 3 000 до 3 500 $\text{м}^3/\text{хв}$. Цією кількістю повітря можна розбавити до безпечної концентрації в 1% 30-35 $\text{м}^3/\text{хв}$ чистого метану (у перерахунку до 4 000 т/добу рядового вугілля). Внаслідок чого на ділянці виїмки трапляються перевищення концентрації гранично допустимих норм вмісту метану і значно завищена швидкість повітряного потоку в очисних виробках.

Вимоги щодо організації комплексної системи дегазації. Забезпечення коефіцієнта $K_{\text{дво}}$ не менше 0,6. Застосування комплексної дегазації дозволяє вирішувати поставлені завдання організації безпечного ведення робіт з видобутку вугілля у високонавантажених виїмкових ділянках шахти, при цьому обсяг метану, що каптується засобами дегазації, прямопропорційно залежить від кількості свердловин і в квадратичній залежності від їх діаметра. Для створення дегазаційної мережі свердловин на виїмкових ділянках з великою швидкістю просування лінії очисного вибою потрібне застосування 2 бурових установок, що дозволяють проводити цикл буріння однієї свердловини діаметром 120мм не більше ніж за 24 години:

- перша установка виробляє буріння свердловин попереду очисного вибою, вирішуючи завдання попередньої дегазації та дорозвідки вуглевміщувального масиву порід у покрівлі з забором метаноповітряної суміші, що перетікає у вироблений простір від розроблюваного пласта і з первинно створених зон тріщинуватості і порожнин газонакопичення, щоб

уникнути проривів метану у виробки, що оконтурюють віємочну ділянку;

- друга установка виробляє буріння свердловин після проходження очисного вибою в зоні активних розшарування, вирішуючи завдання дегазації метаноносних порід і дегазації виробленого простору виїмкової ділянки з метою виключення небезпечних концентрацій метаноповітряної суміші на поєднанні лави зі штреком і по ходу руху вихідної струменя.

- дегазацією виробленого простору з відбором метаноповітряної суміші трубопроводом 325-426мм компресором ВВК2-150 з параметрами $Q_{\text{см}} = 100 \text{ м}^3/\text{хв.}$, концентрація метану 25%, $Q_{100\% \text{CH}_4} = 25 \text{ м}^3/\text{хв.}$;

- додатковою дегазацією свердловинами з поверхні на підробіток, відстань між свердловинами 300м при $Q_{100\% \text{CH}_4}$ не менше $10 \text{ м}^3/\text{хв.}$

Для виїмкових ділянок малої потужності, забезпечується:

- дегазацією пластів-супутників і порід, що вміщують свердловинами пробуреними з гірничих виробок з відбором метаноповітряної суміші трубопроводом $\varnothing 426\text{мм}$ одним працюючими компресорами ВВК2-150 з параметрами $Q_{\text{см}} = 84-100 \text{ м}^3/\text{хв.}$, концентрація метану 30%, $Q_{100\% \text{CH}_4} = 25-30 \text{ м}^3/\text{хв.}$;

- додатковою дегазацією свердловинами з поверхні на підробіток, відстань між свердловинами 300м при $Q_{100\% \text{CH}_4}$ не менше $10 \text{ м}^3/\text{хв.}$

Використання дегазації вугільного пласта.

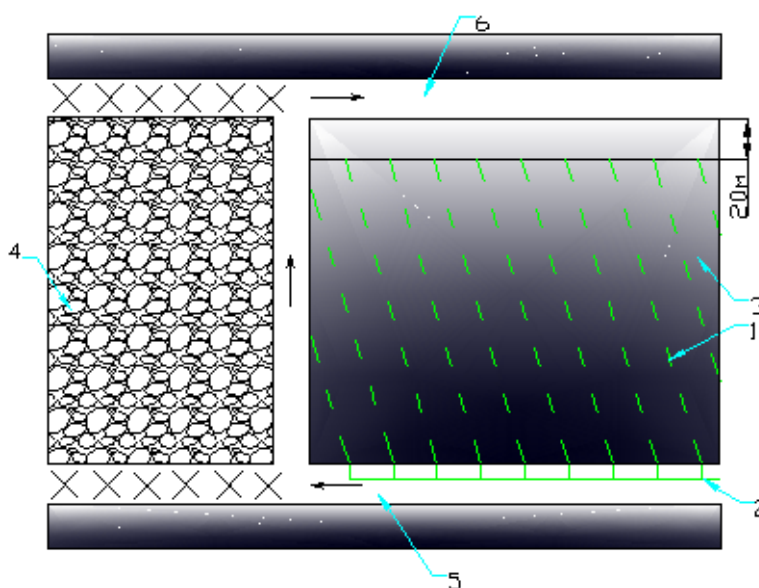
При аналізі розрахункових навантажень по газовому фактору на високонавантажені очисні вибої в блоці 10, стримуючим фактором є метановиділення в очисну виробку з зруйнованого вугілля і оголеною при виїмці поверхні вугільного пласта, яке становить від $7,5 \text{ м}^3/\text{хв}$ до $31,5 \text{ м}^3/\text{хв}$ метану на 100% CH_4 .

Враховуючи ефект перетікання метану з вугільного пласта у вироблений простір, при великій швидкості просування очисного вибою, а потім у вихідний струмінь повітря з виїмкової ділянки – виникає необхідність здійснювати дегазацію пластовими або свердловинами, що екранують при веденні очисних робіт.

Дегазація пластовими свердловинами. Дегазацію вугільних пластів, що розробляються, свердловинами пробуреними з підготовчих виробок, здійснюють при підготовці пластів до виїмки. Відстань від вибою свердловин до підготовчої виробки має бути не менше 20м, з діаметром свердловини до 112м. Свердловини мають бути висхідними.

Під час підготовки виїмкових ділянок пластовими виробками дегазація здійснюється свердловинами, пробуреними перпендикулярно очисному вибою.

Для пластів не розвантажених від гірничого тиску, потрібно бурити висхідні паралельно одиничні свердловини з розворотом на очисний вибій. Вони пов'язують дегазаційну систему з частиною пласта, яка прилягає до вибою та розвантажується у міру виїмки вугілля. Розрідження в свердловинах необхідно регулювати, щоб не було припливу повітря з очисної виробки.



1- пластові дегазаційні свердловини; 2- Газопровід; 3- Вугільний пласт;
4- Вироблений простір; 5- Штрек відкатний; 6- Штрек вентиляційний.

Рисунок 3.5 – Схема дегазації пласта паралельно-одиначними свердловинами, пробуреними з розворотом на очисний вибій.

При розташуванні свердловин паралельно очисному вибою тривалість дегазації має бути не менше 6 місяців.

Дозволяється буріння свердловин з виробок, які оконтурюють вугільний масив, що дегазується, за умови вжиття заходів щодо осушення низхідних свердловин. Тривалість дегазації низхідними свердловинами повинна бути не менше ніж 12 місяців.

Гирла свердловин герметизують на глибину від 6м до 10м пластмасовими трубами з цементацією затрубного.

Для підвищення ефективності попередньої дегазації вугільних пластів, що розробляються, необхідно застосовувати гідророзрив або гідророзчленування для впливу на пласти через свердловини пробурені з гірничих виробок.

Подано заявку на комплект інструменту для ведення робіт зі спорудження мережі свердловин в 11 південній лаві блоку 10.

Дегазація свердловинами, що екранують.

Дегазація екрануючими свердловинами полягає у вилученні метану свердловинами, пробуреними паралельно розробляється пласту в породах покрівлі при верхній підривці, або породах ґрунту при нижній підривці, паралельно очисному вибою на відстані від пласта від 0,5м до 1,0м.

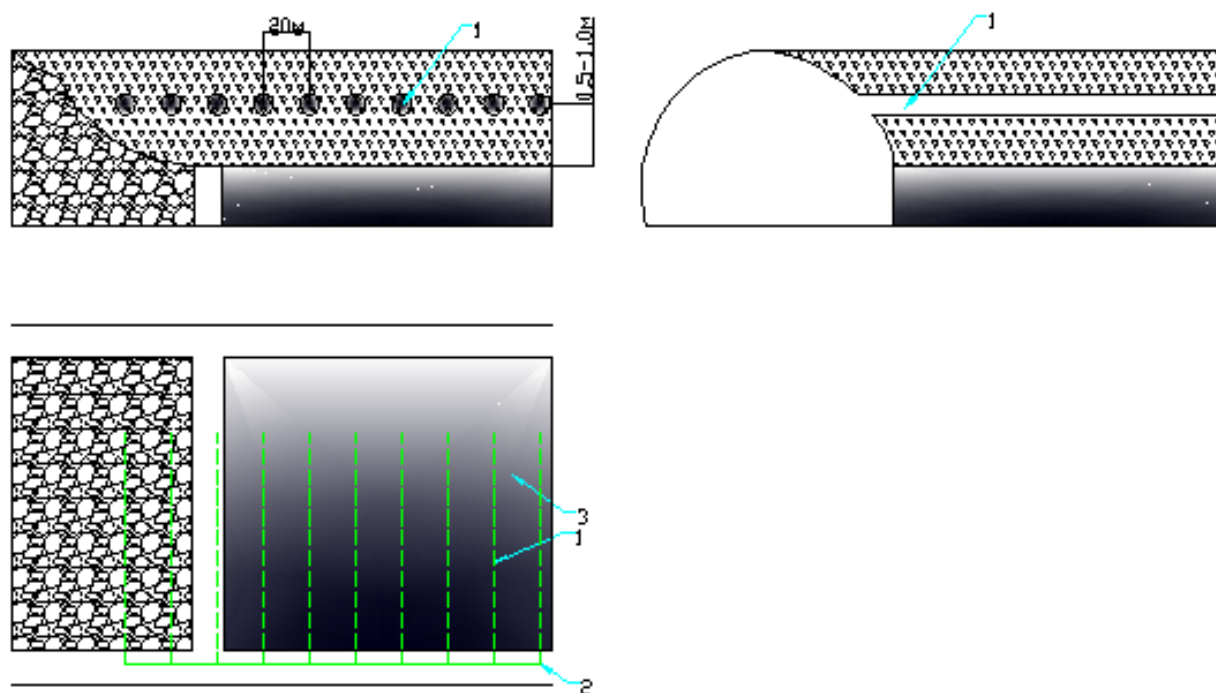
Спосіб застосовують в умовах стовпової системи розробки, коли за технічними умовами дегазація пластовими свердловинами неможлива або коли вони не є ефективними.

Найбільш ефективна дегазація свердловинами, що екранують, пробуреними в покрівлю. Максимальний коефіцієнт ефективності 0,45.

Параметри свердловин визначаються розрахунковим шляхом. Діаметр свердловин повинен бути не менше 76мм, відстань між свердловинами – не менше 20м, глибина герметизації – не менше 6м.

Екрануючі свердловини каптують метан в зоні інтенсивного впливу очисних робіт і часткового розвантаження вугільного пласта, що примикає до очисного вибою.

Дана технологія реалізована на південній 10 лаві блоку 10 і дозволяє відводити метан з верхнього сполучення лави.



1- Дегазаційні свердловини; 2- Газопровід; 3- Вугільний пласт;

Рисунок 3.6 - Схема дегазація екрануючими свердловинами.

4 ГІРНИЧО-ГЕОЛОГІЧНА І ГІРНИЧО-ТЕХНІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ВИЄМКОВОЇ ДІЛЬНИЦІ. РОЗРАХУНОК ОЧІКУВАНОГО ВИДІЛЕННЯ МЕТАНУ У МЕЖІ ВИЄМКОВОЇ ДІЛЬНИЦІ

Відпрацювання цілікової лави блоку 2-3 пласта d_4 (таблиця 4.1) проводитиметься за стовповою системою розробки по повстанню в інтервалі глибин від 605 м до 550 м. Вугільний пласт d_4 в межах виїмкового поля загрожує раптовим викидам вугілля і газу, не схильний до самовозгорання. Вугільний пил пласта вибуховий. У межах виїмкового поля пласт d_4 має переважно просту будову. Його геологічна потужність змінюється в межах від 1,5 до 2,04 м, середня 1,74 м. Марка вугілля - К. Залягання пологого пласта, кут падіння змінюється в межах від 7° на початку виїмкового поля до 4° в кінці.

Таблиця 4.1 – Відомості про вугільний пласт, що розробляється d_4

Середня потужність, що виймається, $m_{в.пр}$, м	Щільність вугілля, ρ , т/м ³	Зольність вугілля, A_z , %	Вологість вугілля, W , %	Вихід летких, V^{daf} , %	Природна метанонасність, X , м ³ /т с.б.м.
1,74	1,3	12,8-18,9	2,8-3,2	28,9-31,0	15,4-17,2

Лава буде обладнана механізованим кріпленням ЗКД-90Т та конвеєром CZK-260/852. Виїмка вугілля проводитиметься комбайном МВ-630 за човниковою схемою. Управління покрівлею - повне обвалення. Мінімальна площа привибійного простору очисного вироблення у світлі $S_{оч. \min} = 4,2$ м². Лава відпрацьовуватиметься у два етапи з плановим навантаженням на очисний вибій $A_p = 3125$ т/добу. Довжина виїмкового поля 888 м. На початку відпрацювання лави її довжина становитиме $l_{оч1} = 186$ м. Потім, після перетину проміжного штреку цілікової лави блоку 2-3 довжина лави становитиме $l_{оч2} = 160$ м. На другому етапі відпрацювання лави її довжина

становитиме $l_{оч3}=211$ м Середня потужність пласта, що виймається $m_{в.пр}=1,74$ м.

Схема провітрювання виїмкової ділянки – зворотноточна з відведенням вихідного вентиляційного струменя повітря на масив вугілля – типу 1-М-Н-Г-ВТ.

На першому етапі відпрацювання виїмкової ділянки основний вентиляційний струмінь свіжого повітря надходитиме в лаву по бортовому виробленню целікової лави блоку 2-3, а додаткові струмені свіжого повітря будуть подаватися по квершлагу блоку 2-3 і вентиляційному ходку №2 блоку 2-3. Вихідний струмінь повітря буде відводитись по конвеєрному ходку целікової лави блоку 2-3.

На другому етапі відпрацювання виїмкової ділянки вентиляційний струмінь свіжого повітря надходитиме в лаву по вентиляційному штреку блоку 2-3, а вихідний струмінь повітря буде відводитися по бортовому виробленню целікової лави блоку 2-3.

