ТОВ «ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «МЕТІНВЕСТ ПОЛІТЕХНІКА»

Факультет Гірничо-металургійний

Кафедра Гірничої справи

Кваліфікаційна робота допущена до захисту Гарант освітньої програми

«Новітні технології розробки родовищ корисних копалин»

Каменець В.І. _____
(прізвище та ініціали) (підпис)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня магістра

за підсумками виконання освітньої програми

«Новітні технології розробки родовищ корисних копалин»

за спеціальністю 184 Гірництво

На тему: «Дослідження неоднорідностей метановиділення в очисних вибоях ПРАТ «ШУ «Покровське» і розробка методики адаптивного керування плановим навантаженням».

Керівник Сахно І.Г. _____
(прізвище та ініціали) (підпис)

Консультант від
бази практики Белан О.М. _____
(прізвище та ініціали) (підпис)

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Здобувач Поступаєв Д.О. Поступаєв Дмитро Олександрович Підписано цифровой подписью: Поступаєв Дмитро Олександрович Дата: 2025.02.18 08:20:03 +02'00'
(прізвище та ініціали) (підпис)

Запоріжжя 2025

ЗМІСТ

ВСТУП ……4

1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДПРИЄМСТВА, ЯК ОБ'ЄКТА ДОСЛІДЖЕННЯ……6

2. АНАЛІЗ КЕЙСІВ З НАСЛІДКІВ ПОРУШЕННЯ ГАЗОВОГО РЕЖИМУ В УМОВАХ ПІДПРИЄМСТВА……9

2.1. Аварійні випадки на ПРАТ «ШУ «Покровське» ……9

2.2. Аналіз кейсів та визначення наслідків порушень газового режиму в умовах ПРАТ «ШУ «Покровське»……11

2.3. Заходи, що сприяють зниженню ризиків порушення газового режиму та підвищенню продуктивності очисних робіт……..21

3. АНАЛІЗ СВІТОВИХ ПРАКТИК ВРАХУВАННЯ НЕОДНОРІДНОСТІ ГАЗОВОГО БАЛАНСУ ДІЛЬНИЦІ ПРИ ПЛАНУВАННІ ГІРНИЧИХ РОБІТ ..23

3.1. Основні фактори, що впливають на метановиділення та продуктивність очисних вибоїв……23

3.2 Вирішення проблематики метановиділення в шахтах за кордоном

3.2.1 Вугільні шахти Австралії……24

3.2.2 Вугільні шахти Німеччини……..27

3.2.3 Вугільні шахти США……35

3.3. Основні шляхи підвищення видобутку вугілля в лавах з інтенсивним метановиділенням……48

4. ДОСЛІДЖЕННЯ НЕОДНОРІДНОСТЕЙ МЕТАНОВИДІЛЕННЯ В ОЧИСНИХ ВИБОЯХ ПРАТ «ШУ «ПОКРОВСЬКЕ» І РОЗРОБКА МЕТОДИКИ АДАПТИВНОГО КЕРУВАННЯ ПЛАНОВИМ НАВАНТАЖЕННЯМ……..50

4.1 Фактори, що впливають на динаміку метановиділення. Гірничо – геологічні умови відпрацювання очисних вибоїв……50

4.2 Аналіз існуючих нормативних документів щодо розрахунку навантаження на очисний вибій……..54

4.3 Методика адаптивного керування плановим навантаженням…60

4.4 Аналіз результативності методики адаптивного керування плановим навантаженням……68

5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ТЕХНІКА БЕЗПЕКИ……74

5.1. Основні аспекти системи управління охороною праці в умовах ПРАТ «ШУ «Покровське»……74

5.2. Заходи з попередження загазованості гірничих виробок……..75

5.3. Заходи щодо запобігання та боротьби з утворенням місцевих скупчень метану на сполученні лави з виробкою з вихідним струменем повітря……76

5.4. Техніка безпеки при експлуатації газовідсмоктувальної установки та ізольованого відведення газу-метану……78

5.5. Загальні рекомендації щодо безпечного ведення робіт на виїмкових дільницях ПРАТ «ШУ «Покровське»……80

ВИСНОВКИ ……..83

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ ІНФОРМАЦІЇ……85

ВСТУП

На багатьох вугільних підприємствах, як України, так і світу, й шахтоуправління «Покровське» не є винятком, гостро стоїть питання обґрунтованої можливості підвищення рівня видобутку. Цей напрям особливо актуальним є для шахт, що відпрацьовують пласти з високою метаноносністю, де основним обмеженням є газовий фактор, який не дозволяє реалізувати усі можливості сучасного високопродуктивного очисного обладнання.

Користування існуючою узагальненою методикою розрахунків, яка містить чимало сталих та умовних коефіцієнтів вимагає її оптимізації з урахуванням змін гірничо – геологічних умов, неоднорідності виділення метану, сучасних засобів боротьби з негативним впливом метановиділення.

Нерівномірність виділення метану є дуже суттєвим фактором, який впливає на рівень безпеки ведення робіт у очисному вибої. Виділення метану відбувається з пласта, вміщуючих порід, його коливання мають місце під впливом як технологічних процесів у лаві, так і процесів, що мають більш природний характер, як то посадка порід покрівлі, і процесів, що пов’язані з заходами безпеки – наприклад, наближення очисного вибою до куща дегазаційних свердловин, ефективність ізольованого відведення метану, тощо.

Методика розрахунку максимально допустимого навантаження на очисний вибій по газовому фактору, що наведена в «Керівництві з проектування провітрювання вугільних шахт», не враховує можливої динаміки змін метановиділення при безпосередньому посуванні очисного вибою по довжині виймальних стовпів. У зв’язку з цим, виникає

необхідність розробки нової методики, яка визначає навантаження на очисний вибій з урахуванням динаміки зміни газового фактору, та з дотриманням вимог чинного законодавства, що й виконано у даній кваліфікаційній роботі.

1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДПРИЄМСТВА, ЯК ОБ'ЄКТА ДОСЛІДЖЕННЯ

ПРАТ «ШУ «ПОКРОВСЬКЕ» розташоване в Покровському районі Донецької області, на території міста Покровськ та Удачнінскої, Сергіївської, Першотравненської, Шевченківської і Піщанської сільських рад. Місцевість розташування шахти є степовим простором з мережею балок, які належать до басейнів річок Казенний Торець, Солона, Бик [1].

Поблизу підприємства розташований ряд населених пунктів: міста Селидове, Мирноград, Родинське; селища Удачне, Сергіївка, Котліне, Шевченко; села Новосергіївка, Кирилівка, Звірове [1].

На південь від проммайданчика розташована залізнична електрофікована магістраль Покровськ–Чаплине АТ "Укрзалізніця". Шахтна залізнична станція та під'їдні шляхи знаходяться на балансі ТОВ "Вуглепромтранс" [1].

Автомагістраль Донецьк–Покровськ–Дніпро проходить в 7 км від підприємства. Основний проммайданчик шахти з'єднаний з іншими майданчиками шахти та найближчими населеними пунктами автодорогами місцевого значення [1].

Район, на якій функціонує підприємство, має пологий рельєф з невеликим ухилом, що спрямований на південний захід до русла річки Солоної. Абсолютні висоти коливаються від максимальних значень 185-200 метрів на вододілі до мінімальних 110 метрів у долині річки [1].

Кліматичні умови місцевості, де розташована шахта, відповідають II кліматичному району за класифікацією ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010. Характерною рисою є континентальність клімату з різкими перепадами температур між літом і зимою. Середньорічна температура повітря становить +8,1°С, при цьому влітку вона може досягати +30°С, а взимку

опускатися до -29°С. Опади випадають переважно в теплу пору року, середньорічна кількість становить 522 мм. Максимальна кількість опадів випадає в травні-серпні [1].

Східні і південно-східні вітри мають найбільшу повторюваність зі середньою швидкістю 4,4 м/с. Зимовий період м'який, з частими відлигами та невеликим сніговим покровом. Глибина промерзання ґрунту незначна [1].

Шахтне поле розташоване в границях схилу Українського кристалічного масиву та борта Донецького прогину, відпрацювання здійснюється за прямим порядком. В межах родовища промислове значення має вугільний пласт d_4. Середнє значення потужності пласта 1,53 м і коливається від 0,60 м до 2,54 м. Будова пласта переважно проста, але є зустрічається і складна з прошарками аргілітів, алевролітів та вуглистих аргілітів з потужністю до 0,5 метра. Розщеплення пласта на 2-3, рідше на 4 пачки спостерігається у південній частині шахтного поля, де промислове значення мають лише верхні пачки потужністю 0,7-1,3 м [1].

Розкриття шахтного поля виконано вертикальними стволами: центрально-з'єднаними головним і допоміжним, та блоковими – повітроподаючим №1, вентиляційним, центрально-з'єднаними повітроподаючим №2 та скипово-вентиляційним №2, центрально-з'єднаними повітроподаючим №3 та вентиляційним №3 [1].

Шахта відноситься до небезпечних за раптовими викидами вугілля та газу. Використовується всмоктуючий спосіб провітрювання з комбінованою схемою провітрювання [1].

Для забезпечення вентиляції шахта обладнана наступними робочими та резервними вентиляторами: ВЦД-47,5У (головний ствол), ВЦД-31.5М (вентиляційний ствол), ВЦД-47,5У (СВС№2), ВЦД-31.5М2 (вентиляційна свердловина на ВПС №1), DY TDR 329 3TD8A (ВС-3).

На виїмкових дільницях застосована зворотноточна схема провітрювання з ізольованим відведенням метану при якій відсмоктування метану здійснюється вентиляторами ВМЦГ-7М та УВЦГ-9 по трубопроводу діаметром 1000 або 1200 мм. Вентилятори місцевого провітрювання ВМЕ-6У, ВМЕ 2-8, ВМЕ 2-10 здійснюють провітрювання тупикових підготовчих виробок [1].

Застосована стовпова система розробки. Довжина лав в середньому 250-300 м, стовпів – 1600-2700 м. Виймання вугілля в лавах виконується механізованими комплексами до яких входять: комбайни JOY7LS20, МВ-12-630, МВ-14-410, JOY4LS20; кріплення МКЮ4У, Glinik, ДМ, 3КД-90Т, 1ДТ; конвеєра: SZK-260/852, SZK-228/800.

Використовується безцелікова технологія ведення робіт. В штреках, що примикають до очисних вибоїв, застосовується металеве кріплення типу КШПУ у комбінації з анкерним [1].

Транспортування вугілля та породи від очисних та прохідницьких вибоїв до бункерів здійснюється конвеєрами. В магістральних виробках використовують конвеєра типу 2ЛТ-100, 2Л-1200, 1Л-120, в інших конвеєрних виробках – 1Л1000, 2ЛТ-100У, 2ЛТ-1000, 2ЛТ-1000П, 1ЛТ100У.

В місцях зниженого профілю виробок та макисмального притоку облаштовані водозбірники, оснащені насосами типу ЦНС-60/75, NDP-40(80), 6Ш8 та ін [1].

ПРАТ «ШУ «ПОКРОВСЬКЕ» – це гірниче підприємство, яке є лідером галузі та оснащене сучасним обладнанням. Використання інноваційних технологій дозволяє мати високу продуктивність та забезпечувати безпеку праці. Підприємство є яскравим прикладом впровадження новітніх розробок у гірничовидобувній промисловості.

2. АНАЛІЗ КЕЙСІВ З НАСЛІДКІВ ПОРУШЕННЯ ГАЗОВОГО РЕЖИМУ В УМОВАХ ПІДПРИЄМСТВА

2.1. Аварійні випадки на ПРАТ «ШУ «Покровське»

Для ПРАТ «ШУ «Покровське» актуальною проблемою при розробці вугільного пласта d_4 з застосуванні високопродуктивних очисних комплексів є створення безпечних умов праці. При переході гірничих робіт на більш глибокі горизонти зростають негативні впливи від підвищеного гірничого тиску, температури, метаноносності.

З метою ідентифікації найбільш небезпечних факторів, що призводять до аварійних ситуацій, в роботі проведений аналіз кейсів з наслідків порушення газового режиму в умовах ПРАТ «ШУ «Покровське».

Шахта відповідно відносного метановиділення є надкатегорійною, небезпечна за раптовими викидами вугілля та газу. Найбільшу небезпеку для підприємства становлять аварії, що спричинені вибухом суміші метану та вугільного пилу, наслідком яких є травмування та загибель гірників, пошкодження обладнання, руйнування гірничих виробок, зупинка виробничих процесів.

В період з 2014 року на виїмкових дільницях ПРАТ «ШУ «Покровське» були зафіксовані наступні аварії:

1) 12.08.2014 року 7 південна лава блоку 10 (вибух на сполученні 7 південної лави блоку 10 з 7 південним конвеєрним штреком блоку 10, ускладнений пожежею, у зв'язку з розвитком пожежі в 7 південному конвеєрному штреку блоку 10 застосована ізоляція);

2) 25.08.2016 року 7 південна «біс» лава блоку 10 (вибух у 7 південній лаві "біс" лаві блоку 10, ускладнений пожежею, після повторного вибуху застосована ізоляція);

3) 22.01.2018 року 12 південна «біс» лава блоку 10 (у 12 південній "біс" лаві блоку 10 стався спалах метано-повітряної суміші, який ускладнився пожежею у виробленому просторі, при ліквідації аварії виконувалось подання водо-пінного розчину і замулювання виробленого простору);

4) 16.04.2018 року 2 південна лава блоку 7 (вибух у виробках 2 південної лави блоку 7 ускладнений пожежею в частині виробки, що не підтримується, за лавою, у зв'язку з повторними вибухами і неможливістю активного впливу на осередок пожежі за температурним фактором застосована ізоляція);

5) 17.06.2018 року 11 південний конвеєрний штрек блоку 10 (пожежа за чураковою перемичкою в 11 південному конвеєрному штреку блоку 10 та у виробленому просторі, пожежу ліквідовано ізоляцією тупика погашення 11 південного конвеєрного штреку блоку 10 та подачею у вироблений простір вогнегасних речовин і глинистої пульпи);

6) 15.03.2019 року 14 південна лава блоку 10 (у районі секції № 52-53 між задніми огорожами секцій було виявлено перевищення концентрації СО, виконувалось посилення дегазації та подання водо-пінного розчину в вироблений простір по пробуреним свердловинам);

7) 27.03.2019 року вентиляційний штрек 11 південної лави блоку 10 (займання метано-повітряної суміші в тупику погашення на верхньому сполученні лави з вентиляційним штреком, для гасіння було виконано подачу водно-пінного розчину у вироблений простір, відведенням метано-повітряної суміші та ізоляцію тупику погашення);

8) 08.11.2019 року 11 південна лава блоку 10 (за лавою в бік монтажного ходку в 11 південному «біс» конвеєрному штреку блоку 10 виявлено підвищений вміст СО з концентрацією 0,0019%, було

застосовано подачу водно-пінного розчину в вироблений простір через пробурені свердловини, відведення метану системою дегазації);

9) 05.02.2020 року 11 південний «біс» конвеєрний штрек блоку 10 (відкриті осередки горіння в районі дренажних вікон по 11 південному «біс» конвеєрному штреку в 30 метрах за сполученням з 11 південною лавою блоку 10, застосовано ізоляцію на безпечній відстані).

Аварійні ситуації виникали у виробленому просторі – 3 шт., у лавах – 2 шт., у штреках – 2 шт., в місцях сполучення лав зі штреками – 2 шт.

Вибух метаноповітряної суміші є наслідком одночасного збігу двох умов: небезпечної концентрації метану та джерела запалення. Ймовірність аварій зумовлена природними та технічними факторами, серед яких найбільш значущі газоносність родовища, надійність шахтного обладнання та систем контролю газового та пилового стану.

При управлінні технологічними процесами важливим критерієм прийняття рішень є постійний моніторинг газового складу атмосфери гірничих виробок. В системах керування повинні бути реалізовані функції прогнозування метановиділення, з метою передбачити неконтрольовані аспекти при інтенсифікації видобутку вугілля.

2.2. Аналіз кейсів та визначення наслідків порушень газового режиму в умовах ПРАТ «ШУ «Покровське»

7 південна «біс» лава блоку 10

25.08.2016 року в 19 годин 35 хвилин відбувся вибух в 7 південній лаві «біс» блоку 10 (рис. 2.1), що був ускладнений пожежею.

Рисунок 2.1. – Викопіювання з плану гірничих виробок, 7 південна лава «біс» блоку 10

Первинна посадка покрівлі відбулася після 42 м посування лави, крок періодичної посадки основної покрівлі складав 10-15 м, безпосередньої 1-2 м. Відхід монтажного ходку на момент аварії становив 65-68 м, тобто перед вибухом відбувалася або мала відбутися друга періодична посадка основної покрівлі, довжина лави 286 м.

В районі секції 170 підошва представлена пісковиком, безпосередня покрівля алевролітом, а основна – пісковиком. Згідно з гірничо-геологічними умовами відробки 7-ї південної лави блоку 10 виділення метану може відбуватися з пісковиків, що залягають у покрівлі пласта та мають природну газоносність 1,8-5,9 м³/м³ породи. Пісковики викидонебезпечні. В покрівлі згідно зі стратиграфічною колонкою залягає пісковик, що має середню міцність.

Після водонасичення межа міцності пісковику, що залягає в покрівлі пласта, знижується з 487-1375 МПа до 289-1310 МПа. В акті первинної

посадки зазначено, що в період 05-06.08.2016 спостерігалася активність порід: збільшення ступеня тріщинуватості порід покрівлі, наявність притоку води з покрівлі у вигляді рясного капежу.

По лаві на протязі секцій від 150 до 120 безпосередня покрівля у вигляді алевроліту відсутня і відпрацьовуваний пласт примикає до пісковику, що дозволяє робочому органу комбайна мати безпосередній контакт з пісковиком. При проходженні виробок був зафіксований ряд тектонічних порушень, роздувів і розмивів пласта, заповнених алевролітом і пісковиками. Всі зони геологічних порушень характеризуються високим ступенем тріщинуватості і нестійкістю вміщуючих порід, підвищеною метанообільністю.

На момент аварії комбайн після виїмки знаходився на 20-30 секціях ближче до нижнього сполучення (свіжий струмінь), перший вибух стався на верхньому сполученні (вихідний струмінь) в районі секції 170 і далі розповсюджувався по лаві.

До аварії порушень провітрювання не зафіксовано. За весь період роботи лави загазованості не спостерігалось. Показники датчику метану в тупику 0,7-1,0 %, вихідної з дільниці – 0,6-0,9 %. Фактична витрата повітря 1430 м^3/хв., при розрахунковій 1280 м^3/хв.

При контролі ВГРЧ 21.08.2016 року фактична витрата повітря на виході склала 1396 м³/хв, що перевищувало розрахункове значення. Сумарний дебіт метану на дільниці склав 16,52 м³/хв, що перевищувало на 2 м³/хв розрахункове значення 14,65 м³/хв.

При ліквідації аварії було встановлено, що провітрювання не порушено, концентрація метану на вихідному струмені 1,2%. За результатами інструментальних вимірів і проб, відібраних при розвідці, метановиділення в початковий момент аварії сумарно складало 24,0 м³/хв, що перевищувало розрахункове значення.

Причиною виникнення аварії стало формування скупчення вибухонебезпечної концентрації метану під покрівлею, поблизу завального огородження кінцевих секцій механізованого кріплення на сполученні лави та вентиляційної виробки, в наслідок розкриття малоамплітудного геологічного порушення покрівлі очисної виробки. Способи прогнозування і попередження таких явищ в нормативних документах не містяться.

У зв'язку з неможливістю детального обстеження аварійної ділянки та електрообладнання, а також впливу кількох вибухів метаноповітряної суміші, в результаті чого обладнання зазнало руйнівного впливу повітряних ударних хвиль та високої температури, джерело займання не встановлено. Найімовірнішим джерелом займання метаноповітряної суміші могло бути електрообладнання з порушеним вибухозахистом або фрикційне іскріння.

