

Міністерство освіти і науки України  
Національний технічний університет  
«Дніпровська політехніка»

Геологорозвідувальний  
(факультет)

Кафедра нафтогазової інженерії та буріння  
(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА  
кваліфікаційної роботи ступеню магістра  
(бакалавра, магістра)

студента Петергов Станіслав Юрійович  
(ПІБ)

академічної групи 185М-18з-1 ГРФ  
(шифр)

спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології  
(код і назва спеціальності)

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

на тему Розробка технології видобування та утилізації шахтного метану в умовах ДП «ВК «Краснолиманська»  
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Коровяка Є.А.			
розділів:				
Технологічний	Коровяка Є.А.			
Охорона праці	Безщасний О.В.			
Економічний	Коровяка Є.А.			
Рецензент				
Нормоконтролер	Расцветаєв В.О.			

Дніпро  
2019

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**  
завідувач кафедри  
нафтогазової інженерії та буріння  
(повна назва)

Коровяка Є.А.  
(підпис) (прізвище, ініціали)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 року

**ЗАВДАННЯ**  
на кваліфікаційну роботу  
ступеню магістра  
(бакалавра, магістра)

студенту Петергову Станіславу Юрійовичу академічної групи 185М-18з-1 ГРФ  
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології  
спеціалізації \_\_\_\_\_

за освітньо-професійною програмою «Нафтогазова інженерія та технології»  
на тему Розробка технології видобування та утилізації шахтного метану в  
умовах ДП «ВК «Краснолиманська»

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка»  
від «27» 08. 2019р. № 1540-л

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технологічний	Перспективи вилучення і утилізації шахтного метану в умовах шахти «Краснолиманська». Розрахунок робочих характеристик поверхневих дегазаційних свердловин; розробка заходів щодо підвищення ефективності роботи існуючої на шахті системи дегазації	21.10.2019
Охорона праці	Заходи, що забезпечують безпеку ведення гірничих робіт	18.11.2019
Економічний	Економічна оцінка запропонованих рішень	09.12.2019

Завдання видано \_\_\_\_\_  
(підпис керівника)

Коровяка Є.А.  
(прізвище, ініціали)

Дата видачі 02.09.2019

Дата подання до екзаменаційної комісії 16.12.2019

Прийнято до виконання \_\_\_\_\_  
(підпис)

Петергов С.Ю.  
(прізвище, ініціали)

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 86 с., 8 рис., 18 табл., 21 літературне джерело.

Об'єкт розроблення: розвантажені зближені пласти та вміщуючі породи.

Мета роботи: впровадження поверхневої дегазації при відпрацюванні запасів вугілля по пласту  $m_4^2$  і комплексної дегазації при відпрацюванні запасів вугілля пл.  $k_5$ .

Методи дослідження: техніко-економічний аналіз, метод інженерних розрахунків виробничо-технологічних параметрів.

У вступі описано стан проблеми, проаналізовано причини, що стримують ефективне і безпечне ведення гірничих робіт.

У першому розділі наведені загальні відомості про підприємство, його геологічна і гірничотехнічна характеристика.

У другому розділі проаналізовано недоліки існуючої дегазаційної системи; виявлені причини низької ефективності дегазації; обґрунтовано доцільність застосування дегазації поверхневими свердловинами. Розраховані робочі характеристики поверхневих дегазаційних свердловин; розроблені заходи щодо підвищення ефективності роботи існуючої на шахті системи дегазації.

У розділі «Охорона праці» обґрунтовано заходи, що забезпечують безпеку ведення гірничих робіт.

В економічній частині визначені витрати на впровадження запропонованих рішень, а також визначено економічний ефект завдяки застосуванню дегазації.

Розроблене проектне рішення може бути здійснено на будь-який з шахт, де є достатні запаси метану, з використанням запропонованого в роботі обладнання.

ДЕГАЗАЦІЇ ШАХТИ, МЕТАНОВИДІЛЕННЯ, ПЛАСТИ,  
СВЕРДЛОВИНИ, ГАЗОВИЙ БАЛАНС, УТИЛІЗАЦІЯ, ЕКОНОМІЧНИЙ  
ЕФЕКТ

## ABSTRACT

Explanatory note: 86 pp., 8 figures, 18 tables, 21 literary sources.

Object of development: unloaded cohesive layers and placing rocks.

Purpose of the work: introduction of surface degassing during the mining of coal reserves in the  $m_4^2$  layer and complex degassing during the mining of coal reserves bed  $k_5$ .

Research methods: technical and economic analysis, method of engineering calculations of production and technological parameters.

The introduction describes the state of the problem, analyzes the reasons that impede effective and safe mining.

The first section provides general information about the company, its geological and mining characteristics.

The second section analyzes the shortcomings of the existing degassing system; causes of low efficiency of degassing were identified; The expediency of using degassing with surface wells is substantiated. Calculated performance characteristics of surface degassing wells; measures have been developed to improve the efficiency of the mine degassing system existing at the mine.

In the section "Occupational safety" measures are provided to ensure the safety of mining operations.

The economic part defines the costs of implementation of the proposed solutions, and the economic effect due to the use of degassing.

The developed design solution can be implemented at any of the mines with sufficient methane reserves, using the equipment proposed in the work.

MINE DEGASSING, METHANE EXTRACTION, RESERVOIRS, WELLS,  
GAS BALANCE, UTILIZATION, ECONOMIC EFFECT

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
РОЗДІЛ 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ГІРНИЧОГО ПІДПРИЄМСТВА.....	8
1.1 Місце розташування підприємства.....	8
1.2 Гірничо-геологічна характеристика.....	8
1.3. Аналіз виробничої ситуації по розвитку гірничих робіт.....	20
1.4 Висновки.....	21
РОЗДІЛ 2 ВПРОВАДЖЕННЯ СИСТЕМИ ВИЛУЧЕННЯ ШАХТНОГО МЕТАНУ.....	23
2.1 Вибір пріоритетного напрямку і способу вирішення технологічної задачі.....	23
2.2 Обґрунтування технологічних і технічних рішень.....	23
2.3 Розрахунок параметрів комплексної дегазації.....	24
2.4 Розрахунок параметрів дегазації поверхневими свердловинами.....	32
2.5 Розрахунок параметрів дегазації пласта, що розробляється.....	40
РОЗДІЛ 3 ТЕХНОЛОГІЯ УТИЛІЗАЦІЇ ШАХТНОГО МЕТАНУ В УМОВАХ ШАХТИ «КРАСНОЛІМАНСЬКА».....	47
3.1 Моторне паливо з природного газу.....	47
3.2 Застосування зрідженого природного газу і метанолу.....	51
3.3 Розрахунок параметрів АГНКС.....	55
РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	65
4.1. Аналіз потенційних шкідливих і небезпечних виробничих чинників....	65
4.2 Вибір і обґрунтування заходів по боротьбі з пилом в очисних вибоях...	65
4.3 Розробка протипожежного захисту підготовчого вироблення.....	68
РОЗДІЛ 5 ЗАХОДИ З ОХОРОНИ ДОВКІЛЛЯ.....	75
РОЗДІЛ 6 ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА ПРИЙНЯТОГО РІШЕННЯ.....	78
6.1 Розрахунок витрат на реалізацію рішення.....	78
6.2 Економічна ефективність дегазації шахти.....	81
ВИСНОВКИ.....	84
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	86



## ВСТУП

**Актуальність роботи.** На Україні кам'яне вугілля є єдиним енергетичним сировиною, запаси якого досить великі. У зв'язку з тим, що щорічно зростає потреба в електроенергії, зростає потреба і в вугіллі. Для вирішення цього важливого завдання здійснюється перехід на інтенсифікацію процесів вуглевидобутку.

Досвід роботи показує, що вже в даний час шахти зазнають великих труднощів через підвищене метановиділення на видобувних ділянках. У багатьох випадках з цієї причини неможливо використовувати на повну потужність високопродуктивні вуглевидобувні агрегати. Метановиділення стає основним фактором, що стримує впровадження нової техніки, збільшення видобутку вугілля, підвищення продуктивності праці і поліпшення економічних показників підприємства. Очевидно, що без вирішення проблеми боротьби з газом в шахті заходи, які передбачають здійснити технічне переозброєння процесу вуглевидобутку стають неможливими.

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

**Метою роботи** є впровадження поверхневої дегазації при відпрацюванні запасів вугілля по пласту  $m_4^2$  і комплексної дегазації при відпрацюванні запасів вугілля пл.  $k_5$ .

Для досягнення поставленої мети необхідно виконати наступні завдання:

- вивчити гірничо-геологічні та гірничотехнічні умови шахтного поля;
- визначити очікувану метаноносність лав при планованих навантаженнях і необхідну ефективність їх дегазації;
- дослідити ефективність існуючої системи дегазації та обґрунтувати заходи щодо її удосконалення;
- розрахувати параметри буріння свердловин, їх газовилучення;

- визначити темпи вилучення метану і зміст його в газовій суміші;
- визначити економічну доцільність прийнятих рішень.

**Ідея роботи** полягає в запровадженні дегазації товщі, що підробляється і розроблюваного пласта свердловинами, пробуреними з поверхні.

**Об'єкт дослідження** – вугільнопородна товща, що підробляється та розроблюваний пласта.

**Предмет дослідження** - технологічні параметри дегазації при відпрацюванні запасів вугілля.

**Методи дослідження** - поставлена мета досягнута на основі комплексного підходу, який включає аналіз і узагальнення літературних джерел, експериментальних даних, техніко-економічного аналізу, метода інженерних розрахунків виробничо-технологічних параметрів.

**Практичне значення роботи:**

Основні технічні рішення роботи можуть бути використані при вирішенні аналогічних завдань на інших вугільних підприємствах України.

## РОЗДІЛ 1

### ХАРАКТЕРИСТИКА ГІРНИЧОГО ПІДПРИЄМСТВА

#### 1.1 Місце розташування підприємства

*Адміністративне підпорядкування.* Шахта «Краснолиманська» розташована в центральній частині Покровського геолого-промислового району, на території Покровського району Донецької області. У промисловому відношенні шахта є державним підприємством вугільною компанією по видобутку вугілля.

Підприємство введене в експлуатацію в 1958 році з проектною потужністю 1,2 млн. тон на рік. Найближчі до шахти: місто - Родинське, районний центр - м. Покровськ, обласний центр - м. Донецьк. З найближчими селищами і містами, у тому числі Донецьком, шахта пов'язана асфальтованими автодорогами і залізничною гілкою із станціями м. Покровськ і Дубове.

*Географічне місцезнаходження.* Ділянка шахти "Краснолиманська" входить до складу Покровського комплексу. Умовними межами району є: на півночі - річка Самара, на півдні - річка Вовча. У топографічному відношенні ділянка родовища має рельєф місцевості з балками і струмками. Рельєф місцевості в районі шахти є помірно-рівнинною, порізаною балками і річками. Максимальні відмітки рельєфу +200 м, приурочені до вододільних просторів, мінімальні +95 м до долини річки Казенний Торець.

Клімат району помірно-континентальний. Багаторічна середня температура повітря від +7 до +8. Максимальна глибина промерзання ґрунту 75-120 см Переважають вітри східного напрямку. Річна кількість опадів складає 450-480 мм.

#### 1.2 Гірничо-геологічна характеристика

##### Геологічна характеристика

*Структурна будова гірського масиву.* Шахтне поле розташоване в центральній частині Покровського вугленосного району Донбасу і складене комплексом



осадових порід середнього і частиною верхнього карбону, що відносяться до свит  $c^5_2$ ,  $c^6_2$ ,  $c^7_2$ ,  $c^1_3$ .

Породи кам'яновугільного віку всюди перекриті неогеновими і четвертинними відкладеннями.

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

Площа шахтного поля розташована у висячому крилі великого Центрального насуву. Залягання кам'яновугільних порід моноклінальне, з падінням пластів на схід і північний захід під кутами 3-15°.

На ділянці, в північно-східній його частині, простежується полога флексура з піднятим північно-західним крилом. Простягання вугленосних відкладень на крилах флексури північно-західне (320-20°), на змикаючій частині - близьке до меридіонального. Амплітуда флексури близько 100 м.

Крім того, залягання порід ускладнене рядом диз'юнктивних порушень типу скидань і взбросів.

Характерною особливістю будови оцінюваної площі є той факт, що розривні порушення в основному розвинені в зонах розчленовування Центрального насуву на 2-3 гілки, і у більшості своїй супроводжує його і Глибокоярське скидання. Крім того, порушення згруповані, взброси супроводжують насув і скидання.

Так в центральній і східній частинах ділянки, в зоні шириною 0,8-1,6 км, простежується велика група порушень. Ця зона буде найменш сприятливою для відробітку запасів вугілля.

Сприятливішими в тектонічному відношенні є блоки на північному сході і південному заході оцінюваної площі.

На відпрацьованій площі ведення гірничих робіт ускладнюються впливом зон Центрального насуву, Краснолиманського і Родинського скидань, а також мало-амплітудними порушеннями.

Північно-східний блок найбільш сприятливий для ведення очисних і гірничих робіт, оскільки найменш схильний до тектонічних порушень.

В цілому оцінювану площу можна віднести до типу середньої складності тектонічної будови.

Далі наводиться характеристика умов розробки вугільних пластів, які мають промислове значення в межах шахти.

*Пласт  $k_5$*  – має складну двох пачкову будову. Загальна потужність пласта коливається в межах 2,15-2,2 м, пропарок породи 0,19-1 м, кут падіння 7-8 град, бічні породи покрівлі і ґрунту - глинисті сланці, вугілля марки Гк і Жк, вміст метану 10-25 м<sup>3</sup> на тону сухої беззольної маси, небезпечний по раптових викидах вугілля і газу з ізогіпси - 700 м, небезпечний по вибуховості пилу, до самозаймання не схильний.

Породи безпосередньої покрівлі нестійкі і малостійкі, з трихінами. Виділення води з вище розташованих піщаників сприяє інтенсивному розшаруванню аргіліту і обваленню його на усю потужність. Загальна потужність шару аргіліту 4,5-5 м. При зменшенні потужності менше 1,5 м різко зменшується стійкість порід покрівлі, міцність дорівнює 3-4.

*Пласт  $l_3$*  - складної будови, потужність 1,9-2,4 м, кут падіння 6-9 град., бічні породи покрівлі і ґрунту - глинисті сланці, вугілля марки Гк і Жк, вміст метану 10-25 м<sup>3</sup> на тону сухої беззольної маси, небезпечний по раптових викидах вугілля і газу, небезпечний по вибуховості пилу, до самозаймання не схильний.

*Пласт  $m_2^4$*  - простої будови, потужність 1,14 - 1,20 м, кут падіння 7 – 9 град., бічні породи покрівлі - вапняки, ґрунти - глинисті сланці, вугілля марки Гз, , вміст метану до 10 м<sup>3</sup> на тонну сухої беззольної маси, не небезпечний по раптових викидах вугілля і газу, небезпечний по вибуховості пилу, до самозаймання не схильний.

*Гідрогеологія.* У обводненні пласта  $l_3$  беруть участь водоносні горизонти, що залягають в зоні впливу гірничих робіт по пласту  $l_3$ . Піщаники  $L_3$  і  $L_5$  на південь зливаються в загальну товщу, утворюючи потужний водоносний горизонт  $L_3$  і  $L_5$ .

У покрівлі і ґрунті пласта  $k_5$  немає витриманих і потужних водоносних горизонтів. Покрівля і ґрунт пласта за даними гірничих робіт представлена

глинистим сланцем. Обводнення виробок підготовчих і очисних спостерігається у вигляді капежей. Попри те, що в покрівлі і ґрунті пласта немає потужних і витриманих водоносних горизонтів, припливи досить великі, що пояснюється:

- 1) наявністю безлічі порушень, які обумовлюють підвищену тріщинаватість гірничих порід і, отже, наявності води в них;
- 2) інтенсивним веденням гірничих робіт на верхніх горизонтах.

Можливий максимальний водоприплив при повному розвитку гірничих робіт складе до 390 м<sup>3</sup>/год.

*Тектоніка.* Кам'яновугільні відкладення Покровського геолого-промислового району утворюють пологу монокліналь, що є південно-західним крилом Кальмиус-Торецької улоговини, - одного з головних тектонічних елементів Донбасу.

В межах району породи карбону мають північно-західне простягання і полого падіння на північний схід і схід під кутами від 3 до 15°, рідше 18°. Збільшення кутів падіння до 30-45° спостерігається поблизу порушень.

В цілому плікативні форми тектоніки району характеризуються спокійним моноклінальним заляганням кам'яновугільних покладів. На загальному моноклінальному фоні в районі мають місце на окремих площах перегини. Спокійне залягання порід в районі ускладнене рядом тектонічних порушень типу насувів і скидань, що мають регіональний характер розвитку. До таких диз'юктивів відносяться великі насиви: Селидівський, Покровський, Центральний і Самарський, що мають північно-східне простягання.

Падіння площин насувів полого. Кути падіння насувів змінюється від 10 до 35°. Насувним є, зазвичай, південне крило. Стратиграфічні амплітуди насувів великі і досягають 150-475 м.

У південному напрямі відбувається зближення вказаних вище насувів, а в північному напрямі - віддалення. Віддаляючись один від одного, головні надвіги розгалужуються на додаткові порушення типу скидання.

Площа комплексу розташована між Центральним насувом, що служить природною північною межею і Селидівським насувом - південною межею.

Залягання порід карбону на площі комплексу аналогічно структурі району, тобто моноклінальне з кутами падіння від 5 до 20°. У виходів карбонових порід під покривні відкладення, а також поблизу тектонічних порушень кути падіння збільшуються і досягають 30°. Між великими тектонічними порушеннями Центральним і Селидівським насувом відмічені 13 скидань з концентрацією їх в білянасувних частинах.

### Гірничотехнічна характеристика

*Межі і розміри шахтного поля.*

**на північному заході** - по усіх пластах лінія перерізу пластів Центральним насувом;

**на сході (нижня межа)** - по пласту  $m^4_2$  - ізогіпса 650 м;

- по пластах  $l_3, k_5$  - ізогіпса - 825 м;

**на заході (верхня межа)** - по пластах  $m^4_2$  - лінія перерізу пластів Глибокоярським скиданням до перетину на півдні з ізогіпсою - 650 м;

- по пластах  $l_3$  - виходу пластів на поверхню карбону;

- по пласту  $k_5$  - нижня межа шахти «Родинська»;

**на півдні** - загальна межа з шахтою «Центральна».

Розміри шахтного поля по простяганню - 7 км; по падінню - 7,2 км.

Центральні стволи по простяганню розділяють шахтне поле на рівні частини по 2 км. По падінню бремсбергова і ухильна частині шахтного поля складають по 2,5 км. Площу шахтного поля складає 57,5 км<sup>2</sup>.

*Технічні показники.* Проектна потужність шахти 1910000 тон на рік. Гірничі роботи ведуться на глибині 1100 м. Категорія шахти : по газу небезпечна по раптових викидах (нижче ізогіпси - 650 м); по пилу - небезпечна; по самозайманню - не небезпечна. Абсолютне виділення метану по шахті - 100,4 м<sup>3</sup>/хв; відносне виділення метану - 60,9 м<sup>3</sup>/т добової здобичі. У тому числі: - по пласту  $l_3$  : абсолютне - 20,6 м<sup>3</sup>/хв, відносне - 60,9 м<sup>3</sup>/т; по пласту  $k_5$  : абсолютне - 18,4 м<sup>3</sup>/хв, відносне - 60,7 м<sup>3</sup>/т; по пласту  $m^4_2$  : абсолютне - 15,1 м<sup>3</sup>/хв, відносне - 15,5 м<sup>3</sup>/т. Температура бічних порід досягає 44 °С.



*Схема розкриття.* Поле шахти "Красноліманська" розкрито двома вертикальними стволами: головним і допоміжним, розташованими в центрі шахтного поля, відстань між якими складає 54 м.

Головний скіповий ствол має глибину 545 м, допоміжний (клітьовий) 545 м. Біляствольний двір діючого робочого горизонту розташований на глибині 210 м.

По простяганню стволи розміщені в центрі шахтного поля, що забезпечує рівність його крил. Таке розміщення стволів, пройдених до глибини 545 м, ділить шахтне поле в межах існуючих меж на бремсбергове і ухильне поле.

Робочі пласти  $l_3$ , що нині розробляються шахтою,  $k_5$  і  $m_2^4$  розкриті горизонтальними квершлагами з біляствольного двору гор. 210 м і 545 м.

*Вентиляція.* Існуючий спосіб провітрювання – всмоктуючий. Провітрювання шахти здійснюється за комбінованою схемою провітрювання (фланговою і діагональною).

У шахту свіжий струмінь повітря подається по клітьовому стволу на горизонт біляствольного двору, повітря поступає по квершлагоу на пл.  $k_5$ .

Загальна витрата повітря, що поступає в шахту, складає  $24\,336\text{ м}^3/\text{хв}$ , розрахункова витрата -  $24\,216\text{ м}^3/\text{хв}$ . Витоки повітря складають: зовнішні - 21,2%, внутрішні, - 23,5%. Відносна газозносіть шахти  $46,3\text{ м}^3/\text{т}$  добової здобичі, абсолютна -  $166,2\text{ м}^3/\text{хв}$ .

Для провітрювання гірничих виробок і забезпечення реверсування повітряного струменя на денній поверхні встановлений 4 вентилятори головного провітрювання - два на скіповому стволі і два на вентиляційному стволі.

Схема провітрювання виймальної ділянки висхідна, зворотньопоточна без підсвіжування.

Камери, розташовані у біляствольному дворі, провітрюються за рахунок загальної депресії шахти тільки камера гаража електровоза і склад ВМ згідно правил безпеки провітрюються відособлено.