Запланована витрата свіжого повітря для провітрювання виїмкової ділянки на першому та другому етапах відпрацювання виїмкової ділянки не менше ніж $Q_{уч} = 1490$ м³/хв.

Для контролю витрати повітря, що надходить на ділянку виїмки, буде встановлена апаратура ІСНО з виведенням телеінформації на пульт оператора АГЗ. Контроль концентрації метану та відключення електрообладнання на ділянці виїмки здійснюватиметься апаратурою АКМ у складі чотирьох апаратів сигналізації та шести датчиків метану. Телеінформація виводитиметься на апаратно-програмний комплекс КАПІ.

Відповідно до «Прогнозу гірничо-геологічних умов відпрацювання целікової лави блоку 2-3» у безпосередній покрівлі пласта d₄ залягають: алевроліт потужністю 0,0-3,9 м, середньою міцністю $\bar{f}=5,27$ за шкалою професора М.М. Протодияконова, піщаник потужністю 11,2-11,3 м, середньою міцністю $\bar{f}=7,3$ та алевроліт потужністю 2,5-9,3 м, середньою

міцністю $\bar{f} = 4,88$.

Розрахунковий середньозважений коефіцієнт міцності порід покрівлі на відстані від покрівлі пласта, що виймається, дорівнює $8 m_{в.пр}$ дорівнює $\bar{f} = 6,9$. При такому літологічному складі порід покрівлі і потужності пласта, що виймається, розрахунковий коефіцієнт, що враховує витоку повітря через вироблений простір в межах виїмкової ділянки дорівнює $k_{ум.в} = 1,89$.

Розташування газonosних вугільних пластів-супутників щодо розроблюваного вугільного пласта d_4 аналізувалося за прогнозом гірничо-геологічних умов відпрацювання лави та геологорозвідувальних свердловин №НН-5123 та №НН-3279 (таблиця 4.2).

Таблиця 4.2 - Розташування газonosних вугільних пластів-супутників щодо вугільного пласта, що розробляється d_4

№ п/п	Символ пласта	Відстань від пласта d_4	Потужність, м
1	d_8^1	328,0	0,2
2	d_8	315,0	0,1
3	d_7^1	300,0	0,2
4	d_7	277,0	0,25
5	d_6^4	268,0	0,3
6	d_6	233,1	0,25
7	d_5	126,7	0,2
8	d_4^4	44,1-47,1	0,2
9	d_4^2	29,0-34,5	0,1-0,26
10	d_4^1	17,3-25,0	0,36-0,5
11	d_4	0,0	1,8-1,89

Методика розрахунку очікуваного виділення метану. Відповідно до «Керівництва...» [1] очікувана метанообильність гірничих виробок для новопроєктованих і нових горизонтів визначається за метаносністю вугільних пластів і порід, що вміщують, а для діючих шахт – за фактичною метанообильністю вироблення-аналогу даного шахтопласту.

Середнє очікуване виділення метану в межах виїмкової ділянки ($\bar{I}_{уч}$,

м³/хв) і в очисний виробіток ($\bar{I}_{оч}$, м³/хв) визначається за формулами (4.1, 4.2):

$$\bar{I}_{уч} = \bar{I}_{уч.ф} \left(\frac{l_{оч.р}}{l_{оч.ф}} \right)^{0,4} \cdot \left(\frac{A_p}{A_ф} \right)^{0,6} \cdot k_{с.р} \cdot k_{г.р}, \quad (4.1)$$

$$\bar{I}_{оч} = \bar{I}_{оч.ф} \left(\frac{l_{оч.р}}{l_{оч.ф}} \right)^{0,4} \cdot \left(\frac{A_p}{A_ф} \right)^{0,6} \cdot k_{с.р} \cdot k_{г.р}, \quad (4.2)$$

де: $\bar{I}_{уч.ф}$ і $\bar{I}_{оч.ф}$ - середня фактична абсолютна метанообильність виїмкової ділянки та очисної виробки, м³/хв;

$l_{оч.р}$ - довжина очисного вироблення, для якої розраховується очікуване метановиділення, м;

$l_{оч.ф}$ - довжина очисного вироблення, для якої визначено фактичне метановиділення, м;

A_p - запланований видобуток вугілля, т/добу;

$A_ф$ - середній видобуток вугілля, при якому визначалося фактичне метановиділення, т/добу;

$k_{с.р}$ - коефіцієнт, що враховує зміну системи розробки;

$k_{г.р}$ - коефіцієнт, що враховує зміну метанообильності виробок з глибиною.

Відповідно до вимог СОУ [2] частки виділення метану з покрівлі та ґрунту у загальному газовому балансі виїмкової ділянки, розрахованому за фактичною метанообильністю лави-аналогу, розраховуються за природною метаноносністю вугільних пластів-супутників та порід за «Керівництвом...» [1].

Вихідні дані для розрахунку очікуваного виділення метану. Для розрахунку очікуваної метанообильності виїмкової ділянки цілікової лави блоку 2-3 як лава-аналог прийнята відпрацьована раніше 2 південна лава блоку 3.

Для розрахунку фактичної метанообильності 2 південної лави блоку 3 дані вимірювання концентрації метану взяті з «Журналу погодинного контролю оператора АГК» за II квартал 2004 року, а дані вимірювання витрати повітря за II квартал 2004 взяті з «Вентиляційного журналу» (форма №2).

Середня фактична метанообильність виїмкової ділянки 2 південної лави блоку 3 за II квартал 2004 при середньому видобутку $A_{\phi} = 3148$ т/добу склала $\bar{I}_{уч.\phi} = 21,69$ м³/хв. В тому числі. Дегазаційними свердловинами з покрівлі каптувалося $\bar{I}_{скв.\phi} = 5,7$ м³/хв метану. За межі виїмкової ділянки металевим трубопроводом газо-відсмоктувальною установкою ВМЦГ-7М відводилося $\bar{I}_{зо.\phi} = 11,87$ м³/хв метану. Середня витрата метану у вихідному струмені виїмкової ділянки становила $\bar{I}_{исх.\phi} = 5,06$ м³/хв, а в очисному виробленні на відстані 10-15 м від вентиляційної виробки становила $\bar{I}_{оч.\phi} = 2,52$ м³/хв.

Відомості про лаву-аналог і проєктовану лаву представлені в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 - Характеристика виїмкових ділянок

Показники	Одиниці вимірювання	2 південна лави блоку 3	Целікова лави блоку 2-3
Довжина очисного вибою, $l_{оч}$	м	295	186
Навантаження на очисний вибій, A	т/доб	3148	3125
Природна метаноносність вугілля, X	м ³ /т с.б.м.	15,4-17,2	15,4-17,2
Середнє загальне виділення метану в межах виїмкової ділянки, $\bar{I}_{уч}$	м ³ /хв	21,69	-
Середнє виділення метану в очисний виробіток, $\bar{I}_{оч}$	м ³ /хв	2,52	-
Схема провітрювання	тип	1-М	

Фактичний коефіцієнт ($k_{в.л.у}$, частки од.), що враховує частку виділення метану з виробленого простору в газовому балансі виїмкової ділянки

становив:

$$k_{в.н.у} = \frac{\bar{I}_{уч.ф} - \bar{I}_{оч.ф}}{\bar{I}_{уч.ф}} = \frac{21,69 - 2,52}{21,69} = 0,884. \quad (4.3)$$

Розрахунок очікуваного виділення метану

Очікуване середнє виділення метану в очисну виробку і в межах виїмкової ділянки при плановому навантаженні на очисний вибій дорівнює:

$$\bar{I}_{оч} = 2,52 \cdot \left(\frac{186}{295}\right)^{0,4} \cdot \left(\frac{3125}{3148}\right)^{0,6} \cdot 1 \cdot 1 = 2,09 \text{ м}^3/\text{хв}.$$

$$\bar{I}_{уч} = 21,69 \cdot \left(\frac{186}{295}\right)^{0,4} \cdot \left(\frac{3125}{3148}\right)^{0,6} \cdot 1 \cdot 1 = 17,96 \text{ м}^3/\text{хв}.$$

Розподіл часток виділення метану у вироблений простір з покрівлі та ґрунту визначено розрахунком відповідно до методики прогнозу метанообильності за природною метаноносністю вугільних пластів та порід на ПЕОМ за програмою «Газ», затвердженою Мінвуглепромом України та повністю відповідною «Керівництву...» [1] (таблиця 4.4).

Таблиця 4.4 - Газовий баланс виїмкової ділянки при навантаженні 3125 т/добу

Джерела виділення метану	Середнє очікуване виділення метану, м ³ /хв	Частки виділення метану, частки од.
Вугільний пласт, що розробляється, $\bar{I}_{оч}$	2,09	0,116
Вугільні пласти та породи в покрівлі, $\bar{I}_{кр}$	15,87	0,884
Вугільні пласти у ґрунті, $\bar{I}_n$	0,0	0,0
Усього по ділянці, $\bar{I}_{уч}$	17,96	1,0

У межах виїмкового поля цілікової лави блоку 2-3 вугільний пласт d_4 , що розробляється, істотно дегазований давно проведеними капітальними виробками на відстань $b_{з.д} = 14,0$ м в обидві сторони (див. таблицю 3.5 «Керівництва...» [1]). Отже, середнє виділення метану в очисний виробіток буде нижчим за очікуване.

По мірі відпрацювання виїмкової ділянки довжина лави буде зменшуватися, тому загальне виділення метану теж буде зменшуватися. З метою підвищення газової безпеки проектувати дегазацію дільниці виїмки будемо на очікуване виділення метану при максимальній довжині лави.

Фактичне абсолютне виділення метану слід уточнити на підставі обробки результатів вимірювань за період максимальної роботи виїмкової ділянки з видобутку вугілля не менше ніж за три місяці, а за наявності телевимірів витрати повітря із записом на самописному приладі – не менше ніж за один- півтора місяці. Після цього, за потреби, слід скоригувати розрахунок витрати повітря, необхідного для провітрювання виїмкової ділянки, з урахуванням фактичного виділення метану та досягнутої дегазації.

5 РОЗРАХУНОК НЕОБХІДНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ДЕГАЗАЦІЇ І ВИТРАТ ПОВІТРЯ ДЛЯ ПРОВІТРЮВАННЯ ВИЇМКОВОЇ ДІЛЬНИЦІ

Розрахунок необхідної ефективності дегазації. Запланована витрата повітря для провітрювання виїмкової ділянки не менше $Q_{уч} = 1490 \text{ м}^3/\text{хв.}$ Середня витрата метану, що може бути розведена повітрям до безпечного вмісту, з урахуванням нерівномірності виділення визначимо за формулою А.2 додатка А до СОУ [2]:

$$I_v = \left(\frac{Q_{общ}}{194} \right)^{1,16} = \left(\frac{1490}{194} \right)^{1,16} = 10,64 \text{ м}^3/\text{хв.} \quad (5.1)$$

Необхідний загальний коефіцієнт ефективності дегазації ділянки виїмки визначається за формулою А.1 додатка А до СОУ [2]. Необхідний загальний коефіцієнт ефективності дегазації виїмкової ділянки дорівнює:

$$k_{deg.общ} \geq \frac{I_{общ} - I_v}{I_{общ}} = \frac{17,96 - 10,64}{17,96} = 0,41 \quad (5.2)$$

5.1 Обґрунтування вибору способу та схеми дегазації

Для зниження виділення метану з виїмкової ділянки в гірничій виробки в умовах, коли вентиляційна виробка за лавою не контролюється СОУ [2] передбачено застосовувати дегазацію покрівлі свердловинами, пробуреними назустріч очисному вибою та дегазацію виробленого простору відростками від газопроводу – «свічками». В умовах цілікової лави блоку 2-3 передбачимо застосовувати лише дегазацію покрівлі свердловинами, пробуреними назустріч очисному вибою.

Відповідно до СОУ [2] ефективність дегазації покрівлі свердловинами, пробуреними назустріч очисному вибою може становити 40%. Якщо

свердловини залишати в роботі в неконтрольованій частині вентиляційного вироблення і ретельно захищати їх гирла і саму виробку від руйнування, то, згідно з «Додатком до СОУ [2] – «Правила застосування способу дегазації виїмкової ділянки з використанням свердловин та газопроводів, що залишаються в неконтрольованих виробках» [3] ефективність дегазації покрівлі свердловинами може становити 60-75%.

Для подальших розрахунків витрати повітря необхідної для провітрювання виїмкової ділянки та допустимого навантаження на очисний вибій по газовому фактору приймаємо коефіцієнт ефективності дегазації покрівлі свердловинами $k_{\partial.к.с} = 0,5$, який може бути досягнутий в даних гірничо-геологічних умовах.

За такої дегазації покрівлі свердловинами загальна ефективність дегазації очисної ділянки становитиме:

$$k_{deg.общ} \leq d_{кр} \cdot k_{\partial.к.с} = 0,884 \cdot 0,5 = 0,44 \quad 0,41 \leq 0,44 \quad (5.3)$$

Умова формули А.1 додатку А до СОУ [2] виконується. Отже, тільки за рахунок дегазації покрівлі буде забезпечуватися допустима витрата метану на вихідному струмені очисної ділянки.

5.2 Розрахунок витрати повітря для провітрювання виїмкової ділянки

Після дегазації покрівлі виробки свердловинами з проектною ефективністю $k_{\partial.к.с} = 0,5$ середнє виділення метану у вихідний струмінь очисної ділянки становить:

$$\begin{aligned} \bar{I}_{исх.р} &= \bar{I}_{уч} \cdot [(1 - k_{в.н.у}) + k_{в.н.у} \cdot (1 - k_{\partial.к.с})] = \\ &= 17,96 \cdot [(1 - 0,884) + 0,884 \cdot (1 - 0,5)] = 10,02 \text{ м}^3/\text{хв}. \end{aligned} \quad (5.4)$$

Необхідна витрата повітря для провітрювання виїмкової ділянки

визначається за формулою 6.24 «Керівництва...» [1].

$$Q_{yч} = \frac{100 \cdot \bar{I}_{ucx} \cdot k_n}{C - C_0} = \frac{100 \cdot 10,02 \cdot 1,41}{1 - 0,05} = 1487 \text{ м}^3/\text{хв}, \quad (5.5)$$

де k_n - коефіцієнт нерівномірності метановиділення, частки од.

$$k_n = 1,94 \cdot \bar{I}_{yч}^{-0,14} = 1,94 \cdot 10,02^{-0,14} = 1,41 \quad (5.6)$$

C – допустима згідно з ПБ концентрація метану у вихідному вентиляційному струмені виїмкової ділянки, %;

C_0 – концентрація метану в вентиляційному струмені, що надходить на виїмкову ділянку, %.

