

ДВНЗ «Донецький національний технічний університет»

Машинобудування, екології та хімічних технологій

(повне найменування інституту, назва факультету)

Хімічні технології

(повна назва кафедри)

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ *Збиковський Є.І.*
(підпис) (ініціали, прізвище)

“ _____ ” _____ 2020 р.

Випускна кваліфікаційна робота

магістр

(освітній ступень)

на тему *Удосконалення технології загальношахтної дегазації в умовах
«Шахти імені М.С.Сургая»*

Виконав: студент *II* курсу, групи *ХТзм-18*
(шифр групи)

напряму підготовки (спеціальності) *161 «Хімічні технології та інженерія»*
(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

Орел І.А.

(прізвище та ініціали)

(підпис)

Керівник *к.т.н., доц., зав. каф. ХТ Збиковський Є.І.*
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

(підпис)

Рецензент _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

(підпис)

Рецензент _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

(підпис)

*Засвідчую, що у цій дипломній роботі немає
запозичень з праць інших авторів без відповідних
посилань.*

Студент _____
(підпис)

Покровськ – 2020 р.

ДВНЗ «Донецький національний технічний університет»

Факультет Машинобудування, екології та хімічних технологій

Кафедра Хімічні технології

Освітній ступінь магістр

Напрямок підготовки (спеціальність) 161 «Хімічні технології та інженерія»
(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

Збиковський Є.І. / _____ /
“ _____ ” _____ 2020 року

З А В Д А Н Н Я
НА ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Орел Інні Анатоліїні

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Диверсифікація коксохімічного виробництва з метою отримання бездимного палива

керівник роботи к.т.н., доц., зав. каф. ХТ Збиковський Є.І.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом від “ лютого 2020 року № _____

2. Строк подання студентом роботи 26 травня 2020 року

3. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Вступ 1. Технологічне обґрунтування проекту дегазації пласта С₁₁ 2. Гірничо-геологічна і технічна характеристика шахтних ділянок для дегазації 3. Розрахунок очікуваної кількості метану 4. Розрахунок витрати повітря 5. Параметри буріння і технологія спорудження дегазаційних свердловин 6. Розрахунок необхідного діаметра газопроводу і режиму роботи вакуум-насоса 7. Організація дегазаційних робіт 8. ТБ та контроль роботи дегазаційної системи 9. Запобігання забруднень дегазаційних газопроводів і вакуум-насосів 10. Технічне і технологічне обґрунтування когенераційної установки на шахтному метані 11. Вибір обладнання 12. Екологічний аспект дегазації вугільних пластів Висновки

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) Комп'ютерна презентація роботи з необхідною кількістю матеріалу та інформативної графіки

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 2 березня 2020 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Літературний огляд</i>	<i>Березень 2020</i>	
2	<i>Технологічне обґрунтування проекту</i>	<i>Березень 2020</i>	
3	<i>Технологічні розрахунки</i>	<i>Квітень 2020</i>	
4	<i>Розробка розділу з використання когенераційної установки</i>	<i>Квітень 2020</i>	
5	<i>Розробка розділу з ТБ</i>	<i>Травень 2020</i>	
6	<i>Написання кваліфікаційної роботи</i>	<i>Квітень-травень 2020</i>	

Студент

(підпис)

Орел І.А.
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Збиковський Є.І.
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Орел І.А. Удосконалення технології загальношахтної дегазації в умовах «Шахти імені М.С.Сургая» / Випускна кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня «магістр» за спеціальністю 161 «Хімічні технології та інженерія». – ДВНЗ ДонНТУ, Покровськ, 2020.

Магістерська робота містить теоретико-методичні знання та основи технології дегазації вугільних пластів на діючих вугільних шахтах, а також технології утилізації шахтного метану з використанням високоефективних когенераційних станцій. Розглянуті гірничо-геологічні і технічні характеристики шахтних ділень для дегазації пласта C_{11} дев'ятнадцятої східної лави «Шахти імені М.С.Сургая», розрахована очікувана кількість метану, що виділяється в межах розробляємої ділянки, розраховано витрати повітря для провітрювання виїмкової ділянки, наведено техніко-економічні показники, екологічні якості та сфери застосування шахтного метану.

В кваліфікаційній роботі розраховані параметри буріння і розроблено технологію спорудження дегазаційних свердловин до пласта C_{11} , розраховано діаметр газопроводу для шахтного метану і наведено режими роботи вакуум-насоса. Розроблено перелік основних робіт по дегазації, а також заходи щодо забезпечення техніки безпеки при бурінні, дегазації, транспортування а утилізації метано-повітряної суміші.

Наведені результати технічного і технологічного обґрунтування когенераційної установки на шахтному метані, вибрано обладнання для реалізації проекту. Проведено екологічний аналіз процесу дегазації когенерації в умовах «Шахти імені М.С.Сургая».

Ключові слова: ДЕГАЗАЦІЯ, ВУГІЛЛЯ, КОГЕНЕРАЦІЯ, ШАХТНИЙ МЕТАН, ДЕГАЗАЦІЙНА СВЕРДЛОВИНА, ВИЇМКОВА ДІЛЬНИЦЯ, ДЕГАЗАЦІЙНИЙ ГАЗОПРОВІД

ABSTRACT

Orel Inna. Improvement of the technology of general mine degassing in the conditions of M.S. Surgai Mine / Graduation qualifying work for obtaining an educational degree «Master» in specialty 161 «Chemical technologies and engineering». – Donetsk National Technical University, Pokrovsk, 2020.

Master's thesis contains theoretical and methodological knowledge and fundamentals of coal seam degassing technology at existing coal mines and mine methane utilization technology using highly efficient cogeneration stations. The mining-geological and technical characteristics of the mine sites for degassing of the C_{11} formation of the nineteenth east lava of the M.S. Surgay Mine are considered, the expected amount of methane released within the developing site is calculated, the air flow rates for the ventilation of the excavation site were calculated, technical and economic indicators are given, indicators of ecological quality and scope of mine methane are given.

In the qualification work the parameters of drilling were calculated and the technology of construction of degassing wells to the C_{11} layer was developed, the diameter of the gas pipeline for mine methane is calculated, the modes of operation of the vacuum pump are given. A list of the main degassing works and measures to ensure safety during drilling, degassing, transportation and disposal of methane-air mixture have been developed.

The results of technical and technological substantiation of the cogeneration unit on mine methane are given, the equipment for the project implementation is selected. The ecological analysis of the process of degassing of cogeneration in the conditions of M.S. Surgay Mine is carried out.

Keywords: DEGASSING, COAL, COGENERATION, MINE METHANE, DEGASSING WELL, EXTRACTION SECTION, DEGASSING GAS PIPELINE

ЗМІСТ

ВСТУП	8
1 ТЕХНОЛОГІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ ДЕГАЗАЦІЇ ПЛАСТА С ₁₁	11
2 ГІРНИЧО-ГЕОЛОГІЧНА І ТЕХНІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ШАХТНИХ ДІЛЬНИЦЬ ДЛЯ ДЕГАЗАЦІЇ	13
3 РОЗРАХУНОК ОЧІКУВАНОЇ КІЛЬКОСТІ МЕТАНУ, ЩО ВИДІЛЯЄТЬСЯ В МЕЖАХ РОЗРОБЛЯЄМИХ ДІЛЬНИЦЬ	17
4 РОЗРАХУНОК ВИТРАТИ ПОВІТРЯ, НЕОБХІДНОГО ДЛЯ ПРОВІТРЮВАННЯ ВИЇМКОВОЇ ДІЛЬНИЦІ	20
5 ПАРАМЕТРИ БУРІННЯ І ТЕХНОЛОГІЯ СПОРУДЖЕННЯ ДЕГАЗАЦІЙНИХ СВЕРДЛОВИН	25
5.1 Розрахунок параметрів буріння свердловин в покрівлю	25
5.2 Розрахунок параметрів буріння свердловин в ґрунт	29
5.3 Технологія спорудження дегазаційних свердловин	31
6 РОЗРАХУНОК НЕОБХІДНОГО ДІАМЕТРА ГАЗОПРОВОДУ І РЕЖИМУ РОБОТИ ВАКУУМ-НАСОСА	35
7 ОРГАНІЗАЦІЯ ДЕГАЗАЦІЙНИХ РОБІТ	41
8 ТЕХНІКА БЕЗПЕКИ ПРИ БУРІННІ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ ДЕГАЗАЦІЙНИХ СВЕРДЛОВИН	45
9 ЗАХОДИ ЩОДО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ВИБУХОБЕЗПЕЧНІ ТРАНСПОРТУВАННЯ ГАЗУ	47
10 КОНТРОЛЬ РОБОТИ ДЕГАЗАЦІЙНОЇ СИСТЕМИ	49
11 ПРОТИАВАРІЙНИЙ ЗАХИСТ	50
12 ЗАХОДИ З УПРАВЛІННЯ ДЕГАЗАЦІЙНОЮ СИСТЕМОЮ ПІД ЧАС ПОЖЕЖ	51
12.1 Загальні положення	51
12.2 Режими дегазації виїмкової ділянки 19-ї східної лави пласта С ₁₁ при гасінні пожеж	52

12.3 Оцінка газової обстановки на виїмковій ділянці після відключення дегазації	56
13 ЗАПОБІГАННЯ ЗАБРУДНЕНЬ ДЕГАЗАЦІЙНИХ ГАЗОПРОВІДІВ І ВАКУУМ-НАСОСІВ	57
13.1 Джерела і причини забруднення дегазаційних газопроводів	57
13.2 Вимоги до засобів, що запобігають забрудненню дегазаційних газопроводів	58
13.3 Засоби, які запобігають забрудненню дегазаційних газопроводів і вакуум-насосів	59
13.3.1 Пристрій для очищення метано-повітряної суміші на виході з свердловин	59
13.3.2 Пристрій для уловлювання і відведення води	62
14 ТЕХНІЧНЕ І ТЕХНОЛОГІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ КОГЕНЕРАЦІЙНОЇ УСТАНОВКИ НА ШАХТНОМУ МЕТАНІ	63
14.1 Перспективи використання когенераційних установок в Україні	63
14.2 Порівняльна характеристика когенераційних систем	67
14.3 Переваги та недоліки різних типів двигунів для когенераційної установки	73
14.4 Застосування когенераційних систем	74
15 ВИБІР ОБЛАДНАННЯ І ВИКОРИСТАННЯ КОГЕНЕРАЦІЙНОЇ УСТАНОВКИ В УМОВАХ «ШАХТИ ІМЕНІ М.С.СУРГАЯ»	76
16 ЕКОЛОГІЧНИЙ АСПЕКТ ДЕГАЗАЦІЇ ВУГІЛЬНИХ ПЛАСТІВ В УМОВАХ «ШАХТИ ІМЕНІ М.С.СУРГАЯ»	83
ВИСНОВКИ	87
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	88

ВСТУП

Шахтний метан - газ, що міститься у вугільних пластах і вмісних породах. Він є природним газом за походженням і побічним продуктом розробки вуглегазових родовищ. Перспективи розвитку видобутку шахтного метану засновані на значних ресурсах вуглеводневих газів, зосереджених в геолого-промислових районах Донбасу, які за даними різних фахівців складають від 1 до 12 трлн. м³. Ресурси метану у вугільних пластах шахт південно-донбаського геолого-промислового району за оцінкою фахівців складають 35 млрд. м³ при щільності розташування 53 млн. м³/км², а ресурси вуглеводневих газів в свободних скупченнях в породах складають 10,6 млрд. м³ при щільності розташування 16,6 млн. м³/км².

Протягом останніх двадцяти років на території Донбасу проведено великий обсяг робіт, пов'язаний з розробкою методів пошуку, розвідки, технології буріння, видобутку та використання газу метану вугільних родовищ. Проведення цих робіт здійснювалося силами державних геологічних підприємств, таких як «Донбасгеологія», ВостокДРГП, Укруглегеологія та інші. Науковий супровід цих робіт здійснювалося Дніпропетровським інститутом геотехнічної механіки, МакНДІ, УкрНДІгаз. В останні роки до робіт по організації видобутку газу приєдналися підприємства з приватним капіталом, силами яких були пробурені і продовжується буріння свердловин. Досвід робіт, проведених до теперішнього часу по будівництву дегазаційних свердловин, газозбірних пунктів, газопроводів, станцій по заправці газом автомобільного транспорту, станцій для отримання електроенергії з метану вугільних родовищ можна вважати початком промислового видобутку природного газу в Донецькому басейні.

Шахтний метан подається на поверхню вакуум-насосними станціями через спеціально пробурені свердловини, при цьому він змішується з повітрям, проникаючим в шахту. У всіх випадках використання одержуваної в якості енергетичного палива метано-повітряної суміші визначається її складом, тобто співвідношенням в ній метану та повітря. Використання шахтного метану в

якості палива для виробництва теплової та електричної енергії підвищує рентабельність і знижує вибухонебезпечність вугільних шахт, скорочує викиди шкідливих речовин в атмосферу, покращуючи екологічну обстановку та економічний стан підприємств.

Існують безліч технологій по вилученню метану з вугільних пластів і порід для подальшого його використання як для потреб шахт, так і для інших цілей. В даний час на шахтах України метан, що виймається, широко застосовується в якості палива для котелень, коефіцієнт корисної дії яких становить не більше 50%. Використання його в якості палива в когенераційних електростанціях дозволить отримувати електроенергію і теплоенергію, сумарне ККД яких становить 86,6%, в тому числі 43,2% - тепловий ККД.

В даний час на «Шахті імені М.С.Сургая» («Південно-донбаська №3») видобуток вугілля по деяким вугільним пластам здійснюється без виконання дегазації внаслідок його природної дегазації після надробки верхньорозташованим пластом, а по цьому пласту здійснюється дегазація зближених пластів і вмісних порід в покрівлі та ґрунті пласта.

Дегазація пластів східної лави здійснюється за допомогою підземної вакуум-насосної станції, яка обладнана трьома насосами з викидом метано-повітряної суміші в систему вентиляції шахти і далі в атмосферу.

Дегазація пластів східної лави здійснюється за допомогою поверхневої вакуум-насосної станції, яка обладнана п'ятьма насосами з викидом метано-повітряної суміші в атмосферу.

Удосконалення технології дегазації вугільних пластів «Шахті імені М.С.Сургая» в кваліфікаційній роботі проведено з метою виведення всього обсягу метано-повітряної суміші, яка отримується, на поверхневу вакуум-насосну станцію. Для цього необхідно реконструювати мережу магістральних дегазаційних трубопроводів з переходом на діаметр 16 дюймів, мережі дільничних дегазаційних трубопроводів з переходом на діаметр 12 дюймів. Також планується провести реконструкцію поверхневої вакуум-насосної станції.

Отриманий газ планується використовувати в якості палива в когенераційній установці, для чого необхідно:

- провести реконструкцію поверхневої вакуум-насосної станції;
- прокласти газопроводи від вентиляційних стволів до котелень;
- встановити в котельні газову запірну арматуру, запобіжно-запірні клапани;
- встановити в котельні пальники;
- змонтувати автоматику безпеки, КВП і А.

Для поліпшення дегазації окремих ділянок вугільних пластів пропонується проводити дегазацію за допомогою екрануючих свердловин. Отриманий метан пропонується використовувати у якості газоподібного палива в когенераційній електростанції. В кваліфікаційній роботі передбачено розробити принципову схему когенераційної теплоелектростанції, вибрати обладнання та провести техніко-економічний і екологічний аналіз технологічних рішень, які пропонуються для впровадження «Шахті імені М.С.Сургая».

1 ТЕХНОЛОГІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ ДЕГАЗАЦІЇ ПЛАСТА C_{11}

Метан є вибухонебезпечним газом при концентрації в повітрі в межах 5-15%. Його транспортування, збір або утилізація при таких концентраціях і навіть при концентраціях, менших не більше ніж в 2,5 рази в порівнянні з нижньою межею його вибухонебезпечності або що перевищують не більше ніж в 2 рази її верхню межу, неприпустимі з огляду на властивості метану при таких концентраціях вибухонебезпечності.

До найбільш газonosних відносять пласти, що містять від 8 до 40 м³ метану на 1 т сухої беззольної маси. Майже вся товща гірських порід вугленосної частини Донбасу насичена шахтним метаном - побічним продуктом метаморфізації органічної речовини у вугіллі. Кількість що міститься в породах і вугіллі метану збільшується при зростанні ступеня метаморфізму вугілля від марки Д до марки П і антрацитів. При переході від пісного вугілля до антрацитів шахтний метан практично зникає і заміщується генерацією вуглекислого газу. Тому площі Донбасу, складені вугіллям марок від Д до П, вважають потенційно газonosними, а шахти, видобувають це вугілля, - газонебезпечними. Виняток становлять окремі площі, де із-за геологічної будови території швидкість дегазації вмісних пород перевищує генерацію шахтного метану (Селидівський район Донбасу) [4].

При розробці вугленосних відкладень формуються вихідні газоповітряні потоки, які утворюються в процесі розведення газу, що виділився, атмосферним повітрям і метаноповітряною сумішшю, яка відсмоктується з виробленого простору і пробурених свердловин в вуглепородному масиві. При високій метанообільності вугільних родовищ основним способом забезпечення безпеки видобутку вугілля є дегазація. Тому (незалежно від інших можливостей використання метаноповітряної суміші) головною умовою залишається витяг газу з вуглепородного масиву і виробленого простору, його локалізація і відведення на поверхню або в вихідний струмінь [3]. При цьому з боку міжнародних екологічних організацій постійно зростають вимоги до зниження

емісії парникових газів. В Україні наявні всі передумови до прискореного розвитку і впровадження нових взаємопов'язаних технологічних і енергетичних процесів з метою економії паливно-енергетичних ресурсів і створення безвідходних виробництв, впровадження яких може суттєво зменшити негативний вплив промислової діяльності на екологічний стан навколишнього середовища [6].

У Донбасі каптування шахтного метану з вугільних пластів і вмісних порід проводиться більше 50 років. Однак повністю розвантажити пласти від шахтного метану через свердловини, пробурені з шахтних виробок, не вдається. Більшу частину метану (до 90%) викидають вентиляційні установки шахт у вигляді малоконцентрованої (в середньому близько 0,7%) газоповітряної суміші. Викиди такої кількості вугільного метану за своїм енергетичним потенціалом еквівалентні виробці 9-10 млрд кВт · год електроенергії на рік, що перевищує витрати електроенергії всіма вугледобувними підприємствами України [5].

Проект дегазації розроблений на період відпрацювання дев'ятнадцятої східної лави пласта С₁₁. Каптування метано-повітряної суміші з свердловин буде здійснюватися поверхневою вакуум-насосною станцією, яка оснащена двома вакуум-насосами типу ВВН2-50М і двома вакуум-насосами типу НВ-50. Всі вакуум-насоси мають номінальну продуктивність 50 м³/хв. Вакуум-насосна станція розташована на головному промисловому майданчику шахти. Контроль за витратою каптованої метано-повітряної суміші вимірюється за допомогою стандартних діафрагм і рідинних манометрів. Вміст метану вимірюється інтерферометром ШИ-12 і автоматичною апаратурою УТАС. Результати записують в «Книгу контролю роботи вакуум-насосної станції».

Розрахунки розподілу виділення метану з покрівлі і ґрунту в газовому балансі його виділення з виробленого простору повністю відповідають «Керівництву з проектування вентиляції вугільних шахт» [1] і СОУ 10.1.00174088.001-2004 «Дегазація вугільних шахт. Вимоги до способів та схеми дегазації» [2].

2 ГІРНИЧО-ГЕОЛОГІЧНА І ТЕХНІЧНА

ХАРАКТЕРИСТИКА ШАХТНИХ ДІЛЬНИЦЬ ДЛЯ ДЕГАЗАЦІЇ

Для проведення дегазації в кваліфікаційній роботі вибрано вугільний пласт C_{11} дев'ятнадцятої східної лави «Шахти імені М.С. Сургая». Відпрацювання пласта C_{11} буде проводитися по стовповій системі розробки. Вугільний пласт C_{11} в межах виїмкового стовпа не є небезпечним по викидах вугілля і газу, не схильний до самозаймання. Вугільний пил пласта вибуховий. Вугільний пласт C_{11} в межах виїмкового стовпа має просте двох пачкову будову. Пачки розділені прошарками сильно зольного вугілля, що переходить в вуглистий аргіліт, потужністю 0,02-0,05 м. Марка вугілля – суміш ДГ + Г. Залягання пласта полого. Кут падіння змінюється в межах від 7 до 9 градусів. В межах виїмкового поля вугільний пласт C_{11} не підроблявся і не надроблявся. Характеристика вугільного пласта C_{11} і вугілля, що обрані для газифікації, наведені в табл. 1.

Таблиця 1 - Характеристика вугільного пласта C_{11} і вугілля

Середня потужність вугільних пачок, m_v , м	Середня потужність пласта, що виймається, $m_{v,np}$, м	Щільність вугілля, ρ , кг/м ³	Зольність вугілля, A^d , %	Волога вугілля, W^r , %	Вихід летких речовин вугілля, V^{daf} , %	Природна метаносність, X_2 , м ³ /т с.б.м.
1,64	1,71	1270	5,4	4-5	39,0	15-17

Верхня межа метанової зони знаходиться на глибині, приблизно 250 м.

Відпрацювання дев'ятнадцятої східної лави «Шахти імені М.С. Сургая» по пласту C_{11} планується проводити по повстанню в інтервалі глибин 940-840 м (рис. 1). Корисна довжина виїмкового стовпа 1100 м. Довжина лави 250 м. Середня потужність пласта, що розробляється, складає $m_{v,np} = 1,71$ м.

Передбачається обладнання дев'ятнадцятої східної лави механізованим кріпленням ЗКД-90 і конвеєром СП-326. Виїмка вугілля буде здійснюватися вугільним комбайном 2ГШ-68Б. Мінімальна площа призабойного простору

очисної виробки у світлі складає $S_{оч.мин} = 4,1 \text{ м}^2$. Спосіб виїмки вугілля - челноковий. Управління покрівлею - повне обвалення. Площа поперечного перерізу виробки з вихідним струменем повітря в світлі $S_{в.выр} = 10,8 \text{ м}^2$.

