

СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
імені Володимира Даля

Факультет _____ інженерії _____
(повне найменування факультету)

Кафедра _____ хімічної інженерії та екології _____
(повна назва кафедри)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до дипломного проекту (роботи)

освітнього ступеня _____ магістр _____
(бакалавр, магістр)
спеціальності _____ 101 – Екологія _____
(шифр і назва спеціальності)
спеціалізація _____ Екологія та охорона навколишнього середовища _____

на тему: Перспективи освоєння ресурсів шахтного метану як альтернативного джерела при видобуванні вугілля в Донбасі

Виконав: здобувач вищої освіти групи _____ ПЕО-19дм _____

_____ Левченко А.В. _____
(прізвище, та ініціали) (підпис)

Керівник _____ Лисиця В.Є. _____
(прізвище та ініціали) (підпис)

Завідувач кафедрою _____ Суворін О.В. _____
(прізвище та ініціали) (підпис)

Рецензент _____ Блінова Н.К. _____
(прізвище та ініціали) (підпис)

Сєверодонецьк – 2020 р.

**СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
імені Володимира Даля**

Факультет _____ інженерії _____
Кафедра _____ хімічної інженерії та екології _____
Освітній ступінь _____ магістр _____
(бакалавр, магістр)
Спеціальність _____ 101 – Екологія _____
(шифр і назва)
Спеціалізація _____ Екологія та охорона навколишнього середовища _____

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Зав. кафедрою ХІЕ

О.В. Суворін

“ _____ ” _____ 2020 р.

ЗАВДАННЯ

НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЕКТ (РОБОТУ) ЗДОБУВАЧУ ВИЩОЇ ОСВІТИ

_____ Левченко Альоні Валентинівні _____

1. Тема роботи:

Перспективи освоєння ресурсів шахтного метану як альтернативного джерела при видобуванні вугілля в Донбасі

Керівник роботи _____ Лисиця Вікторія Євгенівна _____
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від 19.11.2020 р. № 163/15.25

2. Строк подання здобувачем вищої освіти роботи – 14 січня 2021 р.

3. Вихідні дані до роботи: літературні, патентні та регламентні дані.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити):

Вступ. 1. Аналітичний огляд. 2. Обґрунтування вибраного напрямку досліджень 3. Аналіз ризиків реалізації різних підходів видобутку шахтного метану. 4. Особливості використання шахтного метану різних концентрацій 5. Розробка природоохоронного заходу 6. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 7. Еколого-економічні розрахунки. Висновки. Література. Додатки.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):

1. Розподіл запасів газу-метану по адміністративних областях та геолого-промислових районах Донбасу (1 лист).
2. SWOT-аналіз можливості реалізації проектів свердловинного видобутку метану з вугільних полів (1 лист).
3. Схема оптимізації рекуперації енергії при гірничих роботах (1 лист).
4. Аналіз перспектив використання найбільш поширених кінцевих видів шахтного метану (1 лист).
5. Витрати при застосуванні різних методів дегазації (1 лист).
6. Запропонована схема установки рекуперації енергії метану вентиляційних струменів для виробництва електроенергії (1 лист)

6. Дата видачі завдання – 07 грудня 2020 року.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор №	Назва етапів дипломного проекту (роботи)	Термін виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	Вступ	08.12.2020	
2	Аналітичний огляд	13.12.2020	
3	Обґрунтування вибраного напрямку досліджень	14.12.2020	
4	Аналіз ризиків реалізації різних підходів видобутку шахтного метану	20.12.2020	
5	Особливості використання шахтного метану різних концентрацій	22.12.2020	
6	Розробка природоохоронного заходу	25.12.2020	
7	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	04.01.2021	
9	Еколого-економічні розрахунки	06.01.2021	
10	Висновки	11.01.2021	
ГРАФІЧНА ЧАСТИНА			
1	Розподіл запасів газу-метану по адміністративних областях та геолого-промислових районах Донбасу	26.12.2020	
2	SWOT-аналіз можливості реалізації проектів свердловинного видобутку метану з вугільних полів	28.12.2020	
3	Схема оптимізації рекуперації енергії при гірничих роботах	29.12.2020	
4	Аналіз перспектив використання найбільш поширених кінцевих видів шахтного метану	31.12.2020	
5	Витрати при застосуванні різних методів дегазації	02.01.2021	
6	Запропонована схема установки рекуперації енергії метану вентиляційних струменів для виробництва електроенергії	11.01.2021	

Здобувач вищої освіти

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

Керівник роботи

_____ Лисиця В.Є.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Відомість магістерської роботи

Перв. примен.	Формат	Зона	Поз.	Позначення	Найменування	Кількість	Примітка	
Справ. №	A4		1	PM.58.01.ПЗ	Текстові документи Пояснювальна записка магістерської роботи	103		
	A3		2	PM.58.02.CX	Графічні документи Розподіл запасів газу-метану по адміністративних областях та геолого-промислових районах Донбасу	1		
	A3		3	PM.58.03.CX	SWOT-аналіз можливості реалізації проектів свердловинного видобутку метану з вугільних полів	1		
	A3		4	PM.58.04.CX	Схема оптимізації рекуперації енергії при гірничих роботах	1		
	A3		5	PM.58.05.CX	Аналіз перспектив використання найбільш поширених кінцевих видів шахтного метану	1		
	A3		6	PM.58.06.CX	Витрати при застосуванні різних методів дегазації	1		
	A3		7	PM.58.07.CX	Запропонована схема установки рекуперації енергії метану вентиляційних струменів для виробництва електроенергії	1		
	A4		8	PM.58.08.CX	Демонстраційний матеріал Презентація Power Point	11		
					<i>PM.58.01.ПЗ</i>			
Инв. № подл.	Розробив		Левченко А.В.		Відомість магістерської роботи	Літ.	Арк.	Аркушів
	Керівник пр.		Лисиця В.Є.				4	103
	Консультант		Лисиця В.Є..					
	Н. Контр.		Лисиця В.Є..					
	Затвердив		Суворін О.В.					
						СНУ ім. В. Даля, гр. ПЕО-19 дм		

РЕФЕРАТ

Дипломний проект на тему «Перспективи освоєння ресурсів шахтного метану як альтернативного джерела при видобуванні вугілля в Донбасі» складається з пояснювальної записки, що містить 103 сторінки, 10 таблиць, 5 рисунків, використано 41 найменування літературних джерел. Графічна частина – 6 аркушів.

ЗАПАСИ ШАХТНОГО МЕТАНУ, РИЗИКИ ВИДОБУТКУ ШАХТНОГО МЕТАНУ, ВИДОБУТОК МЕТАНУ ПРИ ПОПУТНІЙ ДЕГАЗАЦІЇ ПЛАСТІВ, МЕТАН ВЕНТИЛЯЦІЙНИХ СТРУМЕНІВ, УТИЛІЗАЦІЯ МЕТАНУ НИЗЬКИХ КОНЦЕНТРАЦІЙ

Мета роботи – аналіз перспектив освоєння ресурсів шахтного метану при видобуванні вугілля в Донбасі та розробка заходів щодо можливої при цьому рекуперації енергії.

Об'єкт дослідження – потенційні ресурси газу-метану геолого-промислових районів Донбасу.

Методи дослідження: аналітичний огляд, еколого-дослідний, теоретичний аналіз з використанням програмного і методичного забезпечення.

Проведено аналіз розподілу запасів шахтного метану по території Донбасу та ризиків реалізації різних підходів його видобутку. Розглянуто особливості використання шахтного метану різних концентрацій, економічні аспекти його утилізації. Розроблено заходи щодо боротьби з викидами метану вентиляційних струменів та його рекуперації для виробництва електроенергії. Запропоновано заходи безпеки при транспортуванні і утилізації шахтного метану.

Результати досліджень висвітлено в матеріалах Всеукраїнської науково-практичної конференції «Майбутній науковець – 2020» [1].

					<i>РМ.58.01.ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Левченко А.В.</i>			<i>Реферат</i>	<i>Лім.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушіє</i>
<i>Керівник</i>		<i>Лисиця В.Є.</i>					<i>5</i>	<i>103</i>
<i>Консульт.</i>		<i>Лисиця В.Є.</i>				<i>СНУ ім. В. Даля, гр. ПЕО-19 дм</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Лисиця В.Є.</i>						
<i>Зав. каф.</i>		<i>Сворін О.В.</i>						

ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
1 АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД.....	10
2 ОБҐРУНТУВАННЯ ВИБРАНОГО НАПРЯМКУ ДОСЛІДЖЕНЬ	26
3 АНАЛІЗ РИЗИКІВ РЕАЛІЗАЦІЇ РІЗНИХ ПІДХОДІВ ВИДОБУТКУ ШАХТНОГО МЕТАНУ	29
3.1 Свердловинний видобуток метану з вугільних полів	29
3.2 Видобуток метану при попутній (випереджаючій) дегазації пластів у діючих вугільних шахтах.....	32
3.3 Проектні ризики та варіанти фінансування в сфері утилізації шахтного метану	33
3.4 Стан видобутку та утилізації метану вугільних пластів Донбасу	35
4 ОСОБЛИВОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ШАХТНОГО МЕТАНУ РІЗНИХ КОНЦЕНТРАЦІЙ	42
4.1 Шахтний метан як енергоресурс	42
4.2 Способи використання шахтного метану	43
4.2.1 Використання шахтного метану середньої/високої концентрації	44
4.2.2 Використання дренованого метану низьких концентрацій	47
4.3 Технології очищення розбавленого метану з систем дегазації.....	47
4.4 Спалювання у факелі.....	48
4.5 Зниження викидів метану низької концентрації з вентиляційних струменів або його утилізація	49
4.6 Моніторинг шахтного метану.....	52
4.7 Використання метану із закритих шахт	53
5 РОЗРОБКА ПРИРОДООХОРОННОГО ЗАХОДУ	54
5.1 Вибір метода поточної дегазації джерела газовиділення.....	54