Відповідно до вимоги п.6.1.3. «Керівництва...» [1] схеми провітрювання виїмкових ділянок типу 1-М повинні перевірятися через небезпеку місцевих скупчень метану на поєднанні лави з вентиляційним виробленням.

При схемі провітрювання виїмкової ділянки з відведенням вихідного струменя повітря на масив вугілля та погашення вентиляційної виробки за лавою (схема типу 1-М) сприятливі умови для утворення місцевих скупчень метану з концентрацією вище норми на поєднанні (у глухому куті погашення) виключається, якщо:

$$k_0 = \frac{1434 \cdot \bar{I}_{в.н} \cdot \sqrt{S}}{Q_{yч}^{1,5} \cdot \left(\frac{k_{yч.в} - 1}{k_{yч.в}} \right)^{1,5}} \leq 1 \quad (5.7)$$

де k_0 - коефіцієнт, що враховує небезпеку місцевих скупчень метану на поєднанні лави з вентиляційним виробленням;

$\bar{I}_{в.н}$ - середнє очікуване виділення метану з виробленого простору на ділянці виїмки після дегазації, м³/хв;

S - проектна площа поперечного перерізу вентиляційного

вироблення у світлі, м^2 ;

$k_{\text{ум.в}}$ - коефіцієнт, що враховує витоку повітря через вироблений простір у межах виїмкової ділянки.

Для схем провітрювання з відведенням вихідного струменя повітря на масив вугілля типу 1-М:

$$k_{\text{ум.в}} = 1 + 0,13 \cdot m_{\text{в.нр}} \cdot \exp(0,35 \cdot \bar{f} - 0,25 \cdot S_{\text{оч.мін}}), \quad (5.8)$$

де $\bar{f}$ - середньозважений коефіцієнт міцності порід покрівлі на відстані від покрівлі пласта, що виймається, дорівнює $8 \cdot m_{\text{в.нр}}$;

$$\bar{f} = \frac{f_{\text{n.u}} \cdot \sum m_{\text{n.u}} + f_{\text{n.c}} \cdot \sum m_{\text{n.c}} + f_{\text{z.c}} \cdot \sum m_{\text{z.c}}}{\sum m_{\text{n.u}} + \sum m_{\text{n.c}} + \sum m_{\text{z.c}}} \quad (5.9)$$

де $f_{\text{n.u}}$, $f_{\text{n.c}}$, $f_{\text{z.c}}$ - коефіцієнти фортеці відповідно пісковиків і вапняків, піщаних сланців(алевролітів), глинистих сланців (аргілітів) за шкалою професора М.М. Протодьяконова, що залягають у безпосередній покрівлі;

$\sum m_{\text{n.u}}$, $\sum m_{\text{n.c}}$, $\sum m_{\text{z.c}}$ - сумарна потужність відповідно, пісковиків та вапняків, піщаних сланців та глинистих сланців у межах $8m_{\text{в.нр}}$, м.

$$\bar{f} = \frac{5,27 \cdot 1,95 + 7,3 \cdot 11,25 + 4,88 \cdot 0,72}{1,95 + 11,25 + 0,72} = 6,9$$

$$k_{\text{ум.в}} = 1 + 0,13 \cdot 1,74 \cdot \exp(0,35 \cdot 6,9 - 0,25 \cdot 4,2) = 1,89.$$

Середнє очікуване виділення метану з виробленого простору після дегазації покрівлі свердловинами:

$$\bar{I}_{\text{в.н}} = \bar{I}_{\text{уч}} \cdot k_{\text{в.н.у}} \cdot (1 - k_{\text{д.к.с}}) = 17,96 \cdot 0,884 \cdot (1 - 0,5) = 7,94 \text{ м}^3/\text{хв.} \quad (5.10)$$

Тоді:

$$k_o = \frac{1434 \cdot 7,94 \cdot \sqrt{9,0}}{1487^{1,5} \cdot \left(\frac{1,89-1}{1,89}\right)^{1,5}} = 1,84 > 1.$$

Таким чином згідно з виконаними розрахунками на поєднанні лави з вентиляційною виробкою виникають сприятливі умови для утворення місцевих скупчень метану з концентрацією вище допустимої норми.

Для запобігання утворенню небезпечних скупчень метану в глухому куті вентиляційної виробки проектом передбачено здійснювати його ізольований відвід з виробленого простору за межі виїмкової ділянки по жорсткому трубопроводу діаметром 1000 мм на першому етапі відпрацювання лави і діаметром 800 мм на другому етапі відпрацювання вентиляторів ВМЦГ-7М

5.3 Розрахунок параметрів і режиму дегазації

Розрахунок параметрів буріння та технологія спорудження дегазаційних свердловин. Відповідно до вимог п.6.2.1.4 СОУ [2] параметри буріння свердловин встановлюють дослідним шляхом на підставі даних щодо фактичної ефективності дегазації у конкретних гірничотехнічних умовах. У процесі відпрацювання лави параметри буріння свердловин можна змінювати, досягаючи максимального ефекту. Усі зміни оформлюються у вигляді доповнення до технологічного проектного документа (паспорту) виїмкової ділянки. За відсутності досвідчених даних параметри буріння свердловин мають бути попередньо розраховані чи визначені графічним способом.

При стовповій системі розробки, коли вентиляційне вироблення за лавою не контролюється, СОУ [2] передбачено бурити свердловини дегазаційні в покрівлю на зустріч очисному вибою з розворотом у бік його руху. Ефективність дегазації покрівлі такими свердловинами може становити 40%. Якщо свердловини залишати працювати в неконтрольованій частині вентиляційного вироблення та ретельно охороняти їх гирла та саму виробку від руйнування, то згідно з «Додатком...» [3] до СОУ [2] ефективність

дегазації покрівлі може становити 60-75%.

Відповідно до пункту 6.2.1.2 СОУ [2] дегазацію покрівлі здійснюють свердловинами, які перетинають найбільш потужний з вугільних пластів, що підробляються, в інтервалі $15m_{e.np} < M < 30m_{e.np}$, де M - найменша відстань від місця буріння свердловини до пласта, на який бурять свердловину.

У геологічних умовах цілікової лави блоку 2-3 в покрівлі вугільного пласта d_4 залягають вугільні пласти d_4^1 , d_4^2 і d_4^4 з відривом 17,3-25,0 м ($9,9-14,4 \cdot m_{e.np}$), 29,0-34,5 м ($16,7-19,8 \cdot m_{e.np}$) та 44,1-47,1 м ($25,3-27,1 \cdot m_{e.np}$), відповідно.

Для гарантованого забезпечення проектної продуктивності дегазації необхідно з місця встановлення бурового верстата бурити дві свердловини. Свердловина №1 повинна перетинати пласт d_4^1 потужністю 0,36-0,5 м, а друга має перетинати пласт d_4^4 потужністю 0,2 м.

Для дегазаційних свердловин, що бурять назустріч очисному вибою з розворотом із пластових виробок, проведених по повстанню пласта, згідно з «Додатком до СОУ...» [3] кут розвороту від лінії простягання пласта (φ) розраховується за формулою (5.11):

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{a}{(e_1 + M \cdot \operatorname{ctg} \psi)}, \quad (5.11)$$

де a - Довжина проекції свердловини на горизонтальну проекцію осі виробітку, $a = 20$ м;

e_1 - довжина зони, яка перешкоджає розвантаженню порід у виробки, з якої буряться свердловини, $e_1 = 5$ м;

M - мінімальна відстань від місця буріння свердловини до пласта, який бурять свердловину, для свердловини №1 $M = 25,0$ м, для свердловини №2 $M = 47,1$ м;

ψ - кут розвантаження порід, що підробляються, $\psi = 65^\circ$, так як середня міцність порід покрівлі в межах $8m_{e.np}$ становить $\bar{f} = 6,9$;

α - кут залягання пласта, град.

Кут нахилу свердловини до горизонту (β) розраховується за такою формулою (5.12):

$$\operatorname{tg} \beta = \frac{(M + a \cdot \sin \alpha) \cdot \sin \varphi}{a \cdot \cos \alpha}. \quad (5.12)$$

Довжина свердловини розраховується за такою формулою (5.13):

$$l_c = \frac{a}{\sin \varphi \cdot \cos \beta}. \quad (5.13)$$

Свердловина №1.

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{20}{(5 + 25,0 \cdot \operatorname{ctg} 65)} = 1,2, \quad \varphi = 50^\circ.$$

Отже, кут розвороту від осі штреку дорівнює 40° .

Кут нахилу свердловини до горизонту (β) дорівнює:

$$\operatorname{tg} \beta = \frac{(25,0 + 20 \cdot \sin 7) \cdot \sin 50}{20 \cdot \cos 7} = 1,06; \quad \beta = 47^\circ.$$

Довжина свердловин (l_c) дорівнює:

$$l_c = \frac{20}{\sin 50 \cdot \cos 47} = 38,3 \text{ м.}$$

Приймаємо $l_c = 39,0$ м.

Свердловина №2.

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{20}{(5 + 47,1 \cdot \operatorname{ctg} 65)} = 0,74, \quad \varphi = 37^\circ.$$

Отже, кут розвороту від осі штреку дорівнює 53° .

Кут нахилу свердловини до горизонту (β) дорівнює:

$$\operatorname{tg} \beta = \frac{(47,1 + 20 \cdot \sin 7) \cdot \sin 37}{20 \cdot \cos 7} = 1,5; \quad \beta = 56^\circ.$$

Довжина свердловин (l_c) дорівнює:

$$l_c = \frac{20}{\sin 37 \cdot \cos 56} = 59,4 \text{ м.}$$

Приймаємо $l_c = 60,0 \text{ м.}$

Початкові параметри буріння дегазаційних свердловин у покрівлю наведено у таблиці 5.1, а схема їх буріння показано рисунку 5.1 та 5.2.

Таблиця 5.1 - Початкові параметри буріння дегазаційних свердловин у покрівлю назустріч очисному вибою.

Номер на рис.1	Кут розвороту від осі штреку, φ , град.	Кут нахилу свердловини до горизонту, β , град.	Довжина свердловини, l_c , м	Діаметр буріння свердловини, d , мм	Глибина герметизації, l_2 , м	Відстань між свердловинами, r_c , м
1	40 ± 2	47 ± 2	39	112-114	не менше 10	не більше 20
2	53 ± 2	56 ± 2	60	112-114	не менше 10	не більше 20

Перший куц свердловин повинен бути пробурений на відстані 25 м від монтажного штреку до початку відпрацювання ділянки на першому етапі.

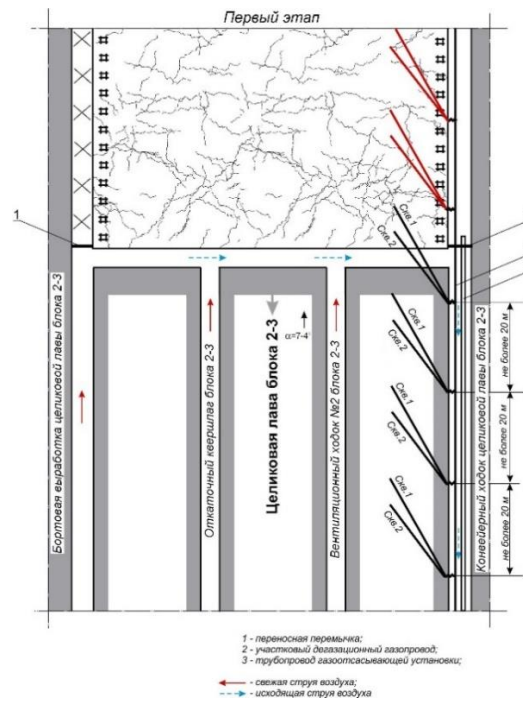


Рисунок 5.1 – Схема буріння дегазаційних свердловин у покрівлю на ділянці виїмки цілікової лави блоку 2-3 на першому етапі відпрацювання.

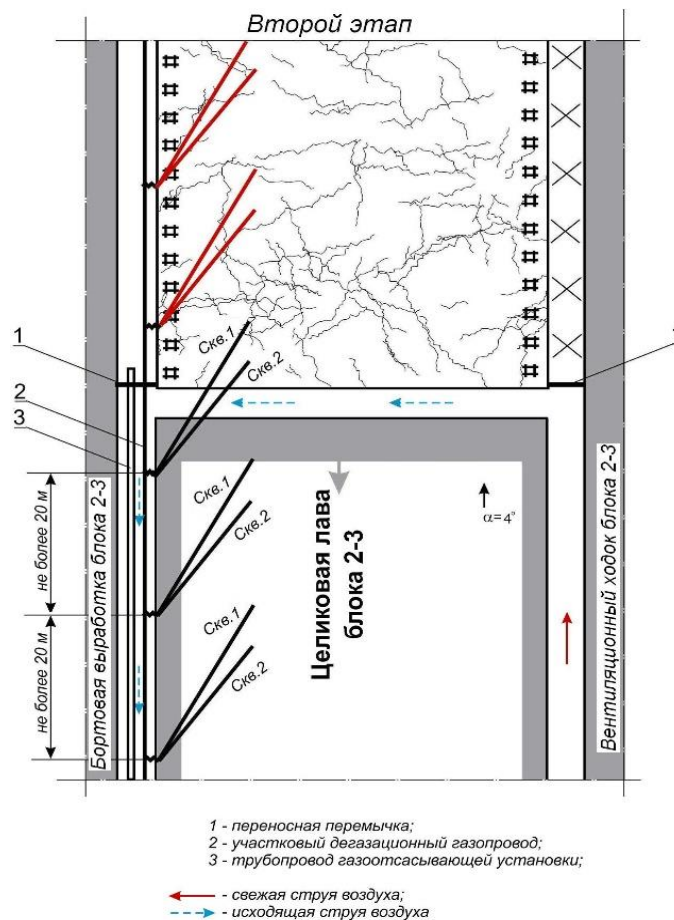


Рисунок 5.2 – Схема буріння дегазаційних свердловин у покрівлю на ділянці виїмки цілікової лави блоку 2-3 на другому етапі відпрацювання.