Схема провітрювання виїмкової ділянки прямоточна, з повним відокремленим розведенням шкідливостей за джерелами виділення, з відведенням вихідного струменя повітря на вироблений простір і підсвіжуванням з боку масиву вугілля типу 3-В-Н-г-пт.

В проекті запропоновано здійснювати контроль витрат повітря, що надходить на виїмкових ділянку, за допомогою апаратури ВШНП (вимірювач швидкості і напрямку руху повітря) з виведенням телеінформації на пульт оператора уніфікованої телекомунікаційної системи диспетчерського контролю та автоматизованого керування гірничими машинами і технологічними комплексами (УТАС). Контроль вмісту метану і відключення електрообладнання на виїмковій ділянці буде здійснюватися апаратурою УТАС. Телеінформація буде виводитися на поверхню на пульт оператора системи диспетчерського контролю УТАС.

Основний вентиляційний струмінь повітря буде подаватися в лаву по вентиляційній виробці 19-ї східної лави пласта C_{11} , а додатковий струмінь свіжого повітря буде надходити по конвеєрній виробці 19-ї східної лави пласта C_{11} . По ній за лавою буде відводитися вихідний струмінь повітря. Конвеєрна виробка будуть обмежена стінкою з залізобетонних блоків БЖБТ-6 шириною 1,5 м (або накатними клітьями), бутовою смугою шириною 1,5 м і подвійним органим рядом. Планована витрата повітря, що подається на виїмкову ділянку, не менше ніж $1700 \text{ м}^3/\text{хв}$. Планове навантаження на очисний забой складає 975 т/добу .

На виїмковому полі 19-ї східної лави в покрівлі пласта C_{11} залягає аргіліт потужністю 4,5 м, міцністю 2-3 за шкалою професора М.М. Протод'яконова, алевроліт потужністю 5,0 м та міцністю 3-4 і піщаник потужністю 4,5 м та міцністю 5-6. У ґрунті пласта C_{11} залягають аргіліт і піщаник.

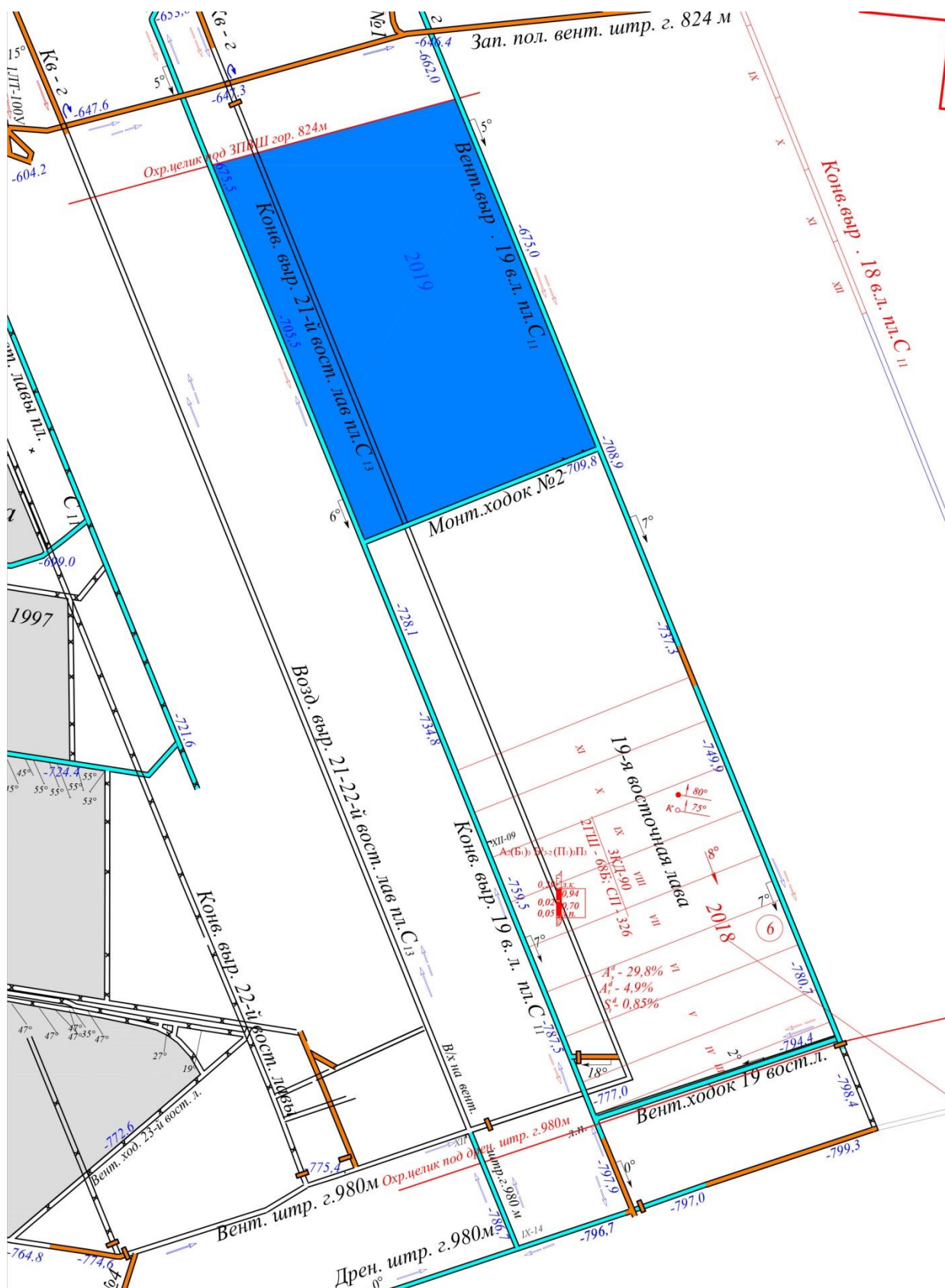


Рисунок 1 – План відпрацювання гірничих виробіток по пласту С₁₁

Розташування газоносних вугільних пластів-супутників щодо розроблюваного вугільного пласта C_{11} для розрахунку розподілу виділення метану з покрівлі і ґрунту в газовому балансі його виділення з виробленого простору аналізувалося по результатам досліджень за допомогою геологорозвідувальних свердловин №9213, №9211 і №8474 (табл. 2).

Таблиця 2 - Розташування вугільних пластів-супутників щодо пласта C_{11} , що дегазується

Назва пласта	Відстань від пласта C_{11} , м	Товщина, м
б/с	215,0	0,25
б/с	115,0	0,2
C_{18}^1	104,7	0,5
C_{18}	101,5	0,3
C_{17}	64,1-66,0	0,45-0,5
C_{16}^1	48,7	0,35
C_{16}	43,9-44,1	0,3-0,4
C_{14}	26,5-28,0	0,1-0,15
C_{13}	14,5-15,3	0,7-0,75
C_{13}^H	13,3-14,3	0,25-0,35
C_{11}	0,0	1,7-1,75
б/с	1,0-1,4	0,2
C_{10}^{2B}	6,1-7,8	0,3-0,4
C_{10}^{2cp}	9,5-11,8	0,3-0,35
C_{10}^{2H}	12,2-13,7	0,2-0,3
C_{10}^1	16,9-18,4	0,4-0,45
C_{10}	22,8-24,5	0,45-0,5
C_9	33,0-34,0	0,2

З РОЗРАХУНОК ОЧІКУВАНОЇ КІЛЬКОСТІ МЕТАНУ, ЩО ВИДІЛЯЄТЬСЯ В МЕЖАХ РОЗРОБЛЯЄМИХ ДІЛЬНИЦЬ

Відповідно до «Керівництва по проектуванню вентиляції вугільних шахт» [1] очікувана метановість гірничих вироботок для знову проєктованих і нових горизонтів визначається по метановості вугільних пластів і вмісних порід, а для діючих шахт - за фактичною метановістю вироботки-аналога даного шахтопласта.

Середнє очікуване виділення метану в межах виїмкової ділянки ($\bar{I}_{уч}$, м³/хв) і в очисну вироботку ($\bar{I}_{оч}$, м³/хв) визначається за формулами:

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

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

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

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

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

A_p - планований видобуток вугілля, т/доб;

$A_{ф}$ - середній видобуток вугілля, при якому визначалося фактичне метановиділення, т/доб;

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

$k_{2,p}$ - коефіцієнт, що враховує зміну метановості вироботок із зміною глибини.

Відповідно до вимог СОУ [2] частки виділення метану з покрівлі і ґрунту в загальному газовому балансі виїмкової ділянки, розрахованому по фактичній метановості лави-аналога, розраховуються по природного метановості вугільних пластів-супутників і порід по «Керівництву ...» [1].

Для розрахунку очікуваного виділення метану в межах виїмкової ділянки 19-ї східної лави пласта C_{11} в якості лави-аналога прийнята тринадцята східна лава пласта C_{11} . Відомості про середньодобовому навантаженні на очисний забій 13-ї східної лави пласта C_{11} і середньому фактичному виділенні метану в межах виїмкової ділянки за три місяці стійкої роботи по видобутку вугілля після посадки основної покрівлі за вересень, жовтень і листопад 2019 року наведені в табл. 3.

Таблиця 3 - Відомості про навантаження на очисний забій 13 східної лави пласта C_{11} і фактичному виділенні метану в межах виїмкової ділянки

Фактичні показники	Середнє значення
Навантаження на очисний забій, A_{ϕ} , т/доб	927
Дебіт метану в очисній ділянці, $\bar{I}_{оч.ф}$, м ³ /хв	2,81
Дебіт метану в вихідному вентиляційному струмені виїмкової ділянки, $\bar{I}_{исх.ф}$, м ³ /хв	9,65
Дебіт метану, каптованого свердловинами з покрівлі і ґрунту, $\bar{I}_{дег.ф}$, м ³ /хв	16,65
Дебіт метану, каптованого з виробленого простору газовідсмоктувальним пристроєм ВМЦГ-7М, $\bar{I}_{20.ф}$, м ³ /хв	4,55

Середнє фактичне абсолютне виділення метану в межах виїмкової ділянки 13-ї східної лави пласта С₁₁ склало:

$$\bar{I}_{уч.ф} = \bar{I}_{исх.ф} + 0,835 \cdot \bar{I}_{дег.ф} + \bar{I}_{зо.ф} = 9,65 + 0,835 \cdot 16,65 + 4,55 = 28,1 \text{ м}^3/\text{хв.}$$

Очікуване середнє виділення метану в межах виїмкової ділянки і в очисній виробці при планованому навантаженні 975 т/добу складе:

$$\bar{I}_{уч} = 28,1 \cdot \left(\frac{250}{290} \right)^{0,4} \cdot \left(\frac{975}{927} \right)^{0,6} \cdot 1 \cdot 1 = 27,3 \text{ м}^3/\text{хв.},$$

$$\bar{I}_{оч} = 2,81 \cdot \left(\frac{250}{290} \right)^{0,4} \cdot \left(\frac{975}{927} \right)^{0,6} \cdot 1 \cdot 1 = 2,73 \text{ м}^3/\text{хв.}$$

Розподіл виділення метану у вироблений простір з покрівлі і ґрунту визначено розрахунком за методикою прогнозу газорясності і повністю відповідає «Керівництву ...» [1] (табл. 4).

Таблица 4 - Очікуваний газовий баланс виїмкової ділянки при навантаженні 975 т/добу

Джерела виділення метану	Середнє очікуване виділення метану, м ³ /мін	Частки виділення метану, %
Розроблюваний вугільний пласт, $\bar{I}_{оч}$	2,73	10,0
Вугільні пласти і породи в покрівлі, $\bar{I}_{кр}$	17,52	64,18
Вугільні пласти в ґрунті, $\bar{I}_n$	7,05	25,82
Всього по ділянці, $\bar{I}_{уч}$	27,3	100

У міру відпрацювання виїмкового стовпа виділення метану з вугільного пласта, що розробляється, покрівлі і ґрунту буде поступово знижуватися через зменшення глибини розробки і газоносності вугільних пластів.

Фактичне середнє абсолютне виділення метану слід уточнити на підставі обробки результатів вимірювань за період стійкої роботи виїмкової дільниці з видобутку вугілля після посадки основної покрівлі не менше, ніж за три місяці, а при наявності телевимірювань витрати повітря із записом на самопишущем приладі - не менше, ніж за місяць. Після цього, при необхідності, слід скорегувати розрахунок витрати повітря, необхідного для провітрювання виїмкової дільниці, з урахуванням фактичної метанообільності і досягнутої ефективності дегазації.

4 РОЗРАХУНОК ВИТРАТИ ПОВІТРЯ, НЕОБХІДНОГО ДЛЯ ПРОВІТРЮВАННЯ ВИЇМКОВОЇ ДІЛЬНИЦІ

Планована витрата повітря для провітрювання виїмкової дільниці не менше $Q_{уч} = 1700 \text{ м}^3/\text{хв.}$

Середній дебіт метану, який може бути розбавлений повітрям до безпечного утримання, з урахуванням нерівномірності виділення визначимо за формулою А.2 СОУ [2]:

$$I_{\text{в}} = \left(\frac{Q_{\text{общ}}}{194} \right)^{1,16} = \left(\frac{1700}{194} \right)^{1,16} = 12,4 \text{ м}^3/\text{мін.}$$

Необхідна ефективність дегазації виїмкової дільниці визначається за формулою А.1 СОУ [2]:

$$k_{\text{дег.общ}} \geq \frac{I_{\text{общ}} - I_{\text{в}}}{I_{\text{общ}}} = \frac{27,3 - 12,4}{27,3} = 0,546$$

Основними джерелами виділення метану в межах виїмкової дільниці є вугільні пласти і породи покрівлі та вугільні пласти ґрунту. Їх частка виділення в межах виїмкової дільниці становить $d_{кр} = 0,6418$ і $d_n = 0,2582$ відповідно (табл. 4). Тому, для зниження виділення метану в гірничі виробки необхідно здійснювати дегазацію покрівлі і ґрунту свердловинами.

При дотриманні технології ведення дегазаційних робіт в умовах, коли дегазаційні свердловини буряться з конвеєрної виробки 19-ї східної лави пласт С₁₁ за очисним забоєм з розворотом в сторону його руху, коефіцієнт ефективності дегазації покрівлі, згідно СОУ [2] може складати $k_{\partial.kp.} = 0,7$ і більше. Свердловини в ґрунт можуть буритися паралельно очисному забою. Коефіцієнт їх ефективності може становити $k_{\partial.n} = 0,4$. При такій ефективності дегазації покрівлі і ґрунту ефективність дегазації виїмкової ділянки складе:

$$k_{\partial \text{ег.общ}} \leq d_{kp} \cdot k_{\partial.kp.} + d_n \cdot k_{\partial.n} = 0,6418 \cdot 0,7 + 0,2582 \cdot 0,4 = 0,5525$$

$$0,546 \leq 0,5525$$

Умова формули А.1 СОУ [2] виконується.

Очікуване середнє виділення метану з розроблювального вугільного пласта в очисну виробку при запланованому видобутку $Ap = 975$ т/добу складає $\bar{I}_{оч} = 2,73$ м³/хв (табл. 4). Для забезпечення газової безпеки витрата повітря в очисній виробці повинна бути не менше:

$$Q_{оч} = \frac{100 \cdot \bar{I}_{оч} \cdot k_H}{C - C_0} = \frac{100 \cdot 2,73 \cdot 1,69}{1 - 0,0} = 462 \text{ м}^3/\text{хв.}$$

де k_H – коефіцієнт нерівномірності метановиділення, частка одиниці,

$$k_H = 1,94 \cdot \bar{I}_{оч}^{-0,14} = 1,94 \cdot 2,73^{-0,14} = 1,69,$$

C - допустима згідно правил безпеки концентрація метану у вихідному з очисної виробки вентиляційному струмені, %;

C_0 - концентрація метану у вентиляційному струмені, що надходить на виїмкову ділянку, %.

Максимальна витрата повітря в очисній виробці дорівнює:

$$Q_{оч.max} = 60 \cdot S_{оч.min} \cdot V_{оч.max} = 60 \cdot 4,1 \cdot 4 = 984 \text{ м}^3/\text{хв},$$

де $S_{оч.min}$ - мінімальна площа поперечного перерізу призабойного простору очисної виробки у світлі, $S_{оч.min} = 4,1 \text{ м}^2$;

$V_{оч.max}$ - максимально допустима правилами безпеки швидкість руху повітря в очисній виробці, м/с;

$$Q_{оч} < Q_{оч.max}, \quad 462 < 984. \quad \text{Умови виконуються.}$$

Для підвищення газової безпеки робіт в очисній виробці приймаємо $Q_{оч} = 760 \text{ м}^3/\text{хв.}$

Для забезпечення такої витрати повітря в очисній виробці, на виїмкову ділянку з основним струменем по вентиляційній виробці 19-ї східної лави пласта C_{11} необхідно подавати повітря у кількості, не менше:

$$Q_{осн} = Q_{оч} \cdot k_{ут.в} = 760 \cdot 1,57 = 1194 \text{ м}^3/\text{хв.},$$

де $k_{ут.в}$ - коефіцієнт, що враховує витоку повітря через вироблений простір в межах виїмкової ділянки.

Для схем провітрювання виїмкових ділянок з відведенням вихідного струменя повітря на вироблений простір типу 3-В:

$$k_{ут.в} = 1 + 0,5 \cdot m_{в.пр} \cdot \exp(0,24 \cdot \bar{f} - 0,35 \cdot S_{оч.min}),$$

де $\bar{f}$ - середньозважений коефіцієнт міцності порід покрівлі на відстані від покрівлі виїмкового пласта рівному $8 m_{в.пр}$;

$$\bar{f} = \frac{f_{n.u} \cdot \sum m_{n.u} + f_{n.c} \cdot \sum m_{n.c} + f_{г.с} \cdot \sum m_{г.с}}{\sum m_{n.u} + \sum m_{n.c} + \sum m_{г.с}} = \frac{3 \cdot 4,5 + 4 \cdot 5,0 + 6 \cdot 4,2}{13,7} = 4,3,$$

де

$f_{n.u}$, $f_{n.c}$, $f_{г.с}$ - коефіцієнти міцності відповідно пісковиків і вапняків, піщаних сланців (алевролітів), глинистих сланців (аргілітів) за шкалою професора М.М. Протод'яконова, що залягають в безпосередній покрівлі;

$\Sigma m_{n.u}$, $\Sigma m_{n.c}$, $\Sigma m_{z.c}$ - сумарна потужність відповідно, пісковиків і вапняків, піщаних сланців і глинистих сланців в межах 8 $m_{г.пр}$, М;

$$k_{ум.в} = 1 + 0,5 \cdot 1,71 \cdot \exp(0,24 \cdot 4,3 - 0,35 \cdot 4,1) = 1,57.$$

При дегазації покрівлі з ефективністю $k_{д.кр} = 0,7$ дебіт каптованого свердловинами метану складе:

$$\bar{I}_{скв.кр} = \bar{I}_{кр} \cdot k_{д.кр} = 17,52 \cdot 0,7 = 12,26 \text{ м}^3/\text{хв.}$$

При дегазації ґрунту з ефективністю $k_{д.н} = 0,4$ дебіт каптованого свердловинами метану складе:

$$\bar{I}_{скв.н} = \bar{I}_n \cdot k_{д.н} = 7,05 \cdot 0,4 = 2,82 \text{ м}^3/\text{хв.}$$

Загальний дебіт каптованого метану з покрівлі і ґрунту буде становити:

$$\bar{I}_{скв.общ} = \bar{I}_{скв.кр} + \bar{I}_{скв.н} = 12,26 + 2,82 = 15,08 \text{ м}^3/\text{хв.}$$

Витрата метану у вихідному струмені виїмкової ділянки при проектній ефективності дегазації покрівлі і ґрунту свердловинами складе:

$$\bar{I}_{исх} = \bar{I}_{уч} - \bar{I}_{скв.общ} = 27,3 - 15,08 = 12,22 \text{ м}^3/\text{хв.}$$

Для забезпечення газової безпеки витрата повітря у вихідному струмені виїмкової ділянки повинна бути не менше:

$$Q_{уч} = \frac{100 \cdot \bar{I}_{исх} \cdot k_H}{C - C_0} = \frac{100 \cdot 12,22 \cdot 1,37}{1 - 0,0} = 1675 \text{ м}^3/\text{хв.}$$

$$k_H = 1,94 \cdot 12,22^{-0,14} = 1,37.$$

Приймаємо остаточно, що витрата повітря, що подається на виїмкових ділянку буде не менше $Q_{уч}=1700 \text{ м}^3/\text{хв}$. Витрата повітря у підсвіжаючий струмінь повинна бути не менше:

$$Q_{доп} = Q_{уч} - Q_{осн} = 1700 - 1194 = 506 \text{ м}^3/\text{хв}.$$

Параметри видобутку метану свердловинами 19-ї східної лави пласта С₁₁ наведено в табл. 5.

Таблиця 5 - Параметри видобутку метану свердловинами
19-ї східної лави пласта С₁₁

Показники	Одиниця вимірювання	Свердловини в покрівлю	Свердловини в ґрунт	Дегазація свердловинами, що екранують
$k_{дег}$		0,7	0,4	0,45
$I_{дс}$	м ³ /мин	15,81	13,56	
n_c	шт.	12	5	
r_c	м	15	15	11
$L_{пр}$	м	191,2	112,2	
$I_{с.общ}$	м ³ /мин	12,32	6,27	5,36
$Q_{по}$	м ³ /мин	17,6	8,48	1,77
$Q_{со}$	м ³ /мин	29,92	14,75	7,13
C	%	41,18	44,25	75,2
$Q_{см. ус}$	м ³ /мин	51,8		
C	%	46,23		

5 ПАРАМЕТРИ БУРІННЯ І ТЕХНОЛОГІЯ СПОРУДЖЕННЯ ДЕГАЗАЦІЙНИХ СВЕРДЛОВИН

Основними джерелами виділення метану в межах виїмкової ділянки є вугільні пласти і породи покрівлі та вугільні пласти ґрунту. Їх частка виділення в межах виїмкової ділянки становить $d_{кр} = 0,6418$ і $d_n = 0,2582$ відповідно (табл. 4). Тому, для зниження виділення метану в гірничі виробки необхідно здійснювати дегазацію покрівлі і ґрунту свердловинами.