					<i>PM.58.01.ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Левченко А.В.</i>			<i>Зміст</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушіє</i>
<i>Керівник</i>		<i>Лисиця В.Є.</i>				6	103	
<i>Консульт.</i>		<i>Лисиця В.Є.</i>				<i>СНУ ім. В. Даля, гр. ПЕО-19 дм</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Лисиця В.Є.</i>						
<i>Зав. каф.</i>		<i>Суворін О.В.</i>						

5.2 Розробка заходу щодо боротьби з викидами метану вентиляційних струменів та їх рекуперації для виробництва електроенергії.....	62
6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	71
6.1 Аналіз виникнення газонебезпечних ситуацій в шахті	71
6.2 Розробка заходів щодо зниження рівня вибухонебезпечності	75
6.3 Попередження аварій, викликаних газом	77
6.4 Заходи безпеки при транспортуванні і утилізації шахтного метану	80
7 ЕКОЛОГО-ЕКОНОМІЧНІ РОЗРАХУНКИ	84
7.1 Порівняльні витрати дегазації джерел метановиділення	84
7.2 Економічні аспекти утилізації метану	86
7.3 Вуглецеве фінансування та інші стимули.....	89
7.4 Змінні витрати утилізації	91
7.5 Розрахунок очікуваного економічного ефекту	92
ВИСНОВКИ	94
АНОТАЦІЯ.....	97
ЛІТЕРАТУРА	98
ДОДАТКИ	

ВСТУП

Викиди газу метану вугільних родовищ негативно впливають на рівень безпеки робіт у вугледобувній галузі і посилюють парниковий ефект. Значний обсяг метану, який залишається у шахтах після припинення гірничих робіт, створює передумови для виникнення аварій з тяжкими наслідками.

Видобування та використання метану як альтернативного енергоресурсу набуло промислового значення у багатьох розвинутих країнах, насамперед у США, в яких частка його споживання становить близько 10 відсотків загального обсягу споживання газу, а також у Канаді, Великобританії, Австралії, Німеччині, Польщі та інших країнах [1].

Україна посідає четверте місце у світі за обсягом ресурсів метану, який, за науковою оцінкою, становить декілька трильйонів куб. метрів. На сьогодні використовується близько 8 відсотків (120 млн. куб. метрів) видобутого метану. У зв'язку з цим необхідно активізувати видобування та використання метану як альтернативного енергоресурсу для забезпечення безаварійної роботи вугледобувних підприємств і розв'язання екологічних проблем.

Відсутність точних даних щодо обсягу ресурсів метану, ефективних промислових технологій його видобування та використання, незадовільні темпи організації відповідних робіт зумовлені тим, що до останнього часу метан не розглядався як альтернативний енергоресурс.

На сьогодні видобування та використання метану, здатного замінити імпортований природний газ, розглядається в рамках Енергетичної стратегії України на період до 2030 року як важливий фактор підвищення рівня енергетичної безпеки країни та зниження антропогенного впливу на довкілля [1].

Видобування та використання газу метану вугільних родовищ як альтернативного енергоресурсу дозволить:

					<i>PM.58.01.ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Левченко А.В</i>			<i>Вступ</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркуші</i>
<i>Керівник</i>		<i>Лисиця В.Є.</i>					8	103
<i>Консульт.</i>		<i>Лисиця В.Є.</i>				<i>СНУ ім. В. Даля, гр. ПЕО-19 дм</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Лисиця В.Є.</i>						
<i>Зав. каф.</i>		<i>Суворін О.В.</i>						

- значно підвищити рівень безпеки праці шахтарів за рахунок реалізації проектів комплексної дегазації вугільних шахт;
- запобігти виникненню надзвичайних ситуацій на закритих шахтах;
- створити умови для використання значного обсягу метану як альтернативного енергоресурсу;
- забезпечити збільшення попиту на продукцію вітчизняних виробників, зокрема труб, обладнання та матеріалів, що використовуються для буріння спеціальних свердловин з поверхні землі та в підземних умовах;
- зменшити обсяг викидів метану.

В Україні був прийнятий Закон «Про газ (метан) вугільних родовищ» [2], який визначає правові, економічні, екологічні та організаційні засади діяльності у сфері геологічного вивчення одного з видів нетрадиційного газу (метану) вугільних родовищ, у тому числі дослідно-промислової розробки, видобування і вилучення його під час дегазації та подальшого використання як матеріального та / або енергетичного ресурсу. Особливості регулювання відносин у сфері геологічного вивчення, видобування та використання газу (метану) вугільних родовищ зумовлені об'єктивними умовами видобування та використання газу (метану) вугільних родовищ, а саме технологічною складністю промислового видобування та використання метану вугільних родовищ внаслідок невизначеності його розподілу і якісного складу; підвищеною вибуховою та пожежною небезпечністю метану вугільних родовищ та продуктів його переробки і необхідністю у зв'язку з цим забезпечення надійності та безпеки експлуатації об'єктів у сфері геологічного вивчення, видобування та використання газу (метану) вугільних родовищ.

					<i>PM.58.01.ПЗ</i>	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД

Метан вугільних шахт (ШМ) відноситься до метану, що вивільняється з вугілля та навколишніх пластів гірських порід в результаті гірничих робіт. У підземних шахтах він може створити небезпеку вибуху для шахтарів, тому його видаляють через вентиляційні системи. У деяких випадках необхідно доповнити вентиляцію системою дегазації, що складається з мережі свердловин і газопроводів. У закритих шахтах і кар'єрах метан також може потрапляти в атмосферу через природні тріщини або інші дифузні джерела.

Джерелами метану вугільних шахт є:

– системи дегазації на підземних вугільних шахтах (також звані дренажними системами). У цих системах можуть використовуватися вертикальні і / або горизонтальні свердловини для видобування метану перед видобутком (відомий як «пред-шахтний дренаж») або після видобутку (так звані «пустотілі» свердловини) (12%);

– вентиляційне повітря підземних шахт, що містить розбавлені концентрації метану (60%);

– закриті шахти, з яких метан може просочуватися через вентиляційні отвори та тріщини або через тріщини в землі (11%);

– відкриті шахти, з яких метан з вугільних пластів напряду потрапляє в атмосферу (11%);

неорганізовані викиди від операцій по закінченні видобутку, при яких вугілля продовжує виділяти метан, оскільки воно зберігається в штабелях і транспортується (6%) [3].

Метан вугільних пластів – загальний термін для багатого метаном газу, що зустрічається в природних умовах у вугільних пластах, який зазвичай містить від 80 до 95 відсотків метану з більш низьким вмістом етану, пропану, азоту та діоксиду вуглецю.

					<i>РМ.58.01.ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Левченко А.В.</i>			<i>Аналітичний огляд</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Керівник</i>		<i>Лисиця В.Є.</i>					<i>10</i>	<i>103</i>
<i>Консульт.</i>		<i>Лисиця В.Є.</i>				<i>СНУ ім. В. Даля, гр. ПЕО-19 дм</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Лисиця В.Є.</i>						
<i>Зав. каф.</i>		<i>Суворін О.В.</i>						

Ця суміш утворюється в процесі метаморфізму рослинного матеріалу у торф, вугілля, сланець. В кожній тоні кам'яного вугілля міститься від 5 до 25 м³ вугільного газу, а в антрацитах і напівантрацитах — від 35 до 40 м³. В перерахунку на умовне паливо метан вугільних родовищ займає четверте місце після вугілля, природного газу та нафти.

Метан вугільних пластів міститься у:

- вугільних пластах діючих шахт;
- вугільних пластах за межами полів діючих шахт;
- вуглевміщуючих породах.

У власне вугільних пластах метан знаходиться у трьох станах. Основний його обсяг (більше 87 %) знаходиться у вільному стані в закритих порах вугілля. Частина метану (приблизно 10 %) перебуває в адсорбованому стані на поверхні пор, решта — в розчиненому стані у воді та в органічній складовій вугільної речовини [4].

Пласти вугілля являють собою тріщинувате-пористе тіло. Розміри порожнин коливаються від декількох ангстремів до міліметрів. Тріщини, макро і мікропори у вугільному пласті з'єднуються між собою, а також з порами та тріщинами у вугільних породах, утворюючи різні за обсягами, ізольовані один від одного простори для вільного газу.

Кількість газу, що міститься у цих просторах, залежить від ступеню метаморфізму вугілля та газопроникливості середовища, яка за іншими однаковими умовами тим менше, чим глибше пролягає пласт.

Досвід найбільш розвинутих вуглевидобувних країн показує, що здійснення видобутку метану можливе на всіх стадіях розробки родовища, а саме:

— під час геологічної розвідки, до початку виїмки вугілля з застосуванням різних засобів, які стимулюють десорбцію метану (гідророзрив, гідророзчленування, фізико-хімічна обробка тощо);

— у процесі виїмки вугілля, коли десорбція метану здійснюється за рахунок розвантаження вугільних пластів від гірського тиску;

					<i>PM.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11

— після завершення виїмки вугілля, шляхом витягу вільного метану, який заповнює вироблений простір відпрацьованих лав та закритих шахт (техногенні скупчення).