До початку другого етапу відпрацювання виїмкової ділянки в неконтрольованій частині бортового вироблення цілікової лави блоку 2-3 повинно бути два кущі свердловин, підключених до газопроводу.

У процесі відпрацювання лави буровий верстат повинен перебувати на відстані не менше 60 м від лави, а свердловини будуть бурити у нерозвантажenu від гірського тиску зону. Бурити свердловини на відстані до 60 м від очисного вибою допускається лише за умови відведення метану до газопроводу з використанням пристрою ГУБЗ.

При бурінні свердловин з відривом понад 60 м від лави вони споруджуються у порядку.

Буріння на глибину герметизації (не менше 105 м) діаметром 132 мм. Установка герметизатора ГДПМ із обсадною трубою діаметром 121 мм. Підключення пристрою ГУБЗ. Буріння на проектну глибину діаметром 112-114 мм із відведенням метану в газопровід.

У міру відпрацювання лави параметри буріння свердловин та їх кількість у кущі (не менше 2-х) можна змінювати, досягаючи максимального ефекту. Усі зміни мають оформлятися у вигляді доповнення до технологічного проектного документа (паспорту) виїмкової ділянки.

Після проходу очисного вибою під гирлами свердловин вони не відключаються від газопроводу, а залишаються для роботи в неконтрольованій частині вентиляційного вироблення. Для досягнення проектного коефіцієнта ефективності дегазації $k_{\partial,к.с} = 0,5$, а надалі рівня $k_{\partial,к.с} = 0,6-0,65$ і більше під гирлами свердловин повинні викладатися багаття. Вироблення за лавою має охоронятися двома рядами органного кріплення. Під верхні рами слід встановлювати дерев'яні стійки.

Розрахунок необхідних діаметрів газопроводу. Каптування метану із свердловин здійснюватиметься ВКС №1, розташованим на головному промисловому майданчику шахти. ВКС №1 оснащена трьома вакуум-компресорами ВВК2-150 номінальною продуктивністю по 150 м³/хв.

Для досягнення проектного коефіцієнта ефективності дегазації покрівлі

$k_{\partial.к.с} = 0,5$ свердловини мають каптувати щонайменше:

$$\bar{I}_{скв.р} = \bar{I}_{уч} \cdot k_{в.п.у} \cdot k_{\partial.к.с} = 17,96 \cdot 0,884 \cdot 0,5 = 7,94 \text{ м}^3/\text{хв.} \quad (5.14)$$

Підвищувати ефективність дегазації покрівлі свердловинами необхідно за рахунок ретельної герметизації та охорони їх усть та неконтрольованої частини вентиляційного вироблення, з якого вони пробурені, від руйнування.

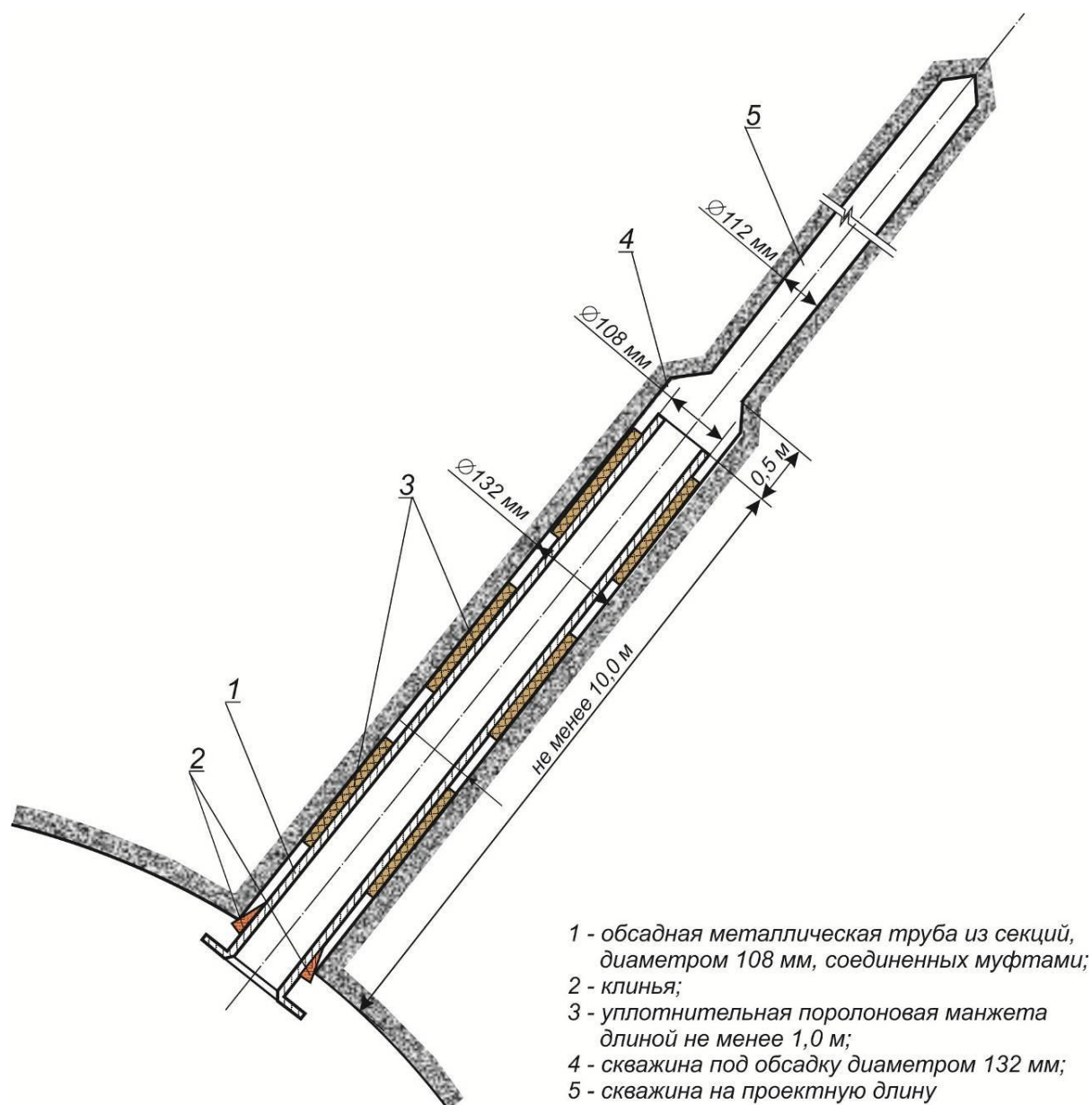


Рисунок 5.3 – Схема герметизації гирла свердловин механічним герметизатором ГДПМ

Проектуватимемо продуктивність дегазаційної системи з урахуванням можливості досягнення ефективності дегазації рівня $k_{\partial.к.с}=0,65$. Для цього витрата метану, що каптується, повинен становити:

$$\bar{I}_{скв.р} = \bar{I}_{уч} \cdot k_{в.н.у} \cdot k_{\partial.к.с} = 17,96 \cdot 0,884 \cdot 0,65 = 10,32 \text{ м}^3/\text{хв}. \quad (5.15)$$

Розрахункова витрата МВС, що каптується, для забезпечення ефективності дегазації $k_{\partial.к.с} = 0,65$ має бути не менше:

$$Q_{см.р} = \frac{\bar{I}_{скв.р} \cdot 100}{C_p} = \frac{10,32 \cdot 100}{30,0} = 34,4 \text{ м}^3/\text{хв}, \quad (5.16)$$

де C_p - розрахунковий вміст метану в каптованій МВС.

Перший етап відпрацювання виїмкової ділянки.

Розрахункова схема дегазаційного газопроводу на першому етапі відпрацювання виїмкової ділянки показана на малюнку 3, а назви виробок, довжини та діаметри ділянок газопроводу наведені в таблиці 6.

Діаметр газопроводу та режим роботи вакуум-компресора повинні бути такими, щоб продуктивність дегазаційної системи була достатньою для забезпечення необхідної ефективності дегазації протягом усього періоду відпрацювання ділянки на першому етапі відпрацювання.

Діаметр газопроводу, при якому вакуум-компресор забезпечить каптування необхідної витрати МВС, визначається за формулою (5.17):

$$d_{mp} = 0,04 \left(\frac{Q_{см.р}^2}{\Delta P_{y\partial}} \right)^{0,188}. \quad (5.17)$$

Питомі втрати тиску ($\Delta P_{y\partial}$) розраховуються за формулою (5.18):

$$\Delta P_{y\partial} = \frac{P_{\partial} - P_{вс} - B_y}{\sum l_i} \quad (5.18)$$

де B_y - розрахункове розрідження у гирлі свердловини, $B_y \geq 50$ мм рт.ст;

$\sum l_i$ - загальна максимальна довжина газопроводу $\sum l_i = 2450$ м.

Тиск на всмоктувальному патрубку вакуум-компресора ($P_{вс}$, мм рт.ст.) визначається за формулою (5.19):

$$P_{вс} = k_1 + \frac{k_2 \cdot Q_{н.р}}{n_H}, \quad (5.19)$$

де k_1 і k_2 - коефіцієнти для вакуум-компресорів ВВК2-150 продуктивністю $150 \text{ м}^3/\text{хв}$, $k_1 = 10,0$; $k_2 = 5,0$;

n_H - кількість паралельно працюючих вакуум-компресорів;

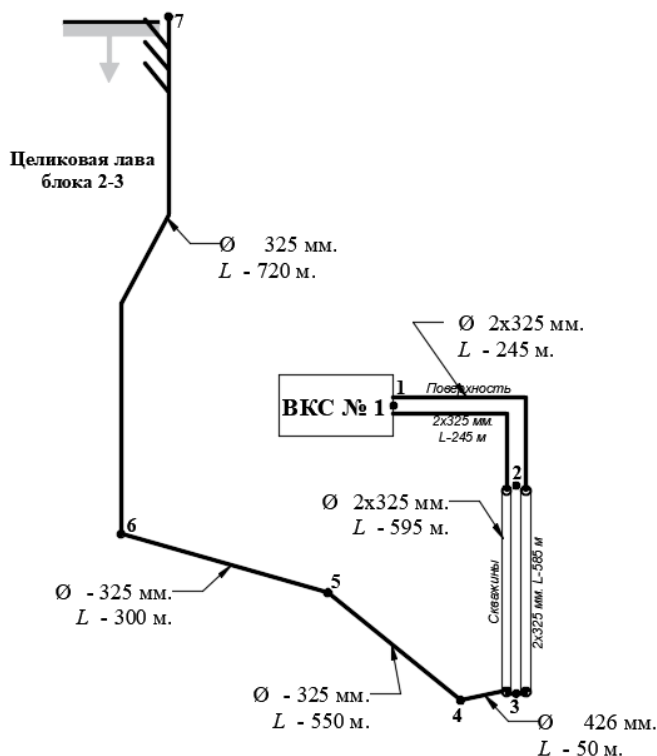


Рисунок 5.4 – Розрахункова схема дегазаційного газопроводу для транспортування метану із свердловин, пробурених на виїмковій ділянці цілікової лави блоку 2-3 на першому етапі відпрацювання.

Таблиця 5.2 - Назва виробок, довжини та діаметри ділянок газопроводу

Ділянка	Назва виробки	Довжина, м	Діаметр, мм
1 – 2	Газопровід на поверхні від ВКС №1 до магістральних свердловин	245	2х325
2 – 3	Магістральні свердловини з поверхні	585	2х325
3 – 4	Трубний ходок горизонту 593 метрів, вентиляційна свердловина на вентиляційний квершлаг блоку 4	50	426
4 – 5	Головний вентиляційний штрек блоку 5	550	325
5 – 6	Головний вентиляційний штрек блоку 3	300	325
6 – 7	Вентиляційний ходок №2 блоку 2-3, проміжний штрек, конвеєрний ходок целикової лави блоку 2-3	720	325

З урахуванням нормативних підсмоктування повітря в газопровід (1 м^3 на 1000 м) розрахункова витрата МВС на всмоктуванні вакуум-компресора дорівнює:

$$Q_{н.р} = Q_{см.р} - l_m \cdot 0,001 = 34,4 - 2450 \cdot 0,001 = 36,9 \text{ м}^3/\text{хв.} \quad (5.20)$$

Тоді:

$$P_{вс} = 10 + \frac{5 \cdot 36,9}{1} = 194,5 \text{ мм рт.ст.}$$

При такому тиску на всмоктуванні вакуум-компресор працюватиме не в штатному режимі і швидко вийде з ладу. Тому необхідно дати підсмоктування в газопровід з виробленого простору таким чином, щоб тиск на всмоктуванні вакуум-компресора становив 350 мм рт.ст. Для цього до газопроводу необхідно підключати відростки – свічки для роботи у виробленому просторі. При такому тиску на всмокті витрата МВС, що каптується, становитиме:

$$Q_{н.р} = \frac{P_{вс} + k_1}{k_2} = \frac{350 - 10}{5} = 68 \text{ м}^3/\text{хв.} \quad (5.21)$$

Тоді:

$$\Delta P_{уд} = \frac{760 - 350 - 50}{2450} = 0,146 \text{ мм рт.ст./м.}$$

Необхідний діаметр газопроводу дорівнює:

$$d_{mp} = 0,04 \left(\frac{68^2}{0,146} \right)^{0,188} = 0,28 \text{ м.}$$

Фактично на всіх ділянках діаметр газопроводу перевищує необхідний. Отже, наявна дегазаційна система має суттєвий резерв по продуктивності першому етапі відпрацювання виїмкової ділянки.

Другий етап відпрацювання виїмкової ділянки. Розрахункова схема дегазаційного газопроводу на другому етапі відпрацювання виїмкової ділянки показана на малюнку 4, а назви виробок, довжини та діаметри ділянок газопроводу наведені в таблиці 7.