На усій шахті регулярно здійснюється перевірка змісту в копальневій атмосфері шкідливих і отруйних газів шляхом відбору і лабораторного аналізу



проб повітря, а також безпосередньо виміру концентрації газів (експрес-аналіз). Для періодичного виміру концентрації метану і вуглекислого газу в шахтах усіх категорій по газу метану застосовують шахтні інтерферометри ШИ-10, ШИ-11. Для постійного контролю існує апаратура безперервного автоматичного контролю змісту метану, яка підрозділяється на переносну («СШ-2», «Сигнал-2») і стаціонарну типу АМТ-3; АМТ-3М; «Повітря»; метан-реле ТМРК-3 та ін. Для контролю газової обстановки в прохідницьких і очисних вибоях застосовуються датчики ДМТ-3, апаратура АМТ, що входить в комплект-3. Для контролю швидкості і напрямку руху повітря застосовуються індикатори ИПСВ, що входять в комплект апаратури ИСНВ. На шахті впроваджена система телеметричного контролю роботи конвеєрів і виймальних комбайнів.

*Шахтний підйом.* Надшахтна споруда нового скіпового ствола, призначено для прийому вугілля і породи, виданих з шахти двохскіповим вугільним і односкіповим порідним підйомом. Надшахтна споруда клітьового (колишнього скіпового) ствола, обладнано одноповерховою кліттю і призначено для спуску людей. Надшахтна споруда клітьового ствола, обладнано двохклітьовим підйомом для спуску-підйому людей і виконання допоміжних операцій;

Вугілля видається на поверхню двохскіповим підйомом і розвантажується в приймальний бункер місткістю 130 т, звідки пластинчатим живильником подається на стрічковий конвеєр. Стрічковим конвеєром вугілля транспортується в подрібнювально-сортувальне відділення ЦЗФ "Красноліманська". Після збагачення вугілля використовується в енергетичних цілях.

Порода видається на поверхню односкіповим підйомом через герметичний завантажувальний пристрій, поступає в приймальний бункер місткістю 210 т, звідки пластинчатим живильником вантажиться в автосамоскиди і транспортується на об'єднаний відвал.

Технологічний комплекс поверхні шахти повітряноподаючого ствола, обладнаного двохклітьовим і аварійним підйомом, включає:

- комплекс обміну вагонеток в надшахтній споруді повітряноподаючого ствола;

- майстерні, які сполучені з шахтною будівлею вентиляційного ствола вузькоколійними шляхами.

*Транспорт.* На шахті прийнята схема повної конвеєризації від вибою до завантаження скіпового ствола. Магістральні горизонтальні і похилі конвеєрні виробок оснащені стрічковими конвеєрами 1ЛУ-120, 2ЛУ-120, 2Л-100У.

Для виконання допоміжних операцій по горизонтальних і похилих виробках застосовується електровоза відкатка і кінцева канатна відкатка.

На горизонтальних виробках горизонту 545 м використовуються електровози АМ-8Д, а на горизонті 845 м – АРВ-7.

Для транспортування породи використовуються вагонетки ВДК-2,5, а для транспортування матеріалів вагонетки ВГ-3,3 і ВГ-2,5.

Перевезення людей здійснюється людськими вагонетками ВЛ-18, ВЛН1-15.

На вантажних хідниках для виконання допоміжних операцій - підйомні машини Ц2,5х2.

Для доставки по ярусних виробках використовуються лебідки ЛВ-25.

Відкатка по похилих виробках служить для транспортування породи, спуску - підйому людей, доставки устаткування і матеріалів.

Конвеєрні лінії автоматизуються за схемою АУК-10 ТМ-68.

*Споживачі і їх вимоги до якості продукції.* Відповідно до ГОСТ 25543-88 усього вугілля, що видобувається шахтою, відносяться до марок: Гк, Гз, Жк.

По середніх значеннях зольності і сірчистості вугілля, в основному, мало і середньозольні, а також середньосірчасті. По збагачуваності вугілля відноситься до середньозбагачувальним. Вугілля з пластів, що розробляються, з експлуатаційною золою 28%, змістом сірки 2,2% і волога 4,1%. Після збагачення вугілля використовують в енергетичних цілях.

*Спосіб підготовки і порядок відпрацювання запасів в шахтному полі.* У теперішній час по шахті бремсбергові поля пластів  $l_3$  і  $k_5$  відпрацьовані, в роботі знаходяться ухильні поля. Поле шахти по простяганню поділено по

пласту  $l_3$  на шість панелей, по пласту  $k_5$  - на чотири. Розміри панелей по простяганню дорівнюють 800-1400 м.

Підготовка панелей здійснюється трьома похилими виробками: конвеєрним ухилом, вантажним і людським хідниками. Відпрацювання панелей здійснюється в низхідному порядку. В першу чергу відпрацьований пласт  $l_7$ , потім  $l_3$  і  $k_5$ , в останню чергу відпрацьовуватиметься  $m_2^4$ .

Виймання ярусів в панелях робиться зворотним ходом від меж до бремсбергів і ухилів.

*Система розробки.* Система розробки - довгими стовпами по простяганню. Цією системою розробки передбачається погашення ярусних конвеєрного і вентиляційного штреків услід за лавою. Поєднати роботу лави з одночасним проходженням наступного ярусу вприсічку до лави неможливо. Тому підготовка лав повинна вестися через 2 яруси.

На пластах  $l_3$  і  $k_5$  між стовпами цілики не залишають і використовується при відпрацюванні наступного стовпа.

Для охорони основних похилих виробок по пласту  $l_3$  і  $k_5$  магістральних вентиляційних штреків по пластах  $l_3$  і  $k_5$  передбачаються цілики розміром 50 м. Розміри ціликів вугілля між вентиляційним і конвеєрним штреками прийняті рівними 1,5-2,0 м.

*Очисні роботи.* Існуюча довжина лав складає 170-220 м. Посування очисної лінії вибоїв 61,9 м/міс. Виймання вугілля в лавах робиться комплексами 2МКДД, 3КД-90 і комбайнами РКУ-10, РКУ-13, УКД-200 і КА-80. Спосіб управління покрівлею - повне обвалення.

Доставка вугілля уздовж вибою здійснюється скребковими конвеєрами СПМ-87 і СП-87П. Вугілля з лави перевантажується на скребковий конвеєр 1Л-80 і 1Л-100К.

Середнє добове навантаження за 2018 рік склало 1860 т/добу. Максимальне навантаження на очисні вибої обладнані комплексами 3КД-90 досягає 2-3 тис. т/боду, в вибоях обладнаних комплексами МКД-80, 1-2 тис. т/боду.

*Проведення підготовчих і нарізних виробок.* Підготовчі виробки на шахті

проводяться комбайновим і рідше буро-вибуховим способами.

Для проведення гірничих виробок використовуються гірничопрохідницькі комбайни типу КСП-32, КСП-42, і так далі породонавантажувальні машини типу 1ПНБ-2, ППН-5м, МПК-1600, КЗ-12, і бурові установки типу УБШ-252, УБШ-313 і ін. Для видалення гірничої маси на шахті застосовуються скребкові конвеєри типу СП-202, СП-250 і ін; стрічкові конвеєри типу ЛТП-800, 1ЛТ-80, ЛУ-120, 2ЛУ-100; а також вагонетки типу ВГ-2.5(3,3) ВДК-2.5 і ін.

Проходження виробок ведеться комплексною добовою бригадою. Режим роботи вибою чотирьохзмінний - три зміни робочі і одна ремонтно-підготовча. Тривалість зміни - 6 годин.

У ремонтно-підготовчу зміну робиться ремонт машин і механізмів, ревізія і ремонт електроапаратури, нарощування протипожежного і вентиляційного трубопроводів, настилка рейкового шляху, доставка кріпильних матеріалів і устаткування. У робочі зміни ведеться проходження і кріплення виробки прохідниками 4-5 розряду.

Доставка матеріалів у вибій робиться маневровими лебідками типу ЛВ-25, ЛШВ-01, і монорейковими дорогами типу ДМКУ-6.

Для кріплення виробок застосовуються кріплення типу АП-18,3(13,8, 15,5), КШПУ14,4(17,7, 20,3) і ін.

*Енергопостачання.* Електропостачання шахти здійснюється від Курахівської ГРЕС Дніпроенерго.

У гірничих виробках передбачені електромережі наступної напруги:

а) мережа 6000 В - для розподілу електроенергії по підземних підстанціях, живлення насосів головного водовідливу і трансформаторів гаража електровоза;

б) мережа 660 В - для живлення пересувних і стаціонарних електроприймачів на ділянках;

в) мережа 127 В - для живлення світильників.

Розподіл електричної енергії здійснюється центральною підземною підстанцією, розташованою у біляствольному дворі горизонту 545 м у блоці з



насосною головною водовідливу.

Центральна підземна підстанція обладнана осередками КРУВ-6 (кількістю 44 шт.) і двома трансформаторами ТСВП-250.

Від центральної підземної підстанції напругою 6000 В живляться 10 електродвигунів насосів головної водовідливу, два силові трансформатори для низьковольтних споживачів біляствольного двору, 3 трансформаторів підстанції гаража електровоза і дільничні підстанції пластів  $k_5, l_3, m^2_4$ .

Для живлення машин і механізмів очисних і підготовчих виробок передбачені пересувні підстанції типу ТСВП.

Живлення підземної підстанції здійснюється від поверхневої підстанції напругою 6000 В по шести кабелях, прокладених по клітьовому стволу. Силові кабелі прийняті марки ЦСК-6000.

Живлення високовольтних споживачів здійснюється кабелями марки СБН-6000, а низьковольтних - марки СБН. Пересувні підстанції на ділянках живляться напругою 6000 В по гнучкому високовольтному кабелю марки ЭВТ-6000, СБН-6.

*Організація робіт на гірничому підприємстві.* Шахта працює 357 днів по видобутку вугілля і проведенню гірничих виробок по гнучкому графіку працівників при безперервному робочому тижні для шахти.

Режим роботи :

- число робочих змін по видачі вугілля з шахти - 3;
- число робочих змін по видобутку вугілля - 3;
- число робочих змін по проведенню гірничих виробок - 3;
- число ремонтно-підготовчих змін - 1;
- тривалість зміни для підземних робітників - 6 годин, а для робітників поверхні 8.

*Охорона праці.* Одним з основних шкідливих виробничих чинників (ШВЧ) є наявність вугільного і порідного пилу в рудниковій атмосфері. При роботі очисних і підготовчих комбайнів вміст пилу в середньому складає  $45 \text{ мг/м}^3$ , при встановленому [1] ГДК на вугільний і порідний пил з вмістом  $\text{SiO}_2$  від 2 до 10% -  $4 \text{ мг/м}^3$ . Утримування пилу на вихідних струменях в



конвеєрних штреках складає  $22 \text{ мг/м}^3$ , на пунктах пересипання до  $28 \text{ мг/м}^3$ . Ці місця є найбільш інтенсивними джерелами виникнення пилу, тому необхідно передбачити комплекс заходів з попередження і локалізації вибухів вугільного пилу, а також по боротьбі з пилом, як виробничою шкідливістю в усіх місцях її виникнення і зниження запилення виробок до санітарних норм.

Головним джерелом шуму є вентилятор місцевого провітрювання. На відстані 10 м від ВМП рівень звукового тиску складає 100 дБ, що перевищує граничнодопустимі по [1] 80 дБ при середній геометричній частоті. При роботі очисних комбайнів рівень звукового тиску на відстані 2 м не перевищує граничнодопустимого по [1].

Машиністи прохідницьких комбайнів і робітники по бурінню шпурів електросвердлами піддаються дії вібрації. Нормування вібраційної дії здійснюється відповідно до [1]. При роботі прохідницьких комбайнів загальна вібрація не перевищує допустимого рівня віброшвидкості по вертикальній і горизонтальній вісям 92 дБ.

Основним небезпечним чинником (ОНЧ) є наявність в копальневій атмосфері газу метану. Його концентрація у виробках не перевищує допустимих [1] значень: у вихідних струменях очисних і підготовчих вибоїв за наявності апаратури АКМ - 1,3%, а за відсутності АКМ - 1%; у вихідних струменях крила шахти - 0,75%; струменях, що поступають, - 0,5%; місцевих скупченнях метану до 2% [1].

До небезпечних виробничих чинників відносять:

- частини машин і механізмів, що рухаються і обертаються;
- обвалення порід;
- вибухові роботи;
- висока напруга;
- затоплення гірничих вироблень;
- пожежі.

*Охорона довкілля.* Котельня, працююча на шахтному вугіллі, є основним джерелом забруднення атмосфери шкідливими газами і золою.

При спалюванні палива з димовими газами викидаються в атмосферу

сірчистий ангідрид, оксиди азоту і летка зола.

Для захисту повітряного басейну від леткої золи встановлені золоуловлювачі - батарейні циклони з коефіцієнтом корисної дії 85%.

Для розсіювання шкідливих викидів котельною до концентрацій в приземному шарі атмосфери, що не перевищують гранично допустимих по санітарних нормах побудований димар заввишки 60м. Спалювання в котельній газу метану від дегазації знижує забруднення довкілля.

Джерелом забруднення промислового майданчика є викиди загальношахтного вентилятора, димар котельної і виділення пилу в місцях перевантаження вугілля і породи в технологічному комплексі на поверхні шахти.

В процесі транспортування вугілля і породи утворюється пил, який міститься в повітрі, що видаляється, в кількості від 1 до 3 г на 1 м<sup>3</sup> повітря.

Для уловлювання пилу, що утворився, проектом передбачені стаціонарні установки. Очищення повітря від пилу робиться в апаратах потужного уловлювання типу ПВМ.

Шахтні води і побутові стоки проходять спеціальне очищення.

### **1.3. Аналіз виробничої ситуації по розвитку гірничих робіт**

Гірничо-геологічні умови відробітку для усіх пластів є складними. Ускладнюючими чинниками, що впливають на ведення гірничих робіт, є:

- тектонічні порушення, що супроводжується зонами підвищеної тріщинуватості;
- наявність нестійких порід покрівлі, а також «ложної покрівлі»;
- наявність розмокаючих порід ґрунту, що витріщають;
- наявність потоншень, розщеплювань і виклівань пластів, наявність розмивів пластів;
- виклівання піщанику в породах основної покрівлі, що супроводжується зонами нестійких з різко пониженими властивостями міцності вугілля і бічних порід грудкуватої структури;

- вивалювання порід покрівлі.

Гірничі роботи ведуться на значній глибині. Температура бічних порід досягає 44 0С.

Категорійність шахти :

- по газу - небезпечна по раптових викидах (нижче ізогіпси - 650 м);
- по пилу - небезпечна;
- по самозайманню - не небезпечна.

При встановленні категорії шахти на 2011 рік визначено:

- абсолютне виділення метану по шахті - 100,4 м<sup>3</sup>/хв;
- відносне виділення метану - 60,9 м<sup>3</sup>/т добової здобичі.

У тому числі:

- - по пласту  $l_3$  : абсолютне - 20,6 м<sup>3</sup>/хв, відносне - 60,9 м<sup>3</sup>/т;
- - по пласту  $k_5$  : абсолютне - 18,4 м<sup>3</sup>/хв, відносне - 60,7 м<sup>3</sup>/т;
- - по пласту  $m^4_2$  : абсолютне - 15,1 м<sup>3</sup>/хв, відносне - 15,5 м<sup>3</sup>/т.

До виробничих причин можна віднести:

- висока газоносність видобувних ділянок;
- великі витрати на підтримку капітальних виробок;
- застосування систем розробки і способів охорони виробок, що не дозволяють їх повторне використання.

#### 1.4 Висновки

Технічні можливості очисних комплексів, що застосовуються, на шахті значно перевищують максимально допустиме навантаження на лаву по газовому чиннику. Для забезпечення газової безпеки виробок виділення метану на виймальних ділянках необхідно зменшити. Таке зменшення може бути досягнуте тільки за рахунок комплексної дегазації пластів, що розробляються, зближених пластів і виробленого простору.

Проектна потужність шахти 2 100 000 т/рік.

Абсолютна газоносність шахти 127,4 м<sup>3</sup>/хв.

Відносна газоносність шахти 85,3 м<sup>3</sup>/т.

Категорія шахти по газу, небезпечна по раптових викидах.

Усі пласти шахти небезпечні по вибуховості вугільного пилу, не схильні до самозаймання.

У теперішній час роботи ведуться по пластах  $k_5$ ,  $l_3$ ,  $m^2_4$ . Пласти мають складну будову і складаються в основному з 2-3-х пачок вугілля. Прошарки між пачками представлені, зазвичай, вуглистими сланцями. Потужність пластів коливається від 1,2 до 2,3 м, кути падіння - від 5 до 18°.

Покрівлею пластів представлена порівняно стійкими глинистими сланцями. Підшва пластів - глинисті сланці середньої стійкості.

Таблиця 1.1 - Характеристика пластів, що розробляються

Вугільний пласт	$m^2_4$	$l_3$	$k_5$
Балансові запаси, тис.т	18413	29168	11357
в т.ч. на діючих горизонтах А+В+С	18413	3904	11357
Промислові запаси, тис.т, усього	16614	20787	8327
в т.ч. на діючих горизонтах	16626	3251	9480
на горизонтах, що будуються		18426	
Забалансові запаси, тис.т	18,5	174	
Потужність пласта, корисна, від - до, м	1,0-1,25	1,82-2,36	0,85-1,6
геологічна, від - до, м	1,0-1,25	1,86-2,39	0,85-1,81
що виймається, від - до, м	1,0-1,25	1,86-2,39	0,85-1,81
Самозаймистість	н/з	н/з	н/з
Небезпека викидів	н/в	угр. з прогн.	угр. з прогн.
Природа газоносність, мЗ/т.с.б.м.	6-13	15-25	15-25
Ударнебезпека	н/н	н/н	н/н
Запаси газу, млн.(категорія С1+С2)	167,3	478,4	202,7

## РОЗДІЛ 2

### ВПРОВАДЖЕННЯ СИСТЕМИ ВИЛУЧЕННЯ ШАХТНОГО МЕТАНУ

#### 2.1 Вибір пріоритетного напрямку і способу вирішення технологічної задачі

Дегазація супутників, яка застосовується на шахті в теперішній час, підземними свердловинами має наступні недоліки:

- низька концентрація метану в метаноповітряній суміші, що каптується;
- великі коливання концентрації метану в метаноповітряній суміші (3,2-60 %), що каптується.

Враховуючи ці недоліки і високу газонасність вугільних пластів і бічних порід доцільно разом з підземною використати дегазацію вертикальними свердловинами, пробуреними з поверхні.

Доцільність застосування дегазації з поверхні визначається значним віддаленням ділянок дегазації від стволів шахти, великими об'ємами газу, що каптується, високим вмістом метану у складі газу (80-95%), подальшою утилізацією метану, що каптується.

#### 2.2 Обґрунтування технологічних і технічних рішень

Оскільки в покрівлі пласта  $m^2_4$ , що розробляється, залягає сім газонасних пластів, а їх дегазація шляхом буріння підземних свердловин не забезпечує необхідної ефективності, приймаємо дегазацію товщі, що підробляється, і пласта, що розробляється, свердловинами, пробуреними з поверхні.

Для досягнення поставленої мети необхідно виконати наступні завдання:

- вивчити гірничо-геологічні та гірничотехнічні умови шахтного поля;
- визначити очікувану метанонасність лав при планованих навантаженнях і необхідну ефективність їх дегазації;
- дослідити ефективність існуючої системи дегазації та обґрунтувати заходи щодо її удосконалення;



- розрахувати параметри буріння свердловин, їх газовилучення;
- визначити темпи вилучення метану і зміст його в газовій суміші;
- визначити економічну доцільність прийнятих рішень.

### 2.3 Розрахунок параметрів комплексної дегазації

На шахті «Красноліманська» застосовується всмоктуючий спосіб провітрювання шахти, схема провітрювання - центрально-віднесена.

Шахта провітрюється трьома установками вентиляторів головного провітрювання.

Свіже повітря подається в шахту по стволу що подає повітря і клітьовому стволу, розподіляється по виробках за рахунок загально шахтної депресії і відповідних вентиляційних споруд, а відпрацьоване повітря з шахти викидається в атмосферу по скіповому, вентиляційному стволам і вентиляційній свердловині.

Схема провітрювання очисної ділянки 1-М-Н-в-вт. Свіжий струмінь повітря поступає в лаву по конвеєрному штреку і проходить по очисному вибою, а вихідна виходить по вентиляційному штреку і далі видається на панельний ухил. На рис. 2.1 зображена схема провітрювання очисної ділянки.

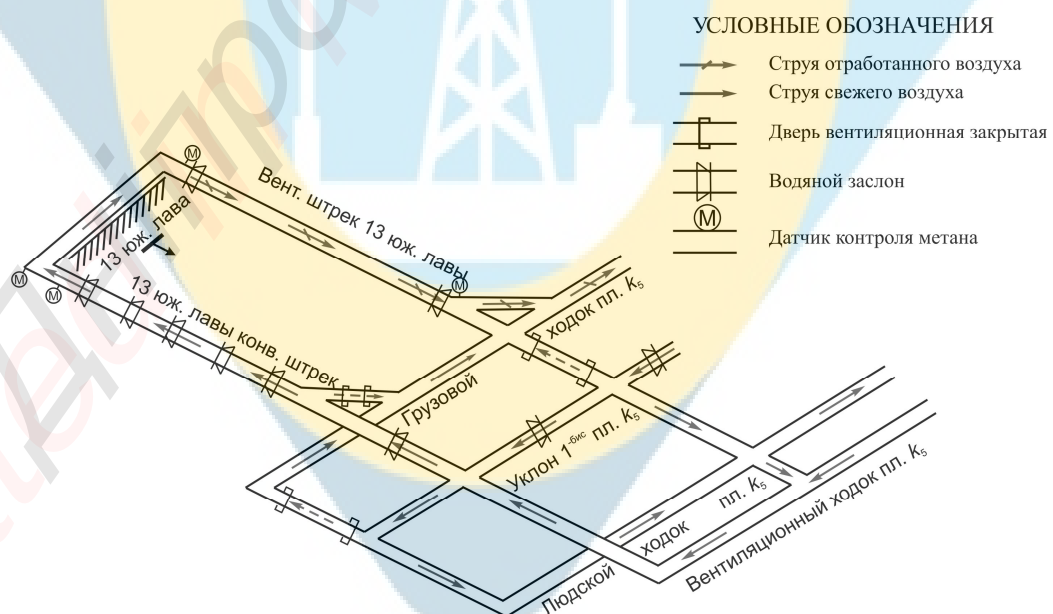


Рис. 2.1. Схема провітрювання очисної ділянки 13-ї південної лави пласта  $k_5$

## Прогноз метанорясності гірничих вироблень

Відповідно до "Керівництва по проектуванню вентиляції вугільних шахт" [4] очікуване метановиділення в проєктованих лавах нових горизонтів і діючих шахт визначається по природній металоносності вугільних пластів і вміщуючих порід, а для діючих шахт - по фактичній метанорясності виробок.