Наслідки аварії:

1) робота 7 південної лави «біс» блоку 10 не відновлювалась;
2) виймальний стовп протяжністю 700 м з запасами 417 тис. т не допрацьовано;
3) на виймальному полі підготовлено 7 південну прім. лаву блоку 10 з залишенням целіків розміром 50 м зі сторони конвеєрного штреку та 80 м зі сторони вентиляційного штреку, додатковий обсяг проведення гірничих виробок склав 2 275 м.

12 південна «біс» лава блоку 10

22.01.2018 року в 16 годин 22 хвилини у 2 зміну відбувся спалах метано-повітряної суміші в 12 південній лаві «біс» блоку 10 (рис. 2.2.), що був ускладнений пожежею в виробленому просторі.

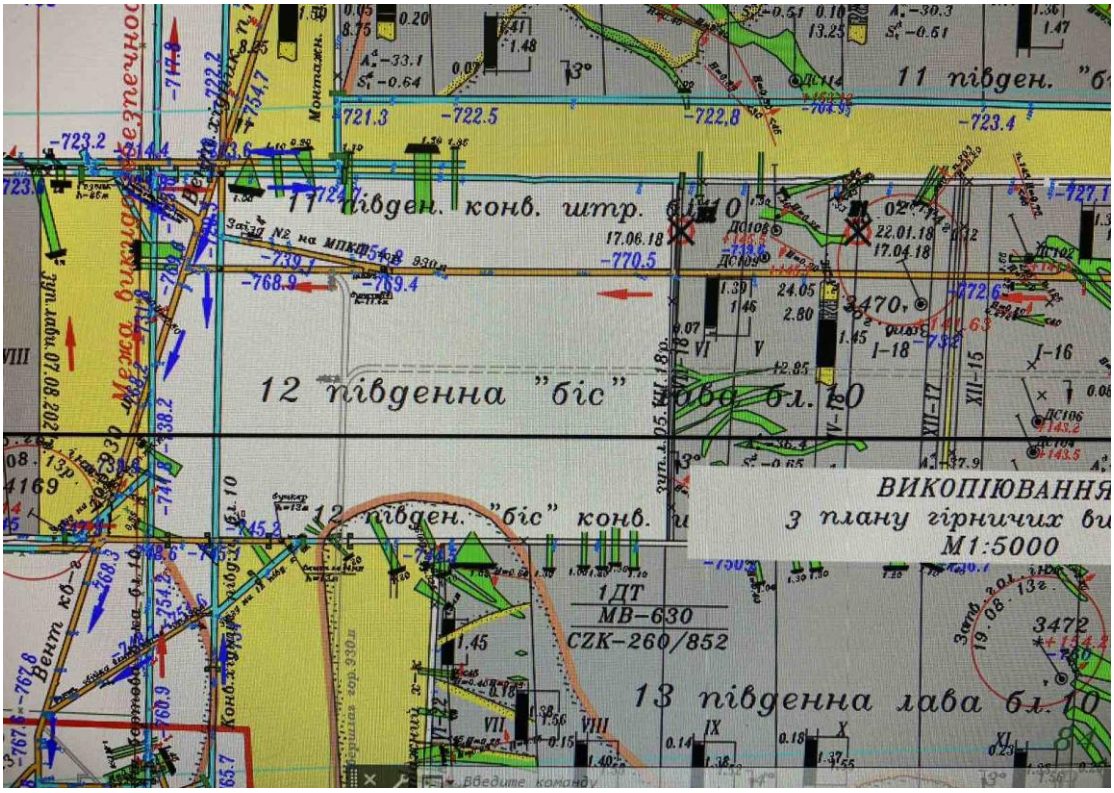

Рисунок 2.2. – Викопіювання з плану гірничих виробок, 12 південна «біс» лава блоку 10

Первинна посадка порід основної покрівлі відбулася 12.01.2018 року при відході по 11-му південному конвеєрному штреку блоку 10 на відстані 42 м. Крок періодичної посадки основної покрівлі становить 10-15 м.

На момент виникнення аварії відхід лави від монтажного ходка склав 150 м (довжина лави – 304,5 м), лінія очисного вибою може відповідати кроку періодичної посадки покрівлі.

Згідно з геологічними даними у вибої лави відсутні розривні гірничо-геологічні порушення вугільного пласта. В районі секцій механізованого кріплення №40-60 є вихід пісковика основної покрівлі безпосередньо до вугільного пласта. Згідно з геологічним прогнозом, лінія очисного вибою перетинає геологічне порушення з амплітудою 0,46 м.

Комбайн марки МВ-630 знаходився у районі секцій механізованого кріплення з 49 по 50, зарублений у масив вугільного пласта. Біля комбайна в покрівлі лави мав місце незначний вивал пісковика з порід покрівлі пласта. У комбайна знаходились негабаритні глиби пісковика. В районі нижнього шнека комбайна наявне непрогнозоване малоамплітудне порушення у вигляді розмиву з залишками потужності вугільного пласта 1,15 м, розмив виконаний породами алевроліту потужністю 0,3 м. Верхній шнек комбайна знаходився в районі 60-ї секції та був опущений на підошву.

За період з 19.01.2018 року до аварії випадків перевищення гранично допустимих концентрацій метану, а також різкого стійкого збільшення його вмісту у вихідному струмені дільниці (лави) не зафіксовано.

В 1 зміну 22.01.2018 року виконано обстеження представниками командного складу ВГРЗ. Зауважень по фактичному стану провітрювання дільниці не виявлено. Фактична витрата повітря, що поступає по 12 південному «біс» конвеєрному штреку блока 10, склала 817 м³/хв, при розрахунковому 375 м³/хв, концентрація метану – 0,0%.

Фактична витрата повітря в 12 південному «біс» конвеєрному штреку блока 10 (вихідний струмінь дільниці) в 80 м від вікна лави складала 1549 м³/хв, при розрахунковому 1235 м³/хв. Концентрація метану становила 0,4%. Фактичний дебіт метану складав 6,2 м³/хв, при розрахунковому 6,73 м³/хв. Фактичний витрата повітря в очисній виробці 12 південної «біс» лави блоку 10 в 10 м від 12 південного «біс» конвеєрного штреку блоку 10 склав 518 м³/хв., при розрахунковому 399 м³/хв. Концентрація метану становила 0,2 %. Фактичний дебіт метану склав 1,0 м³/хв. Фактичний витрата повітря в трубопроводі дегазації склав 32 м³/хв. Концентрація метану 30,0%. Фактичний дебіт метану, що

відводився дегазацією, складав 9,6 м³/хв. Сумарний дебіт метану на дільниці складав 15,8 м³/хв, при розрахунковому 17,2 м³/хв.

Під час ліквідації аварії при розвідці було встановлено, що провітрювання не порушено, концентрація метану на вихідному струмені складала 1%. На провітрювання 12 південної "біс" лави блоку 10 подавалось 1714 м³/хв. повітря (при розрахунковому значенні 1253 м³/хв), при цьому по 11 південному конвеєрному штреку блоку 10 – 974 м³/хв і на підсвіжування по 12 південному "біс" конвеєрному штреку блоку 10 – 740 м³/хв (при розрахунковому значенні 375 м³/хв). В очисну виробку 12 південної "біс" лави блоку 10 подавалось 652 м³/хв при розрахунковому значенні 399 м³/хв, а витоки повітря через відпрацьований простір становили 322 м³/хв. Дебіт газоповітряної суміші в трубопроводі дегазації становив 32 м³/хв. з концентрацією метану 30%. Під час ліквідації аварії спостерігалося підвищене загальне метановиділення дільниці з поступовим зниженням величин від 28 м³/хв. до розрахункової 17,2 м³/хв.

Однією з причин виникнення аварії найбільш імовірно стало утворення скупчення метану з вибухонебезпечною концентрацією в куполі обвалення в районі секцій механізованої кріплення лави № 48 – 50, у місці локального пликативного розмиву вугільного пласта, представленого алевролітом. Також можливою причиною виникнення аварії та групового нещасного випадку стало утворення метано-повітряної суміші з вибухонебезпечною концентрацією в тупику 11 південного конвеєрного штреку блоку 10 у запереміченій (неконтрольованій) зоні за чураковою перемичкою.

Найімовірнішою причиною займання метано-повітряної суміші могло бути утворення іскри внаслідок тертя зубців шнека комбайна МВ-630Е об брили алевроліту, що знаходилися в підошві очисної виробки, в результаті їхнього випадіння з купольної частини у покрівлі пласта. Проте достатніх

доказів того, що займання метано-повітряної суміші сталося внаслідок тертя не встановилено. Також можливою причиною займання метано-повітряної суміші могло бути утворення іскри внаслідок різкого, стрибкоподібного переходу від зчеплення до ковзання в замках кріплення, а також утворення іскри внаслідок тертя при ударі елемента зруйнованого замкового з'єднання арочної кріплення об пісковик бічної стінки виробки.

Проте достатніх доказів того, що займання метано-повітряної суміші сталося внаслідок утворення іскри в результаті різкого, стрибкоподібного переходу від зчеплення до ковзання в замках кріплення або внаслідок тертя при ударі елемента зруйнованого замкового з'єднання арочної кріплення об пісковик бічної стінки виробки не встановлено.

Наслідки аварії:

1) робота 12 південної «біс» лави блоку 10 не відновлювалась;
2) виймальний стовп протяжністю 200 м з запасами 88 тис. т не допрацьовано.

2 південна лава блоку 7

16.04.2018 року в 23:00 стався вибух у виробках 2 південної лави блоку 7 (рисунок 2.3), ускладнений пожежею в тупику частини виробки, що не підтримується, за лавою.

Первинна посадка основної покрівлі відбулася після просування лави на 44 м, крок періодичного посадки основної покрівлі становив 10-15 м, безпосередній – 1-2 м. Відстань від монтажного ходка до місця аварії на момент аварії становила 1055 м, довжина лави становила 250 м. У районі секції 90, де знаходився комбайн під час вибуху, підошва представлена алевролітом потужністю 0,15-0,16 м з коефіцієнтом міцності 5, безпосередня покрівля – пісковиком потужністю 4,2-4,7 м з коефіцієнтом

міцності 6-7, який залягає в покрівлі лави з окремими включеннями алевроліту потужністю 0,0-0,3 м, на всій протяжності, в тому числі і в місці вибуху згідно геологічного розрізу по лаві, що дозволяє робочому органу комбайна мати безпосередній контакт з пісковиком. Глибина залягання пласта в місці вибуху 440,8 м.

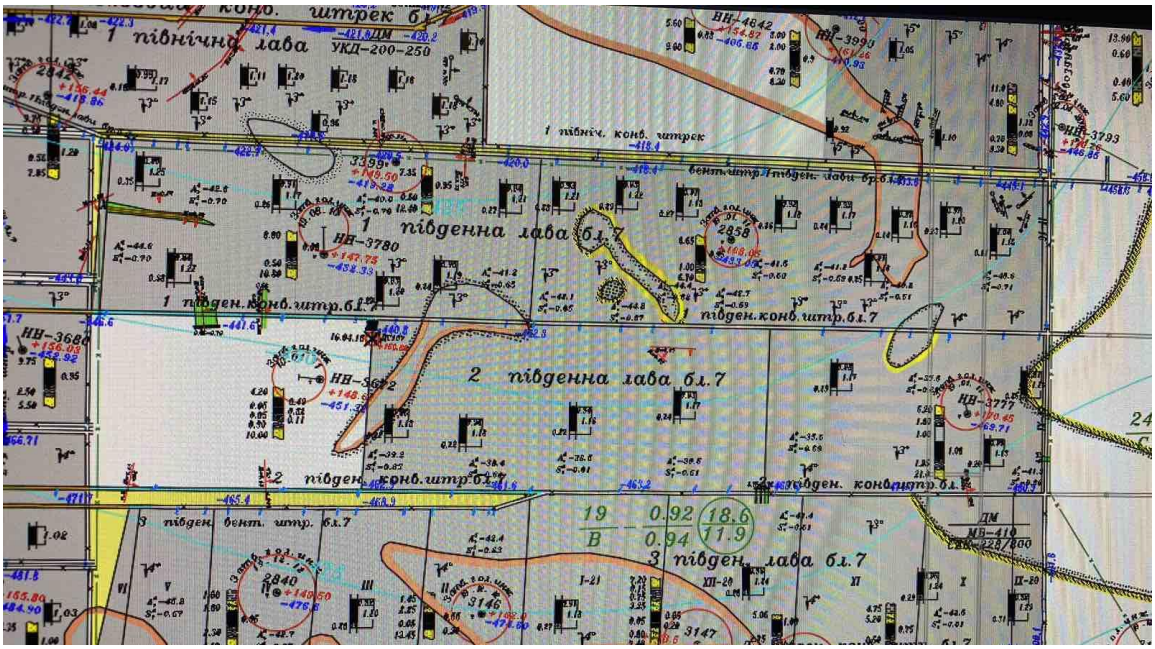

Рисунок 2.3. – Викопіювання з плану гірничих виробок, 2 південна лава блоку 7

На момент аварії комбайн проводив виїмку вугілля на 90 секції, перед хлопками був зупинений для переміщення лінії скребкового конвеєра.

Вибух стався на верхньому сполученні лави з вентиляційним штреком (сполучення лави з вихідним струменем повітря). При огляді верхнього сполучення у чуракової перемички, що ізолює завальну частину були виявлені відкриті осередки пожежі згідно висновків експертної комісії.

Впродовж п'яти днів перед аварією концентрація метану в вихідному струмені лави 2 південної лави блоку 7 і в тупику 1 південного конвеєрного штреку не перевищувала допустимих норм, загазованості за весь період роботи не спостерігалась.

Аналіз даних телеметричної інформації дозволив встановити, що 16.04.2018 року до аварії не один із датчиків, встановлених на видобувній дільниці не видав інформацію про перевищення гранично допустимих норм вмісту метану в виробках. Кількість повітря, що поступало в виробки дільниці перевищувало розрахункові в 1,29 рази.

При ліквідації аварії було встановлено, що провітрювання не порушено, концентрація метану у вихідному струмені в 1 південному конвеєрному штреку – 0,2%. Фактична витрата повітря склала 1480 м³/хв, при розрахунковому значенні 1237 м³/хв.

Причиною виникнення аварії та групового нещасного випадку став спалах метано-повітряної суміші у виробленому просторі виїмкової дільниці 2 південної лави блоку №7 пласта d_4.

Найбільш вірогідним джерелом спалаху метано-повітряної суміші могло бути електрообладнання з порушенням вибухозахисту. Електричні іскри могли виникнути в процесі ведення гірничих робіт на аварійній дільниці. Джерелом запалювання метано-повітряної суміші могли бути й вибухові роботи.

Наслідки аварії:

1) робота 2 південної лави блоку 7 не відновлювались;
2) виймальний стовп протяжністю 385 м з запасами 114 тис. т не допрацьовано;
3) для відпрацювання нижче розташованої 3 південної лави блоку 7, у зв’язку з неможливістю повторного використання 2 південного

конвеєрного штреку блоку 7, було додатково пройдено 800 м вентиляційного штреку 3 південної лави блоку 7.

2.3. Заходи, що сприяють зниженню ризиків порушення газового режиму та підвищенню продуктивності очисних робіт

В умовах ПРАТ «ШУ «Покровське» підземна розробка вугілля пласта d_4 при збільшенні глибини найчастіше здійснюється за умов високого газовиділення, що є комплексним процесом, який залежить від газоносності, проникності вугілля та вміщуючих порід, напруженості гірничого масиву, тектонічних порушень та ін. Як правило газовиділення відбувається безперервно та залежить від швидкості посування вибоїв.

Інтенсифікація процесів вугледобування веде до зростання продуктивності шахти та прискоренню темпів росту глибин розробки, а також до ускладнення гірничих, газових та кліматичних умов ведення підземних робіт. Найбільшу небезпеку представляє газовий фактор, оскільки характер метановиділення може бути непередбачуваним.

На даний час для забезпечення безпеки ведення гірничих робіт при високих навантаженнях на очисні вибої ПРАТ «ШУ «Покровське» застосовуються:

- схем провітрювання виїмкових ділянок з повним обособленим розбавленням шкідливостей і підготовкою двома виїмковими штреками;

- схеми з повним обособленим відводом метану з виробленого простору з використанням вакуум-насосів або вентиляторів;

- збільшення об'ємів метаноповітряних сумішей, що відводяться, до рівня, який дозволяє знизити середню концентрацію метану в витоках повітря через вироблений простір до 1%;

- запровадження додаткових засобів забезпечення безпеки ведення гірничих робіт (застосування автоматизованих вентиляційних установок з виводом інформації про положення дверей на пульт диспетчера, блокування дверей шлюзів, регламентоване регулювання витрат повітря, обмеження швидкості руху комбайна, тощо).

В той же час, методика розрахунку максимально допустимого навантаження на очисний вибій по газовому фактору, що застосовуються на даний час [1], не передбачає можливої динаміки змін метановиділення при безпосередньому посуванні очисного вибою по довжині виймальних стовпів. У зв’язку з цим, виникає необхідність розробки методики, що визначає навантаження на очисний вибій з урахуванням динаміки зміни газового фактору.

3. АНАЛІЗ СВІТОВИХ ПРАКТИК ВРАХУВАННЯ НЕОДНОРІДНОСТІ ГАЗОВОГО БАЛАНСУ ДІЛЬНИЦІ ПРИ ПЛАНУВАННІ ГІРНИЧИХ РОБІТ

3.1. Основні фактори, що впливають на метановиділення та продуктивність очисних вибоїв

Зниження впливу інтенсивності метановиділення на продуктивність очисних вибоїв шахт є актуальною проблемою.

З метою визначення методики оптимального навантаження на лаву за газовим балансом дільниці, в роботі був проведений аналіз світових практик при плануванні та веденні гірничих робіт.

Навантаження на лаву залежить від багатьох факторів, серед яких є потужність пласта, що розробляється, обсяги провітрювання, час роботи комбайна з видобутку вугілля, метановиділення та ступінь дегазації.

Потужність пласта є визначаючим показником перерізу лави та відповідно обсягів повітря, що розбавляє метан в очисному вибої. При зростанні потужності пласта, підвищується можливе навантаження на лаву за газовим фактором і навпаки. Одночасно метанообільність лави, що часто має динамічні показники, значно обмежує навантаження на очисний вибій.

Аналіз зарубіжних джерел інформації [3,4,5,6] показує, що увесь час ведуться активні роботи з дослідження технологічних та геомеханічних процесів при відробці вугільних пластів високопродуктивними механізованими комплексами. На виїмкових дільницях підвищення інтенсивності газовиділення, найчастіше пов’язано зі зростанням навантаження на очисний вибій [7,8].

Інтенсифікація механізованої виїмки вугільних пластів вимагає застосування високопродуктивного обладнання в комплексі з

оптимізацією технології відробки, що враховує динаміку змін за газовим фактором. Це сприятиме підвищенню рентабельності вугільних шахт за рахунок зниження собівартості та збільшення продуктивності праці.

3.2 Вирішення проблематики метановиділення в шахтах за кордоном

3.2.1 Вугільні шахти Австралії

Австралія – один з провідних експортерів вугілля в світі. Серед вугільних шахт в цій країні є ті, що схожі за умовами до шахт України.

Для безпечного відпрацювання вугільних пластів та видобутку метану на шахтах Австралії широко застосовують методи дегазації пластів, що розроблюються та суміжних, свердловинами, які пробурені з гірничих виробок [9-11]. Дегазаційні свердловини у площині пласта, що розроблюється розташовуються паралельно лінії очисного вибою, віялом або за схемою, яка передбачає віяло пластових свердловин, пробурених з одноствольної частини дегазаційної свердловини. При цьому всі свердловини буряться за контури майбутніх виробок та призначені, перш за все, для дегазації масиву вугілля в зонах проведення чергових підготовчих виробок. Зони пласта обмежуються довгими бар'єрними свердловинами заданої траси на ділянках проведення підготовчих виробок. Свердловини бурять паралельно та прямолінійно до осі виробок, або ж з вигином біля устя з подальшим розташуванням свердловин паралельно осі виробок.

