

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

Природничих наук та технологій  
(факультет)

Кафедра нафтогазової інженерії та буріння  
(повна назва)

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**  
кваліфікаційної роботи ступеню бакалавра  
(бакалавра, магістра)

студента Кулак Романа Олеговича  
(ПІБ)

академічної групи 185-173-1 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 метану в умовах шахти  
«Західно-Донбаська «ДТЕК ІШУ Тернівське»  
(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	Муха О.А.			
Економічний	Коровяка Є.А.			

Рецензент				
-----------	--	--	--	--

Нормоконтролер	Расцветаєв В.О.			
----------------	-----------------	--	--	--

Дніпро  
2021

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**

завідувач кафедри

нафтогазової інженерії та буріння

(повна назва)

Коровяка Є.А.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

«    »      2021 року

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

студенту Кулак Роману Олеговичу академічної групи 185-17з-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 метану в умовах шахти  
«Західно-Донбаська «ДТЕК ШУ Тернівське»

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 19.05.2021р.  
№272-с

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технологічний	Характеристика району ведення дегазаційних робіт. Розробка системи вилучення метану. Технологія утилізації шахтного метану	01.06.2021
Охорона праці	Вимоги безпеки при бурінні дегазаційних свердловин	04.06.2021
Економічний	Економічна оцінка запропонованих рішень	11.06.2021

**Завдання видано**

(підпис керівника)

Коровяка Є.А.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі 03.05.2021

Дата подання до екзаменаційної комісії 22.06.2021

**Прийнято до виконання**

(підпис)

Кулак Р.О.

(прізвище, ініціали)

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 69 с., 7 рис., 11 табл., 17 літературних джерел, 1 додаток.

### ДЕГАЗАЦІЙНА СИСТЕМА ШАХТИ, МЕТАНОВИДІЛЕННЯ, УТИЛІЗАЦІЯ МЕТАНУ, ПОВЕРХНЕВА ДЕГАЗАЦІЯ, СВЕРДЛОВИНИ, ВАКУУМ НАСОСНА СТАНЦІЯ, АГНКС

Об'єкт розроблення: підроблююча вуглепородна товща.

Мета роботи: вилучення шахтного метану шляхом впровадження комплексної дегазації з подальшою його утилізацією.

У першому розділі наведені геологічна і гірничотехнічна характеристика шахти «Західно-Донбаська», наведено загальний аналіз виробничої ситуації на підприємстві.

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

У третьому розділі обґрунтовано технологію утилізації шахтного метану в умовах шахти «Західно-Донбаська»

У четвертому розділі визначено річний економічний ефект від підвищення виробничої потужності шахти і утилізації витягується метану.

Розроблене проектне рішення може бути здійснено на будь-якій з шахт Західного Донбасу, з використанням запропонованого в роботі обладнання.

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
1. ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ ВЕДЕННЯ ДЕГАЗАЦІЙНИХ РОБІТ...	
1.1. Геологічна характеристика.....	6
1.2. Гірничотехнічна характеристика.....	8
1.3. Аналіз виробничої ситуації.....	15
1.4. Висновки.....	16
2. РОЗРОБКА СИСТЕМИ ДЕГАЗАЦІЇ ШАХТИ.....	
2.1. Постановка задачі.....	17
2.2. Обґрунтування рішень.....	18
2.3. Розрахунок параметрів.....	23
2.4 Організація робіт по реалізації прийнятих рішень.....	32
3. ТЕХНОЛОГІЯ УТИЛІЗАЦІЇ ШАХТНОГО МЕТАНУ	
3.1. Моторне паливо з природного газу.....	39
3.2. Застосування зрідженого природного газу і метанолу.....	41
3.3. Розрахунок параметрів АГНКС.....	45
РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ	
4.1. Вимоги безпеки при бурінні дегазаційних свердловин.....	53
4.2. Протипожежний захист при бурінні свердловин.....	55
5. ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА ЗАПРОПОНОВАНИХ РІШЕНЬ	
5.1. Витрати на реалізацію рішення.....	56
5.2. Економічна ефективність вилучення метану.....	58
5.3. Економічна ефективність використання метану.....	62
ВИСНОВКИ.....	66
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	67
ДОДАТКИ.....	69

## ВСТУП

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

Джерелом видобутку шахтного метану в Україні є дегазаційні системи діючих шахт. Застосування дегазації справляє позитивний вплив на технологію і економіку добувних ділянок і шахт в цілому. Зменшення газовиділень в гірничі виробки підвищує рівень безпеки праці, створює умови для збільшення навантаження на очисні вибої за газовим фактором і утилізації каптованого метану.

На шахтах України застосовуються практично всі способи дегазації, відомі у світовій практиці. Найбільшого поширення набули способи дегазації підроблюваних зближених пластів, що потрапляють в зону впливу очисних робіт, на частку яких припадає понад 80% каптованого газу. Однак ефективність дегазації в багатьох випадках залишається недостатньою.

**Метою роботи** є вилучення шахтного метану шляхом впровадження комплексної дегазації з подальшою його утилізацією.

Реалізація поставленої мети може бути досягнута шляхом вирішення наступних завдань:

- оцінка характеристики району ведення дегазаційних робіт;
- розробка системи вилучення метану в умовах шахти «Західно-Донбаська»;
- розробка заходів щодо підвищення концентрації метану в метано-повітряної суміші;
- обґрунтування способу утилізувати шахтного метану.

### **Практичне значення роботи:**

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

# 1. ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ ВЕДЕННЯ ДЕГАЗАЦІЙНИХ РОБІТ

## 1.1. Геологічна характеристика

*Структурна будова гірського масиву.* Відкладення свити представлені в основному аргілітами, алевролітами, рідше пісковиками і численними шарами з прошарками кам'яного вугілля потужністю 0,1 - 1,2 м.

Залягання порід полого з зануренням в північно-східному напрямку під кутом до  $50^{\circ}$ . Відкладення тріасу і юри розташовані лише в західній частині шахтного поля. Вони залягають на розмитій поверхні карбону, з падінням на північний схід під кутом до  $50^{\circ}$ . Потужність їх збільшується на північний схід від 3 до 7 м. Ці відклади представлені строкато-кольоровими глинами, різнозернистими слабосцементованими пісковиками і пісками.

Відкладення палеогену мають повсюдне поширення і представлені бучакськими і харківськими свитами:

– бучакські відкладення середньою потужністю 24 м. залягають на тріас-юрських відкладеннях, а в місцях їх відсутності на розмитій поверхні карбону. Вони представлені рясно-обводненими дрібнозернистими пісками з прошарками слабосцементованих пісковиків;

– харківські відкладення потужністю 19 - 36 м. залягають на бучакських пісках і представлені самарськими дрібно- та тонкозернистими кварцовими пісками потужністю від 2 до 40 м.

Четвертинні відклади поширені повсюдно і прикривають відкладення палеогену і неогену. Представлені вони лісовидними суглинками.

Тектонічна порушеність проявляється в основному в південній частині шахтного поля, де встановлено велике регіональне Богдановське скидання з амплітудою від 185 до 340 м. І супутні йому більш дрібні тектонічні порушення.

В геологічній будові шахтного поля приймають участь продуктивні відкладення нижнього карбону і перекривають їх осадові освіти триас-юрського, палеогенового і четвертинного віку.

Кам'яновугільні відкладення приурочені до Самарської свити нижнього відділу карбону  $C_{31}$ . Відкладення свити представлені в основному: аргілітами, алевролітами, рідше пісковиками і численними пластами і прошарками.

В межах даної площі в вугленосній товщі Самарської свити ( $C_1^3$ ) Візейського ярусу нижнього карбону виявлено 53 вугільні пласти і прошарки, робочої потужності з яких досягають сім пластів:  $C_{10}^B$ ,  $C_8^B$ ,  $C_8^H$ ,  $C_7^H$ ,  $C_6$ ,  $C_5$  і  $C_1$ . Характерним для деяких вугільних пластів є їх розщеплення (пласти  $C_8^B$ ,  $C_8^H$  і  $C_1$ ), причому одна з пачок або обидві пачки втрачають промислове значення. Породні прошарки, що розділяють пачки вугілля, представлені аргілітами, рідше вуглистими аргілітами і пісковиками, потужність яких змінюється від 0,01 до 0,30 м.

Будова пластів переважно проста, рідше складна. Вміщуючими породами вугільних пластів в основному є: аргіліти і алевроліти з коефіцієнтом міцності

від 1,5 до 3, рідше зустрічаються пісковики з коефіцієнтом міцності від 2 до 5.

Пласт  $C_{10}^B$  – покрівля пласта нестійка і середньої стійкості, представлена аргілітами, рідше алевролітом і піщаником. На незначній площі розвинена «помилкова» покрівля 0,1 - 0,5 м. Грунт пласта представлений алевролітами, рідше нестійкими і середньої стійкості аргілітами, місцями піщаником.

Пласт  $C_8^B$  – покрівля і грунт пласта представлені переважно алевролітами від середньої стійкості до нестійких, рідше аргілітами і піщаником. На окремих ділянках має місце «помилкова» покрівля 0,04 - 0,1 м.

Пласт  $C_8^H$  – покрівля і грунт представлені алевролітом, рідше аргілітами середньої стійкості і нестійкими. Місцями спостерігається «помилкова» покрівля 0,05 - 0,19 м.

Пласт  $C_7^H$  – покрівля і грунт представлені нестійким аргілітом рідше нестійким алевролітом. Місцями спостерігається «помилкова» покрівля 0,12 - 0,4 м.

Пласт  $C_6$  – покрівля і грунт представлені аргілітами і нестійкими алевролітами, рідше піщаником. На деяких ділянках є «помилкова» покрівля 0,1 - 1,8 м. Породи ґрунту схильні до пучення.

Пласт  $C_5$  – покрівля і грунт представлені аргілітами і нестійкими алевролітами. На великій площі відзначена «помилкова» покрівля 0,05 - 0,3 м. На всій площі можливо пучення порід ґрунту.

Пласт  $C_4^B$  – покрівля і грунт пласта представлені аргілітами і нестійкими алевролітами. На деяких ділянках є «помилкова» покрівля 0,1 - 0,3 м.

Пласт  $C_1$  – покрівля і грунт представлені алевролітом і нестійкими аргілітами, рідше піщаником. На великій площі розвинена «помилкова» покрівля 0,03 - 0,9 м. Породи ґрунту схили до пучення.

*Гідрогеологія.* Гідрогеологія Водонасні горизонти в товщі покривних відкладень приурочені:

до відкладень аллювія потужністю до 11 м .;

до відкладень самарського ярусу і нижньої частини пісків потужністю 2-11 м .;

до відкладень харківського ярусу і пісків потужністю до 16 м. і має повсюдне поширення;

до відкладень триас-юрської свити лінзообразнозалежним піском.

Найбільш обводненими є породи бучакського і харківського ярусів і триас-юрські відкладення. Водонасичені бучакські піски володіють пливкими властивостями.

Перераховані водонасні горизонти живляться за рахунок атмосферних опадів і паводків.

У зв'язку з тим, що шахтне поле по повстанню огорожено Богданівським скиданням, пласти і пісковики, які беруть участь в обводнюванні гірничих виробок, не мають безпосереднього виходу під обводнені наноси і відокремлені від них товщею водонепроникних порід. Основний водоприток в гірничі виробки відбувається за рахунок статичних запасів підземних вод, що містяться в пісковиках і вугільних пластах.

Можливий максимальний водоприток при повному розвитку гірничих робіт складе до 200 м<sup>3</sup>/ч.

*Тектоніка.* Центральний блок (блок № 1) шахти "Західно-Донбаська" приурочений до центральної частини Богданівської ступінчастої структури Західного Донбасу. Район відноситься до типу закритих. Перекриваюча кам'яновугільні відкладення товща мезокайнозойських утворень досягає на оцінюваній площі в середньому 165 м.

Ділянка шахтного поля центрального блоку слабо ускладнена тектонічними порушеннями і знаходиться в сприятливих структурних умовах. Основна площа ділянки характеризується моноклінальним заляганням кам'яновугільних порід, що занурюються під кутом 3-5 ° в північно-східному напрямку в бік осі Дніпровсько-Донецької западини.

Лише безпосередньо у зон тектонічних порушень по ряду свердловин відзначено збільшення кутів падіння до 6-8 °, місцями більше. Протягання порід північно-і південно-західне.

В цілому гірничо-геологічні умови відпрацювання пластів складні. У зв'язку з посиленням гірським тиском і низькими характеристиками міцності бічних порід ( $f = 0,7 - 2,0$ ).