Відповідно до вимог п.6.2.1.4 СОУ [2] параметри буріння свердловин встановлюють дослідним шляхом на підставі даних про фактичну ефективності дегазації в конкретних гірничотехнічних умовах. В процесі відпрацювання лави параметри буріння свердловин можна змінювати, домагаючись максимального ефекту. Всі зміни оформляються у вигляді доповнення до технологічного проектного документу (паспорту) виїмкової ділянки. При відсутності дослідних даних параметри буріння свердловин повинні бути попередньо розраховані або визначені графічним способом.

5.1 Розрахунок параметрів буріння свердловин в покрівлю

При стовповой системі розробки, коли вироботка за лавою охороняється, СОУ [2] передбачено бурити дегазаційні свердловини в покрівлю позаду очисного забою з розворотом в сторону його руху.

Згідно з пунктом 6.2.1.2 СОУ [2] дегазацію покрівлі здійснюють свердловинами, які перетинають найбільш потужний з підроблюваних пластів в інтервалі $15m_{в.пр} < M < 30m_{в.пр}$, де M - найменша відстань від місця буріння свердловини до пласта, на який бурять свердловину.

У покрівлі розроблювального вугільного пласта C_{11} в зазначеному діапазоні залягають вугільні пласти C_{14} , C_{16} і C_{161} (табл. 2). Свердловини повинні перетинати вугільний пласт C_{16} . З одного місця установки бурового верстата слід бурити дві свердловини.

Для дегазаційних свердловин, які буряться позаду очисного забою з розворотом з пластових виробок, проведених по повстанню пласта, кут розвороту від лінії простягання пласта (φ) дорівнює:

$$tg\varphi = \frac{a_1}{(b_1 + M \cdot ctg\psi)},$$

де a_1 - довжина проекції свердловини на горизонтальну проекцію осі

вироблення. Приймаємо $a_1 = 10$ м для першої свердловини в кущі і

$a_1 = 20$ м для другій свердловині в кущі;

b_1 - довжина зони, яка перешкоджає розвантаженню порід у виробці, з якої буряться свердловини, $b_1 = 5$ м;

M - мінімальна відстань від місця буріння свердловини до пласта, на який бурять свердловину, $M = 44,1$ м,

ψ - кут розвантаження підроблюваних порід, $\psi = 70^\circ$.

Для першої свердловини в кущі:

$$tg\varphi_1 = \frac{10}{5 + 44,1 \cdot ctg70} = 0,475, \quad \varphi = 25,4^\circ.$$

Отже, кут розвороту свердловини від осі штреку дорівнює $64,6^\circ$.

Для другої свердловини в кущі:

$$tg\varphi_2 = \frac{20}{5 + 44,1 \cdot ctg70} = 0,95, \quad \varphi = 43,5^\circ.$$

Отже, кут розвороту свердловини від осі штреку дорівнює $46,5^\circ$.

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

$$tg\beta = \frac{(M + a_1 \cdot \sin\alpha) \cdot \sin\varphi}{a_1 \cdot \cos\alpha},$$

де α - кут залягання пласта, $\alpha = 8^\circ$.

Для першої свердловини в кущі:

$$tg\beta_1 = \frac{(44,1 + 10 \cdot \sin 8) \cdot \sin 25,4}{10 \cdot \cos 8} = 1,97, \quad \beta_1 = 63^\circ.$$

Для другої свердловини в кущі:

$$tq\beta_2 = \frac{(44,1 + 20 \cdot \sin 8) \cdot \sin 43,5}{20 \cdot \cos 8} = 1,63, \quad \beta_2 = 58^\circ.$$

Довжина свердловини (l_c) розраховується за формулою:

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

Для першої свердловини в кущі:

$$l_{c1} = \frac{10}{\sin 25,4 \cdot \cos 63} = 52,0 \text{ м.}$$

Для другої свердловини в кущі:

$$l_{c2} = \frac{20}{\sin 43,5 \cdot \cos 58} = 55,0 \text{ м.}$$

Глибина герметизації (l_z) свердловин визначається за формулою:

$$l_z = \frac{6 \sin \beta^1 \cdot m_{e,np}}{\sin \beta \cdot \sin(\beta^1 - \alpha)}; \quad \beta^1 = \arctg\left(\frac{tq\beta}{\sin \varphi}\right).$$

Для першої свердловини в кущі:

$$\beta_1^1 = \arctg\left(\frac{tq63}{\sin 25,4}\right) = 77,7^\circ \quad l_{z1} = \frac{6 \cdot 1,71 \cdot \sin 77,7}{\sin 63 \cdot \sin(77,7 - 8)} = 11,5 \text{ м.}$$

Для другої свердловини в кущі:

$$\beta_2^1 = \arctg\left(\frac{tq58}{\sin 43,5}\right) = 66,7^\circ \quad l_{z2} = \frac{6 \cdot 1,71 \cdot \sin 66,7}{\sin 58 \cdot \sin(66,7 - 8)} = 13,0 \text{ м.}$$

Для підвищення ефективності дегазації приймаємо для обох свердловин глибину герметизації $l_z = 13,0$ м.

Відстань між свердловинами приймаємо 20 м. При цьому відстань між забоями свердловин становитиме 10 м.

Початкові параметри буріння дегазаційних свердловин в покрівлю наведені в таб. 6, а схема їх буріння показана на рис. 2.

Таблиця 6 - Початкові параметри буріння дегазаційних свердловин

Номер свердловини на рис.2	Кут розвороту від осі штреку, φ , град.	Кут нахилу свердловини до горизонту, β , град.	Довжина свердловини, l_c , м	Діаметр буріння свердловини, d , мм	Глибина герметизації, l_2 , м	Відстань між свердловинами, r_c , м
№1	30±2	37±2	34	93	8	-
№2	42±2	54±2	59	93	8	-
№3	65±1	63±1	52	93	13	20
№4	46±1	58±1	55	93	13	20
№5	90±1	45±1	35	93	6	20

У міру відпрацювання лави початкові параметри буріння дегазаційних свердловин згідно п.6.2.1.4 СОУ [2] можна змінювати, домагаючись максимального ефекту. Всі зміни оформляються у вигляді доповнення до технологічного проектного документу (паспорту) виїмкової дільниці.

Для запобігання загазування гірничих виробок в період первинної посадки основної покрівлі, до початку роботи лави, необхідно пробурити дві торцеві свердловини над монтажним ходком (свердловини №1 і №2, табл. 6 і рис. 2). При бурінні торцевих свердловин буровий верстат розташовується на відстані 10 м від задньої стінки монтажного ходка.

5.2 Розрахунок параметрів буріння свердловин в ґрунт

При стовповій системі розробки, коли виробка за лавою охороняється, стандарт [2] передбачає бурити дегазаційні свердловини в ґрунт позаду очисного забою. Свердловини можуть буритися паралельно очисному забою. Згідно з пунктом 6.2.3.1 стандарту [2] дегазацію ґрунту здійснюють свердловинами, які перетинають пласти, що нароблюються та залягають на відстані не більше 40 м.

У гірничо-геологічних умовах 19-ї східної лави пласта C_{11} на відстані до 40 м залягає шість вугільних пластів (табл. 2). Найбільш потужним з них є вугільний пласт C_{10} , що залягає на відстані 24,5 м. Свердловини повинні його пробурити.

При розташуванні виробки, з якої буриться свердловина в ґрунт по повстанню, кут нахилу свердловини визначається за формулою:

$$tg\beta = -\frac{M}{(e_1 + \Delta)\cos\alpha} = \frac{24,5}{(5 + 20)\cos 8} = 0,99 \quad \beta = -45^\circ,$$

де M - мінімальна відстань від місця буріння свердловини до пласта,

на який бурять свердловину. $M = 24,5$ м,

Δ - проекція свердловини на вугільний пласт. Приймається не більше 40 м;

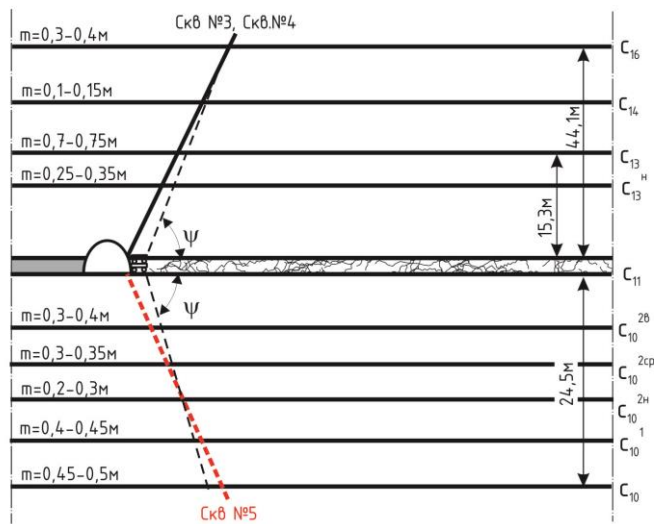
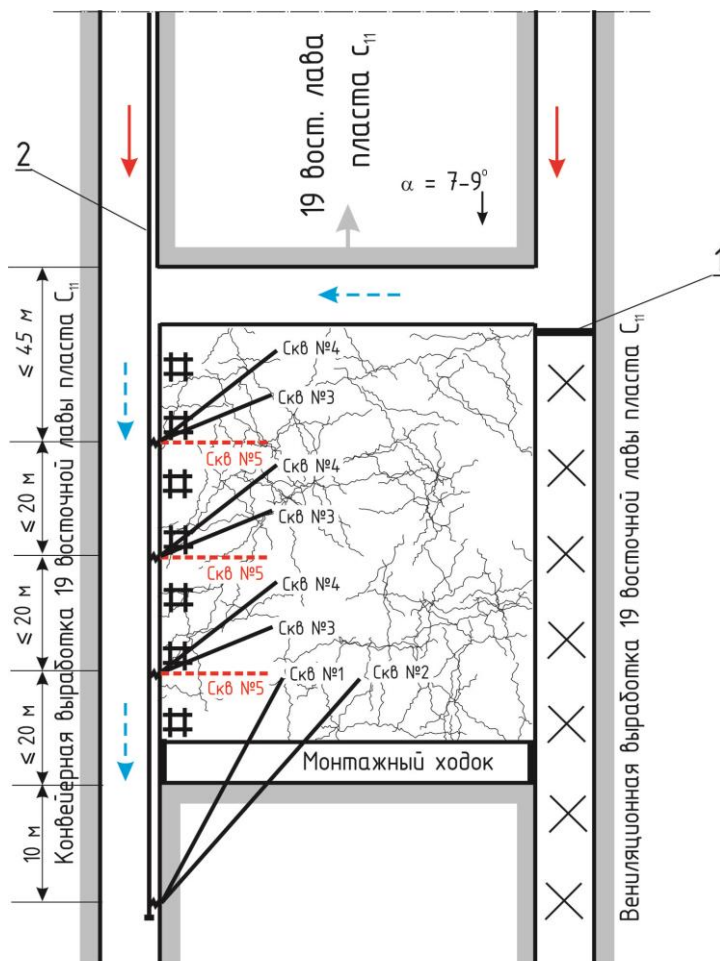
e_1 - довжина зони, яка перешкоджає розвантаженню порід у виробці, з

якої буряться свердловини, $e_1 = 5$ м.

Довжина свердловини в ґрунт розраховується за формулою:

$$l_c = \frac{M}{\sin\beta \cdot \cos\alpha} = \frac{24,5}{\sin 45^\circ \cdot \cos 8} = 35 \text{ м.}$$

Відстань між забоями свердловин при бурінні в ґрунт при відстані до пласта, на який бурять свердловини, $M = 20-30$ м рекомендується приймати від 25 до 30 м. Відстань між кущами свердловин в покрівлю 20 м, тому для свердловин в ґрунт приймаємо відстань між ними 20 м.



- 1 – переносная перемычка;
- 2 – участковый дегазационный газопровод;
- — — — — свежая струя воздуха;
- - - - - исходящая струя воздуха;
- ψ – угол разгрузки

Рисунок 2 - Схема буріння дегазаційних свердловин в покрівлю і ґрунт на виїмковій ділянці 19-ї східної лави пласта C_{11}

5.3 Технологія спорудження дегазаційних свердловин

Для буріння свердловин за очисним забоєм буровий верстат встановлюється на відстані 10-15 м позаду лави. Відставання споруджених і підключених до дегазаційному газопроводу свердловин не повинно перевищувати 45 м.

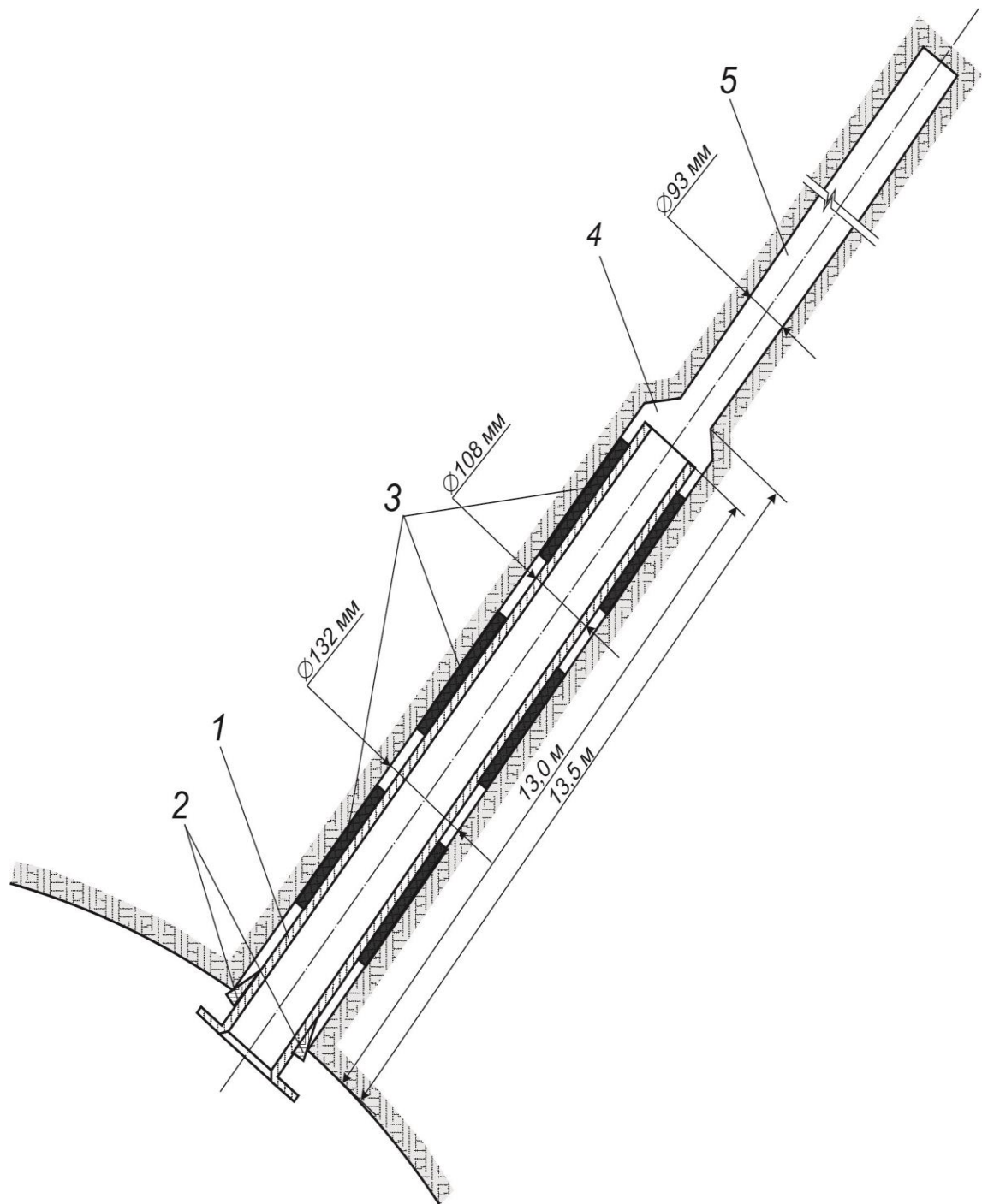
Устя свердловин повинні бути загерметизовані. Герметизація забезпечується заповненням простору між обсадної трубою і свердловиною це-цементних розчином, фосфогіпсом або монтажною піною.

Для герметизації гирла свердловин доцільно використовувати добре зарекомендували себе механічні герметизатори (ГДПМ) з поролоновими ущільнювачами простору між обсадної трубою і свердловиною (рис. 3).

ГДПМ - секції з металевих або пластмасових труб довжиною 2 м з прокладками поролоновими манжетами довжиною 1 м, попередньо стиснутими і закріпленими поліетиленовою плівкою (рис. 4, табл. 1)

Таблиця 7 - Характеристики герметизаторів ГДПМ

Діаметр свердловини під обсадку, d_c , мм	Діаметр обсадної труби, d_T мм	Діаметр манжети, мм		Ступінь стиснення розкритої манжети, $P_{сж}$
		стислої, d_{MC}	повністю розкритої, 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



- 1 - обсадная труба из секций, соединенных муфтами;
- 2 - клинья;
- 3 - уплотнительная поролоновая манжета длиной 1,0 м;
- 4 - скважина под обсадку диаметром 132 мм;
- 5 - скважина на проектную длину

Рисунок 3 - Типова схема герметизації гирла свердловин механічним герметизатором ГДПМ



Рисунок 4 – Герметизатор дегазаційний (ГДПМ)

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 манжет має бути не менше двох. При більшій глибині герметизації і поганий захист свердловин від руйнування його слід збільшити до чотирьох.

Після закінчення спорудження підземної свердловини особа, призначена головним інженером шахти, перевіряє якість герметизації в присутності виконавця робіт. Перевірку здійснюють і оформляють актом, в якому відображають: відстань свердловини від очисного вибою на момент перевірки, параметри свердловини, глибину і спосіб герметизації, результати вимірювання кількості повітря.

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

Якість герметизації оцінюють за результатами опресування під тиском, яке на 10% перевищує очікуваний тиск метано-повітряної суміші. При

відсутності відомостей про тиск метано-повітряної суміші воно приймається рівним гідростатичному на глибині забою свердловини.

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

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

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

На кожній діючій системи 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 одне замірний пристрій для групи свердловин, пробурених по вугільному пласту.

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

Пластову свердловину, вимкнуту від дегазаційного газопроводу на час використання її для зволоження вугілля в масиві, необхідно знову підключити до газопроводу.

Свердловини в покрівлю повинні споруджуватися в наступному порядку.

Буріння в інтервалі 0 - 13,5 м діаметром 132 мм. Обсадку трубами діаметром 108-121 мм з герметизацією простору між обсадної трубою і свердловиною або установка механічного герметизатора ГДПМ з обсадної трубою діаметром 108 мм. Буріння свердловини на проектну глибину діаметром 93 мм.

На кожну споруджену дегазаційної свердловину необхідно установити засувку і вимірну станцію, а в разі надходження зі свердловини води - водо відділювач.

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

Свердловини в ґрунт повинні споруджуватися в наступному порядку.

Буріння в інтервалі 0 - 6,5 м діаметром 132 мм. Обсадка трубами діаметром 108-121 мм з герметизацією простору між обсадної трубою і свердловиною або установка механічного герметизатора ГДПМ з обсадної трубою діаметром 108 мм.

Буріння свердловини на проектну глибину діаметром 93 мм.

6 РОЗРАХУНОК НЕОБХІДНОГО ДІАМЕТРА ГАЗОПРОВОДУ

І РЕЖИМУ РОБОТИ ВАКУУМ-НАСОСА

Каптування метано-повітряної суміші з свердловин, пробурених в покрівлю і ґрунт буде здійснюватися поверхневою вакуум-насосною станцією. Довжина дегазаційного газопроводу від свердловин до вакуум-насосної станції при максимальній довжині дільничного газопроводу складе 3430 м (рис. 4).

Діаметри газопроводу і режим роботи вакуум-насосів повинні бути такими, щоб продуктивність системи дегазації була достатньою для забезпечення необхідної ефективності дегазації протягом всього періоду відпрацювання виїмкової ділянки.

Для забезпечення необхідної ефективності дегазації покрівлі і ґрунту корисний дебіт метану, каптованого з свердловин повинен бути не менше $\bar{I}_{скв.общ} = 15,08 \text{ м}^3/\text{хв}$ (Розділ 4).

З урахуванням коефіцієнта, що враховує вплив дегазації на збільшення витрат каптованого метану, свердловинами необхідно використовувати не менш:

$$\bar{I}_{скв}^{общ} = \frac{\bar{I}_{скв.общ}}{0,835} = \frac{15,08}{0,835} = 18,06 \text{ м}^3/\text{хв}.$$

В лаві-аналогу концентрація метану на виході з дільниці становила не менше $C_p = 30\%$, тому для розрахунку пропускної здатності дегазаційного газопроводу приймаємо, що і на виїмковій ділянці 19-ї східної лави пласта C_{11} концентрація метану на виході з дільниці буде не менше $C_p = 30\%$. Тоді, витрата каптованої метано-повітряної суміші в дільничному газопроводі перед його сполученням з магістральним складе:

$$Q_{см} = \frac{\bar{I}_{скв}^{общ} \cdot 100}{C_p} = \frac{18,06 \cdot 100}{30,0} = 60,2 \text{ м}^3/\text{хв.}$$

Розрахунковий витрата метано-повітряної суміші на всмоктуючих патрубках вакуум-насосів з урахуванням нормативних підсосів повітря в газопровід дорівнює:

$$Q_{вс} = Q_{см} + 10^{-3} \cdot l_{мп} \cdot 1,1 = 60,2 + 10^{-3} \cdot 2210 \cdot 1,1 = 62,4 \text{ м}^3/\text{хв.}$$

де 1,1 - коефіцієнт, що враховує місцеві опори дегазаційного газопроводу;

$l_{мп}$ - протяжність магістрального газопроводу, $l_{мп} = 2210 \text{ м.}$

Діаметр газопроводу, при якому вакуум-насоси забезпечать необхідну витрату метано-повітряної суміші на всмоктуючих патрубках, визначається за формулою:

$$d = 0,04 \left(\frac{Q_{вс}^2}{\Delta P_{y\partial}} \right)^{0,188}.$$

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

$$P_{вс} = k_1 + \frac{k_2 \cdot Q_{вс}}{n_n},$$

де k_1 і k_2 – коефіцієнти для вакуум-насосів продуктивністю $50 \text{ м}^3/\text{хв.}$, $k_1 = 38$; $k_2 = 14,4$;

n - кількість паралельно працюючих вакуум-насосів.