Очікуване метановиділення в лавах, що проєктуються, пласта  $k_5$  враховуючи великий розкид геологічних даних (зокрема кількість зближених пластів і пропластків, а так само глибину і кількість їх розташування, як в покрівлі, так і в підошві) визначатиметься по природній метаноносності зближених вугільних пластів і бічних порід. Природну метаноносність пластів приймаємо за даними геологорозвідувальних організацій, представлених підприємством (див. таблицю «Характеристика пластів» Додатка).

Розрахунок метанорясності очисної ділянки і підготовчої виробки, максимально-допустимого на очисній вибій навантаження по газовому чиннику, витрати повітря і депресії напряду були здійснені за допомогою пакету застосовних програм на ПК, розробленого фахівцями кафедри аерології і охорони праці НТУ «Дніпровська політехніка».

Згідно з наявними даними про зближені пласти-супутники, при розробці запасів вугілля по пласту  $k_5$  основними джерелами виділення метану у виробки очисної ділянки будуть:

- зближені пласти, що підробляються;
- пласт, що розробляється;
- вироблений простір;
- бічні газоносні породи.

Таким чином, для вибору раціональної схеми необхідно зробити розрахунок газового балансу очисної ділянки.

Характеристика зближених пластів (супутників) наведені в таблиці 2.1.

Оскільки далі розглядався процес дегазації джерел виділення метану, подальші розрахунки робитимуться з урахуванням коефіцієнта ефективності дегазації виробленого простору, що розробляється і зближених пластів, що підробляються.

Таблиця 2.1 - Характеристика зближених пластів

№ з/п	Символ пласта	$m_n, м$	$M_{cn}, м$	$x_{cn}, м^3/т$	$W, \%$	$A_3, \%$	$V^{daf}, \%$
1	$l'_5$	1,1	270	6,50	7,1	30,0	36,0
2	$l_3$	2,2	225	10,95	7,2	32,0	35,6
3	$k^2_7$	1,1	110	7,80	7,6	31,0	34,0
4	$k^1_7$	1,05	60	7,90	7,6	34,0	34,0

Згідно з керівництвом по проектуванню вентиляції вугільних шахт [4] очікуване виділення метану з очисної виробки ( $q_{оч}$ ) і очисної ділянки ( $q_{уч}$ ) при схемі провітрювання 1-М визначаються за формулами:

$$q_{оч} = (q_{o.n} + q'_{o.y} + q''_{o.y})(1 - k_{\partial.nl}) + k_{в.n} q'_{в.n}; \quad (2.1)$$

$$q_{уч} = (q_{o.n} + q'_{o.y})(1 - k_{\partial.nl}) + q'_{в.n}; \quad (2.2)$$

де  $q'_{o.y}$  – відносне виділення метану з відбитого вугілля в лаві,  $м^3/т$ ;

$q''_{o.y}$  – відносне виділення метану з відбитого вугілля на конвеєрному штреку,  $м^3/т$ ;

$q_{o.n}$  – відносне виділення метану з очисного вибою,  $м^3/т$ .

$q'_{o.y}$  і  $q''_{o.y}$  визначаються відповідно до п. 3.3.1.4 «Керівництвом по проектуванню вентиляції вугільних шахт»;

Очікуване виділення метану з виробленого простору ( $q'_{ст.n}$ ) на очисній ділянці визначається за формулою:

$$q'_{в.n} = [k_{\partial.n}(x - x_0)(1 - k_{\partial.nl}) + (\sum q_{cn.ni} + q_{nop})(1 - k_{\partial.c.n}) + \sum q_{cn.ni}(1 - k_{\partial.c.n})](1 - k'_{\partial.в.n})(1 - k_{\partial.в.o}), \quad (2.3)$$

де  $k_{\partial.c.n}$  - коефіцієнт, що враховує ефективність дегазації зближених пластів, що підробляються, долі од.;  $k_{\partial.c.n} = 0,4$ ;

$k_{\partial.c.n}$  - коефіцієнт, що враховує ефективність дегазації зближених пластів, що надробляються, долі од.;  $k_{\partial.c.n} = 0$ ;

$k_{\text{д.в.о}}$  - коефіцієнт, що враховує ефективність дегазації виробленого простору, доли од.;  $k'_{\text{д.в.о}} = 0,7$

$k'_{\text{д.в.п}}$  - коефіцієнт, що враховує ефективність ізольованого відведення метану, доли ед.;  $k'_{\text{д.в.п}} = 0,8$ .

Проаналізувавши формули (2.1-2.3) приходимо до наступних висновків:

1) метан виробленого простору поступає туди з розвантажених зближених пластів і бічних порід, а також відбитого з пласта, що розробляється, і такого, що залишається у виробленому просторі вугілля;

2) основними джерелами метану, що потрапляє о очисну ділянку згідно з формулою (2.2) буде вироблений простір, а також:

2.1) відбите вугілля на конвеєрному штреку;

2.2) відбитого вугілля в лаві;

2.3) гола поверхня очисного вибою.

Виходячи з наведеного вище, витікає, що особлива увага при виборі схеми комплексної дегазації слід приділяти пласту, що розробляється.

### **Прогноз метанорясності очисної ділянки**

Зробимо розрахунок метанорясності для трьох варіантів:

1 – без застосування дегазації;

2 – із застосуванням існуючої на шахті дегазації;

3 – із застосуванням пропонованої в дипломному проекті комплексної системи дегазації (після вибору пріоритетного напрямку).

### **ПРОГНОЗ МЕТАНОРЯСНОСТІ ОЧИСНОЇ ДІЛЯНКИ ПЛАСТА $k_5$**

Вугілля транспортується по виробкам з свіжим струменем повітря, що не йде в лаву.

Спосіб управління покрівлею - повне обвалення.

Схема провітрювання очисної ділянки з видачею вихідного струменя на вироблений простір.

Система розробки стовпова.



Таблиця 2.2 - Початкові дані для прогнозу метанорясності очисної ділянки

Початкові дані	Значення
Глибина зони метанових газів $H_0$ , м	500
Глибина розробки $H$ , м	750
Довжина очисної виробки $L_{оч}$ , м	350
Природна метаноносність пласта $X$ , м <sup>3</sup> /т	14,2
Вологість пласта вугілля $W$ , %	2,4
Зольність вугілля $A_z$ , %	40,0
Вихід летких речовин $V_T$ , %	41,0
Повна потужність вугільних пачок пласта $M_p$ , м	1,80
Корисна потужність пласта $M_v$ , м, що виймається	1,56
Потужність пласта, що виймається, з урахуванням порідних прошарків $M_v.pr.$ , м	1,80
Швидкість посування очисного вибою $V_{оч}$ , м/сут	2,4
Кут падіння пласта, град.	8,0
Час з моменту закінчення проведення підготовчої виробки до початку очисних робіт. Сут	30
Кількість охоронних ціликів, шт.	0,0
Ширина охоронного цілику, м	0,0

Таблиця 2.3. - Характеристики зближених пластів і пропластков, що знаходяться на відстані  $M_p=324$  м від пласта, що розробляється

Індекс сближ. пласта	Потужність вугільних пачок $m_{сп}$ , м	Відстань до пласта, що розробляється $M_{сп}$ , м	Метаноносність природн. $X_{сп}$ , м <sup>3</sup> /т	Пластів. влажн. вугілля $W_{сп}$ , %	Зольність вугілля $A_{зсп}$ , %	Вихід летких речовин $V_T$ , %	Коеф. дегазації $K_g$
Пласти, що підробляються							
$l_5^1$	1,1	270,0	15,5	7,1	30,0	36,0	0,4
$l_3$	2,2	225,0	15,0	7,2	32,0	35,6	0,4
$k_7^2$	1,1	110,0	15,2	7,6	31,0	34,0	0,4
$k_7^1$	1,1	42,0	14,4	7,6	34,0	34,0	0,4
Пласти, що надробляються							
	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0

Таблиця 2.4. - Результати розрахунку метанорясності очисної ділянки без дегазації

Індекс пласта	$q_{пл}$ , м <sup>3</sup> /т	$q_{сп.п.}$ , м <sup>3</sup> /т	$q_{сп.н.}$ , м <sup>3</sup> /т	$q_{пор.}$ , м <sup>3</sup> /т	$q_{в.п.}$ , м <sup>3</sup> /т	$q_{оч.}$ , м <sup>3</sup> /т	$q_{уч.}$ , м <sup>3</sup> /т	$J_{з.п.}$ , м <sup>3</sup> /с	$J_{п.}$ , м <sup>3</sup> /с	$J_{з.п.мак.}$ , м <sup>3</sup> /с
$k_5$	6,43	12,93	0,00	2,38	15,97	6,03	19,47	0,00	0,00	0,00



Визначимо максимально-допустиме по газовому чиннику навантаження на очисний вибій по першому варіанту

Максимально допустиме навантаження на лаву  $A_{max}$  (т/добу) по газовому чиннику визначається за формулою

$$A_{max} = 19,5 \cdot 10^3 q_p^{-1,67} A_p^{-0,67} [S_{оч.p} V_{max} (C - C_0)]^{1,93}$$

де  $q_p$  – відносна метанорясність очисної виробки ( $q_{оч}$ ) виймальної ділянки ( $q_{уч}$ ), м<sup>3</sup>/т;  $S_{оч.p}$  – розрахункова площа поперечного перерізу привибію простору очисної виробки, м<sup>2</sup>;

$$S_{оч.p} = S_{оч.min} \cdot k_{ум.в}, \text{ м}^2;$$

$$k_{ум.в} = 1 + 0,13 m_{в.пр} \exp(0,35 f - 0,25 S_{оч.min})$$

Розрахунок допустимого навантаження на очисний вибій по природній метаноносності пласта  $k_5$  по першому варіанту

Породи безпосередньої покрівлі - глинисті сланці.

Тип кріплення ЗКД-90.

Спосіб управління покрівлею - повне обвалення.

Схема провітрювання очисної ділянки 1-М-Н-в-вт.

Таблиця 2.5 - Початкові дані до розрахунку допустимого по газу навантаження на очисний забій

ПОЧАТКОВІ ДАНІ	Значення
Довжина очисної виробки, $L_{оч}$ , м	350
Потужність пласта, що виймається, з урахуванням порідних прошарків $m_{в.пр}$ , м	1,56
Щільність вугілля, т/м <sup>3</sup>	1,8
Коефіцієнт вилучення вугілля, долі одиниці	0,94
Швидкість посування очисного вибою $V_{оч}$ , м/сут	2,40
Допустима концентрація газу у вихідному струмені $C$ , %	1,00
Концентрація газу у вентиляційному струмені, що поступає на виймальну ділянку, $C$ , %	0,05
Відносна газорясності очисної виробки $q_{оч}$ , м <sup>3</sup> /т	6,03
Відносна газоносність виймальної ділянки $q_{уч}$ , м <sup>3</sup> /т	19,47

### Результати розрахунку по першому варіанту

Абсолютна метанорясність очисної виробки дорівнює  $J_{оч}=30,861 \text{ м}^3/\text{хв}$  ( $0,514 \text{ м}^3/\text{с}$ ).

Абсолютна метанорясність виймальної ділянки дорівнює  $J_{уч}=30,861 \text{ м}^3/\text{хв}$  ( $0,514 \text{ м}^3/\text{с}$ ).

Максимально допустиме по газовому чиннику навантаження на очисний вибій  $A_{max}=152,8 \text{ т/добу}$  менше розрахункового навантаження  $A_p = 2282,4 \text{ т/добу}$ .

Існуюча система дегазації виймальних ділянок при відпрацюванні запасів вугілля по пласту  $k_5$  включає:

- дегазацію зближених пластів (супутників), що підробляються, свердловинами, пробуреними назустріч очисному вибою з виробки, що погашається услід за лавою ( $k_{deg.} = 0,4$ );
- дегазація виробленого простору шляхом відведення метану з виробленого простору через перфоровані відростки труб ( $k_{deg.} = 0,7$ );
- ізольоване відведення метану з виробленого простору ( $k_{deg.} = 0,8$ ).

Таблиця 2.6. - Результати розрахунку метанорясності виймальної ділянки з існуючою системою дегазації

Індекс пласта	qпл, м <sup>3</sup> /т	qсп.п, м <sup>3</sup> /т	qсп.н, м <sup>3</sup> /т	qпор, м <sup>3</sup> /т	qv.п, м <sup>3</sup> /т	qоч, м <sup>3</sup> /т	qуч, м <sup>3</sup> /т	Јз.п, м <sup>3</sup> /с	Јп, м <sup>3</sup> /с	Јз.п.мах, м <sup>3</sup> /с
$k_5$	6,43	7,76	0,00	1,43	0,59	5,78	4,10	0,00	0,00	0,00

Визначимо максимально-допустиме по газовому чиннику навантаження на очисний вибій по першому варіанту

### Результати розрахунку по другому варіанту

Абсолютна метанорясність очисної виробки дорівнює  $J_{оч}=29,352 \text{ м}^3/\text{хв}$  ( $0,489 \text{ м}^3/\text{с}$ ).

Абсолютна метанорясність виймальної ділянки дорівнює  $J_{уч} = 6,492 \text{ м}^3/\text{хв}$  ( $0,108 \text{ м}^3/\text{с}$ ).

Максимально допустиме по газовому чиннику навантаження на очисний вибій  $A_{max}=2063,6$  т/добу менше розрахункового навантаження  $A_p = 2282,4$  т/добу.

Для узагальнення і вибору нового джерела дегазації побудуємо звідну таблицю газового балансу виймальної ділянки.

Таблиця 2.7. - Газовий баланс виймальної ділянки

№ вар-ту	$q_{nl}$ , М <sup>3</sup> /Т	$q_{cn}$ , М <sup>3</sup> /Т	$q_{сп.н}$ , М <sup>3</sup> /Т	$q_{пор}$ , М <sup>3</sup> /Т	$q_{в.н}$ , М <sup>3</sup> /Т	$q_{оч}$ , М <sup>3</sup> /Т	$q_{уч}$ , М <sup>3</sup> /Т	$A_{сум}^{max}$ , т/добу
1	6,43	12,93	0,00	2,38	15,97	6,03	19,47	152,8
2	6,43	7,76	0,00	1,43	0,59	5,78	4,10	2063,6

Результати розрахунків (таблиця 2.7) показують, що основним джерелом метану після проведення існуючої на підприємстві дегазації є зближені пласти, що підробляються, і пласт, що розробляється.

Як видно з діаграми (рис. 2.2.) доля виділення метану з пласта, що розробляється, у виймальну ділянку складає 40 %.

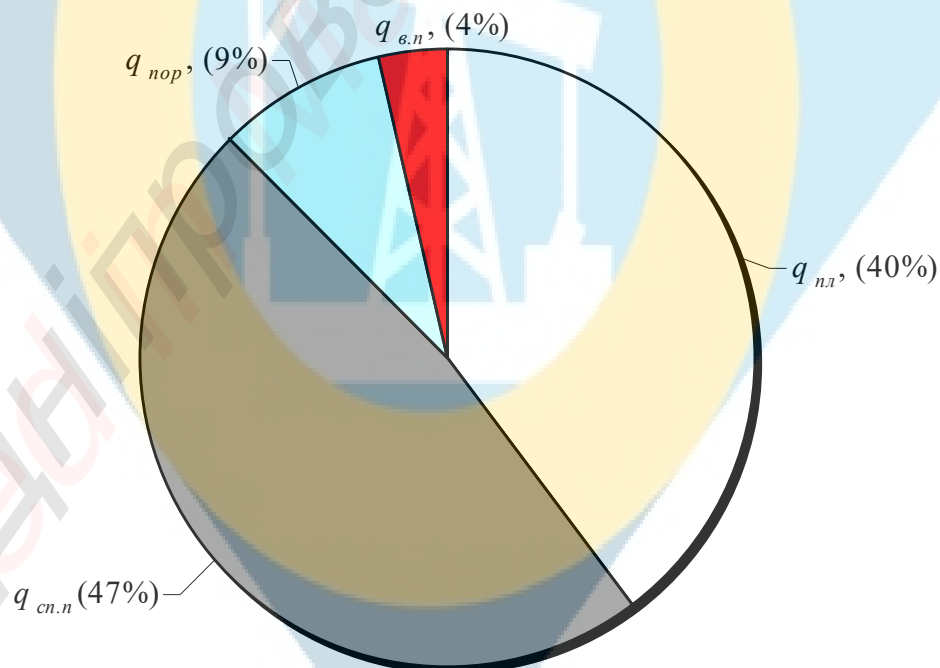


Рис. 2.2. Доля виділення метану з різних джерел вступу на виймальну ділянку метану

Отже, для підвищення ефективності існуючої системи дегазації необхідно впровадити дегазацію пласта, що розробляється.

Результати розрахунку відносної метанорясності при застосуванні дегазації пласта, що розробляється, представлені в таблиці. 2.8.

Таблиця 2.8. - Газовий баланс виймальної ділянки після впровадження дегазації пласта (варіант 3), що розробляється

№ вар-ту	$q_{пл}$ , М <sup>3</sup> /Т	$q_{сп.н}$ , М <sup>3</sup> /Т	$q_{сп.н}$ , М <sup>3</sup> /Т	$q_{пор}$ , М <sup>3</sup> /Т	$q_{в.н}$ , М <sup>3</sup> /Т	$q_{оч}$ , М <sup>3</sup> /Т	$q_{уч}$ , М <sup>3</sup> /Т	$A_{сум}^{max}$ , Т/боду
1	6,43	12,93	0,00	2,38	15,97	6,03	19,47	152,8
2	6,43	7,76	0,00	1,43	0,59	5,78	4,10	2063,6
3	2,50	7,76	0,00	1,43	0,58	4,05	3,03	3409,2

#### 2.4 Розрахунок параметрів дегазації поверхневими свердловинами

Розрахунок параметрів і режимів дегазації проводять в наступному порядку.

Визначають кількість метану  $V$  в метрах кубічних, яке може виділитися з вуглепородного масиву в процесі його підробки:

$$V = r_c \cdot l_{оч} \cdot \gamma_y \sum_{i=1}^k m_i (X_i - X_0), \text{ м}^3$$

де  $r_c$  - прийнята відстань між свердловинами, м; приймаємо  $r_c = 70$  м

$l_{оч}$  - довжина очисного вибою, м;  $l_{оч} = 300$  м;

$\gamma_y$  - об'ємна маса вугілля, т/м<sup>3</sup>;  $\gamma_y = 1,89$  т/м<sup>3</sup>;

$k$  - кількість пластів, що підробляються, які залягають нижче кінця обсадної труби або початку першою, від поверхні, перфорованої ділянки обсадної труби;  $k = 7$ ;

$m_i$  - потужність  $i$ -го пласта, що підробляється, м;

$X_i, X_0$  - відповідно природна і залишкова метаноносність  $i$ -го пласта, що підробляється, м<sup>3</sup>/т.



$$V = 70 \cdot 300 \cdot 1,89 \cdot 32,04 = 1251546 \text{ м}^3$$

Таблиця 2.9 - Характеристика пластів, що підробляються

№ п/п	Символ пласту	$m_p$ , м	$M_{сн}$ , м	$x_{сн}$ , м <sup>3</sup> /т	$W$ , %	$A_3$ , %	$V^{daf}$ , %	$q_{снi}$ , м <sup>3</sup> /т	$m_i(X_i - X_0)$
1	m <sub>9</sub>	0,51	220	9,51	10,2	35,0	31,0	1,19	3,663
2	m <sub>8</sub>	0,32	170	10,03	8,2	34,0	35,6	0,97	2,524
3	m <sub>7</sub>	0,61	150	11,06	8,3	28,0	30,0	2,14	5,296
4	m <sub>6</sub> <sup>2</sup>	0,45	120	9,90	7,0	36,0	34,0	1,57	3,461
5	m <sub>6</sub> <sup>1</sup>	0,75	100	8,25	6,5	46,0	34,0	2,31	4,531
6	m <sub>5</sub>	0,75	50	11,34	6,7	28,0	32,0	3,61	6,787
7	m <sub>4</sub> <sup>4</sup>	0,75	10	9,91	5,9	37,0	34,0	3,49	5,781
								15,28	32,042

Визначають тривалість  $t_{ci}$  в добі роботи  $i$ -ої свердловини на момент, коли відстань між очисним вибоєм і найближчою до нього діючою свердловиною буде найбільшою:

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

де  $V_{оч}$  - швидкість посування очисного вибою, м/добу.  $V_{оч} = 3,93$  м/добу.

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

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

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

де  $a_i$ ,  $n_i$ ,  $D_i$  - коефіцієнти, які визначають з виразів :

$$a_i = 0,011 \cdot t_{ci}^2 - 1,7 \cdot t_{ci} + 40,6 \quad \text{при } t_{ci} \leq 140 \text{ діб}$$

$$a_i = 1,5_ + 12 \quad \text{при } t_{ci} > 140 \text{ діб}$$

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

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

$d$  - кінцевий діаметр свердловин, м;  $d = 0,200$  м.