З урахуванням нормативних підсмоктування повітря в газопровід (1 м³ на 1000 м) розрахункова витрата МВС на всмоктуванні вакуум-компресора дорівнює:

$$Q_{н.р} = Q_{см.р} - l_m \cdot 0,001 = 34,4 - 2812 \cdot 0,001 = 37,3 \text{ м}^3/\text{хв.} \quad (5.22)$$

Тоді:

$$P_{вс} = 10 + \frac{5 \cdot 37,3}{1} = 196,5 \text{ мм рт.ст.}$$

При такому тиску на всмоктуванні вакуум-компресор працюватиме не в штатному режимі і швидко вийде з ладу. Тому необхідно дати підсмоктування в газопровід з виробленого простору таким чином, щоб тиск на всмоктуванні вакуум-компресора становив 350 мм рт.ст. Для цього до газопроводу необхідно підключати відростки – свічки для роботи у виробленому просторі. При такому тиску на всмозі витрата МВС, що каптується, становитиме:

$$Q_{н.р} = \frac{P_{вс} + k_1}{k_2} = \frac{350 - 10}{5} = 68 \text{ м}^3/\text{мин.} \quad (5.23)$$

Тоді:

$$\Delta P_{уд} = \frac{760 - 350 - 50}{2812} = 0,128 \text{ мм рт.ст./м.}$$

Необхідний діаметр газопроводу дорівнює:

$$d_{mp} = 0,04 \left(\frac{68^2}{0,128} \right)^{0,188} = 0,29 \text{ м.}$$

Фактично на всіх ділянках діаметр газопроводу перевищує необхідний. Отже, існуюча дегазаційна система має суттєвий резерв за продуктивністю та на другому етапі відпрацювання виїмкової ділянки.

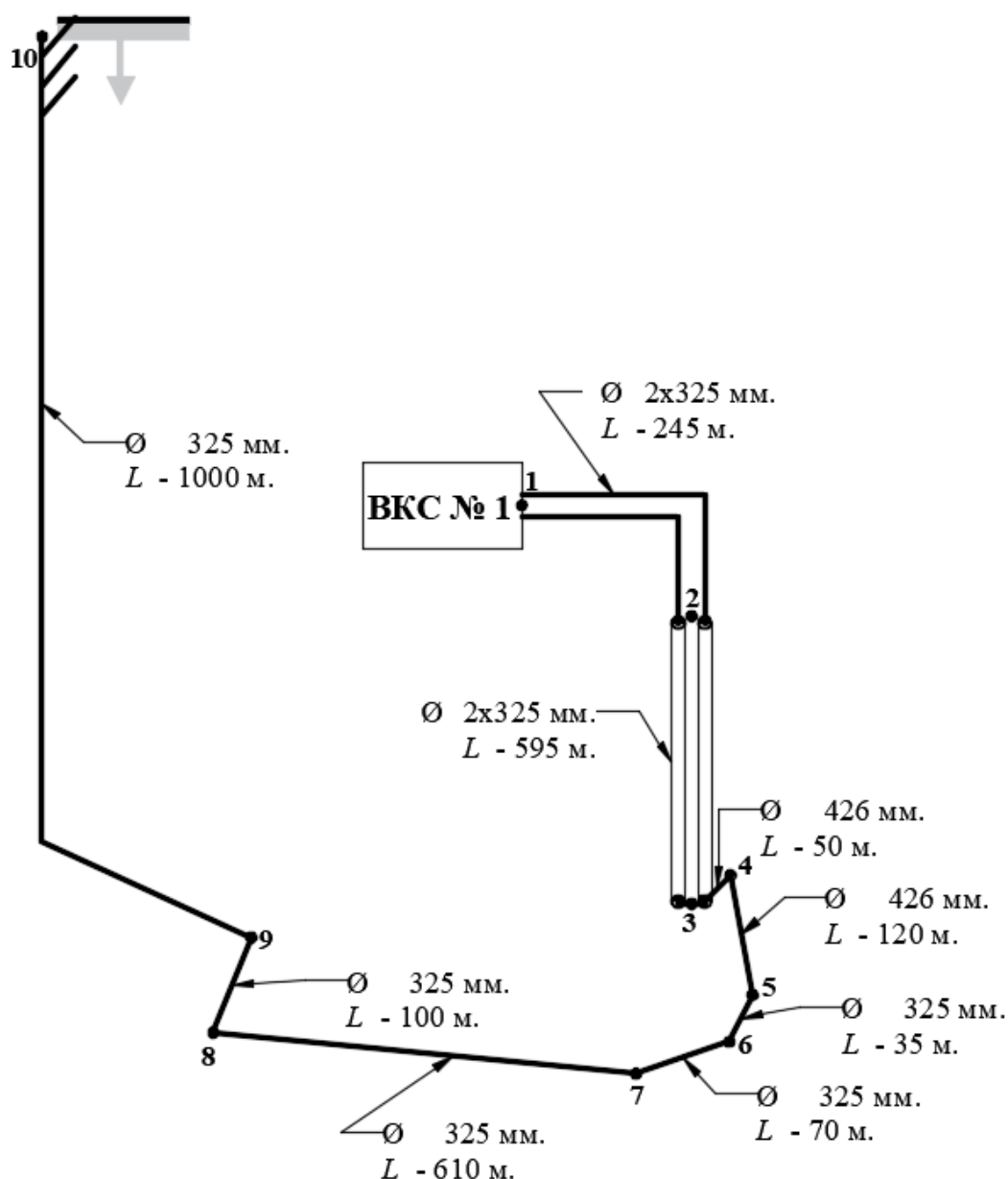


Рисунок 5.5 – Розрахункова схема дегазаційного газопроводу для транспортування метану із свердловин, пробурених на виїмковій ділянці цілікової лави блоку 2-3 на другому етапі відпрацювання

Таблиця 5.3 - Назва виробок, довжини та діаметри ділянок газопроводу

Ділянка	Назва виробки	Довжина, м	Діаметр, мм
1 – 2	Газопровід на поверхні від ВКС №1 до магістральних свердловин	245	2х325
2 – 3	Магістральні свердловини з поверхні	585	2х325
3 – 4	Трубний ходок горизонту 593 метрів, вентиляційна свердловина на вентиляційний квершлаг блоку 4	50	426
4 – 5	Вентиляційний квершлаг блоку 4	120	426
5 – 6	Збійка заїзду до складу ВМ з вентиляційним квершлагам блоку 4	32	325
6 – 7	Заїзд до складу ВМ	70	325
7 – 8	Головний відкатний штрек горизонту 593 метри	610	325
8 – 9	Заїзд на похилий конвеєрний квершлаг	100	325
9 – 10	Вентиляційний квершлаг блоку 2-3, вентиляційний ходок блоку 2-3, бортова виробка цілікової лави блоку 2-3	1000	325

6 ЗАХОДИ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ДЕГАЗАЦІЇ ЦИЛІКОВОЇ ЛАВИ БЛОКУ 2-3

Для підвищення ефективності дегазації цілікової лави блоку 2-3 для подальших розрахунків необхідної витрати повітря для провітрювання виїмкової ділянки та допустимого навантаження на очисний вибій за газовим фактором приймаємо коефіцієнт ефективності дегазації покрівлі свердловинами $k_{\partial.к.с} = 0,6$, який може бути досягнутий у цих гірничо-геологічних умовах за допомогою залишених свердловин в роботі в неконтрольованій частині вентиляційної виробки і ретельно захищати їх гирла і саму виробку від руйнування під дією гірничого тиску та інших механічних показників, згідно з «Додатком до СОУ [2] – «Правила застосування способу дегазації виїмкової ділянки з використанням свердловин і газопроводів, що залишаються в неконтрольованих виробках» [3]. Даний захід допоможе нам підвищити заплановане середньодобове навантаження на очисний вибій у два рази з $A = 3\ 000$ т/добу на $A = 6\ 000$ т/добу

Лава провітрюється за поворотно-схемою провітрювання типу 1-М-Н-г-вт.

Для додаткової боротьби з газом метаном у межах виїмкової ділянки використовується дегазія підземними свердловинами пластів-супутників та ізолюваний відвід метану за допомогою ВМЦГ-7М.

Лава знаходиться в частині шахтного поля, що загрожує раптовим викидам вугілля і газу.

Лава відпрацьовує пласт, не небезпечний за самозайманням вугілля, не небезпечний за проривами метану з ґрунту, небезпечний вибухами вугільного пилу.

Для контролю витрати повітря, що надходить на ділянку виїмки, встановлена апаратура ІСНО з виведенням телеінформації на пульт оператора АГЗ.

Розрахунок очікуваної метанообильності очисного вироблення та

виїмкової ділянки

целікової лави блоку 2-3 вироблено на підставі фактичних даних вимірювання повітря та концентрації газу метану за липень 2021 року при середньодобовому видобутку 3000 т/добу.

Фактичні дані вимірювання повітря взяті з форми № 2 за липень 2021 року, концентрації газу метану взяті з журналу погодинного контролю оператора АГК за липень 2021 року.

Визначення фактичного метановиділення в очисному виробленні:

Середня витрата метану в лаві в 15-20 м від вентиляційного штреку протягом місяця визначається за формулою (6.1):

$$I_{mi.оч.} = 0.01 * \frac{\sum_{k=1}^{n_b} Q_{ki}}{n_b} * \frac{\sum_{j=1}^{n_n} C_{nj}}{n_n} = 0,01 * \frac{1020+1000+1010}{3} * \frac{11,64}{31} = 3,79 \text{ м}^3/\text{мин}; \quad (6.1)$$

де Q_{ki} - Витрата повітря в пункті вимірювань, м³/хв;

C_{nj} - Середньодобова концентрація газу за вимірюваннями переносними приладами, %;

n_b - Число вимірювань витрати повітря за місяць; n_n - Число визначень середньодобової концентрації переносними приладами за місяць.

Середнє фактичне метановиділення в очисному виробленні протягом місяця визначається за формулою (6.2)

$$\bar{I}_{оч.ф} = \bar{I}'_{оч.ф} - \bar{I}_{п.с} - \bar{I}_{оч.п} = 3,79 - 0,0 - 0,0 = 3,79 \text{ м}^3/\text{мин}; \quad (6.2)$$

де:

$\bar{I}'_{оч.ф}$ - Середня витрата метану в лаві в 15-20 м від вентиляційного штреку, м³ / хв;

$\bar{I}_{п.с}$ - Середня витрата газу у виробленні з підсвіжаючим струменем

(при схемах з підсвіженням) в 15-20 м перед очисним вибоєм, $\text{м}^3 / \text{хв}$;

$\bar{I}_{\text{оч.п}}$ - Середня витрата газу, що надходить в очисний виробіток зі свіжим струменем повітря, $\text{м}^3 / \text{хв}$.

Визначення фактичного метановиділення на ділянці виїмки:

Середня витрата метану у вихідному струмені з виїмкової ділянки протягом місяця визначається за формулою (6.3):

$$I_{\text{мi.уч.}} = 0.01 * \frac{\sum_{k=1}^{n_{\text{в}}} Q_{ki}}{n_{\text{в}}} * \frac{\sum_{j=1}^{n_{\text{м}}} C_{mj}}{n_{\text{м}}} = 0.01 * \frac{1530+1510+1520}{3} * \frac{16,74}{31} = 8,21 \text{ м}^3/\text{мин}; \quad (6.3)$$

де Q_{ki} - Витрата повітря в пункті вимірювань, $\text{м}^3 / \text{хв}$;

C_{mj} - Середньодобова концентрація метану за даними телеінформації, що видається апаратурою АГК, %;

$n_{\text{в}}$ - Число вимірювань витрати повітря за місяць, шт.;

$n_{\text{м}}$ - Число визначень середньодобової концентрації за даними апаратури АГК за місяць.

Середнє фактичне метановиділення на ділянці виїмки протягом місяця визначається за формулою (6.4):

$$\bar{I}_{\text{уч.ф}} = \bar{I}'_{\text{уч.ф}} - \bar{I}_{\text{уч.п}} - \bar{I}_{\text{уч.о}} = 8,21 - 0,0 - 0,0 = 8,21 \text{ м}^3/\text{мин}; \quad (6.4)$$

де:

$\bar{I}_{\text{уч.ф}}$ - середня витрата газу у вихідній з виїмкової ділянки вентиляційного струменя на відстані 15-20 м від ходка, ухилу, квершлагу, $\text{м}^3/\text{хв}$;

$\bar{I}_{\text{уч.п}}$ - середня витрата газу, що надходить на виїмкову ділянку з підсвіжаючим струменем повітря, $\text{м}^3/\text{хв}$;

$\bar{I}_{\text{уч.о}}$ - середня витрата газу, що надходить на виїмкову ділянку зі свіжим струменем повітря, $\text{м}^3/\text{хв}$.

Абсолютне метановиділення виїмкової ділянки при середньодобовому видобутку $A = 6000$ т/добу визначається за формулою (6.5) :

$$\begin{aligned}\bar{I}_{\text{уч.}} &= \bar{I}_{\text{уч.ф.}} + 0,835\bar{I}_{\text{д.с.}} + 0,45\bar{I}_{\text{д.п.}} + \bar{I}_{\text{д.в.}} + \bar{I}_{\text{д.пл.}} + \bar{I}_{\text{и.от.}} = \\ &= 8,21 + 0,835 \times 7,79 + 0,45 \times 0 + 0 + 3,29 = 18,00 \text{ м}^3/\text{хв}\end{aligned}\quad (6.5)$$

де:

$\bar{I}_{\text{уч.ф.}}$ - середнє фактичне метановиділення на виїмковій ділянці, $\text{м}^3/\text{хв}$;

0,835 – коефіцієнт, що враховує вплив дегазації на збільшення витрати метану, що каптується, підземними свердловинами;

$\bar{I}_{\text{д.с.}}$ – середня витрата метану, що каптується дегазаційною установкою із пластів підземними свердловинами., $\text{м}^3/\text{хв}$;

0,45 – коефіцієнт, що враховує вплив дегазації на збільшення витрати метану, що каптується, свердловинами, пробуреними з поверхні;

$\bar{I}_{\text{д.п.}}$ – середня витрата метану, що каптується дегазаційною установкою з пластів поверхневими свердловинами., $\text{м}^3/\text{хв}$;

$\bar{I}_{\text{д.в.}}$ – середня витрата метану, що каптується дегазаційною установкою з виробленого простору, $\text{м}^3/\text{хв}$;

$\bar{I}_{\text{д.пл.}}$ – середня витрата метану, що каптується дегазаційною установкою з пласта, що розробляється, $\text{м}^3/\text{хв}$;

$\bar{I}_{\text{и.от.}}$ – середня витрата метану, що відводиться трубопроводом або непідтримуваним виробленням за межі виїмкової ділянки, $\text{м}^3/\text{хв}$.