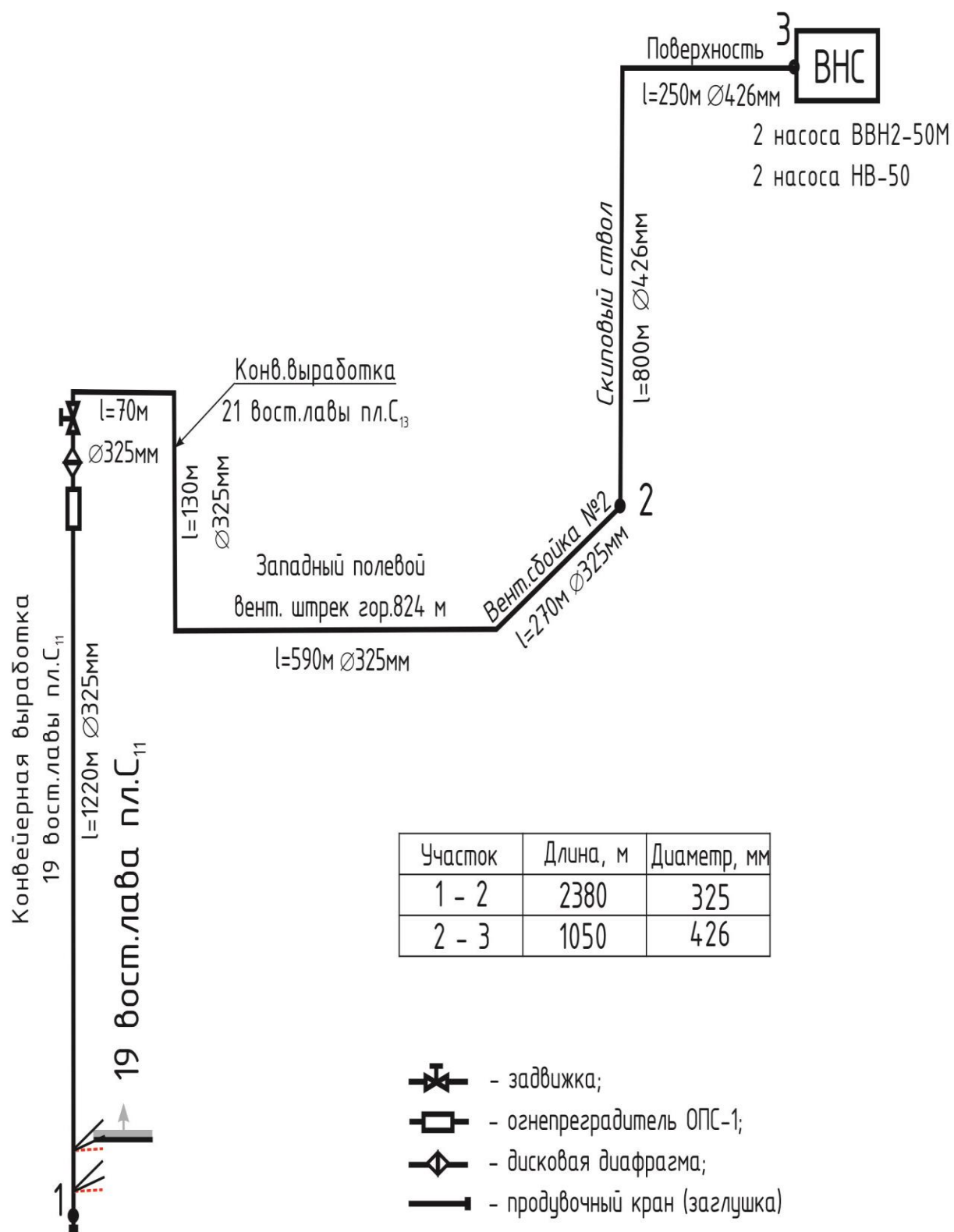


Рисунок 5 – Схема дегазационного газопроводу

$$P_{ec} = 38 + \frac{14,4 \cdot 62,4}{2} = 487,3 \text{ мм рт.ст.};$$

$$\Delta P_{y\partial} = \frac{760 - 487,3 - 50}{3430} = 0,0649 \text{ мм рт.ст./м.}$$

Необхідний діаметр газопроводу для дегазації 19-ї східної лави пласта С₁₁ дорівнює:

$$d_{mp} = 0,04 \cdot \left(\frac{62,4^2}{0,0649} \right)^{0,188} = 0,317 \text{ м.}$$

Фактично газопровід зібраний з труб (Рис. 4) діаметром 325 мм (внутрішній діаметр 0,305 м) довжиною 2380 м і діаметром 426 мм (внутрішній діаметр 0,4 м).

Газопроводи монтують із сталевих труб з товщиною стінок не менше 3,0 мм. Вони діляться на дільничні і магістральні. Дільничним вважається газопровід, прокладений в межах виїмкової ділянки або окремої виробки. Решта газопроводи - магістральні. На всіх відгалуженнях газопроводу повинні бути встановлені засувки.

Відведення метану з свердловин, які дегазують вугільні пласти, і з відростків газопроводу, які дегазують вироблений простір, треба здійснювати окремими газопроводами. Дозволено використовувати загальний магістральний газопровід за умови забезпечення необхідної ефективності дегазації виїмкової ділянки.

Магістральні газопроводи дегазаційних систем прокладають по стовбурах з вихідним струменем повітря. У якості газопроводів дозволено використовувати спеціально обсажені свердловини.

За погодженням з місцевими органами Держнаглядохоронпраці можна прокладати магістральні газопроводи по похилих виробках зі свіжим струменем повітря, за умови, що за ним не здійснюють доставку вантажів і механізовану перевезення людей в вагонетках.

На дільничних газопроводах; у місць 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, не схильними до здуття, за умови забезпечення вільного доступу до труб на всій їх довжині.

Дегазаційні труби з'єднують в шахті за допомогою фланців, що вільно обертаються на привареному кільці. Труби повинні витримувати тиск 0,6 МПа при прокладанні газопроводу в горизонтальних і похилих виробках і 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 «Правил безпеки у вугільних шахтах» НПАОП 10.0-1.01-10 [7].

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 доступу повітря і вигинів газопроводу, де можливе скупчення води. Виявлені недоліки необхідно негайно усунути.

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

У місцях можливого скупчення води в газопроводах встановлюють водороздільники з ємністю збірного бака від 0,2 м³ до 1,5 м³ в залежності від

добового припливу води. Якщо з дегазаційних свердловин виділяється вода, то на свердловині або групі свердловин встановлюється водовіддільник, Конструкція водовіддільника повинна виключати вихід метану через нього в виробку.

Розрахунок діаметра газопроводу виконують для найбільш важкого періоду експлуатації системи дегазації.

Перед здачею в експлуатацію газопроводи підлягають випробуванню на герметичність під розрідженням 13,3 кПа (100 мм.рт.ст.). Газопровід вважається таким, що витримав випробування, якщо збільшення тиску в ньому протягом перших 30 хвилин після його перекриття не перевищує 1.33 кПа (10 мм.рт.ст.).

Герметичність нагнітального газопроводу повинна контролюватися не рідше одного разу на рік.

Заборонено засипати газопроводи, прокладені в діючих виробках, породою, завалювати їх лісоматеріалами, а також використовувати в якості опорних конструкцій або заземлювачів.

Роботи по ремонту і демонтажу газопроводу проводять тільки після відключення його від джерела метану і попередньої продувки повітрям.

Еквівалентний діаметр газопроводу, зібраного з послідовно з'єднаних труб різного діаметру, визначається за формулою:

$$d_{\text{экв}} = \left(\frac{(d_n \cdot d_{n+1})^{5,33} \cdot (l_{n+1} + l_n)}{l_{n+1} \cdot d_n^{5,33} + l_n \cdot d_{n+1}^{5,33}} \right)^{0,188} = \\ = \left(\frac{(0,305 \cdot 0,4)^{5,33} \cdot (2380 + 1050)}{1050 \cdot 0,305^{5,33} + 2380 \cdot 0,4^{5,33}} \right)^{0,188} = 0,32 \text{ м.}$$

де d_n - діаметр ділянки газопроводу, м;

d_{n+1} - діаметр наступної ділянки, м;

l_n - довжина ділянки газопроводу, м;

l_{n+1} - довжина наступного ділянки.

Таким чином, дегазаційна система має необхідну продуктивність при роботі двох вакуум-насосів продуктивністю по 50 м³/хв (НВ-50 або ВВН-50). Для підвищення продуктивності дегазаційної системи в разі необхідності, в роботу можна включати третій вакуум-насос. Четвертий вакуум-насос повинен знаходитися в резерві.

7 ОРГАНІЗАЦІЯ ДЕГАЗАЦІЙНИХ РОБІТ

Роботи по дегазації повинні виконуватися ділянкою профілактичних робіт з техніки безпеки (ПР з ТБ). Основним завданням ділянки є зниження виділення метану в гірничі виробки шляхом виконання робіт по дегазації відповідно до цього проекту.

В обов'язки ділянки профілактичних робіт з техніки безпеки входять наступні функції:

- підготовка до буріння дегазаційних свердловин;
- буріння свердловин з параметрами, які викладені у цьому проекті, прокладка газопроводів, забезпечення безперервної штатної роботи дегазаційних установок і контрольно-вимірювальної апаратури;
- систематичний контроль і регулювання режиму роботи дегазаційних свердловин;
- ведення технічної документації.

Для буріння свердловин і прокладки газопроводів можуть залучатися підрядні організації.

Керівник ділянки профілактичних робіт з техніки безпеки несе відповідальність за якість і своєчасність виконання перерахованих робіт.

Перевірку якості герметизації кожної системи дегазації свердловини проводять за участю представника дільниці, призначеної для цього головним інженером шахти.

Перевірку проводять безпосередньо після завершення робіт зі спорудження свердловини шляхом вимірювання розрідження в її гирлі, дебіту

метано-повітряної суміші і вмісту в ній метану. Кількість повітря, яка поступає в свердловину, дорівнює різниці між витратою метано-повітряної суміші (Q_c) і дебітом метану ($1c$).

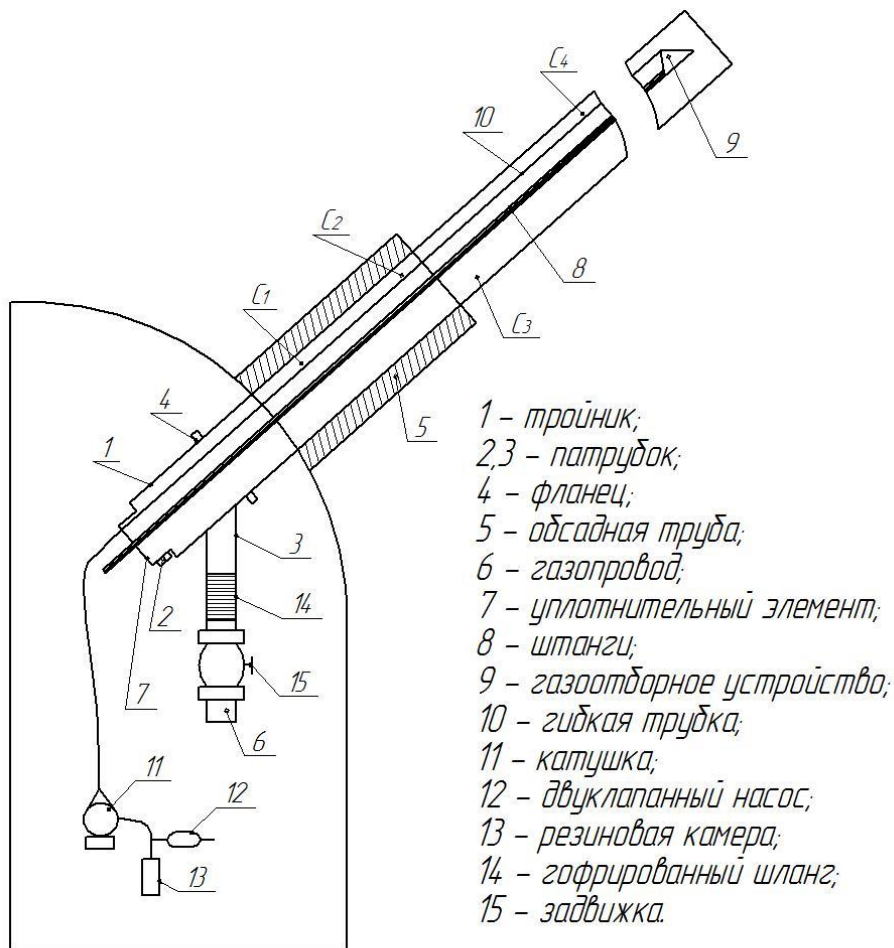
$Q_{п.в} = Q_c - I_c$ не повинні перевищувати величини $Q_{п.общ}$, визначеної для даних умов при $n_c = 1$. Якщо фактична величина повітря перевищує розрахункову, покращують якість герметизації і повторюють перевірку.

Якщо причини великої кількості повітря, що просочується, не очевидні, їх визначають методом зондування свердловини. Метод полягає у вимірюванні вмісту метану в обсадної трубі і декількох точках по довжині свердловини при наявності в ній розрідження. ідбір проб метано-повітряної суміші зі свердловини проводять за допомогою спеціального зонда (рис. 6). У його комплект входить трійник 1 з патрубками 2, 3 і фланцем 4. Патрубок 2 призначен для введення в свердловину штанга 8, а патрубок 3 - для з'єднання свердловини з газопроводом 6.

На кінці патрубка 2 є ущільнювальний елемент 7, який перешкоджає підсосу повітря в свердловину при переміщенні штанг. Штанги 8 з'єднуються муфтами. На першій штанзі встановлено газозабірний пристрій 9. Для відбору проб метано-повітряної суміші в комплекті зонда є гнучка трубка 10, яка намотана на котушку 15, двохклапанний насос 12 і гумова камера 13.

Роботи по зондування свердловин виконують в такому порядку. За допомогою діафрагми, встановленої на обсадної трубі, вимірюють витрати метано-повітряної суміші, вміст у ній метану і розрідження. Потім відключають свердловину від газопроводу, знімають патрубок з діафрагмою і на його місце кріплять до обсадної трубі 5 трійник 1. Патрубок 3 за допомогою гофрованого шланга 14 з'єднують з газопроводом 6. Через ущільнювальний елемент 7 вводять першу штангу з газовідбірним пристроєм 9. Гнучку трубку 10 з'єднують з газовідбірним пристроєм і кріплять до штанг.

Всмоктуючий патрубок насоса 12 з'єднують з вільним кінцем гнучкої трубки 10, а нагнітальний - з камерою 13. Зонд готовий до роботи.



C₁ C₂ C₃ C₄ - содержания метана в характерных точках скважины

Рисунок 6 - Схема пристрою зонда для вимірювання вмісту метану в характерних точках системи дегазації свердловини

Відкривають засувку 15 і відбирають проби метано-повітряної суміші з характерних точок свердловини C₁, C₂, C₃, C₄, переміщаючи газовідбірний пристрій по свердловині і нарощуючи штанги. Проба, набрана в камеру, аналізується за допомогою переносного метанометра (наприклад, інтерферометра ІІІ-12). У кожному пункті відбирається не менше двох проб. Якщо вони відрізняються не більше ніж на 4%, то результати осереднюють. При більшій різниці вимірювання повторюють. Точки C₁ і C₂ розташовують у нижній і верхній частинах обсадної труби, точку C₃ - на відстані 0,5 м від верхнього кінця обсадної труби, точку C₄ - на відстані 35-40 м від гирла свердловини.

За результатами вимірювань розраховують ΔQ_i у відсотках частку повітря, що просочується в свердловину, на кожному інтервалі вимірювань, враховуючи при цьому, що результати, що відрізняються на величину, яка не перевищує похибки вимірювань вмісту метану, слід вважати однаковими. Для інтерферометра ШІ-12 похибка дорівнює 4%,

$$\Delta Q_i = \frac{(C_{i+1} - C_i) \cdot C_1}{C_{i+1} \cdot C_i \cdot (1 - C_1)} \cdot 100,$$

де C_1, C_i , - вміст метану в точках C_1 и C_i , частка одиниці;

i - порядковий номер точки відбору проб.

Зіставляючи результати, отримані в окремих свердловинах, виявляють характерні для даної ділянки місця підсосів повітря, визначають їх причини і вибирають заходи, що підвищують вміст метану в свердловинах (табл. 8).

Таблиця 8 - Причини підсосів повітря в свердловини і заходи до їх зниження

Інтервали між точками відбору проб	Причини підсосів повітря	Заходи скорочення підсосів повітря
1	2	3
$C_1 - C_2$	Порушення цілості обсадної труби, часто в місцях з'єднання її секцій	Підвищити міцність обсадних труб, змінити конічні з'єднання секцій муфтовими. Поліпшити охорону свердловин зведенням під ними менш податливого кріплення.
$C_2 - C_3$	Неякісне ущільнення затрубного простору	Посилити контроль за якістю цементації свердловин або застосувати механічні герметизаторів, наприклад, ГДПМ

1	2	3
$C_3 - C_4$	Недостатня глибина обсадки свердловин або малий кут підйому свердловин, пробурених на пласти, що підробляються	Збільшити глибину обсадки свердловин до 15 м. Якщо при цьому не забезпечується вміст метану $C_4 > 50\%$, збільшити кут підйому свердловин, пробурених на пласти, що підробляються, при контролі витрати метану, що витягується, для недопущення його зменшення. Якщо збільшення кута підйому свердловин до 60° не забезпечить вміст метану $C_4 > 50\%$, то це свідчить про низький стан метановиділення з джерел, що дегазуються. Слід зменшити розрідження або розглянути питання про доцільність дегазації
За точкою C_4	Недостатнім є кут підйому свердловин, пробурених на пласти, що підробляються	Збільшити кут підйому свердловин при контролі витрат метану, що витягується, для недопущення його зменшення. Якщо збільшення кута підйому свердловин до 60° не забезпечить вміст метану C_4 більше 50% , то це свідчить про низький стан метановиділення з джерел, що дегазуються. Слід зменшити розрідження або розглянути питання про доцільність дегазації.

8 ТЕХНІКА БЕЗПЕКИ ПРИ БУРІННІ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ ДЕГАЗАЦІЙНИХ СВЕРДЛОВИН

1. Свердловини дозволяється бурити безпосередньо з виробок, якщо їх поперечний переріз дозволяє розміщування бурового верстату. В іншому

випадку виробка розширюється або проходиться спеціальна камера. Ширина входу в камеру повинна дорівнювати ширині камери. Камери повинні провітрюватися за рахунок загальношахтної депресії за допомогою перегородки або вентилятором місцевого провітрювання. Пускову апаратуру бурового верстата потрібно заблокувати з вентилятором, щоб не допустити подачі електроенергії до верстата при відключеному вентиляторі.

Дегазаційні камери і виробки в місцях установки бурового верстата повинні бути забезпечені первинними засобами пожежогасіння відповідно до «Інструкції з протипожежного захисту вугільних і сланцевих шахт».

2. Буріння дегазаційних свердловин на зближені пласти необхідно вести з таким розрахунком, щоб після закінчення буріння точка перетину свердловини з пластом, що дегазується, перебувала попереду очисного забою. Допускається перетин зближеного пласта свердловиною в зоні, яка розвантажена відгірського тиску, за умови застосування герметизуючого пристрою ГУБС, що дозволяє відводити метано-повітряну суміш при бурінні в дегазаційний газопровід.

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

- буріння під обсадну трубу;
- установка кондуктора і тампонаж простору між обсадною трубою і свердловиною;
- буріння свердловини до проектної довжини через обсадні труби;
- установка вимірювального пристрою, засувки і - при наявності води - водоокремлювача;
- з'єднання обсадної труби свердловини з газопроводом.

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

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 10-20 см від верхняка кріплення і на видаленні від гирла свердловини не більше 1,0 м по ходу руху вентиляційного струменя повітря. У разі підвищення вмісту метану у виробці у гирла свердловини до 2,0% буріння припиняють і приєднують свердловину до газопроводу. Буріння свердловини до проектної довжини здійснюють за умови відведення метану в газопровід за допомогою герметизуючого пристрою ГУБС, що дозволяє відводити метано-повітряну суміш при бурінні в дегазаційний газопровід.

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, роботу верстата на холостому ходу).

8. Забороняється робота бурового верстата без подачі в свердловину промивочної рідини.

9 ЗАХОДИ ЩОДО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ВИБУХОБЕЗПЕЧНІ ТРАНСПОРТУВАННЯ ГАЗУ

У разі, якщо концентрація метану в метано-повітряній суміші, що відсмоктується, буде менше 25% необхідно скорегувати параметри буріння свердловин, збільшити довжину і підвищити якість їх герметизації. Усунути підсоси повітря в газопровід (нормативні підсоси повітря складають не більше 1,0 м³/хв на 1000 м газопроводу). Як правило, виконання цих заходів дозволяє при схемах провітрювання з відводом вихідного вентиляційного струменя повітря на простір виробки стабільно забезпечувати концентрацію метану в газопроводі не менше 30-40%.

Якщо після виконання зазначених заходів не збільшиться утримання метану в газопроводі більше 25%, необхідно вжити таких заходів, що виключають можливість поширення полум'я по трубах:

1. Встановити вогнепрепинювачі ОПС-1 в дільничному газопроводі у його сполученні з магістральним (Рис. 4).