Визначають корисний дебіт метану  $I_{пол}$  в метрах кубічних за хвилину, що вилучається свердловинами, при  $\frac{M_c}{M_p} > 0,4$ , за формулою:

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

де  $M_c$  - середньозважена по потужності відстань від пласта, що розробляється, до пластів, що підробляються, залягають нижче обсадною трубі (початок перфорації), м;  $M_c$

$M_p$  - найменша відстань між тим, що розробляється і зближеним пластами, при якому виділення метану з останнього практично відсутнє, м;

$M_p$  - визначають по ДНАОП 1.1.30-6.09;  $M_p = 453$  м.

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

$$I_{пол} = \sum_1^{n_c} I_{ci} (1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot t_{ci})$$

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

де  $M_i$  - найменша відстань від пласта, що розробляється, до  $i$ -го пласта, що підробляється, м;

$n_c$  - кількість діючих свердловин;  $n_c = 17$  свердловин;

$k$  - кількість пластів, що підробляються, які залягають нижче кінця обсадної труби або початку першої, вважаючи від поверхні, перфорованої ділянки обсадною трубі;  $k = 17$ .

Порівнюють корисний дебіт метану, який витягається, з дебітом метану, на величину якого необхідно зменшити газовиділення у виробку

$$\text{Якщо} \quad I_{пол} \geq k_{дег.кр} \cdot I_{кр}$$

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

$I_{кр}$  - дебіт метану з покрівлі, м<sup>3</sup>/хв;  $I_{кр} = 10,61$ .

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

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

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

Результати розрахунку представлені в таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 - Результати розрахунку видобутку метану з поверхневих свердловин

$n_c$	$t_{ci}$ , добы	$a_i$	$n_i$	$D_i$	$I_{ci}$ , м <sup>3</sup> /хв	$I_{пол}$ , м <sup>3</sup> /хв
1	23	7,44	1,64	1,88	14,0	13,3
2	41	-10,38	1,81	1,07	16,0	14,7
3	59	-21,21	1,89	0,87	16,3	14,4
4	76	-25,07	1,94	0,82	15,9	13,5
5	94	-21,95	1,95	0,86	15,1	12,2
6	112	-11,85	1,95	0,95	14,0	10,8
7	130	5,23	1,93	1,11	12,6	9,3
8	148	16,13	1,90	1,32	11,4	8,0
9	165	19,56	1,86	1,62	10,6	7,1
10	183	21,86	1,82	2,02	9,8	6,2
11	201	23,72	1,78	2,56	8,9	5,3
12	219	25,32	1,73	3,30	8,1	4,6
13	237	26,75	1,69	4,28	7,3	3,8
14	254	28,05	1,65	5,62	6,5	3,2
15	272	29,25	1,61	7,43	5,7	2,6
16	290	30,38	1,56	9,90	4,9	2,1
17	308	31,44	1,53	13,26	4,2	1,6

Визначають розрідження  $B_{ei}$  в міліметрах ртутного стовпа у вибою  $i$ -ої свердловини за формулою:

$$B_{ei} = 760 - \sqrt{3,72 \cdot 10^5 + 0,5 \cdot R_{y\partial.c} \cdot l_{nc} \cdot I_{ci}^2}$$

де  $R_{y\partial.c}$  - питомий опір необсадженої частини свердловини, мм рт.ст.·хв/м<sup>4</sup>,  $R_{y\partial.c}$  розраховують за формулою:

$$R_{y\partial.c} = \frac{4,9 \cdot 10^{-4}}{d_c^{5,33}}$$

де  $d_c$  - діаметр необсадженої частини свердловини, м;  $d_c = 0,180$  м;

$l_{nc}$  - довжина необсадженої або перфорованої частини свердловини, м;

$I_{ci}$  - витрата метану в цій свердловині, м<sup>3</sup>/хв.

$$R_{y\partial.z} = 1,567 \text{ мм рт.ст.} \cdot \text{хв/м}^4$$

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

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

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

де  $R_{ni}$  - опір підсосам повітря в  $i$ -ту свердловину, мм рт.ст.хв/м<sup>3</sup>,  $R_{ni}$  визначають за формулою:



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

де  $h_{в.кр}$  - відстань від вибою вертикальної свердловини; до покрівлі пласта, що розробляється, м;  $h_{в.кр} = 35$  м;

$m_v$  - потужність пласта, м, що виймається.

Визначають витрату метаноповітряної суміші  $Q_{ci}$  в метрах кубічних за хвилину і вміст метану  $C_{ci}$  у відсотках в кожній свердловині за формулами:

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

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

Визначають сумарний дебіт метаноповітряної суміші  $Q_c$  в метрах кубічних за хвилину з усіх свердловин за формулою:

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

Вибирають за характеристиками вакуум-насосів тип і кількість паралельно працюючих насосів, які забезпечують необхідне подання при тиску у всмоктуючому патрубку не менше 250 мм рт. ст. Визначають величину цього тиску  $P_n$  в міліметрах ртутного стовпа за формулою

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

де  $Q_c$  - витрата метаноповітряної суміші, м<sup>3</sup>/хв;

$n_n$  - кількість паралельно працюючих вакуум-насосів, шт.

Визначають тиск в гирлі свердловини  $P_y$  в мм рт. ст., найбільш віддаленою від вакуум-насоса

$$P_y = \sqrt{P_{ко}^2 - R_{уд.м} \cdot \gamma_c \cdot l_{ом} \cdot Q_c^2}$$

де  $P_{ко}$  - тиск метаноповітряної суміші у кінці обсадної труби, мм рт. ст.,  $P_{ко}$  визначають за формулою:

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

де  $\gamma_z$  - щільність метаноповітряної суміші,  $\text{кг/м}^3$ .  $\gamma_z$  визначають за формулою (В. 56);

$l_{om}$  - довжина обсадної труби, м;

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

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

$d_{om}$  - діаметр обсадної труби, м.

Визначають діаметр газопроводу  $d_z$  в метрах, що сполучає послідовно включені свердловини з вакуум-насосом, за формулою:

$$d_z = 0,154 \cdot \left( \frac{Q_{cp}^2 \cdot \gamma_{cp} \cdot l_z}{P_y^2 - P_g^2} \right)^{0,188}$$

де  $Q_{cp}$  - середньозважена по довжині газопроводу витрата метаноповітряної суміші,  $\text{м}^3/\text{хв}$ .  $Q_{cp}$  визначають за формулою:

$$Q_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{zi} \cdot l_{zi}}{l_z},$$

де  $Q_{zi}$  - витрата метаноповітряної суміші на цій ділянці газопроводу між двома сусідніми діючими свердловинами,  $\text{м}^3/\text{хв}$ ;

$l_{zi}$  - довжина ділянки газопроводу між сусідніми свердловинами, м;

$l_z$  - загальна довжина газопроводу від найбільш віддаленої діючої свердловини до вакуум-насоса, м;

$\gamma_{cp}$  - середньозважена по довжині газопроводу щільність метаноповітряної суміші,  $\text{кг/м}^3$ .  $\gamma_{cp}$  визначають за формулою:

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

де  $\gamma_i$  - щільність метаноповітряної суміші на цій ділянці газопроводу між двома сусідніми свердловинами,  $\text{кг/м}^3$ .  $\gamma_i$  визначають за формулою:

$$\gamma_i = 5,37 \cdot 10^{-3} (224 - C_i)$$

де  $C_i$  - вміст метану в метаноповітряній суміші на цій ділянці газопроводу, %.

$P_y, P_e$  - тиск метаноповітряної суміші в гирлі свердловини і у всмоктуючому патрубку вакуум-насоса, відповідно, мм рт. ст.

Таблиця 2.11 - Результати розрахунку аеродинамічних параметрів поверхневих свердловин

$n_c$	$R_{ni}, \text{ мм рт. ст. хв/м}^3$	$B_{ei}, \text{ мм рт. ст.}$	$Q_{ni}, \text{ м}^3/\text{хв}$	$Q_{ci}, \text{ м}^3/\text{хв}$	$C_{ni}, \%$	$P_n, \text{ мм рт. ст.}$	$\gamma_{ci}, \text{ кг/м}^3$	$\gamma_i \cdot l_{ei}$	$Q_{ei}, \text{ м}^3/\text{хв}$	$Q_{ei} \cdot l_{ei}$
1	16,1	138	8,3	22,3	62,7	66	0,866	60,63	300,3	21022
2	16,8	135	7,8	23,8	67,2	125	0,842	58,94	278,1	19465
3	17,4	136	7,5	23,8	68,3	185	0,836	58,51	254,2	17796
4	17,9	137	7,4	23,3	68,3	243	0,836	58,53	230,4	16127
5	18,4	140	7,3	22,3	67,5	299	0,840	58,81	207,1	14499
6	18,9	142	7,2	21,1	66,1	352	0,848	59,35	184,8	12936
7	19,3	144	7,1	19,7	63,9	401	0,860	60,19	163,6	11455
8	19,8	146	7,0	18,4	61,9	447	0,871	60,94	144,0	10079
9	20,2	147	6,9	17,5	60,4	491	0,879	61,50	125,5	8788
10	20,5	147	6,9	16,6	58,8	532	0,887	62,11	108,0	7562
11	20,9	148	6,8	15,7	56,9	572	0,897	62,80	91,4	6399
12	21,3	149	6,7	14,8	54,8	609	0,908	63,59	75,7	5299
13	21,7	149	6,6	13,9	52,4	643	0,921	64,49	60,9	4263
14	22,0	149	6,5	13,0	49,8	676	0,936	65,50	47,0	3289
15	22,3	150	6,5	12,1	46,8	706	0,952	66,62	34,0	2379
16	22,7	150	6,4	11,3	43,5	734	0,969	67,85	21,8	1528
17	23,0	150	6,3	10,5	40,0	761	0,988	69,18	10,5	737

### Порядок буріння вертикальних дегазаційних свердловин з поверхні

Буріння свердловини дегазації з поверхні повинне робитися попереду очисного вибою з таким розрахунком, щоб відстань від проекції свердловини на пласт до вибою лави, що дегазується, до моменту підключення свердловини до газопроводу було не менше 30 м.

Приймання свердловин дегазацій, пробурених з поверхні, проводить комісія, яку призначає технічний керівник шахти. Якість герметизація оцінює за результатами опресовування під тиском, яке на 10% перевищує очікуваний тиск метаноповітряної суміші. За відсутності відомостей про тиск метаноповітряної суміші воно приймається рівним гідростатичному на глибині вибою свердловини.

Акт приймання кожної свердловини має бути підписаний комісією і організацією - виробником робіт.

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

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

На кожній діючій дегазаційній свердловині необхідно встановити засувку, пристрій для виміру витрати, метаноповітряної суміші, розрідження і змісту в ній метану і, у разі витікання зі свердловини води – водовід'єднувач.

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

Гирла використаних і відключених від газопроводу свердловин мають бути перекриті металевими заглушками з прокладеннями з важко спалюваного матеріалу.

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

## **2.5 Розрахунок параметрів дегазації пласта, що розробляється**

Приймаємо схему дегазації пласта свердловинами, паралельними вибою, у поєднанні з розгорнутими на забій свердловинами, пробуреними з протилежної виробки. Свердловини попередньої дегазації відключаються від мережі дегазації для зволоження масиву перед зоною опорного тиску попереду очисного вибою, а свердловини, розгорнуті на вибій, буряться після завершення робіт по нагнітання води в пласт. Розгорнуті на очисний вибій



свердловини повинні охоплювати не менш третій частині довжини лави.

Кут нахилу свердловин вибирається залежно від умов залягання пласта і розташування їх у виробці. Враховуючи існуючу систему розробки пласта з відпрацюванням лав по простяганню, приймаємо кут нахилу свердловини до горизонтальної площини рівним куту залягання пласта

$$\beta = \alpha_{\text{пл.}} = 8^\circ \pm 2^\circ$$

Відстань між свердловинами визначається за формулою:

$$R_i = \frac{K_v Z l'_c m_d \frac{q_0}{a_c} \ln(a_c t + 1)}{h m_n \gamma_y K'_{\text{д.пл.}} q_{\text{пл.}}}$$

де  $K_v$  - коефіцієнт впливу розрідження. Дорівнює одиниці при дегазації нерозвантажених пластів і 1,2 - при дегазації в умовах часткового розвантаження пласта від гірничого тиску (при розрідженні не менше 100 мм рт. ст.);

$Z$  - коефіцієнт, що враховує нерівномірність газовиділення з пласта у свердловини,  $Z=0,75$ ;  $l'_c$  - корисна довжина свердловини, м;

$m_d$  - потужність вугільних пачок пласта, що дегазується свердловинами, м;

$q_0$  - початкове питома виділення метану у свердловину, тобто початковий дебіт свердловини, що ділиться на довжину свердловини і потужність пласта,  $\text{м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{добу})$ ;

$a_c$  - коефіцієнт, що враховує зниження за часом газовиділення з пласта у свердловини,  $\text{доба}^{-1}$ ;

$t$  - тривалість дегазації пласта свердловинами, діб;

$h$  - висота поверху, (підповерху), що дегазується свердловинами, м;

$m_n$  - потужність вугільних пачок пласта, м;

$\gamma_y$  - щільність вугілля,  $\text{т}/\text{м}^3$ ;  $K'_{\text{д.пл.}}$  - необхідний коефіцієнт дегазації пласта, що розробляється, доли од.;

$q_{\text{пл.}}$  - виділення метану з пласта,  $\text{м}^3/\text{т}$ .

$$R_c = \frac{1,2 \cdot 0,75 \cdot 1,08 \cdot \frac{0,6}{0,017} \ln(0,07 \cdot 180 + 1)}{200 \cdot 1,08 \cdot 0,40 \cdot 4,49} = 9,3 \text{ м}$$

Приймаємо  $R = 10 \text{ м}$

Довжина герметизації свердловин, пробурених по пласту, – 6 - 10 м.

Значення основних показників дегазації пластів, що розробляються, свердловинами приведені в таблицю. 2.12.

Таблиця 2.12 - Значення основних показників дегазації пластів, що розробляються, свердловинами

Напрямок буріння свердловин по пласту	Коефіцієнт дегазації джерела	Мінімальна величина розрідження у гирла свердловини	
		$10^3 \text{ Па}$	мм рт. ст.
Розгорнуті на вибій свердловини, що повстають	0,3 – 0,4	5,7	50

Визначимо кількість рідини, що нагнітається у свердловину :

$$Q_c = 0,001 \cdot l_c \cdot R_c \cdot m_n \cdot q_{ж} \cdot \rho_{вугілля}$$

де  $b_c$  - відстань між свердловинами, м;

$m_n$  - потужність пласта, м;

$q_{ж}$  - питома витрата рідини, л/т; приймається 25 л/т

$\rho_{вугілля}$  - щільність вугілля, т/м<sup>3</sup>

$$Q_c = 0,001 \cdot 160 \cdot 10 \cdot 1,08 \cdot 25 \cdot 1,86 = 80,352 \text{ м}^3$$

Тривалість нагнітання рідини у свердловину

$$T_H = \frac{Q_c}{q_H}$$

де  $q_H$  - темп нагнітання, м<sup>3</sup>/год; приймається 1,8 м<sup>3</sup>/год.

$$T_H = 80,352 / 1,8 = 44,64 \text{ години} = 1,86 \text{ діб.}$$

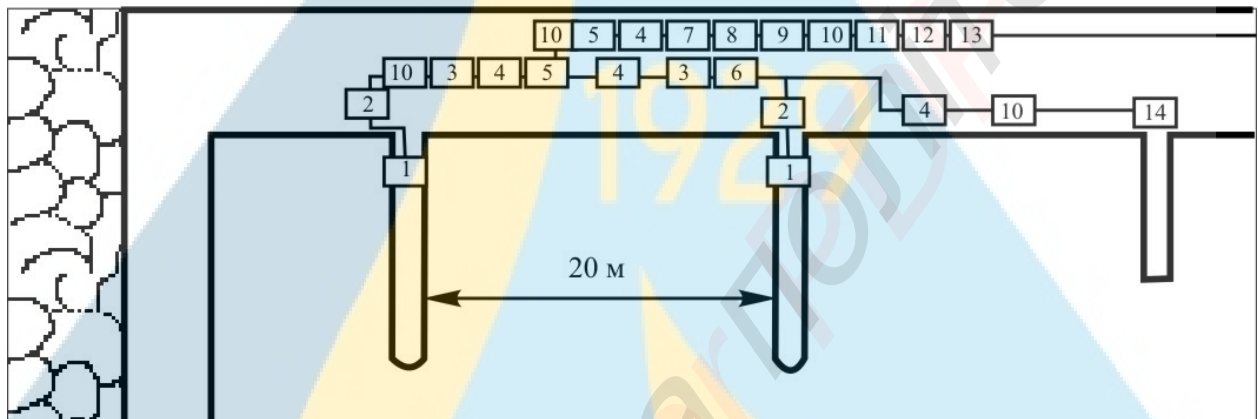


Рис. 2.3. Технологічна схема нагнітання рідини у вугільний масив за допомогою насосної установки через свердловини, що пробурені з підготовчої виробки: 1-гідрозасув; 2-вентиль розвантажувальний; 3-расходомер; 4-вентиль що регулює прохідній; 5-кран; 6-рукав напірний для рідини; 7-манометр; 8-насосна установка; 9-дозатор змочувача; 10 - рукав напірний для рідини; 11-фільтр; 12-переходник; 13-вентиль фланцевий; 14-буровий верстат.

### Визначення ефективності дегазації джерел виділення метану за фактичним і проєктованим способам дегазації

Сумарний коефіцієнт дегазації виймальної ділянки при послідовному застосуванні декількох способів його дегазації складе

$$k_{\text{оп}} = \frac{I - I'}{I}, \text{ долі од.}$$

де  $I$  - абсолютна метанообильність виймальної ділянки без застосування дегазації, м<sup>3</sup>/с;

$I'$  - кількість метану, що вилучено засобами дегазації, м<sup>3</sup>/з;

Перерахунок відносної метанорясності в абсолютну вироблюваний за формулою

$$I = \frac{qA_p}{86400}, \text{ м}^3/\text{з і записуємо в таблиці. 2.13}$$

де  $q$  - відносна метанорясність очисного вибою ( $q_{оч}$ ), виймальної ділянки ( $q_{уч}$ ) або окремих джерел ( $q_{пл}, q_{сп}, q_{пор}, q_{в.н}$ ),  $\text{м}^3/\text{т}$ ;

$A_p$  - розрахункове навантаження на очисний вибій при швидкості його посування  $V_{оч}$  (м/добу), прийнятій при прогнозі метанорясності, т/добу

$$A_p = L_{оч} m \rho V_{оч} k_u,$$

де  $L_{оч}$  - довжина очисного вироблення, м;

$\rho$  - щільність вугілля,  $\text{т}/\text{м}^3$ ;

$k_u$  - коефіцієнт вилучення вугілля.

Результати розрахунку сумарного коефіцієнта дегазації і перерахунку абсолютної і відносною метанорясності після проведення дегазації представлений в таблиці. 2.13.

Таблиця 2.13. - Переклад відносної метанорясності джерел в абсолютну

№ вар-ту	$I_{пл}, \text{м}^3/\text{с}$	$I_{сп.н}, \text{м}^3/\text{с}$	$I_{сп.н}, \text{м}^3/\text{с}$	$I_{пор}, \text{м}^3/\text{с}$	$I_{в.н}, \text{м}^3/\text{с}$	$I_{оч}, \text{м}^3/\text{с}$	$I_{уч}, \text{м}^3/\text{с}$	$\Sigma k_{дег.}$
1	0,170	0,342	0,000	0,063	0,422	0,159	0,514	
2	0,170	0,205	0,000	0,038	0,016	0,153	0,108	0,79
3	0,066	0,205	0,000	0,038	0,015	0,107	0,080	0,84

Таким чином, застосування дегазації пласта свердловинами, паралельними вибою, у поєднанні з розгорнутими на вибій свердловинами, пробуреними з протилежної виробки з попереднім зволоженням пласта дозволить підвищити сумарне значення коефіцієнта дегазації з 79 до 84 %, що призведе до підвищення максимально-допустимого навантаження по газовому чиннику з 2064 до 3400 т/добу.



Усі свердловини дегазацій з концентрацією вище 25% залишаються підключеними до дегазаційного трубопроводу для подальшої роботи в частині вентиляційного штреку, що не підтримується. Запірна арматура, на трубопроводі залишається за лавою, знімається, а підключення свердловин дегазацій робиться безпосередньо до дегазаційного трубопроводу.

Бурове устаткування, інструмент, прилади і матеріали для буріння дегазаційних свердловин агрегатом СБГ-1М представлене в таблиці. 2.14.

Таблиця 2.14 - Матеріали і устаткування для буріння дегазаційних свердловин

№	Найменування	Од. вим.	Розмір марка	К-ть
1	Верстат СБГ-1М в комплекті	шт	СБГ-1М	1
2	Насос НБЗ-120/40 з шлангами	шт	НБЗ-120/40	1
3	Бурові штанги (комплект)	м	Ø 50 мм	64м
4	Труба обсадна на 1 свердловину	п.м.	108	10
5	Долото на 1 свердловину	шт	КЦА - 76, 93	2
6	Ключі штагові	шт	Ø 50	2
7	Ключі трубні	шт	Ø 73, 89	2
8	Ключі трубні	шт	Ø 108, 127	2
9	Ключ торцевий на голівку	шт	Ø 32,36	1
10	Ключ на конус	шт	Ø 22	1
11	Ключі різні (набір)	шт		10
12	Патрубок на ручки, трубні ключі	шт	1,5	1
13	Ніпель для штанг	шт	Ø 50 мм	70
14	Сальникове набивання	кг		5
15	Вогнегасники до устаткування	шт	ОП-10	2
16	Сальник промивальний	шт		1
17	Дзвін правий	шт	Ø 50	1
18	Трос сталевий	м	Ø 12 – 15	25

## Герметизація гирла свердловини

Герметизація гирла свердловин робиться цементним розчином або герметизаторами ГДПМ з додатковою обробкою гирла монтажною піною.