## 2.2. Гірничотехнічна характеристика

Виробнича потужність шахти становить 1,2 млн. тон вугілля на рік.

Шахта надкатегорна за газом метану, небезпечна по вибуховості вугільного пилу. Суфлярних виділень метану та раптових викидів газу і вугілля не спостерігалось. Вугілля не схильні до самозаймання.

Схема провітрювання шахти - центральна, спосіб провітрювання - всмоктуючий.

Балансові запаси станом на 01.01.2021 року наведені в таблиці 1.1 і складають по шахті 180,6 млн. т. Промислові запаси товарного вугілля станом на 01.01.2021 року наведені в таблиці 1.2 і становлять 160,0 млн. т. З даної таблиці видно, що дотримуючись умов населених пунктів і примикаючої зони затоплення, реально можливі до відпрацювання запаси складуть 94,7млн. т.

Таблиця 1.1. - Балансові запаси шахти «Західно-Донбаська» станом на 01.01.2021 року

Символ пласта	Балансові запаси за категоріями розвіданості, тис. т.					$\frac{A+B}{A+B+C_1}$ , %
	A	B	A+B	C <sub>1</sub>	A+B+C <sub>1</sub>	
C <sub>10</sub> <sup>B</sup>	17878	9332	27210	6324	33534	81,1
C <sub>8</sub> <sup>B</sup>	-	7711	7711	9116	16827	45,8
C <sub>8</sub> <sup>H</sup>	11570	12459	24029	8598	32627	73,6
C <sub>7</sub> <sup>H</sup>	-	5363	5363	17613	22976	23,3
C <sub>6</sub>	4479	18054	22533	11452	33985	66,3
C <sub>5</sub>	-	3506	3506	7493	10999	31,9
C <sub>4</sub> <sup>B</sup>	-	-	-	5433	5433	-
C <sub>1</sub>	-	7646	7646	16538	24184	31,6
Всього по шахті	33927	64071	97998	82567	180565	54,3



Таблиця 1.2. - Промислові запаси шахти «Західно-Донбаська» станом на 01.01.2021 року

Символ пласта	Промислові запаси, млн. т.		
	Всього	Під населеними пунктами і в зоні впливу очисних робіт	Підлягають до виїмки
$C_{10}^B$	30,9	8,4	22,5
$C_8^B$	13,7	8,1	5,6
$C_8^H$	26,6	9,1	17,1
$C_7^H$	22,3	9,3	13,0
$C_6$	30,7	15,5	15,2
$C_5$	9,9	2,3	7,6
$C_4^B$	5,1	2,8	2,3
$C_1$	20,8	9,4	11,4
Всього	160,0	64,9	94,7

*Межі та розміри шахтного поля.* Шахтне поле обмежено:  
 на сході - умовною лінією, що проходить через свердловини №3269 - 3273 (загальною з полем шахти «Дніпровська»);  
 на заході - умовною лінією, що проходить через свердловини №960 - 967 (спільної з полем шахти «ім. Героїв Космосу»);  
 на півдні (по повстанню) - Богданівська скиданням;  
 на півночі (по падінню) - проекцією ізогіпс мінус 435 м пласта  $C_8^H$  на все оцінювані пласти.

Розміри шахтного поля в зазначених технічних межах складають по падінню від 3,1 до 5,7 км, по простяганню до 10 км. Площа шахтного поля складає 38 км<sup>2</sup>.

*Технічні показники.* Проектна потужність шахти становить 1500 тис.т/ рік, максимальний видобуток було досягнуто в 1984 році і становив 1456 тис.т. У 1990 році для шахти була встановлена виробнича потужністю 1200 тис.т/рік, причиною її зменшення стала необхідність перекріплення магістральних виробок.

Шахта "Західно-Донбаська" відноситься до надкатегорних по газу і небезпечних за вибухами вугільного пилу. Вугільний пил відпрацьованих пластів вибуховий, породний пил - селіконебезпечний. Пласти вугілля не є небезпечними щодо раптових викидів вугілля і газу, гірничих ударів, суфлярів. Пласти і супутники - небезпечні за метаном, з природного метаносності по вугіллю від 10 до 14 м<sup>3</sup>/т.с.б.м. По кожному з пластів окремо спостерігається незначне зростання газоносності зі збільшенням глибини їх залягання.

Температура навколишніх порід на глибині ведення гірських робіт не перевищує 25°C.

*Схема розтину.* Розтин центрального блоку і блоку № 3 здійснено чотирма центрально-здвоєними вертикальними стволами і квершлагами.

Пласти  $C_8^B$  і  $C_8^H$  в центрі шахти розкриті безпосередньо стволами. У місці перетину стволами пласта  $C_8^H$  споруджений навколостовбурний двір горизонту 480 м, від якого пройдені на захід і схід магістральні вироблення. Цими виробками шахтне поле поділене на уклонне і бремсбергові виїмкові поля.

Розтин бремсбергового поля західного крила цих пластів здійснено південними магістральними штреками горизонту 480 м, а розтин бремсбергового поля східного крила здійснено відкатувальним і конвеєрним квершлагами горизонту 480 м.

Лише безпосередньо у зон тектонічних порушень по ряду свердловин відзначено збільшення кутів падіння до 6-8°, місцями більше. Простягання порід північно-і південно-західне.

В цілому гірничо-геологічні умови відпрацювання пластів складні. У зв'язку з посиленням гірським тиском і низькими характеристиками міцності бічних порід ( $f = 0,7 - 2,0$ ).

*Межі та розміри шахтного поля.* Шахтне поле обмежено:

на сході - умовною лінією, що проходить через свердловини №3269 - 3273 (загальною з полем шахти «Дніпровська»);

на заході - умовною лінією, що проходить через свердловини №960 - 967 (спільної з полем шахти «ім. Героїв Космосу»);

на півдні (по повстанню) - Богданівським скиданням;

на півночі (по падінню) - проекцією ізогіпс мінус 435 м пласта  $C^H_8$  на всі оцінювані пласти.

Розміри шахтного поля в зазначених технічних межах складають по падінню від 3,1 до 5,7 км, по простягання до 10 км. Площа шахтного поля складає 38 км<sup>2</sup>.

*Технічні показники.* Проектна потужність шахти становить 1500 тис.т / рік, максимальний видобуток було досягнуто в 1984 році і становив 1456 тис.т. У 1990 році для шахти була встановлена виробнича потужністю 1200 тис.т / рік, причиною її зменшення стала необхідність перекріплення магістральних виробок.

Шахта "Західно-Донбаська" відноситься до надкатегорних по газу і небезпечних за вибухами вугільного пилу. Вугільний пил відпрацьовуючих пластів вибуховий, породний пил - селіконебезпечний. Пласти вугілля не є небезпечними щодо раптових викидів вугілля і газу, гірничих ударів, суфлярів. Пласти і супутники - небезпечні за метаном, з природною метаноносністю по вугіллю від 10 до 14 м<sup>3</sup>/т.с.б.м. По кожному з пластів окремо спостерігається незначне зростання газоносності зі збільшенням глибини їх залягання.

Температура навколишніх порід на глибині ведення гірських робіт не перевищує 25°C.

*Схема розтину.* Розтин центрального блоку і блоку № 3 здійснено чотирма центрально-здвоєними вертикальними стволами і квершлагами.

Пласти  $C^B_8$  і  $C^H_8$  в центрі шахти розкриті безпосередньо стволами. У місці перетину стволами пласта  $C^H_8$  споруджений навколостовбурний двір горизонту 480 м, від якого пройдені на захід і схід магістральні виробки. Цими виробками шахтне поле поділене на уклонне і бремсбергове виїмкові поля.

Розтин бремсбергового поля західного крила цих пластів здійснено південними магістральними штреками горизонту 480 м, а розтин бремсбергового поля східного крила здійснено відкатувальним і конвеєрним

квершлагами горизонту 480 м.

Для періодичного виміру концентрації метану і вуглекислого газу в шахтах всіх категорій за газом метаном застосовують шахтні інтерферометри ШИ-10, ШИ-11. Для постійного контролю існує апаратура безперервного автоматичного контролю вмісту метану, яка поділяється на переносну («СШ-2», «Сигнал-2») та стаціонарну типу АМТ-3; АМТ-3М; «Повітря»; метан-реле ТМРК-3 і ін. Для контролю газового обстановки в прохідницьких і очисних вибоях застосовуються датчики ДМТ-3, що входять в комплект апаратури АМТ-3. Для контролю швидкості і напряму руху повітря застосовуються індикатори ПСВ, що входять в комплект апаратури ІСНВ. На шахті впроваджена система телеметричного контролю роботи конвеєрів і виїмкових комбайнів.

*Шахтний підйом.* Головні стовбури обладнані двухскіповим вугільним та односкіповим породним підйомами.

Підйомні машини вугільного і породного підйомів багатоканатні, відповідно, типу ЦШ 5 × 4 і ЦШ 4 × 4, встановлені на баштовому копрі.

Допоміжні стовбури обладнані двухклітьовою і одноклітьовою з противагою підйомними установками з одноканатними підйомними машинами типу ЦР-6х3,2 / 0,5.

Двухклітьовий підйом обслуговує горизонти 585 і 680 м. Кліті обох підйомів двоповерхові з максимально підіймаючим вантажем в одній вагонетці ВГ-3,3 з породою масою 6300 кг.

Протягом всього терміну служби шахти вугілля видається з горизонту 585 м через головний ствол, порода видається породним підйомом з цього ж стовбура.

*Транспорт.* Доставка вугілля від очисних вибоїв до акумулюючого бункера головного стовбура здійснюється:

- по виїмковим конвеєрним штрекам - стрічковими конвеєрами 1ЛТ80, 1Л80, 2ЛТ80, 2Л80;

- по магістральним виробкам горизонту 480 м - 1Л100К, 1Л100К1.

Відкатка породи від проведення підготовчих виробок виконується:

- по похилим виробкам - конвеєрами 2ЛТ80, 1ЛТ80, 1Л80 і 2Л80;

- по магістральним відкатувальним виробкам - акумуляторними електровозами АМ-8Д.

Для відкатки породи використовуються вагонетки ВГ-3,3.

Перевезення людей по магістральним виробкам виконується в вагонетках ВЛ-18 електровозами АМ-8Д.

Для доставки обладнання і матеріалів по виїмкових штреках використовуються надгрунтові канатні дороги типу ДКНЛ-1 і ТКС-22.

*Споживачі і їх вимоги до якості продукції.* Відповідно до ГОСТ 25543-88 все вугілля, що добувається шахтою відносяться до марки ДГ.

За середнім значенням зольності і сірчистості вугілля, в основному, мало і середньозольні, а також середньосернисті. По збагачуваності вугілля відносяться до середньозбагачуваних. Вугілля з пластів, що розробляються з

експлуатаційною золою 37%, вмістом сірки 1,03% і вологи 10,8%. Основними споживачами вугілля є Запорізька ГРЕС - 50,7% і Михайлівська ЦЗФ - 49,3%.

На шахті діють наступні норми якості:

- по золі: середня - 37,9%, гранична - 52,1%;
- по сірці: середня - 1,7%, гранична - 2,2%;
- по волозі: середня - 11,0 / о, гранична - 14,0%.

Природна зольність на що залишилися запаси змінюється в незначному діапазоні і в середньому становить  $A_{nl}^d = 7,7\%$ .

*Спосіб підготовки та порядок відпрацювання запасів у шахтному полі.*

На шахті застосовується погоризонтний спосіб підготовки шахтного поля, стовпова система розробки з керуванням покрівлею повним обваленням. Виїмка вугілля комплексно - механізована, для транспортування вугілля застосовується повна конвейеризація проведення гірничих виробок комбайнами з транспортуванням гірської маси в вагонетках.

Відповідно до затвердженого проекту в центральному блоці ПСП Шахта "Західно-Донбаська" в свиті зближених пластів і прошарків (супутників) вугілля розробляються три вугільні пласти  $C_{10}^B$ ,  $C_8^B$  і  $C_8^H$ . Пласти і супутники - небезпечні за метаном, з природною метаноносністю по вугіллю від 10 до 14 м<sup>3</sup>/т.с.б.м.

*Система розробки.* Відпрацьовуються лави в ухилому і бремсберговому частинах шахтного поля, в ухилій частині лави відпрацьовуються довгими стовпами по повстанню, а в бремсберговій - довгими стовпами по простяганню. Довжини лав залежно від гірничо-геологічних умов змінюються в межах 170 - 200 м., довжини стовпів в ухилій частині до 1000 м., а в бремсберговій - до 2500 м.