2. Для запобігання великих втрат розрідження на вогнепрепинювачах внаслідок його забруднення слід контролювати різницю тисків між вхідним і вихідним патрубками вогнепрепинювача не рідше одного разу в тиждень. При збільшенні втрат тиску на 30% від початкової величини, вогнепрепинювач повинен бути очищений.

3. Забезпечити швидкість метано-повітряної суміші на виході її в атмосферу не менше 15 м/с. Для цього на кінці нагнітаючого газопроводу («свічці») встановлюється звуження потоку. У разі займання метано-повітряної суміші відкривається заглушка перед вакуум-насосом для подачі свіжого повітря через працюючий насос в нагнітальний ділянку газопроводу і закривається засувка на всмоктуючому газопроводі.

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

5. Передбачити в плані ліквідацій аварій заходи з видалення метано-повітряної суміші з газопроводу в разі пожежі у виробках, де він прокладений.

Ці заходи повинні включати:

- перекриття всіх свердловин, з'єднаних з газопроводом;
- продування газопроводу повітрям протягом 10 хвилин шляхом відкриття в його кінці продувочного вентиля або заглушки при працюючому вакуум-насосі. Після продувки газопровід слід від'єднати від решти системи дегазації шляхом перекриття засувки або установки заглушки.

10 КОНТРОЛЬ РОБОТИ ДЕГАЗАЦІЙНОЇ СИСТЕМИ

1. Контролю підлягає режим роботи вакуум-насосів і дегазаційних свердловин, стан дегазаційного газопроводу, ефективність дегазації. Контроль роботи вакуум-насосів здійснюється черговим машиністом з періодичністю не більше ніж 2 години. При цьому вимірюється розрідження у всмоктуючому патрубку і тиск газу в нагнітальному патрубку вакуум-насосів, вміст у газі метану, температура метано-повітряної суміші, що відсмоктується. Результати контролю записують в «Журнал контролю роботи вакуум-насосної станції».

2. У дільничному газопроводі контролю підлягають наступні параметри: тиск (розрідження метано-повітряної суміші в газопроводі), витрата метано-повітряної суміші, вміст метану. Витрата метано-повітряної суміші, що відсмоктується, і вміст у ній метану вимірюється на дільничній діафрагмі (рис. 4). Контроль стану газопроводів (правильність підвіски, якість ущільнення стиків, відсутність пошкоджень труб і води в трубах) проводиться спеціально призначеною особою не рідше одного разу в тиждень. Виявлені порушення повинні негайно усуватися. При наявності води в газопроводі для її зливу допускається зупинка вакуум-насосів не більше ніж на 30 хвилин.

3. Заборонено зупинка вакуум-насосів більш ніж на 30 хвилин без дозволу технічного керівника шахти.

4. Контроль ефективності дегазації та режиму роботи свердловин (розрідження в гирлах, витрата метано-повітряної суміші і вміст у ній метану) здійснюється не рідше одного разу в тиждень. Витрата метано-повітряної суміші вимірюється за допомогою стандартних діафрагм і рідинних манометрів. Вміст метану - інтерферометром ШИ-12. Результати записують в «Книгу контролю роботи дегазаційних свердловин».

11 ПРОТИАВАРІЙНИЙ ЗАХИСТ

Протиаварійний захист здійснюється комплексом заходів, що проводяться при бурінні дегазаційних свердловин, дотриманням вимог, що пред'являються до труб і устаткування, виконанням інструкції та заходів без-небезпеки при експлуатації вакуум-насосної станції, контролем атмосфери гірничих виробок, безперебійною роботою системи дегазації.

1. Дегазаційні свердловини повинні забезпечувати проектну ефективність дегазації. У разі, якщо фактичне виділення метану буде вище розрахункового, повинен бути проведений перерахунок необхідної ефективності дегазації і витрат повітря.

2. Для запобігання загазування гірничих виробок в період первинної посадки основної покрівлі повинні бути пробурені торцеві свердловини над монтажним ходком до початку роботи лави.

3. При бурінні свердловин повинен здійснюватися безперервний контроль вмісту метану. У разі підвищення вмісту метану в гирлі свердловини до 2,0% буріння припиняють і свердловину приєднують до газопроводу. Буріння до проектної глибини здійснюється тільки з використанням пристрою ГУБС.

4. Дегазаційні свердловини після закінчення буріння повинні бути спів-з'єднані з газопроводом або герметично закриті. Устя використаних і відключених від газопроводу свердловин повинні бути перекриті металевими заглушками з прокладками з важко горючого матеріалу.

5. При бурінні свердловин з камер і їх провітрюванні вентилятором місцевого провітрювання пускова апаратура бурового верстата повинні бути заблоковані з вентилятором.

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

7. Заборонено використовувати газопроводи в якості опорних конструкцій або заземлювача.

8. Для забезпечення вибухобезпеки транспортування метано-повітряної суміші необхідно виконувати заходи, передбачені розділом 9 кваліфікаційної роботи.

9. Контроль роботи системи дегазації повинен здійснюватися відповідно до розділу 10 кваліфікаційної роботи.

10. У разі пожежі у виробках, де прокладено дегазаційний газопровід, необхідно передбачити заходи з розділу 12 кваліфікаційної роботи.

11. Дегазація повинна здійснюватися безперервно. Дозволено встановлювати технологічні перерви тривалістю не більше 30 хвилин, передбачені графіком роботи вакуум-насосної станції.

12 ЗАХОДИ З УПРАВЛІННЯ ДЕГАЗАЦІЙНОЮ СИСТЕМОЮ ПІД ЧАС ПОЖЕЖ

12.1 Загальні положення

При виникненні пожежі на виїмковій ділянці за допомогою дегазації може бути знижена концентрація метану в гірничих виробках, що створює безпечні умови для ведення гірничорятувальних робіт. Однак в разі розгерметизації газопроводу, заповненого метано-повітряною сумішшю (горіння гнучкого шлангу, що з'єднує дегазаційної свердловину з дільничним газопроводом, деформація газопроводу від високих температур та інші), виникає загроза вибуху або поширення полум'я по газопроводу.

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

При гасінні підземних пожеж можливі наступні режими дегазації виїмкової дільниці:

- нормальний, коли розрідження в дегазаційному газопроводі ділянки залишається таким же, як і до аварії;

- посилений, коли розрідження в дегазаційному газопроводі ділянки на період ліквідації аварії збільшується;

- ослаблений, коли розрідження в газопроводі при аварії знижується в порівнянні з нормальним;

- нульовий, коли дегазаційний газопровід роз'єднати і витікання метану в свердловини відбувається за рахунок природного дренажу гірського масиву.

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

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

12.2 Режими дегазації виїмкової ділянки 19-ї східної лави пласта C_{11} при гасінні пожеж

Вибір режиму дегазації залежить від місця виникнення пожежі, розташування дегазаційного газопроводу, схеми провітрювання виїмкової ділянки, напрямки руху очисного забою і способу гасіння пожежі.

Виїмкова ділянка 19-ї східної лави пласта C_{11} провітрюється за прямоточною схемою з підвіщенням вихідного струменя повітрям типу 3-В. Дільничний дегазаційний газопровід прокладений в конвеєрній виробці 19-ї східної лави пласта C_{11} . У процесі відпрацювання лави гирла непрацюючих свердловин від'єднуються від дегазаційного газопроводу і закриваються металевими заглушками з прокладками з важко горючого матеріалу, а газопровід скорочується.

Можливі такі варіанти виникнення пожеж.

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

2. За межами виїмкової ділянки в виробці з вихідним струменем повітря, що не має дегазаційного газопроводу, але в яку відводиться вихідний струмінь повітря з виїмкової ділянки 19-ї східної лави пласта C_{11} .

3. У виробці виїмкової ділянки, що постачає повітря, де немає дегазаційного газопроводу - вентиляційна виробка 19-ї східної лави пласта C_{11} (пункт №1 на малюнку 5).

4. У робочому або у виробленому просторі 19 східної лави пласта C_{11} (пункти 2, рис. 5).

5. У конвеєрній виробці 19-ї східної лави пласта C_{11} на ділянці, де прокладено діляничний дегазаційний газопровід і немає дегазаційних свердловин (пункти 3, рис. 5).

6. У конвеєрній виробці 19-ї східної лави пласта C_{11} на ділянці, де дегазаційні свердловини підключені до газопроводу (пункти 4, рис. 5).

7. У конвеєрній виробці 19-ї східної лави пласта C_{11} на ділянці, де дегазаційні свердловини закриті металевими заглушками з прокладками з важко горючого матеріалу, а газопровід скорочений (пункти 5, рис. 5).

8. За межами виїмкової ділянки у виробці, в якій прокладено магістральний дегазаційний газопровід.

При гасінні пожежі, що виникла активним способом повинні здійснюватися такі режими дегазації виїмкової ділянки:

1. При пожежі за межами виїмкової ділянки в виробці зі свіжим або вихідним струменем повітря не має дегазаційного газопроводу режим дегазації виїмкової ділянки не змінюється.

2. При пожежі в виробці за межами виїмкової ділянки, в яку відводиться виходить вентиляційний струмінь повітря з 19-ї східної лави пласта C_{11} , дегазацію покрівлі і ґрунту на виїмковій ділянці необхідно обов'язково підсилити. Для цього слід ввести в роботу третій вакуум-насос на вакуум-насосній станції.

3. При пожежі в виробці виїмкової ділянки, куди постачається повітря, де немає дегазаційного газопроводу (пункт 1, рис. 5), в разі, якщо витрата

повітря на ділянці не зменшиться, необхідно підтримувати існуючий до виникнення аварії режим дегазації.

Якщо ж витрата повітря на виїмковій ділянці зменшиться, то дегазацію покрівлі і ґрунту необхідно обов'язково посилити. Для цього слід ввести в роботу третій вакуум-насос на вакуум-насосній станції. Це дозволить зменшити ймовірність утворення вибухонебезпечних концентрацій метану у виробках з вихідним струменем повітря.

4. При пожежі в робочому або виробленому просторі 19-ї східної лави пласта C_{11} (пункти 2, рис. 5), дегазацію покрівлі і ґрунту на виїмковій ділянці необхідно обов'язково посилити. Для цього слід ввести в роботу третій вакуум-насос на вакуум-насосній станції.

Якщо в робочому або виробленому просторі лави запалюється метан, що виділяється по тріщинах гірського масиву, то додатково до діючих необхідно, при можливості, пробурити дегазаційні свердловини в передбачувану зону інтенсивного його виділення. Параметри буріння вибираються за рекомендаціями ІГТМ ім. Н.С. Полякова НАН України. Буріння свердловин повинно здійснюватися з ізолюванням відведенням метану в газопровід за допомогою пристрою ГУБС.

5. При виникненні пожежі в конвеєрній виробці 19-ї східної лави пласта C_{11} на ділянці, де прокладено дегазаційний газопровід (пункти 3, рис. 5) або на ділянці, де підключені дегазаційні свердловини (пункти 4, рис. 5) необхідно наступне:

5.1 Безперервно контролювати вміст метану в дегазаційному газопроводі на вакуум-насосній станції. Якщо вміст метану в газопроводі почне знижуватися, то після зниження концентрації до рівня 25% необхідно перекрити засувки на дегазаційних свердловинах, відкрити продувний вентиль на кінці газопроводу і провітрити його протягом 10-ти хвилин за рахунок розрідження. Після цього перекрити засувку в дільничному газопроводі і зупинити вакуум-насоси на вакуум-насосній станції.

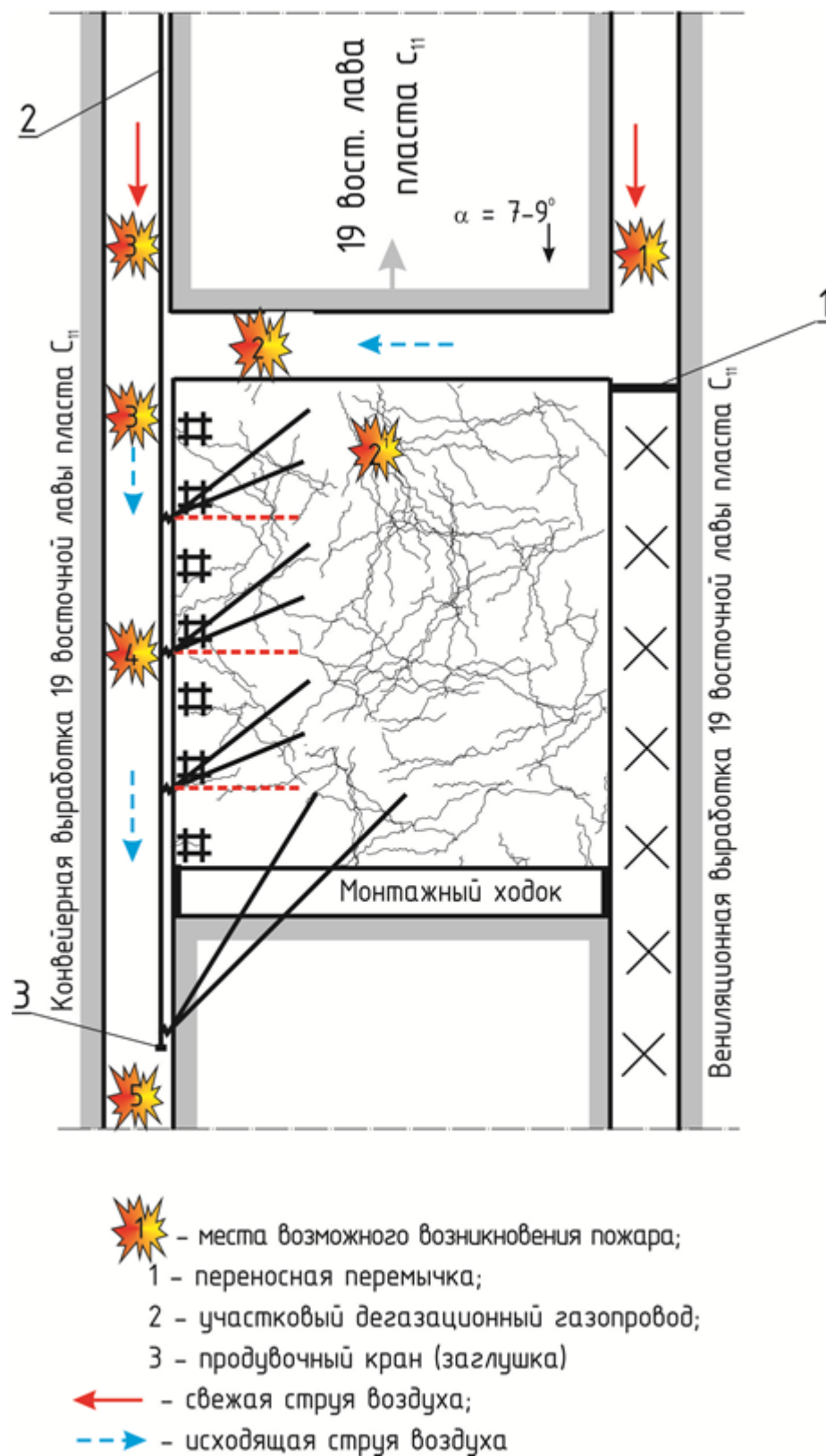


Рисунок 7 – Схема розташування місць можливого виникнення пожежі в межах виїмкової ділянки 19-ї східної лави пласта C₁₁

5.2 Якщо перекрити засувки на свердловинах буде неможливо (висока температура в осередку пожежі, задимленість і т.д.) необхідно перекрити засувку в дільничному газопроводі і зупинити вакуум-насоси на вакуум-насосній станції.

6. При виникненні пожежі в конвеєрній виробці 19-ї східної лави пласта С₁₁ на ділянці де дегазаційні свердловини закриті металевими заглушками з прокладками з важко горючого матеріалу, а газопровід скорочений (пункти 5, рис. 5), дегазацію покрівлі і ґрунту на ділянці необхідно обов'язково посилити. Для цього слід ввести в роботу третій вакуум-насос на вакуум-насосній станції.

7. При виникненні пожежі за межами виїмкової ділянки у виробці, в якій прокладено магістральний дегазаційний газопровід необхідно безперервно контролювати вміст метану на вакуум-насосній станції. Якщо вміст метану в газопроводі почне знижуватися, то після зниження концентрації до рівня 25% необхідно перекрити засувку в дільничному газопроводі. Роз'єднати магістральний газопровід до вогнища пожежі у напрямку руху метано-повітряної суміші, що відсмоктується, і провітрити його протягом 10-ти хвилин за рахунок розрідження. Потім зупинити вакуум-насоси на вакуум-насосній станції.

При гасінні пожежі, що виникла в межах виїмкової ділянки шляхом його ізоляції режим дегазації встановлюється «Проектом локалізації і гасіння пожежі» за рекомендаціями ІГТМ ім. Н.С. Полякова НАН України.

12.3 Оцінка газової обстановки на виїмковій ділянці після відключення дегазації

Після припинення дегазації покрівлі і ґрунту свердловинами витрата метану у вихідному вентиляційному струмені буде поступово збільшуватися і протягом двох-чотирьох годин досягне проектного очікуваного його виділення на виїмковій ділянці $\bar{I}_{yc} = 27,3 \text{ м}^3 / \text{хв.}$ При цьому середня концентрація метану у вихідному вентиляційному струмені досягне:

$$\bar{C}_{исх.ав} = \frac{100 \cdot \bar{I}_{уч}}{Q_{уч}} = \frac{100 \cdot 27,3}{1700} = 1,61\%$$

Це нижче, ніж допустима концентрація метану ($C_{дон} < 2,0\%$) в гірничих виробках при веденні аварійно-рятувальних робіт. Отже, відключення дегазації не ускладнить ліквідацію пожежі.

13 ЗАПОБІГАННЯ ЗАБРУДНЕНЬ ДЕГАЗАЦІЙНИХ ГАЗОПРОВОДІВ І ВАКУУМ-НАСОСІВ

13.1 Джерела і причини забруднення дегазаційних газопроводів

Причиною забруднення дегазаційних газопроводів є тверді відкладення і вода в кількості, що істотно впливає на пропускну здатність. Тверді відкладення поділяються на розподілені і місцеві.

Розподілені відкладення утворюються по всій внутрішній поверхні газопроводів і складаються переважно з продуктів корозії і частинок породи. Товщина відкладень в залежності від умов і термінів експлуатації газопроводів може бути від 2 мм до 6 мм.

Місцеві відкладення утворюються в місцях зміни швидкості та напрямку потоку метано-повітряної суміші (арматура, коліна і т.п.). Втрати перерізу можуть досягати 30%. Основними джерелами виділення пилу і шламу є дегазаційні свердловини.

Накопичення води відбувається в понижених місцях газопроводу, а також в місцях сполучення його з похилими і вертикальними ділянками, за якими метано-повітряна суміш рухається вгору. При високій швидкості метано-повітряної суміші можливе накопичення води безпосередньо в вертикальних і похилих ділянках газопроводу з висхідним рухом метано-повітряної суміші. Втрати пропускної здатності при накопиченні води в газопроводах можуть

досягати 50% розрідження, створюваного насосами. При цьому може виникнути нестійкий коливальний режим руху метано-повітряної суміші.

13.2 Вимоги до засобів, що запобігають забрудненню дегазаційних газопроводів

Для запобігання забрудненню дегазаційних газопроводів рекомендується: проводити очищення метано-повітряної суміші, що надходить з дегазаційних свердловин в газопроводи, від води і шламу, відводити воду з ділянок труб, де можливе її накопичення; проводити періодичну очистку від твердих відкладень запірної арматури, вимірювальних діафрагм, а також колін, трійників і розширень газопроводів.

Очищення метано-повітряної суміші, що надходить з дегазаційних свердловин, від води і шламу повинна здійснюватися на всіх свердловинах, які виділяють пластову воду, незалежно від величини її притоки.

Конструкція пристрою для очищення суміші повинна забезпечувати ефективно (від 80% до 85%) відділення води і шламу, які рухаються в потоці метано-повітряної суміші і по стінках газопроводу. Працездатність пристрою і відсутність підсосів повітря повинні забезпечуватися при розрідженні до 66,5 кПа (100 мм рт.ст.), а відсутність витоків метано-повітряної суміші - при надмірному тиску 2 кПа (15 мм рт.ст.).

Конструкція пристрою для уловлювання і відведення води з газопроводів не повинна допускати підсосів повітря при розрідженні 13,3 кПа (500 мм рт.ст.) і відсутність витоків метано-повітряної суміші - при надмірному тиску 2 кПа (15 мм рт.ст.). Пристрої для очищення метано-повітряної суміші і уловлювання води повинні проходити випробування на щільність зварних швів. Для цього в пристроях створюється тиск 300 кПа (3 кгс/см²) і все зварні шви, фланцеві і різьбові з'єднання перевіряють мильним розчином. При відсутності витоків повітря пристрої вважаються такими, що витримали випробування,

Очищення вимірювальних діафрагм, запірної арматури та пристроїв для очищення метано-повітряної суміші, які встановлюють на обсадних трубах дегазаційних свердловин, потрібно здійснювати при кожному їх перенесенні на чергову свердловину.

Необхідність очищення колін, трійників і пристроїв для уловлювання води визначається за результатами газовакуумної зйомки газопроводу.

13.3 Засоби, які запобігають забрудненню дегазаційних газопроводів і вакуум-насосів

13.3.1 Пристрій для очищення метано-повітряної суміші на виході з свердловин

Пристрій для очищення метано-повітряної суміші, що надходить з дегазаційних свердловин, являє собою відцентровий сепаратор циліндричного типу, обладнаний дренажною трубою з гідравлічним затвором.

На рисунку 8 надано загальний вигляд пристрою, який складається з наступних основних елементів:

- циліндричного корпусу, закритого верхньою і нижньою кришками;
- конічного введення, з'єднаного з циліндричним корпусом;
- вихідний труби, що проходить ексцентрично через нижню кришку корпусу, призначеної для відведення очищеної метано-повітряної суміші;
- дренажної труби, яка служить одночасно елементом гідравлічного затвора;
- клапанної коробки;
- прямого і зворотного клапанів.