Загалом у міжнародному використанні цей термін відноситься до метану, що вилучається з неопрацьованих вугільних пластів з використанням наземних свердловин. Метан з вугільних шахт (ШМ) – це вловлений газ, в працюючій вугільній шахті методами підземного дренажу. Газ складається з суміші метану та інших вуглеводнів і водяної пари. Він часто розбавляється повітрям і супутніми продуктами окислення через неминучий виток повітря в дренажні свердловини або галереї для газу через тріщини, викликані видобутком корисних копалин, а також з-за витоку повітря в недосконалих стиках підземних трубопровідних систем. Будь-який газ, вловлений під землею, чи дренований до або після видобутку, а також будь-який газ, що дронується з поверхневих свердловин, включається в це визначення. Дренований ШМ перед здобиччю може мати високу чистоту і вважається ШМ тільки після проходження свердловини.

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 властиву метану при таких концентраціях вибухонебезпечність.

Система дегазації відноситься до методів вловлювання природного газу в вугільних пластах для запобігання його попадання в шахтні вентиляційні шляхи. Газ може бути видалений з вугільних пластів до початку гірничих робіт з використанням методів попереднього дренажу і з вугільних пластів, порушених процесом видобутку, з використанням методів пост-дренажу. Якщо метан є основним цільовим компонентом газу, який необхідно вловлювати, це часто називають дренажем метану і дегазацією шахти.

Дренажна система може складатися тільки з однієї свердловини або декількох свердловин.

					<i>PM.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

Викиди метану – це загальна кількість метану, яка не використовується і, отже, викидається в атмосферу. Викиди метану розраховуються шляхом вирахування кількості використаного метану з кількості вивільненого метану (викиди = вивільнені – використані).

Вивільнений метан – це загальна кількість метану, що вивільняється з вугілля та навколишніх пластів гірських порід в процесі видобутку.

Ця сума визначається шляхом підсумовування обсягу метану, що викидається з системи вентиляції, і обсягу метану, який відводиться.

Витягнутий метан – це кількість метану, що вловлюється системами відведення метану.

Використовуваний метан – це кількість захопленого метану, що використовується у виробничих цілях (наприклад, для закачування природного газу в трубопровід, паливо для вироблення електроенергії) або знищується (наприклад, спалювання або окислення).

Метан у вентиляційному повітрі – це метан, що виділяється з вугільних пластів та потрапляє в вентиляційне повітря і виходить з вентиляційної шахти в низькій концентрації, зазвичай в діапазоні від 0,01 відсотка до 1,0 відсотка за обсягом.

Система вентиляції – це система, яка використовується для контролю концентрації метану в робочих зонах шахти. Системи вентиляції складаються з потужних вентиляторів, які переміщують великі обсяги повітря через гірничі виробки для зниження концентрації метану.

Вугільні шахти є великим джерелом викидів метану, одного з активних парникових газів (ПГ) з потенціалом глобального потепління (ПГП), що в 20 разів перевищує аналогічний показник діоксиду вуглецю [5]. На метан припадає 14% світових антропогенних викидів ПГ, а на викиди ШМ – 6% світових антропогенних викидів метану, або близько 400 млн. т еквівалента діоксиду вуглецю (млн. т CO₂-екв.) на рік [6]. Згідно з прогнозами, до 2020 року обсяг викидів ШМ збільшиться до 793 млн. т CO₂-екв. [7]. Більше 90% викидів ШМ

					<i>PM.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

доводиться на вугільні шахти [6] і з цього обсягу близько 80% метану викидається в атмосферу в сильно розбавленому стані (як правило, при концентраціях менше 1% метану) разом з вентиляційним повітрям шахт.

Гази з високим вмістом метану, які на глибинах підземного видобутку вугілля, як правило, містять 80–95% метану, природним чином присутні в вугільних пластах і виділяються у вигляді ШМ в разі порушення вугільних пластів при їх розробці. ШМ набуває властивість займистості і створює ризик вибуху тільки при змішуванні з повітрям.

У деяких гірничо-геологічних умовах (наприклад, в Австралії, Франції, Південній Африці та Центральній Європі) на вугільних шахтах також відбуваються виділення великих обсягів діоксиду вуглецю. Цей діоксид вуглецю, присутній у вугільних пластах, може мати важливе значення при розробці загальних стратегій управління дегазифікація шахт.

Належна практика забезпечення безпеки у вугільних шахтах полягає в зниженні вибухонебезпечності шляхом недопущення, коли це практично можливо, виникнення вибухонебезпечних сумішей і їх якнайшвидшого розведення до безпечних концентрацій (за допомогою систем провітрювання). При високій інтенсивності газовиділення, що перевищує можливості шахтної системи провітрювання щодо забезпечення належного розбавлення метану в шахтному повітрі, ще до надходження газу в рудничне повітря, його слід збирати за допомогою шахтної системи дегазації джерел метановиділення.

Належна практика щодо шахтних систем дегазації джерел метановиділення, з одного боку, полягає у виборі відповідного способу каптування газу, а з іншого – в належному дотриманні правил спорудження та експлуатації системи дегазації шахти. Застосування належної практики дозволить забезпечити можливості безпечного каптування ШМ, його транспортування і (у відповідних випадках) утилізації при концентрації, що як мінімум в два рази перевищує верхню межу вибухонебезпечності (тобто при концентрації метану, що дорівнює 30 або більше відсотків).

					<i>PM.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

Істотно поліпшити кількісні і якісні параметри каптованого газу можна завдяки проведенню оцінки ризиків з метою мінімізації вибухонебезпечності в поєднанні з жорстким забезпеченням дотримання розумних правил техніки безпеки, що стосуються провітрювання шахт і утилізації газу.

У свою чергу прийняття і забезпечення дотримання правил техніки безпеки, що регулюють процеси вилучення газу, його відводу та утилізації будуть сприяти прийняттю більш ефективних стандартів в області дегазації джерел метановиділення, збільшення виробництва екологічно чистої енергії і додаткового скорочення викидів.

Інтенсивність виділення газу в підземні виробки вугільних шахт при нормальних стаціонарних умовах є досить добре передбачуваною в певних гірничо-геологічних умовах, хоча в зв'язку з цим між окремими країнами є істотні відмінності. За відсутності надійних методів прогнозування газовиділення в процесі розробки свити пластів на великій глибині виникають суттєві проблеми, зумовлені складним характером взаємодій між пластами, підземними водами і газом в умовах ведення гірничих робіт. Проте існують широкодоступні апробовані методи прогнозування інтенсивності газовиділення і каптування газу та документи з описом вимог до провітрювання шахт і можливостей утилізації газу, які слід враховувати в повсякденній практиці планування гірничих робіт.

Уже в силу самої своєї природи нештатні ситуації, пов'язані з виділенням та раптовими викидами газу, практично не піддаються прогнозуванню, але умови, при яких вони відбуваються, досить добре вивчені.

Будь-які гірські роботи можуть іноді приводити до порушення прилеглих резервуарів природного газу, що в свою чергу здатне стати причиною небажаних виділень метану, інтенсивність яких може в два рази перевищувати розрахункову інтенсивність метановиділення з вугільних пластів. Такі процеси можуть бути виявлені вже на ранньому етапі шляхом зіставлення даних вимірювань і прогнозованих даних.

Максимальні показники видобутку вугілля, які можуть бути досягнуті при дотриманні безпеки у багатому на газ очисному забої, в першу чергу залежать від

					<i>PM.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15

поєднання двох факторів: 1) можливостей шахтної системи провітрювання в плані розбавлення газоподібних забруднювачів до прийнятних концентрацій і 2) ефективності шахтної системи дегазації джерел метановиділення.

При проектуванні загальної схеми дегазації шахти ключовим спонукальним чинником є експлуатаційні витрати. Використання електроенергії для провітрювання підземних виробок відноситься до числа найбільш витратних статей експлуатаційних витрат шахти: вони пропорційні обсягу повітряного потоку в кубі. Отже, застосування системи дегазації або підвищення її ефективності часто є менш витратним варіантом в порівнянні зі збільшенням обсягів вентиляційного повітря.

Мета дегазації джерел метановиділення полягає в каптуванні газу високого ступеня чистоти з його джерела до потрапляння у вентиляційні штреки шахти. Якщо дотримуватися строго нормативного підходу, то достатньо каптувати таку кількість газу, яка необхідна для уникнення перевищення можливостей системи провітрювання з подачі повітря для розведення газоподібних забруднювачів. Однак є серйозні підстави для максимізації обсягів каптованого газу з метою досягнення більшої безпеки, більшого пом'якшення наслідків для навколишнього середовища та вилучення енергоресурсів.

Дегазація передбачається у випадках, коли з пласта або виробленого простору видаляється понад 2 м³/хв метану на тонких пластах, понад 3 м³/хв – на пластах середньої потужності, а засобами вентиляції неможливо забезпечити вміст метану у повітрі в межах встановлених норм.

Каптаж метану може проводитися як до, так і після початку ведення гірничих робіт із застосуванням методів попередньої і поточної дегазації відповідно. Попередня дегазація є єдиним способом скорочення обсягів виділення газу безпосередньо з пласта. З цієї причини попередня дегазація має особливо важливе значення в разі, якщо пласт що розробляється є основним джерелом газовиділення, але, як правило, її проведення практично можливо тільки щодо середньо- або високопроникних пластів. Методи поточної дегазації припускають каптування метану, що виділився з-за порушень, викликаних гірничими роботами,

					<i>PM.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

до надходження в атмосферу шахти. Всі методи поточної дегазації передбачають забезпечення доступу до зони порушень в перекриваючих породах відпрацьованого вугільного пласта, а в деяких випадках це може ставитися і до підстильних порід. Поточна дегазіція може проводитися шляхом буріння з поверхні або з підземної виробки.

Низька ефективність каптажу системою дегазації і надмірне проникнення повітря в гірничі виробки є наслідком вибору неефективних методів дегазації, а також неналежного застосування цих методів. Це в свою чергу негативно позначається як на транспортуванні газу, так і на його утилізації, оскільки рівні концентрації зібраного газу виявляються небезпечними (наприклад, при вмісті метану менше 30%).