Для охорони магістральних гірничих виробок застосовуються охоронні цілики шириною до 50 м. Виїмкові штреки зазвичай погашаються услід за посуванням лави, але при необхідності їх підтримки на брівці викладаються дерев'яні багаття, пробивається органне кріплення і по штреку під верхняки пробиваються ремонтні в два ряди.

*Очисні роботи.* Виїмка вугілля в лавах здійснюється комбайнами КА-80 та 1К103, що працюють за челноковою схемою, з виносом головок на штреки. Для транспортування вугілля по лавах застосовуються скребкові конвеєри типів СП-202В1, СПЦ-163 і СП-291, пересування конвеєрної лінії здійснюється слідом за посуванням комбайна. Кріплення лави проводиться механізованими комплексами КД-80 і 1КМ-103.

Транспортування вугілля виробляється: по збірним штрекам скребковим конвеєром пересувного типу ПТК-1 і стрічковими конвеєрами типів 1Л80, 1ЛТ80, 2Л80 і 2ЛТ80, по магістральним виробках стрічковими конвеєрами типів 1Л100, 1Л100К, 1ЛУ100, 1ЛУ120, 2ЛУ100 і 2ЛУ120.

По лаві відбите вугілля транспортується скребковим конвеєром СП-26 до збірного штреку, де вступає на скребковий перевантажувач ПТК-1, з подальшим транспортуванням по стрічкових конвеєрах 1ЛТ80 до вуглеспускних гезенків.

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

Свіжий струмінь повітря надходить в лаву по погашаючому бортовому, що виходить по підтримуваному у виробленому просторі збірному штреку і далі на магістральну виробку.

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

*Проведення підготовчих і нарізних виробок.* Відповідно до прийнятого способу підготовки підготовчі виробки, як магістральні, так і виїмальні проводяться по пласту з присічкою вмещаючих порід і є практично горизонтальними. Так як міцність порід не перевищує  $f = 3$ , то застосовується комбайновий спосіб проведення гірничих виробок. Для цього використовуються комбайни типів ГПКС і 4ПП-2. Транспортування породи проводиться в вагонетках ВГ-3,3 по горизонтальним гірничим виробкам електровозами АМ-8Д, а по похилим - лебідками.

Застосування комбайнів вибіркової дії із стрілоподібним виконавчим органом дозволяє здійснити роздільну виїмку вугілля з породи, забезпечує зниження загальних витрат праці в 1,5-4 рази в порівнянні з буро підривним способом.

Вироблення кріпляться арочним кріпленням КШПУ перетином у світлі  $11,2 \text{ м}^2$ - $15,2 \text{ м}^2$ , п'яти ланкове кріплення ВПК перетином  $12,0 \text{ м}^2$ , триланкової АП-11,2 і кільцевим кріпленням діаметром 4,5 і 5,5 м. Відстань між рамами кріплення 0,5-1,0 м.

Гірська маса від проходки мостовим перевантажувачем вантажиться в вагонетки (при проведенні горизонтальних виробок) або на стрічковий конвеєр з подальшим перевантаженням в вагонетки. Завантажені вагони доставляються на опрокиду і порода підйомом видається на поверхню.

Матеріали та обладнання в забій в разі доставки гірничої маси конвеєрами доставляються напочвеними канатними дорогами на базі лебідок ТКС або ДКНЛ.

Для контролю вмісту метану використовується апаратура телеметричного контролю, переносні прилади постійної дії і переносні прилади періодичної дії.

Огляд і ремонт машин і механізмів проводиться щодня в ремонтну зміну. Основною формою організації праці приймається добова комплексна бригада, яка виконує всі основні і допоміжні роботи в забої, пов'язані з управлінням комбайна при проходці, кріпленням, нарощуванням вентиляційних труб, настилкою рейкового шляху.

*Енергопостачання.* Електропостачання шахти здійснюється від Павлоградської підстанції системи Дніпроенерго.

Для живлення всього підземного навантаження на горизонтах 480 і 585 споруджені ЦПП, харчування яких здійснюється за восьми вводів (стовбуровим кабелям) 6 кВ безпосередньо із ДПП: від ЦПП харчування одержують

високовольтні розподільні пункти (РПП-6 кВ), розташовані на горизонтах 480 і 585 м. А від РПП-6кВ отримують харчування групи пересувних трансформаторних підстанцій. Харчування низьковольтних споживачів в шахті здійснюється напругою 660 В.

Для електроустановок на поверхні шахти побудовані: РУ-6 кВ і КТМ-6 / 0,4 кВ-0,23 кВ з глухо заземленою нейтраллю, від них одержують харчування силові і освітлювальні навантаження шахтної поверхні. Для виконання виробничих процесів перебування в шахті і на поверхні використовується як електроенергія, так і стиснене повітря.

Для отримання пневмоенергії побудована компресорна станція, на якій встановлені два компресора 2ВМ-63/8 і два компресори 4ВМ-100/8, відповідно з продуктивністю 31,5 і 50 м<sup>3</sup>/рік з максимальним тиском 8атм і робочим батм.

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

*Організація робіт на гірничому підприємстві.* Шахта працює 305 днів з видобутку вугілля і проведення гірничих виробок за змінним графіком трудящих при безперервному робочому тижні для шахти. Режим роботи:

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

*Охорона навколишнього середовища.* Основними шкідливими впливами ведення гірських робіт на навколишнє середовище є: порушення земної поверхні внаслідок її просідання після відпрацювання лав, складування породи у відвали, скидання шахтних вод.

На шахті передбачено низку заходів з очищення шахтних вод. Після очищення шахтної води на шахтних відстійниках і ставку-відстійнику, вміст завислих речовин в ній коливається в межах 15 - 25 мл / л, що відповідає санітарним нормам щодо скидання води у водойму.

На шахті ведуться роботи по рекультивації порушених земель. Після закінчення робіт по рекультивації, землі повертаються землекористувачу в стані придатному для використання в сільськогосподарському виробництві.

Для боротьби з пилоутворенням застосовуються пиловідсмоктуючі і пилоуловлювальні установки, а також системи зрошення і пилоподавлення. Вміст шкідливих домішок в шахтному повітрі, в даний час, не перевищує ГДК.

Внаслідок застосовуваних на шахті технологій, системи розробки та способу підготовки шахтного поля, на шахті зведені до мінімуму втрати корисної копалини, а також зменшені запаси вугілля, що залишається в якості охоронних ціликів при розробці родовища.

### 1.3. Аналіз виробничої ситуації

Шахта "Західно-Донбаська" розробляються три пласта  $C_8^H$ ,  $C_8^B$  і  $C_{10}$  міцністю 0,65 - 1,05 м і природного газонасиченості до - 14 м<sup>3</sup>/т.с.б.м. В основному провітрювання виїмкових дільниць здійснюється з використанням прямої схеми провітрювання. Абсолютне метановиділення на ділянках досягає 15 23 м<sup>3</sup>/хв при середньому навантаженні на очисний вибій 1250 т / добу. Метановиділення зі зближених пластів і вміщуючих порід становить до 75% загальної кількості газу, що виділяється на ділянці.

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

- на пластах  $C_8^H$ ,  $C_8^B$  і  $C_{10}$  - дегазація зближених пластів свердловинами, які буряться назустріч очисному забою;
- на пласті  $C_8^H$ , в разі попередньої дегазації його шляхом відпрацювання зближеного пласта  $C_8^B$  - ізолюваний відвід МВС за межі виїмкової дільниці по невідтримуваній вентиляційній виробці за рахунок загальношахтної депресії;
- каптація метану конвеєрного квершлягу гор. 420 м.

Для здійснення дегазації в даний час є дві вакуум-насосні станції. ВНС центрального блоку обладнана двома вакуум-насосами ВВН2-150. З її допомогою проводиться дегазація ділянки 1017 лави. ВНС блоку №3 здана в експлуатацію в липні 2004 року, обладнана трьома вакуум-насосами ВВН2-150. З її допомогою проводиться дегазація ділянок 872, 856 лав і заперемичній частини конвеєрного квершлягу гор. 420 м.

Для транспортування метано-повітряної суміші по дільничним виробках прокладений дегазаційний трубопровід Ø 150 мм, по східному магістральному вентиляційному штреку - дегазаційний трубопровід Ø 350 мм, а для дегазації ділянки 856 лави по магістральних виробках (північний вентиляційний ухил, східний магістральний вентиляційний штрек гір. 445- 420 м, конвеєрний ходок гір. 420 м, виїмкову конвеєрний штрек і вентиляційний квершляг гір. 420 м) відповідно до рекомендацій МакНДІ прокладений трубопровід діаметром 250 мм.

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

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

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

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

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

Пісковик  $C_6SC_8$  являє собою палеоруслу річки південно-західного течії, розташоване в центрі блоку №3. Потужність пісковика в центрі русла становить, в середньому 20 - 25 м, досягаючи в південній частині ділянки найбільшого значення - 38 м в свердловині №6194. Максимальні притоки газу зафіксовані в свердловинах №№1380П і 1385П (2433 і 1019 м<sup>3</sup>/добу відповідно), розташованих в межах куполів позитивної структури в лежачому крилі Богданівського скидання, Благодатненського і Свідовського.

Вищеназвані купольні структури, приєднуючись до Богданівського скидання, утворюють структурно-тектонічну пастку вільних вуглеводневих газів.

Колектор  $C_6SC_8$  газонасичений. Газоводяний контакт проходить на глибині 334,33 м. Розрахунковий газо вміст пісковика  $C_6SC_8$  становить: 0,62 - 2,44 в середньому 1,86 м<sup>3</sup> газу/м<sup>3</sup> породи або 0,27 – 1,06 м<sup>3</sup>/т (в середньому 0,81 м<sup>3</sup>/т). Прогнозні ресурси УВ - газів в надрах блоку №3 склали 1590,1 млн.м<sup>3</sup> (1,6 млрд. м<sup>3</sup>) в тому числі:

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

Вільні газові скупчення знаходяться в бремсберговій частині блоку №3 шахтного поля в піщанику розташованого в бремсберговій частині блоку №3.

#### 1.4. Висновки

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

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



## 2. РОЗРОБКА СИСТЕМИ ДЕГАЗАЦІЇ ШАХТИ

### 2.1. Постановка задачі

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

В даний час каптованого дегазації системою метано-повітряна суміш викидається в атмосферу. За 2020 року атмосферу було викинуто 33,42 млн.м<sup>3</sup> метану, з них 11,32 млн.м<sup>3</sup> – метан каптований дегазаційними установками.

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

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

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

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

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

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

Доцільність застосування дегазації з поверхні визначається значним

видаленням дегазаційних ділянок від стовбурів шахти, великими обсягами каптованого газу, високим вмістом метану в складі газу (80 - 95%), подальшою утилізацією каптованого метану.

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

Для досягнення поставленої мети необхідно виконати наступні завдання:

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

## **2.2. Обґрунтування рішень**

### **2.2.1. Прогноз метанонасиченості лав, планованих до відпрацювання**

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

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

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

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

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

### **2.2.2. Методика розрахунку очікуваного метановиділення**

Для визначення необхідної ефективності дегазації, розрахунку параметрів буріння і режиму роботи дегазаційних свердловин необхідно знати метановиділення на виїмкових дільницях та його розподіл між пластом,

покрівлею і ґрунтом. Відповідно до "Керівництвом з проектування вентиляції вугільних шахт" при визначенні очікуваної метаностності по природній метаностності вугільних пластів середнє абсолютне метановиділення з очисної виробки визначається за формулою

$$\bar{I} = \frac{A_0 \cdot q_{o.p.}}{1440}, \quad (2.1)$$

де  $A_0$  – добовий видобуток з очисного вироблення (виїмкової ділянки), т;

$$A_0 = l_o \cdot V_o \cdot m_g \cdot \gamma \cdot k_u, \quad (2.2)$$

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

$\gamma$  – щільність вугілля, т/м<sup>3</sup>;  $k_u$  – коефіцієнт добування вугілля, частки од., приймається за проектом.

Для розрахунку середнього абсолютного метановиділення на виїмковій ділянці ( $I_y$ , м<sup>3</sup>/хв) і з виробленого простору ( $I_{в.н.}$ , м<sup>3</sup>/хв) на ділянці в формулу (2.1) підставляється відповідно  $q_o$  або  $q_{в.н.}$ .