Дегазацію суміжних пластів, що підробляються або надробляються, здійснюють через свердловини, що пробурені з виробок пласта, що розробляється, в паралельній до очисного забою площині або

свердловинами заданої траси з виходом її горизонтальної частини в площину суміжного пласта, що дегазується.

Розробку викидонебезпечного пласта з потужністю 2,2-3,5 м на глибині понад 500 м ведуть на шахті «Тауер», з надробкою пласта, що тимчасово не виймається. Використовують схему дегазації з пробуренням свердловин як по пласту, що розробляється так і по пласту, що залягає нижче (рис. 3.1).

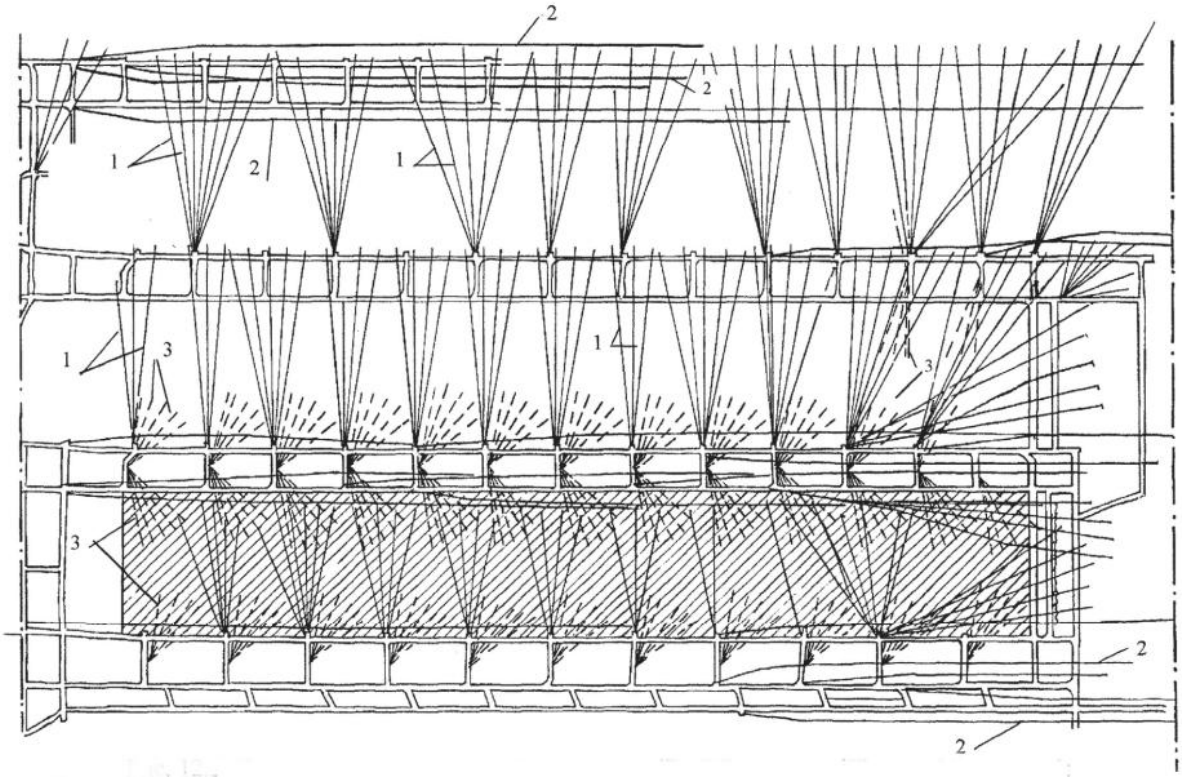

Рисунок 3.1 – Схема дегазації при відробці викидонебезпечного пласта вугілля на шахті «Тауер»: 1, 2 – свердловини для попередньої та огороджувальної дегазації пласта при проходці виробок; 3 – свердловини для дегазації пласта, що залягає нижче

З метою досягнення високих показників ведення дегазаційних робіт та запобігання раптовим викидам вугілля та газу, виконують направлене буріння пластових свердловин віялом за контури майбутніх підготовчих

виробок та довгих бар’єрних свердловин 700-1400 м вздовж підготовчих виробок, що проводяться на наступних виїмкових полях. Темпи проведення виробок на шахті досягають 130-140 м/міс.

В середньому на 1000 т видобутого вугілля приходиться 4 м свердловин, що складає 60 км на рік. Концентрація метану, що відкачується, складає 50-60%, дебіт 120-140 м³/хв. На 1 м свердловини питома кількість відкачуваного метану складає 1140 м³.

З метою зниження негативного впливу метановиділення на інтенсивність видобутку вугілля у шахтах Австралії досить часто використовують традиційні дегазаційні свердловини, пробурені з поверхні у відпрацьований простір. Ця технологія забезпечує каптаж метану в середньому на рівні 80% при пікових значеннях приблизно 85% та концентрації газу більше 90%.

Обладнання для збору газу розташовують на поверхні, транспортування здійснюється по трубопроводах, що з'єднані з підземними похилими свердловинами. Увесь обсяг газу, отриманий при підземній та поверхневій дегазації направляють на мобільну установку дегазації та на центральну насосну станцію, звідки газ подається в газові двигуни, при цьому надлишкова кількість газу спалюється у факелі. Діяльність підприємств направлена на виключення прямих викидів метану в атмосферу.

Беручи до уваги, що обсяги метановиділення можуть зростати, на шахтах організовують попередню дегазацію потужних пластів за допомогою свердловин завдовжки до 2,0 км, пробурених вздовж осі лави. Спочатку ці свердловини використовують для попередньої дегазації, а після відпрацювання вугільного пласта – для дегазації відпрацьованого простору, з метою запобігання скупченням та викидам метану. У разі наявності необхідності додаткової дегазації, виконують буріння звичайних

пластових свердловин, які розташовують над гірничими виробками, що запроектовані.

Метаново-повітряні суміші, каптуємі на шахтах Австралії [11] використовують в промисловості, зокрема в котельних, на металургійних та хімічних заводах, збагачувальних фабриках, а також для виробництва електроенергії газопоршневими станціями. Утилізують як метан, що видобувається дегазаційними системами, так і метан, що виділяється в гірничу атмосферу та виноситься вентиляційними потоками на поверхню. Наприклад, на метані, що видобувається з шахт Appin та Tower, працює електростанція, що виробляє 96 820 кВт·год електроенергії на модульних установках системи «Caterpillar».

3.2.2 Вугільні шахти Німеччини

Не дивлячись на те, що в Німеччині на даний час немає діючих вугільних шахт, шляхи вирішення проблематики зниження інтенсивності метановиділення, що використовувались в цій країні залишаються актуальними.

На шахтах Німеччини застосовувалися підземні способи вилучення метану з вугільних пластів, переважно, зближених. Сприяли веденню ефективної дегазації та безпеці праці за газовим фактором положення німецького законодвства, зокрема Гірничий закон, згідно якого вугільний метан віднесений до корисних копалин і належав шахтам, приносячи їм додаткові доходи від його видобутку та реалізації [12].

На даний час державний гірничий нагляд Німеччини видає ліцензії на видобуток метану на гірничих відводах закритих шахт. Власники ліквідованих шахт, несуть відповідальність лише за дегазаційні системи, а за трубопроводи, що доставляють метан до споживача, відповідає

покупець газу. Вміст метану в видобутих газоповітряних сумішах, що подаються споживачам для виробництва електроенергії, має бути не менше 35%.

Аналіз інформаційних джерел [11, 13-16] показав, що вугільні шахти в Німеччині працювали в досить складних умовах. Метаноносність вугільних пластів складала 20-25 м³/т, а гірничі роботи з підготовки та розробки пластів вугілля проводилися на глибинах 1000-1500 метрів.

Для забезпечення високих навантажень на газообільних виймальних дільницях застосовували Y-подібну систему вентиляції (рис. 3.2), згідно якої сумарний потік повітря проходив за вибоєм, розбавляючи метан, що виділявся із вибою та виробленого простору, а також передбачено до повітря, що рухається вздовж вибою, подачу додаткових обсягів повітря.

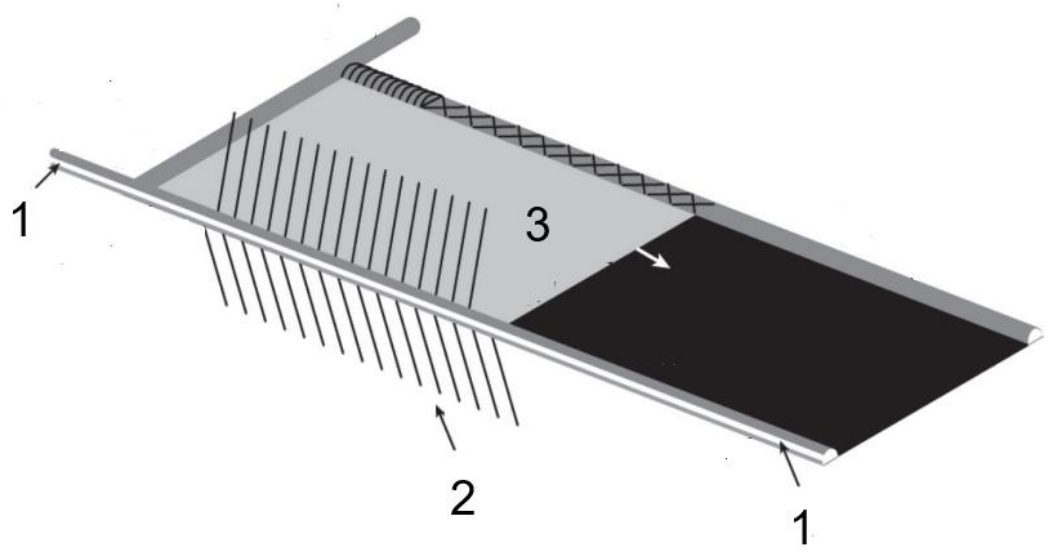

Рисунок 3.2 – Вибій з Y-подібною схемою вентиляції та дегазаційними свердловинами у покрівлі та підошві виробки позаду вибою: 1 – газопровід, 2 – дегазаційні свердловини, 3 – вироблений простір

Застосування наведеної схеми вентиляції надавало можливість буріння свердловин вхрест простягання, їх з'єднання з дегазаційною

системою та проведення моніторингу. Такі свердловини забезпечують вилучення 70% газу з покрівлі та 40% газу з пласта.

Перемички, які зводяться для підтримки штреку за вибоєм, також виконують ізолюючу функцію для виробленого простору, з метою блокування попадання в нього повітря, що значно зменшує ризик утворення вибухонебезпечних концентрацій метану.

На шахтах землі Північний Рейн-Вестфалія дегазаційними системами вилучалось 415 млн м³ метану, з них утилізувалось 261 млн м³ при щорічному метановиділенні 810 млн м³. Коефіцієнт вилучення склав 0,51, утилізації – 0,32, використання – 0,63.

Загальна встановлена потужність електростанцій землі Північний Рейн-Вестфалія на газі, що був каптований, становила 125 МВт, у роботі знаходилося 65 модулів, які виробляли 80 МВт-год електроенергії. Планувалося довести кількість модулів до 100.

Вакуумні насосні станції були обладнані, зазвичай, 5 вакуумними насосами. Дебіт метану, що каптувався, становив 125-220 м³/хв, вміст метану в суміші змінювався від 25 до 70%, причому переважно був більше 35%. Об'єми використання метану на шахтах від 60 до 100% каптуємого.

У Саарському вугільному басейні потужність вугільних пластів складала 0,5-5 м при глибині ведення гірничих робіт 600-1500 м. Видобуток здійснювався 20 очисними забоями та складав 7,37 млн т вугілля при середньодобовому 2417 т. При цьому на 1 т видобутого на шахтах вугілля виділялося 45 м³ метану. Засобами дегазації вилучалось 40-60% від виділеного на виїмкових ділянках метану. Було видобуто 211 млн м³ метану, з яких 56% було використано, причому більша частина була використана на власних електростанціях. Дегазаційні свердловини переважно були пробурені на зближені пласти вугілля з виробок виїмкової дільниці прямолінійно вхрест пласта або з виводом горизонтальної

частини свердловини в площину наближеного пласта [13]. Вилучення метанових сумішей здійснювався зі свердловин з якісною герметизацією та встановленими практикою параметрами дегазації.

Продуктивність підземної вугледобувної техніки Німеччини в значній мірі була обмежена газовим фактором, за умови газоносності пласта більше 10 м³/т. Для прикладу, на шахті «Генерал Блюменталь», що розробляла пласт Хуго, навантаження на лаву понад 1000 т на добу було неможливим через газоносність пласта 12-13 м³/т, навіть з ефективною дегазацією сусідніх пластів.

З метою розробки заходів з ефективної попередньої дегазації були проведені дослідження з оцінки величини газовиділення з пластових свердловин, які функціонують в природних умовах залягання пласта та в надроблених його зонах. Потужність пласта Хуго 2,0 м, він залягає нижче на 113 м від пласта Катарина, що був відпрацьований на рік раніше. На трьох ділянках були пробурені різними способами та засобами дегазаційні свердловини. Як показав експеримент зона максимального опорного тиску на глибоких горизонтах знаходиться на відстані 6-10 м від штреку в масиві вугілля знаходиться, що ускладнює процес буріння, на глибині 5-15 м від штреку спостерігався підвищений вихід штибу, через що траплялись часті випадки обриву та поломок бурових штанг.

Отриманий при бурінні свердловин досвіду допоміг визначити найкращий режими буріння та спосіб герметизації свердловин, а також оптимальні бурові установки для створення пластових свердловин. Перші 20-30 м свердловини очищали стисненим повітрям, а потім промивали водою. Для герметизації свердловин застосовували пластикові труби, заповнюючи затрубний простір пінополіуретаном, який легко руйнувався при механізованому видобутку вугілля. Безпосередньо для буріння використовували установку фірми Шмідт, Кранц унд Ко ГМБХ. Вугільний

пласт руйнували за допомогою спеціальних коронок, що не виходили за межі пласта при умові незначного кута його падіння. Все перераховане дозволило бурити свердловини довжиною до 160-200 метрів.

Вага бурової установки дорівнювала 100 кг, а найбільш важкого вузла – 35 кг, при цьому швидкість буріння складала 3 хв. на 1,5 м, що дозволяло двом робітникам за дві зміни пробурити до 100 метрів свердловини, при тризмінному режимі роботи цей показник зростав до 150-200 м. Щодня бурити і облаштовувати одну пластову свердловину згідно графіку буріння свердловин на ділянці розробки вугільного пласта.

Для попередньої дегазації пласта Хуго були пробурені свердловини діаметром 45 мм, при цьому в зоні розробки пласта Хуго, виявили значно більшу газовиділення порівняно із зоною впливу відпрацьованого пласта Катерина. Ефективність пластових свердловин становила 10% та визначалась відношенням кількості видобутого газу до його вмісту в пробі вугілля. Буріння і спостереження за газовиділенням на пласті Карл І, що надроблявся пластом Хуго, проводили на трьох ділянках у зонах з різним впливом гірничого тиску.

Поблизу очисних вибоїв та ціликів вугілля при значному гірничому тиску не було можливості пробурювати свердловини довжиною понад 40 м, а з наближенням до вибою лави буріння ускладнювалось ще більше. З 30 перших свердловин, що пробурені на відстані до 160 м від вибою, газовиділення складало 0,5 $м^3$ на метр свердловини за добу. Наступні свердловини були пробурені на відстані 400 м від вибою, пікове зростання газовиділення спостерігалось на відстані близько 80 м від вибою. Буріння низхідних свердловин на пласті Карл І також проводили, але через складність осушення свердловин цей метод дегазації не знайшов широкого застосування.

На пласті Карл I в зонах, що надроблені пластом Хуго, газовиділення на вентиляційному штреку за 10 м від лави на ділянці з дегазацією свердловинами сусідніх пластів і пласта, що розроблюється, становило 13 м³/хв проти 20 м³/хв на ділянці без дегазації. Газоносність пласта до дегазації становила 11 м³/т, після дегазації – 5 м³/т. Ефективність дегазації, що була визначена за зниженням газоносності пласта, у розробленій зоні становила 55%.

На шахті «Луїзентал» дегазували пласти 1 та 2 через дві вертикальні свердловини діаметром 220 мм на глибині близько 600 м., також планувалось провести роботи з гідророзриву пластів. В першій свердловині був проведений один гідравлічний розрив породи в 10 м від покрівлі пласта 1. На другій свердловині створили тріщини в пласті 1 та в 20 м в покрівлі. Було закачано 353 м³ в'язкої рідини та 14 т голландського піску під тиском 280 атм, гідророзриву досяг радіус дії 115 м. До підробки другої свердловини відкачано 1,191 млн м³ метану на протязі 31 місяця.

По пласту Цольферейн 7/8 потужністю 1,5 м з включенням породних пачок до 0,10 м, на шахті «Лоберг», були пробурені свердловини для попередньої дегазації. Виймання вугілля проводилось стругами, кріплення – пересувне, кут падіння пласта складав 5°, довжина лави – 250 м.

В південному виїмковому вентиляційному штреку довжиною 1200 м та перетином 12 м² був прокладений конвеєр для транспортування вугілля. Північний штрек, призначений для свіжого струменя, проходився одночасно з виїмкою вугля. Виймальне поле було розташоване під раніше відробленою дільницею пласта k_1 та віддалено на відстань 180 м від пласта Цольферейн 7/8, вище на 40 м відпрацьовувався пласт Цольферейн 5. Зона надпрацювання пластом Z_5 простягалась на відстань 730 м та виходила на 60 м вище південного штреку.

Для дегазації пласта Цольферейн 7/8 до газопроводу діаметром 300 мм були підключені свердловини, пробурені на зближені пласти, під'єднаний газопровід діаметром 100 мм і довжиною 370 м, в якому через 10 м були встановлені відводи діаметром 3/4 дюйма. Автоматичний газоаналізатор Унор здійснював вимірювання концентрації метану, датчики фірми Дрегерверк А.Г. визначали швидкість потоку газу. На окремих свердловинах об'ємні водяними лічильники вимірювали витрати газу. Самописець фіксував результати вимірювань.

Бурові роботи розпочалися на відстані 40 метрів на схід від кінця вентиляційного штреку за допомогою машини фірми Шмідт-Кранц з потужністю двигуна 11 к.с., штангами діаметром 41 мм, з промиванням водою. На перших 12 м діаметр свердловин становив 65 мм, на останніх 80-90 м діаметр дорівнював 45 мм. У гирлах свердловин на 8-10 м встановлювали обсадні труби з штучного матеріалу фірми Варвін. Проміжок між обсадною трубою та стінкою свердловини заповнювали ущільнювачем типу Дензо-Бінден. В простір між ущільнювачами подавали рідку поліуретанову речовину, що потім тверділа.

До газопроводу для сполучення або відключення свердловини від газопроводу під’єднувалися гнучкі шланги діаметром 80-100 мм з пробковими кранами. Оскільки приток води був незначним, водолічильники на свердловинах не встановлювались.

Для буріння використовувалась коронка зі скосом в зовнішній частині різця, яка відхиляла буровий інструмент від породи. Спочатку було пробурено 3 712 м свердловин в кількості 39 шт, через кожні 10 м. Через невелику довжину, пов’язану з втратою бурових штанг при бурінні, 5 свердловин протяжністю 264 м не підключались до газопроводу. Середня довжина свердловин, приєднаних до газопроводу становила 102 м при максимальній довжині – 157,5 м. В перші 2 місяці щоденно

відкачувалося 1200 м³ метану із 34 підключених до газопроводу свердловин. Кількість газу, що містилася в дегазіруємій частині пласта, становила 500 тис. м³ метану, при середній газоносності пласта 9 м³/т. В свердловину за 4 місяці надійшло 119,7 тис. м³ метану, що становило 24% початкового вмісту.