Для герметизації, гирло свердловини розбурюється  $\varnothing 132$  мм на довжину 10 м, обсаджується трубами  $\varnothing 107$  або 127 мм до глибини 10 м. Обсадна труба гирла свердловини розклинається дерев'яними клинами, тампонується густим цементним розчином (дрантям) для ущільнення, обмазується розчином.

Через ущільнення пропускається нагнітальний шланг завдовжки до 1 м  $\varnothing 25$  мм, через який насосом НБЗ-120/40 в затрубний простір закачується цементний розчин з піском в співвідношенні 1-1 до тих пір, поки він не витече через обсадну трубу. Цемент марки 500. Після закачування цементного розчину дається витримка 12 годин для твердіння затрубного простору. Після робиться опресовка труб шляхом нагнітання води, робиться витримка в продовж 1 години під тиском 3 атм.

Відсутність ознак появи води навколо кондуктора або зниження тиску не більше 5 % відповідає вимогам герметичності.

Для герметизації гирла свердловин герметизаторами типу ГДПМ потрібна наявність ключів трубних  $\varnothing 108$  мм.

Герметизатор ГДПМ є секції металевих труб з поролоновими манжетами завдовжки 1 м, заздалегідь стислими і закріпленими поліетиленовою плівкою. Після буріння свердловин одним діаметром на проектну глибину, встановлюють герметизатори, послідовно розкривають манжети, розрізаючи плівку спеціальним пристроєм.

Залежно від способу охорони свердловин від руйнування і розрахункової глибини герметизації, у свердловині встановлюються від двох до чотирьох манжет ущільнювачів.

## РОЗДІЛ 3

### ТЕХНОЛОГІЯ УТИЛІЗАЦІЇ ШАХТНОГО МЕТАНУ В УМОВАХ ШАХТИ «КРАСНОЛІМАНСЬКА»

#### 3.1 Моторне паливо з природного газу

Шахтний газ, що каптується від попередньої дегазації, як і природний, в основному складається з метану з домішкою інших вуглеводнів і інертних газів. Зразковий склад шахтного горючого газу може характеризуватися наступними значеннями (% за об'ємом); метан - 80-93, етан - 1,0-8,0, пропан, бутан - 0,5-3; азот - 0,5-0,7; вуглекислота - до 1,8. Октанове число (ОЧ) основного компонента газу - метану має значення 104 одиниці (ОЧ/М), тоді як у бензину лише 95.

Нижча теплота згорання природних газів висока - до 47 000 кДж/м<sup>3</sup>. По теплоті згорання 1 м<sup>3</sup> природного газу еквівалентний 1,0-1,12 л бензину.

Нижча теплота згорання природного газу середньозваженого складу за стандартних умов (температура  $t = 20^{\circ}\text{C}$  і тиск  $p = 0,1013$  МПа) дорівнює 34622 кДж/м<sup>3</sup>. За умов ( $t = 0^{\circ}\text{C}$  і  $p = 0,1$  МПа) вона складає 37044 кДж/м<sup>3</sup>.

Велика частина природних газів має високу теплоту згорання стехіометричної паливно-повітряної суміші (у бензину 3570, у дизпалива 3470), що робить особливо бажаним їх застосування в якості моторного палива. Ці особливі властивості газу у поєднанні з доступністю визначили його широке використання в газовій промисловості в якості моторного палива для поршневих газоперекачувальних агрегатів (ГПА) і газових мотор-генераторів.

Коефіцієнт корисної дії газових двигунів досягає 38-40% в широкому діапазоні режимів. Для порівняння вкажемо, що ККД бензинового двигуна складає лише 30-35 % і тільки на найбільш економічних режимах роботи.

У циліндрах двигунів згорає паливно-повітряна суміш, для приготування якої застосовується дуже складна паливна апаратура. Особливо ускладнено приготування суміші для бензинових двигунів при низьких температурах атмосферного повітря внаслідок того, що бензин в цих умовах погано

випаровується. При газовому паливі приготування рівномірної суміші не викликає роботи.

Окрім перерахованих, природний газ має ще ряд специфічних властивостей, зокрема широкі межі займання, які разом з відміченими показниками дають підстави для конструювання двигунів з підвищеними показниками по потужності і паливній економічності.

На знос бензинових двигунів істотний вплив робить проникнення в циліндри часток палива, що не випарувалися, які змивають мастило із стінок циліндрів, викликають їх корозію і знос. У дизелях, крім того, спостерігається утворення при згоранні часток вуглецю, що викликають абразивний знос, що погіршує змазування. У газових двигунах ці явища відсутні, що, окрім зменшення зносу, обумовлює значне збільшення терміну служби мастильної олії, зменшення його витрати.

Узагальнення і аналіз багаторічного досвіду експлуатації газових двигунів на різних об'єктах газової промисловості свідчать про те, що при переході з рідкого палива на газоподібне термін служби двигуна до капітального ремонту зростає в 1,5 разу, а терміни зміни мастил збільшуються в 2 рази.

Виявилися і інші позитивні сторони газових двигунів. Проте головним недоліком природного газу як моторного палива є дуже низька об'ємна концентрація енергії. Якщо теплота згорання одного літра рідкого палива дорівнює приблизно 31426 кДж, то у метану за нормальних умов вона дорівнює 33,52-35,62 кДж, тобто майже в 1000 разів менше. В зв'язку з цим для використання запасу газу як моторного палива на транспортному засобі його потрібно заздалегідь підготувати:

- стиснути до високих тисків 20-25 МПа і більше (КПГ) і заправити їм спеціальні балони;
- зрідити природний газ (СПГ) охолодженням до  $-162^{\circ}\text{C}$  і заповнити їм теплоізольовані ємності;
- отримати з природного газу рідину - метанол.

Енергетичні витрати на отримання КПГ в 2-3 рази менше, ніж на СПГ.



Окрім застосування природного газу в якості моторного палива в стислому, зрідженому і рідкому стані робилися спроби застосувати його при нормальному тиску. Для цих цілей на даху автобуса встановлювався величезний гумовий балон (газгольдер), в якому природний газ знаходився при атмосферному тиску. Незважаючи на чималі розміри цього газгольдера, кількість газу в ньому еквівалентна по енергоємності 3-4 л бензину, що природно, зводить нанівець перевагу таких установок.

Різні методи зберігання газу на транспортному засобі характеризуються показниками енергоємності одиниці зберігання в тарі. До таких показників відносяться питомі теплоти згорання палива, віднесені : на одиницю маси хропіння палива з тарою (кДж/кг), на одиницю габаритного об'єму зберігання (кДж/м<sup>3</sup>). Крім того, слід враховувати витрати на підготовку газу при відповідному виді зберігання. Значення цих показників приведені в таблицю 3.1.

Кращі показники зберігання має зріджений природний газ (СПГ). Оскільки температура його кипіння 111 К, для зберігання потрібні посудини з високоефективною тепловою ізоляцією стінок. В якості такої ізоляції застосовують пінопласт, кераміку, вакуумований прошарок. Найбільш ефективною є вакуумована керамічна ізоляція. Посудини виготовляються з алюмінієвого сплаву з подвійними стінками, простір між якими вакуумувався.

При більш високих показниках цей спосіб вимагає великих витрат на підготовку. Крім того, при заправці в ємність втрачається близько 3 % газу на випар, є постійні втрати на випар і при зберіганні, які можуть доходити до декількох відсотків на добу.

Незважаючи на складнощі, пов'язані зі зберіганням моторних палив на основі газу на транспортних засобах, значна економія нафтової сировини за рахунок заміни традиційних палив, а також менші витрати на їх виробництво дають підстави для широкого застосування газових палив в найближчій перспективі.



Таблиця 3.1. - Показники моторних палив на основі природного газу

Спосіб зберігання палива	Температура зберігання, К	Тиск зберігання, МПа	Теплота згорання на одиницю маси зберігання з тарою, кДж	Теплота згорання на одиницю габаритного об'єму, кДж	Енергетичні витрати на підготовку палива, % до теплоти згорання
Стислий природний газ у балонах з вуглецевої сталі	273—293	20-25	3 450	880—1100	1,8
Стислий природний газ у балонах з легованої сталі	273—293	20-25	4 940	885-1110	1,8
Стислий природний газ у балонах з вуглецевої сталі	273-293	32—40	3 470	1340-1670	1,9
Стислий природний газ у балонах з легованої сталі	273—293	32-40	4 970	1350—1680	1,9
Зріджений природний газ	111	0,1	13 670	2550	5,0
Метанол	273-293	0,1	4 540	4040	15,5
Бензин	273-293	0,1	29 800	7000	0,8

### 3.2 Застосування зрідженого природного газу і метанолу

Узагальнення і аналіз досвіду експлуатації газових автомобілів показують технічну, екологічну і економічну доцільність застосування КПГ в якості моторного палива.

За даними фірми «Форд» (США), потужність автомобільного двигуна, працюючого на КПГ після 55 тис. міль пробігу, була на 10 % вище, ніж аналогічного, працюючого на бензині (відповідно 74 і 66 кВт), а зміст окислу вуглецю у випускних газах двигунів на КПГ був в 5 разів нижче (відповідно 0,21 і 1,2 %). Аналогічні результати показують також і інші фірми.

Одночасно зі зниженням токсичності випускних газів відзначається, що заміна бензину КПГ супроводжується підвищенням моторесурсу двигуна, збільшенням пробігу автомобіля між зміною мастил з 5000 до 65000 км, ростом терміну служби свічок запалення внаслідок зменшення виникнення нагару до 50-85 тис. км. Збільшується міжремонтний пробіг автомобілів на КПГ, внаслідок чого забезпечується значна економія коштів на ремонт і експлуатацію автомобілів.

Основними токсичними речовинами, що визначають забруднення атмосфери, в газах двигунів, що відпрацювали, із займанням від іскри є окисел вуглецю CO, оксиди азоту NO<sub>x</sub> і вуглеводні C<sub>n</sub>H<sub>m</sub>. Крім того, у разі застосування етилірованого бензину утворюється дуже небезпечний забрудник - з'єднання свинцю. І, нарешті, особливе місце в забрудненнях займають канцерогенні речовини, основним представником яких в газах, що відпрацювали, є бенз(а)пірен.

Причиною утворення окислу вуглецю і вуглеводнів є неповне згорання палива, яке особливо велике при багатій робочій суміші, що поступає в циліндр двигуна. Оксиди азоту утворюються в процесі згорання палива в зонах, де виникає висока температура. Процес окислення азоту стає помітним лише при нагріві до температури більше 1700 °С. Такі високі температури мають місце в зонах, де згорання відбувається при тиску, близькому до максимального в циклі. Тому утворення оксидів азоту йде тим більше інтенсивно, чим вище

максимальний тиск циклу. Крім того, на кількості оксидів азоту, що утворилися, позначається наявність вільного кисню, який прискорює окислення. Тому найбільші концентрації оксидів азоту в газах, що відпрацювали, спостерігаються при злегка збіднених сумішах, коли температура згорання досить висока і є в достатніх кількостях вільний кисень. Збіднення суміші з цього рівня знижує температуру згорання, а збагачення - концентрацію вільного кисню. В обох випадках має місце зниження концентрації оксидів азоту (рис. 3.1.).

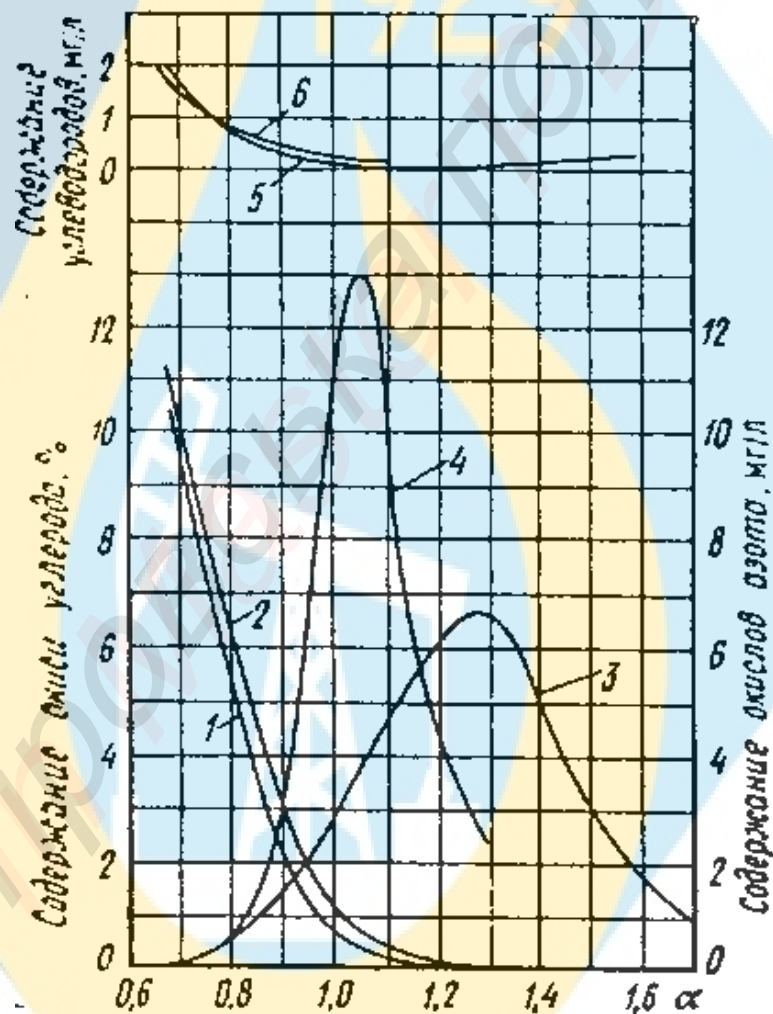


Рис. 3.1. - Токсичні регульовальні характеристики при роботі двигуна на бензині і газовому паливі. Вміст в газах, що відпрацювали: окислювачі вуглецю: 1 - на газовому паливі; 2 - на бензині; оксидів азоту: 3 - на газовому паливі; 4 - на бензині; вуглеводнів: 5 - на газовому паливі; 6 - на бензині

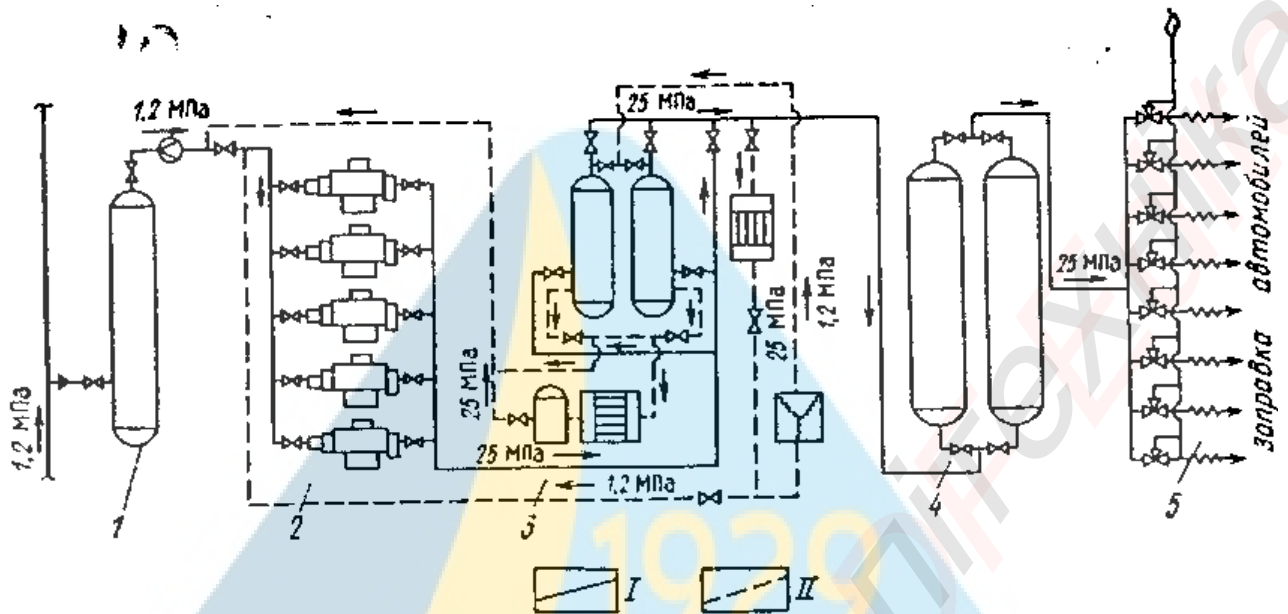


Рис. 3.2. - Принципова технологічна схема АГНКС: I - газомоторне паливо;  
II - газ генерації

**Газоподібне паливо** в порівнянні з рідким забезпечує наступні переваги:

- > більш високе октанове число, що дозволяє значно підвищити міру стискування, збільшивши потужність і економічність двигуна;
- > менша кількість токсичних речовин в газах, що відпрацювали, в результаті кращого згорання газоподібного палива;
- > великий термін служби двигунів через відсутність конденсації палива і змиву мастила із стінок циліндрів;
- > підвищений термін служби мастила в двигуні, оскільки воно не розріджується паливом і менше забруднюється механічними домішками;
- > великий термін служби свічок запалення і глушника шуму системи випуску внаслідок незначного утворення нагару.

Зріджені гази, маючи щільність, більшій щільності повітря, можуть при негерметичній цистерн, балонів і інших посудин скупчуватися в знижених і заглиблених місцях і створювати вибухову і пожежну небезпеку. Тому треба ретельно контролювати усі з'єднання і порожнини, щоб уникнути витoku газу (зрідженого або стислого).

КПГ стислими (що стискаються) називають гази, які при звичайній температурі довкілля і високому тиску до 20 МПа зберігають газоподібний стан. Природний газ, що застосовується для газобалонних автомобілів,

працюючих на стислих газах, складається в основному з метану. Можна використати і промислові гази: світільний, коксівний і синтез-газ, але треба пам'ятати, що вони містять окисел вуглецю (CO) і тому отруйні.

### Установка для стислого газу (рис. 3.3.)

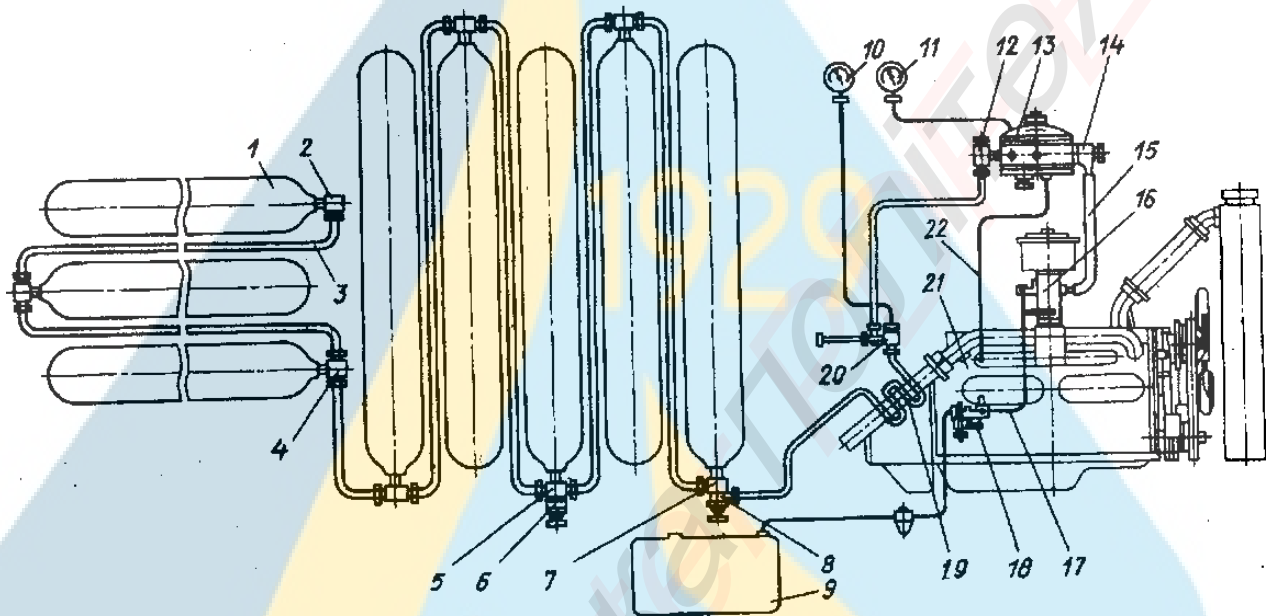


Рис. 3.3. - Схема автомобільної газобалонної установки для стислого газу:

- 1 - балон; 2 - кутник балону; 3 - газопровід високого тиску; 4 - трійник балона;  
 5 - хрестовина наповнювального вентиля; 6 - наповнювальний вентиль;  
 7-угольник вентиля; 8 - витратний вентиль; 9 - паливний бак; 10 і 11 манометри відповідно високого і низького тиску; 12 - газовий фільтр; 13 - двоступінчатий газовий редуктор; 14 - дозуюче облаштування газового редуктора;  
 15 - газопровід низького тиску; 16 - карбюратор-змішувач; 17 – паливопровід;  
 18 - паливний насос; 19 - підігрівач стислого газу; 20 - магістральний вентиль;  
 21 - двигун; 22 - трубка

Балони, об'ємом по 50 дм<sup>3</sup>. Їх горловина спрямована в різні боки, завдяки чому збільшується довжинами пружність газопроводу 3, що знижує вірогідність його поломки при перекосах рами. Під час роботи двигуна вентилялі 8 і 20 відкриті. Стислий газ під великим тиском проходить в підігрівач 19 і через фільтр 12 поступає в двоступінчатий газовий редуктор 13. По дорозі до



редуктора стислий газ має бути підігрітий, оскільки інакше може замерзнути вода, що виділяється при зниженні тиску газу. У редукторі тиск газу знижується приблизно до 100 кПа. Потім газ, пройшовши дозуючий пристрій 14, по газопроводу 15 поступає до карбюратора-змішувача 16, де утворюється газоповітряна суміш. Розрідження, що створюється в циліндрі при такті впускання, передається до карбюратора-змішувача, і горюча суміш поступає в циліндри двигуна.