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

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

де  $q_{nl}$ ,  $q_{в.сн}$ ,  $q_{пор}$ ,  $q_n$  – відносне метановиділення відповідно з пласта, підроблюваних і надроблюваних пластів і порід (м<sup>3</sup>/т);  $q_y$  – відносна метановість виїмкової ділянки визначається як сума відносної метанонасиченості, складених газовиділенням з пласта ( $q_{nl}$ , м<sup>3</sup>/т), зближених пластів ( $q_{сн}$ , м<sup>3</sup>/т) і вмiщаючих порід ( $q_{пор}$ , м<sup>3</sup>/т)

$$q_{yc} = q_{nl} + q_{сн} + q_{пор} \quad (2.4)$$

Метановиділення з пласта:

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

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

$X$  – природна метаностність вугілля, м<sup>3</sup>/т;

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

$W$  і  $A_3$  – пластова вологість і зольність вугілля, %

$X_2$  – природна метаностність сухої беззольної вугільної маси, м<sup>3</sup>/т.с.б.м., приймається за даними геологічної розвідки рівній максимального значення, отриманого в межах виїмкової поля;

$X_0$  – залишкова метаностність вугілля, що залишається у виробленому просторі, в цілинах, не виймаючих пачках вугілля, м<sup>3</sup>/т.

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

$X_{о2}$  – залишкова метаностність сухої беззольної вугільної маси м<sup>3</sup>/т.

$$X_{O_2} = 18,3(V^{daf})^{-0,6}, \quad (2.8)$$

Відносне метановиділення з поверхні очисного забою дорівнює:

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

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

$$K_{nl} = \frac{L_{oc} \pm 2v_{zd}}{L_{oc}}, \quad (2.10)$$

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

$$n = a_1 V_{oc} EXP(-0,001H + v_1 V^{daf}) \quad (2.11)$$

$a_1$  і  $v_1$  – коефіцієнти, значення яких приймаються:  $a = 1,435$ ;  $v = -0,051$ ;

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

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

значення  $v_{zd}$  визначається по табл. 3.5 "Посібника з проектування дегазації" в залежності від виходу летких речовин.

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

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

Відносне метановиділення з відбитого вугілля визначається за формулою:

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

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

$$q_{oy}' = XK_{nl} \cdot (1 - 0,85 \cdot EXP(-n)) (v_2 K_{my} + v_3 K_{my}') \quad (2.13)$$

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

$$q_{oy}'' = XK_{nl} (1 - 0,85 \cdot EXP(-n)) v_2 K_{my}'' \quad (2.14)$$

$v_1$  і  $v_2$  – коефіцієнти, що враховують частку відбитого вугілля, відповідно знаходиться на конвеєрі і залишені на ґрунті в лаві, частки од. При односторонній виїмці вугілля  $v_2 = 0,6$  і  $v_3 = 0,4$ . При двосторонньої виїмці  $v_2 = 1$ ,  $v_3 = 0$ ;

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

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

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

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

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

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

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

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

$T_{mk}$  – час знаходження відбитого від масиву вугілля в відкочувальному штреку в межах виїмкової ділянки, хв. При транспортуванні вугілля в вагонетках значення  $T_{mk}$  приймається не більше 120 хв. Коефіцієнти  $a$  і  $b$  формулах (2.15 – 2.17), характеризують газо віддачу з відбитого вугілля, приймаються при часу транспортування вугілля в призабійному просторі  $T_v < 6$  хв відповідно рівними 0,052 і 0,71, а при  $T_v > 6$ ,  $a = 0,118$  і  $b = 0,25$ .

Відносне метановиділення зі зближених пластів визначається:

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

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

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

де  $m_{cni}$  – сумарна потужність пачок окремого (і-го) пласта, м, для супутника, що складається з вуглистих порід, приймається рівною половині його дійсної потужності;  $X_{cni}$  – природна метаноносності вугілля і-го супутника, м<sup>3</sup>/т;  $X_{oi}$  – залишкова метаноносність вугілля і-го супутника, м<sup>3</sup>/т;  $m_e$  – виїмкова потужність розробляючого пласта, м;  $M_{cn,i}$  – відстань по нормалі між покрівлею розробляемого і ґрунтом зближеного (при підробці) пластів і між ґрунтом розробляемого і покрівлею зближеного (при надробці) пластів, м;  $M_p$  – відстань по нормалі між розробляючим і тим, що зближує пластами, при якому метановиділення з останнього практично дорівнює нулю.

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

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

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

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

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

$\alpha_{пл}$  – кут залягання пласта.

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

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

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

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

$H_o$  - глибина верхньої межі зони метанових газів, м.

### 2.2.3. Вибір об'єкта дегазації

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

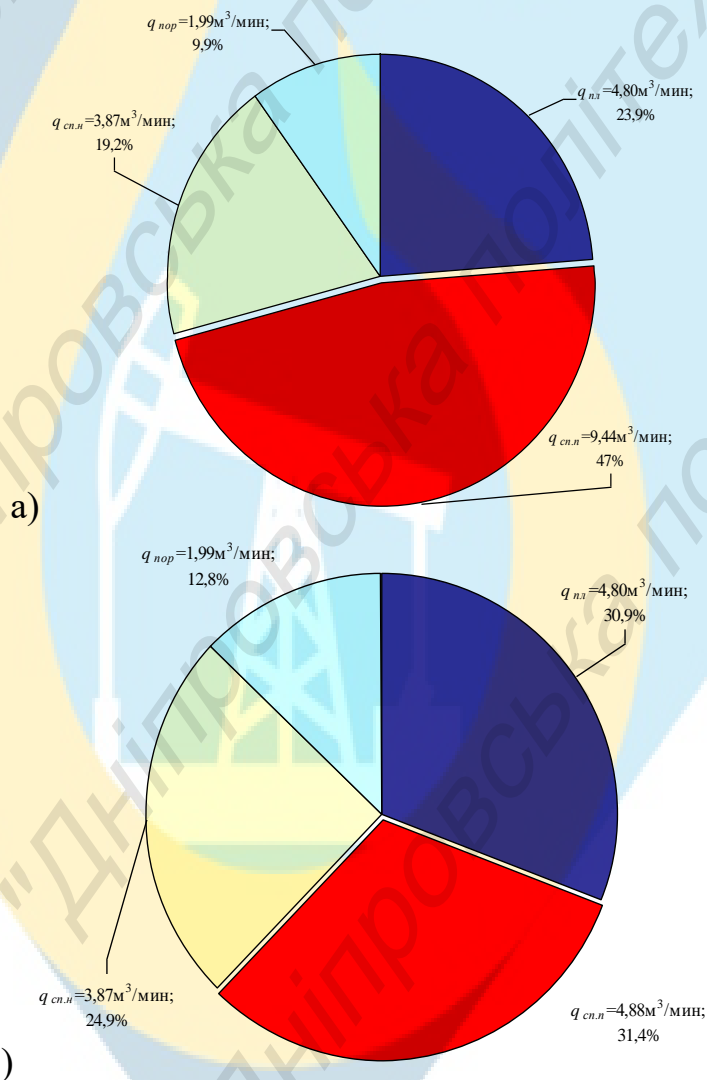


Рис. 2.1. Дольова участь окремих джерел метановиділення в газовому балансі виїмкової дільниці пл.  $C_{10}$ :

а) – без застосування дегазації;

б) – із застосуванням підземної дегазації.

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

Міцність пласта  $C_{10}$  - 0,75 м, природна газонасність 10-12 м<sup>3</sup>/т с.б.м, глибина відпрацювання 520 – 420 м.

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

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

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

## 2.3. Розрахунок параметрів

### 2.3.1. Визначення необхідного коефіцієнта дегазації

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

$$k_{дег.обц} \geq \frac{I_{обц} - I_v}{I_{обц}}$$

де  $I_{обц}$  – середнє очікуване метановиділення в дану виробку; або на виїмкову ділянку.  $I_{обц}$  визначають відповідно до методики прогнозу метанообільності по ДНАОП 1.1.30-6.09, м<sup>3</sup>/хв.;

$I_v$  – середній дебіт метану, який може бути розбавлений повітрям до безпечного утримання, з урахуванням нерівномірності виділення, м<sup>3</sup>/хв.  $I_v$  визначають за формулами:

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

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

$Q_{обц}$  – витрата повітря, що подається для провітрювання виробки або ділянки, м<sup>3</sup>/хв.

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

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

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

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

$k_{дез.п} = 0,41$  підземна дегазація;

$k_{дез.п} = 0,6$  вертикальними свердловинами, пробурених з поверхні.

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

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

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

$$d_{кр} = 11,05/21,07 = 0,52$$

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

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

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

Отже:

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

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

$$k_{дез.общ} = 0,53 > 0,22,$$

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

### 2.3.2. Вибір схеми дегазації підроблюваних зближених пластів

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

На виїмкових дільницях проводиться дегазація підроблюваних вугільних пластів шляхом буріння свердловин на підробляючі пласти. Свердловини буряться з погашаючого слідом за посування лави вентиляційного штреку з розворотом назустріч руху очисного забою (рис. 2.2) при відході лави від монтажного ходка на відстань 70м.

Відстань між свердловинами по простяганню пласта прийнято 20м.

В роботі повинно знаходитися не менше двох свердловин попереду лави.

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

Всі дегазаційні свердловини з концентрацією вище 25% залишаються підключеними до дегазаційного трубопроводу для подальшої роботи в невідтримуваній частині вентиляційного штреку. Запірна арматура, на



трубопроводі залишається за лавою, знімається, а підключення дегазаційних свердловин проводиться безпосередньо по дегазаційному трубопроводу.

Відведення метану з дегазаційних свердловин проводиться по жорсткому трубопроводу  $\varnothing 325\text{мм}$ . Відсмоктування надходить в дегазаційні свердловини метано-повітряної суміші здійснюється поверхневою вакуум-насосною станцією. Для підключення дегазаційних свердловин на дегазаційному трубопроводі  $\varnothing 325\text{мм}$  встановлюються відводи для трубопроводів  $\varnothing 150\text{мм}$  через кожні 20 м. У міру підробітки усть свердловин очисним забоем свердловини від'єднуються від газопроводу і закриваються спеціальними заглушками.

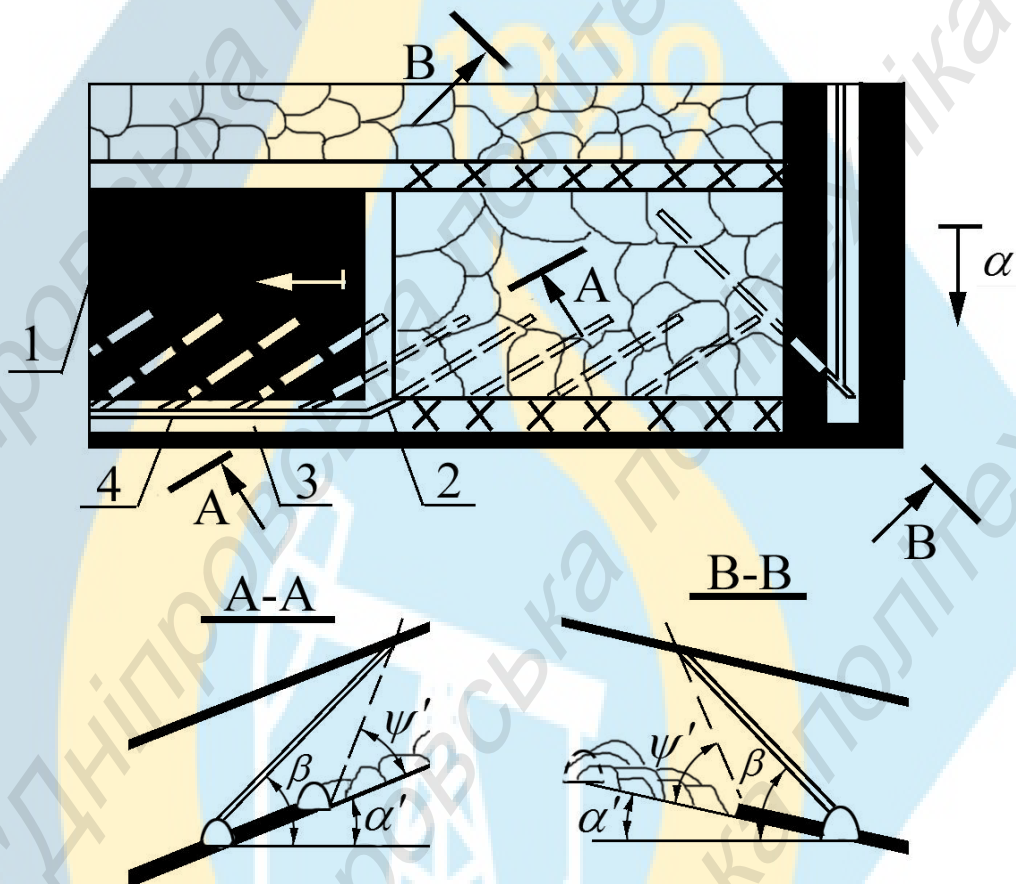


Рис. 2.2. Схема дегазації підроблюваних пологих пластів свердловинами, пробурених з вироблення, яка погашається за лавою:

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

### 2.3.3. Вибір схеми дегазації надроблюваних пластів

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

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

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

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

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

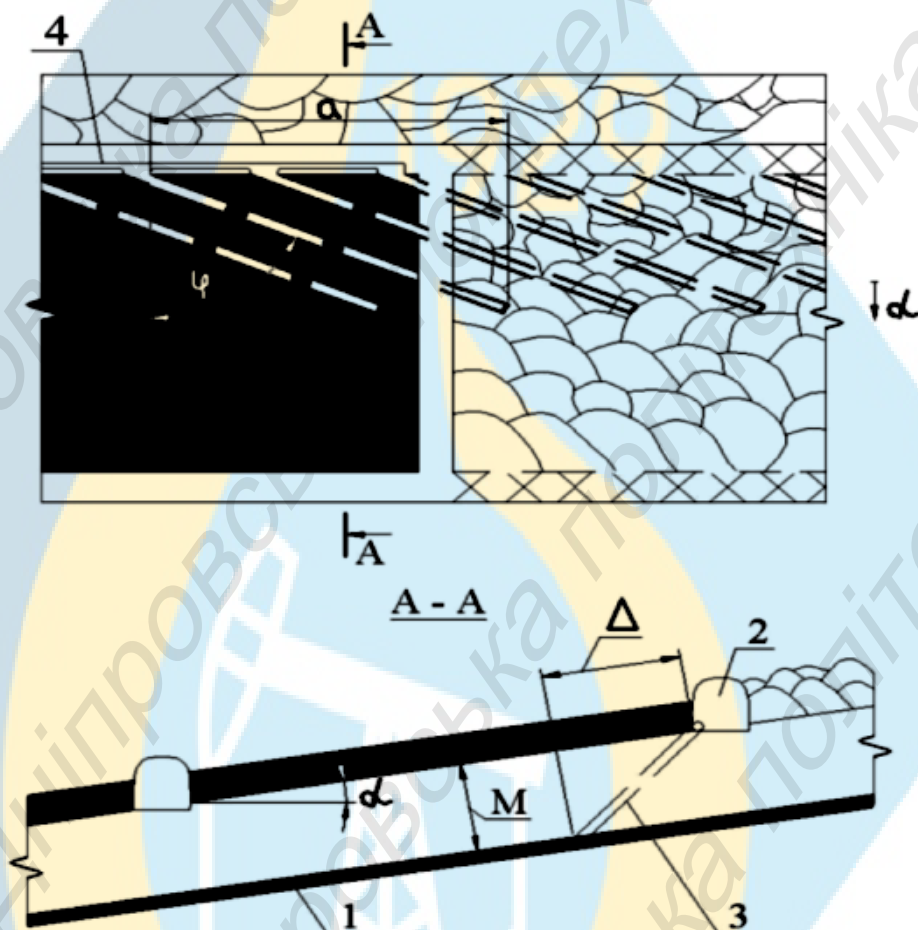


Рис. 2.3. Схема дегазації надроблюваного пласта свердловинами, пробуреними з погашаємого за очисним забоєм вироблення виїмкової дільниці:

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

#### 2.3.4. Розрахунок параметрів свердловин, пробурених для дегазації надроблюваних пластів

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

кут розвороту свердловини, пробурених з виробок, пройдених:

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

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

кут нахилу свердловини до горизонту:

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

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

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

$b_1$  - довжина зони, яка перешкоджає розвантаженню порід у виробці, з якої буриться свердловина, м (для розглянутих умов  $b_1=0$ );

$\alpha$  - кут падіння пласта, град;

$\Delta$  - відстань від проекції забою свердловини на розроблювальний пласт до кордону розвантаженої зони у виробці, м;

$M$  - відстань по нормалі від розроблюваного пласта до надробленого пласта, м.

Довжина свердловини:

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

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

Параметри	Значення
Індекс дегазаційного пласта	$C_{10}$
Потужність міжпластя М, м	35; 20; 15
$\Delta$ , м	40
Кут падіння пласта $\alpha$ , °	3
$b_1$ , м	0
$a_1$ , м	50
Кут розвороту свердловини $\varphi$ , °	55,2
Кут нахилу свердловини $\beta$ , °	33,5
Довжина свердловини $l_c$ , м	73
Глибина герметизації, м	10
Діаметр свердловини, м	0,093
Відстань між свердловинами, м	20
Місце установки бурового верстата	бортовий штрек

### 2.3.5. Визначення параметрів роботи поверхневих дегазаційних свердловин

Розрахунок параметрів і режимів дегазації проводять в наступному порядку.

Визначаємо кількість метану  $V$  в метрах кубічних, яке може виділитися з

вугле породного масиву в процесі його підробки:

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

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

де  $r_c$  – прийнята відстань між свердловинами, м;  $l_{oc}$  – довжина очисного забою, м;  $l_{oc} = 200$  м;  $\gamma_y$  – об'ємна маса вугілля, т/м<sup>3</sup>;  $\gamma_y = 1,26$  т/м<sup>3</sup>;  $k$  – кількість підроблюваних пластів, які залягають нижче кінця обсадної труби або початку першої, рахуючи від поверхні, перфорованої ділянки обсадної труби;  $k=8$ ;

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

$x_i, x_{0i}$  – відповідно природна і залишкова метаносність  $i$ -го підроблюваного пласта, м<sup>3</sup>/т; см. табл.2.2.

Таблиця 2.2. - Характеристика підроблюваних зближених пластів

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

при  $t_{ci} \leq 140$  сут

при  $t_{ci} > 140$  сут

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

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

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

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

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

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

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

$$M_p = 1,3 l_{оч} k_{ук} k_{л} \sqrt{m_g} (\cos \alpha_{nl} + 0,05 k_{л}), \text{ м}$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$M_i$  – найменша відстань від розроблюваного пласта до  $i$ -го підроблюваного пласта, м; см. табл. 2.2;

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

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

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

Якщо

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

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

$I_{кр}$  – дебіт метану з покрівлі, м<sup>3</sup>/хв;

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

Якщо

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

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

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

Перші сім свердловин мають дебіт  $I_{пол} > 5,66 \text{ м}^3/\text{хв}$  (см. табл. 2.3), тому прийняті параметри дегазації можна вважати раціональними.

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

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

де  $R_{уд.с}$  – питомий опір необсаженої частини свердловини, мм рт.ст. · хв/м<sup>4</sup>,

$R_{уд.с}$  розраховують за формулою:

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

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

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

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

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

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

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

де  $R_{ni}$  – опір підсмоктуванням повітря в  $i$ -ю свердловину, мм рт. ст. хв<sup>2</sup>/м<sup>7</sup>,  $R_{ni}$  визначають за формулою:

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

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

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

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

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

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

Результати розрахунку представлені в таблиці 2.3

Таблиця 2.3. - Результати розрахунку параметрів роботи поверхневих дегазаційних свердловин

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

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

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

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

Середня концентрація метану в витягуюваній метано-повітряної суміші:

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

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

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

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

де  $Q_c$  – витрата метано-повітряної суміші, м<sup>3</sup>/хв;

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

Тип вакуум-насоса – ВВН2-150;

кількість – 2 шт.

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

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

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

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

$P_{ко}$  визначають за формулою:

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

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

$\gamma_c$  – щільність метано-повітряної суміші, кг/м<sup>3</sup>.  $\gamma_c$  визначають за формулою:

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

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

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

$R_{уд.м}$  – питомий опір обсадної труби, мм рт. ст. хв<sup>2</sup>/м<sup>7</sup>.  $R_{уд.м}$  визначають за формулою:

$$R_{уд.м} = \frac{1,7 \cdot 10^{-4}}{d_{ом}^{5,33}}$$

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

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

## 2.4. Організація робіт по реалізації прийнятих рішень

### 2.4.1. Організація дегазаційних робіт

Роботи по дегазації повинні виконуватися ділянкою профілактичних робіт з техніки безпеки. Основним завданням ділянки є зниження



метанообільності гірничих виробок шляхом виконання робіт по дегазації відповідно до цього проекту.

В обов'язки ділянки входять наступні функції:

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

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

#### **2.4.2. Техніка безпеки при бурінні і експлуатації дегазаційних свердловин**

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

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

Дегазаційні камери і вироблення в місцях установки бурового верстата повинні бути забезпечені первинними засобами пожежогасіння згідно з "Інструкцією з протипожежного захисту вугільних і сланцевих шахт".

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### **2.4.3 Порядок буріння вертикальних дегазаційних свердловин з поверхні**

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

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

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

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

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

На кожній діючій системі дегазації свердловині необхідно встановити засувку, пристрій для вимірювання витрати, метано-повітряної суміші,

розрідження і змісту в ній метану і, в разі надходження зі свердловини води - водовіддільник.

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

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

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

#### 2.4.4. Устаткування для здійснення дегазації

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

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

Таблиця 2.4. - Технічна характеристика ВВН2-150

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

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

Вакуум-насосна станція обладнується трансформаторною підстанцією з двома трансформаторами.

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

Для забезпечення ефективної і безпечної роботи вакуум-насосні станції

обладнуються комплектом контрольно-вимірювальної і захисної апаратури. Для вимірювання витрати газової суміші, що витягується дегазаційною установкою, застосовуються витратоміри кільцевого типу ДК.

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

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

#### 2.4.5. Заходи по збільшенню концентрації метану в метано-повітряної суміші

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

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

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

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

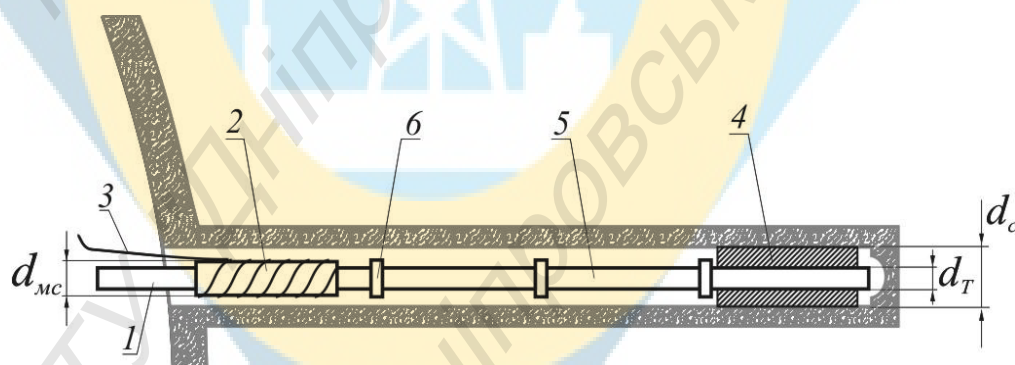


Рис. 2.4. Герметизатор дегазаційний (ГДПМ): 1 - опорна секція; 2 - прокладка манжета (стисла); 3 - трос; 4 - прокладка секція (розкрита); 5 - проміжна секція; 6 - сполучна муфта

Таблиця 2.5. - Характеристика герметизатора ГДПМ

Діаметр свердловини під обсадку, $d_c$ , мм	Діаметр обсадної труби, $d_T$ , мм	Діаметр манжети, мм		Ступінь стиснення відкритої манжети <sup>1)</sup> , $P_{сж}$
		стислій, $d_{mc}$	повністю розкритою, $d_{mp}$	
93	60	80	140	4,0
112	76	91	136	4,2
112	89	99	129	4,0
132	89	106	149	3,5
132	108	125	168	3,5

<sup>1)</sup> Ступінь стиснення відкритої манжети розраховують за формулою

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

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

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

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

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

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

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

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

- 1,6 МПа при прокладанні у вертикальних виробках.