На ділянці, де виїмка планувалася через 3 місяці, пробурили другу серію свердловин діаметром 100 мм на відстані 160 метрів на схід від місця з'єднання лави зі штреком. Трубопровід, який раніше використовувався для відведення води був продовжений на 570 метрів і під'єднаний до газопроводу попередньої дегазації. В ранкову зміну проводили буріння свердловин, у денну зміну – монтаж і демонтаж бурової установки, вилучення штанг. Було пробурено 52 свердловини загальною довжиною 5183 м до початку роботи лави, та 4660 м після. Тривалість роботи свердловин складала від 4 до 15 місяців, загальна кількість становила 86 шт. В зоні впливу свердловин запаси газу склали 1,4 млн м³ при виході десорбованого газу 9 м³/т, потужності пласта 1,4 м, об'ємній масі вугілля 1,3 т/м³, відстані між свердловинами 10 м, газовий потік склав 1300 м³/добу. У зв’язку з тим, що частина дегазованого пласта була попередньо розроблена, залишкова газоносність вугілля в зоні та поза зоною впливу свердловин була нижча початкової на 3 м³/т

Попередня дегазація розроблюваних пластів свердловинами, пробуреними з штреків, що випереджають лаву на 80 м, проводилась на шахті «Іббенбюрен». Бурили свердловини з вентиляційного штреку діаметром 55 мм через кожні 20 м під кутом 15-18° до лінії очисного забою з поворотом у бік вугільного масиву на глибину 80-100 м. За допомогою пластових свердловин проводили часткове розвантаження масиву з подальшим зволоженням пласта та розвідку виїмкового поля.

Фахівці з Німеччини дійшли висновку, що у глибоких шахтах попередня дегазація пласта свердловинами поза зонами впливу надробки є неефективною. В надроблених пластах через розвантажувальний вплив гірничих тисків, газовиділення зі свердловин значно активізується, ефективність дегазації є достатньо високою.

3.2.3 Вугільні шахти США

За підтвердженими запасами вугілля Сполучені Штати Америки є однією з провідних країн в світі. При цьому умови залягання та відпрацювання вугільних пластів мають значну диференціацію, що потребує застосування відповідних технологій розробки [17-20].

Основним методом дегазації перед розробкою вугільних пластів є пробурення з поверхні вертикальних свердловин (рис. 3.3). Свердловини вводяться в експлуатацію за 2-10 років до початку видобутку. Газ проходить через сепаратор поблизу устя свердловини для видалення слідів води перед подачею на газопереробний завод для стиснення і дегідратації, потім метан подається в комерційні газопроводи.

Вертикальні свердловини мають перевагу над іншими методами попереднього дренажу перед розробкою вугільних пластів, оскільки через них можна працювати з кількома вугільними пластами. Ці свердловини можуть виробляти газ високої якості і в достатній кількості, щоб бути економічно вигідними.

У основних районах розробки вугільних пластів США вертикальні свердловини використовуються для комерційного видобутку метану з недоторканих вугільних пластів. У контексті видобутку вугілля шість з двадцяти трьох найбільш газоносних підземних шахт в Алабамі та

Вірджинії використовують вертикальні свердловини для попередньої дегазації.

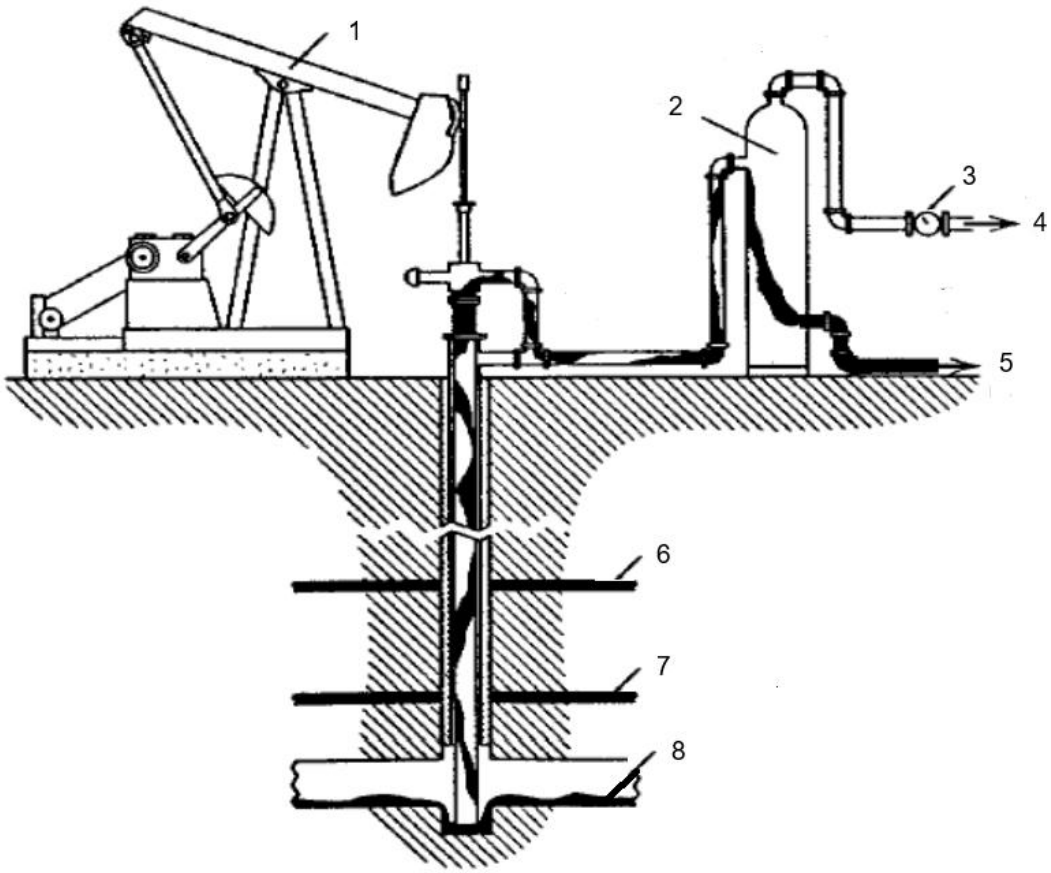

Рисунок 3.3 – Типове облаштування вертикальної свердловини для дегазації: 1 – насос; 2 – сепаратор; 3 – лічильник; 4 – газ, 5 – вода; 6, 7, 8 – вугільні пласти

Першим кроком при плануванні розташування свердловин для попереднього дренажу є детальне вивчення геологічних умов шахти. Схема розміщення свердловин враховує план розвитку шахти, запланований час до перетину свердловини гірничими роботами, характеристики пласта, ефективність обладнання та витрати на буріння, обладнання та експлуатацію.

Дослідження вертикальних свердловин на родовищі Оук Гроув в Алабамі виявило, що оптимальна відстань між свердловинами

коливається від 40 до 160 акрів. Типова відстань між свердловинами при розробці вугільних родовищ становить близько 3-7 свердловин на 40 акрів.

Відстань між вертикальними свердловинами в проектах з видобутку метану з вугільних пластів (СВМ) зазвичай більша, ніж у проектах з видобутку метану з шахт (СММ). Вертикальні свердловини СВМ у басейні Сан-Хуан в США зазвичай буряться з відстанню між ними 160-320 акрів, причому 160 акрів є стандартною відстанню в басейнах Уніта і Ратон. Типовий розподіл свердловин у басейнах Аркома та Паудер-Рівер становить 80 акрів. При бурінні вертикальних свердловин для видобутку метану з вугільних пластів знаходиться баланс між економічною ефективністю свердловини та максимальним зниженням вмісту метану у вугільному пласті. Якщо час до початку розробки вугільного пласта відносно невеликий, то свердловини розташовують ближче одна до одної, щоб швидше відкачувати газ, але це збільшує кількість свердловин, необхідних для дренажу і загальну вартість робіт.

Вертикальні свердловини, пробурені у вугільні пласти, що не відроблялись, часто видають велику кількість води і невелику кількість метану протягом перших кількох місяців експлуатації. Вертикальні свердловини зазвичай розташовуються сіткою таким чином, щоб радіуси дренажу перекривалися, що найбільш ефективно посилює процес дегідратації і знижує гідростатичний тиск у вугільному пласті. Корективи до сітки вносяться з урахуванням рельєфу місцевості або забудовою.

Використовуються різні проектні рішення. Компанія Сі-Ен-Ікс Газ Корпорейшн перед початком видобутку вугілля на шахтах Бучанан і ВП 8, що належать Консол Енерджі, у вугільному родовищі Оуквуд, штат Вірджинія розробила проект з оптимальною відстанню між свердловинами. Був обраний термін попереднього дренажу, який адекватно збалансовує ризик інвестування у вертикальну систему

попереднього дренажу перед видобутком з планами видобутку компанії Consol. Була використана програма попередньої дегазації за 3-5 років до початку видобутку вугілля. У родовищі Оуквуд були пробурені свердловини з відстанню 40 акрів, у родовищі Мідл-Ридж – 60 акрів.

Після того, як свердловина пробурена, її "завершують", обсаджуючи сталевою обсадною трубою. Це запобігає обваленню свердловини та ізолює її від можливого проникнення води. Завершення свердловин широко класифікують як "відкрите" або "обсаджене".

Відкрите завершення – найпростіший тип завершення свердловини. Свердловину бурять через цільовий вугільний пласт і обсаджують до точки, розташованої безпосередньо над пластом. Відкрите завершення може використовуватися лише тоді, коли стінки необсадженої свердловини складаються з міцних геологічних формацій, які не схильні до обвалення.

Успішні завершення свердловин в Аппалачському басейні часто передбачають цементацію 18-міліметрової обсадної труби на глибину 30-90 м для захисту від води. Потім встановлюється 114-міліметрова експлуатаційна труба до дна свердловини. Свердловину бурять глибше за вугільний пласт для створення збірного колодязя, що дозволяє встановити виробниче обладнання нижче пласта. Якщо геологічні умови дозволяють, до відкритих завершень свердловин може бути доданий додатковий етап розширення свердловини в місці перетину з вугільним пластом.

Після того, як обсадну трубу встановлено та зацементовано до верху вугільного пласта, використовується спеціальний розширювальний інструмент з обертовими ножами або буровими коронками для створення порожнин у вугіллі. Це технологія, яку застосовують до кількох пластів. Свердловину розширюють на кожному пласті, встановлюють перфоровані

обсадні труби, а за необхідності між стінками порожнини та обсадною трубою засипається гравій для підтримки порожнин відкритими.

Розширення свердловин є поширеним методом завершення в проектах з видобутку метану з вугільних пластів у басейні Паудер-Рівер, США, де діаметр свердловин збільшується з 158 мм (6,25 дюйма) до приблизно 355 мм (14 дюймів). Після розширення свердловину промивають прісною водою, насос подає воду по трубах, а в той самий час газ, що відокремлюється від води, піднімається.

Застосовується також використання вертикальних свердловин із гідророзривом пласта, що виявилося ефективним методом для зменшення вмісту метану у вугільних пластах перед видобутком вугілля, та в кінцевому результаті призводить до зниження викидів метану в атмосферу та підвищення безпеки та продуктивності шахт. Двадцять три вертикальні свердловини з гідророзривом пласта видобули 73% початкових запасів газу в пласті Блю Крік протягом десяти років. Зменшення вмісту метану на 79% та 75% було досягнуто у вищерозташованих пластах Мері Лі та Нью Касл відповідно за той же період.

Шість з двадцяти трьох найбільш газонасичених шахт у США використовують вертикальні свердловини з гідророзривом пласта для зниження газонасиченості вугільних пластів перед видобутком вугілля. Видобутий газ подається в комерційні газопроводи. Гірничовидобувна компанія Джима Уолтера виробляє 212 млн $м^3$ на рік метану з 400 вертикальних свердловин на трьох шахтах Блю Крік в Алабамі, що в середньому складає 2,26 млн. куб. м/добу на одну свердловину.

Порівняно з проектами СММ, вертикальні свердловини, пробурені в рамках проектів СВМ у США, зазвичай буряться з більшим кроком і мають довший термін експлуатації (20-30 років для свердловин СВМ порівняно з

5-10 роками для свердловин СММ). Свердловини СВМ, як правило, мають більш високі середні дебіти, від 7 млн. куб. м/добу (248 млн. куб. футів/добу) в басейні Ратон до 23 млн. куб. м/добу (800 млн. куб. футів/добу) в басейні Сан-Хуан.

Однією з основних переваг вертикальних дегазаційних свердловин як методу дренажу метану є їх здатність виробляти метан трубопровідної якості без необхідності в складних технологічних операціях.

Основним недоліком вертикальних свердловин з гідророзривом є те, що вони дорожчі в бурінні та експлуатації, ніж шахтні свердловини або свердловини в пустотах. Процес гідророзриву може становити від третини до половини загальної вартості свердловини.

Короткі горизонтальні свердловини**,** пробурені паралельно забою вугільного пласта, дренують метан з вугільних пластів незадовго до видобутку, зменшуючи потік метану в гірничі виробки. Короткі свердловини, довжиною менше 305 метрів (1000 футів), бурять відносно простими буровими установками без використання систем керування напрямком, необхідних для буріння довгих свердловин.

Короткі свердловини зазвичай розташовані на відстані 30-122 метри (100-400 футів) одна від одної. У довгих лавах їх бурять на відстані до 15 метрів (50 футів) від протилежного боку лаву. Свердловини, як правило, буряться з кінцевих виробок, щоб максимально збільшити час дренування і зменшити потік метану в сусідні виробки під час їх роботи (рис. 3.4).

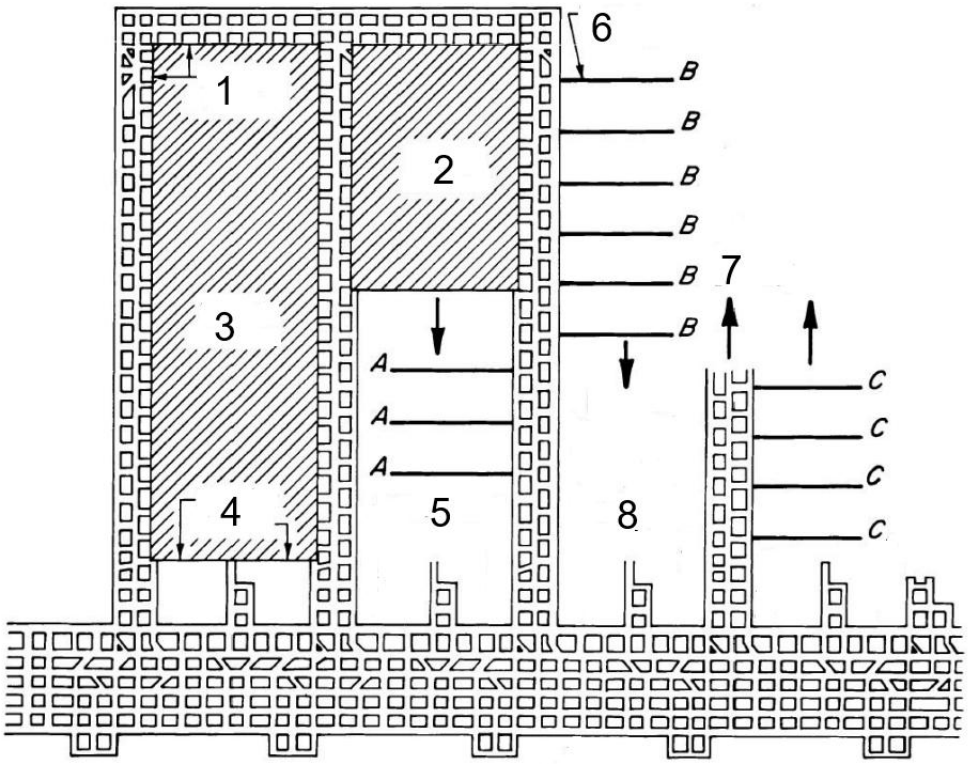

Рисунок 3.4 – Схема розташування коротких горизонтальних свердловин в довгих лавах: 1 – дренажні канали; 2, 3 – вироблений простір; 4 – цілики вугілля; 5 – виїмковий стовп; 6 – горизонтальні свердловини; 7 – проходження виймального штреку; 8 – стовп, що готовиться до виймання

Як показала практика, у пласті Почахонтас 3 у Вірджинії 30% газу, що містився в пласті, може бути видалено за допомогою коротких свердловин менш ніж за два місяці, доведення показника до 80% було досягнуто через десять місяців, що дозволило зменшити об'єм вентиляційного повітря на 79%. Якість видобутого газу з горизонтальних свердловин, найчастіше, висока і його можна використовувати в промисловості.

На шахті Блу Крік в Алабамі, гірничовидобувна компанія Джима Уолтера видобула 22,6 млн. м³ (800 млн. куб. футів) на рік метану за допомогою коротких дегазаційних свердловин, пробурених поперек лаву.

Довгі свердловини в пласті, пробурені з існуючих гірничих виробок у вугільні пласти, можуть значно зменшити вміст газу, особливо якщо їх бурять більш ніж за 12 місяців до початку розробки пласта. Довгі свердловини можна використовувати для дегазації довгих лав за кілька місяців або років до початку видобутку, а також для відведення метану з вугілля поблизу виробок під час їх проходження.

Дослідження розташування свердловин у пласті, проведене Національним інститутом охорони праці та здоров'я (NIOSH) у США, за допомогою тривимірного чисельного симулятора моделювало дренаж метану для п'яти різних схем розташування свердловин (рис. 3.5). NIOSH дійшов висновку, що двосторонні та тристоронні свердловини більш ефективні для зниження викидів і захисту виробок у порівнянні з меншою кількістю коротших поперечних свердловин, що паралельні вибою. Моделювання показало зниження викидів метану на 38,6% протягом 12 місяців для тристороннього схеми, порівняно з 23% протягом 12 місяців для поперечних свердловин.

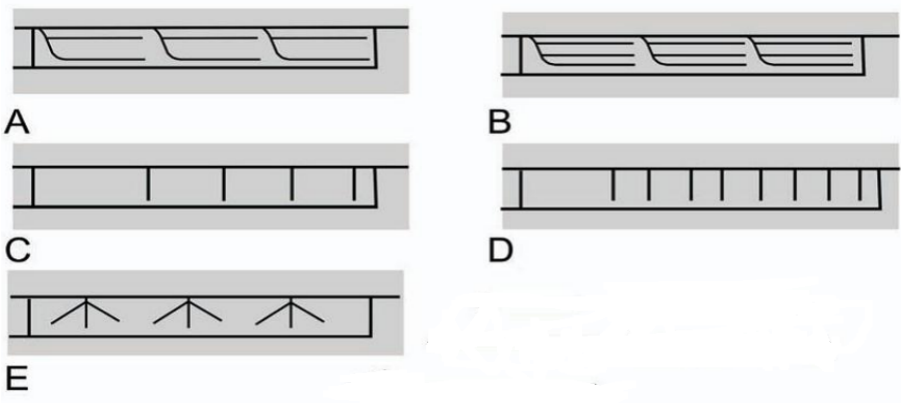

Рисунок 3.5 – Схеми розташування горизонтальних свердловин для дренажу метану в довгій лаві

При проведенні гірничих виробок для відробки довгої лави, свердловини починають бурити з кінцевої частини лави паралельно напрямку кінцевої виробки. Друга свердловина відгалужується від першої, перетинає лав і проходить паралельно головній виробці.

Довгі свердловини в пласті також можуть бути пробурені в майбутніх довгих лавах за довго до початку видобутку і, при спрямованому бурінні, можуть бути розташовані у вугільних пластах, які вже дегазуються вертикальними поверхневими свердловинами.

Компанія Сі-Ен-Ікс Газ на своїх південно-вірджинських шахтах пробурила тринадцять довгих свердловин у пласті, найдовша з яких досягає 1569 м (5148 футів). Ці свердловини були пробурені в частини вугільного пласта, що не були розроблені, та вже дренувалися за допомогою вертикальних свердловин з гідророзривом. Свердловини були пробурені перпендикулярно до осі майбутніх лав, щоб уникнути основних зон тріщинуватості навколо вертикальних свердловин. Гідророзриви можуть спричинити проблеми зі стійкістю свердловин та циркуляцією рідини під час буріння. Загальна довжина пробурених свердловин, включаючи бічні відгалуження, склала 22 960 м (75 327 футів), через свердловини видобули 31 млн. м³ (1,1 млрд. куб. футів) метану без негативного впливу на об'єми видобутку вертикальних свердловин.