Роботу газобалонної установки контролюють таким чином. По манометру 10 визначають тиск і кількість газу, що знаходиться у балонах. Тільки при високому тиску, рівному 20 МПа, забезпечується кількість стислого газу у балоні. Потім по манометру 11 визначають тиск газу в першому ступені редуктора.

Наповнення газобалонної установки газом відбувається через вентиль 6, встановлений в хрестовині 5 балона. Для роботи на рідкому паливі (бензині) газобалонний автомобіль має паливний бак 9, фільтр-відстійник, паливний насос 18 і паливопровід 17.

Резервуарами для стислого або зрідженого газу є балони. Для стислого газу балони виготовляють з безшовних труб (матеріал труб - легована сталь) і піддають термічній обробці (загартуванню і відпустці) для підвищення міцності і забезпечення виключення уламків при руйнуванні. На передньому днищі балона 5 розташовані необхідні вентиля і прилади.

Усі балони сполучають газопроводами високого тиску. Газопроводи від балона до редуктора виготовлені з мідних або сталевих трубок. Від редуктора до змішувача газопроводом слугує шланг з бензиномастільностійкою гуми.

### 3.3 Розрахунок параметрів АГНКС

1. Максимальна кількість заправних колонок на АГНКС визначається, виходячи з максимальної кількості робочих компресорів, їх подання, середнього об'єму і часу заправки автомобіля

$$m_{max} = \frac{n_p \cdot Q_k \cdot V}{Q_z},$$

де  $n_p$  - кількість робочих компресорів;  $Q_k$  - подання компресора,  $\text{м}^3/\text{хв}$ ;  
 $V$  - коефіцієнт завантаження АГНКС;  $Q_3$  - середній об'єм заправки  
автомобіля,  $\text{м}^3/\text{хв}$ .

$$V = \frac{\lambda}{\mu}$$

де  $\lambda$  - інтенсивність прибуття автомобілів на заправку

$$\lambda = \frac{N}{\tau_{зм} \cdot 60} \cdot 0,5,$$

де  $N$  - кількість автомобілів, що заправляються в одну зміну;

$\tau_{зм}$  - тривалість зміни, хв;

$\mu$  - загальна інтенсивність обслуговування (заправки) автомобілів (авт/хв);

$$\mu = \frac{m}{t}$$

де  $m$  - кількість працюючих колонок;  $t$  - час заправки автомобіля.

2. Геометричний об'єм акумулятора газу на АГНКС визначається, виходячи із забезпечення заданої кількості заправок з акумулятора при відключенні компресорів при максимальному тиску в ньому 25 МПа:

$$V_{ак.мах} = \frac{n_0 \cdot t \cdot Q_k}{4L \cdot \Delta P},$$

де  $n_0$  - розрахункова кількість компресорів;

$L$  - допустима кількість включень (5 вкл./год);

$\Delta P$  - приведений перепад тисків.

$$\Delta P = 0,1 \cdot \left( \frac{P_2}{Z_2} - \frac{P_1}{Z_1} \right) \cdot \frac{Z_0}{P_0},$$

де  $P_1$  і  $P_2$  - тиск включення (22 МПа) і відключення (25 МПа) компресора;

$Z_1$  і  $Z_2$  - коефіцієнт стисання для метану, що відповідає тискам  $P_1$  і  $P_2$  і температурам  $T_{середн1}$  і  $T_{середн2}$ ;

$Z_0$  - коефіцієнт стисливості, що відповідає тиску  $P_0=0,1013$  МПа і температурі 273 К.

3. Час досягнення тиску  $P_2$ , хв

$$\tau_2 = \frac{V_{ак.мах} \cdot \Delta P \cdot V_2}{Q_k \cdot n - j \cdot Q_3},$$

де  $V_2$  - час роботи компресора досягти тиску  $P_2$ , хв;

$n$  - кількість працюючих компресорів;

$j$  - кількість автомобілів на заправці (дорівнює кількості працюючих колонок);  $Q_3$  - середній об'єм заправки автомобіля, м<sup>3</sup>/хв.

4. Час падіння тиску в акумуляторі при заправці від  $P_1$  до  $P_2$

$$\tau_1 = \frac{V_{ак.мах} \cdot \Delta P \cdot V_1}{j \cdot Q_3 - \sum Q^n},$$

де  $\sum Q^n$  - сумарне подання працюючих компресорів за одиницю часу, м<sup>3</sup>;

$V_1$  - час роботи компресора при зниженому тиску від  $P_1$  до  $P_2$ , хв.

5. Добова потреба газу для АГНКС, м<sup>3</sup>:

$$q_{сут} = V_3 \cdot K,$$

де  $V_3$  - об'єм газу на одну заправку при  $P = 0,1013$  МПа;  $T = 293$  К, м<sup>3</sup>;

Кількість заправок автомобілів за добу.

Геометричний об'єм заправки автомобіля залежить від об'єму балона і їх кількості:

$$V = V_0 \cdot n_0,$$

де  $V_0$  - місткість балона, м<sup>3</sup>;  $n_0$  - кількість балонів.

Місткість стандартних балонів для вантажних автомобілів і автобусів складає 50 л (0,05 м<sup>3</sup>).

Об'єм газу на одну заправку  $V_3$  визначається за формулою:

$$V_3 = \frac{V \cdot P_2 \cdot T_{ст.}}{P_{ст.} \cdot Z_{ср.} \cdot T_3},$$

де  $P_2$  - тиск заправки автомобіля, МПа;

$T_3$  - температура газу заправки автомобіля, К.

$Z_{ср.}$  - середній коефіцієнт стисливості визначається по складу газу;

$T_{ст.}$  - стандартна температура (293 К);

$P_{ст.}$  - стандартний атмосферний тиск (0,1013 МПа).

6. Об'єм газу в акумуляторі для заправки при тиску  $P_2 - P_1$  (до включення компресора). Об'єм газу заправки з акумулятора

$$V_{гз.} = (V_{ак.(25)} - V_{ак.(22)}) \cdot 2,$$

де  $V_{ак.(25)}$ ,  $V_{ак.(22)}$  - об'єми газу в акумуляторі при тисках 25 і 22 МПа.

$$V_{ак.} = \frac{V_{ак.мах} \cdot P_{ак.} \cdot T_{ст.}}{P_{ст.} \cdot Z \cdot T_{ак.}}$$

Кількість заправок без включення компресора визначається:

$$n_a = \frac{V_{г.з.}}{W_з},$$

де  $W_з$  - об'єм заправки автомобіля цієї марки м<sup>3</sup>.

7. Розрахунок роботи компресорів.

Відповідно до Нормативів, кількість заправок автомобілів по змінах прийнята: перша - 55 %, друга - 35 %, третя - 10 %.

Годинна витрата газу за першу зміну, м<sup>3</sup>/год :

$$q_{г1} = \frac{q_1}{8},$$

де  $q_1$  - витрати газу в 1 зміну, яка складає 55 %  $q_{сут.}$ .

Кількість компресорів :

$$n_k = \frac{q_{г1}}{q_k}.$$

Кількість заправок в 1 зміну:

$$n_з^1 = \frac{q_1}{q_k}.$$

Кількість заправок в годину при тривалості зміни 8 годин:

$$n_з^r = \frac{n_з^1}{8}.$$

Кількість заправних колонок, виходячи з середнього часу обслуговування одного автомобіля 10 хвилин: (за одну годину 6 автомобілів) :

$$m = \frac{n_з^r}{10}.$$

8. Розрахунок осушення газу цеолітом після компримування. Необхідна кількість адсорбенту для осушення визначається:

$$g = \frac{q_{сут.} \cdot (W_n \cdot W_k) \cdot \tau}{24 \cdot a}$$

де  $W_n$  і  $W_k$  - вологість газу на вході і виході з адсорбера, г/м<sup>3</sup>.

Виходячи з [16]  $W_n=0,4$  г/м<sup>3</sup>,  $W_k=0,009$  г/м<sup>3</sup>;

$\tau$  - час адсорбції ч,  $\tau=8$  ч.

$a$  - активність адсорбенту, 0,04:0, 05.

Оскільки на АГНКС встановлений 2 адсорбери, та отримана кількість цеоліту подвоюється.

Тривалість процесу адсорбції - 8 годин.

Процес регенерації закінчується при температурі газу регенерації на виході з адсорбера  $T=473$  К.

Виконаємо розрахунок АГНКС для обґрунтування вибору устаткування для утилізації шахтного метану на шахті «Красноліманська», де відносна газоносність складає  $6500$  м<sup>3</sup>/год. З урахуванням втрат на вентиляційному струмені (до 70%) приймемо вихід газу у кількості  $1950$  м<sup>3</sup>/год.

Розрахувати параметри роботи АГНКС при таких початкових даних:

Кількість компресорів  $n_p=2+1$ ;

Продуктивність компресора  $Q_k=940$  м<sup>3</sup>/год ( $15$  м<sup>3</sup>/хв);

Середній об'єм заправки автомобіля  $Q_{\text{з}}=90$  м<sup>3</sup>;

Кількість автомобілів в 1 зміну з урахуванням очікуваної інтенсивності  $N=0,55 \cdot 145=80$ ;

Кількість працюючих колонок (прийняте)  $m=5$

Час заправки автомобіля  $t=10$ хв;

Марка автомобіля Краз-256Б;

Температура газу в акумуляторі:

при  $P_1=22$  МПа  $T_1=303$  К.

при  $P_2=25$  МПа  $T_2=313$  К.

Температура газу заправки  $T_3=297$  К;

Тиск заправки  $P_3=20$  МПа.

1. Максимальна кількість заправних колонок визначається за формулою:

$$m_{\max} = 2 \cdot 15,6 \cdot 0,4 / 7 = 1,78$$

Приймаємо  $m_{\max}=2$ .

Інтенсивність прибуття автомобілів визначається за формулою:

$$\lambda = (80/8 \cdot 60) \cdot 0,5 = 0,083.$$

Загальна інтенсивність обслуговування автомобілів визначається за формулою:

$$\mu = 3/10 = 0,3.$$

Коефіцієнт завантаження АГНКС визначається за формулою:



$$V = 0,083/0,3 = 0,28.$$

2. Геометричний об'єм акумулятора газу визначається за формулою:

$$V_{\text{гк.гмак}} = (2 \cdot 10 \cdot 15,6) / 4 \cdot 5 \cdot 2,17 = 7,2 \text{ м}^3.$$

Для визначення значень  $Z_1, Z_2$  за номограмою [10] для метану визначаємо приведені параметри  $P_{\text{пр}}$  і  $T_{\text{пр}}$  при  $P_1=22$  МПа, при  $P_2=25$  МПа,  $T_1=303$  К,  $T_2=313$  К:

$$P_{\text{пр.1}} = \frac{P_1}{P_{\text{кр}}} = \frac{22}{4,74} = 4,6;$$

$$T_{\text{пр.1}} = \frac{T_1}{T_{\text{кр}}} = \frac{303}{190} = 1,59;$$

$$P_{\text{пр.2}} = \frac{P_2}{P_{\text{кр}}} = \frac{25}{4,74} = 5,3;$$

$$T_{\text{пр.2}} = \frac{T_2}{T_{\text{кр}}} = \frac{313}{190} = 1,64;$$

$$Z_2 = 0,9;$$

$$\Delta P = 0,1 \left( \frac{25}{0,99} - \frac{22}{0,88} \right) \cdot \frac{1}{0,1013} = 2,17.$$

3. Час досягнення тиску  $P_2$  визначається за формулою:

$$\tau_2 = (7,2 \cdot 2,17 \cdot 10) / (15,6 \cdot 2 - 2 \cdot 10) = 13,9 \text{ хв.}$$

Значення  $V_2$  набуває 10 хв, виходячи з часу заправки автомобіля.

Середній об'єм заправки  $Q_3$  приведений відносно до заданого середнього об'єму заправки ( $90 \text{ м}^3$ ) і прийнятий час 10 хв,  $\text{м}^3/\text{хв}$ .

4. Час падіння тиску в акумуляторі до значення  $P_1$  - визначається за формулою:

$$\tau_1 = (7,2 \cdot 2,17 \cdot 4) / (2 \cdot 10 - 15,6 \cdot 1) = 14,2 \text{ хв.}$$

Значення  $V_1$  набуває 4 хвилини з урахуванням роботи одного компресора і заправки 2 автомобілів.

При зниженні тиску газу в акумуляторі до  $P_1$  автоматично включається в роботу робочий компресор. Подальше збільшення відбору газу робить включення одного або декількох резервних компресорів.

При зменшенні відбору газу з акумулятора автоматично відключаються спочатку резервні, а потім і робочий компресори.

Тиск газу в акумуляторі підвищується за час  $\tau_2 = 13,9$  хв с  $P_1=22$  МПа до  $P_2 = 25$  МПа. Після відключення компресорів тиск газу в акумуляторі падає з

$P_2 = 25 \text{ МПа}$  до  $P_1 = 22 \text{ МПа}$  за час  $\tau_1 = 14,2 \text{ хв.}$ , і компресори відключаються. Час між двома включеннями складає  $T = 17,7 \text{ хв.}$  Отже середня кількість включень компресора за зміну складає:

$$L = \frac{\tau_{\text{см.}}}{T} = \frac{8 \cdot 60}{17,7} = 27,1 < 40,$$

що менше допустимої кількості включень компресора [16].

5. Для визначення добової потреби газу для АГНКС розрахуємо геометричний об'єм заправки автомобіля за формулою:

$$V = 0,05 \cdot 8 = 0,4 \text{ м}^3.$$

Для визначення коефіцієнта стискання  $Z$  розрахуємо приведені параметри  $P_{\text{пр.}}$  і  $T_{\text{пр.}}$ , прийнявши для метану  $P_{\text{кр.}} = 4,74 \text{ МПа}$ ,  $T_{\text{кр.}} = 190 \text{ К}$ .

Тоді

$$P_{\text{пр.}} = \frac{P_{\text{в.}}}{P_{\text{кр.}}} = \frac{20}{4,74} = 4,2;$$

$$T_{\text{пр.}} = \frac{T_{\text{в.}}}{T_{\text{кр.}}} = \frac{297}{190} = 1,56.$$

Ці значення  $P_{\text{пр.}}$  і  $T_{\text{пр.}}$  відповідають  $Z = 0,8$ .

Об'єм газу на одну заправку визначається за формулою:

$$V_{\text{в.}} = \frac{0,4 \cdot 20 \cdot 293}{0,1013 \cdot 0,8 \cdot 297} = 97,6 \text{ м}^3.$$

Добова потреба АГНКС визначається за формулою:

$$q_{\text{сут.}} = 97,6 \cdot 240 = 23424 \text{ м}^3.$$

6. Об'єм газу в акумуляторі для заправки автомобілів (до включення компресора) від  $P_2$  до  $P_1$ . Визначимо об'єми газу в акумуляторі при тисках  $P_2$  і  $P_1$ , раніше визначивши  $Z_1$  і  $Z_2$ .

$$P_{\text{пр.1}} = \frac{P_1}{P_{\text{кр.}}} = \frac{22}{4,74} = 4,6; \quad T_{\text{пр.1}} = \frac{T_1}{T_{\text{кр.}}} = \frac{303}{190} = 1,59; \quad Z_1 = 0,86;$$

$$P_{\text{пр.2}} = \frac{P_2}{P_{\text{кр.}}} = \frac{25}{4,74} = 5,3; T_{\text{пр.2}} = \frac{T_2}{T_{\text{кр.}}} = \frac{313}{190} = 1,64; Z_2 = 0,89;$$

$$V_{\text{ак.1}} = \frac{14,3 \cdot 22 \cdot 293}{0,1013 \cdot 0,89 \cdot 313} = 3492 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{ак.2}} = \frac{14,3 \cdot 25 \cdot 293}{0,1013 \cdot 0,89 \cdot 313} = 3714 \text{ м}^3.$$

Об'єм газу для заправки автомобілів визначається за формулою:

$$V_{\text{г.з.}} = 3714 - 3492 = 222 \text{ м}^3.$$

Кількість заправлених автомобілів без включення компресора:

$$n_a = \frac{222}{90} = 2,4.$$

#### 7. Розрахунок роботи компресорів.

Розподіливши кількість заправок автомобілів по змінах витрата газу, що визначається, в 1 зміну, тобто об'єм його - 55 % від добової витрати, що складає:

$$q_1 = 0,55 \cdot 23424 = 12883,2 \text{ м}^3;$$

$$q_{г1} = 12883,2/8 = 1610,4 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Кількість компресорів визначаємо за формулою:

$$n_k = 1610,4/940 = 1,71.$$

Приймаємо 2 компресори

Кількість заправок в 1 зміну визначаємо за формулою:

$$n_{з1} = 12883,2/90 = 143$$

Кількість заправок в годину визначаємо за формулою:

$$n_{зг} = 143/8 = 17,8$$

Кількість заправних колонок визначаємо за формулою:

$$m = 17.8/6 = 2.98. \text{ Приймаємо } m = 3.$$

8. Необхідна кількість адсорбенту при 8 - годинному циклі визначається за формулою:

$$g = (23424 * (0,4 - 0,009) * 8) / (24 * 0,05) = 61058 \text{ г} = 61 \text{ кг}$$

Відповідно до вимог технічних умов «Газ природний стислий - паливо для газобалонних автомобілів» (ТУ 51-166-83) температура газу, що подається на заправку, має бути не вище 40°C, а температура точки роси газу по волозі при тиску 20 МПа не вище 30°C. Прийняті величини забезпечують відсутність гідратуутворення в паливній системі автомобіля за будь-яких умов його експлуатації.

Чисельність і склад обслуговуючого персоналу АГНКС визначені на підставі діючих нормативів з урахуванням централізації управління і ремонтного обслуговування. При цілодобовій роботі АГНКС з урахуванням нерівномірності завантаження станції на її обслуговування потрібно 20 люд. при автономному теплопостачанні.

Для охорони довкілля технологією АГНКС передбачено зниження до мінімуму викидів газу через свічки розсіювання. При порушеннях технологічного процесу і в аварійних ситуаціях системою автоматики забезпечується відключення компресорів і газопроводу, що підводить. Виробничі і побутові стоки роздільними мережами підключаються до відповідних міських мереж каналізації.

Управління основними технологічними процесами здійснюється дистанційно з щита управління, так що перебування персоналу в приміщеннях з джерелами шуму, вібрації і можливими газовиділеннями зведено до мінімуму. Комунікації і устаткування заземлені для відведення статичної електрики, а станція в цілому захищена громовідводами.

Станція обладнана необхідними системами опалювання, вентиляції, водопостачання і каналізації і побутовими приміщеннями, що забезпечують комфортні умови перебування обслуговуючого персоналу. Основні

приміщення і служби АГНКС забезпечені засобами зв'язку і сигналізації (телефонізація, радіофікація і гучномовний зв'язок). На станції також передбачений електрозахист внутрішньомайданчикових підземних комунікацій і зовнішніх мереж.

Гаражна АГНКС - одне з можливих технічних рішень на шляху наближення джерела заправки до автомобілів. Принципова відмінність гаражної АГНКС від стаціонарної полягає в тому, що вона призначена для заправки автотранспорту в нічний час. Гаражну АГНКС можна розмістити на невеликому майданчику в автогосподарстві.

Гаражна АГНКС складається з автоматизованої компресорної станції (один або більше за блоки з компресорними установками, розміщеними в контейнерах) і рампи з постами заправки автомобілів. Компресорні установки працюють в автоматичному режимі. У особливих випадках можливе ручне управління. Станція обслуговується одним оператором.

Газ, що поступає з газопроводу, очищається, потім компримується і поступає через акумулятори газу, які виконують при цьому роль гасителів пульсації і додатково можуть використовуватися для «швидкої» заправки одного або двох автомобілів при виникненні екстреної необхідності.

За умовами безпеки акумулятори газу, щити управління і сигналізації винесені в ізольовані секції контейнера. Поза контейнером також розміщують автономне повітряне охолодження АПО. Компресорна установка укомплектована лічильником газу і необхідними запобіжними пристроями по газу і електроструму. Привід компресорної установки електричний у вибухобезпечному виконанні.

**Охолодження газу повітря в АПО.** Циліндри і сальники компресорів охолоджуються комбінованою легко-рідинною системою за типом автомобільної.

При спорудженні станції не потрібно фундаменти. Вона монтується на стандартних залізобетонних плитах. Для пуску компресорної станції в роботу необхідно здійснити її заземлення і підключення тільки до газової і електричної мережі.



## РОЗДІЛ 4

### ОХОРОНА ПРАЦІ

#### 4.1. Аналіз потенційних шкідливих і небезпечних виробничих чинників

**Небезпечні виробничі чинники.** Шахта є небезпечною по вибуховості пилу. Вугільний пил зустрічається двох видів: аерозоль і аерогель. Найбільш небезпечні місця обвалення порід - сполучення лави з штреками, гірничі виробки, що погашаються. Можливі травми різного ступеня тяжкості при буровибухових роботах, які супроводжуються виділенням отруйних газів  $\text{H}_2\text{S} = 9 \text{ мг/м}^3$ ,  $\text{CO} = 20 \text{ мг/м}^3$ ,  $\text{NO}_2 = 2 \text{ мг/м}^3$  та ін. Вірогідність виникнення пожежі від механічних тертя, займання устаткування, БВР, вибуху метаноповітряної суміші також є небезпечним чинником.