Ефективність систем дегазації джерел метановиділення може бути істотно підвищена за рахунок поєднання належних заходів щодо їх встановлення та технічного обслуговування, проведення регулярного контролю і систематичного буріння.

Існують вагомні аргументи на користь установки і експлуатації високоефективних систем дегазації джерел метановиділення. Успішне управління метановиділенням – ключовий фактор у забезпеченні рентабельності багатих на газ вугільних шахт.

Каптування і використання газу на вугільних шахтах не є чимось новим, хоча за кілька століть відповідні технології та їх застосування були істотно вдосконалені. Вперше факт дегазації джерел метановиділення був зареєстрований в Сполученому Королівстві в 1730 році. У першій половині ХХ сторіччя в Європі були впроваджені більш сучасні системи їх контрольованої дегазації. Використання рудничного газу для освітлення, практикувалося ще в ХVІІІ столітті і було документально зафіксовано в 1880-х роках.

До 1950-х років методи систематичного і ефективного каптування газу, що спочатку були розроблені в Німеччині, застосовувалися у всій Європі. З 1960-х років газ дегазації став застосовуватися все ширше – спочатку в котельних установках і виробничих процесах шахт, а пізніше у виробництві електроенергії,

					РМ.58.01. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

для закачування в магістральні трубопроводи, а також в якості комунально-побутового газу.

В даний час за розрахунками Партнерства «Метан - на ринки», десь в 14 країнах світу (2009 рік) реалізовано, реалізується або розробляється більше 240 проектів по вилученню та утилізації ШМ [5].

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

Каптований ШМ є екологічно чистим енергоресурсом, що може використовуватися для різних цілей (котельне паливо, сушка вугілля, виробництво електроенергії / ТЕЦ, спалювання в факелах, нагрівання / охолодження, промислове використання, газ для місцевого газопостачання / комунальний газ, закачка у газорозподільні мережі, метано-повітряна суміш (МПС), автотопливо, інше).

У промисловості метан застосовують для одержання синтезгазу, ацетилену, хлороформу, чотирихлористого вуглецю, технічного вуглецю та ін. Продукти неповного окиснення метану є вихідними для виготовлення пластмас, використовуються в органічному синтезі.

З метою дотримання жорстких стандартів якості газу для трубопроводів розроблені і широко застосовуються технології очищення (наприклад, в Сполучених Штатах), що дозволяють видаляти будь-які забруднювачі з високоякісного ШМ, який, як правило, отримують в процесі попередньої дегазації [5]. Для багатьох інших видів кінцевого використання газу високі витрати, пов'язані з проведенням очищення газу після дегазації, можуть бути зайвими, оскільки їх можна уникнути завдяки вдосконаленню норм дегазації джерел метановиділення в шахтах.

При наявності належного обладнання та процедур, невикористаний газ дегазації можна безпечно спалювати в факелах з метою мінімізації викидів ПГ.

					<i>PM.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

Спалювання в факелах дозволяє перетворити метан, ПГП якого в 20 разів перевищує відповідний показник діоксиду вуглецю, що дорівнює одиниці [6].

Метан, що не є каптованим системою дегазації, розбавляється у вентиляційному повітрі і виводиться в атмосферу у вигляді розведеного вентиляційного метану низьких концентрацій, які зазвичай складають 1% або менше. Незважаючи на такі низькі концентрації, в структурі світових викидів МПС є найбільшим окремим джерелом викидів шахтного метану. На кількох підприємствах світу (наприклад, в Австралії, Китаї та Сполучених Штатах) з метою боротьби з такими викидами в демонстраційному і комерційному масштабах впроваджені технології термального окислення (в одному випадку для виробництва електроенергії з використанням розведеного метану). В даний час з'являються і розробляються інші технології по зниженню викидів МПС (наприклад, каталітичне окислення).

Ефективна дегазація дозволяє знизити рівень вибухонебезпечності по газу і, отже, зменшити небезпеку виникнення аварій. Зниження таких ризиків в свою чергу призводить до скорочення супутніх витрат. Між країнами існують великі відмінності за витратами, що виникають в результаті пов'язаних з метаном аварій, але такі витрати дуже значні.

Наприклад, 10% випадків припинення видобутку або простою на типовій високопродуктивній шахті з розробкою вугілля довгими забоями відбуваються в результаті подій і аварій, викликаних газонебезпечною обстановкою, сума недоотриманих доходів може скласти від 8 млн. до 16 млн. доларів США в рік. Додаткові витрати великого вугледобувного підприємства в результаті однієї аварії, що призвела до загибелі людей, можуть коливатися в межах від 2 млн. доларів США до більш ніж 8 млн. доларів США внаслідок недоотримання продукції, оплати судових витрат, виплати компенсації і сплати штрафів.

У той же час дегазація створює можливості для отримання і утилізації газу. Такі проекти з утилізації енергоресурсів можуть бути економічними самі по собі завдяки продажу газу або його перетворенню в електроенергію і переробці в паливо для транспортних засобів або іншу цінну газову сировину.

					<i>PM.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

Крім того, проекти по вилученню та утилізації газу все частіше стають джерелом надходжень завдяки отриманню квот за скорочення викидів вуглецю в формі перевірених скорочень викидів (ПСВ), сертифікованих скорочень викидів (ССВ) або інших видів квот, наприклад одиниць скорочення викидів (ОСВ). Ці потенційні варіанти вуглецевого фінансування можуть зіграти вкрай важливу роль в забезпеченні економічної життєздатності деяких проектів по утилізації ШМ, які в іншому випадку могли б виявитися непривабливими з фінансової точки зору. Крім того, вуглецеве фінансування може з'явитися єдиним джерелом потоків доходів для проектів, що не переслідують інших цілей, крім зниження викидів, наприклад проектів по окисленню МПС (без вилучення енергії) або по спалюванню ШМ в факелах.

МПС може також використовуватися для виробництва електроенергії. В даний час виробництво електроенергії з використанням МПС неможливо з комерційної точки зору без надходжень по лінії вуглецевого фінансування або залучення інших стимулів, наприклад преференційного ціноутворення на електроенергію або портфельних стандартів.

Як видається, в даний час на більшості шахт інвестиційні рішення приймаються на користь розширення видобутку вугілля, а не на користь розробки проектів з утилізації ШМ (не кажучи вже про виробництво електроенергії) у зв'язку з високими витратами інвестування в основне електроенергетичне обладнання та відповідну інфраструктуру. Разом з тим для досягнення цільових показників в області охорони навколишнього середовища в майбутньому власникам шахт, можливо, доведеться підвищити ефективність дегазації до таких рівнів, які перевищать вимоги, що пред'являються виключно з потреб забезпечення шахтної безпеки. Відповідне вдосконалення систем дегазації, яке дозволить отримувати газ високої якості, може з'явитися додатковим стимулом для інвестицій в проекти по вилученню та утилізації газу.

Цілісний підхід до управління метановиділенням у виробках вугільних шахт і подальшими викидами метану в атмосферу буде мати цілий ряд позитивних

					<i>PM.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

наслідків з точки зору загальношахтної безпеки, продуктивності шахт і впливів на навколишнє середовище, в першу чергу в плані викидів ПГ.

Застосування в глобальному масштабі накопичених до теперішнього часу знань щодо прогнозуванні метановиділення, його постійного контролю й управління їм дозволить підвищити безпеку в шахтах. Застосування належної практики дегазації джерел метановиділення могло б істотно знизити рівень вибухонебезпечності, пов'язаної з присутністю метану в вугільних шахтах.

Доцільність установки і експлуатації високоефективних систем дегазації джерел газовиділення базується на їх внеску в підвищення продуктивності шахт. Разом з тим розширення ресурсної бази ШМ високої якості за рахунок таких систем може також послужити вагомим аргументом на користь залучення в оборот і утилізації енергії каптованого газу.

Атмосферні викиди метану – одного з основних ПГ з підземних вугільних виробок можуть бути істотно скорочені за рахунок утилізації газу дегазації, спалювання в факелах газу, який не може бути утилізований, а також зниження викидів МПС шляхом їх окислення.

ШМ є найбільш перспективним на найближчий період джерелом енергоресурсів. Цей факт підтверджується успішним розвитком цього напрямку у світі. Інтенсивні роботи з видобування ШМ здійснюються в США, Австралії, Канаді, Китаї, Індії, Польщі, Німеччині, Великій Британії. Найбільшого успіху в розвитку цієї відносно нової галузі енергетики здобули США, де освоєння ресурсів ШМ розпочали після нафтової кризи 1973 р.

Видобування ШМ відбувається в басейні Blak Warrior, який розташовано на південному сході США, в північній та центральній частині штату Алабама та північно-східній частині штату Міссісіпі на площі 46,6 тис. км² [8]. Загальні ресурси ШМ у цьому басейні оцінюються у 561 — 566 млрд м³ [9].

Видобування ШМ здійснюють компанії «Blak Warrior Methane» и «Jim Walter Resources». За період з 1990 по 2012 рр. шляхом вжиття низки заохочувальних заходів, перш за все, податкових знижок та пільгових кредитів,

					<i>PM.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		21

видобуток метану у США склав 800 млрд м³, а річний видобуток доведено до 60 млрд м³ [10].

Ідеологія комплексного освоєння метановугільних родовищ активно застосовується у КНР. При об'ємі видобутку вугілля 3,24 млн т у 2010 р. в Китаї вилучено 8,8 млрд м³ ШМ. Лідером напряму в країні є компанія «Shenhua Group» [11].