До 50% газу, що міститься у вугільних пластах США, може бути вилучено за допомогою горизонтальних свердловин. Загальний обсяг дренажу обмежується лише часом.

Надпластові свердловини буряться направленим способом з гірничих виробок у вугільні пласти або інші газоносні шари, розташовані над або під цільовим пластом вугілля, і можуть досягати в довжину до 1000 м (3300 футів). Їх основне призначення – дренування пустот. Таким

чином, їх зазвичай використовують для дренажу після видобутку, але залежно від швидкості просування лави вони можуть дренувати газоносні шари, що прилягають до пласта вугілля. У цьому випадку надпластові свердловини також можна розглядати як метод дегазації, який зменшує вміст газу в пласті.

У галузях видобутку метану з вугільних шахт направлене буріння з поверхні визнали як спосіб поєднання найкращих елементів вертикальних і горизонтальних свердловин у пласті. Буріння з поверхні є безпечнішим, ніж з підземних виробок, не перешкоджає гірничим роботам і може проводитися за кілька років до початку видобутку. Довга горизонтальна свердловина перетинає значно більший об'єм вугільного пласта, ніж вертикальна свердловина, що усуває потребу в гідророзриві в більшості випадків, а траєкторію свердловини можна контролювати таким чином, щоб скористатися напрямленою проникністю вугільного пласта. Крім того, велику площу в 2,6 км² (640 акрів) можна дренувати з однієї поверхневої точки. Теоретично це замінює 16 вертикальних свердловин, пробурених з інтервалом 0,16 км² (40 акрів), і значно зменшує вплив проекту з дренажу метану на довкілля, а також призводить до економії на бурінні, інфраструктурі та технічному обслуговуванні.

Свердловини середнього радіусу є найпоширенішим типом поверхневих напрямлених свердловин, які зараз буряться для дренажу метану з вугільних пластів США. Горизонтальна свердловина перетинається з вертикальною свердловиною або бічним відгалуженням від неї, а потім продовжується на відстань до 1525 метрів (5000 футів). З першої свердловини можуть бути пробурені бічні відгалуження з різними конфігураціями, щоб збільшити площу видобутку вугілля. Бічні відгалуження буряться таким чином, щоб вода стікала до вертикальної свердловини для подальшого викачування на поверхню.

Компанія Сі-Ді-Екс Газ у США використовувала технологію двох свердловин для буріння бічних відгалужень. Були пробурені чотири набори основних бічних відгалужень з відповідними бічними гілками, що утворили схему дренажу, яка охоплювала 1280 акрів. Досвід успішного використання свердловин в відповідних геологічних умовах Аппалачського та Аркомського басейнів у США, демонструють високі початкові показники видобутку, в результаті чого за два-три роки видобувається 80-90% метану, що містилися в пласті.

Оптимальна конфігурація свердловини визначається загальною горизонтальною довжиною, відстанню між бічними відгалуженнями та їх кількістю. Збільшення горизонтальної довжини підвищує контакт з пластом вугілля та збільшує видобуток газу, але водночас призводить до зростання вартості буріння та ризиків. Пошук балансу між цими факторами призвів до використання схеми з трьох-чотирьох бічних відгалужень на одну горизонтальну свердловину.

Компанія Сі-Ен-Ікс Газ на своєму родовищі вугільного метану Маунтенер у південній Пенсільванії та північній Західній Вірджинії, спрямовуючи зусилля на видобуток з вугільного пласта Фріпорт, пробурила загалом 176 горизонтальних свердловин на середню глибину 180-240 метрів (600-800 футів). Технологію буріння було змінено з простої схеми з трьома бічними відгалуженнями, яка охоплювала площу 2,6 км² (640 акрів), на асиметричну схему з чотирма відгалуженнями, що забезпечила більш рівномірний дренаж метану та зменшення відстані між свердловинами до 1,9 км² (480 акрів). В результаті тривалість буріння скоротилася з 21 до 15 днів, що суттєво покращило економічні показники. Використання гамма-детектора поблизу бура для більш точного направлення горизонтальної свердловини в пласті вугілля додатково скоротило тривалість буріння до 10 днів. Одна з перших свердловин,

введених в експлуатацію, забезпечила видобуток 25 млн кубічних метрів газу на добу.

Вертикальна частина свердловин, а в деяких випадках і вигнута ділянка, обсаджується для забезпечення стійкості свердловини та запобігання проникненню води з водоносних горизонтів, розташованих ближче до поверхні. Основні бічні відгалуження можуть бути облицьовані перфорованою трубою для запобігання обвалення свердловини. Під час буріння горизонтальних бічних відгалужень, якщо свердловина перетинає покрівлю або підошву вугільного пласта, бурильна установка може скоригована, і буріння виконується під кутом від межі вугільного пласта. Цей процес гарантує, що бічне відгалуження проходить всередині вугільного пласта на всій своїй довжині.

Технології буріння горизонтальних свердловин з поверхні знайшли обмежене застосування в інших країнах, часто через відносно низьку проникність вугілля та більш складну геологічну будову багатьох вугільних пластів порівняно з тими, що зустрічаються в США.

Горизонтальні свердловини, пробурені з поверхні у вугільні пласти з відносно високою проникністю за кілька років до початку видобутку вугілля, здатні видобути понад 80% метану, що міститься в пласті. Це співвідносно з ефективністю вертикальних свердловин, однак горизонтальні свердловини, як правило, забезпечують вищий дебіт газу з вугільних пластів. Газ видобувається з вугільних пластів, що ще не відпрацьовані, без розбавлення шахтним повітрям, після необхідної обробки для видалення надлишків вуглекислого газу, азоту або води, зазвичай має достатню якість для використання в промисловості.

Бурова компанія Таргет спочатку видобувала від 18 до 21 млн м³ метану на добу з горизонтальних свердловин довжиною понад 1220 м у свердловинах з відносно високою проникністю вугільних пластів у

Пенсільванії. Після двох років експлуатації видобуток стабілізувався на рівні 11 млн м³ на добу.

Зі 110 горизонтальних свердловин, що були пробурені компанією Крекель у вугільному пласті Хартшорн в Аркомському басейні, штат Оклахома, початковий видобуток був більш ніж удвічі вищим за середній показник для вертикальних свердловин та коливався в межах 5-11 млн м³ на добу. Сім свердловин показали видобуток понад 28 млн м³ на добу. Найвищий початковий видобуток у 32 млн м³ на добу був отриманий з горизонтального відгалуження довжиною 489 м.

Компанія Сі-Ді-Екс Газ використовувала технологію розгалуженого буріння для видобутку газу з вугільних пластів на шахті Піннакл в Західній Вірджинії та за три роки видобула 80-90% всього газу, що містився в пласті. У 2006 році шахта Піннакл видобула і продала близько 130 млн м³ газу зі своїх свердловин, пробурених до початку видобутку вугілля.

Основними факторами, що визначають вартість буріння та облаштування вертикальної свердловини, є глибина буріння, метод завершення, кількість розроблених вугільних пластів, розмір та тип будь-якого процесу гідророзриву, а також вартість будівництва наземних споруд. Тому вартість вертикальних свердловин значно варіюється в США та у всьому світі, іноді навіть у межах одного вугільного басейну, залежно від геологічних умов, рельєфу місцевості, регуляторних вимог, а також в нових районах розробки метану з вугільних пластів, від наявності сервісних компаній та бурових матеріалів.

Вартість буріння горизонтальних свердловин, пробурених з поверхні, залежить від глибини вугільного пласта або пластів, кількості пробурених бічних відгалужень та їхньої довжини. Розробники постійно шукають способи мінімізації витрат, що призводить до впровадження інноваційних методів буріння, таких як використання модифікованих бурових установок

або експериментування з різними схемами розташування бічних відгалужень.

Хоча буріння горизонтальних свердловин, як правило, у два-три рази дорожче, ніж буріння вертикальних свердловин в тому ж районі, більш швидкий видобуток газу, вищий початковий дебіт газу та більший загальний обсяг видобутку можуть призвести до зниження вартості одиниці видобутого газу порівняно з вертикальними свердловинами. Горизонтальні свердловини мають значну економічну перевагу, оскільки не вимагають гідророзриву пласта, який може становити до 30% вартості використання вертикальної свердловини. Крім того, одна горизонтальна свердловина замінює кілька вертикальних свердловин, що призводить до значної економії на капітальних витратах на інфраструктуру (будівництво майданчиків, під'їзних шляхів, збірних трубопроводів тощо) та операційних витратах.

3.3. Основні шляхи підвищення видобутку вугілля в лавах з інтенсивним метановиділенням

Аналіз світових практик з урахування неоднорідності газового балансу при плануванні гірничих робіт показує, що всі вони спрямовані на зниження витрат при збільшенні обсягів видобутку та підтримку на вискому рівні техніки безпеки. Провідні вугледобувні країни світу при використанні високопродуктивної техніки у вугільних шахтах найчастіше роблять акцент на застосування заходів з дегазації.

Основними завданнями при оцінці газового балансу є передбачення концентрації газів у різних частинах гірничих виробок з обов’язковим врахування геологічної неоднорідності порід. Заходи в цьому напрямі включають окрім положень, пов’язаних з продуктивністю, розробку

системи безпеки та комплексне застосування маркшейдерських і геофізичних методів моніторингу для своєчасного виявлення та нейтралізації небезпек за газовим фактором (таблиця 3.1) [11].

Таблиця 3.1 – Граничні значення концентрацій метану

Граничні значення пожежо-небезпечних концентрацій метану	Австралія	Китай	Німеччина	Індія	Південно- Африканська Республіка	Сполучене Королівство Великої Британії та Північної Ірландії	США
Максимальне значення, нижче якого дозволено проведення робіт в шахті в цілому, %	1,25	1,0	1,0	1,25	1,4	1,25	1,0
Максимальне значення, нижче якого дозволено проведення робіт в виробках з вихідним струменем повітря, %	2,0[b]	1,5[g]	1,5	0,75	1,4	2,0[b]	2,0[b]

[b] – при відсутності електроживлення.
[g] – 2,5 % для виробок з вихідним струменем повітря.

Шляхи вирішення проблематики газовиділення у вугільних шахтах Австралії, Німеччини та США засновані на використанні високотехнологічного обладнання та передових методів прогнозування. Оптимальне навантаження на очисний вибій визначається на основі досягнутих параметрів вентиляції, дегазації та ізольованого відведення метаноповітряної суміші.

Проведений у роботі огляд дозволяє зробити висновок, що для забезпечення високих показників видобутку вугілля підземним способом з урахування газового балансу дільниці необхідно використання високопродуктивного обладнання очисних механізованих комплексів, визначення оптимальних параметри технологічних схем підготовки та відробки пластів, застосування заходів з дегазації, впровадження автоматизованих систем контролю.

4. ДОСЛІДЖЕННЯ НЕОДНОРІДНОСТЕЙ МЕТАНОВИДІЛЕННЯ В ОЧИСНИХ ВИБОЯХ ПРАТ «ШУ «ПОКРОВСЬКЕ» І РОЗРОБКА МЕТОДИКИ АДАПТИВНОГО КЕРУВАННЯ ПЛАНОВИМ НАВАНТАЖЕННЯМ

4.1 Фактори, що впливають на динаміку метановиділення. Гірничо – геологічні умови відпрацювання очисних вибоїв

Актуальною проблемою для ПРАТ ШУ «ПОКРОВСЬКЕ» при використанні високопродуктивного обладнання є вимушене обмеження інтенсивності видобутку через вплив газового фактору.

На виїмкових дільницях підприємства спостерігається досить нерівномірна динаміка газовиділення. Для визначення основних заходів адаптивного керування плановим навантаженням проведено детальний аналіз умов відпрацювання 9 північної лави блоку 10 (рис. 4.1) та 13 південної лави блоку 10 (рис. 4.2).

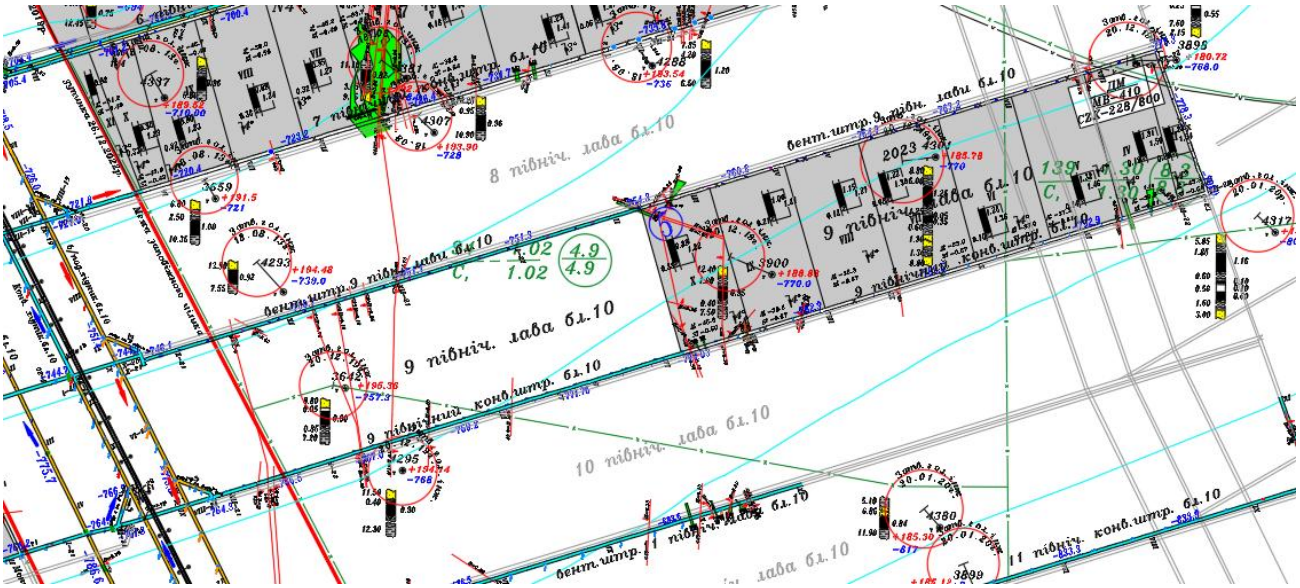

Рисунок 4.1 – Викопіювання з плану гірничих виробок, 9 північна лава блоку 10

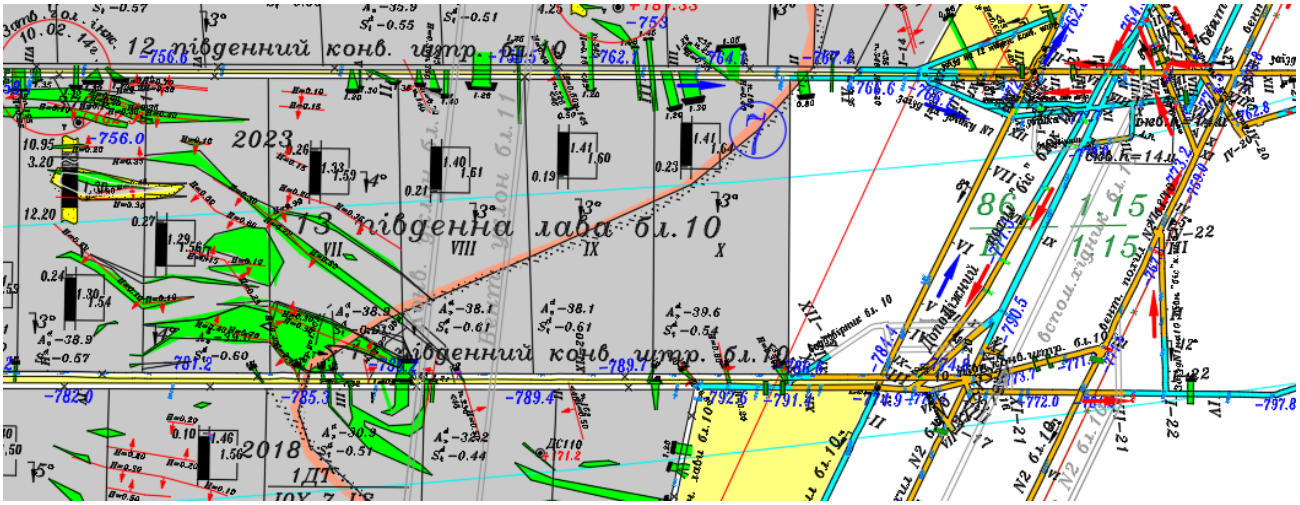

Рисунок 4.2 – Викопіювання з плану гірничих виробок, 13 південна лава блоку 10

Аналіз роботи саме цих лав дає змогу урахувати різноманітність гірничо – геологічних умов підприємства з огляду на те, що 13 південна лава блоку 10 відпрацьовує пласт середньої потужності, а 9-та північна лава блоку 10 відпрацьовує пласт малої потужності.

При визначенні навантаження по газовому фактору згідно методики «Керівництва по проектуванню вентиляції вугільних шахт», нерівномірність метановиділення враховується через коефіцієнт нерівномірності, який для лав, що розглядаються, дорівнює 1,28 [2, с. 123].

Основний вплив на показники газового балансу виймальної дільниці здійснюють:

1) гірничо-геологічні умови:
- потужність вугільного пласта;
- структура та властивості порід покрівлі;
- посадка порід безпосередньої покрівлі;
- періодичність посадки порід основної покрівлі;
2) режим роботи виймальної дільниці;

3) заходи дегазації та ізольованого відведення метану.

Шаг посадки безпосередньої покрівлі по усім лавам складає 1-2 м, тож за добу відбувається декілька посадок покрівлі, що впливає на зміну показників метановиділення.

Основна покрівля має шаг посадки 10 - 15 метрів. Породи основної покрівлі мають категорію A_2 (середньообвалюєма) та A_3 (важкообвалюєма). З урахуванням середнього фактичного посування 9 північної лави блоку 10 та 13 південної лави блоку 10 у вересні – жовтні 2023 року посадка основної покрівлі відбувалися в середньому один раз на три - чотири доби.

На період до чергової посадки основної покрівлі метановиділення у вентиляційну виробку може знижуватися або залишатися рівним метановиділенню тільки очисної виробки, без метановиділення виробленого простору. Це обумовлюється наявністю пустот для заповнення метаном у виробленому просторі на певний проміжок часу (до посадки порід покрівлі). В цей період значно збільшується ефективність роботи дегазаційної системи свердловинами, що пробурені на пласти-супутники та у бік виробленого простору.

Потужність пласта по лавах, що розглядаються, не витримана, як і на усьому шахтному полі в цілому. З урахуванням її змін відбувається також зміна метановиділення з пласта.

Коливання потужності пласта за період відпрацювання у вересні – жовтні 2023 році на 9 північній лаві блоку 10 становить близько 25%, на 13 південній лаві блоку 10 – близько 15% (таблиця 4.1).

В цілому на усьому виїмковому полі 13 південної лави блоку 10 ці значення змінюються від 1,3 м до 1,71 м з середнім значенням 1,42 м, діапазон зміни становить 28,8 % по відношенню до середнього значення.

А на протязі усього виїмкового поля 9 північної лави блоку 10 ці значення змінюються від 0,73 м до 1,28 м з середнім значенням 1,03 м, діапазон зміни становить 53,3 % по відношенню до середнього значення.

Тут також слід звернути увагу на те, що середнє значення пласта розраховується не як середнє значення між мінімальною і максимальною потужністю, а як середньозважене значення усіх значень потужності пласта на протязі відпрацювання виїмкової дільниці.