Корпус (1) і вихідна труба (3) утворюють спіральний простір циклону, в яке тангенціально через вхідний патрубок (2) входить метано-повітряна суміш, яка містить краплі води і шлам. Метано-повітряна суміш набуває в спіральному просторі обертальний рух, під час якого з суміші відокремлюються частинки

твердої і рідкої механічної суспензії. Відокремлена від суміші суспензія по стінках і дну корпусу стікає в дренажну трубу (4). Звільнена від суспензії метано-повітряна суміш втрачає швидкість, змінює напрямок і надходить у вихідний патрубок (3).

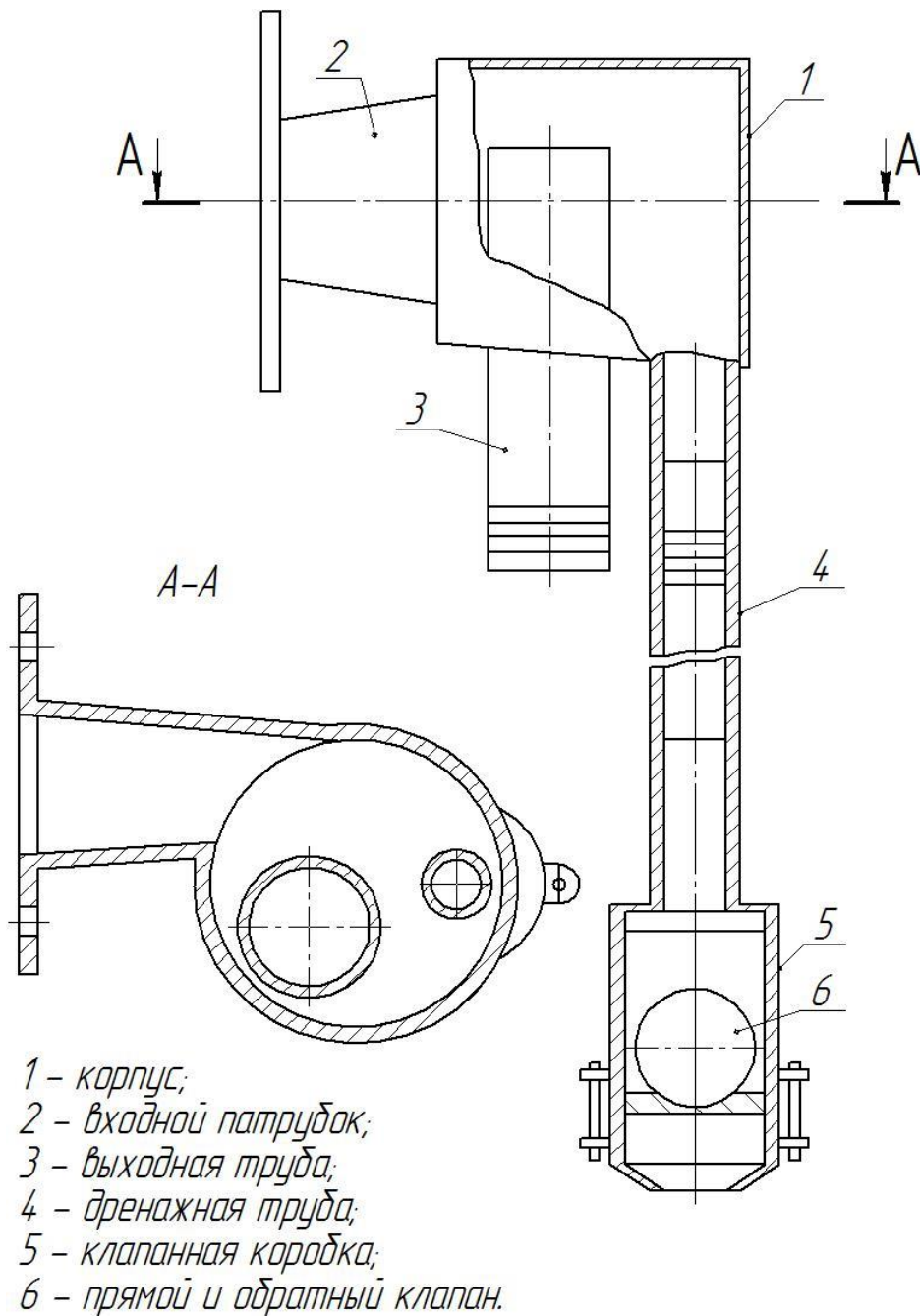


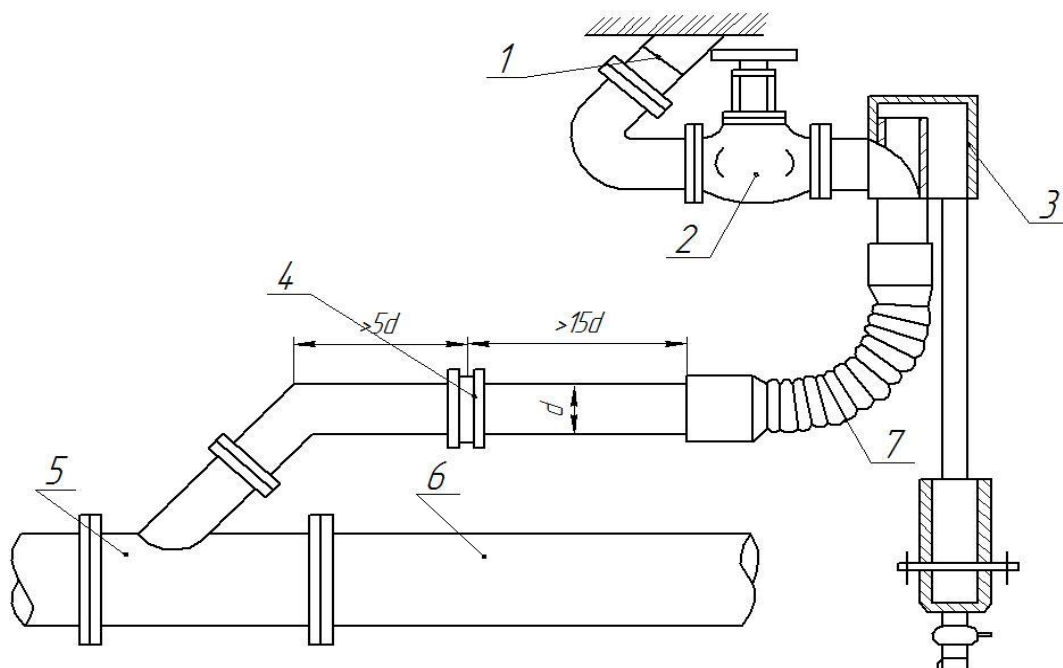
Рисунок 8 - Пристрій для очистки метано-повітряної суміші на виході з свердловин.

Рівень води в гідравлічному затворі визначається величиною розрідження в корпусі пристрою, тому приплив додаткової рідини порушує рівновагу гідравлічного затвора і надлишок води зливається назовні.

На кінець дренажної труби надівається кільцевої гумовий клапан, який перешкоджає підсосу повітря при включенні вакуум-насоса, коли в дренажній трубі немає води.

Якщо при цьому метано-повітряна суміш виходить під надлишковим тиском, порожня гумова куля опускається і перекриває вихідний отвір.

Пристрій для очищення метано-повітряної суміші монтують за допомогою коліна на кінці обсадної труби системи дегазації свердловини. Вихідний патрубок за допомогою гнучкого шланга з'єднують з вимірювальним пристроєм і трійником на дільничному газопроводі (рис. 9).



- 1 – обсадная труба;
- 2 – задвижка;
- 3 – устройство для очистки метановоздушной смеси;
- 4 – замерное устройство;
- 5 – тройник;
- 6 – участковый газопровод;
- 7 – гибкий шланг.

Рисунок 9 - Схема підключення пристрою для очистки метано-повітряної суміші до дегазаційної свердловини і газопроводу

Обслуговування пристрою полягає в заповненні гідрозатвору водою після монтажу і періодичного очищення клапанної коробки від шламу.

13.3.2 Пристрій для уловлювання і відведення води

Пристрій для уловлювання і відведення води (рис. 10) являє собою камеру трубчастого типу, обладнану збірним баком.

Пристрій складається з таких елементів:

- камери з фланцями для з'єднання з газопроводом;
- накопичувального бака;
- комутаційних кранів і зворотного клапана.

Вода, потрапляючи в камеру, стікає у відстійник, з якого через корковий кран прямує в накопичувальний бак. Повітря, яке витісняється з бака, з цього ж крану виходить в камеру.

Для випуску води накопичувальний бак за допомогою крана відключають від камери і через інший кран з'єднують з атмосферою, при цьому відкривають випускний кран, встановлений у дна збірного бака. Після випуску води комутаційні крани повертаються в початкове положення. Для зручності користування і запобігання підсосів повітря в газопровід управління кранами заблоковане.

Камеру для вловлювання води і накопичувальний бак виготовляють зі стандартних сталевих труб. У якості комутаційних кранів слід застосовувати пробкові сальникові крани Ду-50.

Діаметр і довжина збірного бака визначаються за наявністю місця для його розміщення.

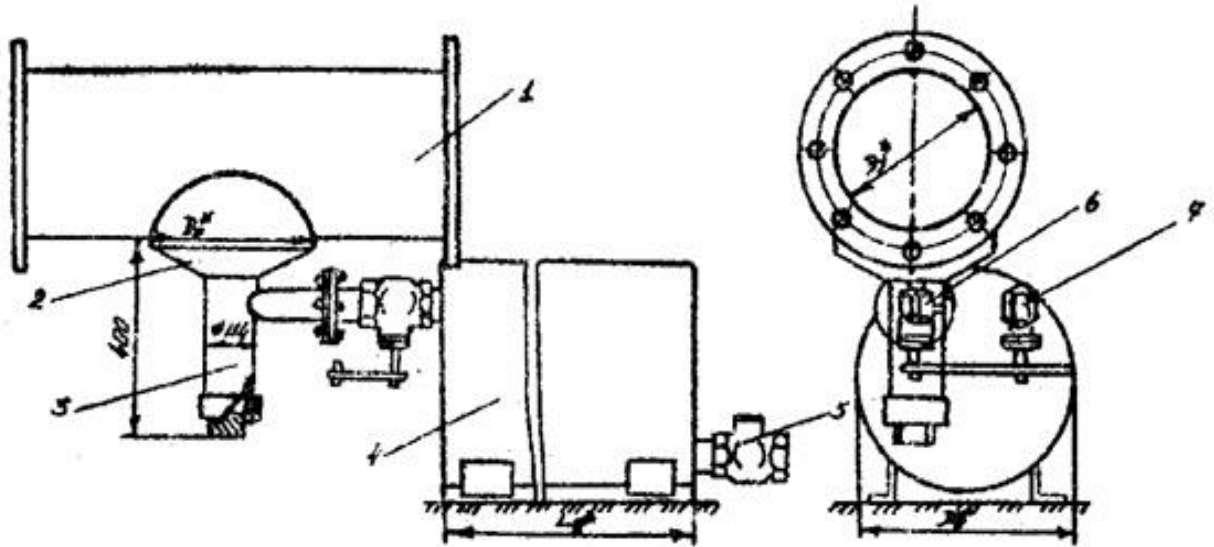
Обсяг накопичувального бака визначається кількістю води, що конденсується в частині газопровідної мережі і стікає в бак.

Періодичність випускання води (на добу) визначають за формулою

$$\tau = \frac{V}{1440 \cdot q},$$

де V – об'єм баку, л;

q - сумарний приплив води, $\text{м}^3/\text{хв}$. Визначають експериментально.



1 – водоулавливающая камера; 2 – воронка; 3 – отстойник; 4 – накопительный бак;
5 – выпускной кран; 6,7 – заблокированные коммутационные краны

Рисунок 10 – Пристрій для вловлювання та відводу води

14 ТЕХНІЧНЕ І ТЕХНОЛОГІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ КОГЕНЕРАЦІЙНОЇ УСТАНОВКИ НА ШАХТНОМУ МЕТАНІ

14.1 Перспективи використання когенераційних установок в Україні

Когенерація - процес використання теплового двигуна або теплової електростанції для одночасного виробництва, як корисного тепла, так і електроенергії. Звичайні електростанції скидають в навколишнє середовище теплову енергію, що виробляється як побічний продукт при генерації електроенергії, через градирні, разом з теплом вихлопних газів або іншими способами. В основі когенерації лежить утилізація теплової енергії, яка скидається, для використання в промисловості, або побуті, або в безпосередній близькості до енергомодуля, або (особливо в Скандинавії і Східній Європі) для розподілу споживачам по трубопроводах. Ця схема носить назву децентралізованого енергопостачання [9,13].

У Сполучених Штатах теплоелектроцентральної Кон Едісон виробляє 30 мільйонів фунтів пара щорічно на семи когенераційних установках. Температура цього пара становить 538°C , всього система обслуговує 100 000 будинків в Манхеттені, будучи найбільшою комерційною системою такого типу в світі. Утилізований теплова енергія, що характеризується помірними температурами ($100\text{--}180^{\circ}\text{C}$), також може використовуватися в абсорбційних чиллерах (абсорбційна бромістолітєва холодильна машина) для виробництва холоду. Енергомодуль, що виробляє електроенергію, тепло і холод, іноді називають тригенераційною установкою. Когенерація - це термодинамічно ефективне використання палива. При виробництві електроенергії деяка кількість енергії неминуче втрачається, але в когенераційних схемах ця теплова енергія може знайти корисне застосування [13].

Теплові електростанції, а також теплові двигуни в цілому, не перетворюють всю доступну енергію в електрику. У більшості теплових двигунів більш ніж половина енергії розсіюється як наслідок другого закону термодинаміки (теплова теорема Карно). Якщо використовувати це додаткове тепло, що втрачається в традиційних теплових електростанціях, то к.к.д. когенераційної установки може досягати 89% в порівнянні з 55% с найкращих установок без утилізації тепла. Це означає, що потреба в паливі для виробництва тієї ж корисної енергії, зменшується. Також при розрахунках економічного ефекту необхідно враховувати зменшення забруднення навколишнього середовища. Деякі теплоелектростанції використовують робочі процеси, засновані на декількох термодинамічних циклах, а потім використовується теплообмінник для утилізації розсіяної теплової енергії [10].

Когенераційна установка може бути орієнтована на отримання теплової енергії в першу чергу, або пріоритетно виробляти електроенергію, при цьому тепло, що розсіюється, використовується за потребою. Когенерація найбільш ефективна, коли тепло використовується на тому ж майданчику або дуже близько до неї. Повний к.к.д. падає, коли тепло необхідно передати на великі відстані. При цьому потрібні добре ізольовані трубопроводи, які дороги і

неефективні. У той же час електрику може передаватися на великі відстані по дротах значно простіше, при цьому втрати навіть на великих відстанях істотно менше [13].

Енергоустановки основного циклу в першу чергу виробляють електрику за допомогою парової турбіни. На виході пара конденсується і низькотемпературний теплоносій може бути утилізований для потреб опалення. Енергоустановки вторинного циклу використовують високотемпературний теплоносій для промислових цілей, а тепло, що розсіюється, за допомогою економайзерів служить для вироблення електроенергії. Енергоустановки вторинного циклу використовуються тільки у випадках, коли промисловий процес вимагає високих температур (наприклад, скло і сталеплавильні печі) - тому вони зустрічаються рідше. Великі когенераційні установки постачають гарячу воду і виробляють електроенергію для великих промислових підприємств і цілих міст [10].

Основні типи когенераційних установок:

- Газотурбинная когенераційна установка, що використовує тепло вихлопних газів;
- Установки змішаного циклу, пристосовані для когенерації;
- Паротурбінна когенераційна установка, в якій конденсатор пари використовується для вироблення тепла для потреб опалення.

Сучасні паливні елементи на $\text{CO}+\text{H}_2$ циклах працюють при високих температурах, відповідно має сенс утилізувати тепло вихлопних газів. Менші за розміром когенераційні установки можуть використовувати поршневі двигуни або двигуни Стірлінга. Тепло відбирається у вихлопних газів і від системи охолодження двигуна. Ці системи дуже популярні для невеликих споживачів, тому що невеликий газопоршневий або дизельний мотор значно дешевше невеликої парової електростанції. Деякі когенераційні установки використовують біомасу замість палива, також можливе використання промислових або побутових відходів, шахтного метану.

Типові мікро-когенераційні установки - категорія установок, яка виробляє менше 5 кВт електроенергії. Замість того, щоб просто спалювати паливо на опалення, деяка частина енергії використовується для вироблення електроенергії на додаток до тепла. Ця електроенергія може використовуватися для домашніх потреб або в бізнесі, або (якщо дозволяє політика енергокомпанії) бути продана назад в мережу.

Потужність типової міні-когенераційної установки - від 5 кВт до 500 кВт, та зазвичай застосовується для забезпечення енергетичних потреб окремої будівлі або середнього бізнесу. В даний час використовуються п'ять різних технологічних підходів для побудови когенераційних установок: мікротурбіни, двигуни внутрішнього згоряння, двигуни Стірлінга, парові машини закритого циклу, паливні елементи [13].

В даний час ситуація з електропостачанням що будуються або реконструюються об'єктів в Україні досягла критичного порога. Стан електрогенеруючих потужностей і електророзподільних мереж незабаром можна охарактеризувати як незадовільний.

У великих містах електророзподільні мережі не дозволяють підключати нових споживачів, а в районних центрах як правило не вистачає як енергогенеруючих потужностей, так і якісних електророзподільних мереж. З іншого боку, стан газового господарства вселяє обережний оптимізм. Тому представляється раціональним використовувати нетрадиційні види палива для отримання електроенергії на об'єктах, таких як лікарні, готельні та торговельно-розважальні комплекси, виробничі приміщення тощо. З прийняттям законів «Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії (когенерацію) та використання скидного енергопотенціалу», №2509-IV від 05.04.2005г. і «Про теплопостачання», №2633-IV від 02.05.2005г. в Україні відкрилися можливості для широкого впровадження когенераційних установок і когенераційних газових електростанцій (міні-ТЕЦ) [13].

Економічний аналіз (покриття капітальних витрат і витрат на обслуговування кредиту за рахунок економії витрат на енергоресурси), показує,

що для умов сьогодення основна перешкода для широкого впровадження міні-когенераційних установок в Україні - це висока ціна.

Аналіз вартісних компонент газопоршневих міні-когенераційних показує, що основним внеском в перевищенні ціни за економічно обґрунтовані межі є те, що вони імпортовані в Україну. У той же час промисловий потенціал України досить великий і подібні установки можна досить легко виготовляти в Україні з українських комплектуючих.

14.2 Порівняльна характеристика когенераційних систем

Когенераційні системи складаються з наступних основних частин:

- двигун (основний);
- електричний генератор;
- утилізатор теплової енергії;
- модуль управління.

Когенераційні системи, як правило, класифікуються за типами основного двигуна і генератора, а також за типом палива. Порівняння буде проводитися між паровими турбінами, поршневими двигунами, газовими турбінами, турбінами комбінованого циклу і мікротурбінами.

Парові турбіни.

Парові турбіни використовуються в якості основних двигунів промислових когенераційних систем протягом багатьох років. Пара, що утворюється в паровому котлі, розширюючись, під високим тиском проходить через лопатки турбіни. Турбіна обертається і виробляє механічну енергію, що використовується генератором для виробництва електрики.

Електрична потужність системи залежить від того, наскільки великий перепад тиску пари на вході і виході турбіни. К.к.д. парової турбіни в частині генерації електроенергії найнижчий з усіх розглянутих технологій (від 7 до 20%), але в складі когенераційних систем сумарна ефективність може досягати 80% в розрахунку на умовну одиницю витраченого палива (за теплотворною

здатністю). З цього випливає, що парові турбіни знаходять застосування в місцях, де потреба в тепловій енергії набагато вище, ніж в електричній. Пропоновані на ринку системи, як правило, розраховані на виробництво від 500 кВт і більше електроенергії.

Для ефективної роботи пар в турбіну повинен подаватися під високими тиском і температурою (4 МПа при 400⁰С або 6 МПа при 480⁰С). Такі умови висувають підвищені вимоги до котельного устаткування, що призводить до зростання капітальних витрат і вартості супроводу. Перевагою технології є можливість використання в котлі найширшого спектра палив, включаючи шахтний метан. Парові турбіни бувають двох типів: з протитиском (коли тиск пари на виході турбіни вище атмосферного) і конденсаційні (коли тиск пари на виході турбіни нижче атмосферного). Застосування додаткового (зовнішнього по відношенню до турбіни) конденсора в останніх дозволяє збільшити електричну ефективність, але практично зводить до нуля подальше використання тепла, що відходить.

Газові турбіни.

Завдяки переходу в 90-і роки на використання природного газу в якості основного палива для електроенергетики, газові турбіни зайняли істотний сегмент ринку. Незважаючи на те, що максимальна ефективність обладнання досягається на потужностях від 5 мВт і вище (до 250 МВт), деякі виробники випускають моделі в діапазоні 1-5 МВт.

Принцип роботи газових турбін полягає в наступному: газ, що нагнітається в камеру згоряння компресором, змішується з повітрям, формуючи паливну суміш, і підпалюється. Утворені продукти горіння з високою температурою (900⁰С-1200⁰С), проходячи через кілька рядів лопаток, встановлених на валу турбіни, призводять до обертання турбіни. Механічна енергія вала передається через понижуючий редуктор електричного генератора. Теплова енергія виходить з турбіни газів надходить в теплоутилізатор. Замість виробництва електрики, механічна енергія турбіни може використовуватися для роботи насосів, компресорів і т.п. Найбільш традиційним видом палива для

газових турбін є природний газ, хоча це не виключає можливості використання інших видів газоподібного палива, в тому числі шахтного метану. При цьому газові турбіни пред'являють підвищені вимоги до якості його підготовки (механічні включення, вологість).