В Австралії видобуток ШМ Р досяг 15 млрд м³. У цій країні здійснюється пілотний проект по закисленню метану, що міститься у рудничному повітрі, яке транспортується вентиляційною системою шахти. У вересні 2007 р. в Новому Південному Уельсі введена в експлуатацію промислова установка по закисленню метану, який вилучається з рудничного повітря.

Останнім часом шахтному метану все більше уваги приділяється навіть у благополучній з точки зору запасів енергоносіїв Росії. Так, в Кузбасі, де ресурсний потенціал ШМ оцінюється в 13 трлн м³, на Талдинському вугільному родовищі здійснюється дослідно-промислове вилучення метану на спеціально відведеному для цього геологічному майданчику. Планується видобування до 1 млрд м³ ШМ, а в подальшому — повністю забезпечити цим газом потреби регіону [12].

Кількісні оцінки запасів ШМ в Україні коливаються в дуже широких межах. Так, фахівці Державної комісії України по запасах корисних копалин оцінюють їх у межах від 1,8 до 12 трлн м³. В часи СРСР фахівці Центрального науково-дослідницького інституту економіки вугільної промисловості (ЦНИЭУголь, м. Москва) оцінювали загальні ресурси метану в породах і вугільних пластах Донбасу в 22,2 трлн м³, з них промислові — 11,5 трлн м³, у т.ч. видобувні — 0,3—3,7 трлн м³. За даними Міжнародного енергетичного агентства потенційні ресурси ШМ в Україні становлять понад 3 трлн м³.

У проекті оновленої Енергетичної Стратегії України визначено, що потенційні ресурси ШМ оцінюються від 12 до 25 трлн м³, однак технічні можливості вилучення значної частини цих запасів залишається під сумнівом,

					РМ.58.01. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

тому що в Україні вугільні пласти залягають на значних глибинах (від 5 до 5000 м) і мають переважно невелику товщину (до 2 м).

При високій собівартості видобутку ШМ (від 2300 до 3200 грн. за 1 тис. м³) він стає економічно привабливим лише при об'ємі видобутку 2—4 млрд м³ (оптимістичний сценарій на 2030 р.) [13].

Ресурси ШМ України зосереджені в Донецькому та Львівсько-Волинському кам'яновугільних басейнах.

Розрізняють два основних підходи до відбору ШМ:

— попутну або випереджаючу дегазацію пластів у діючих вугільних шахтах;

— попередню дегазацію для підготовки пластів до безпечної роботи майбутніх шахт (сюди ж відноситься і свердловинний видобуток метану з вугільних полів, де не проектується спорудження шахт).

В Україні до першого варіанту можна віднести позитивні, але поодинокі приклади проведення інтенсивних дегазаційних робіт на шахтах ім. О.Ф. Засядько, Щегловська-Глибока, Комсомолец Донбасу, Червоноармійська Західна, Червоноармійська, які без дегазації не можуть підтримувати високі показники видобутку вугілля. На цих шахтах газ використовується переважно для власних потреб: як паливо для котельних, для виробництва електроенергії й заправки автотранспорту.

У цілому ж підземна дегазація здійснюється на 44 шахтах, однак із загальної кількості метану дегазації, яка складає біля 330 млн м³, утилізується лише 140 млн м³, тобто 42 % (в Німеччині, наприклад, утилізується близько 80 %) [14].

Основна за обсягами видобутку ШМ у світі технологія – попередньої дегазації пластів — в Україні сьогодні перебуває тільки на стадії експериментів. Пілотний проект у цьому напрямку здійснювала компанія «Донецьксталь» (ПрАО ДМЗ). Мета проекту – впровадження технології попередньої дегазації вуглепорідного масиву за допомогою свердловин, що пробурені з поверхні. У якості полігону для опрацювання технології було обрано ШУ «Покровське», яке веде видобуток вугілля у Красноармійському вугленосному районі,

					РМ.58.01. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

трубами. Стійкість їх стінок підтримується за рахунок утворення глинистої корки від промивної рідини в процесі буріння, а також внутрішньопорової глини.

Після утворення тріщин здійснюється подача піску в свердловину і продувка його в тріщини для підтримки їх в розкритому стані протягом всього періоду вилучення метану.

Рівень забезпеченості запасами паливно-енергетичної сировини в Україні не гарантує енергетичної незалежності держави. Це створює певну загрозу для економічної безпеки країни. Такий стан забезпеченості обумовлює необхідність розвитку видобування нетрадиційних видів природного газу, одним з різновидів яких є шахтний метан. Це передбачено й Енергетичною Стратегією України на період до 2035 р. [18].

Враховуючи сучасні соціально-політичні процеси, певну втрату статусу ключового транзитера російського блакитного палива в країни ЄС, слід зазначити, що Україна може посилити своє геополітичне значення в регіоні завдяки розробці перспективних родовищ нетрадиційних видів палива, мінімізувавши залежність національної економіки від коштовного імпорту енергоносіїв.

					<i>PM.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

2 ОБҐРУНТУВАННЯ ВИБРАНОГО НАПРЯМКУ ДОСЛІДЖЕНЬ

Забезпечення сталого розвитку України, економічне та соціальне відродження нашої держави невід’ємне від реформування енергетичної сфери, метою якого має бути забезпечення енергетичної безпеки, що передбачає задоволення потреб в паливно-енергетичних ресурсах при умові дотримання вимог екологічної безпеки. Пошуки шляхів вирішення цих завдань привели до спроби оновлення енергетичної стратегії України, загальною метою якої повинне стати забезпечення потреб суспільства та економіки в паливно-енергетичних ресурсах у технічно надійний та безпечний, економічно ефективний та екологічно прийнятний спосіб для гарантування життєдіяльності суспільства.

На період до 2030 року Стратегія виходить з необхідності реалізації економічної політики, спрямованої на забезпечення економічного зростання та підвищення добробуту громадян України. Політична прийнятність цілей Стратегії, ефективність управлінських рішень у сфері енергетики безпосередньо залежатимуть від їх узгодження з вирішенням ключового стратегічного завдання економічної політики, яким є створення сприятливих умов підвищення конкурентоспроможності національних економічних суб’єктів на зовнішніх та внутрішньому ринках [18].

Необхідною умовою вирішення цього завдання є створення ефективної, сучасної системи в сфері розвідки та видобутку нетрадиційного газу, пріоритетними цілями якої має бути розвиток видобутку нетрадиційного газу на основі використання новітніх технологій, які спроможні не тільки забезпечити нарощування видобутку та самозабезпеченість природним газом, але й енергетичну незалежність і екологічну безпеку України.

Донецький вугільний басейн за розрахунками різних фахівців містить від 3,5 до 25,4 трлн. м³ метану. В процесі дегазації вугільних пластів щорічно викидається просто в атмосферу лише у Донецькому басейні близько 3,2 –3,5

					<i>PM.58.01.ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	<i>Обґрунтування вибраного напрямку досліджень</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Розроб.</i>		<i>Левченко А.В</i>					26	103
<i>Керівник</i>		<i>Лисиця В.Є.</i>				<i>СНУ ім. В. Даля, гр. ПЕО-19 дм</i>		
<i>Консульт.</i>		<i>Лисиця В.Є.</i>						
<i>Н. Контр.</i>		<i>Лисиця В.Є.</i>						
<i>Зав. каф.</i>		<i>Суворін О.В.</i>						

млрд. м³ метану, який можна б використати як матеріальний та/або енергетичний ресурс.

Метан екологічно чистіший енергоносіє, ніж вугілля. При спалюванні тони вугілля викидається в атмосферу 35 кілограмів пилу, 4 кілограми двоокису сірки, 5 кілограмів окису азоту та інші шкідливі гази, що забруднюють атмосферу. Заміна вугілля метаном призводить до зниження забруднення атмосфери. Метан - екологічно чистіший енергоносіє, ніж вугілля. При спалюванні тонни вугілля викидається в атмосферу 35 кілограмів пилу, 4 кілограми двоокису сірки, 5 кілограмів окису азоту та інші шкідливі гази, що забруднюють атмосферу. Заміна вугілля метаном призводить до зниження забруднення атмосфери.

Метан активний учасник глобального потепління, причому кожна його одиниця в 22 рази сильніше сприяє цьому процесу, ніж одиниця вуглекислого газу, який вважається головним винуватцем негативних змін клімату планети.

Теплота згоряння метану 50-56 МДж/кг. Спалювання 1000 м³ метану еквівалентно по теплотворній здатності спалюванню 1,3–1,5 т вугілля.

Оскільки на сьогодні в Україні практично не існує метанової індустрії, а окремі підприємства вугільної галузі, які самостійно вирішують проблеми метану, використовують при цьому бюджетні кошти, можливо вважати, що втрат для бюджету не буде, а навпаки – реалізація проектів з утилізації шахтного метану забезпечить зменшення витрат бюджету за рахунок:

- скорочень відрахувань на реалізацію програм підвищення безпеки на вугільних шахтах;
- зменшення фінансування на ліквідацію наслідків аварій на вугільних шахтах та на виплати страхових відшкодувань потерпілим;
- зменшення обсягів імпортування природного газу;
- продажу альтернативних видів палива та сировини,
- скорочення відрахувань на фінансування екологічних програм та здійснення природоохоронних заходів;

					<i>PM.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27

- скорочення витрат на закупівлю енергетичних ресурсів для комунальних потреб;
- задоволення побутових потреб;
- створення нових робочих місць.

Метан, видобутий на основі промислового економічно рентабельного проекту, буде мати ринок збуту і буде сприяти поліпшенню економічної ситуації в цілому та мати значний соціальний ефект, а видобування та використання метану створить окрему галузь виробництва – метановугільну промисловість.

Виходячи із цього, розгляд перспектив освоєння ресурсів шахтного метану як альтернативного джерела при видобуванні вугілля в Донбасі є актуальним і важливим напрямом досліджень.