Для ущільнення фланцевих з'єднань застосовують паронітові або металеві прокладки. Внутрішній діаметр прокладки повинен бути на 2 ... 3 мм більше внутрішнього діаметра труби. Дозволено додаткове ущільнення фланцевих

з'єднань синтетичними смолами, дозволеними до застосування в гірничих виробках відповідно до ДНАОП 1.1.30-1.01.

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

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

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

У місцях можливого скупчення води в газопроводах встановлюють водороздільники з ємністю збірного бака від 0,2 м<sup>3</sup> до 1,5 м<sup>3</sup> в залежності від добового припливу води. Якщо з дегаційних свердловин виділяється вода, то на свердловині або групі свердловин встановлюється водовіддільник. Конструкція водоотделителя повинна виключати вихід метану через нього в вироблення.

### 3. ТЕХНОЛОГІЯ УТИЛІЗАЦІЇ ШАХТНОГО МЕТАНУ

#### 3.1. Моторне паливо з природного газу

Шахтний газ, що каптується від попередньої дегазації (КПГ), 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 бензині 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 бензині 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 (ЗПГ) 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 ЗПГ.

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 (ЗПГ). 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 шахтного метану в якості моторного палива.

За даними фірми «Форд» (США), потужність автомобільного двигуна, працюючого на КПГ після 55 тис. миль 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 КПП 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 КПП, 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.).

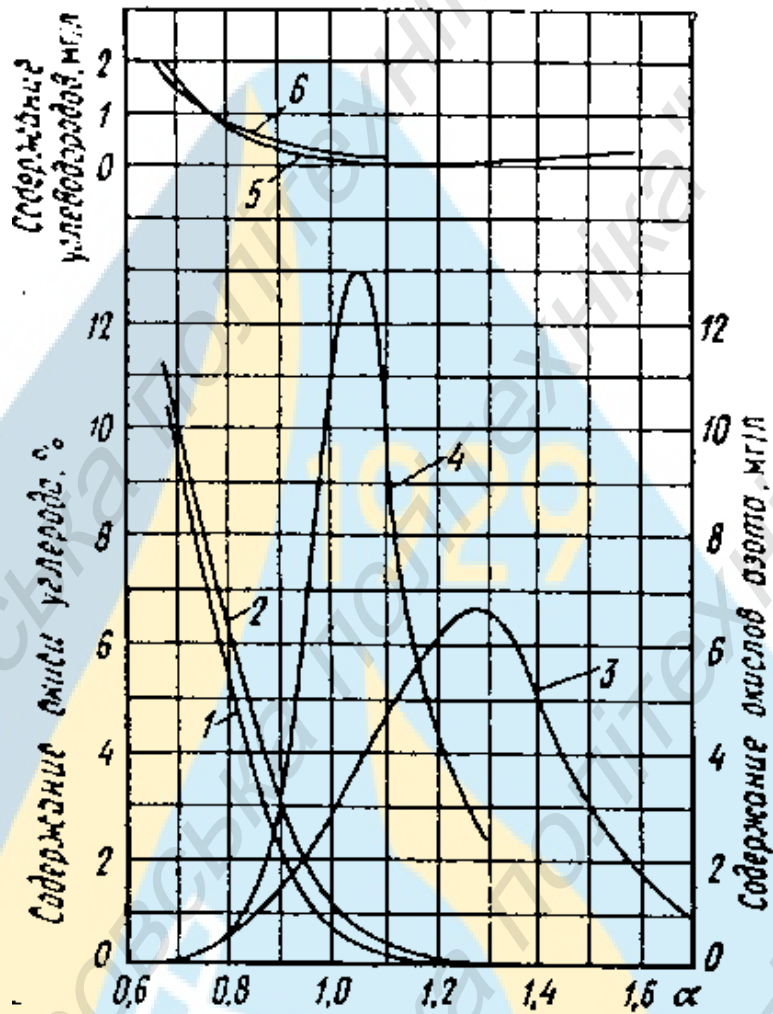


Рис. 3.1. - Токсичні регулювальні характеристики при роботі двигуна на бензині і газовому паливі. Вміст в газах, що відпрацювали: окисли вуглецю: 1 - на газовому паливі; 2 - на бензині; оксидів азоту: 3 - на газовому паливі; 4 - на бензині; вуглеводнів: 5 - на газовому паливі; 6 - на бензині

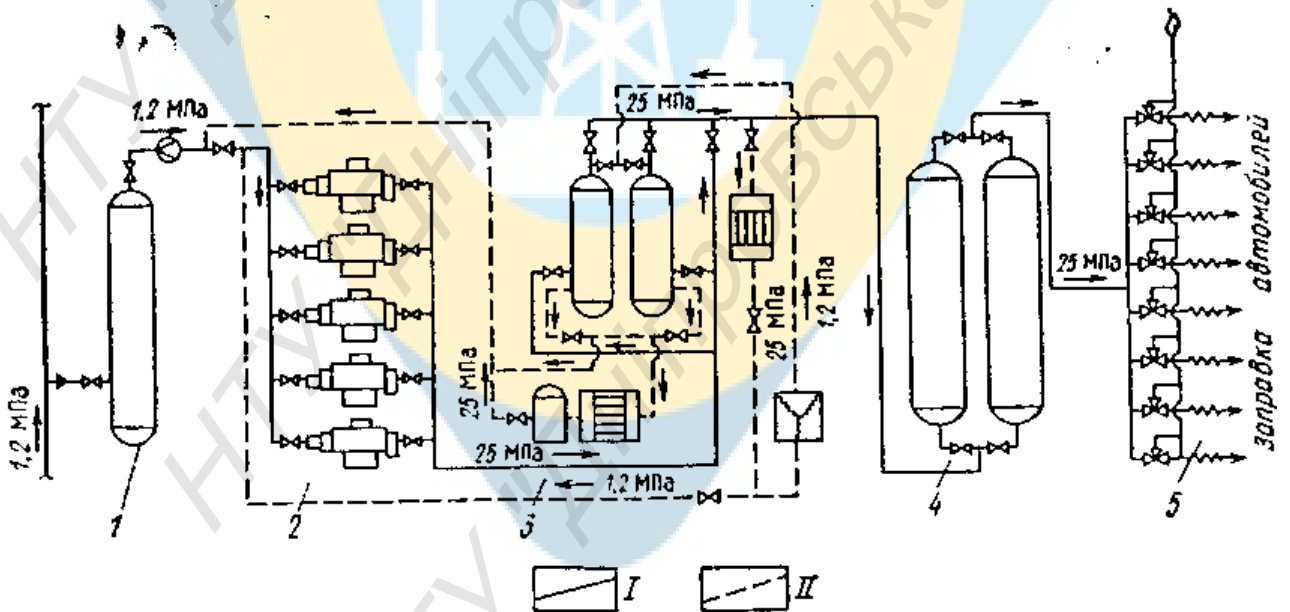


Рис. 3.2. - Принципова технологічна схема АГНКС: I - газомоторне паливо; II - газ генерації

**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, більшу 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 докiлля 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 (СО) і тому отруйні.

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

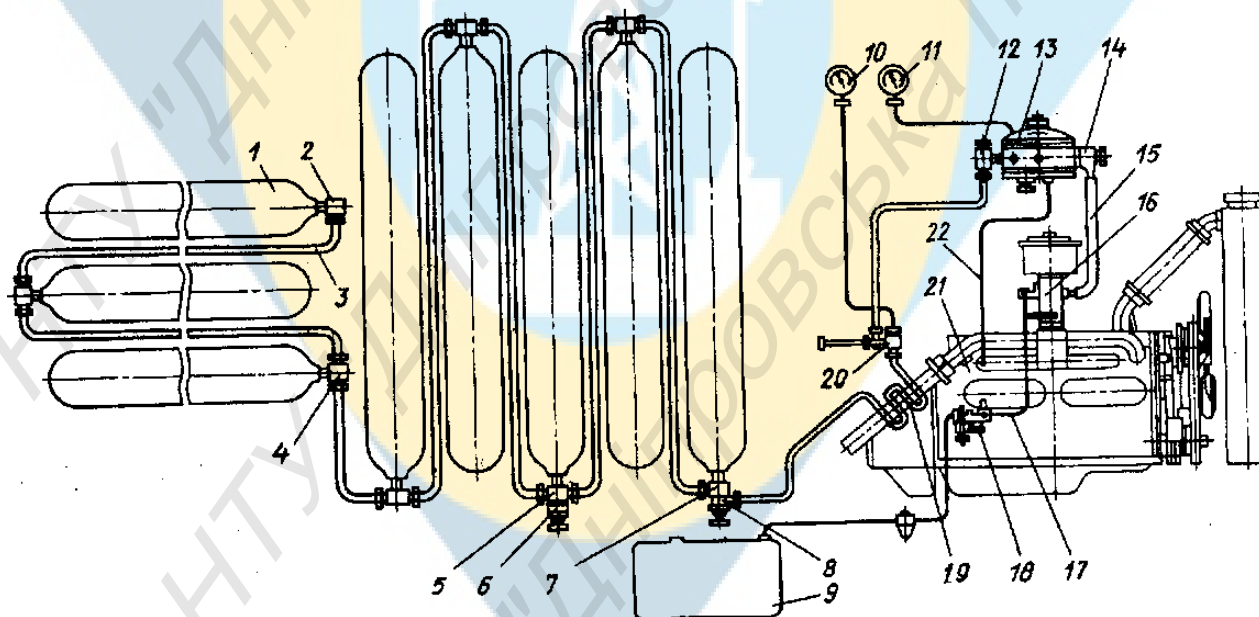


Рис. 3.3. - Схема автомобільної газобалонної установки для стислого газу:  
1 - балон; 2 - кутник балону; 3 - газопровід високого тиску; 4 - трійник балона;

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 вентиля 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 бензиномастильностією 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

$$m_{max} = \frac{n_p \cdot Q_k \cdot V}{Q_3},$$

де  $n_p$  - кількість робочих компресорів;  $Q_k$  - подання компресора, м<sup>3</sup>/хв;  
 $V$  - коефіцієнт завантаження АГНКС;  $Q_3$  - середній об'єм заправки автомобіля, м<sup>3</sup>/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;

$\tau_{см}$  - 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.

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

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 досягнувши 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>:

$$q_{\text{сут}} = V_3 \cdot K,$$

де  $V_3$  - об'єм газу на одну заправку при  $P = 0,1013$  МПа;  $T = 293$  К,  $\text{м}^3$ ;

Кількість заправок автомобілів за добу.

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

$$V = V_6 \cdot n_6,$$

де  $V_6$  - місткість балона,  $\text{м}^3$ ;  $n_6$  - кількість балонів.

Місткість стандартних балонів для вантажних автомобілів і автобусів складає 50 л ( $0,05 \text{ м}^3$ ).

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

$$V_3 = \frac{V \cdot P_3 \cdot T_{\text{ст.}}}{P_{\text{ст.}} \cdot Z_{\text{середн.}} \cdot T_3}$$

де  $P_3$  - тиск заправки автомобіля, МПа;

$T_3$  - температура газу заправки автомобіля, К.

$Z_{\text{середн.}}$  - середній коефіцієнт стисливості визначається по складу газу;

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

$P_{\text{ст.}}$  - 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

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

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

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

Кількість заправок без включення компресора визначається:

$$n_a = \frac{V_{\text{г.з.}}}{W_3},$$

де  $W_3$  - об'єм заправки автомобіля цієї марки  $\text{м}^3$ .

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,  $\text{м}^3/\text{год}$  :

$$q_{r1} = \frac{q_1}{8},$$

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

Кількість компресорів :

$$n_k = \frac{q_{r1}}{q_k}.$$

Кількість заправок в 1 зміну:

$$n_3^1 = \frac{q_1}{q_k}.$$

Кількість заправок в годину при тривалості зміни 8 годин:

$$n_3^r = \frac{n_3^1}{8}.$$

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

$$m = \frac{n_3}{10}$$

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

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

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 «Західно-Донбаська», де відносна газоносність складає 6500 м<sup>3</sup>/год. З урахуванням втрат на вентиляційному струмені (до 70%) прийmemo 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  $Q_3=90$  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:

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

Приймаємо  $m_{\text{max}}=2$ .

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:

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

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

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

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

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

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

$$Z_2 = 0,9;$$

$$\Delta P = 0,1 \left( \frac{25}{0,89} - \frac{22}{0,85} \right) \cdot \frac{1}{0,1013} = 2,17.$$

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

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

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  $P_{пр.}$  і  $T_{пр.}$ , прийнявши для метану  $P_{кр.}=4,74$  МПа,  $T_{кр.}=190$  К.