**Потенційно шкідливі виробничі чинники.** Висока температура повітря в гірничих виробках припускає хороше провітрювання (швидкість руху повітря в магістральних виробках - не більше 8 м/с, по дільничних виробках - не більше 6 м/с, по очисних - не більше 4 м/с). Запилення повітря у тупику виробки, що погашається, склав  $140 \text{ мг/м}^3$ , вміст  $\text{SiO}_2$  в пилу склав 65 %. Дія цього чинника призводить до виникнення профзахворювань: силікозу і антракозу. Шкідливі і отруйні гази, які поступають у виробку з бічних порід. Джерела виробничого шуму - робота видобувних і прохідницьких машин, ВМП, електродвигунів та ін. Гранично допустима концентрація шуму 80 дБ. Для усунення рівня вібрацій - установка віброізоляторів, гнучкі вставки, футерування, амортизатори. Гранично допустимий рівень вібрації - 112 дБ.

#### 4.2 Вибір і обґрунтування заходів по боротьбі з пилом в очисних вибоях

Вибір комплексу знепилюючих заходів в очисних і підготовчих вибоях робиться виходячи з здатності пилоутворення шахтних пластів, типу виймального або прохідницького комбайна, швидкості руху повітря, системи і параметрів ділянки водопостачання.

Зробимо вибір заходів по боротьбі з пилом в очисних вибоях.

Згідно п.3.3 ГОСТ 11986-73 "Комбайни очисні вузкозахватні", питома пиловиділення при роботі комбайнів з вмонтованими засобами пилопридушення не повинно перевищувати 12 г на 1 т вугілля, що видобувається. Питома пиловиділення визначається по кількості такою, що утворюється при роботі комбайна і пилу, що переходить в зважений стан, з розміром часток менше 70 мкм і визначається за формулою:

$$q_n = q_{пл} * V * k_k, \text{ г/т};$$

де  $q_{пл}$  - питома пиловиділення шахтного пласту, що характеризує сумарний вміст в зруйнованому вугіллі часток розміром 70 мкм, здатних переходити в зважений стан для умов виймання вугілля з еталонним виконавчим органом, постійним режимом руйнування вугілля за будь-яких гірничотехнічних умов і швидкості руху повітряного струменя рівної 1 м/з; Приймається згідно з каталогом шахтних пластів по пиловому чиннику, приведену в керівництві [21] для пласта  $m_3$   $q_{пл} = 350$  г/т.

$V$  - швидкість руху повітря, м/с; приймаємо згідно з розрахунками, в розділі «Вентиляція шахти»:

- у очисному вибої - 2,9 м/с;

Для виймальної машини РКУ-10 приймаємо  $k_k = 1,5$ .

Підставивши набуті значення у формулу, отримаємо:

$$q_n = 350 * 2,9 * 0,4 = 406 \text{ г/т}$$

Обираємо необхідний комплекс заходів виходячи з розрахованих значень питомого пиловиділення при роботі комбайна :

- попереднє зволоження вугілля в масиві, зрошування або пневмогідрозрошування (ПГЗ) і пиловловлювання;

### **Оцінка ефективності пилопридушення**

По граничному значенню питомого пиловиділення (12 г/т згідно ГСТУ 11986-73) визначаємо необхідну величину ефективності пилопридушення (у відсотках), які мають бути передбачені на виймальній ділянці:

$$\Xi = 100 \left( 1 - \frac{12}{q_n} \right), \%$$

$$\Xi = 100 * (1 - 12/406) = 97 \%$$

Комбайн РКУ-10 має внутрішнє зрошування з поданням води в зону різання і зовнішнє з поданням води в зони поширення пилу. Згідно з даними керівництва по боротьбі з пилом ефективність вибраних заходів повинна складати:

- 1) при попередньому зволоженні вугільного масиву водою 0,50-0,60;
- 2) при зрошуванні з поданням води в зону різання 0,83-0,92;
- 3) при поданні води в зону поширення пилу 0,70-0,90.

Ефективність вибраних заходів приймаємо відповідно рівними 0,5, 0,83 і 0,7.

Ефективність комплексу вибраних заходів в очисному вибої складе:

$$\Xi_{\text{общ}} = 1 - (1 - \Xi_1) * (1 - \Xi_2) * (1 - \Xi_3)$$

$$\Xi_{\text{общ}}^{\text{оч}} = 1 - (1 - 0,50) * (1 - 0,83) * (1 - 0,70) = 0,97 \text{ або } 97 \%$$

### **Оцінка очікуваного рівня запилення повітря в очисних вибоях**

Питоме пиловиділення із застосуванням заходів складе:

$$q = \frac{q_n (100 - \Xi_{\text{общ}})}{100} = 406 * (100 - 97) / 100 = 12,18 \text{ г/т}, \text{ що } > 12 \text{ г/т},$$

Залишкове запилення повітря в 5-8 м від місця роботи комбайна по ходу вентиляційного струменя при застосуванні комплексу знепилюючих заходів розраховується за формулою:

$$C_{\text{ост.}}^{\text{оч}} = \frac{1000 \cdot q_{n.\text{оч}} \cdot P_{\text{оч}} \cdot K_v \cdot K_c \cdot K_d}{Q_l}, \text{ мг/м}^3$$

де  $P_{\text{оч}}$  - продуктивність комбайна, т/хв;  $P_{\text{оч}} = 1,5$  т/хв;  $K_v$  - коефіцієнт, що враховує вплив швидкості руху вентиляційного струменя в очисному забої,  $K_v = 2,14$ ;  $K_c$  - коефіцієнт, що враховує ефективність комплексу заходів, що забезпечують, в долях;

$$K_c = (1 - \Xi_{\text{общ}})$$

$$K_c = (1 - 0,97) = 0,03$$

$Q_d = 777,6 \text{ м}^3/\text{хв}$  - витрата повітря через лаву;  $K_d$  - коефіцієнт, що враховує верхню межу розміру часток пилу;

Максимальний розмір часток пилу що знаходяться в повітрі визначається за формулою:

$$d_{\max} = \frac{9hVN}{\gamma L}, \text{ мкм}$$

де  $h$  - виймальна потужність пласта, 2,19 м;  $V$  - швидкість руху вентиляційного струменя,  $V = 2,9 \text{ м/з}$ ;  $N$  - в'язкість пилоповітряного потоку,  $N = 1,7 \cdot 10 \text{ кгс с/м}^2$ ;  $\gamma$  - щільність вугілля  $\gamma = 1300 \text{ кг/ м}^3$ ;  $L$  - відстань від комбайна  $L = 8,0 \text{ м}$ ;

$$d_{\max} = \frac{9 \cdot 1,3 \cdot 2,9 \cdot 10}{1,3 \cdot 8} = 32,63 \text{ мкм}$$

Тоді:  $K_d = 1,05$ ;

$$C_{\text{ост.}^{\text{оч}}} = (1000 \cdot 406 \cdot 1,5 \cdot 2,14 \cdot 0,03 \cdot 1,05) / (777,6) = 52,794 \text{ мг/м}^3$$

Згідно вимог ПБ, при запиленні повітря більше  $10 \text{ мг/м}^3$  усі робочі лави і робітники, які працюють на вихідному струмені повітря, при роботі комбайна повинні працювати в респіраторх.

Вибираємо протипилові респіратори АСТРА-2 термін захисної дії не менше 5 годин з ефективністю зупинки пилу 99,3 %.

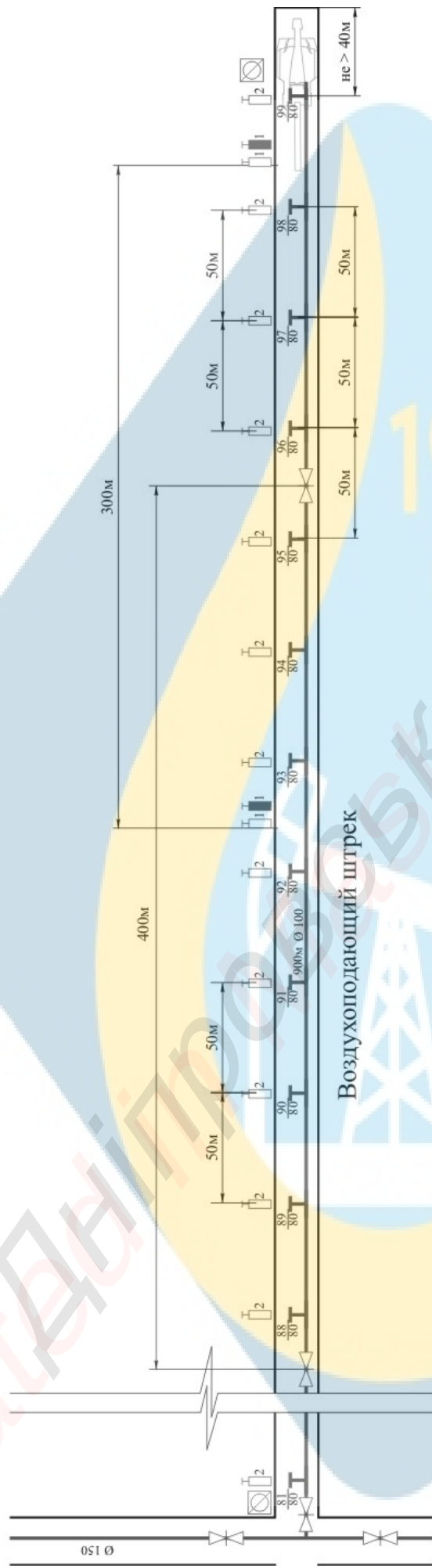
#### 4.3 Розробка протипожежного захисту підготовчого вироблення

Згідно «Інструкції по протипожежному захисту вугільних шахт Правил безпеки у вугільних шахтах» розставлення і кількість засобів пожежогасіння повинні відповідати вимогам таблиці 2. Розташування засобів пожежогасіння у виробках повинне забезпечувати вільний доступ до них і можливість ефективно використати їх для гасіння пожеж в початковій стадії.

Пожежно-зрошувальний трубопровід обладнався пожежними кранами з однотипними сполучними голівками, що мають умовний діаметр не менше 70 мм, які мають бути розміщені згідно Інструкції :

– у тупикових виробках проектною довжиною 500 і більше метрів - через 50 м, а також в гирлі і на кінці трубопроводу у вибою. У гирлі і у вибою пожежні крани оснащуються ящиком з двома рукавами завдовжки по 20 м і пожежним стволем.





Графическое изображение условного знака	Название и описание условного знака (цвет)	Графическое изображение условного знака	Название и описание условного знака (цвет)
$\frac{1000\text{М}}{\text{Ø } 100}$	Пожарно-оросительный трубопровод (красный) Ø 100 - внутренний диаметр, мм 1000м - длина участка, м	$\frac{137}{80}$	Задвижка ручная (красный) 137 - порядковый номер
$\frac{137}{80}$	Кран пожарный (красный) 137 - порядковый номер крана 80 - условный диаметр соединительной головки, мм	$\text{I}$	Огнетушитель ручной: пенный 4 - количество шт. (красный)
$\text{☐}$	Ящик с выкидным рукавом и противопожарным стволом (красный)	$\text{☐}$	порошковый

Рис. 4.1. Схема противопожежного зашити підготовчої виробки при комбайновому способі її проведення



Для відключення окремих ділянок пожежно-зрошувального трубопроводу на ній мають бути розташовані засувки в наступних місцях:

- на усіх відгалуженнях трубопровідних ліній;
- на лініях, що не мають відгалужень, - через кожні 400 м.

#### 4.4 Заходи з попередження і локалізації вибухів вугільного пилу

Для локалізації вибуху вугільного пилу на конвеєрних штреках і ухилах проектом передбачена встановлення сланцевих заслонів упродовж усієї виробки через 300 м.

Розрахунок параметрів сланцевих заслонів для 13 південного конвеєрного штреку.

Довжина конвеєрної виробки, що проектується,  $l = 2000$  м, переріз виробки  $S_{св} = 11,2$  м<sup>2</sup>.

1) Витрата інертного пилу на сланцевий заслон визначається за формулою:

$$Q = 1.1 \cdot q_0 \cdot S,$$

де  $S$  - площа поперечного перерізу виробки у світлу, в місці встановлення заслону, м<sup>2</sup>;  $q_0$  - питома витрата інертного пилу на 1 м<sup>2</sup> площі поперечного перерізу виробки, кг/м<sup>2</sup>; приймається рівним 400 кг/м<sup>2</sup>

$$Q = 1.1 \cdot 400 \cdot 11,2 = 4928(\text{кг});$$

2) Необхідна кількість посудин для заслону:

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

де  $Q_c$  - місткість посудини, кг. Приймається не більше 80 кг (для стандартних пластмасових посудин), для посудин розміром 640x370x253мм – 40 кг.

$$N = \frac{4928}{40} = 123(\text{шт})$$

3) Кількість полиць з посудинами (рядів) в заслоні:

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

де  $n$  - кількість посудин в одному ряду; приймається з розрахунку установки однієї стандартної посудини на кожен метр ширини вироблення на рівні рухомого складу.

$$m = \frac{123}{3} = 41(\text{шт})$$

Приймаємо кількість рядів в заслоні  $m = 41$ .

4) Остаточна необхідна кількість інертного пилю в заслоні визначається за формулою:

$$Q = m \cdot n \cdot Q_c \quad Q = 41 \cdot 3 \cdot 40 = 4920(\text{кг})$$

5) Довжина заслону визначається за формулою:

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

де  $a$  - ширина посудини, м; для стандартної посудини рівна 0,37 м;  $b$  - відстань між рядами, м; по ПБ повинно бути не менше 0,5 м;

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

$$L = (0,37 + 0,8) \cdot 41 - 0,8 = 47,17(\text{м})$$

Посудини встановлюються на дерев'яних полицях шириною 150 мм під покрівлю виробки. Відстань між покрівлю (кріпленням) і верхньою кромкою посудини має бути не менше 100 мм і не більше 600 мм. Крім того, необхідно забезпечити висоту для вільного проходу людей не менше 1800 мм від шідощви до частини заслону, що найбільш виступає.

Визначаємо кількість заслонів на 11 південному конвеєрному штреку:

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

де  $l$  - довжина вироблення, м;  $l'$  - відстань між сланцевими заслонами на конвеєрних виробленнях по ПБ приймається 300 м;  $l_3$  - довжина водяного заслону, м;

$$n_{\text{засл}} = \frac{2000}{300 + 47,17} = 5,76(\text{шт.})$$

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

7) Загальна кількість інертного пилю необхідна для усіх заслонів, розташованих на 4 південному конвеєрному штреку :

$$Q_{\text{обц}} = n_{\text{засл}} \cdot Q$$

$$Q_{\text{обц}} = 5 \cdot 4920 = 24600(\text{кг});$$

Схема встановлення сланцевого заслону на 11 південному конвеєрному штреку приведена на рис. 4.2.

Посудини встановлюються на дерев'яних полицях шириною 150 мм під покрівлю упоперек виробки. При розміщенні трьох посудин на полиці, товщина її повинна складати 50 мм.

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

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

### **Періодичність заходів з попередження вибухів вугільного пилу у вентиляційному штреку з вихідним струменем повітря**

Визначимо періодичність нанесення змочувально-зв'язувальної суміші на ділянці штреку з вихідним струменем, що примикає до лави, довжиною 50 м:

$$T_n = \frac{K \cdot K_{\text{CH}_4} \cdot \delta_{\text{отл}}}{P_t} = \frac{5 \cdot 0,5 \cdot 35}{75} = 1,17(\text{сут})$$

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

$K_{\text{CH}_4}$  - коефіцієнт, що враховує вплив вмісту метану в атмосфері виробки;  
 $P_t$  - інтенсивність відкладень пилу,  $\text{г}/(\text{м}^3 \cdot \text{добу})$ .

Визначимо періодичність нанесення змочувально-зв'язувальної суміші на ділянці штреку з вихідним струменем, на подальших 150 м.

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

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

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

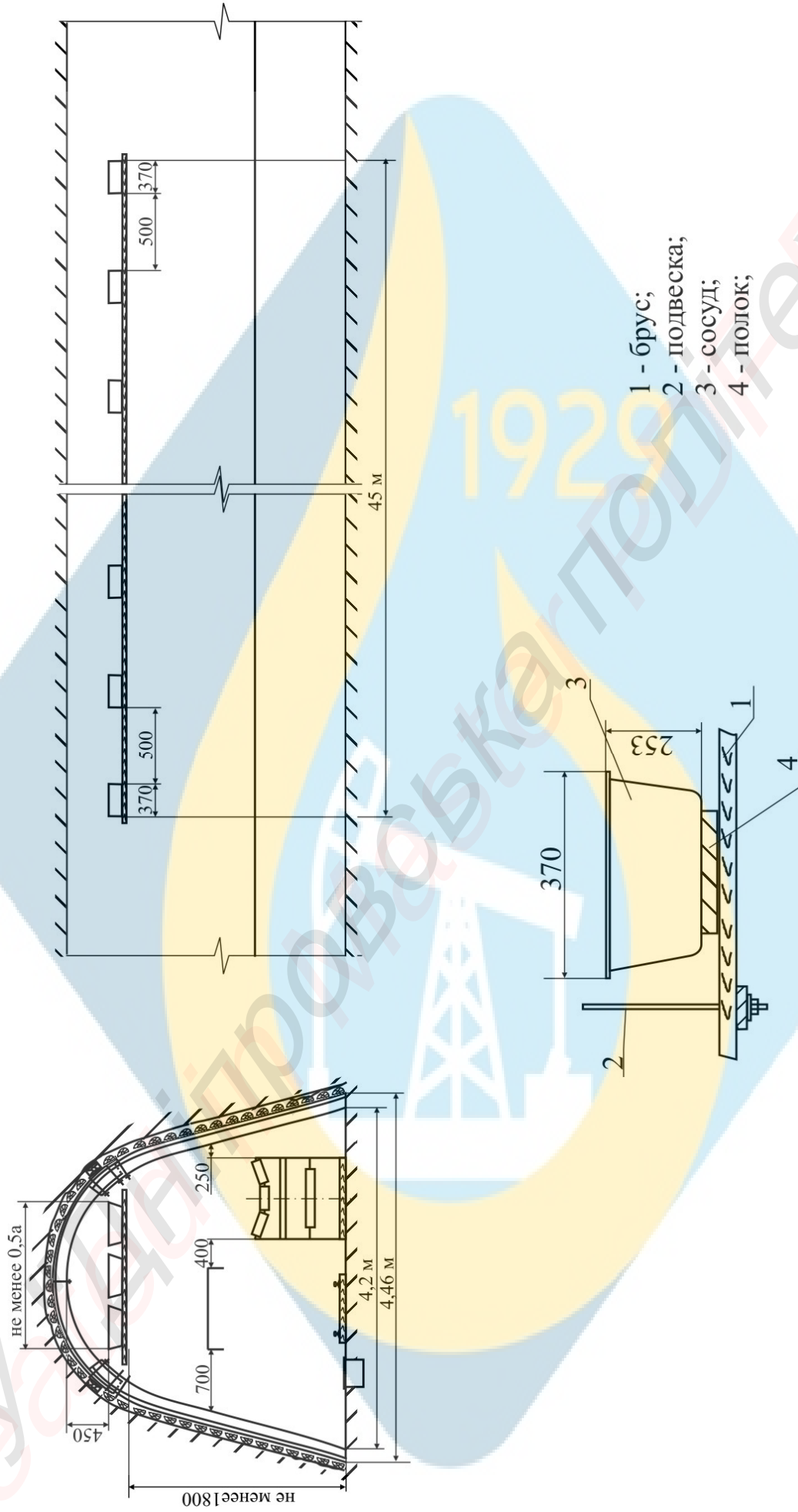


Рис. 4.2. - Схема восстановления сланцевого заслона на 11 південному конвеєрному штреху

## Нагнітання рідини в пласт через свердловини, пробурені з очисного вибою

Нагнітання за такою схемою рекомендується на пластах потужністю більше 0,7 м, з кутом падіння до 18°, що мають складну гіпсометрію.

Діаметр свердловини приймається 45-55 мм. Довжина свердловини визначається:

$$l_c = l_z + l_{\text{нед}}$$

$l_z$  - глибина герметизації свердловини, м; приймається не менше 5 м;

$l_{\text{нед}}$  - тижневе посування лави, м

$$l_{\text{нед}} = 7 \cdot V_{\text{сут}} = 7 \cdot 4 = 28(\text{м})$$

$$l_c = 5 + 28 = 33(\text{м})$$

Тиск нагнітання рідини в пласт приймається відповідно до [21]. Для вугілля  $K$ , частково  $Ж$  тиск  $p=5$  МПа. Відстань між свердловинами 20 м. Питома витрата рідини 25 л/т, темп нагнітання до 1,8 м<sup>3</sup>/год.

Кількість рідини, яку необхідно подати у свердловину і тривалість її нагнітання визначаються за формулами:

$$Q_c = \frac{1.1 \cdot l_c \cdot b_c \cdot m \cdot q \cdot \gamma}{1000}$$

$$T_n = \frac{Q_c}{q_n}$$

де  $b_c$  - відстань між свердловинами, м;  $m$  - потужність пласта, м;  $q$  - питома витрата рідини, л/т;  $\gamma$  - щільність вугілля, т/м<sup>3</sup>;  $q_n$  - темп нагнітання, м<sup>3</sup>/год.

$$Q_c = \frac{1,1 \cdot 33 \cdot 20 \cdot 1,0 \cdot 25 \cdot 1,33}{1000} = 36,2(\text{м}^3)$$

$$T_n = \frac{36,2}{1,8} = 20,1(\text{час})$$



## РОЗДІЛ 5

### ЗАХОДИ З ОХОРОНИ ДОВКІЛЛЯ

Джерелом забруднення на шахті є:

- спалювання палива в топках котлів промислових котельних;
- навантажувальні і транспортні роботи;
- виділення вантажів з масиву гірничих робіт;
- вибухові роботи в шахті.