					<i>PM.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

3 АНАЛІЗ РИЗИКІВ РЕАЛІЗАЦІЇ РІЗНИХ ПІДХОДІВ ВИДОБУТКУ ШАХТНОГО МЕТАНУ

3.1 Свердловинний видобуток метану з вугільних полів

Для об'єктивної оцінки можливості реалізації проекту свердловинного видобутку ШМ на території Донбасу в сучасних умовах була складена матриця SWOT-аналізу (табл. 3.1).

Таблиця 3.1 – Аналіз факторів впливу на можливість реалізації проектів свердловинного видобутку метану з вугільних полів (SWOT-аналіз)

Сильні сторони (<u>S</u>)	Слабкі сторони (<u>W</u>)
1. Наявність достатньо великих родовищ ШМ; 2. Зменшення залежності від закупок російського природного газу; 3. Отримання доступу до новітніх технологій газовидобутку; 4. Створення конкурентного середовища в газовій сфері; 5. Збільшення привабливості вітчизняного ринку для потенційних інвесторів.	1. Подальший розвиток конфлікту з РФ із-за відмови від поставок російського газу; 2. Знаходження значної кількості вугільних родовищ на непідконтрольній Україні території (так звані ДНР і ЛНР); 3. Великі глибини залягання вугільних пластів; 4. Швидка виснажливність родовищ внаслідок малої товщини пластів; 5. Велика собівартість видобування ШМ; 6. Негативні екологічні наслідки; 7. Протидія з боку населення, а інколи і з боку природоохоронних органів; 8. Можливе зростання соціальної напруги внаслідок необхідності зміни місць мешкання, втрати роботи, зміни традиційного укладу життя.

					<i>PM.57.01.ПЗ</i>		
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>			
<i>Розроб.</i>		<i>Левсенко А.В.</i>			<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Керівник</i>		<i>Лисиця В.Є.</i>				29	103
<i>Консульт.</i>		<i>Лисиця В.Є.</i>			СНУ ім. В. Даля, гр. ПЕО-19 дм		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Лисиця В.Є.</i>					
<i>Зав. каф.</i>		<i>Суворін О.В.</i>					
					<i>Аналіз ризиків реалізації різних підходів видобутку шахтного метану</i>		

Можливості (О)	Загрози (Т)
<ol style="list-style-type: none"> 1. Збільшення видобутку енергоносіїв за рахунок витягу й утилізації ШМ; 2. Створення розгалуженої інфраструктури дія розробки родовищ та видобування газу; 3. Збільшення валютних резервів за рахунок зменшення імпорту природного газу; 4. Збільшення податкових надходжень; 5. Укріплення енергетичної безпеки держави; 6. Підвищення безпеки праці та збільшення видобутку вугілля за рахунок попередньої дегазації гірських масивів; 7. Створення нових робочих місць; 8. Зменшення викидів метану в атмосферне повітря. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Нерозвиненість нормативно-правової бази яка регулює розробку й видобування ШМ; 2. Відсутність однозначної оцінки вітчизняних запасів ШМ; 3. Брак інвестиційних коштів для створення нових об'єктів газової інфраструктури та її переоснащення; 4. Дефіцит необхідного сучасного обладнання та кваліфікованих кадрів; 5. Слабка інформованість населення про переваги розробки та видобування ШМ та засобах мінімізації супутніх ризиків.

Аналіз комбінації «Слабкі сторони» – «Загрози» свідчить, що виявлені соціальні, економічні, екологічні ризики можуть суттєво обмежити розвиток видобування ШМ в Україні з використанням . Вплив погроз зовнішнього середовища, які підсилюють проявлення можливих факторів ризику, на сильні сторони проекту негативно впливає на його розвиток. Перш за все, це стосується погрози з боку РФ. Зняття цієї погрози здатне швидко привести до отримання потенційних стратегічних переваг, наприклад, до укріплення енергетичної безпеки держави.

Використання можливостей видобування ШМ для подолання слабких сторін розробки вітчизняних родовищ дозволяє визначити потенціал внутрішніх перетворень, які необхідно здійснити для реалізації стратегічних планів розвитку вітчизняної газової галузі. Перш за все, це має бути створення нормативно-правової бази для регулювання освоєння газонасних територій, адаптованої до

міжнародних стандартів. Крім того, необхідна розробка методів оцінювання потенційних ресурсів.

При застосуванні гідравлічного розриву пласта (ГРП) – крекінгу можливі екологічні ризики, а саме:

- забруднення водних горизонтів і водних об'єктів;
- використання значних обсягів прісної води;
- застосування небезпечних хімічних речовин у складі бурових розчинів;
- посилення рівня сейсмічності при масовому застосуванні ГРП;
- виведення із сільськогосподарського обороту значної долі земельного фонду;
- утворення відходів буріння, які нагромаджуються біля родовищ і потребують утилізації;
- виникнення викидів забруднюючих речовин в атмосферу, які підсилюють парниковий ефект.

Тому стратегія енергетичної диверсифікації економіки України в контексті використання ШМ повинна враховувати всі можливі ризики та переваги, які при цьому отримуються.

Попит на альтернативні джерела енергії, до яких, зокрема, відноситься і метан вугільних родовищ, з кожним роком зростає. Враховуючи екологічні та соціально-економічні ризики від видобутку ШМ по технології крекінгу, єдиним правильним рішенням є екологізація способу його видобутку, а також створення ефективної та максимально прозорої системи управління, моніторингу та контролю за цим процесом з боку держави та громадських організацій.

Необхідно вдосконалювати процедуру ідентифікації та визначення принципів оцінки ризиків видобування ШМ, розробити методичні підходи до оцінки екологічних збитків, обумовлених його видобутком, створити ефективний орган управління цим напрямом розвитку енергетичної сфери України.

					<i>PM.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		31

3.2 Видобуток метану при попутній (випереджаючій) дегазації пластів у діючих вугільних шахтах

В таблиці 3.2 наведено матрицю SWOT-аналізу для проектів видобутку метану при попутній дегазації пластів у діючих вугільних шахтах.

Таблиця 3.2 – Аналіз факторів впливу на можливість реалізації проектів видобутку метану при попутній дегазації пластів у діючих вугільних шахтах

Сильні сторони (S)	Слабкі сторони (W)
<ol style="list-style-type: none"> 1. Наявність достатньо великих родовищ ШМ; 2. Зменшення залежності від закупок російського природного газу; 3. Отримання доступу до новітніх технологій газовидобутку; 4. Створення конкурентного середовища в газовій сфері; 5. Збільшення привабливості вітчизняного ринку для потенційних інвесторів. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Подальший розвиток конфлікту з РФ із-за відмови від поставок російського газу; 2. Швидка виснажливність родовищ внаслідок малої товщини пластів.
Можливості (O)	Загрози (T)
<ol style="list-style-type: none"> 1. Збільшення видобутку енергоносіїв за рахунок витягу й утилізації ШМ; 2. Створення розгалуженої інфраструктури для розробки родовищ та видобування газу; 3. Збільшення валютних резервів за рахунок зменшення імпорту природного газу; 4. Збільшення податкових надходжень; 5. Укріплення енергетичної безпеки держави; 6. Підвищення безпеки праці; 7. Створення нових робочих місць; 8. Зменшення викидів метану в атмосферне повітря. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Нерозвиненість нормативно-правової бази яка регулює розробку й видобування ШМ; 2. Відсутність однозначної оцінки вітчизняних запасів ШМ; 3. Брак інвестиційних коштів для створення нових об'єктів газової інфраструктури та її переоснащення; 4. Дефіцит необхідного сучасного обладнання та кваліфікованих кадрів.

Комбінація «Слабкі сторони» – «Загрози» в даному випадку показує значно менші соціальні, економічні, екологічні ризики. Це може сприяти розвитку видобування ШМ на території Донбасу в сучасних умовах для проектів з видобуту метану при попутній дегазації пластів у діючих вугільних шахтах.

3.3 Проектні ризики та варіанти фінансування в сфері утилізації шахтного метану

Проектні ризики в сфері утилізації шахтного метану можна поділити на основні п'ять груп – технологічні, соціальні, законодавчі, організаційні та фінансові (див. табл. 3.3).

Таблиця 3.3 – Аналіз причин виникнення ризиків в проектах утилізації шахтного метану

Групи ризиків	Причини ризиків
Технологічні	<ul style="list-style-type: none"> –Порушення роботи дегазаційного обладнання, утворення тріщин у виробничому просторі. –Дегазаційні свердловини пустих шахт можуть бути закриті, тоді ШМ може мігрувати на поверхню і збиратися у вибухонебезпечній концентрації. –При повернено-проточному провітрюванні ділянок дегазаційні свердловини за лавою залишаються неконтрольованими. –Використання технологій спільного виробництва теплової та електричної енергії.
Соціальні	<ul style="list-style-type: none"> –Робота людей без відповідної підготовки. –Медичне обслуговування робітників перекладається загальнодержавну мережу медичного забезпечення
Законодавчі	<ul style="list-style-type: none"> –Недостатня законодавча урегульованість механізму реалізації проекту спільного впровадження в рамках Кіотського протоколу. –Недосконалість регуляторних механізмів українського законодавства
Організаційні	<ul style="list-style-type: none"> –Річна тепла потреба шахти змінюється в залежності від сезону. –Впровадження нового обладнання потребує висококваліфікованого персоналу. –Нестабільна політична ситуація
Фінансові	<ul style="list-style-type: none"> –Високі кредитні ставки банків. –Нестабільність банківської системи. –Нестабільність економічної ситуації в країні. –Брак коштів в українських державних підприємств. –Високі ризики при інвестуванні.