Температура вихідних з турбіни газів становить 450°C - 550°C . Кількісне співвідношення теплової енергії до електричної у газових турбін становить від 1,5:1 до 2,5:1, що дозволяє будувати когенераційні системи, що розрізняються за типом теплоносія:

- безпосереднє (пряме) використання відхідних гарячих газів;
- виробництво пара низького або середнього тиску (0,8-1,8 МПа) в зовнішньому котлі;
- виробництво гарячої води (краще, коли необхідна температура перевищує 140°C);
- виробництво пари високого тиску (турбіни комбінованого циклу).

К.к.д. газової турбіни складає 25% - 35%, в залежності від параметрів роботи конкретної моделі турбіни і характеристик палива. У складі когенераційних систем ефективність зростає до 90% в розрахунку на умовну одиницю витраченого палива (за теплотворною здатністю). Газові турбіни мають гарні екологічними параметрами (емісія NO_x на рівні 25 ppm).

Робота турбіни супроводжується високим рівнем шуму, тому для їх установки використовуються будівлі індустріального типу (в тому числі контейнерного типу), які також забезпечують влагозахищеність обладнання.

Поршневі двигуни.

Поршневі двигуни, що використовують в енергосистемах, мають, з одного боку, співмірну з турбінами ефективність в частині генерації електроенергії. З іншого боку, створення когенераційних систем на базі поршневих двигунів ускладнене розсіюванням теплової енергії, частина якої відводиться системою охолодження двигуна (двигун і масло, яке використовується в системі змащення, повинні постійно охолоджуватися), а також пульсуючим характером потоку газів, що відходять (з температурою на

рівні 400°C). Кількісне співвідношення теплової енергії та електричної у поршневих двигунів становить від 0,5: 1 до 1,5: 1.

На практиці застосовують два типи поршневих двигунів:

- з запалюванням від стиснення (аналог автомобільного або суднового дизеля), які можуть працювати на дизельному паливі або природному газі (з додаванням 5% дизельного палива для забезпечення займання паливної суміші). На ринку доступні моделі від одиниць кіловат до 15 МВт вихідний електричної потужності. Незважаючи на повсюдну тенденцію використовувати газ (в основному з екологічних причин), в деяких випадках (відсутність газопроводу, ціна будівництва, час роботи) економічно виправдано використовувати дизельне паливо;

- з іскровим запалюванням (аналог автомобільного бензинового двигуна). Електрична вихідна потужність двигунів цього типу, як правило, на 15-20% нижче, ніж у дизелів (обмежується спеціально для запобігання детонації). Теплова потужність у них також нижче, ніж у дизелів. Двигуни з іскровим запалюванням можуть працювати на чистому газі (природний газ, шахтний метан, біо- та інші умовно безкоштовні гази).

Найбільш часто зустрічаються аплікації для теплової енергії відхідних газів поршневих двигунів включають виробництво пара з тиском до 1,5 МПа, або гарячої води з температурою до 100°C , або пряме використання тепла відхідних газів в процесах сушіння. Крім газів, що відходять можна використовувати воду з системи охолодження двигуна, але вона має низьку енергетичну здатність (температура 80°C - 90°C).

Підготовка місця установки поршневих двигунів повинна обов'язково включати вирішення питань, пов'язаних з вібрацією. Найбільш ефективним методом є використання платформи з пневматичною системою амортизації.

Шум від роботи двигуна представляє меншу проблему, ніж для індустриальних газових турбін, але разом з тим, низькочастотна складова шуму може створювати достатньо сильний тиск на слух людини, а також вимагати створення спеціальних захисних конструкцій.

Поршневий двигун конструктивно має більше рухомих частин в порівнянні з турбіною. Отже, інтервали сервісного обслуговування, пов'язаного із зупинкою та ремонтом двигуна коротше, ніж у турбін. Проте, працездатність поршневих двигунів, як правило, не опускається нижче 90%. Істотне обмеження полягає в роботі на неповній потужності - поршневий двигун, як правило, не рекомендується запускати з навантаженням менше 50% на тривалий період часу.

Для боротьби з високою емісією шкідливих речовин в поршневих двигунах використовуються як зовнішні каталітичні фільтри, так і конструктивні модифікації самих двигунів, спрямовані на збільшення часу горіння і ступеня стиснення паливної суміші. Це, в свою чергу, призводить до зростання вартості самого устаткування і витрат на його супровід. Висока емісія поршневих двигунів пов'язана в першу чергу з тим, що розвиток цих технологій відбувалося в період відсутності екологічних обмежень і основна увага приділялася максимізації вихідної потужності і продуктивності.

Системи комбінованого циклу.

Комбінована система будується на основі індустріальної газової турбіни. Потік гарячих газів, що відходять з газової турбіни, спрямовується на виробництво пара, який, в свою чергу, надходить в парову турбіну. Як правило, такі системи використовуються генеруючими компаніями в разі, коли необхідно максимізувати виробництво електричної енергії. Когенерація в цьому випадку грає підлеглу роль і забезпечується за рахунок відводу частини тепла з парової турбіни.

Мікро-турбіни.

Мікро-турбіна використовується в якості двигуна компактних модульних генераторів електроенергії, що працюють в діапазоні потужностей від 25 до 200 кВт. Всі рухомі частини мікро-турбінного двигуна - повітряний компресор, генератор і сама турбіна - розташовані на одному валу, швидкість обертання якого знаходиться в діапазоні 45000-96000 обертів на хвилину. Вал закріплений на повітряних підшипниках, що дозволяє відмовитися від рідинного змащення і

використовувати для цього повітря. Повітря також забезпечує охолодження двигуна і керуючої електроніки. Це дозволяє значно знизити вартість обслуговування обладнання в порівнянні з іншими технологіями. Для мікро-турбін стандартним вважається проведення регламентних робіт не частіше ніж 1 раз на рік, що забезпечує працездатність не нижче 99%. Основним видом палива для мікро-турбін є природний газ, але вони також можуть ефективно працювати і на іншому комерційному або умовно безкоштовному вуглеводневому паливі (попутний нафтовий, біологічний газ, шахтний метан, зріджений пропан, бутан, дизель або гас). Мікро-турбіни демонструють найкращі показники за екологічними параметрами в порівнянні з іншими технологіями: вміст NO_x в газах не перевищує 9 ppm, CO - 40 ppm, що в 10 разів краще, ніж у поршневих двигунів і в 5 - ніж у індустріальних турбін.

Мікро-турбіни не вібрують, акустична емісія не перевищує 65 ДБ і легко гаситься за допомогою додаткових кожухів. Корпус мікро-турбіни має захист від вологи і дозволяє встановлювати обладнання на відкритому майданчику, знижуючи тим самим витрати на організацію спеціальних приміщень.

За сукупності всі ці переваги дозволяють застосовувати мікро-турбіни в якості постійно діючого основного генератора навіть у густонаселених міських центрах всередині і поза приміщеннями, відводячи мережі роль резерву.

У зв'язку з тим, що мікро-турбіни є досить інноваційним продуктом на ринку розподілених енергосистем (активне комерційне застосування почалося в 1998 році) і вартість обладнання, віднесена на одиницю електричної потужності в даний час вище, ніж у інших технологій, використання мікро-турбін в когенераційних системах істотно покращує їх економічну привабливість. Застосування мікро-турбін в когенерації визначається температурою відхідних газів (270°C - 300°C) і кількісним співвідношенням теплової енергії до електричної (від 2: 1 до 2,5: 1):

- пряме використання газу для сушки, обігріву приміщень, виробництва CO_2 (теплиці);
- комплектація інтегрованим або підключення зовнішнього теплообмін-

ника, в якому теплоносієм виступає вода або гліколь (гаряче водопостачання, опалення);

- інтеграція з кліматичними системами для охолодження і осушення приміщень (наприклад, в абсорбційній холодильній машині).

Досить часто когенерація на базі мікро-турбін встановлюються на додаток до існуючих індустріальним системам виробництва теплової енергії. Мала одинична потужність, масштабованість і можливість ефективно працювати в діапазоні навантажень від 0 до 100% дозволяють оптимізувати схеми виробництва енергії, що призводить до суттєвої економії палива і збільшує термін служби обладнання.

Вищевикладені переваги дозволяють досягати продуктивності 96% при когенерації, встановлюючи мікро-турбіни на сірчистих газах або газах з низькою теплотворною здатністю.

14.3 Переваги та недоліки різних типів двигунів для когенераційної установки

Парова турбіна.

Переваги: Висока продуктивність. Гнучкість по відношенню до типу палива, що спалюється. Тривалий термін служби.

Недоліки: Висока інертність (тривалий період запуску). Висока вартість. Виробництво тепла переважає над електроенергією.

Індустріальна газова турбіна.

Переваги: Надійність. Відсутність водяної системи охолодження. Гнучкість по відношенню до вибору палива. Низька емісія шкідливих речовин. «Високоенергетичний» вихід теплової енергії.

Недоліки: Нижній поріг ефективного застосування (від 5 мВт електроенергії). Продуктивність нижче, ніж у поршневих двигунів. Високий рівень шуму. Потрібно підготовка палива (очищення, осушення, компресія). Тривалий період запуску (0,5-2 години). Складний і дорогий капітальний ремонт.

Поршневий двигун.

Переваги: Висока продуктивність. Відносно низький рівень початкових інвестицій. Широкий спектр моделей по вихідній потужності. Можливість автономної роботи. Швидкий запуск. Гнучкість по відношенню до вибору палива.

Недоліки: Дороге обслуговування (обслуговуючий персонал, використання мастил і охолоджуючих рідин). Висока емісія шкідливих речовин. Високий рівень (низькочастотного) шуму. Низька теплова ефективність. Високе співвідношення вага/вихідна потужність. Ресурс роботи нижче, ніж у турбін.

Мікро-турбіна.

Переваги: Висока надійність і тривалий термін служби. Низька вартість обслуговування (відсутність рідинного змащення, віддалений моніторинг). Масштабованість. Можливість автономної роботи. Гнучкість по відношенню до вибору палива. "Високоенергетичний" вихід теплової енергії. Найнижча емісія шкідливих речовин в порівнянні з іншими наведеними вище технологіями.

Недоліки: Відносно високий рівень початкових інвестицій. Відносно низька вихідна потужність одного модуля.

14.4 Застосування когенераційних систем

Когенераційна енергосистема - це компактна високоефективна теплоелектростанція. Основним елементом цього комбінованого джерела електроенергії і тепла є первинний газовий двигун внутрішнього згорання з електрогенератором на валу. Електричний генератор використовують для перетворення механічної енергії обертового вала двигуна в електроенергію. Генератори можуть бути синхронними або асинхронними. Синхронний генератор може працювати в автономному режимі або паралельно з мережею. Асинхронний генератор може працювати тільки паралельно з мережею. Якщо стався обрив або інші неполадки в мережі, асинхронний генератор припиняє

свою роботу. Тому, для забезпечення гнучкості застосування розподілених когенераційних енергосистем частіше використовуються синхронні генератори.

При роботі двигун-генератора утилізується тепло газовихлопу, паливної суміші, масла і водяної «сорочки» двигуна. При цьому в середньому на 1 МВт електричної потужності споживач отримує 1МВт теплової потужності у вигляді гарячої води 90⁰С або пара для опалення та гарячого водопостачання.

Когенерація задовольняє потреби об'єкта в електроенергії і низько потенційного тепла. Головна її перевага полягає в більш ефективному перетворенні енергії в порівнянні зі звичайними системами і, отже, в скороченні витрат на виробництво одиниці енергії.

Для перетворення механічної енергії обертового вала двигуна в електроенергію у когенераційних енергосистемах використовують електричний генератор. Генератори можуть бути синхронними або асинхронними. Синхронний генератор може працювати в автономному режимі або паралельно з мережею. Асинхронний генератор може працювати тільки паралельно з мережею. Якщо стався обрив або інші неполадки в мережі, асинхронний генератор припиняє свою роботу. Тому, для забезпечення гнучкості застосування розподілених когенераційних енергосистем частіше використовуються синхронні генератори.

У багатьох країнах існує державна підтримка використання когенераційних систем, що працюють на газі. Пов'язано це, в першу чергу, з екологією: когенерація дозволяє скоротити на 30-50% емісію CO₂ в порівнянні з електростанціями, що працюють на вугіллі і на 15-20% - в порівнянні з роздільною генерацією електроенергії і тепла. Для комерційних підприємств рішення про впровадження власної когенераційної системи засноване на економічному обґрунтуванні, яке, як правило, прив'язується до нормативів окупності, прийнятим в галузі потенційного власника системи, а не до норм, що діють в енергетиці. Такий підхід накладає суттєві обмеження, компенсація яких можлива шляхом детального аналізу поточного споживання енергії компанією і перспектив його зростання, потреби в підвищенні якості та надійності

енергопостачання. Основне правило полягає в оцінці часу роботи когенераційної системи і ступеня її завантаження - чим довше система працює на максимальній потужності, тим краще економіка її застосування. Часткове заміщення або повна відмова від комерційного палива і перехід на умовно-безкоштовне (*шахтний метан*) сприяють поліпшенню економічних показників когенерації. У разі, коли виробництво постійно споживає значну кількість пари або гарячої води, заміщення частини котлів на когенераційну систему дозволить підвищити ефективність використання палива - при тій же кількості тепла буде здійснюватися ще й електроенергія, яку можна використовувати на заміщення мережі або для підвищення надійності енергопостачання [15-19].

15 ВИБІР ОБЛАДНАННЯ І ВИКОРИСТАННЯ КОГЕНЕРАЦІЙНОЇ УСТАНОВКИ В УМОВАХ «ШАХТИ ІМЕНІ М.С.СУРГАЯ»

На основі огляду науково-технічної літератури та інформаційних мережевих каналів Інтернету, а також даних, отриманих при аналізі інформації про когенераційних системах та її складових (розділ 14), були теоретично обґрунтована технологічна схема і обрано обладнання для компонування когенераційної енергосистеми для утилізації шахтного метану, що видобувається методом дегазації вугільного пласта С₁₁ дев'ятнадцятої східної лави «Шахта імені М.С. Сургая» [8-13].

Світовим лідером з виробництва газопоршневих систем можна по праву вважати австрійську компанію GE Jenbacher. Компанія вперше приступила до випуску газових двигунів ще в 1957 р. В результаті майже п'ятидесяти річної роботи вона стала визнаним світовим лідером в цій області. GE Jenbacher випускає установки, що охоплюють діапазон одиничних електричних потужностей агрегатів від 330 до 3047 кВт. В даний час випускається чотири серії газових двигунів: серії 2, 3, 4 і 6. Серії розрізняються за такими параметрами як діаметр і хід поршня [10].

Незаперечні конкурентні переваги GE Jenbacher:

1. Високий к.к.д. На електрогенеруючих установках компанії GE Jenbacher досягається дуже високий електричний к.к.д. - 43,1%. При цьому, в діапазоні зміни навантажень 50-100% від номінальної, к.к.д. залишається практично незмінним.

2. Гнучкий ряд за потужністю. Ряд двигунів GE Jenbacher складається їх 4-х серій газопоршневих машин. У таблиці 9 наведені основні параметри двигунів GE Jenbacher.

3. Гарантований ресурс до капремонту - не менше 60000 годин, повний - 200000 годин.

Двигуни GE Jenbacher відрізняються винятковою довговічністю роботи. Ретельно підібраний тепловий режим роботи всіх агрегатів, високі вимоги до точності виготовлення комплектуючих дозволяють звести до мінімуму знос деталей і вельми значно подовжують повний ресурс роботи когенератора.

4. Високий ступінь автоматизації.

Когенератори з двигунами GE Jenbacher не вимагають присутності персоналу при їх експлуатації. Системи моніторингу параметрів двигуна і компонентів когенератора дозволяють вести дистанційне керування. Система управління когенераторів забезпечує автоматичний пуск і зупинку, паралельну роботу генератора із зовнішньою мережею, автоматичний розподіл навантажень при паралельній роботі декількох когенераторів і виконання інших функцій на вимогу замовника.

5. Контроль викидів.

Двигуни GE Jenbacher обладнані каталітичними перетворювачами, що істотно знижують відсоток шкідливих викидів. Спеціальна мікропроцесорна система управління дозволяє безперервно підтримувати необхідне співвідношення повітря і палива. Система автоматично підтримує співвідношення повітря і палива, оптимального з точки зору ефективності перетворювача і його ресурсу. У серії двигунів GE Jenbacher застосована технологія, яка дозволяє працювати на бідній суміші. Це дає можливість знизити вміст NO_x на 90% в порівнянні зі звичайними машинами.

Системи і окремі установки компанії пройшли перевірку часом, добре зарекомендували себе в ході реалізації багатьох тисяч об'єктів по всьому світу. Установки GE Jenbacher поряд з використанням природного газу і пропану можуть використовувати найрізноманітніші гази, що містять метан - біогаз, коксовий газ, метано-повітряна суміш від дегазації вугільних пластів, синтез-газ, піролізний газ і ін. Тому для когенераційної енергосистеми, що проектується в кваліфікаційній роботі, вибрано установку фірми GE Jenbacher.

Виходячи з розрахункових даних визначаємо тип і кількість когенераційних установок:

$$n = \frac{I_{\text{ш}} \cdot 60}{I_{\text{п}}}, \text{ шт.},$$

де $I_{\text{ш}}$ – метан, що коптується з шахти, м³/хв.,

$I_{\text{п}}$ – витрата метану однією установкою JMS 616, м³/год.

$$n = \frac{71,62 \cdot 60}{609} = 7 \text{ шт.}$$

Отже приймаємо кількість установок JMS 616 для обладнання когенераційної системи - вісім (в тому числі одну резервну).

У якості енергогенеруючого обладнання на першому етапі використані вісім газопоршневих когенераційних модулів типу JMS 616 виробництва фірми GE Jenbacher. Використані агрегати вигідно відрізняються від своїх аналогів більш тривалим терміном служби і можливістю стабільної роботи при використанні в якості палива шахтного метану з великою частотою коливання метану в суміші.

Робочі циліндри газопоршневого двигуна забезпечені форкамерою, наявність якої дозволяє агрегату працювати на відносно бідних паливних сумішах. Основні характеристики установки наведені в табл. 9.

Теплова схема спроектованої когенераційної установки - триступенева. Схема передбачає отримання теплоносія у вигляді гарячої води з параметрами 110-70⁰С. На першому етапі відбувається утилізація тепла мастила, газо-повітряної суміші і «сорочки» двигуна.

Таблиця 9 - Основні технічні параметри модуля JMS 616 і когенераційної установки в цілому

Параметри	Од. вим.	Показник для JMS 616	Показник для станції
1. Мінімально допустима концентрація метану в шахтному газі	%	25	25
2. Витрати шахтного газу (C-33,73%)	м³/год	1809	12660
3. Витрати повітря (C-0%)	м³/ год	1337	9360
4. Електрична вихідна потужність	кВт/год	2433	17031
5. Теплова вихідна потужність	КВт/год	2420	16940
6. Загальна генерируемая вихідна потужність, що генерується	кВт/ год	4853	33971
7. Електричний к.к.д.	%	43,4	43,4
8. Тепловий к.к.д.	%	43,2	43,2
9. Загальний к.к.д.	%	86,6	86,6

При цьому вода підігрівається з 70 до 86⁰С. Подальший підігрів теплоносія з 86 до 110⁰С здійснюється за рахунок утилізації тепла вихлопних газів. Принципова схема утилізації теплової енергії когенераційної установки і її основні кількісні показники наведені на рис. 10.

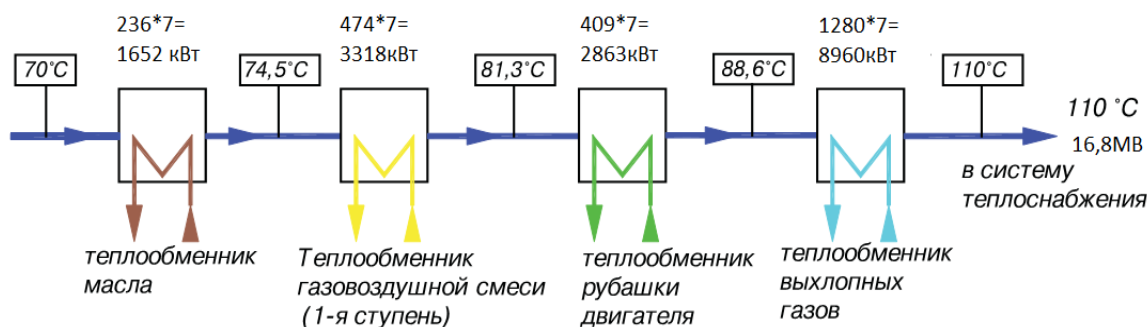


Рисунок 10 - Принципова схема утилізації теплової енергії когенераційного модуля JMS 616

При недостатньому тепловому навантаженні споживачів зайва теплота видаляється за допомогою системи аварійного охолодження, при цьому потік вихлопних газів перенаправляється в обхід теплообмінника при активації ланцюга байпаса вихлопного газу.

Для більш компактного розташування установки і зменшення довжин інженерних комунікацій була прийнята двоповерхову компоновку виробничих приміщень станції. Когенераційні модулі розташовані в двох машинних залах на позначці 0.000 м. На цій же позначці розташовані також: маслогосподарство, насосна, приміщення розподільних пристроїв РУ-6 кВ, інші допоміжні та побутові приміщення. Теплові зали когенераційної установки розташовані на позначці +5.400. Покрівля основної будівлі когенераційної установки також використовується. Тут розташовані сухі градирні аварійного охолодження і охолодження другого ступеня газо-повітряної суміші (рис. 10).

Габарити одного когенераційного модуля JMS 616 (рис. 11):

$L = 8.3\text{ м}; B = 2,2\text{ м}; H = 2,8\text{ м}.$

Габарити одного теплового модуля JMS 616 (рис. 12) :

$L=5,8\text{ м}; B=1,96\text{ м}; H=4,6\text{ м}.$

Виходячи з розмірів обладнання приймаємо розміри будівлі $B = 15\text{ м}, L = 20\text{ м}, S = 300\text{ м}^2$. Висота кожного поверху 5,4м.