Відповідно до п. 6.1.3 «Керівництва...»

$$I_{\text{в.п.}}^- = I_{\text{уч.ф.}}^- - I_{\text{оч.ф.}}^- = 18,00 - 3,79 = 14,21 \text{ м}^3/\text{хв}\quad (6.6)$$

Коефіцієнт, що враховує частку метановиділення з виробленого простору:

$$K_{\text{в.п.у.}} = \frac{\bar{I}_{\text{в.п.}}}{\bar{I}_{\text{уч.}}} = \frac{14,21}{18,00} = 0,789 \quad (6.7)$$

Коефіцієнт ефективності дегазації пластів-супутників становить:

$$K_{\text{д.кр.}} = \frac{\bar{I}_{\text{д.с}}}{\bar{I}_{\text{в.п}}} = \frac{6,50}{14,21} = 0,46 \quad (6.8)$$

Розрахунок витрати повітря на заплановане середньодобове навантаження

$A = 6\,000$ т/доб.

Очікуване середнє метановиділення в очисному виробленні визначається за формулою (6.9):

$$\bar{I}_{\text{оч.}} = \bar{I}_{\text{оч.ф.}} * \left(\frac{l_{\text{оч.р.}}}{l_{\text{оч.ф.}}} \right)^{0,4} * \left(\frac{A_{\text{р.}}}{A_{\text{ф.}}} \right)^{0,6} * k_{\text{с.р.}} * k_{\text{г.р.}} = 3,79 * \left(\frac{160}{186} \right)^{0,4} * \left(\frac{6000}{3000} \right)^{0,6} * 1 * 1 = 5,41 \text{ м}^3/\text{хв}; \quad (6.9)$$

де:

$l_{\text{оч.р.}}$ – довжина очисного вибою, для якої розраховується очікуване метановиділення, м;

$l_{\text{оч.ф.}}$ – довжина очисного вибою, для якої визначено фактичне метановиділення, м;

$A_{\text{р.}}$ – запланований видобуток вугілля, т/добу;

$A_{\text{ф.}}$ – середній видобуток вугілля, при якому визначалося фактичне метановиділення, т/добу;

$k_{\text{с.р.}}$ – коефіцієнт, що враховує зміну системи розробки; розраховується за формулами, наведеними у табл.3.10 [2];

$k_{\text{г.р.}}$ – коефіцієнт, що враховує зміну метанообильності виробок із глибиною; при веденні робіт на глибинах до 300 м нижче за межі метанової

зони приймається рівним одиниці при різниці глибин розробки до 20 м, а при більшій різниці глибин визначається за формулою (3.78) [2]; при веденні робіт на глибинах понад 300 м нижче за межу метанової зони приймається рівним одиниці при різниці глибин розробки до 50 м, а при більшій різниці глибин визначається за формулою.

Очікуване середнє метановиділення на ділянці виїмки визначається за формулою (6.10):

$$\begin{aligned} I_{\text{уч.}}^- &= I_{\text{уч.ф.}}^- * \left(\frac{l_{\text{оч.р.}}}{l_{\text{оч.ф.}}} \right)^{0,4} * \left(\frac{A_{\text{р.}}}{A_{\text{ф.}}} \right)^{0,6} * k_{\text{с.р.}} * k_{\text{г.р.}} = \\ &= 18,00 * \left(\frac{160}{186} \right)^{0,4} * \left(\frac{6000}{3000} \right)^{0,6} * 1 * 1 = 25,69 \text{ м}^3/\text{хв}; \end{aligned} \quad (6.10)$$

При застосуванні на ділянці виїмки комплексної дегазації підземними свердловинами пластів-супутників з дегазацією виробленого простору за допомогою «свічок» коефіцієнт дегазації збільшується на 0,14, тобто коефіцієнт дегазації становить $K_{\text{д.кр}} = 0,6$, тоді дебіт метану у вихідному струмені виїмкової ділянки складе:

$$\begin{aligned} \bar{I}_{\text{уч.исх.}} &= \bar{I}_{\text{уч.}} * \left((1 - k_{\text{в.п.у.}}) + k_{\text{в.п.у.}} * (1 - k_{\text{д.кр.}}) * (1 - k_{\text{д.в.п.}}) \right) \\ \bar{I}_{\text{уч.исх.}} &= 16,95 * \left((1 - 0,789) + 0,789 * (1 - 0,46) * (1 - 0,6) \right) = \\ &= 9,80 \text{ м}^3/\text{хв} \end{aligned} \quad (6.11)$$

Витрата повітря для провітрювання виїмкової ділянки виділення метану визначається за формулою (6.12):

$$Q_{\text{уч.}} = \frac{100 * \bar{I}_{\text{уч.}} * k_{\text{н}}}{C - C_0} = \frac{100 * 9,80 * 1,39}{1 - 0,0} = 1362 \text{ м}^3/\text{хв}; \quad (6.12)$$

де:

k_n – коефіцієнт нерівномірності метановиділення, частки од.;

C – допустима згідно з ПБ концентрація метану у вихідному струмені, %;

C_0 – концентрація газу в вентиляційному струмені, що надходить на виїмкову ділянку, %.

Витрата повітря для провітрювання очисного виробітку з виділення метану визначається за формулою (6.13):

$$Q_{\text{оч.}} = \frac{Q_{\text{уч.}} * k_{\text{оз.}}}{k_{\text{ут.в}}} = \frac{1362 * 1,25}{1,89} = 989 \text{ м}^3/\text{мин}; \quad (6.13)$$

де:

$k_{\text{оз.}}$ – коефіцієнт, що враховує рух повітря щодо виробленого простору;

$k_{\text{ут.в}}$ – коефіцієнт, що враховує виток повітря через вироблений простір у межах виїмкової ділянки, визначається за формулою (6.14):

$$\begin{aligned} k_{\text{ут.в}} &= 1 + 0,13 * m_{\text{в.пр.}} * \exp(0,35 * \bar{f} - 0,25 S_{\text{оч.мин}}) = \\ &= 1 + 0,13 * 1,74 * \exp(0,35 * 6,90 - 0,25 * 4,2) = 1,89 \end{aligned} \quad (6.14)$$

де:

$\bar{f}$ – середньозважений коефіцієнт міцності порід покрівлі на відстані від покрівлі пласта, що виймається, рівному $8 * m_{\text{в.пр.}}$;

$S_{\text{оч.мин}}$ – площа поперечного перерізу привибійного простору очисного вироблення у світлі, м^2 . Для геологічної потужності пласта, що дорівнює 1,74 м, приймаємо площу поперечного перерізу привибійного простору очисної виробки. $S_{\text{оч.}} = 4,2 \text{ м}^2$;

$m_{\text{в.пр.}}$ – потужність пласта, що виймається, м.

$$\bar{f} = \frac{f_{\text{п.и.}} \sum m_{\text{п.и.}} + f_{\text{п.с.}} \sum m_{\text{п.с.}} + f_{\text{г.с.}} \sum m_{\text{г.с.}}}{\sum m_{\text{п.и.}} + \sum m_{\text{п.с.}} + \sum m_{\text{г.с.}}}$$

$$= \frac{5,27*1,95+7,30*11,25+4,88*0,72}{1,95+11,25+0,72} = 6,90; \quad (6.15)$$

де:

$f_{п.и}, f_{п.с}, f_{г.с.}$ – коефіцієнт фортеці відповідно пісковиків та вапняків, піщаних сланців, глинистих сланців за шкалою проф. Протод'яконова (з геологічних звітів).

Розрахунок витрати повітря за найбільшою кількістю людей, що одночасно працюють в очисному вибої, проводиться за формулою (6.16):

$$Q_{оч.} = 6 * n_{чел} * k_{оз} = 6 * 20 * 1,25 = 150 \text{ м}^3/\text{хв}; \quad (6.16)$$

Максимально допустиме навантаження на очисний вибій за газовим фактором визначається за формулою: (6.17)

$$\begin{aligned} A_{max.} &= A * \bar{I}_{р.}^{-1,67} * \left(\frac{Q_{уч.р.} * (C - C_0)}{194} \right)^{1,93} * \left(\frac{L_{оч.р.}}{L_{оч.р.}} \right)^{-0,67} = \\ &= 6000 * 9,80^{-1,67} * \left(\frac{1362*(1-0,0)}{194} \right)^{1,93} * \left(\frac{160}{186} \right)^{-0,67} = 6381 \text{ т/доб} \end{aligned} \quad (6.17)$$

де

$$\bar{I}_{р.} = I_{уч.}$$

C – допустима згідно з ПБ концентрація газу в струмені, що виходить з виїмкової ділянки, %;

C_0 – концентрація газу в вентиляційному струмені, що надходить на виїмкову ділянку, %.

Витрата повітря для провітрювання виїмкової ділянки має задовольняти наступним умовам:

Перевіряємо за умовою :

$$Q_{уч.} < Q_{оч.мах} * k_{ут.в}; \quad (6.18)$$

де:

$$Q_{оч.мах} = 60 * S_{оч.} * V_{мах}; \quad (6.19)$$

$S_{оч.}$ – 3.5 – площа поперечного перерізу приви́бійного простору очисного вироблення у світлі, м²;

$V_{мах}$ – максимально допустима швидкість повітря в приви́бійному просторі лави, що становить 4 м/сек.

$$\begin{aligned} Q_{уч.} < Q_{оч.мах} * k_{ут.в.} &= 1362 < 60 * 4,2 * 4,0 * 1,89 \\ &= 1905 \text{ м}^3/\text{хв} - \text{Умова виконується} \end{aligned}$$

Витрата повітря, що перевіряється за кількістю людей, повинен задовольняти умові:

$$Q_{уч.} > 6 * n_{чел.} = 1362 > 6 * 45 = 270 \text{ м}^3/\text{хв} - \text{Умова виконується};$$

де:

$n_{чел.}$ – максимальна кількість людей, що одночасно працюють на виїмковій ділянці.

Перевірка за мінімально - допустимою швидкістю повітря в очисному виробленні з умови (6.20):

$$\begin{aligned} Q_{оч.} > 60 * S_{оч.} * V_{min} * k_{оз} &= 989 > 60 * 4,2 * 1,0 * 1,25 = 315 \text{ м}^3/\text{хв} - \\ &\text{Умова виконується;} \end{aligned} \quad (6.20)$$

де:

V_{min} – мінімально допустима швидкість повітря в очисному виробленні безпосередньо прилеглого до приви́бійного; приймається відповідно до вимог ПБ,

Перевірка максимальної швидкості повітря в очисному виробленні за

умовою:

$$Q_{\text{оч.}} \leq Q_{\text{оч.мах}} * k_{\text{оз}} \text{ или } Q_{\text{оч.}} \leq 60 * S_{\text{оч.}} * V_{\text{мах}} * k_{\text{оз}} = \\ = 989 < 60 * 4,2 * 4,0 * 1,25 = 1260 \text{ м}^3/\text{хв} - \text{Умова виконується};$$

Перевірка схеми провітрювання цілікової лави блоку 2-3 щодо небезпеки місцевих скупчень метану

При схемах провітрювання виїмкових ділянок з видачою вихідного струменя на масив вугілля та погашення вентиляційних виробок (схеми 1-М) можливість утворення місцевих скупчень метану з концентрацією вище норми на поєднанні (у глухому куті погашення) виключається, якщо виконується умова (6.21)

$$K_0 = \frac{1434 * I_{\text{в.п.}} * \sqrt{S}}{Q_{\text{уч.}}^{1,5} * \left(\frac{k_{\text{ут.в}} - 1}{k_{\text{ут.в}}} \right)^{1,5}} \leq 1 = \frac{1434 * 4,38 * \sqrt{10,0}}{1362^{1,5} * \left(\frac{1,89 - 1}{1,89} \right)^{1,5}} = 1,22 > 1 \quad (6.21)$$

де:

K_0 – коефіцієнт, що враховує небезпеку місцевих скупчень метану на поєднанні лави з вентиляційною виробкою;

$I_{\text{в.п.}}$ – середнє фактичне (очікуване) метановиділення з виробленого простору на ділянці виїмки, $\text{м}^3/\text{хв}$, визначається при розрахунку очікуваної метанообильності за природною метаноносністю за формулою (3.82) [2], а для діючих шахт – за результатами газової зйомки, що проводиться відповідно до Посібника з виробництва газових зйомок у вугільних шахтах, або по різниці витрати метану у вентиляційному виробленні (20-30 м від лави) та у лаві (10-15 м від вентиляційного вироблення);

$Q_{\text{уч.}}$ – витрата повітря на ділянці виїмки, $\text{м}^3/\text{хв}$;

$k_{\text{ут.в}}$ – коефіцієнт, що враховує витоку повітря через вироблений простір;

S – коефіцієнт, що враховує витоку повітря через вироблений простір; м^2 .

Середнє фактичне (очікуване) метановиділення з виробленого простору на ділянці виїмки складе:

$$\begin{aligned}\bar{I}_{\text{в.п}} &= \bar{I}_{\text{уч}} * \left(k_{\text{в.п.у}} * (1 - k_{\text{д.кр}}) * (1 - k_{\text{д.вп}}) \right) = \\ &= 16,95 * (0,789 * (1 - 0,46) * (1 - 0,6)) = 4,38 \text{ м}^3/\text{хв};\end{aligned}\quad (6.22)$$

Таким чином, згідно з наведеними розрахунками, на виїмковій ділянці целікової лави блоку 2-3 є можливість утворення місцевих скупчень метану на поєднанні лави з вентиляційним штреком з концентрацією вище норми.

Отже, для додаткової боротьби з місцевими скупченнями газу метану на парі лави з вентиляційним штреком необхідно застосувати ізольований відведення газу метану за межі виїмкової ділянки за допомогою ВМЦГ-7М.