Таблиця 4.1 – Потужність пласта на 9 північній лаві блоку 10 та 13 південній лаві блоку 10 в період відпрацювання у вересні – жовтні 2023 році

Фактична потужність пласта, м	9 північна лава блоку 10		13 південна лава блоку 10	
	вересень 2023 року	жовтень 2023 року	вересень 2023 року	жовтень 2023 року
Мінімальна, м	0,78	0,76	1,33	1,3
Максимальна, м	1,03	0,99	1,55	1,5
Середня, м	1	0,89	1,41	1,41
Різниця, м	0,25	0,23	0,22	0,2
Різниця, %	25,00	25,84	15,60	14,18

З урахуванням режиму роботи видобувної ділянки протягом доби, відбуваються годинні, змінні та добові коливання метановиділення. Зі зростанням навантаження у очисному забої збільшується і метановиділення, а також амплітуда його коливань. Навіть під час технологічних перерв, при виконанні ремонтних робіт, у випадку зупинок ділянки, виділення метану з пласта та вміщуючих порід продовжується, але з меншою інтенсивністю.

Для зниження метановиділення для 9 північної лави блоку 10 та 13 південної лави блоку 10 була впроваджена комплексна дегазація покрівлі та пластів – супутників свердловинами та виробленого простору

відгалуженнями від газопроводу, так званими «свічками», а також здійснювався ізольований відвід метану з виробленого простору за межі виїмкових дільниць по металевому трубопроводу за допомогою газовідсмоктуючих установок типу ВМЦГ-7М.

Кущі свердловин дегазації бурились попереду очисних вибоїв до перетину пластів - супутників. Включення свердловин в роботу відбувалось по мірі підходу до них очисного вибою, їх переходу в зону обрушених порід за очисним вибоєм, що також впливало на кількість каптуємого метану. Свердловини залишались в роботі в неконтрольованій частині вентиляційної виробки і охоронялись, зокрема, устя свердловин за допомогою органного кріплення та кострів, а в гірничій виробці встановлювалось кріплення посилення.

Урахування особливостей динаміки метановиділення та визначення факторів, що на нього впливають, дозволяє точніше прогнозувати газодинамічні процеси та коригувати параметри роботи виймальних дільниць.

4.2 Аналіз існуючих нормативних документів щодо розрахунку навантаження на очисний вибій

Навантаження на очисний вибій визначається за наступними факторами:

1) технічним - розраховують значення за продуктивність очисного комбайну та швидкістю кріплення - у відповідності до методики розрахунку нормативного навантаження [22];

2) газовим - визначається відповідно до методики, що наведена в Керівництві по проектуванню вентиляції вугільних шахт [2], з урахуванням, додаткових рекомендацій та розрахунків галузевих інститутів.

Після порівняння навантаження за газовим і технічним факторами для подальшого планування режиму роботи приймається менше значення.

Вихідними даними для визначення навантаження за технічним фактором є:

1) гірничо-геологічні умови (потужність пласта; мінімальна потужність, що виймається; довжина лави; щільність вугілля;);

2) характеристики обладнання (потужність, що розвиває двигун; ККД виконавчого органу комбайну; ширина захвату виконавчого органу комбайна, швидкість різання; кількість різців, що встановлені на виконавчому органі; діаметр виконавчого органу; кількість оборотів виконавчого органу). При виконанні розрахунків дані щодо характеристики обладнання приймаються відповідно інформації з керівництв по експлуатації.

Навантаження за технічним фактором обчислюється за формулою:

$$A_0 = T_{\text{зм}} \cdot n_{\text{зм}} \cdot H_{\text{пл}} \cdot B \cdot k_{\text{в}} \cdot \gamma \cdot v_{\text{п.к.}} \cdot k_{\text{м}} \ , \qquad (4.1)$$

де $T_{зм}$ – тривалість зміни, хв.;

$n_{зм.}$ – кількість змін з видобутку вугілля, шт.;

$H_{пл.}$ – потужність пласта;

B – ширина захвату, м;

$k_в$ – коефіцієнт використання ширини захвату;

γ – щільність вугілля в масиві, т/м^3;

$v_{п.к.}$ – швидкість подачі комбайна, м/хв.;

$v_{кр.}$ – швидкість кріплення очисного вибою, м/хв.;

$k_в$ – коефіцієнт машинного часу.

Для діючих шахт України, й для ПРАТ «ШУ «ПОКРОВСЬКЕ» навантаження на очисний вибій по газовому фактору визначається згідно «Керівництва по проектуванню вентиляції вугільних шахт» [2], з

урахуванням рекомендацій галузевого інституту ІГТМ НАН України, узгодження розрахованих значень з цією профільною установою.

Важливим фактором, що визначає порядок та методику розрахунку є схема провітрювання (прямоточна або зворотньоточна), яка залежить від схеми підготовки виймальної дільниці, наявності, кількості та стану основних повітряподаючих та вентиляційних виробок, можливості відведення вихідного струменя повітря по виробці, що підтримується, наявності флангової виробки для відведення вихідного струменя.

Навантаження по газовому фактору на очисний вибій визначається до початку робіт за даними лави-аналога, роботи в якій проводились в аналогічних гірничо-геологічних умовах, в наступному порядку:

1) визначення фактичного метановиділення по лаві-аналогу в очисній виробці та на виймальній дільниці, з урахуванням витрат метану, який каптується засобами дегазації та відводиться за допомогою ізольованого відводу;

2) розрахунок метановиділення, що очікується з виробленого простору;

3) визначення коефіцієнту, який враховує метановиділення з виробленого простору;

4) у відповідності проектів, розроблених та погоджених в галузевому інституті (ІГТМ НАН України) приймаються коефіцієнти ефективності дегазації та ізольованого відводу метану;

5) розраховується витрата повітря по дільниці при середньодобовому навантаженні, для чого визначається очікуване метановиділення в очисній виробці та виймальній дільниці;

6) визначається витрата повітря в вентиляційній виробці, на всмоктувані газовідвідного трубопроводу, в трубопроводі дегазації;

7) на основі величин дільничної витрати повітря визначаються обсяги повітря для провітрювання очисної виробки з урахуванням коефіцієнтів руху повітря по частині виробленого простору та витоку повітря через вироблений простір;

8) розрахунок витрати повітря перевіряється по найбільшій кількості людей, що одночасно працюють в очисному вибої.

Крім діючого з 1994 року Керівництві по проектуванню вентиляції вугільних шахт [2], на Україні діє наказ № 310 від 12.09.2022 р. «Про затвердження «Правил визначення максимально дозволеного навантаження на високопродуктивний очисний вибій з урахуванням фактичного метановиділення і досягнутої ефективності дегазації» [21].

Слід звернути увагу, що емпіричні методи розрахунків показників виробництва не завжди забезпечують ефективне вирішення задач, не забезпечують врахування усього діапазону фізичних процесів гірничого виробництва.

Далі у розділі наведено формули, за якими виконують розрахунки навантаження за газовим фактором на підприємстві у нинішній час.

Максимальне припустиме навантаження на очисний вибій за газовим фактором розраховується за наступною формулою:

$$A_{max} = \left(\frac{Q_{\text{оч.}max} * k_{\text{ут.в}} * (\text{C} - \text{C}_0)}{128 * \left\{ \left(\frac{C - \text{C}_0}{\text{C}_{\text{тр}} - \text{C}_0} \right) * [\text{A}] + [\text{B}] \right\}} \right)^{1,6667} * \bar{I}_{\text{р.}}^{-1,6667} * \left(\frac{L_{\text{оч.р.}}}{L_{\text{оч.ф.}}} \right)^{-0,6667} * A\,, \quad (4.2)$$

$$[\text{A}] = \text{k}_{\text{в.п.у}} * \text{k}_{\text{ізол}} * \left(1 - \text{k}_{\text{д.с.}}\right) * \left(1 - \text{k}_{\text{д.в.п}}\right), \quad (4.3)$$

$$[\text{B}] = \left(1 - \text{k}_{\text{в.п.у}}\right) + \text{k}_{\text{в.п.у}} * (1 - \text{k}_{\text{ізол}}) * \left(1 - \text{k}_{\text{д.скв}}\right) * \left(1 - \text{k}_{\text{д.в.п}}\right), \quad (4.4)$$

Беремо до уваги, що $Q_{\text{оч.}max} = Q_{\text{уч.}} = Q_{\text{в.ш.}} + Q_{\text{ізол}} + Q_{\text{д.в.п}}$ - згідно п. 7.2 "Керівництва з проектування вентиляції вугільних шахт"

де: $Q_{\text{д.в.п.}}$ – витрата метаноповітряної суміші в трубопроводі дегазації виробленого простору, м^3/хв;

$Q_{\text{в.ш.}}$ – витрата повітря у вентиляційній виробці, м^3/хв; визначається за формулою:

$$Q_{\text{в.ш}} = \frac{100}{\text{C}-\text{C}_0} * \bar{I}_{\text{уч.}} * k_{\text{н}} * \left[\left(1 - k_{\text{в.п.у.}}\right) + k_{\text{в.п.у}} * \left(1 - k_{\text{д.с.}}\right) * \left(1 - k_{\text{д.в.п}}\right) * \left(1 - k_{\text{и.от}}\right)\right] \quad (4.5)$$

$Q_{\text{ізол}}$ – витрата повітря на всмоктуванні газовідвідного трубопроводу (трубопровід ізольованого відведення метану), м^3/хв; визначається за формулою:

$$Q_{\text{ізол}} = \frac{100}{\text{C}_m-\text{C}_0} * \bar{I}_{\text{уч.}} * k_{\text{в.п.у}} * k_{\text{ізол.}} * k_{\text{н}} * \left(1 - k_{\text{д.с}}\right) * \left(1 - k_{\text{д.в.п}}\right) \quad (4.6)$$

$k_{\text{ізол}}$ – коефіцієнт, що враховує ефективність ізольованого відведення метану;

$k_{\text{д.с}}$ – коефіцієнт, що враховує ефективність дегазації покрівлі свердловинами;

$k_{\text{д.в.п.}}$ – коефіцієнт, що враховує ефективність дегазації виробленого простору;

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

C_0 – концентрація газу у вентиляційному струмені, що надходить на виїмкову дільницю, %.

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

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

$K_{\text{в.п.у.}}$ - коефіцієнт, що враховує частку метановиділення з виробленого простору, розраховується за формулою:

$$K_{\text{в.п.у.}} = \frac{\bar{I}_{\text{в.п}}}{\bar{I}_{\text{уч}}} \quad (4.7)$$

Коефіцієнт, що враховує витоки повітря через вироблений простір у межах виїмкової ділянки, визначається за формулою:

$$k_{\text{ут.в}} = 1 + 0{,}13 * m_{\text{в.пр.}} * \exp\left(0{,}35 * \bar{f} - 0.25 S_{\text{оч.}min}\right) \quad (4.8)$$

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

$S_{\text{оч.}min}$ – площа поперечного перерізу призабійного простору очисної виробки у світлі, м^2.

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

Тут слід звернути увагу на той момент, що потужність пласта, що виймається може бути більша за геологічну потужність, і до розрахунків має прийматись саме потужність пласта, що виймається.

$$\bar{f} = \frac{f_{\text{п.и.}} \sum m_{\text{п.и.}} + f_{\text{п.с.}} \sum m_{\text{п.с.}} + f_{\text{г.с.}} \sum m_{\text{г.с.}}}{\sum m_{\text{п.и.}} + \sum m_{\text{п.с.}} + \sum m_{\text{г.с.}}} \quad (4.9)$$

де: $f_{\text{п.и}}, f_{\text{п.с}}, f_{\text{г.с.}}$ – коефіцієнт міцності відповідно пісковиків і вапняків, піщаних сланців, глинистих сланців за шкалою проф. Протод'яконова;

$\sum m_{\text{п.и}}, \sum m_{\text{п.с}}, \sum m_{\text{г.с.}}$ – сумарна потужність відповідно пісковиків і вапняків, піщаних сланців, глинистих сланців.

$I_{\text{р.}}^{-} = I_{\text{уч}}^{-}$ - очікуване середнє метановиділення на виїмковій дільниці визначається за формулою:

$$I_{\text{уч.}}^{-} = I_{\text{уч.ф.}}^{-} * \left(\frac{l_{\text{оч.р.}}}{l_{\text{оч.ф.}}}\right)^{0,4} * \left(\frac{\text{А}_{\text{р.}}}{\text{А}_{\text{ф.}}}\right)^{0,6} * k_{\text{с.р.}} * k_{\text{г.р.}} \quad (4.10)$$

$k_{\text{с.р.}}$ – коефіцієнт, що враховує зміну системи розробки;

$k_{\text{г.р.}}$ – коефіцієнт, що враховує зміну метанонасиченості виробок з глибиною;

Оскільки розрахунки виконуються межах однієї виймальної дільниці за її фактичними показниками ці коефіцієнти в даному випадку є рівними одиниці.

$\bar{I}_{\text{уч.ф}}$ – середня витрата газу у вентиляційному струмені, що виходить із виїмкової дільниці, $\text{м}^3/\text{хв}$.

Слід зазначити, що існуюча нормативна база розрахунку навантаження за газовим фактором, не зважаючи на її відносну універсальність, розповсюдженість та тривалість використання, була розроблена 30 років тому – адже «Керівництво з проектування вентиляції» вийшло у 1994 році, й має ряд моментів, що потребують доопрацювання:

1) застосування значної кількості емпіричних коефіцієнтів, які можуть бути переглянуті, базуючись на фактичних показниках роботи підприємств, і пов’язаних з процесом вуглевидобутку, процесів виділення метану;
2) відсутність регламентованої обґрунтованої періодичності виконання перерахунків навантаження;
3) відсутність гнучкості щодо зміни гірничо – геологічних умов.

4.3 Методика адаптивного керування плановим навантаженням

З метою максимального використання потужності очисних механізованих комплексів та оптимізації витрат в роботі розроблена методика адаптивного керування плановим навантаженням з урахуванням неоднорідності метановиділення.

При визначенні методики було враховано необхідність дотримання діючих нормативних документів та наведених у них формул, методики розрахунку, яких дотримується підприємство, розглянута можливість зміни періодичності виконання розрахунків щодо навантаження на очисний вибій за газовим фактором на відміну від існуючої практики перерахунку навантаження через місяць стійкої роботи лави після первинної посадки основної покрівлі та подальшого дотримання розрахованого значення. Повторно розрахунки виконуються у разі виконання депресійної зйомки або у разі змін у схемі вентиляції.

Згідно розробленої методики адаптивного керування плановим навантаженням пропонуються наступні положення:

1) фіксується первинна посадка порід основної покрівлі;

2) досягається робота лави зі стійким навантаженням протягом не менш ніж одного місяця після посадки порід основної покрівлі;

3) на підставі фактичних даних виконується перерахунок навантаження на лаву за газовим фактором у вище викладеному порядку, де враховуються фактичні коефіцієнти ефективності дегазації та ізольованого відводу метану;

4) здійснюється щоденне коригування навантаження на лаву з урахуванням фактичного метановиділення на дільниці;

В роботі була розглянута динаміка взаємозв'язку показників метановиділення та обсягів видобутку вугілля в умовах ПРАТ «ШУ «ПОКРОВСЬКЕ». Сформульовано алгоритм роботи з газовим фактором для підвищення показників видобутку.

Для аналізу були прийняті 9 північна лава блоку 10, яка розташована на пласті малої потужності та 13 південна лава блоку 10, яка розташована на пласті середньої потужності.

Для аналізу показників роботи виймальних дільниць взято моніторинг, що проводився протягом вересня 2023 року – дані наведені у таблиці 4.2 та у таблиці 4.3 відповідно.

На рисунку 4.3 наведено графік змін показників метану та фактичного видобутку у 13-й південній лаві блоку 10 у вересні 2023 року. Показники, за якими побудовано діаграму наведені у таблиці 4.2.

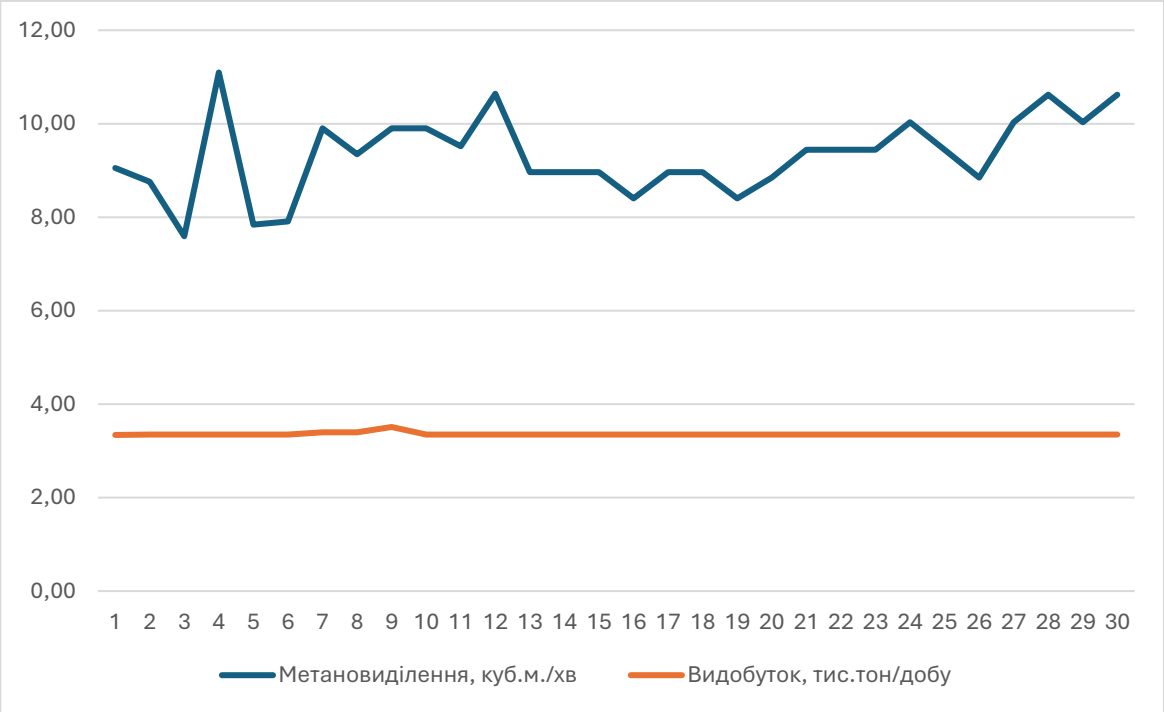

Рисунок 4.3 – Діаграма метановиділення та видобутку при роботі 13-ї південної лави блоку 10 у вересні 2023 року

Таблиця 4.2 – Показники виділення метану та видобутку при роботі 13-ї південної лави блоку 10 у вересні 2023 року

Дата	Виділення метану, $м^3$/хв	Видобуток, т/добу
1	9,05	3340
2	8,76	3350
3	7,59	3350
4	11,10	3350
5	7,84	3350
6	7,91	3350
7	9,90	3400
8	9,35	3400
9	9,90	3510
10	9,90	3350
11	9,52	3350
12	10,64	3350
13	8,96	3350
14	8,96	3350
15	8,96	3350
16	8,40	3350
17	8,96	3350
18	8,96	3350
19	8,40	3350
20	8,85	3350
21	9,44	3350
22	9,44	3350
23	9,44	3350
24	10,03	3350
25	9,44	3350
26	8,85	3350
27	10,03	3350
28	10,62	3350
29	10,03	3350
30	10,62	3350

Розглянемо значення діаграми виділення метану при роботі 13-ї південної лави блоку 10:

1) мінімальне значення метановиділення становить – 7,59 м^3/хв;
2) максимальне значення метановиділення становить – 11,1 м^3/хв;
3) діапазон зміни – 3,51 м^3/хв;
4) середньозважене значення – 9,33 м^3/хв.

При цьому мінімальне й максимальне значення мали місце у сусідні дні, що свідчить про те, що стрибок стався наприклад під час посадки покрівлі, або включення в роботу ще одного куща дегазаційних свердловин, а потім відбулося зниження, коли вплив фактору зростання зменшився. Якщо порівняти діапазон зміни виділення метану, виражений у відсотковому співідношенні 37,6 % (3,51 м^3/хв до 9,33 м^3/хв) з діапазоном зміни потужності пласта, наведеним у таблиці 4.1, який дорівнює 25 %, можна відстежити частковий вплив зміни потужності пласта на виділення метану.