Оскільки повністю виключити ризик неможливо і завжди зберігається ймовірність його виникнення, то моделі управління проектними ризиками дозволяють здійснювати планування реагування на ризики, розробляти шляхи і визначення дій щодо збільшення можливостей та зниження загроз для цілей проекту.

Потрібність у значних коштах при фінансуванні проектів в сфері утилізації шахтного метану в Україні викликана складністю видобутку ШМ в Україні, що пов'язана перш за все з різною газоносністю вугільних пластів і близьковугільних порід; застарілими системами дегазації або їх відсутністю.

Система дегазації шахт в Україні значно відрізняється від європейської. В Україні її проектували на викид отриманого метану за межі гірничої виробки, не враховуючи перспектив використання цього газу в якості палива. Тому його велика частина йде через системи вентиляції.

В системі дегазації на шахтах України до сих пір використовуються металеві труби, що ржавіють, а також вакуум-насосні станції з водокільцевими насосами, що призводить до потрапляння в уловлений газ значної кількості води. Через погану герметичність до метану додається повітря, а через відсутність підземної системи фільтрації – вугільний пил. В результаті, на виході отримується метан, який складно використовувати для вироблення електрики. Його потрібно додатково очищати, оскільки будь-яке обладнання довго на такому газі працювати не зможе.

В Європі застосовуються пластикові труби, вакуум-насосні станції на основі гвинтових машин, ефективні системи очищення метану від пилу. Тому у разі розвитку технології утилізації за європейським сценарієм, доведеться витратити додатковий час і кошти на створення адекватних технологій підготовки газу.

Але коштів для повної заміни обладнання в системі дегазації у більшості шахт сьогодні немає. У багатьох, в основному державних, шахт не вистачає грошей і на установку систем утилізації метану. Так що в кращому випадку шахти можуть встановити котельню, яка працює на вилученому газі. Вироблене тепло

					<i>РМ.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		34

йде на підігрів води, сушку одягу, опалення шахтного стовбура і адміністративних будівель.

Але видобуток шахтного метану можна фінансувати за рахунок залучення коштів від реалізації Кіотського протоколу. Цю можливість відкриває один з його механізмів – проекти спільного впровадження. Так, знизивши викиди парникових газів, згодом підприємства зможуть продати отримані одиниці скорочення викидів (ОСВ) на міжнародному ринку. За різними оцінками, щорічно під окремі проекти в Україні цей механізм дозволить залучати від 1,5 до 50 млн євро. Наприклад, на шахті з високим виходом газу на ці гроші можна побудувати когенераційну станцію. Потім, щоб поліпшити якість витягнутого метану, вкласти кошти в модернізацію системи дегазації, а після цього можна цілком збільшити потужність станції, що знову принесе додаткові кошти від бажаючих купити одиниці скорочення викидів. Але вся ця схема буде працювати тільки за умови, наявності на початковому етапі реалізації інвестора. Та інвестиції в Україну пов'язані з великими ризиками, які пов'язані з ситуацією в країні та ненадійністю шахт як партнерів (більшість шахт нерентабельно, тому гарантувати повернення грошей у разі недоотримання необхідної кількості квот вони не зможуть).

Виходом із даної ситуації може бути лізинг обладнання. Лізингова компанія закуповує обладнання для шахти під свої гарантії, отримує від інвестора кошти на реалізацію проекту, гарантує йому або повернення грошей, або квот, а з шахтою ділить прибуток на основі договору про спільну діяльність. В цьому випадку шахта дозволяє лізингової компанії утилізувати метан і отримувати електроенергію за пільговими цінами.

3.4 Стан видобутку та утилізації метану вугільних пластів Донбасу

Основні закономірності розповсюдження та форми знаходження газу метану у вугільних пластах і вміщуючих породах у Донецькому басейні вивчені досить детально (табл.3.4 – 3.5), однак випереджаюча і супутня дегазація вугільних пластів і шахт у Донбасі як основному вугільному басейні України в

					РМ.58.01. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		35

період до 1994 року проводилася головним чином з метою управління метановиділенням у шахтах для забезпечення промислової безпеки вуглевидобутку. Системних цілеспрямованих робіт щодо поетапного видобування газу метану вугільних родовищ і шахт не проводилося.

Таблиця 3.4 – Розподіл запасів і втрат газу-метану по адміністративних областях

Область	Кількість об'єктів		Запаси на 01.01.2018, млн.м ³								Видобуток за 2017 рік	Втрати за 2017 рік
	всього	в.т.ч. розроблюються	C ₁	C ₂	C ₂ пл. суп.**	C ₁ + C ₂ +C ₂ пл. суп	в.т.ч. розроблюються					
							C ₁	C ₂	C ₂ пл. суп.**	C ₁ + C ₂ +C ₂ пл. суп		
Дніпропетровська	6*	6*	685,6	4724,44	5221,59	10631,63	685,6	4724,44	5221,59	10631,63	-	126,52
Донецька	140*	78*	73711,02	80868,04	36091,7	190670,76	40981,9	35905,45	28614,5	105501,85	-	140,28
Луганська	54*	21*	77118,94	65953,69	-	143072,63	10133,86	29969,3	-	40103,16	0,84	1,38
Разом	200*	105*	151515,56	151546,17	41313,29	344375,02	51801,36	70599,19	33836,09	156236,64	0,84	268,18

* – об'єкти обліку запасів, які входять до комплексних родовищ

** – пласти-супутники

Енергетична програма збалансованого розвитку вітчизняного паливно-енергетичного комплексу до 2010 року і Енергетична стратегія України на період до 2030 року з врахуванням необхідності підвищення ефективності вуглевидобутку та комплексного використання всіх первинних енергоносіїв

обумовили розроблення інноваційних геологотехнологічних методів і застосування нових технічних засобів щодо поетапного видобування, дегазації та утилізації газу метану вугільних родовищ і шахт.

Таблиця 3.5 – Розподіл запасів газу-метану по геолого-промисловим районам Донбасу

Геолого-промислові райони	Кількість вугільних пластів	Ресурси метану в вугільних пластах, млрд. м ³
Красноармійський	33	231,3
Донецько-Макіївський	59	202,1
Центральний	46	84,8
Торезько-Сніжнянський	39	37,5
Лисичанський	25	22,5
Луганський	39	4735
Алмазно-Мар'ївський	53	81,2
Краснодонський	24	56,2
Боково-Хрустальський	31	40,1
Селезнівський	32	51,9
Павлоградсько-Петропавлівський	10	43

У Законі України «Про газ (метан) вугільних родовищ», базових галузевих стандартах, методиках та інструкціях обґрунтовано правові, економічні, організаційно-технічні, технологічні і екологічні аспекти у сфері геологічного вивчення метану вугільних родовищ і шахтних полів, дослідно-промислової розробки, завчасного видобування, поетапної дегазації та утилізації газу метану. Це забезпечило стале зростання в Донбасі видобутку вугілля у 2012 році до 85,7 млн т і збільшення метановиділення на шахтах до 1408 млн м³, з яких 370 млн м³ було вилучено системами комплексної дегазації. При цьому утилізація каптованого газу метану досягнула 43 % (160 млн м³).

У зв'язку з не створенням системи щодо спеціалізованого вилучення газу метану від його завчасного видобування до комплексної поетапної дегазації

шахтних полів, затвердженням згідно Методичних вказівок ДКЗ України від 29.04.2009 № 161 запасів, так званого, шахтного емісійного метану і, як наслідок, застосування і збільшення податкової ставки за використання надр за весь вилучений шахтою газ метан – як дегазаційний, так і некондиційний вентиляційний, були знівельовані будь-які стимули для сталого підвищення ефективності дегазації та утилізації метану вугільних родовищ і шахт. В подальшому, з 2014 року в умовах ООС і не контрольованості органами державної влади України чималої частини Донбасу, втратою більше 60 млн т виробничих потужностей шахтного фонду, зменшенням на третину обсягів видобутку вугілля і на 56 % об'єму дегазаційного метану.

Геологічні запаси метану у кондиційних вугільних пластах складають 1 200 млрд м³, а загальні ресурси газу метану у вугленосній товщі Донбасу на глибинах від 500м до 1800м фахівцями минулих років оцінювалися в 12 000 млрд м³, з яких 3 000–3 500 млрд м³ прогнозувалися як потенційно видобувні. Однак з врахуванням нерівномірності розподілу газу в колекторах Донецького басейну і впливом суттєвої гіпергенної та техногенної задренованості газоносних горизонтів з вирівнюванням (зростанням) у них фактичних пластових тисків до гідростатичного лише на глибинах від 1 050 до 1 400 м, більш реалістичною є оцінка загальних ресурсів газу метану Донбасу на глибинах від 500 до 1 800 м у межах від 6 500–8 000 млрд м³, з яких 1 650–2 200 млрд м³ можна прогнозувати як потенційно видобувні [19].

З урахуванням тимчасової не контрольованості (окупації) чималої частини українського Донбасу в умовах російської агресії та ООС зараз значна частина (не менше 40%) цих ресурсів газу метану, яка є найбільш перспективною для поетапного видобування та дегазації, знаходиться на непідконтрольній державним органам України території Донецької і Луганської областей.

Загалом, протягом останніх 20 років було кілька спроб розпочати видобуток метанового шару в Україні такими компаніями, як Iskander Energy, Індустріальний союз корпорації Донбас, ТОВ «КарбонаЕнерго», ТОВ «Екометан»

					<i>PM.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

та ін. Загалом проводилось близько 10 операцій гідрокрекінгу, але свердловини не забезпечували комерційно вигідних потоків газу.