Порідні відвали відносяться до ЦЗФ «Красноліманська».

Джерелом забруднення гідросфери на шахті є:

- скидання стічних вод побутового і промислового господарства;
- водовідлив з шахти природних мінералізованих вод;
- змив атмосферними опадами забруднюючих речовин з промислових майданчиків;

- випадання забруднюючих опадів і пилу з атмосфери.

До джерел забруднення літосфери відносяться:

- складування сипких і розчинних матеріалів на ґрунті;
- складування сміття, металобрухту.

На шахті «Красноліманська» виконується дослідження джерел викидів забруднюючих речовин в атмосферу, а також досліджуються характеристики викидів шкідливих речовин в атмосферу по шахті в цілому.

Визначено, що загальна кількість викидів по шахті - 5267,6 т/рік; у тому числі:

- твердих - 382,35 т/рік;
- газоподібних - 5175,25 т/рік

Відкачувана з шахти вода поступає по напірному трубопроводу в горизонтальні відстійники загальною місткістю 700м<sup>3</sup>, з яких 150 м<sup>3</sup>/год для обробки на очисних спорудах, а дві окремі посудини призначених для прийому 500 м<sup>3</sup>/год на потреби ЦЗФ. Місткості ізольовані одна від одної.

По дну місткості прокладені повітророзподільні лінії для уникнення замулювання місткостей. Підведене повітря з магістральної лінії стислого повітря «північний ствол – промисловий майданчик».

Горизонтальні відстійники служать регулюючою місткістю для згладжування нерівномірності подання води з шахти. З горизонтального відстійника насосної, вода перекачується у вертикальні відстійники, де відбувається осадження в осад речовин шахтної води. Відстояні води вирушають на швидкі фільтри.

В якості матеріалу, що фільтрує, у фільтрах застосовується шар дрібнозернистого гравію. Фільтри обладналися регуляторами швидкості фільтрування (заслінками). Фільтровані води самопливно поступають в резервуар очищеної води, де хлорується при контакті залізного хлору з очищеною водою і після додавання дозатора ДБ подається самопливно в шахту на технологічні потреби.

Для стабілізації і зменшення викидів в атмосферу забруднюючих речовин на 1999 р по шахті розроблені наступні заходи, згідно яких зменшитися викид в атмосферу на 30 т/рік для цього необхідно:

- зробити профілактичний ремонт пиловловлюючих пристроїв і устаткування;
- зробити якісне ущільнення на батарейних циклонах;
- зробити наладку на котлах по 3, 5, 6 в цілях реалізації режимних карт;
- зробити очищення склянки димарів котельної №1-2;
- зробити якісне очищення економайзерів сажі і вугільного пилу котельних №1-2;
- організувати лабораторний контроль за шкідливими викидами в атмосферу;
- дотримуватися нормативів ПДВ, встановлених на шахті;
- не допускати скупчення сміття і промислових матеріалів на території шахти.

Скидання шахтної води на шахті не робиться, оскільки шахтна вода передається на ЦЗФ «Красноліманська» для технічних потреб.

Згідно розроблених заходів економія питної води по шахті складає 9338 м<sup>3</sup>/рік, у тому числі:

– використати для технічних потреб на промисловому майданчику шахти тільки технічну воду – 7200 м<sup>3</sup>/рік;

– для охолодження механізмів комплексу промислового майданчика (дегазація, компресорні) застосовувати очищену технічну воду - 38000 м<sup>3</sup>/рік;

– для технічних потреб котельних застосовувати тільки технічну воду - 23280 м<sup>3</sup>/рік;

– робити профілактичний ремонт трубопроводів і запірної арматури питної води - 1200 м<sup>3</sup>/рік.

## РОЗДІЛ 6

### ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА ПРИЙНЯТОГО РІШЕННЯ

#### 6.1 Розрахунок витрат на реалізацію рішення

Впровадження комплексної дегазації дозволяє значно зменшити виділення метану в очисній виробці і, як наслідок, підвищити навантаження на очисний вибій.

Витрати на роботи по дегазації визначаються за наступними видами витрат:  $C_{К.З.}$  - капітальні витрати, тис. грн.;  $C_{експл.}$  - експлуатаційні витрати, тис. грн.;  $C_{ам}$  - витрати на амортизацію, тис. грн.

Капітальні витрати на дегазацію ( $C_{К.З.}$ ) визначаються за наступними об'єктами і видами робіт:

- будівлі вакуум-насосної станції;
- устаткування вакуум-насосної станції;
- захисна і контрольно-вимірювальна апаратура;
- система газоповітряних трубопроводів;
- бурові верстати.

$$C_{К.З.} = C_{зд.} + C_{вн} + C_{об} + C_{б.об.} + C_{тр}, \text{ тис. грн.}$$

де  $C_{зд.}$  - капітальні витрати на спорудження будівлі вакуум-насосної станції,

$$C_{зд.} = 1500 \text{ тис. грн.}; C_{вн} - \text{вартість вакуум-насосної станції}$$

$$C_{вн} = C_{ВВН} * n_{ВВН}, \text{ тис. грн}$$

де  $C_{ВВН}$  - вартість вакуум-насоса ВВН2-150,  $C_{ВВН} = 200$  тис. грн.;  $n_{ВВН}$  - кількість вакуум-насосів, шт. ( $n_{ВВН} = 3$ );  $C_{об}$  - витрати на устаткування вакуум-насосної станції;  $C_{об} = 450$  тис. грн.;  $C_{б.об.}$  - витрати по складовій бурове устаткування, тис. грн.

Для ведення робіт по бурінню свердловин дегазацій на шахті застосовуються бурові верстати газодренажні типу СБГ-1М. Термін служби верстата до списання згідно п. 8.3 «Формуляру верстата бурового газодренажного СБГ-1М» складає 5 років. Одночасно на шахті в роботі знаходяться 4 бурових верстата.

Вартість бурового устаткування складе:

$$C_{б.об.} = C_{б.ст.} * n_{ст.}, \text{ тис. грн}$$

де  $C_{б.ст.}$  - вартість бурових верстата СБГ-1М,  $C_{б.ст.} = 400$  тис. грн.;

$n_{ст.}$  - кількість бурових верстатів,  $n_{ст.} = 4$ .

$C_{тр}$  - витрати по складовій газопроводу.

Загальна протяжність газопроводу на шахті складає 4500 м.

Витрати по складовій газопроводу складає:

$$C_{тр.} = L_i * C_i, \text{ тис. грн.}$$

де  $L$  - довжина газопроводу;

$C_{\emptyset 325}$  - вартість 1 п.м. газопроводу  $\emptyset 325$ ,  $C_{\emptyset 325} = 385$  грн.

**Експлуатаційні витрати ( $C_{експл.}$ )** включають:

- витрати на ПММ -  $C_{ПММ}$ , тис. грн.;

- витрати на електроенергію -  $C_{ел}$ , тис. грн.;

- витрати на заробітну плату працівників дільниці дегазації з нарахуваннями -  $C_{з.п.}$ , тис. грн.;

$$C_{експл.} = C_{ПММ} + C_{эл} + C_{з.п.} + C_{нач.}, \text{ тис. грн}$$

Для забезпечення роботи гідросистеми бурових верстатів і бурового устаткування застосовується мастило І-40 і літол 24.

$$C_{ПММ} = C_{I-40} + C_{л}, \text{ тис. грн.}$$

Основним споживачем електроенергії при веденні робіт по дегазації є вакуум-насоси, обладнані електродвигунами потужністю 250 кВт. Витрати на електроенергію за місяць, згідно зі свідченнями лічильників складають:

$$C_{ел} = 32,5 \text{ тис. грн.}$$

У штат ділянки «Дегазація» входять машиністи бурових установок, електрослюсаря підземні, гірники і машиністи насосних установок.

$$C_{з.п.} = C_{мбу} + C_{эл.сл.} + C_{з.р.} + C_{мну}, \text{ тис. грн.}$$

$$C_{з.п.} = 6*2,300+5*2,200+16*1,950+6*1,980 = 67,88 \text{ тис. грн}$$

**Нарахування на заробітну плату:**

$$C_{нач.} = 0,375 * C_{з.п.}, \text{ тис. грн.}$$

Витрати на амортизацію

$$C_{ам} = C_{ам.зд} + C_{ам.об.}, \text{ тис. грн.}$$



$C_{ам.зд}$  - амортизацію будівлі вакуум-насосної станції

$$C_{ам.зд} = 0,24 * C_{зд}, \text{ тис. грн.}$$

$$C_{ам} = 22,5 + 5,63 = 24,38 \text{ тис. грн.}$$

Витрати на амортизацію при веденні робіт по дегазації за рік складуть:

$$C_{ам.р.} = C_{ам} * 12, \text{ тис. грн.}$$

Результати розрахунку витрат на ведення робіт дегазації як по фактичному варіанту (прийнятому на шахті), так і по проектному зведені в таблицю 6.1.

Таблиця 6.1 - Витрати на проведення дегазації

Елемент витрат	Фактична дегазація	Дегазація пласта, що розробляється	Комплексна дегазація
	Факт	Проект	
Капітальні витрати на дегазацію, тис.грн:	5882,500	2032,000	7914,500
- будівлі вакуум-насосної станції, тис.грн	1500,000	0,000	1500,000
- устаткування вакуум-насосної станції, тис.грн	600,000	0,000	600,000
- захисна і контрольно-вимірjuвальна апаратура, тис.грн	450,000	0,000	450,000
- система газо-повітряних трубопроводів, тис.грн	1732,500	1232,000	2964,500
- бурові верстати, тис.грн	1600,000	800,000	2400,000
Експлуатаційні витрати, тис.грн/рік :	103,700	37,145	140,845
- витрати на ПММ, тис.грн/рік	0,820	0,205	1,025
- витрати на електроенергію, тис.грн/рік	35,000	3,000	38,000
- витрати на зарплату працівників дільниці дегазації	67,880	33,940	101,820
Витрати на амортизацію, тис.грн/рік :	337,560	304,800	642,360
- амортизація споруд	270,000	120,000	390,000
- амортизація устаткування, тис.грн/рік	67,560	184,800	252,360
<b>РАЗОМ</b>	<b>6323,760</b>	<b>2373,945</b>	<b>8697,705</b>

## 6.2 Економічна ефективність дегазації шахти

Величина підвищення добового навантаження на шахту  $\Delta A_{cш}$  складає суму підвищення навантаження на окремі очисні вибої, де застосовується дегазація

$$\Delta A_{cш} = \Sigma(\Delta A_{c,д1} + \Delta A_{c,д2} + \dots + \Delta A_{c,дn}), \text{ т/доба,}$$

де  $\Delta A_{c,д1}$ ,  $\Delta A_{c,д2}$ ,  $\dots$ ,  $\Delta A_{c,дn}$  - приріст здобичі по окремих очисних вибоях шахти в результаті застосування дегазації, т/доба.

Коефіцієнт росту навантаження на шахту дорівнює

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

де  $A_{cш}$  - добове навантаження на шахту до підвищення навантаження, т;  $\Delta A_{c,дn}$  - приріст здобичі по окремих очисних вибоях шахти в результаті застосування дегазації, т/доба.

Результати розрахунку коефіцієнта росту навантаження по ділянках і по шахті в цілому представлені в таблиці.6.2.

Таблиця 6.2 - коефіцієнта росту навантаження по лавах і на шахту в цілому

Символ пласта	Назв. ділянки	$A_c$ , т/добу	$\Delta A_{c,дn}$ , т/добу	$A_{c,дn}$ , т/добу	$\alpha$
$k_5$	7 півд. лава	1800	1150	2950	1,639
$k_5$	10 півн. лава	1800	1150	2950	1,639
$l_3$	7 півд. лава	1800	0	1800	1,0
$m_4^2$	1 півн. лава	1800	0	1800	1,0
$\Sigma A_{ш}$ , т/добу		7200	2300	9500	
$\Sigma A_{ш2}$ , т/рік		2570400	821100	3391500	1,319

Загальні витрати на дегазацію по шахті є сумою витрат на ведення робіт дегазацій по окремих очисних вибоях, де застосовується дегазація

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

де  $\mathcal{E}_\delta^1 + \mathcal{E}_\delta^2 + \dots + \mathcal{E}_\delta^n$  - витрати на дегазацію по окремих очисних вибоях, грн.;

Витрати на дегазацію пласта, що розробляється, при відпрацюванні запасів вугілля по пласту  $k_5$  склали  $\mathcal{E}_\delta^{пл.} = 2032$  тис.т; по шахті  $\mathcal{E}_\delta^{ш} = 8697,705$  тис. т.

Річна економія при збільшенні навантаження на шахту в цілому згідно [6]:

при  $\alpha_{ш} > 1,1$

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

$$\mathcal{E}_{шш}(0,7*1,319-0,7)=1545549 \text{ грн.}$$

де  $\gamma_{ш}$  - питома вага умовно-постійних витрат по обслуговуванню загальношахтних ланок у виробничій собівартості 1 т вугілля по шахті %;  $\gamma_{ш} = 0,3$ ;  $C_{ш}$  - виробнича собівартість 1 т вугілля в цілому по шахті до підвищення навантаження, грн./т;  $C_{ш} = 249,17$  грн./т;  $n_{днш}$  - кількість днів роботи шахти в році;  $n_{днш} = 357$ ;  $E_{\phi}$  - норматив плати за виробничі фонди в долях одиниці, у вугільній промисловості приймається рівним 0,01;  $\Phi_{ш}$  - вартість основних фондів шахти в цілому до впровадження дегазації, грн.  $\Phi_{ш} = 500000000$  грн.

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

при  $\alpha_{ш} > 1,1$

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

де  $E_{y.n}^{ш}$  - питома вага умовно-постійних витрат у виробничій собівартості 1 т вугілля по шахті, долі одиниці;  $E_{y.n}^{ш} = 0,24$ . Для шахт різних басейнів України питома вага умовно-постійних витрат в загальношахтній виробничій собівартості вугілля коливається від 24 до 42 %.

$$C_p^{ш} = 0,24*249,17*(0,7*1,319-0,7) = 13,35 \text{ грн/т;}$$

Річна економія при підвищенні навантаження на шахту:

$$\mathcal{E}_0^{ш} = C_p^{ш}(A_2^{ш} + \Delta A_2^{ш}), \text{ грн}$$

$$\mathcal{E}_0^{ш} = 13,35*3391500 = 45276525 \text{ грн}$$

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

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

$$\mathcal{E}_{ш} = 45276525 - 8697705 = 36578820 \text{ грн.}$$

де  $\mathcal{E}_g^{ш}$  - експлуатаційні витрати на дегазацію по шахті в цілому, грн/рік.

Питомі витрати на дегазацію шахти визначаються за формулою:

$$C_{\partial}^{ш} = \frac{\mathcal{E}_{\partial}^{ш} + \mathcal{E}_{\partial}^{ш}}{A_2^{ш}} = 8697705/3391500 = 2,56 \text{ грн./т}$$

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

$$C_c = C_p^{ш} - C_{\partial}^{ш} - \frac{E_n^2 K_2}{A_2^{ш}}, \text{ грн./т}$$

$E_n^2$  - нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень на дегазацію;

$K_2$  - капітальні витрати на ведення робіт по дегазації, грн.;

$$C_c = 13,35 - 2,56 - 0,1 * 7914500 / 3391500 = 10,56 \text{ грн./т.}$$

Отже, собівартість 1 т вугілля після впровадження комплексної дегазації складатиме:

$$C_{шн} = 249,17 - 10,56 = 238,61 \text{ грн./т.}$$

Економічний ефект застосування дегазації в цілому по шахті визначається за формулою:

$$S_{\partial}^{ш} = \frac{C_p^{ш} - C_{\partial}^{ш}}{C_{шн}} * 100 = 100 * (13,35 - 2,56) / 249,17 = 4,33 \%$$

Термін окупності капітальних вкладень на ведення робіт дегазації, визначуваний за формулою:

$$T = \frac{K_2}{\mathcal{E}_{ш}} = 7914500 / 36578820 = 0,22 \text{ роки або 2,6 місяця.}$$

## ВИСНОВКИ

Дегазація супутників, яка застосовується на шахті в теперішній час, підземними свердловинами має наступні недоліки:

- низька концентрація метану в метаноповітряної суміші, що каптується;
- великі коливання концентрації метану в метаноповітряній суміші (3,2-60 %), що каптується.

Враховуючи ці недоліки і високу газоносність вугільних пластів і бічних порід доцільно разом з підземною використати дегазацію вертикальними свердловинами, пробуреними з поверхні.

Доцільність застосування дегазації з поверхні визначається значним віддаленням ділянок дегазацій від стволів шахти, великими об'ємами газу, що каптується, високим вмістом метану у складі газу (80-95%), подальшою утилізацією метану, що каптується.

Аналіз газового балансу очисної ділянки показав, що у вироблений простір метан поступає:

- з пласта, що розробляється, - 7,49 м<sup>3</sup>/хв в загальному газовому балансі;
- з пластів, що підробляються, - 26,52 м<sup>3</sup>/хв в загальному газовому балансі;
- з бічних порід - 1,06 м<sup>3</sup>/хв в загальному газовому балансі;
- з пластів, що надробляються - 6,5 м<sup>3</sup>/хв в загальному газовому балансі.

Таким чином, значне виділення метану спостерігається з пластів, що підробляються.

Оскільки в покрівлі пласта  $m^2_4$ , що розробляється, залягає сім газоносних пластів, а їх дегазація шляхом буріння підземних свердловин не забезпечує необхідної ефективності, приймаємо дегазацію товщі, що підробляється, і пласта, що розробляється, свердловинами, пробуреними з поверхні.

Для досягнення поставленої мети були вирішені наступні завдання:

- вивчити гірничо-геологічні та гірничотехнічні умови шахтного поля;
- визначити очікувану метаноносність лав при планованих навантаженнях і необхідну ефективність їх дегазації;



- дослідити ефективність існуючої системи дегазації та обґрунтувати заходи щодо її удосконалення;

- розрахувати параметри буріння свердловин, їх газовилучення;

- визначити темпи вилучення метану і зміст його в газовій суміші;

- визначити економічну доцільність прийнятих рішень.

Для дегазації вищезгаданих джерел виділення метану приймаємо дегазацію поверхневими свердловинами. Свердловини перебурюють газonosні пласти, що підробляються, і пласт, що розробляється. Глибина обсадження свердловин прийнята рівній глибині верхнього пласта, що підробляється, і складає 175 м. Інша частина свердловини до глибини 400 м для дренажу метану обсаджена перфорованою трубою (довжина перфорованої частини свердловини 232 м).

Узагальнення і аналіз досвіду експлуатації газових автомобілів показують технічну, екологічну і економічну доцільність застосування шахтного метану в якості моторного палива.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Правила безпеки у вугільних шахтах / НПАОП 10.0-1.01-10 – Киев: Основа, 2010. – 400 с.
2. Збірник інструкцій до правил безпеки у вугільних шахтах. Том 1. – К.: Основа, 2003. – 480 с.
3. Збірник інструкцій до правил безпеки у вугільних шахтах. Том 2. – К.: Основа, 2003. – 416 с.
4. Руководство по проектированию вентиляции угольных шахт. – К.: Основа, 1994. – 312 с.
5. Дегазация угольных шахт. Требования к способам и схемы дегазации / Стандарт – К.: Минтопэнерго Украины, 2004. – 162 с.
6. Экономическая эффективность дегазации угольных пластов скважинами \ А.С. Бурчаков, А.Т. Айруни, Е.М. Гитин, Е.И. Слепцов. – М., ЦНИЭИуголь, 1974. – 56 с.
7. Унифицированные типовые сечения горных выработок. Том 1,2 – К.: Будівельник, 1971. – 382, 415 с.
8. Горная графическая документация. ГОСТ 2.850-75 – ГОСТ 2.857-75 – М.: Издательство стандартов, 1983. – 200 с.
9. ГОСТ 2.105-95. Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам. – К.: Госстандарт Украины, 1996 – 36 с.
10. Прогрессивные схемы разработки пластов на угольных шахтах. Ч. 1. Технологические схемы. М.: МУП СССР, 1979. – 332 с.
11. Прогрессивные схемы разработки пластов на угольных шахтах. Ч. 2. Технологические схемы. М.: МУП СССР, 1979. – 246 с.
12. Машины и оборудование для угольных шахт. Справочник / Под ред. В.И. Хорина. – М.: Недра, 1981. – 311 с.
13. Задачник по подземной разработке угольных месторождений / Под ред. К.Ф. Сапицкого. – М.: Недра, 1981. – 311 с.
14. Яцких В.Г., Спектор Л.А., Кучеревский А.Г. Горные машины и комплексы. – М.: Недра, 1984. – 400 с.
15. Кияшко И.А. Процессы подземных горных работ. – К.: Вища школа, 1992. – 335 с.
16. Бурчаков А.С., Малкин А.С. Проектирование предприятий с подземным способом добычи полезных ископаемых. Справочник. – М.: Недра, 1991, – 399 с.
17. Транспорт на горных предприятиях. Б.А. Кузнецов, А.А. Ренгевич, В.Г. Шорин и др. – М.: Недра, 1976. – 552 с.
18. Справочник. Подземный транспорт шахт и рудников / Под общей ред. Г.Я. Пейсаховича, И.П. Ремизова – М.: Недра, 1985. – 565 с.
19. Красавин А.П. Защита окружающей среды в угольной промышленности. – М.: Недра, 1991. – 221 с.
20. Укрупнённые комплексные нормы выработки для шахт Донецкого и Львовско-Волынского угольных бассейнов. – М.: МУП СССР, 1988. – 586 с.
21. Руководство по борьбе с пылью в угольных и сланцевых шахтах. – М.: Недра, 1979. – 319 с.