Остаточню приймаємо:

$Q_{\text{оч.}} = 989 \text{ м}^3/\text{хв}$	при $A_p = 6000 \text{ т/доб}$,
$V_{\text{оч.}} = 3,2 \text{ м/с}$	$A_{\text{max}} = 6381 \text{ т/доб}$.
$Q_{\text{уч.}} = 1362 \text{ м}^3/\text{мин}$	Приймаємо $A_p = 6000 \text{ т/доб}$

7 ОХОРОНА ПРАЦІ

7.1 Техніка безпеки при бурінні. Та експлуатації дегазаційних свердловин

Свердловини дозволяється бурити безпосередньо з виробок, якщо їх поперечний переріз достатньо розміщення бурового верстата. В іншому випадку вироблення розширюється або проходить спеціальна камера. Ширина входу в камеру повинна дорівнювати ширині камери. Камери повинні провітрюватись за рахунок загальношахтної депресії за допомогою перегородки або вентилятором місцевого провітрювання. Пускову апаратуру бурового верстата потрібно заблокувати з вентилятором, щоб не допустити подачі електроенергії до верстата при відключеному вентиляторі.

Дегазаційні камери та виробки у місцях встановлення бурового верстата мають бути забезпечені первинними засобами пожежогасіння згідно з «Інструкцією з протипожежного захисту вугільних та сланцевих шахт».

Буріння дегазаційних свердловин на зближені пласти необхідно вести з таким розрахунком, щоб після закінчення буріння точка перетину свердловини з пластом, що дегазується, знаходилася попереду очисного вибою. Допускається перетин зближеного пласта свердловиною в зоні, розвантаженої від гірського тиску, за умови застосування герметизуючого пристрою ГУБЗ, що дозволяє відводити метан при бурінні в газопровод дегазаційний.

При бурінні свердловин на зближені пласти, розвантаженої від гірського тиску, повинна дотримуватися наступна послідовність робіт:

- буріння свердловини під обсадну трубу;
- встановлення кондуктора та тампонаж за трубного простору;
- буріння свердловини до проектної довжини через обсадну трубу із застосуванням герметизуючого пристрою ГУБЗ;

- встановлення замірного пристрою, засувки та, за наявності води - водовідділювача;
- з'єднання обсадної труби свердловини з газопроводом.

Гирла свердловин, від'єднаних від газопроводу, повинні бути закриті металевими заглушками з прокладками з матеріалу, що важко згоряється.

Обслуговування бурового верстата повинно здійснюватися не менше ніж двома робітниками, які мають право роботи на верстатах підземного буріння та контролю вмісту метану у виробленні.

При бурінні дегазаційних свердловин повинен здійснюватися безперервний контроль вмісту метану переносними автоматичними приладами, які підвішуються біля покрівлі виробітку на відстані 10-20 см від верхняка кріплення та на віддаленні від гирла свердловини не більше 1,0 м під час руху вентиляційного струменя.

У разі підвищення вмісту метану у виробленні у гирла свердловини до 2,0% буріння припиняють і приєднують свердловину до газопроводу. Буріння свердловини до проектної довжини здійснюють за умови відведення метану в газопровід за допомогою герметизуючого пристрою ГУБЗ, що дозволяє відводити метан при бурінні газогазу в дегазаційний.

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

Забороняється робота бурового верстата без подачі в свердловину рідини для промивання.

7.2 Заходи з забезпечення вибуховезпеки транспортування МВС

Вміст метану в МВС зі свердловин, що відсмоктується, може бути

менше 25%, тому до початку дегазації необхідно вжити наступних заходів, що виключають можливість поширення полум'я по трубах:

1. Встановити вогнеперегороджувач ОПС-1 у дільничному газопроводі біля його сполучення з магістральним.

2. Для запобігання великим втратам розрідження на вогнезапобіжнику внаслідок його забруднення слід контролювати різницю тисків між вхідним і вихідним патрубками вогнеперегороджувача не рідше одного разу на тиждень. При збільшенні втрат тиску на 30% від початкової величини огнепреградитель має бути очищений.

3. Забезпечити швидкість МВС на виході в атмосферу щонайменше 15 м/с. Для цього на кінці нагнітального газопроводу («свічки»), при необхідності, встановлюється пристрій, що звужує. У разі займання МВС, що викидається, відкривається заглушка перед вакуум-компресором для подачі свіжого повітря через працюючий компресор в нагнітальний газопровід і закривається засувка на всмоктувальному газопроводі.

4. У заходах щодо безпечного ведення вогневих робіт передбачити заходи, що запобігають можливості розгерметизації газопроводу та займання метану.

7.3 Контроль роботи дегазаційної системи

1. Контролю підлягає режим роботи вакуум-компресорів, дегазаційних свердловин, стан дегазаційного газопроводу та ефективність дегазації. Контроль роботи вакуум-компресорів здійснюється черговим машиністом з періодичністю лише 2 години. При цьому вимірюються розрідження у всмоктувальному і тиск МВС в нагнітальному патрубку вакуум-компресорів, витрата відсмоктується МВС і вміст в ній метану, температура МВС, що відсмоктується, і води, що виходить з компресорів. Результати контролю записують до «Журналу контролю роботи ВНС».

2. У дільничному газопроводі контролю підлягають такі параметри: тиск

(розрідження МВС у газопроводі), витрата МВС та вміст у ній метану. Витрата МВС, що відсмоктується, і вміст в ній метану вимірюються на дільничній діафрагмі. Контроль стану газопроводів (правильність підвіски, якість ущільнення стиків, відсутність пошкоджень труб та води в трубах) проводиться спеціально призначеною особою не рідше одного разу на тиждень. Виявлені порушення повинні негайно усунутись. За наявності води у газопроводі допускається зупинка вакуум-компресора на період не більше 30 хвилин для зливу води.

3. Заборонено зупинення вакуум-компресора на понад 30 хвилин без дозволу технічного керівника шахти.

4. Контроль ефективності дегазації та режиму роботи свердловин (розрідження в гирлах, витрата МВС та вміст у ньому метану) здійснюється не рідше одного разу на добу. Витрата МВС вимірюється за допомогою стандартних діафрагм та рідинних манометрів. Зміст метану інтерферометр ШІ-12. Результати записують у «Книгу контролю роботи дегазаційних свердловин».

7.4 Протиаварійний захист

Протиаварійний захист здійснюється комплексом заходів, що проводяться при бурінні дегазаційних свердловин, дотриманням вимог, що висуваються до труб та обладнання, виконанням інструкції та заходів безпеки під час експлуатації ВКС, контролем атмосфери гірничих виробок, безперебійною роботою дегазаційної системи.

1. Дегазаційні свердловини повинні забезпечувати проектну ефективність дегазації. У разі, якщо фактичне виділення метану в межах виїмкової ділянки буде вищим за розрахункове, повинен бути проведений перерахунок необхідної ефективності дегазації та необхідної витрати повітря.

2. При бурінні свердловин повинен здійснюватися безперервний контроль вмісту метану. У разі підвищення вмісту метану в гирлі свердловини

до 2,0% буріння припиняють і приєднують свердловину до газопроводу. Буріння до проектної глибини здійснюється лише з використанням пристрою ГУБЗ.

3. Дегазаційні свердловини після закінчення буріння повинні бути підключені до газопроводу або закриті герметично.

4. При бурінні свердловин з камер та їх провітрюванні вентилятором місцевого провітрювання пускова апаратура бурового верстата має бути заблокована з вентилятором.

5. Для дегазаційного газопроводу повинні використовуватися труби та їх з'єднання відповідно до пунктів 8.2.1, 8.2.6, 8.2.7 СОУ [2].

6. Заборонено використовувати газопроводи як опорні конструкції або заземлювачі.

7. Для забезпечення вибухобезпеки транспортування МВС необхідно виконувати заходи, передбачені розділом 7 цього проекту.

8. Контроль роботи дегазаційної системи повинен здійснюватися відповідно до розділу 8 цього проекту.

9. У разі пожежі у виробці, де прокладено дегазаційний газопровід, необхідно передбачити заходи з розділу 10 цього проекту.

10. Дегазація має здійснюватися безперервно. Дозволено встановлювати технологічні перерви тривалістю не більше ніж 30 хвилин, передбачені графіком роботи ВКС.

7.5 Заходи з управління дегазаційної системою виємкова ділянка целкової лави блоку 2-3 під час пожеж у гірничих виробках

7.5.1 Загальні положення

У разі пожежі на виїмковій ділянці за допомогою дегазації може бути знижена концентрація метану в гірничих виробках, що створює безпечні умови для ведення рятувальних робіт. Однак у разі розгерметизації

газопроводу, заповненого МВС (прогорання гнучкого рукава, що з'єднує дегазаційну свердловину з дільничним газопроводом, його деформація від високих температур та ін.), виникає загроза вибуху або розповсюдження полум'я газопроводом.

Вибір режиму дегазації на період ліквідації пожежі залежить від місця виникнення, наявності дегазаційного газопроводу у виробці, охопленої пожежею, та ефективності дегазації.

При гасінні підземних пожеж можливі такі режими дегазації:

- нормальний, коли розрідження у дегазаційному газопроводі дільниці залишається таким самим, як і до аварії;
- посилений, коли розрідження у дегазаційному газопроводі дільниці на період аварії збільшується;
- ослаблений, коли розрідження у газопроводі при аварії знижується порівняно з нормальним;
- нульовий, коли дегазаційний газопровід роз'єднаний та витікання метану в свердловині відбувається за рахунок природного дренажу гірського масиву.

Управління дегазацією під час пожежі у виробках дозволяє зменшити ймовірність утворення вибухонебезпечних концентрацій метану в зоні високих температур при дегазації пластів-супутників та вироблених просторів. Найбільший ефект досягається при дегазації пластів-супутників.

Правильний вибір необхідного режиму дегазації дозволить покращити газову обстановку на аварійній ділянці та скоротити час на гасіння пожеж.

7.5.2 Режими дегазації цілікової лави блоку 2-3 при гасінні пожеж

Вибір режиму дегазації виїмкової дільниці залежить від місця виникнення пожежі, розташування дегазаційних газопроводів, схеми провітрювання дільниці виїмки, напрямку руху очисного вибою і способу гасіння пожежі.

Виїмкова ділянка целікової лави блоку 2-3 провітрюватиметься за поворотною схемою типу 1-М-Н-Г-ВТ.

На першому етапі відпрацювання виїмкової ділянки дільничний дегазаційний газопровід та трубопровід ізольованого відведення метану будуть прокладені у конвеєрному ходку целікової лави блоку 2-3.

На другому етапі відпрацювання виїмкової ділянки дільничний дегазаційний газопровід та трубопровід ізольованого відведення метану будуть прокладені в бортовому виробці целікової лави блоку 2-3.

Можливі такі варіанти місць виникнення пожеж.

1. За межами виїмкової ділянки у виробці зі свіжим або вихідним струменем повітря, що не має дегазаційного газопроводу.

2. За межами виїмкової ділянки у виробці з вихідним струменем повітря, в який відводиться МВС, що витягується газо-відсмоктувальною установкою з вентиляторами ВМЦГ-7М.

3. У повітрозпадальних виробках виїмкової ділянки (пункти 1 малюнку 5).

4. У робочому або виробленому просторі лави на відстані більше 10 м від її сполучення з вентиляційним виробленням (пункти 2, див. малюнок 5).

5. У виробленому просторі лави на відстані до 10 м від її сполучення з вентиляційним виробленням, на сполученні лави з вентиляційною виробкою, у неконтрольованій частині вентиляційної виробки або у вентиляційній виробці на ділянці де свердловини підключені до газопроводу (пункти 3, .

6. У вентиляційній виробці на ділянці, де прокладено дільничний дегазаційний газопровід і немає підключених до нього свердловин.

7. За межами виїмкової ділянки у виробці, де прокладено магістральний дегазаційний газопровід.

На першому етапі відпрацювання виїмкової ділянки при гасінні пожежі, що виникла, активним способом повинні здійснюватися наступні режими дегазації.

1. При пожежі за межами виїмкової ділянки у виробленні зі свіжим або

вихідним струменем повітря, що не має дегазаційного газопроводу, режим дегазації виїмкової ділянки не змінюється.

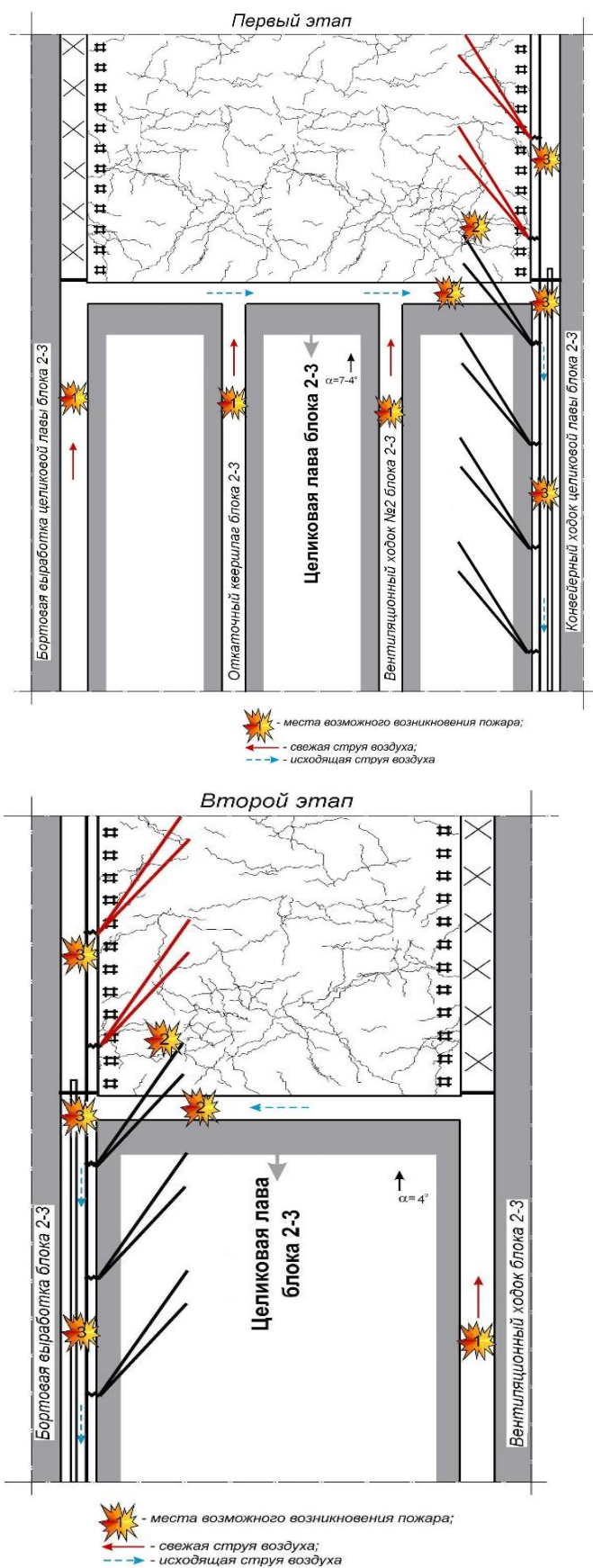
2. При пожежі у виробці за межами виїмкової ділянки з вихідним струменем повітря, в який відводиться МВС, що витягується газовідсмоктувальною установкою з вентиляторами ВМЦГ-7М, роботу вентиляторів необхідно припинити. Для цього необхідно зупинити газовідсмоктувальні вентилятори ВМЦГ-7М, перекрити газовідсмоктувальний трубопровід біля лави і відкрити регулювальне вікно для його провітрювання за рахунок загальношахтної депресії.