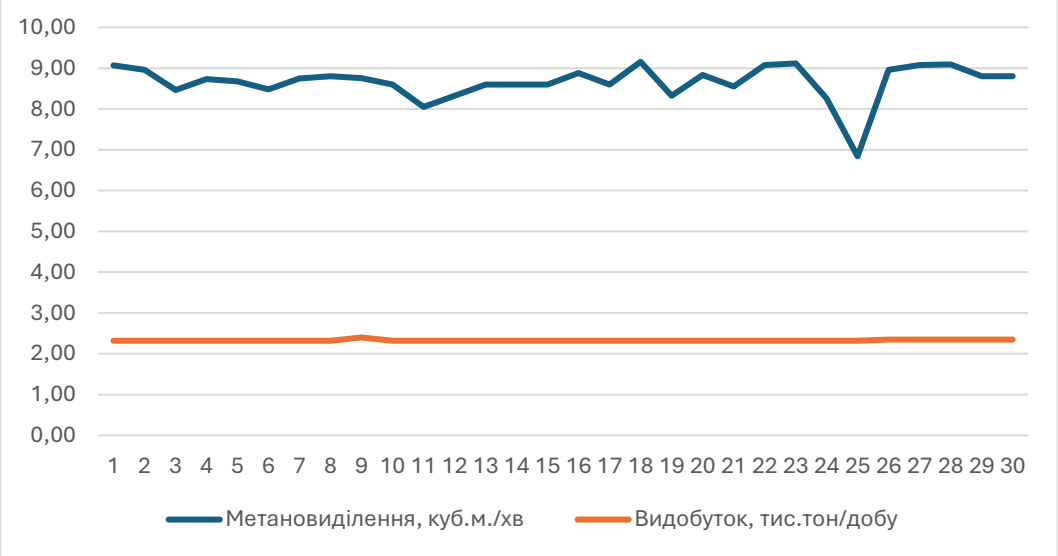

Рисунок 4.4 – Діаграма метановиділення та видобутку при роботі 9-ї північної лави блоку 10 у вересні 2023 року

Таблиця 4.3 – Показники виділення метану та видобутку при роботі 9-ї північної лави блоку 10 у вересні 2023 року

Дата	Виділення метану, $м^3$/хв	Видобуток, т/добу
1	9,07	2320
2	8,96	2320
3	8,46	2320
4	8,73	2320
5	8,68	2320
6	8,48	2320
7	8,75	2320
8	8,80	2320
9	8,76	2400
10	8,60	2320
11	8,05	2320
12	8,33	2320
13	8,60	2320
14	8,60	2320
15	8,60	2320
16	8,88	2320
17	8,60	2320
18	9,16	2320
19	8,33	2320
20	8,84	2320
21	8,55	2320
22	9,08	2320
23	9,12	2320
24	8,27	2320
25	6,84	2320
26	8,96	2350
27	9,08	2350
28	9,10	2350
29	8,80	2350
30	8,80	2350

На рисунку 4.4 згідно даних таблиці 4.3 наведено графік змін показників метану та фактичного видобутку у 9-ій північній лаві блоку 10.

Розглянемо значення діаграми виділення метану при роботі 9-ї північної лави блоку 10:

1) мінімальне значення метановиділення становить – 6,84 м^3/хв;
2) максимальне значення метановиділення становить – 9,16 м^3/хв;
3) діапазон зміни –2,32 м^3/хв;
4) середньозважене значення – 8,66 м^3/хв.

Якщо порівняти діапазон зміни виділення метану, виражений у відсотковому співідношенні 26,7 % (2,32 м^3/хв до 8,66 м^3/хв) з діапазоном зміни потужності пласта, наведеним у таблиці 4.1, який дорівнює 15,6 %, можна відстежити вплив зміни потужності пласта та виділення метану.

Як бачимо з наведених діаграм щодобове навантаження від одної доби до іншої майже не змінюється та знаходиться приблизно на однаковому рівні, що свідчить про те, що підприємство дотримується при плануванні та веденні робіт розрахованого середнього значення видобутку.

У той же час метановиділення має вигляд досить нестабільної кривої лінії, яка має як максимальні, так і мінімальні значення, різкі стрибки як у більший, так і у менший бік, що ще раз наочно підтверджує нерівномірність метановиділення. При цьому це спостерігається як на лаві з малою потужністю пласта, так і на лаві з середньою потужністю пласта.

Запропонована методика розрахунку навантаження по газовому фактору на очисні вибої згідно значень щодобових вимірів та алгоритм розрахунку були розроблені та адаптовані за допомогою програми Microsoft Excel – приклад оформлення розрахунку наведено на рисунку 4.5.

Вихідні дані		
Назва показника	**Од.вим.**	**13 південна лава блоку 10**
Довжина очисного вибою	м	286
Середня витрата метану у лаві на відстані 15 - 20 м від вентиляційного штреку	куб.м/хв.	8,1
Середня витрата метану у виробках з підсвіжуючим струменем повітря (для схем з підсвіженням)	куб.м/хв.	0
Середня витрата метану, що надходить в очисну виробку у свіжому струмені повітря	куб.м/хв.	0
Середня витрата метану у вихідному з дільниці струменю повітря	куб.м/хв.	9,05
Середня витрата метану у підсвіжуючому струменю повітря	куб.м/хв.	0
Середня витрата метану у свіжому струменю повітря, що надходить на дільницю	куб.м/хв.	0
Коефіцієнт, що враховує вплив дегазації на витрати метану, що каптується підземними дегазаційними свердловинами	-	0,835
Середня витрата метану, що каптується з пластів - супутників підземними свердловинами	куб.м/хв.	9,87
Середня витрата метану, що каптується з виробленого простору засобами дегазації	куб.м/хв.	5,65
Середня витрата метану, що відводиться по трубопроводу за межі виїмкової дільниці	куб.м/хв.	7,19
Дані для розрахунку максимального навантаження за газовим фактором		
Довжина очисного вибою	м	286
Коефіцієнт, що враховує зміну системи розробки		1
Коефіцієнт, що враховує зміну глибини ведення робіт		1
Концентрація метану у струменю повітря, що надходить на дільницю	%	0
Допустима згідно ПБ концентрація метану у вихідному з дільниці струменю повітря	%	1
Cmp (концентрація метану у трубопроводі ізольованого відведення метану)	%	3,5
Коефіцієнт, що враховує рух повітря по виробленому протсору		1,25
Середньозважений коефіієнт міцності порід покрівлі		7,6
Потужність пласта, що виймається	м	1,54
Площа поперечного перетину очисної виробки у світлі	кв.м.	4,30
Дані для розрахунку витрат повітря		
Коефіцієнт нерівномірності метановиділення		1,28
Витрата метаноповітряної суміші у трубопроводі дегазації виробленого простору, що каптується "свічками"	куб.м/хв.	46
Фактична витрата повітря на дільниці	куб.м/хв.	1455
Перевірка необхідних умов		
Умова - максимально припустима швидкість повітря у привибійному просторі лави		
Максимально припустима швидкість повітря у привибійному просторі	м/сек	4
Умова - забезпечення необхідною кількістю повітря людей, що можуть одночасно знаходитись на дільниці		
Максимальна чисельність людей, що може працювати на дільниці	людей	50
Умова - мінімально припустима витрата повітря у очисній виробці		
Мінімально припустима швидкість повітря у очисній виробці	м/сек	1
Умова - дотримання припустимої швидкості у очисній виробці		

Розрахунки за формулами		
Назва показника		
Фактичний видобуток за добу	т/добу	3 340
Фактичне метановиділення у очисній виробці	куб.м/хв.	8,10
Фактичне метановиділення на виїмковій дільниці	куб.м/хв.	9,05
Абсолютне метановиділення виїмкової дільниці	куб.м/хв.	30,13
Коефіцієнт, що враховує частку метановиділення з виробленого простору		0,731
Коефіцієнт ефективності дегазації пластів - супутників		0,37
Коефіцієнт ефективності дегазації виробленого простору		0,41
Коефіцієнт ефективності ізольованого відведення метану		0,88
Коефіцієнт, що враховує витоки повітря через вироблений простір		1,98
Розрахунок очікуємого метановиділення		
Очікуєме середнє метановиділення у очисній виробці	куб.м/хв.	8,10
Очікуєме середнє метановиділення на виймальній дільниці	куб.м/хв.	30,13
Розрахунок максимального навантаження за газовим фактором		
Планове навантаження на добу (A)	т/добу	3 340
[A] - розрахункове значення		0,239
[B] - розрахункове значення		0,300
Максимально припустиме навантаження на очисний вибій за газовим фактором	**т/добу**	**3 473**
Витрати повітря		
Витрата повітря у вентиляційній виробці	куб.м/хв.	1 158
Витрата повітря на всасі газовідсмоктуючого трубопроводу	куб.м/хв.	263
Витрата повітря у виробці, по якій подається повітря на дільницю	куб.м/хв.	1 467
Витрата повітря для провітрювання очисної виробки за виділенням метану	куб.м/хв.	928
Витрата повітря за найбільшою кількістю людей, що одночасно працюють у вибої	куб.м/хв.	150,00
Перевірка умов		
Усі 4 умови виконано		ИСТИНА
Умова - максимально припустима швидкість повітря у привибійному просторі лави		
Qоч.макс.	куб.м/хв.	1 032
Максимально припустима швидкість повітря з урахуванням коефіцієнту втрат	куб.м/хв.	2 040
Перевірка: витрата повітря менше максимально припустимої		ИСТИНА
Умова - забезпечення необхідною кількістю повітря людей, що можуть одночасно знаходитись на дільниці		
Витрата повітря для людей	куб.м/хв.	300
Перевірка: витрата повітря більше необхідної за кількістю працюючих		ИСТИНА
Умова - мінімально припустима витрата повітря у очисній виробці		
Мінімально припустима витрата повітря у очисній виробці	куб.м/хв.	323
Перевірка: витрата повітря у очисній виробці вище мінімально припустимої		ИСТИНА
Умова - дотримання припустимої швидкості у очисній виробці		
Максимально припустима витрата повітря у очисній виробці	куб.м/хв.	1 290
Перевірка: витрата повітря у очисній виробці нижче максимально припустимої		ИСТИНА

Рисунок 4.5 – Вигляд алгоритму щодобового розрахунку припустимого навантаження для 13-ї південної лави блоку 10 за допомогою програми Microsoft Excel.

Така інтерпретація методики розрахунку дає також змогу визначити вплив зміни будь – якої з складових формули розрахунку навантаження на кінцеве значення.

У таблицях 4.5 та 4.6 наведено результати розрахунки видобутку згідно запропонованої методики за кожну окрему добу.

4.4 Аналіз результативності методики адаптивного керування плановим навантаженням

З самого початку слід зазначити, що розроблена методика не ставить за мету просто підвищити видобуток з дільниці. Її застосування дасть змогу підвищити рівень безпеки, бо згідно щодобово виконуємих вимірів та розрахунків буде зрозуміло необхідність оперативного вжиття додаткових заходів, як то:

1) включити до роботи додаткову установку з ізольованого відведення метану;
2) скоригувати витрату повітря, що подається на дільницю.
3) перевірити стан дегазаційного трубопроводу, трубопроводу ізольованого відведення метану, його ущільненість;
4) перевірити стан вентиляційних споруд;
5) змінити параметри буріння дегазаційних свердловин з метою підвищення ефективності їхньої роботи;

Теоретичне моделювання, проведене згідно розробленої методики адаптивного керування плановим навантаженням показує можливість підвищення інтенсивності видобутку вугілля з одночасним дотриманням положень техніки безпеки, щодо максимально допустимих концентрацій метану.

Таблиця 4.5 – Результати розрахунку навантаження на очисний вибій 13 південної лави блоку 10

Дата	Видобуток згідно алгоритму, т/добу	Фактичний видобуток, т/добу
1	3473	3340
2	3576	3350
3	4653	3350
4	2506	3350
5	4036	3350
6	3944	3350
7	2893	3400
8	3108	3400
9	2958	3510
10	2951	3350
11	3191	3350
12	3169	3350
13	3482	3350
14	3558	3350
15	3502	3350
16	3776	3350
17	3464	3350
18	3445	3350
19	3734	3350
20	3477	3350
21	3122	3350
22	3106	3350
23	3106	3350
24	3080	3350
25	3122	3350
26	3438	3350
27	3348	3350
28	3560	3350
29	3366	3350
30	3600	3350
За місяць	101 744	100 750

На прикладі 13-ї південної лави блоку 10 можна визначити, що якщо слідувати згідно запропонованої методики розрахунку то за місяць можна отримати додатково 994 тони рядового вугілля (101 744 тон (розрахунковий видобуток за місяць) – 100 750 тон (фактичний видобуток за місяць) – дані наведені у таблиці 4.5. Підвищення видобутку на 1 %.

На рисунку 4.6 зображені графіки обсягів видобутку за фактичними показниками та розраховані згідно методики адаптивного керування плановим навантаженням для 13-ї південної лави блоку 10 згідно показників за вересень 2023 року.

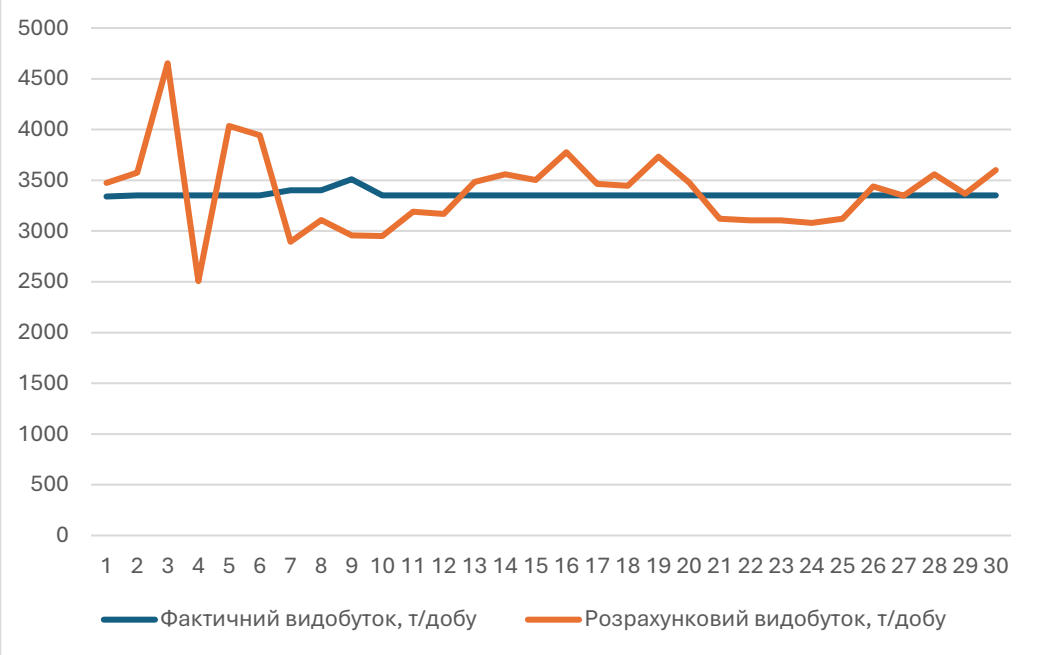

Рисунок 4.6 – Обсяги видобутку 13 південної лави блоку 10

На прикладі 9-ї північної лави блоку 10 можна визначити, що якщо слідувати згідно запропонованої методики розрахунку то за місяць можна отримати додатково 4 559 тон рядового вугілля (74 389 тон (розрахунковий видобуток за місяць) – 69 830 тон (фактичний видобуток за місяць) – дані наведені у таблиці 4.6. Підвищення видобутку на 6,5 %.

Таблиця 4.6 – Результати розрахунку навантаження на очисний вибій 9 північної лави блоку 10

Дата	Видобуток згідно алгоритму, т/добу	Фактичний видобуток, т/добу
1	2227	2320
2	2247	2320
3	2264	2320
4	2133	2320
5	2445	2320
6	2437	2320
7	2476	2320
8	2398	2320
9	2569	2400
10	2488	2320
11	2675	2320
12	2572	2320
13	2475	2320
14	2437	2320
15	2423	2320
16	2423	2320
17	2488	2320
18	2420	2320
19	2652	2320
20	2439	2320
21	2549	2320
22	2363	2320
23	2396	2320
24	2749	2320
25	3439	2320
26	2406	2350
27	2442	2350
28	2395	2350
29	2495	2350
30	2467	2350
За місяць	74 389	69 830

На рисунку 4.7 зображені графіки обсягів видобутку за фактичними показниками та розраховані згідно методики адаптивного керування плановим навантаженням для 9-ї північної лави блоку 10 згідно показників за вересень 2023 року.

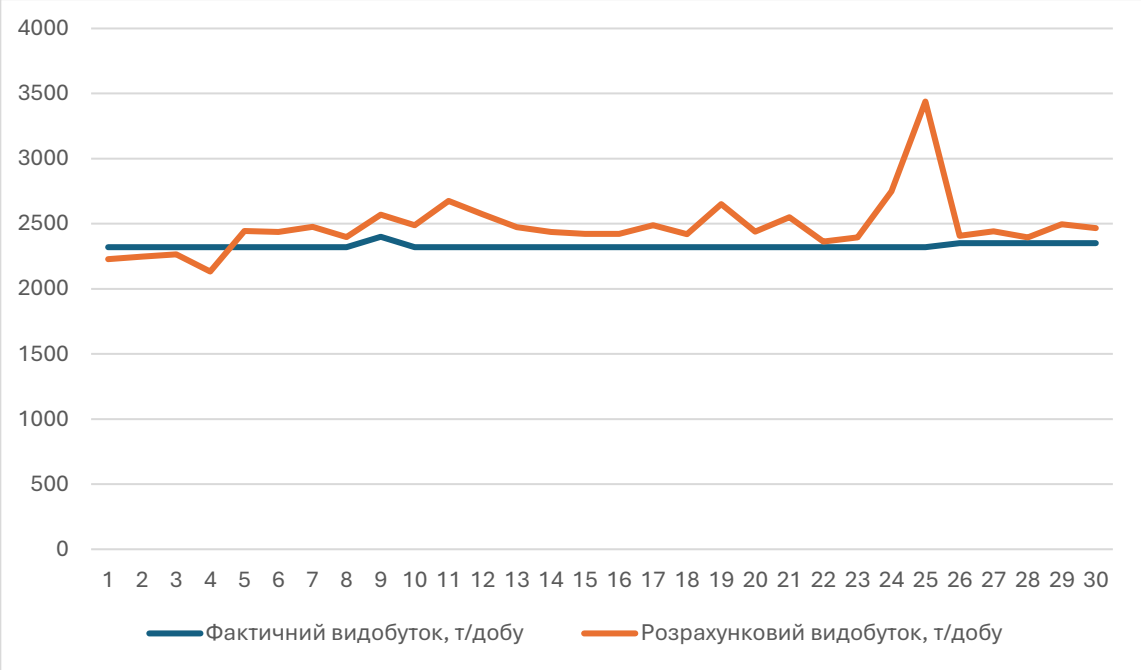

Рисунок 4.7 – Обсяги видобутку 9 північної лави блоку 10

Розроблена методика доводить наявність потенційної можливості зниження негативного впливу газового фактору, зниження обмежень проектного навантаження.

Впровадження методики в умовах підприємства з видобутку вугілля призведе до фактичного підвищення продуктивності, та, як наслідок, до зростання показників рентабельності підприємства:

1) при роботі лав на пласті середньої потужності видобуток зросте на 1 %;

2) при роботі лав на пласті малої потужності видобуток зросте на 6,5 %.

Згідно фактичних показників роботи підприємства за 2023 рік видобуток з очисних вибоїв склав 4 552 607 тон, в тому числі:

1) з лав на малій потужності – 1 089 598 тон;
2) з лав на середній потужності – 3 463 009 тон.

З урахуванням розрахованого відсотку можливого підвищення показників у разі застосування запропонованої методики додатковий видобуток за рік складе 105 454 тони.

Це дозволило б отримати додатковий прибуток у обсязі 326 791 400 гривень.