Важливою складовою частиною установки використання шахтного газу є майданчик газопідготовки, який розташований поруч з будівлею когенераційної станції. Основним завданням газопідготовки є забезпечення необхідних параметрів паливного і форкамерного газу для когенераційних модулів.

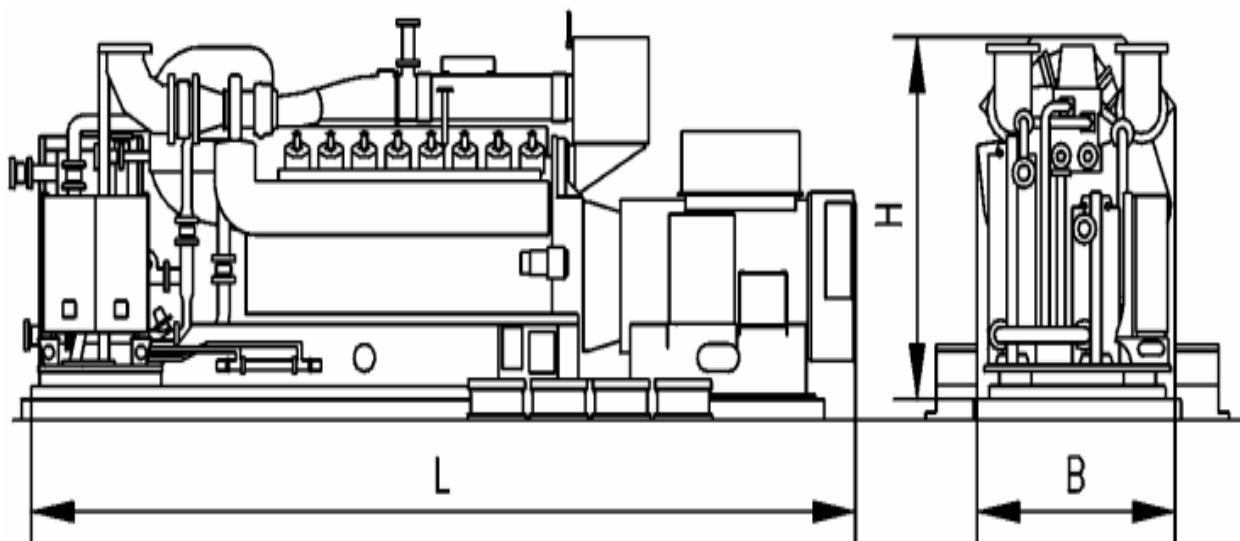


Рисунок 11 - Габарити одного когенераційного модуля JMS 616

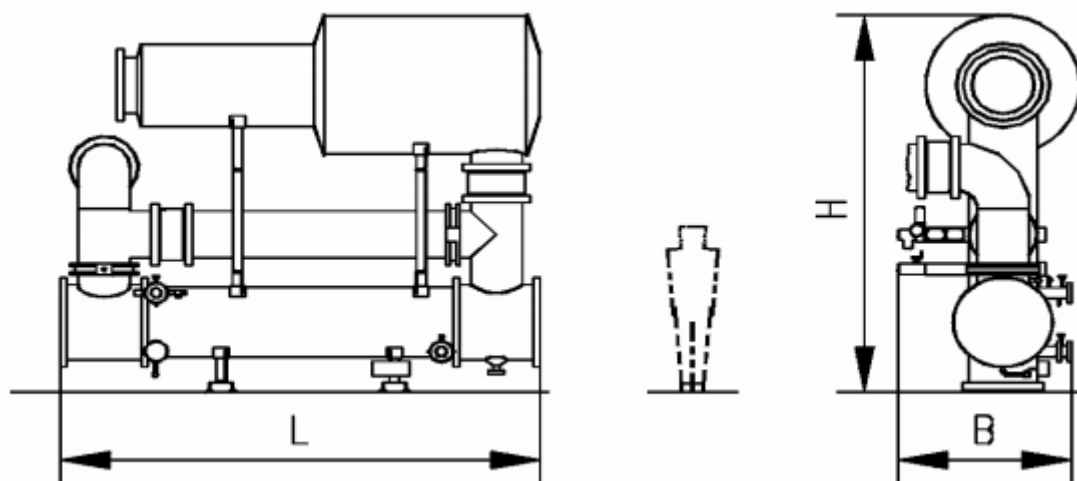


Рисунок 12 - Габарити теплового модуля JMS 616

Для забезпечення цих вимог обов'язково контролюються та регулюються такі параметри: тиск, температура, вологість, вміст твердих домішок і концентрація метану в паливному газі. При цьому не повинна бути порушена робота вакуум-насосних станцій, що забезпечують дегазацію шахтних лав. Як показала практика, це завдання теж заслуговує на особливу увагу. Для підтримки стабільної роботи вакуум-насосів надлишковий тиск газу на виході з них не повинен перевищувати 0,45 бар. Контроль цього тиску, а також

змішування газу і скидання його надлишків на свічку здійснюється на вузлі змішування.

В основу газопідготовки був закладений принцип зміни вмісту вологи газу при зміні його температури. Для того щоб забезпечити відносну вологість газу не більше 80%, як цього вимагає когенераційний модуль, при початковій вологості, що досягає 100%, шахтний газ проходить вузол охолодження. У зазначеному вузлі температура газу знижується з 40-46 до 35⁰С, а конденсована волога разом з твердими домішками видаляється у фільтрах-сепараторах з фторопластовим пакетами. Після цього газ надходить на блоки нагріву, де його температура підвищується з 35 до 40⁰С, а відносна вологість знижується до 80%.

Отсепарирована волога подається в бак дегазації для відділення залишків розчиненого газу. В якості теплоносія використовується гаряча вода, що отримується на когенераційній станції, а холодоносії готується на холодильній станції, що складається з двох холодильних машин загальною холодопродуктивністю 420 кВт і розташованої біля майданчика газопідготовки.

Принципова схема газопідготовки показана на рис. 13. Газ з поверхневих свердловин після стабілізації тиску надходить на сепаратор С-2. У сепараторі з газу видаляється крапельна волога і тверді домішки розміром більше 5 мкм. Після сепаратора відбувається поділ газу на два потоки: потік підмішування і на запальну дозу. На природному газі поділ потоків на запальну дозу і на підмішування відбувається відразу після стабілізації тиску.

На виході паливного газу з майданчика газопідготовки контролюються його відносна вологість, тиск, концентрація кисню і метану. Виміряні значення автоматично передаються в систему управління когенераційним модулем для первинних налаштувань агрегату перед стартом. Їх точність і оперативне надходження мають величезне значення для нормального запуску модуля. Скидання підготовленого газу на свічку на виході з майданчика передбачається тільки в аварійному режимі після закриття охоронних засувки для спорожнення апаратів і системи газопроводів.

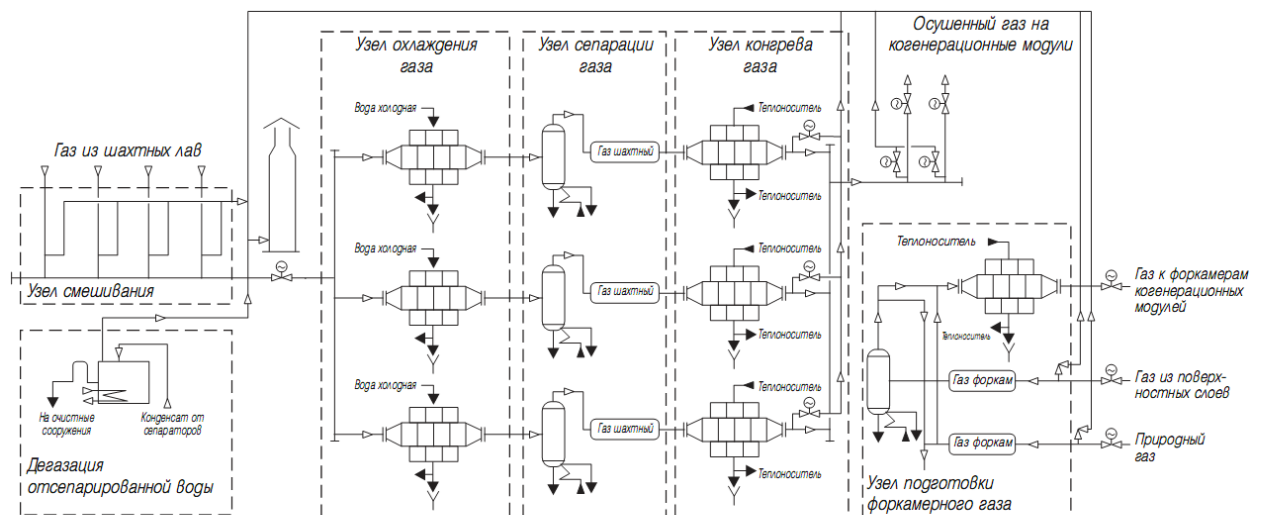


Рисунок 13 - Принципова схема газопідготовки

Для обслуговування однієї когенераційної електростанції потрібно:

- масло 0,3 гр. на кВт/год. Заміна масла здійснюється через кожні 3500 годин роботи, об'єм масла 688 л.
- заміна свічок через кожні 4000 годин. Кількість свічок складає 16 шт.
- заміна фільтрів 2 рази в рік (для газопідготовчої станції).

З досвіду роботи когенераційної електростанції на «Шахті ім. О.Ф. Засядька» споживана енергія складає 30% від вироблюваної.

16 ЕКОЛОГІЧНИЙ АСПЕКТ ДЕГАЗАЦІЇ ВУГІЛЬНИХ ПЛАСТІВ В УМОВАХ «ШАХТИ ІМЕНІ М.С.СУРГАЯ»

Газові двигуни, які будуть працювати у складі когенераційної установки, забруднюють навколишнє середовище шкідливими речовинами. При роботі на шахтному метані необхідний аналіз оксидів азоту NO_x , які утворюються в камері згоряння з кисню та азоту при дуже високих температурах. Чим вище температура в камері згоряння, тим більше у NO_x утворюється. Суміш оксидів азоту складається з:

- при коефіцієнті надлишку повітря $\lambda = 1,1$: 90% NO , решта NO_2 ;
- при коефіцієнті надлишку повітря $\lambda = 1,7$: 50% NO , решта NO_2 .

NO перетворюється в атмосфері в NO_2 (сильна отрута, що вражає нервову систему, при з'єднанні з водою з нього утворюється азотна кислота).

Вплив на викиди оксидів азоту можливо в двох напрямках: шляхом зменшення температури в камері згорання двигуна, або шляхом застосування каталізаторів.

Газові двигуни GE Jenbacher в стандартній комплектації (без каталізаторів) забезпечують рівень $\text{NO}_x < 500 \text{ мг/м}^3$ (при 5% O_2), що відповідає європейській нормі TA-LUFT [14]. Шляхом управління процесом згорання, шляхом роботи на більш «бідній» суміші можна забезпечити рівень $\text{NO}_x < 250 \text{ мг/м}^3$. Це досягається без будь-якого додаткового обладнання, однак при зниженні рівня викидів NO_x відбувається незначне зниження електричного к.к.д.

При необхідності забезпечити рівень викидів NO_x ще нижче, ніж 250 мг/м^3 - наприклад при використанні вихлопних газів в теплицях для збагачення (добрива) їх атмосфери вуглекислим газом CO_2 - GE Jenbacher може укомплектувати двигун селективним каталізатором (SCR-типу), в якому активна речовина (сечовина, NH_3) поглинає NO_x у вихлопних газах. Використання каталізатора дозволяє зменшити викиди NO_x до необхідного рівня. Однак це призводить до подорожчання вартості обладнання, також каталізатор вимагає регулярного поновлення активної речовини (сечовини).

Окис вуглецю CO - проміжний продукт при спалюванні вуглеводнів, виникає при відсутності кисню через неповне згорання або через швидке охолодження гарячих газів під час розширення. Це отруйна речовина, яка переходить в повітрі в неотруйний CO_2 . Вуглеводні у димових газах виникають, як і CO, через брак кисню або в місцях, до яких не доходить полум'я, або де полум'я гасне через відведення тепла. THC (total hydrocarbons) - сумарне позначення для великої кількості вуглеводневих сполук, які знаходяться в вихлопних газах двигуна. Їх склад відображає склад вуглеводнів пального (наприклад, якщо паливо на 90% складається з метану, то і викид THC містить 90% CH_4). Циклічні і ароматичні вуглеводневі сполуки шкідливі для живих організмів, так як викликають рак.

Впливати на створення CO і HCN можна шляхом каталітичного допалювання або шляхом допалювання CO і незгорілих вуглеводнів в спеціальному котлі.

Без каталізаторів забезпечується рівень викидів CO <1000 мг/м³, застосування каталізатора може забезпечити рівень викидів за європейськими нормами TA-LUFT: CO <650 мг/м³, NMHX <150 мг/м³, або рівень $\frac{1}{2}$ TA-LUFT (CO <300 мг/м³). Каталізатори практично не вимагають обслуговування і мають відносно невисоку вартість. Застосування котлів для допалення CO в продуктах згоряння дозволяє забезпечити рівень CO <150 мг/м³.

При спалюванні шахтного метану у димових газах міститься CO₂, який відноситься до парникових газів, які викликають глобальний парниковий ефект. Парниковий ефект обумовлений тим, що парникові гази добре пропускають теплове випромінювання сонця (ближній або видимий інфрачервоний діапазон). Нагріта поверхня планети випромінює тепло в далекому інфрачервоному діапазоні, а в цій області спектра парникові гази не пропускають (поглинають) це випромінювання. В результаті атмосфера добре пропускає сонячне випромінювання, і при цьому є хорошим теплоізолятором, не дозволяючи випромінюватися теплу назад в космос. Чим вище концентрація парникових газів в атмосфері, тим очевиднішим стає парниковий ефект.

До парникових газів відносяться водяні пари (H₂O), а також вуглекислий газ CO₂, CH₄, N₂O та інші. Однак, ступінь їх "шкідливості" оцінюється саме в умовних одиницях CO₂ еквіваленту. Так, наприклад, якщо для вуглекислого газу величина CO₂ - еквівалента дорівнює 1, то, наприклад, для метану (CH₄) вона дорівнює 21, для N₂O – 310.

Спалюючи природний газ як паливо, двигуни GE Jenbacher викидають в атмосферу близько 470 кг вуглекислого газу (CO₂) на кожен вироблений 1 МВт/год електричної та 1 МВт/год теплової енергії.

При виробництві електроенергії на ефективних газопоршневих електростанціях при виробництві і транспортуванні електроенергії викидається в атмосферу 856 кг вуглекислого газу на кожен 1 МВт/год.

Котельні, які працюють на природному газі, викидають близько 224 кг на кожен 1 МВт/год теплової енергії.

Таким чином, виробка на когенераційній установці 1 МВт/год електричної і стільки ж теплової енергії, отримаємо скорочення викидів парникових газів в атмосферу на $856 + 224 \cdot 470 = 610$ кг CO₂екв.

У тому випадку, якщо в якості палива використовується шахтний метан, який до цього викидався в атмосферу, до зазначеної цифри (610) слід додати ще 3517 кг CO₂екв на кожен вироблений 1 МВт/год теплової та електричної енергії.

Таким чином, за ціною одиниць скорочень парникових газів 8 Євро/т (за цінами 2015 року), когенераційна установка потужністю 1 МВтел при роботі на шахтному метані дозволить за рік експлуатації скоротити викиди на 36152 т.CO₂екв/рік і отримати прибуток від їх продажу в 289216 Євро/рік відповідно.

В умовах «Шахти імені М.С.Сургая» при виробництві 17 МВтел - 614584 т.CO₂екв/рік і 4916672 Євро/рік відповідно.

Впровадження та експлуатація високоефективної когенераційної електростанції призводить до скорочення викидів парникових газів, тому стає можливим реалізувати проекти спільного впровадження (Joint Implementation) в рамках Кіотського протоколу. Особливо ефективні такі проекти в разі повної утилізації теплової енергії протягом року, а також при роботі на неприємних газах, таких як шахтний метан.

Всі вуглецеві одиниці - AAUs, ERUs, CERs, RMUs - рівні одній тонні CO₂-еквіваленту. Назви розрізняють в залежності від джерела формування вуглецевої одиниці. Вуглецеві одиниці, отримані від проекту спільного впровадження в рамках Кіотського протоколу, називають ERUs (Emission Reduction Units). У проектах спільного впровадження можлива участь «Шахти імені М.С.Сургая», як Заявника (який бажає отримати гроші для реалізації будь-якого проекту) і Покупця (бажаючий придбати ERUs). У числі результатів впровадження проекту передбачається зниження викидів парникових газів.

ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній роботі була запропонована схема удосконалення шахтної дегазації шляхом застосування екрануючих свердловин, виведення всього обсягу каптованого метано-повітряної суміші на поверхневу вакуум-насосну станцію. Розроблено проект реконструкції мережі магістральних дегазаційних трубопроводів і мережі дільничних дегазаційних трубопроводів. Отриманий шахтний метан планується використовувати в якості газоподібного палива в когенераційній установці.

В результаті використання шахтного газу метану в когенераційній установці «Шахта імені Н.С. Сургая» буде забезпечена теплоенергією на 100%, що дозволить відмовитися від використання котельні на твердому паливі (вугіллі), яка споживає щорічно 10300 т вугілля.

Електрична вихідна потужність електростанції складає 17031 кВт/год, теплова вихідна потужність складає 16940 кВт/год. Загальна вихідна потужність когенераційної установки складає 33971 кВт/год. За рік буде вироблено «чистої» електроенергії 104,4 млн.кВт, що дозволить майже повністю скоротити шахтні витрати на електроенергію.

Впровадження та експлуатація вискоєфективної когенераційної електростанції призводить до скорочення викидів парникових газів, тому стає можливим реалізувати проекти спільного впровадження (Joint Implementation) в рамках Кіотського протоколу. В умовах «Шахти імені М.С. Сургая» когенераційна установка шахтному метані на потужність 17 МВ теплової та електричної енергій дозволить за рік експлуатації скоротити викиди на 614584 т.СО₂екв/рік і отримати прибуток від їх продажу 4916672 Євро/рік. У числі результатів впровадження проекту передбачається зниження викидів парникових газів.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Руководство по проектированию вентиляции угольных шахт. - К.: Основа, 1994. - 307 с.
2. СОУ 10.1.00174088.001-2004 «Дегазація вугільних шахт. Вимоги до способів та схем дегазації». - К.: 2005. - 163 с.
3. Майдуков Г.Л. Ресурсный потенциал шахтного метана в энергетике Украины / Г.Л. Майдуков // Уголь Украины . – 2015. – № 10. – С. 38–45.
4. Авдеева А. М. О скоплениях (залежах) свободных газов в угленосных отложениях юго-западного Донбасса / А. М. Авдеева, А. Н. Зося // Уголь Украины. – 2004. – № 11. – С. 28–32.
5. Майдукова С. С. Трансформування механізмів управління мінерально-енергетичними ресурсами вугільної промисловості: дис. канд. екон. наук: 08.00.06 / Майдукова Світлана Сергіївна. – Донецьк, 2013. – 212 с.
6. Збиковський Є.І. Ресурсозберігаюча технологія комплексної енерго-хіміко-технологічної переробки вугілля в умовах коксохімічного виробництва. – Покровськ: ДВНЗ «ДонНТУ», 2019. – 271 с.
7. НПАОП 10.0-1.01-10 «Правила безпеки у вугільних шахтах». – К.: 2010. – 198 с.
8. Орлов А. В. Природные и техногенные залежи угольных месторождений северо-восточного Донбасса / А. В. Орлов, Н. С. Бурлуцкий // Уголь Украины. – 2004. – № 3. – С. 34–35.
9. Жикаляк Н. В. Природные энергоносители и экономика Украины: состояние, проблемы, перспективы / Н. В. Жикаляк, А. М. Назаренко, А. В. Михелис // Уголь Украины. – 2000. – № 8. – С. 14–19.
10. Безпфлюг В. А. Оценка эффективности ТЭС на шахтном газе / В. А. Безпфлюг, К. Бакхаус // Глюкауф. – 2007. – № 3. – С. 93–96.

11. Комплекс получения синтез-газа способом газификации твердого топлива мощностью 25 МВт [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.niichivmash.ru/catalog/gaz.php>.
12. Камышан В. В. Метан угольных месторождений Украины – альтернатива природному газу / В. В. Камышан, В. В. Конарев // Геолог України. – 2009. – № 3. – С. 133–135.
13. Когенерация и ее особенности в Украине [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.aerotherm.ua/kogeneratsiya-i-ee-osobennosti-v-ukraine/>
14. Technical Instructions on Air Quality Control – TA Luft [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://m.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Luft/taluft_engl.pdf
15. Долинский А.А., Базеев Е.Т., Дюков В.А., Диденко В.М. К методике оценки эффективности комбинированного производства теплоты и электроэнергии / Тезисы I Международной конференции “Когенерация в промышленности и коммунальной энергетике”, 18–20 октября 2004 г., Киев. – 2004. – С. 193 – 194.
16. Фиалк Н.М., Степанова А.И., Прокопов В.Г., Шеренковский Ю.В. Основные направления развития технологий комбинированного производства тепловой и электрической энергии / Тезисы IV Международной конференции “Проблемы промышленной теплотехники”, 26–30 сентября 2005 г., Киев. – 2005. – С. 40–41.
17. Коломейко Д.А., Корнеев И.Ю. Анализ энергетической эффективности когенерационной установки фирмы “WILSON” типа PG1250B // Промышленная теплотехника – 2005. – Т. 27, № 3. – С. 46–59.
18. Клименко В.Н. Проблемы когенерационных технологий в Украине // Промышленная теплотехника. – 2001. – Т. 23, № 45. – С. 106–110.
19. Postolaty V.M. Methods of Assessing the Efficiency of Cogeneration of Electricity and Heat [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/metodika-otsenki-effektivnosti-kogeneratsii-elektricheskoy-i-teplovoy-energii/viewer>

ЛИСТ ЗАУВАЖЕНЬ ДО КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

Консультант	Зауваження	Оцінка і розпис
Удосконалення технології загальношахтної дегазації в умовах «Шахти імені М.С. Сургая»		