3. При пожежі в бортовій виробці целікової лави блоку 2-3 або у відкатувальному квершпазі блоку 2-3 або у вентиляційному ходці №2 блоку 2-3 (пункти 1, див. малюнок 5) необхідно підтримувати режим дегазації, що існував до виникнення аварії.

4. При виникненні пожежі в робочому або виробленому просторі лави на відстані понад 10 м від її сполучення з конвеєрним ходком целікової лави блоку 2-3 (пункти 2, див. малюнок 5) необхідно підтримувати режим дегазації, що існував до виникнення аварії.

Якщо в робочому або виробленому просторі лави загориться метан, що виділяється по тріщинах гірського масиву, додатково до діючих необхідно, при можливості, пробурити дегазаційні свердловини в зону інтенсивного виділення.

Параметри буріння обираються за рекомендаціями ІДТМ НАН України. Буріння свердловин повинно здійснюватися із ізолюванням відведенням метану в газопровід за допомогою пристрою ГУБЗ.



ці

Рисунок 7.1 – Схема розташування місць можливого виникнення пожежі у межах виїмкової ділянки ціликової лави блоку 2-3 на першому та другому етапах відпрацювання

5. При виникненні пожежі у виробленому просторі лави на відстані до 10 м від її сполучення з конвеєрним ходком целікової лави блоку 2-3, на поєднанні лави з конвеєрним ходком целікової лави блоку 2-3, в неконтрольованій частині конвеєрного 3 або в конвеєрному ходці целікової лави блоку 2-3 на ділянці де свердловини підключені до газопроводу (пункти 3 див. малюнок 5) ізолюваний відвід метану і дегазацію необхідно припинити. Для цього необхідно зупинити газовідсмоктувальний вентилятор ВМЦГ-7М, перекрити газовідсмоктувальний трубопровід біля лави і відкрити регулювальне вікно для його провітрювання. Для припинення дегазації необхідно перекрити засувку в дільничному газопроводі та зупинити вакуум-компресор на ВКС №1.

6. При виникненні пожежі в конвеєрній ходці целікової лави блоку 2-3 на ділянці, де немає підключених до газопроводу свердловин, ізолюваний відвід метану і дегазацію необхідно припинити. Для цього необхідно зупинити газовідсмоктувальний вентилятор ВМЦГ-7М, перекрити газовідсмоктувальний трубопровід біля лави і відкрити регулювальне вікно для його провітрювання. Для припинення дегазації необхідно перекрити засувку в дільничному газопроводі та зупинити вакуум-компресор на ВКС №1.

7. При пожежі у виробленні за межами виїмкової ділянки, де прокладено магістральний дегазаційний газопровід, необхідно дегазацію на ділянці виїмки припинити. Для цього необхідно роз'єднати газопровід за останнім підключеним куцем свердловин та провітрити газопровід протягом 10 хвилин за рахунок розрідження. Потім зупинити вакуум компресор на ВКС №1 і перекрити засувку в дільничному газопроводі.

На другому етапі відпрацювання виїмкової ділянки при гасінні пожежі, що виникла, активним способом повинні здійснюватися наступні режими дегазації.

1. При пожежі за межами виїмкової ділянки у виробленні зі свіжим або вихідним струменем повітря, що не має дегазаційного газопроводу, режим дегазації виїмкової ділянки не змінюється.

2. При пожежі у виробленні за межами виїмкової ділянки з вихідним струменем повітря, в який відводиться МВС, що витягується газовідсмоктувальною установкою з вентиляторами ВМЦГ-7М, роботу вентиляторів необхідно припинити. Для цього необхідно зупинити газовідсмоктувальні вентилятори ВМЦГ-7М, перекрити газовідсмоктувальний трубопровід біля лави і відкрити регулювальне вікно для його провітрювання за рахунок загальношахтної депресії.

3. При виникненні пожежі у вентиляційному ході блоку 2-3 (пункти 1, див. малюнок 5) необхідно підтримувати режим дегазації, що існував до виникнення аварії.

4. При виникненні пожежі в робочому або виробленому просторі лави на відстані більше 10 м від її сполучення з бортовим виробленням целікової лави блоку 2-3 (пункти 2, див. малюнок 5) необхідно підтримувати режим дегазації, що існував до виникнення аварії.

Якщо в робочому або виробленому просторі лави загориться метан, що виділяється по тріщинах гірського масиву, додатково до діючих необхідно, при можливості, пробурити дегазаційні свердловини в зону інтенсивного виділення. Параметри буріння обираються за рекомендаціями ІГТМ НАН України. Буріння свердловин повинно здійснюватися із ізольованим відведенням метану в газопровід за допомогою пристрою ГУБЗ.

5. При виникненні пожежі у виробленому просторі лави на відстані до 10 м від її сполучення з бортовим виробленням целікової лави блоку 2-3, на поєднанні лави з бортовим виробленням целікової лави блоку 2-3, в неконтрольованій частині бортової вироблення целікової лави блоку 3 або в бортовій виробці целікової лави блоку 2-3 на ділянці де свердловини підключені до газопроводу ізольований відвід метану і дегазацію необхідно припинити. Для цього необхідно зупинити газовідсмоктувальний вентилятор ВМЦГ-7М, перекрити газовідсмоктувальний трубопровід біля лави і відкрити регулювальне вікно для його провітрювання. Для припинення дегазації необхідно перекрити засувку в дільничному газопроводі та зупинити вакуум-

компресор на ВКС №1.

6. При виникненні пожежі в бортовому виробленні целікової лави блоку 2-3 на ділянці, де немає підключених до газопроводу свердловин, ізолюваний відвід метану і дегазацію необхідно припинити. Для цього необхідно зупинити газовідсмоктувальний вентилятор ВМЦГ-7М, перекрити газовідсмоктувальний трубопровід біля лави і відкрити регулювальне вікно для його провітрювання. Для припинення дегазації необхідно перекрити засувку в дільничному газопроводі та зупинити вакуум-компресор на ВКС №1.

7. При пожежі у виробленні за межами виїмкової ділянки, де прокладено магістральний дегазаційний газопровід, необхідно дегазацію на ділянці виїмки припинити. Для цього необхідно роз'єднати газопровід за останнім підключеним кущем свердловин і провітрити газопровід протягом 10 хвилин за рахунок розрідження. Потім зупинити вакуум компресор на ВКС №1 і перекрити засувку в дільничному газопроводі.

При гасінні пожежі, що виникла, в межах виїмкової ділянки шляхом її ізоляції режим дегазації встановлюється «Проектом локалізації та гасіння пожежі».

7.5.3 Оцінка газової обстановки на ділянці виїмки після відключення дегазації

Після відключення дегазації витрата метану у вихідному вентиляційному струмені виїмкової ділянки буде поступово збільшуватися і протягом 2-4-х годин досягне:

$$\bar{I}_{исх} = \bar{I}_{уч.р} = 17,96 \text{ м}^3/\text{хв.} \quad (7.1)$$

При цьому середній вміст метану у вихідному струмені становитиме:

$$\bar{C}_{исх.ав} = \frac{\bar{I}_{исх} \cdot 100}{Q_{уч}} = \frac{17,96 \cdot 100}{1490} = 1,21 \% \quad (7.2)$$

Це нижче, ніж допустимий вміст метану ($C_{дон} < 2,0 \%$) у виробках під час аварійно-рятувальних робіт. Отже, відключення дегазації істотно не ускладнить ліквідацію пожежі.

ВИСНОВКИ

У магістерській роботі був проведений аналіз методів дегазації ПрАТ «ШУ «Покровське» пласта d_4 , обґрунтована оптимальна схема дегазації виїмкової ділянки для підвищення навантаження за газовим фактором, що в свою чергу збільшить видобуток вугілля.

Були розглянуті методи дегазації використані на ПрАТ «ШУ «Покровське». Керуючись розрахунком витрат повітря на заплановане середньодобове навантаження на очисний забій цілікової лави блоку 2-3 встановлено, що для підвищення навантаження на очисний вибій по газовому фактору необхідно залишати свердловини в роботі в неконтрольованій частині вентиляційної виробки та ретельно захищати їх гирла та саму виробку від руйнування тоді, згідно з "Додатком до СОУ [2] - "Правила застосування способу дегазації виїмкового ділянки з використанням свердловин і газопроводів, що залишаються у неконтрольованих виробках [3] має місце бути прийнятий коефіцієнт ефективності дегазації покрівлі свердловинами буде складати 0,6.

Це рішення є раціональним, тому що захист гирл свердловин в неконтрольованій частині вентиляційної виробки та збереження її проектного перетину дасть змогу використовувати ці штреки для відпрацювання наступних виїмкових ділянок їх умовах пласта d_4 шахтоуправління «Покровське».

На основі обраного методу оптимальної схеми дегазації виїмкової ділянки був проведений розрахунок навантаження на очисний вибій по газовому фактору, при умові що кількість витрат повітря залишається таким самим як до оптимізації дегазації середньодобове навантаження на очисний вибій збільшиться в два рази, тобто на 3 000 т/добу, що підвищить видобуток вугілля в місяць на 90 000 тон.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Руководство по проектированию вентиляции угольных шахт. Киев: Основа, 1994. 307 с.
2. СОУ 10.1.00174088.001-2004. Дегазация угольных шахт. Требования к способам и схемы дегазации. Киев, 2005. 163 с.
3. «Дополнение к СОУ 10.1.00174088.001-2004 Дегазация угольных шахт. Требования к способам и схемы дегазации – Правила применения способа дегазации выемочного участка с использованием скважин и газопроводов, остающихся в неконтролируемых выработках. Киев, 2012. 12 с.
4. Руководство по наилучшей практике эффективной дегазации источников метановыделения и утилизации метана на угольных шахтах. – Нью-Йорк и Женева: Организации Объединенных Наций, 2010. 86 с.
5. Никодэн Шльонзак, Ян Шльонзак Дегазация угольных пластов и использование метана на польских каменноугольных шахтах. *Компресорное и энергетическое машиностроение*. 2011. №1(23) март. С.8-14
6. Иванов Ю.М. Дегазация угольных пластов при высоких нагрузках на очистной забой на шахтах ОАО «СУЭК-КУЗБАСС», 2010. 363 с.
7. Эфремов И.А. Основы комплексной дегазации и использования метана угольных шахт. Донецк: ДонНТУ, 2013. 166 с.
8. Пучков Л.А., Сластунов С.В. Системный подход к решению проблемы угольного метана Энергетическая безопасность России. Новые подходы к развитию угольной промышленности: Труды VII международной научно-практической конференции Кемерово: ННЦ ГП – ИГД им. А.А. Скочинского, ИУУ СО РАН, КузГТУ, ЗАО КВК «ЭкспоСибирь», 2005. С. 8-15.

9. Пучков Л.А., Сластунов С.В., Каледина Н.О. Концепция обеспечения метанобезопасности угольных шахт России на 2006- 2010 гг. Москва: МГГУ, 2006. 17 с.
10. Saghafi A. Williams D.J. Safe mining in outburst conditions and accuracy of gas content measurement Proceedings of the International Mining Technology Symposium. 1998. 14-16.
11. Black, D. Aziz, N. Reducing Coal Mine GHG Emissions Through Effective Gas Drainage and Utilisation. Coal Operators Conference. Australian Institute of Mining and Metallurgy. 2009. Illawarra Branch. 217-224.
12. Coward H.F. Explosibility of atmospheres behind stoppings. Trans Inst Min Engs. 1928 77. P. 94 – 115.
13. Сластунов С.В., Каркашадзе Г.Г., Мазаник Е. В. Методика и результаты измерения пластового давления метана и сорбционных свойств угольного пласта. Газовая промышленность. 2012. С. 48-49.
14. Каркашадзе Г.Г., Ермак Г.П., Ютяев Е.П. Безопасная отработка газоносных угольных пластов по газовому фактору на основе учета свойств угленосного массива и параметров системы разработки. Горный информационно-аналитический бюллетень. Горная книга. № 5. 2014. С. 152-156.
15. Каркашадзе Г. Г., Хаутиев А. М.-Б., Поляков В. В. Метод измерения дебита метана из пластовых скважин выемочного столба. Сборник научных трудов. Вып. 2. Пути повышения эффективного и безопасного освоения пластовых месторождений полезных ископаемых подземным способом. Горное дело ООО «Киммерийский центр». 2014. С.283-286.
16. НПА ОП 10.0-1.01-10 Правила безпеки у вугільних шахтах. 2010. 430с.
17. СОУ 10.1.00174088.001-2004. Дегазація вугільних шахт. Вимоги до способів та схем дегазації. Мінпаливенерго України Київ, 2005. 163с.

18. Пат.К75821 Україна, E21F7/00. Спосіб випереджаючої дегазації порід покрівлі високонавантажених лав/А.Ф. Булат, Ю.Л. Звягильський, І.О. Єфремов.
19. Иофис М.А. Инженерная геомеханика при подземных разработках. Москва: Недра, 1985. 248с.
20. Ефремов И.А. Опережающая дегазация песчаников на шахте им. А.Ф. Засядько И.А. Ефремов, Матеріали міжнародної конференції «Форум гірників - 2010» Національний гірничий університет. 2010. С.167-171.
21. Углепородный массив Донбасса как гетерогенная среда А.Ф.Булат, Е.Л.Звягильский, В.В.Лукинов и др. Киев: наукова думка, 2008. 410с.
22. Руководство по проектированию вентиляции угольных шахт. Киев: 1994. 311с.