Тоді

$$P_{пр.} = \frac{P_{з.}}{P_{кр.}} = \frac{20}{4,74} = 4,2;$$
$$T_{пр.} = \frac{T_{з.}}{T_{кр.}} = \frac{297}{190} = 1,56.$$

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

Об'єм газу на одну заправку визначається за формулою:

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

Добова потреба АГНКС визначається за формулою:

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

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  $Z_2$ .

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

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

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

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

Об'єм газу для заправки автомобілів визначається за формулою:

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

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 вища 40°C, а температура точки роси газу по волозі при тиску 20 МПа не вище 30°C. Прийняті величини забезпечують відсутність гідратоутворення 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 електрохімзахист 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.

## 4. ОХОРОНА ПРАЦІ

### 4.1. Вимоги безпеки при бурінні дегазаційних свердловин

1. Основними роботами (операціями), що виконуються машиністом бурової установки підземним, відповідно до «Єдиного тарифно-кваліфікаційного довідника робіт і професій робітників», є:

- монтаж (демонтаж) бурової установки;
- управління буровою установкою під час буріння свердловин різного призначення;
- обсадка, герметизація свердловин і ін.

2. Монтаж бурової установки проводиться відповідно до затвердженого паспортом в присутності змінного ІТП ділянки. Бурова установка повинна встановлюватися в камері або ніші. Розміри проходів між стінками камери і обладнанням повинні бути не менше:

- 0,7 м - з боку нерухомих частин;
- 1,0 м - з боку рухомих частин;
- 1,6 м - з боку розміщення обслуговуючих осіб.

3. Кріплення бурової установки проводиться за допомогою пристосувань, передбачених конструкцією установки, відповідно до затвердженого проекту (паспортом).

4. Пускова апаратура повинна бути встановлена не ближче 10 м з боку поступаючого струменя повітря.

Забороняється встановлювати в камері (ніші) спільно пускову апаратуру і бурову установку.

5. У виробках з локомотивною відкаткою перед початком роботи по бурінню необхідно встановлювати на відстані 80 м в обидва боки від бурової установки світлові сигнали і попереджувальні знаки.

6. Перед початком буріння на відстані 10-15 м від бурової установки з боку поступаючого струменя повинні бути встановлені засоби пожежогасіння - ящик з піском місткістю не менше 0,2 м<sup>2</sup> і два вогнегасники.

7. Масло та інші мастильні матеріали повинні зберігатися в металевих посудинах, використаний обтиральний матеріал - в металевому ящику з кришкою.

Не допускається проток і витік масла з бурової установки на ґрунт. Якщо ж стався проток масла на ґрунт, воно повинно бути прибрано із застосуванням піску або інертного пилу.

8. Управління буровою установкою повинно здійснюватися з пульта управління. Під час роботи машиніст бурової установки підземний повинен стежити за справністю бурової установки і за станом її кріплення у виробленні, за правильною орієнтацією бурового інструменту і ефективністю роботи засобів пилоподавлення.

Буріння свердловин проводиться з промиванням водою або водоповітряною сумішшю. У тому випадку якщо здійснення промивки утруднено, допускається застосування зрошення гирла свердловини, при цьому тиск води

має бути не менше 0,5 МПа, а витрата не менше 20-30 л / хв (водо-повітряної суміші - 10-15 л / хв).

Машиністу бурової установки підземному забороняється залишати робоче місце при роботі бурової установки або передавати управління верстатом іншій особі, яка не мала на це відповідного права.

9. Під час буріння повинен здійснюватися контроль за вмістом метану у бурової установки за допомогою газоаналізатора безперервно дії, який встановлюється на відстані не більше 1 м від буримої свердловини у напрямку руху повітряного струменя, в 20-30 см вище гирла свердловини.

10. Під час буріння, а також при нарощуванні або демонтажі бурового става під свердловиною не повинні перебувати люди.

11. Якщо передбачається вихід ріжучого інструменту в гірничу виробку (наприклад, в вентиляційний штрек) або є ймовірність такого виходу, машиніст бурової установки (верстата) підйомний зобов'язаний попередити про це працюючих на цій ділянці вироблення людей і вжити заходів, що виключають можливість травмування людей або пошкодження кабелів, трубопроводів та іншого обладнання.

12. Для попередження аварій машиніст бурової установки підземний повинен:

- застосовувати справне бурове обладнання та інструмент. Буровий інструмент повинен відповідати глибині, діаметру і гірничо-геологічними умовами буріння;
- застосовувати правильні і безпечні прийоми роботи відповідно до технології буріння свердловин;
- стежити за станом різьбових з'єднань штанг і «ліхтарів»;
- не допускати викривлення штанг.

13. При аварії з буровим інструментом (обрив става, затискання, заклинювання і ін.) Машиніст бурової установки підземний зобов'язаний довести до відома особи змінного нагляду і під його керівництвом проводити роботи по ліквідації аварії.

14. При бурінні не повинні допускатися витoki води з промивного пристрою і системи підведення води до бурової установки.

15. Забороняється:

- бурити в виробці з порушеним кріпленням;
- бурити без пиловловлювання або зрошення;
- бурити погнутими штангами або з несправною різьбою;
- пересувати бурову установку за допомогою її приводу;
- опускати обладнання та бурового інструменту, скидаючи їх у похилих виробках і свердловинах;
- експлуатувати бурову установку, інше електрообладнання і пускову апаратуру без заземлення або з несправним заземленням. При несправності заземлення бурова установка повинна бути відключена.

16. Буріння дегазаційних свердловин.

16.1. Буріння дегазаційних свердловин необхідно проводити відповідно до паспорта, точно витримувати кути нахилу, розвороту і довжину свердловин;

16.2. Машиніст бурової установки підземний повинен починати буріння свердловини тільки після установки і цементації обсадної труби-кондуктора і при наявності спеціального акту випробування на герметичність

16.3. При перерві в роботі з буріння понад 2 години гирло системи дегазації свердловини перекривається засувкою або металевою заглушкою.

16.4. При інтенсивному газовиділенні зі свердловини буріння припиняється, гирло свердловини перекривається, відключається електроенергія і повідомляється про це змінному інженерно-технічному працівнику ділянки.

Подальше буріння допускається тільки через пристрій, що забезпечує ізольований відвід газу зі свердловини.

16.5. При бурінні дегазаційних свердловин на пластах-супутниках машиніст бурової установки підземний зобов'язаний дотримуватися наступної послідовності робіт:

- разбурити гирло свердловини під обсадну трубу;
- встановити обсадну трубу і загерметизувати простір за трубою;
- бурити свердловину до наміченого пласта-супутника через обсадну трубу.

16.6. Свердловини, пробурені на пласти-супутники, необхідно під'єднати до газопровода. При відсутності такої можливості гирла свердловин повинні перекриватися засувками, заглушками або герметизаторами.

По закінченню буріння свердловини її необхідно промити водою до повного виносу бурової дрібниці.

Приєднання свердловин до газопровода здійснюється гофрованим шлангом, закріпленим на трубах трьома металевими хомутами на кожному кінці.

Устя використаних і відключених від газопроводу свердловин в діючих гірничих виробках перекриваються металевими заглушками з негорючими прокладками.

#### **4.2. Протипожежний захист при бурінні свердловин**

Первинні засоби пожежогасіння розташовуються у кожній діючої електроапаратури та у бурового верстата відповідно до вимог Правил безпеки. У місці розташування пускової апаратури у розподільного пункту передбачена установка 4-х вогнегасників і ящика з піском ємністю 0,2 м<sup>3</sup>.

За 1021 збірному штреку прокладений протипожежний трубопровід діаметром 100 мм з пожежними гайками діаметром 70 мм встановленими через кожні 50 м по його довжині. Трубопровід постійно заповнений водою під тиском не менше 6 атм.

Машиніст бурового верстата повинен стежити за тим, щоб первинні засоби пожежогасіння, встановлені у бурового верстата були в справному стані.

## 5. ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА ЗАПРОПОНОВАНИХ РІШЕНЬ

### 5.1. Витрати на реалізацію рішення

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

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

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

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

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

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

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

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

Укрупнені показники експлуатаційних витрат на дегазацію розраховуються за такими видами і елементами: матеріали, заробітна плата з нарахуваннями; електроенергія; амортизация.

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



прийнятими технічними нормативами; матеріал для обсадження і герметизації свердловин; спецодяг.

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

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

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

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

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

Елемент витрат	Підз. дег.	ППВНС	Σ
1	2	3	4
Капітальні витрати на дегазацію, тис.грн:	5270,433	2724,000	7994,433
- будівлі вакуум-насосної станції, тис.грн	1492,934	100	1592,934
- обладнання вакуум-насосної станції, тис.грн	600	600	1200
- захисна і контрольно-вимірвальна апаратура, тис.грн	408	408	816
- система газо-повітряних трубопроводів, тис.грн	1329,50	616,00	1945,492
- бурові верстати, тис.грн	1440	1000	2440
Експлуатаційні витрати, тис.грн / рік:	957,222	964,808	1922,03
- витрати на ПММ, тис.грн / рік	0,808	0,808	1,616
- витрати на електроенергію, тис.грн / рік	32,414	40	72,414
- витрати на зарплату працівників дегазації	924	924	1848
Витрати на амортизацію, тис.грн / рік:	194,3641	69	263,3641
- амортизація споруд	134,36406	9	143,36406
- амортизація обладнання, тис.грн / рік	60	60	120
РАЗОМ	6422,019	3757,808	10179,827

## 5.2. Економічна ефективність вилучення метану

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

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

$$C_d = \frac{\left(\frac{S_{II}}{l_c}\right) L_c C_b n_{ск}}{S_n P L_n}, \text{ грн/т}, \quad (5.1)$$

де  $S_{II}$  – довжина виїмкового поля, м;  $C_b$  – вартість буріння 1 м дегазації свердловини, грн/м;  $n_{ск}$  – число свердловин в куці;  $L_n$  – довжина очисного забою, м;  $L_c$  – довжина свердловини, м;  $P$  – продуктивність пласта, т/м<sup>2</sup>;

$l_c$  – відстань між свердловинами, м.

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

$$\mathcal{E}_d = \frac{\gamma_0 C_{ш} A_c^{III} n_{дн}}{100} (0,8\alpha_l - 0,8), \text{ грн}$$

де  $\gamma_0$  – питома вага умовно-постійних витрат з обслуговування одного очисного вибою в загальношахтній собівартості 1 т видобутого вугілля, %;

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

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

Таблиця 5.2 - Результати розрахунку питомих витрат на буріння дегазаційних свердловин

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

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

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

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

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

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

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

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

згідно [7] приймаємо  $E_{y.n} = 0,26$

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

Таблиця 5.3 - Результати розрахунку економічної ефективності дегазації очисних вибоїв

	$A_c'''$	$A_n$	$a$	$C_{ш}$	$C_l$	$n_{дн}$	$\gamma_0$	$E_{y.n}$	$C_p$
	т/добу	т/добу		грн/т	грн/т	днів	%	долі од.	грн/т
$C_{10}^B$	996,0	1700	1,707	142,7	60	305	1,6	0,24	19,4
$C_8^B$	700	1100	1,571	142,7	60	305	1,6	0,24	15,7
$C_8^H$	700	1100	1,571	142,7	60	305	1,6	0,24	15,7
									66,3

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

$$C_0 = C_p - C_d, \text{ грн/т.}$$

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

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

$$\mathcal{E}_d = A_{z.d} \cdot C_0, \text{ грн}$$

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

Економічний ефект застосування дегазації визначається з виразу:

$$S_d = \frac{C_0}{C_d} 100, \%$$

	$C_0$	$\mathcal{E}_d$	$S_d$
	грн/т	грн/рік	%
$C_{10}^B$	2,44	1266892	14,44

Величина підвищення добового навантаження на шахту  $\Delta A_c^u$  становить суму підвищення навантаження на окремі очисні вибої, де застосовується дегазація,

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

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

Коефіцієнт зростання навантаження на шахту дорівнює

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

$$\alpha_{ш} = 1,61$$

де  $A_c^u$  – добове навантаження на шахту до підвищення навантаження, т.