Згідно фактичних показників роботи підприємства за 2024 рік видобуток з очисних вибоїв склав 3 972 171 тон, в тому числі:

3) з лав на малій потужності – 1 501 400 тон;
4) з лав на середній потужності – 2 470 771 тон.

З урахуванням розрахованого відсотку можливого підвищення показників у разі застосування запропонованої методики додатковий видобуток за рік складе 122 298 тони.

Це дозволило б отримати додатковий прибуток у обсязі 378 989 272 гривень.

5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ТЕХНІКА БЕЗПЕКИ

5.1. Основні аспекти системи управління охороною праці в умовах ПРАТ «ШУ «Покровське»

На ПРАТ «ШУ «Покровське» функціонування системи охорони праці знаходиться на досить високому рівні. Вона спрямована перш за все на попередження виникнення травматизму та мінімізацію наслідків професійних захворювань, що досягається за рахунок впровадження заходів технічного, соціально-економічного та правового характеру.

Кожного року на підприємстві проводиться розробка нових та вдосконалення вже існуючих комплексних планів з охорони праці, які стосуються всіх аспектів виробництва. З метою уникнення повторення тяжких нещасних випадків, розробляються та впроваджуються превентивні заходи на основі результатів розслідувань.

Співробітники, що задіяні в сфері охорони праці, постійно займаються оцінкою професійних ризиків та коригуванням заходів з техніки безпеки на основі моніторингу.

Одними з основних індикаторів системи управління охороною праці ПРАТ «ШУ «Покровське» при інтенсифікації виробничих процесів є проведення постійного порівняльного аналізу статистичних даних з травматизму та профзахворювань працівників та ефективності засобів технічного переоснащення.

Підприємство має високий потенціал зростання обсягів виробництва. При цьому важливим аспектом розвитку підприємства є впровадження високоефективних заходів та систем управління охороною праці в умовах зростання інтенсивності видобутку вугілля, зокрема з безпеки по газовому фактору.

5.2. Заходи з попередження загазованості гірничих виробок

1. Необхідно забезпечити для очисного вибою кількість повітря не менше розрахункової.

2. Забезпечити постійний контроль за провітрюванням та газовою обстановкою на виймальних дільницях.

3. Не допускати при відпрацюванні лави перевищення навантаження на очисний вибій за обсяги, розраховані згідно газового фактору.

4. Здійснювати виміри витрат повітря, згідно плану, в камері вентиляторів.

5. Вживати необхідних заходів, якщо фактичні витрати повітря менше розрахункової величини в камері вентиляторів.

6. При перевищенні показників концентрації метану необхідно відключити електроенергію, доповісти гірничому диспетчеру та особі старшого нагляду дільниці, вивести всіх людей на свіжий струмінь повітря, виставити забороняючі у відповідності до «Заходів щодо зниження концентрації газу метану» та пости.

7. Здійснювати контроль концентрації метану в камері газовідсмоктувального вентилятора за допомогою стаціонарного автоматичного приладу, який при концентрації метану 1,0% знімає напругу з електрообладнання,

8. Здійснювати провітрювання в камері газовідсмоктувального вентилятора свіжим струменем повітря.

9. У випадку фіксації перевищення показників метану в трубопроводі, необхідно забезпечити за допомогою регулюючого вікна подачу повітря зі штреку до трубопроводу до умов, коли концентрація в трубопроводі біля вікна лави складе не більше 3,5%, а в трубопроводі біля вентилятора – 3,0%.

10. Необхідно вжити заходи для збільшення обсягів повітря в камері та в трубопроводі (відкрити вікно в трубопроводі) при умові, якщо показники концентрації метану на виході з камери досягає 2,0%, біля вентилятора – 3,0%, перевищує в трубопроводі біля вікна лави 3,5%.

11. У 15-20 м від камери змішування у напрямку руху вентиляційного струменя повітря стаціонарним автоматичним приладом має здійснюватися контроль вмісту метану. Датчик метану має забезпечувати вимірювання з реєстрацією на приладі-самописці та встановлюється на стороні облаштування камери змішування біля стінки виробки.

12. У відповідності до інструкції заводу-виробника прилади контролю стану повітря мають перевірятися на точність градуювання та працездатність

13. Необхідно проводити інструктаж для робітників перед видачею наряду на виконання робіт.

5.3. Заходи щодо запобігання та боротьби з утворенням місцевих скупчень метану на сполученні лави з виробкою з вихідним струменем повітря

1. Згідно з розрахунком, затвердженим головним інженером, необхідно забезпечити для провітрювання виїмкової дільниці не менше розрахункової кількості повітря.

2. Біля елементів кріплення з боку відпрацьованого простору у виробленому просторі з вихідним потоком повітря забезпечити контроль концентрації метану, починаючи від стику з лавою через 3-5 м протягом 30 м.

3. Очисні вибої та прилеглі до них підготовчі виробки необхідно провітрювати обособленим струменем повітря.

4. За газовим середовищем та станом провітрювання на виїмковій дільниці забезпечити щоденний контроль.

5. Застосовувати способи місцевого збільшення швидкості повітря (встановлення турбулізаторів, перемичок (парусів) та додаткових вентиляторів місцевого провітрювання) у випадку відсутності можливості забезпечення на небезпечних ділянках гірничих виробок необхідного розходу повітря для розбавлення місцевих і шарових скупчень метану.

6. Не допускається загромаджувати вентиляційні пристрої виробки матеріалами або кріпленнями.

7. Для забезпечення на виїмковій дільниці безперервного контролю метану необхідно забезпечити постійне функціонування апаратури газового контролю.

8. Не допускати при розробці лави перевищення добового навантаження вище розрахункового за газовим фактором.

9. При перевищення концентрації метану показників допустимих норм, відключити електроенергію, виставити пости і заборонні знаки згідно «Заходів з розгазування», доповісти гірничому диспетчеру та особі старшого нагляду дільниці, вивести всіх людей на свіжу струю повітря, з'ясувати причину загазування виконати заходи для зниження до допустимої норми концентрації газу метану.

10. В очисних виробках біля виймального механізму здійснювати попередження та ліквідацію скупчень метану за рахунок збільшення швидкості повітря або перерозподілу повітряного потоку за допомогою додаткових джерел тяги (ежекторів тощо) в робочому просторі лави

5.4. Техніка безпеки при експлуатації газовідсмоктувальної установки та ізольованого відведення газу-метану

1. Газовідсмоктувальні вентилятори повинні працювати безперервно.

2. Вимикати газовідсмоктувальні вентилятори допускається, з письмового дозволу керівництва шахти, на час ремонтів та профілактичних оглядів.

3. За графіком не рідше ніж 2 рази на місяць під керівництвом механіка дільниці у неробочі зміни або вихідні дні виконуються профілактичні огляди та ремонти газовідсмоктувальних вентиляторів.

4. Необхідно забезпечити незалежність електропостачання газовідсмоктувальних установок від електропостачання виїмкової дільниці, яку вони обслуговують.

5. Автоматично вимикається електропостачання на виїмковій дільниці при будь-якій зупинці газовідсмоктувальної установки.

6. При відключенні робочого вентилятора машиністом газовідсмоктувальної установки виконується увімкнення резервного вентилятора.

7. Черговим машиністом, який в конкретну зміну відповідає за роботу установки та пройшов інструктаж, цілодобово обслуговується газовідсмоктувальна установка.

8. Контроль за станом кріплення камери вентиляторів повинен постійно здійснювати черговий машиніст.

9. Ведення контролю «Книги обліку роботи газовідсмоктувальної установки», яка знаходиться в камері вентиляторів покладається на керівництво дільниці.

10. Постійний контроль за провітрюванням свіжим струменем повітря камери вентиляторів повинен здійснювати черговий машиніст.

11. При концентрації метану 1,0% в вентиляційному штреку та лаві, стаціонарний автоматичний датчик контролю газу-метану, який встановлюється у камері вентиляторів, автоматично знімає напругу з електрообладнання у камері.

12. Потрібно постійно утримувати в справному стані телефони, які встановлюються на вентиляційному штреку поблизу лави та у камері газовідсмоктувальних вентиляторів.

13. Згідно з вимогами п.3, гл. 6, розд. VI Правил безпеки [23], у трубопроводі газовідсмоктувальної установки контроль за вмістом газу-метану необхідно здійснювати датчиками безперервного контролю метану. Дозволяється виконувати контроль та управління вмістом метану спеціально призначеними відповідальними особами до впровадження датчиків.

14. Біля вікна лави, у трубопроводі поблизу вентиляторів, на виході із камери змішування здійснює контроль концентрації метану не рідше ніж один раз на добу.

15. Огляд газовідсмоктувального трубопроводу здійснюють не рідше трьох разів в зміну інженерно-технічними робітниками.

16. Підключення енергоспоживачів виїмкової дільниці після зупинки газовідсмоктувальних вентиляторів повинно виконуватись після увімкнення газовідсмоктувальних вентиляторів та їх безперервної роботи не менше ніж 15-20 хвилин, за розпорядженням гірничого диспетчера при умові виконаної інженерно-технічними працівниками виїмкової дільниці перевірки концентрації метану на сполученні лави з вентиляційним штреком на відповідність вимогам Правил безпеки.

17. Починаючи від сполучення вентиляційного штреку через кожні 3-5 м необхідно виконувати в кожну зміну контроль концентрації метану зі сторони виробленого простору біля елементів кріплення.

5.5. Загальні рекомендації щодо безпечного ведення робіт на виїмкових дільницях ПРАТ «ШУ «Покровське»

Виїмкова дільниця – це одна з основних технологічних ланок ПРАТ «ШУ «Покровське», безперебійна та продуктивна робота якої багато в чому залежить від дотримання заходів з техніки безпеки. Загальні рекомендації щодо безпечного ведення робіт на виїмкових дільницях складаються з наступних положень:

1. Роботи проводяться відповідно виданого наряду згідно паспорта виробництва робіт з виїмки вугілля.
2. Слідом за проходом комбайна здійснюється пересування секцій кріплення і засувка конвеєра.
3. Здійснювати в строгому відповідності з графічною частиною паспорта кріплення кінцевих ділянок лави.
4. На кінцевих ділянках лави щільність кріплення повинна відповідати даним, що наведеним у паспорті.
5. Необхідно відновити стійки рамного кріплення після проходження комбайна та задвигання конвеєра.
6. Забезпечити, відповідно до графічної частини паспорта, встановлення кріплення посилення з дерев'яних стійок.
7. По мірі посування очисного вибою відновлюється кріплення посилення.
8. У випадку поломки кріплення посилення виконуються роботи по заміні зламаного або деформованого кріплення.

9. Роботи з встановлення додаткової анкерної кріплення, що підтримують верхні арочні кріплення, а також по перерізу штреків виконувати відповідно до паспортів встановлення анкерів.

10. На сполученні у випадку відсутності анкерного кріплення встановлюється індивідуальне кріплення сполучення.

11. В якості кріплення сполучення, при рамно-анкерному кріпленні виробки, використовується анкерне кріплення, що підтримує верхняк арочного кріплення.

12. Перед початком видобутку вугілля здійснювати перевірку роботи системи зрошення та очищення форсунок.

13. Здійснювати контроль за справністю роботи систем зрошення.

14. Машиніст гірничо-виймальної машини при виконанні робіт повинен постійно мати при собі функціонуючий прилад безперервного контролю концентрації метану

15. У разі утворення місцевих скупчень метану біля комбайна, при концентрації, що досягає 2%, необхідно негайно зупинити комбайн та зняти напругу з живильного кабелю та вжити необхідні заходи для зниження підвищеної концентрації метану (збільшити витрату повітря за узгодженням з керівництвом, встановити ежектори тощо). За умови, якщо протягом 15 хвилин вона не знизиться та буде спостерігатись подальше зростання концентрації метану, необхідно вивести людей на свіжу струю. Лише після зниження концентрації метану до 1% дозволяється відновлення роботи.

16. Необхідно перед проходженням лави комбайном здійснювати контроль вмісту метану в куполах обвалення.

17. Не допускається руйнування порід комбайном у зоні порушення при виявленні протягом зміни непередбачених тектонічних порушень. До отримання дозволу від геологічної служби протягом доби руйнування

порід здійснювати за допомогою бурових машин або відбивних молотків після оцінки ступеня газовиділення.

18. Роботи, пов’язані з переходом очисного забою через гірничо-геологічні порушення, виконувати відповідно наведених у паспорті заходів.

19. При виявленні в повітрі гірничої виробки частки чадного газу (CO), яка перевищує фонові показники та постійно зростає протягом зміни, необхідно вжити заходи з визначення джерела його появи і у випадку виявлення ознак самозаймання вугілля, припинити роботи на ділянці та вивести людей.

Дотримання нормативних вимог з техніки безпеки є ключовим фактором успішної роботи підприємства. Відповідальне ставлення до заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризики, пов'язані з підземними роботами, та забезпечити стабільну роботу ПРАТ «ШУ «Покровське».

ВИСНОВКИ

Основною метою даної кваліфікаційної магістерської роботи є розробка методики адаптивного керування плановим навантаженням в виїмкових дільницях ПрАТ «Шахтоуправління «Покровське».

У ході виконання роботи було виконано опис умов роботи підприємства, основних виробничих процесів, було виконано аналіз кейсів з наслідків порушення газового режиму в умовах підприємства, детально розглянуті аварійні ситуації, що мали місце у 7-ій південній «біс» лаві блоку 10, 12 південній «біс» лаві блоку 10, 2-ій південній лаві блоку 7. Ці аварії мали місце у різний час у різних частинах шахтного поля, що дозволило сформувати загальні висновки щодо цього питання.

Виконано розгляд світових практик врахування неоднорідності газового дільниці при плануванні гірничих робіт на вугільних підприємствах таких країн як США, Австралія, Німеччина.

У основній частині виконано:

1) аналіз факторів , що впливають на динаміку метановиділення, аналіз гірничо – геологічних умови відпрацювання очисних вибоїв;

2) аналіз існуючих нормативних документів щодо розрахунку навантаження на очисний вибій;

3) розроблена методика адаптивного керування плановим навантаженням

4) виконано аналіз результативності методики адаптивного керування

Результатом виконання роботи є розроблена методика адаптивного керування плановим навантаженням, яка доводить наявність потенційної

можливості зниження негативного впливу газового фактору, зниження обмежень проектного навантаження.

Впровадження методики в умовах підприємства з видобутку вугілля призведе до фактичного підвищення продуктивності, та, як наслідок, до зростання показників рентабельності підприємства.

Виконано розгляд питань охорони праці та техніки безпеки, які безпосередньо пов'язані з роботою очисних вибоїв:

1) заходи з попередження загазованості гірничих виробок;

2) заходи щодо запобігання та боротьби з утворенням місцевих скупчень метану на сполученні лави з виробкою з вихідним струменем повітря;

3) техніка безпеки при експлуатації газовідсмоктувальної установки та ізольованого відведення газу-метану

4) загальні рекомендації щодо безпечного ведення робіт на виїмкових дільницях.

Дотримання розробленої методики та вимог техніки безпеки забезпечить рентабельну та стабільну роботу підприємства. Ця методика й запропонований підхід до розгляду питання формування навантаження на очисний вибій може бути застосований й на інших вугільних підприємствах.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ ІНФОРМАЦІІ

1. Проект відпрацювання запасів у 2024 році ПРАТ «ШУ «ПОКРОВСЬКЕ». Том 1 / ТОВ «КОМПАНІЯ «ДЕЙТА ЕКСПРЕС». Київ, 2023. 84 с.

2. Керівництво по проектуванню вентиляції вугільних шахт / заг. ред. Г.П. Яковенко. Київ, 1994. 312 с.

3. Analysis and optimization of entry stability in underground long wall mining/V. Gao, D. Liu, X. Zhang, M. He // Sustainability. 2017. Vol. 9. N 11. P. 2079.

4. Nawrocki T.L., Jonek-Kowalska J. Assessing operational risk in coal mining enterprises – Internal, industrial and international perspectives // Resources Policy. 2016. Vol. 48. P. 50-67.

5. Stecula K., Brodny J., Tutak M. Informatics platform as a tool supporting research the effectiveness of the mining machines' work/CBU international Conference on Innovations in Science and education, 2017. P. 1215-1219.

6. Availability analysis of selected mining machinery / J. Brodny, S. Alsrez, J. Krystek, M. Tutak // Archives of Control Sciences. 2007. Vol. 27. N 2. P. 197-209.

7. Dougherty, H.N.,Karacan, C.O. (2011). A new methane control and prediction software suite for longwall mines. Computers & Geosciences, 37, 1490-1500.

8. Krog, R. B., Schatzel, S. J., Dougherty, H. N. (2014). Methane emissions and airflow patterns along longwall faces and through bleeder ventilation systems. International Journal of Mining and Mineral Engineering, 5(4), 328-349.

9. Dalton P., Lunarzewski L. Coal Seam Methane and Mine Ventilation Air Recovery Optimisation and Utilisation // International Conference on Coal-Bed Methane - Technologies of Recovery and Utilisation / Conference Proceedings. Katowice, Poland. – 1998.-Pp. 396-412.

10. Thomson S., Lunarzewski L. Latest advances in directional – horizontal drilling and gas recovery technologies for underground coal mines // International Conference on Coal-Bed Methane – Technologies of Recovery and Utilisation / Conference Proceedings. Katowice, Poland. – 1998. – Pp. 131-143.

11. Руководство по наилучшей практике эффективной дегазации источников метановыделения и утилизации метана на угольных шахтах. Второе издание. ООН. 2016. 132 с.

12. https://www.recht.bund.de/ (дата звернення 18.11.2024 року).

13. Schloenbach M. Alternative Drilling Technology for Underground Degasification Wells in active Coal Mines of the Saar Basin // International Conference on Coal-bed Methane-Technologies of Recovery and Utilisation (Conference Proceedings). Katowice, Poland. – 1998. – Pp. 194-223.

14. Röner, Wolfgang. Förderung und Nutzung von Grubengas im Land Nordrhein-Westfalen // Materialien der Präsentation des Landes Nordrhein-Westfalen in Frankreich / Forum. Industrie und Ökologie. Paris. 17 September 2003.

15. Dixon, W.D. A statistical analysis of monitored data for methane prediction. Ph.D. Thesis. University of Nottingham. Dept. of Mining Engineering, May 1992.

16. Krog R.B., Schatzel S.J., Dougherty H.N. Methane emissions and airflow patterns along longwall faces and through bleeder ventilation systems // International Journal of Mining and Mineral Engineering. (International Journal of Mining and Mineral Engineering, 1 January 2014, Vol. 5(4). P. 328-349.

17. Schatzel S.J., Krog R.B., Garcia F., and Marshall J.K. Prediction of longwall methane emissions and the associated consequences of increasing longwall face lengths: a case study in the Pittsburgh coalbed. National Institute for Occupational Safety and Health Pittsburgh Research Laboratory. Pittsburgh, PA. 2006.

18. Karacan C.O. Modeling and prediction of ventilation methane emissions of U.S. Longwall mines using supervised artificial neural networks. International Journal of Coal Geology. 2008. Vol. 73. pp. 371-387.

19. Karacan C.O. Forecasting gob gas venthole production performances using intelligent computing methods for optimum methane control in longwall coal mines // International Journal of Coal Geology. 2009. Vol. 79, Is. 4, P. 131-144.

20. Schatzel S.J., Krog R.B., Dougherty H. A field study of US longwall coal mine ventilation and bleeder performance // SME Annual Meeting and Exhibit and CMA 113th National Western Mining Conference 2011. 2011. P. 65-70.

21. Правила визначення максимально дозволеного навантаження на високопродуктивний очисний вибій з урахуванням фактичного метановиділення і досягнутої ефективності дегазації URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1125-22#Text (дата звернення 05.12.2024 року).

22. Нормативне навантаження на очисні вибої. Методика СОУ 05.1.00185790.018: 2012. Київ, 2013. 46 с.

23. Про затвердження Правил безпеки у вугільних шахтах URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0398-10#Text (дата звернення 07.12.2024 року).