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

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

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

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

Річна економія при збільшенні навантаження на шахту в цілому:  
при  $\alpha_{ш} > 1,1$

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

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

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

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

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

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

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

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

при  $\alpha_{ш} > 1,1$

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

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

$$C_p^u = 18,4 \text{ грн/т};$$

Слід мати на увазі, що розрахункова величина зниження експлуатаційних витрат при застосуванні дегазації буде дещо занижена, тому що не враховується можливе зменшення витрат на вентиляцію. Зниження кількості повітря, що проходить по виробках при застосуванні дегазації, призводить до зменшення необхідних за умовами провітрювання перетинів гірничих виробок. Залежно від технічної ефективності дегазації зниження площі поперечного перерізу виробок коливається в межах 5 - 24%.

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

Річна економія при підвищенні навантаження на шахту визначається з виразу:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_0^u &= C_p^u (A_2^u + \Delta A_2^u), \text{ грн} \\ \mathcal{E}_0^u &= 28104709,69 \text{ грн} \end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_u &= \mathcal{E}_0^u - (\mathcal{E}_\partial^u + \mathcal{E}_9^u), \text{ грн} \\ \mathcal{E}_u &= 17924882 \text{ грн} \end{aligned}$$

де  $\mathcal{E}_9^u$  – експлуатаційні витрати на дегазацію по шахті в цілому, грн/ рік.

Питомі витрати на дегазацію шахти визначаються з виразу:

$$C_\partial^u = \frac{\mathcal{E}_\partial^u - \mathcal{E}_9^u}{A_2^u}, \text{ грн/т},$$

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

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

$$C_c = C_u - \left[ C_u - (C_p^u - C_\partial^u) + \frac{E_n^c K_2}{A_2^u} \right], \text{ грн/т}, \quad (5.2)$$

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

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

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

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

$K_2$  – капітальні витрати на ведення дегазаційних робіт, грн;

$K_2 = 10179827$  грн

$A_2^u$  – річне навантаження на шахту, т;

Після перетворення виразу (5.2) отримаємо:

$$C_c = C_p^u - C_d^u - \frac{E_n^2 K_z}{A_z^u}, \text{ грн/т,}$$

$$C_c = 14,10 \text{ грн/т.}$$

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

$$S_d^u = \frac{C_p^u - C_d^u}{C_u} 100, \%$$

$$S_d^u = 10,25 \%$$

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

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

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

### 5.3. Економічна ефективність використання метану

Видобуток МВС поверхневими свердловинами при дегазації очисного забою складе:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$\beta$  – витрата метану для опалення одного котла, м<sup>3</sup>/хв.

$$B_y = 2\,862\,196 \text{ грн/рік}$$

Значення  $\beta$  для котлів типу ДКВ-10/13 приймається рівним 13,3.

Річна економія по фонду зарплати визначається за формулою:

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

де  $\mu$  – середня тарифна ставка робітників, які обслуговують котельну установку, грн;

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

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

Величина  $B_3$  визначена в розділі 3 цього дипломного проекту і складає 313 380 грн / рік.

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

$$B_0 = B_y + B_3, \text{ грн}$$

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

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

Економія при спалюванні  $1 \text{ м}^3$  каптованого метану:

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

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

$$b = 0,028 \text{ грн/м}^3$$

Зниження питомих витрат при опаленні котельні каптованим газом складе

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

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

Термін окупності капітальних витрат на переобладнання котельні дорівнює

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

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

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

Загальна річна економія в цілому по шахті газу становить

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

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

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

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

$$C_c^{ob} = C_p^u + C_k - C_d^u - \left( \frac{E_n^z K_z + E_n^k K_k}{A_z^u} \right), \text{ грн/т.}$$

$$C_c^{ob} = 15,85 \text{ грн/т}$$

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

$$S_d^{ob} = \frac{\mathcal{E}_{ob}}{A_z^u C_u} \cdot 100, \%$$

$$S_d^{ob} = 8,77 \%$$

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

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

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

Таблиця 5.3 - Техніко-економічні показники при застосуванні дегазації і використанні каптованого газу

	Показник	Од. вим.	Значення
$\alpha_z$	Коефіцієнт зростання навантаження на лаву	частки од.	1,71
$\alpha_u$	Коефіцієнт зростання навантаження на шахту	частки од.	1,61
$C_u$	Виробнича собівартість 1 т вугілля в цілому по шахті до підвищення навантаження	грн/т	442,7
$n_{дн}^u$	Число днів роботи шахти на рік		305
$C_b$	вартість буріння 1 м дегазації свердловини		
	- для підземних свердловин	грн/м	153
	- для поверхневих свердловин	грн/м	679
$f$	Середня ціна 1 т вугілля, що йде на виробничо-технічні потреби шахти	грн	300
$Q_k$	Видобуток МВС поверхневими свердловинами	м <sup>3</sup> /хв	260,3
$A_{свт}^z$	Добове навантаження на лаву:	т/добу	
	- без дегазації		996
	- з підземною дегазацією		1164
	- з підземною дегазацією + дегазація поверхневими свердловинами		1700
$A_z^u$	Річна навантаження на шахту:	т/рік	
	- без дегазації		944 280
	- з підземною дегазацією		1 061 520
	- з підземною дегазацією + дегазація поверхневими свердловинами		1 230 000
$C_p^u$	Величина зниження експлуатаційних витрат по шахті в результаті підвищення навантаження на шахту за рахунок застосування дегазації	грн/т	18,4
$C_d^u$	Питомі витрати на ведення дегазаційних робіт	грн/т	3,81
$C_c$	Величина порівняльної економічної ефективності (розраховується шляхом порівняння поточних витрат (собівартості) по шахті в цілому до застосування дегазації і питомих приведених витрат при дегазації)	грн/т	14,1
$\mathcal{E}_z^u$	Експлуатаційні витрати на дегазацію по шахті в цілому	грн/рік	2 185 394
$\mathcal{E}_d^u$	Загальні витрати на дегазацію по шахті	грн	7 994 433
$\mathcal{E}_0^u$	Річна економія при підвищенні навантаження на шахту	грн	28 104 710
$\mathcal{E}_u$	Річна економія при підвищенні навантаження на шахту при застосуванні дегазації	грн	17 924 882
$S_d^u$	Економічний ефект застосування дегазації в цілому по шахті	%	10,25
$T$	Термін окупності капітальних вкладень на ведення дегазаційних робіт	років	0,57



$K$	Вартість переобладнання котельні для опалення каптованого газу	грн	5 000 000
$b$	Економія при спалюванні 1 м <sup>3</sup> каптованого метану	грн/м <sup>3</sup>	0,028
$B_z$	Зменшення абсолютної величини заробітної плати обслуговуючого персоналу котельні	грн/рік	313 380
$B_y$	Річний економічний ефект від використання каптованого метану в шахтних котельнях	грн/рік	2 862 196
$B_0$	Загальна додаткова річна економія при перекладі котельні установки на опалення каптованого газу	грн/рік	3 175 576
$C_H$	Зниження питомих витрат при опаленні котельні каптованого газом	грн/т	2,08
$G$	Термін окупності капітальних витрат на переобладнання котельні	років	1,57
$E_{об}$	Загальна річна економія в цілому по шахті при застосуванні дегазації і використанні каптованого газу	грн/рік	<b>19 082 475</b>
$C_c^{об}$	Величина порівняльної економічної ефективності, що розраховується шляхом порівняння поточних витрат (собівартості) по шахті в цілому до застосування дегазації і питомих приведених витрат на ведення дегазаційних робіт з урахуванням використання каптованого газу	грн/т	11,2
$S_o^{об}$	Загальний економічний ефект від застосування дегазації при використанні каптованого газу	%	8,77
$T_{об}$	Термін окупності капітальних вкладень на ведення дегазаційних робіт в шахті і переобладнання котельні для опалення каптованого газом	міс	10

## ВИСНОВКИ

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

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

У роботі розглянута можливість вилучення шахтного метану і його утилізації в умовах шахти «Західно-Донбаська».

Прогнозні ресурси вуглеводневих газів складають 1,5 млрд. м<sup>3</sup>. З досвіду роботи шахти «Західно-Донбаська» та ім. Героїв Космосу ефективність внутрішньошахтних дегазації становить в середньому 15%.

Роботою запропоновано впровадження дегазації підробляємої метаноносності вуглепородної товщі свердловинами, пробурених з денної поверхні, що працюють спільно з підземною дегазаційною системою, що забезпечує зниження газоносності виїмкової ділянки і підвищення навантаження на очисний вибій.

Запропоновані в третьому розділі заходи щодо підвищення концентрації метану в метано-повітряної суміші дозволяють утилізувати його в топках шахтних котелень. При подальшому вдосконаленні системи дегазації можливі й інші варіанти утилізації шахтного метану, що істотно підвищить економічну ефективність застосування комплексної дегазації.

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

Загальна річна економія в цілому по шахті при застосуванні дегазації і використанні каптованого газу складе 19 млн. грн.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Правила безпеки у вугільних шахтах: НПАОП 10.0-1.01-10. – К.: Друкарня ДП «Редакція журналу «Охорона праці», 2010. – 430 с.
2. Збірник інструкцій до правил безпеки у вугільних шахтах. / Міністерство палива та енергетики України – К.: Основа, 2010.  
Т.1. – 2010. – 425 с.  
Т.2. – 2010. – 399 с.
3. Руководство по проектированию вентиляции угольных шахт. – К.: Основа, 1994. – 311 с.
4. Дегазация угольных шахт. Требования к способам и схемы дегазации: СОУ 10.1.00174088.001-2004. – [Чинний від 2005-01-01]. – К.: Минтопэнерго Украины, 2004. – 162 с. – (Стандарт Минтопэнерго Украины)
5. Экономическая эффективность дегазации угольных пластов скважинами \ А.С. Бурчаков, А.Т. Айруни, Е.М. Гитин, Е.И. Слепцов. – М., ЦНИЭИуголь, 1974. – 56 с.
6. Морев А.М., Сахаров Н.М. Дегазация угольных шахт и использование метана. – Донецк: Донбасс, 1974. – 112 с.
7. Воздвиженский Б.И., Сидоренко А.К., Скорняков А.Л. Современные способы бурения скважин. М., Недра, 1978. – 342 с.
8. Бойко В.А. Способ утилизации шахтного метана в атмосфере горных выработок газовых шахт. – Горный информационно-аналитический бюллетень. 2000. – № 7. – С. 195-197.
9. Бойко В.А., Бойко А.В. Анализ возможных способов утилизации метана газовых шахт донбасса и выбор оптимального. – Уголь Украины. 2002. – № 6. – С. 109 – 113.
10. Камышан В.В., Конгрев В.В. К вопросу об извлечении метана угольных месторождений на Украине. – Уголь Украины. 2002. – № 6. – С. 133 – 135.
11. Коровяка Е.А. Перспективы извлечения шахтного метана и его утилизация в условиях филиала ОАО «Павлоградуголь» шахты «Западно-Донбасская» / Е.А. Коровяка, Э.С. Манукян, Е.А. Василенко // Науковий вісник НГУ. – 2011. – № 4 (124). – С. 39 – 44.
12. Коровяка Є.А. Інтенсифікація способу поверхностної дегазації газоносних вугільних пластів / Є.А. Коровяка, В.С. Астахов, Е.С. Манукян // Збірник наукових праць НГУ. – Д. Національний гірничий університет. – 2012. – № 38. – С. 42 – 47.
13. Korovyaka Ye. Perspectives of mine methane extraction in conditions of Donets'k gas-coal basin / Ye. Korovyaka, V. Astakhov, E. Manykian // «Progressive Technologies of Coal, Coalbed Methane, and Ores Mining». – Published by: CRC Press/Balkema, 2014. P. 311 – 316.
14. Булат А.Ф. Создание индустрии шахтного метана в топливно-энергетическом комплексе Украины. - Геотехнічна механіка: Міжвід. зб. наукових праць./ Ін-т геотехнічної механіки НАН України. – Дніпропетровськ,

1988. – Вип. 10. с. 3-12.

15. Конарев В.В. Метан угольных месторождений – пора заняться им всерьез. – Уголь Украины, февраль-март, 2000. с. 3-7.

16. Касьянов В.В., Ст.Ламберт. Перспективы развития метановой отрасли в Украине. Геотехнічна механіка: Міжвід. зб. наукових праць./ Ін-т геотехнічної механіки НАН України. – Київ - Дніпропетровськ, 2000. – Вип. 17.

17. Карп И.Н. О шахтно метане // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 1993. – №6. С. – 5-7.

## ДОДАТОК А

### Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	НГІБ.ОПІ.21.01.ПЗ	Пояснювальна записка	69	
5					
6			Графічні матеріали		
7					
8		НГІБ.ДП.21.01.ГЧ	Презентація Microsoft PowerPoint	12	
9					