Висока щільність і низька проникність вугільних пластів і прилеглих шарів (проникність пісковиків $<0,1$ мД, а їх пористість 5-6%), а також низька товщина і велика глибина покладів вугільних пластів роблять реалізацію таких проектів більш складною та вимогливою до застосування сучасних технологій гідророзлому, адаптованих до конкретних геологічних умов. Одночасно необхідність використання приватних земельних ділянок для буріння та ризик їх забруднення перешкоджають отриманню схвалення проектів від місцевих жителів.

Практичне виконання проектів з видобутку метану з вугільного шару залежить від залучення сучасних технологій, інвестицій та досвіду найбільших світових енергетичних компаній. Незважаючи на те, що десятки ліцензій на розвідку і навіть видобуток метану з вугільних пластів вже видані українською владою, виконання масштабних проектів є малоімовірним у короткостроковому періоді.

Причинами такого песимістичного погляду є відсутність вигідної нормативної бази, високі інвестиційні та виробничі витрати в поєднанні з низькою інвестиційною привабливістю України.

З іншого боку, шахтний метан, який виділяється під час видобутку вугілля на існуючих вугільних шахтах, створює небезпеку для видобувачів вугілля через ризик самовибуху суміші повітря-метан. На багатьох вугільних шахтах побудовані складні системи вентиляції та дегазації для контролю викидів метану; вони захоплюють метан вугільної шахти і транспортують його на поверхню та за межі вугільної шахти. Концентрація метану в суміші повітря-метан коливається від 0,5% в вентиляційних системах шахт до 25% і більше в системах дегазації. Дегазаційні свердловини, як правило, горизонтальні або спрямовані; однак буріння вертикальних дегазаційних свердловин з поверхні з метою попередньої дегазації вугільних пластів також можливе. У цьому випадку концентрація виробленого метану може досягати 90% і більше.

					РМ.58.01. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		39

Відповідно до [20], У 2012 р. було викинуто 1,4 млрд. м³ метану, тоді як загальний видобуток вугілля досяг 85,7 млн. т. Основна частина метану викидалася в атмосферу через вентиляційні системи вугільних шахт, і лише 370 мільйонів кубічних метрів були захоплені системами дегазації, наявними лише на 44 шахтах з 155.

Більше того, лише 43% уловлюваного метану було подальше використаним для виробництва тепла та / або електроенергії або спалювалося, а решта також викидалася в атмосферу. Це пояснюється тим, що лише на 18 шахтах концентрація метану в повітряно-метановій суміші систем дегазації перевищувала 25%, тоді як використання повітряно-метанової суміші з меншою концентрацією метану заборонено згідно з правилами безпеки.

Норми чинного Податкового кодексу визначають сплату податку на корисні копалини за використання метану вугільних пластів на тому самому рівні, який сплачується при традиційному видобутку природного газу. Така ситуація негативно впливає на економічну ефективність проектів видобутку ШМ та стримує корисне використання газу. Єдиним реалістичним джерелом доходів від таких проектів є можливість виробництва електроенергії та економії завдяки меншому обсягу закупленої електроенергії з мережі.

Законодавче визначення дегазації метану з вугільних пластів шахтних родовищ, а також з діючих та покинутих вугільних шахт як альтернативне джерело енергії та суттєве зниження ставки податку (в даний час метан вугільної шахти оподатковується податковою ставкою за природний газ, що відповідно до статті 263.9.1 Податкового кодексу України дорівнює 20% митної вартості вуглеводневого ресурсу (природного газу)) зможі стимулювати видобуток метану з вугільних пластів. Якщо метан не використовується і не викидається в атмосферу, пропонується оподатковувати його екологічним податком за викиди в атмосферне повітря за ставкою 1.

Крім того, залученню інвестицій та стимулюванню реалізації проектів видобутку ШМ, захопленого під час періодичної та попередньої дегазації вугільних шахт, вугільних родовищ та покинутих шахт, незалежно від

					<i>PM.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

подальшого використання захопленого газу, сприяло б виключення такого газу з бази оподаткування податком на корисні копалини (податок на користування надрами).

Видобуток шахтного метану має високий потенціал в Україні, однак його практична реалізація вимагає запровадження заходів державної підтримки для таких проєктів, а також залучення провідних світових компаній із сучасними технологіями видобутку.

					<i>PM.58.01. ПЗ</i>	Арк.
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		41

4 ОСОБЛИВОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ШАХТНОГО МЕТАНУ РІЗНИХ КОНЦЕНТРАЦІЙ

Скорочення викидів метану має міжнародний пріоритет, в реалізації якого вугільні шахти можуть відігравати важливу роль. На метан припадає 14% світових антропогенних викидів ПГ, а на вугільні шахти – 6% викидів метану, або приблизно 400 млн. т CO₂-екв. в рік [21]. Об'єм викидів шахтного метану є невеликим порівняно з іншими джерелами викидів ПГ, пов'язаними з вугіллям (наприклад, діоксиду вуглецю при спалюванні вугілля), проте його не можна назвати несуттєвим. Більш важливим є те, що технології вилучення та використання шахтного метану вже комерційно доступні і довели свою ефективність, що робить утилізацію шахтного метану вельми привабливим рішенням проблеми боротьби з викидами ПГ в короткостроковому і середньостроковому плані для вугільної промисловості.

4.1 Шахтний метан як енергоресурс

Уловлювання та використання метану можуть істотно підвищити додану вартість гірничодобувних робіт. Каптований ПМ можна безпосередньо використовувати для цілей енергопостачання або генерування енергії, забезпечуючи реалізацію ціннісних якостей цього природного ресурсу. У свою чергу це може приносити шахті економічні доходи завдяки продажу енергії або економії на витратах. Крім того, використання метану підвищує вартість самого підприємства завдяки генерування капіталу, який може бути реінвестований в обладнання і заходи, що забезпечують безпеку шахти.

Існуючі технології дозволяють оптимізувати процес рекуперації енергії і практично виключити істотну частку викидів метану з підземних вугільних виробок (рис. В.1).

					<i>PM.58.01.ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>	<i>Левченко А.В.</i>				<i>Способи використання шахтного метану і боротьба з його викидами</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Керівник</i>	<i>Лисиця В.Є.</i>						42	113
<i>Консульт.</i>	<i>Лисиця В.Є.</i>					<i>СНУ ім. В. Даля, ар. ПЕО-19 дм</i>		
<i>Н. Контр.</i>	<i>Лисиця В.Є.</i>							
<i>Зав. каф.</i>	<i>Суворін О.В.</i>							

Належні стандарти і практика дегазації забезпечать отримання придатного до використання газу стабільної якості і будуть сприяти реалізації можливостей його утилізації з найменшими витратами. В результаті коливань в умовах ведення гірничих робіт поставки газу будуть коливатися, і обладнання для утилізації газу може в деяких випадках приходити в несправність або зупинятися на технічне обслуговування. В таких випадках невикористаний газ спалюється у факелі для зведення до мінімуму обсягу його викидів. Метан, який не може бути каптовано або утилізовано, розбавляється у вентиляційному повітрі і викидається в атмосферу у вигляді метано-повітряної суміші (МПС).

Технології зниження викидів метану вентиляційних струменів (МВС) вже розробляються протягом багатьох років. В цілому технічно цілком можливо окисляти метан вентиляційних струменів при концентраціях вище 0,20%.

При обігу з метаном у вугільних шахтах самим пріоритетним повинно залишатися питання дотримання техніки безпеки. У прагненні використовувати ШМ в деяких випадках допускалося зневажливе ставлення до дотримання необхідних норм безпеки і технічних норм, що створювало нові небезпеки на вугільних шахтах. При плануванні використання метану слід уникати будь-якого підвищення підземного ризику.

4.2 Способи використання шахтного метану

З появою ринків вуглецю в деяких країнах велике значення надається скороченню викидів вуглецю і формуванню за рахунок цього вуглецевих квот і створення інших екологічних благ в доповнення до енергетичних продуктів, отриманих у результаті здійснення таких проектів. Це сприяло розширенню проектної діяльності в багатьох країнах, а також посилило зростання числа таких видів проектів, які залежать виключно від вуглецевих квот як основного джерела доходів (наприклад, спалювання в факелі і боротьба з викидами МПС).

До теперішнього часу більшість проектів використання каптованого метану здійснювалося в Австралії, Німеччині, Китаї, Польщі, Російської Федерації, Сполученому Королівстві, Сполучених Штатах, Україні та Чеській Республіці.

					<i>PM.58.01. ПЗ</i>	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Потенційні варіанти використання шахтного метану в діапазоні концентрацій 30% – 100% існують в дуже різних прикладних областях, включаючи наступні:

- 1) використання в якості палива в металургійних печах, в промислових печах і котлоагрегатах;
- 2) спалювання в двигунах внутрішнього згорання або турбінах для виробництва електроенергії;
- 3) використання для закачування в трубопроводи природного газу;
- 4) застосування в якості сировини в галузі з виробництва добрив;
- 5) спалювання в якості моторного палива (стиснений природний газ).

Для використання газу поза об'єктом, особливо для цивільних споживачів, часто створюються потужності зі зберігання газу для забезпечення можливостей задоволення пікового попиту і створення буферних запасів на випадок перерв у каптуванні газу. Але при створенні проектів намагаються уникнути пов'язаних з цим високих витрат, проблем землекористування і негативного візуального ефекту цих споруд, а також ризиків, пов'язаних із зберіганням великих обсягів сумішей горючого газу на шахтних енергоблоках, які використовують метан, багато з яких успішно забезпечують пряме енергопостачання діючої шахти.

Використання каптованого метану залежить від кількості і якості одержуваного газу. Історично для цього був потрібний метан з концентрацією як мінімум 30%. В останні роки на ринку стали з'являтися двигуни внутрішнього згорання, які можуть використовувати шахтний газ з концентраціями метану менше 30% [25].

Існує розмежування між використанням каптованого метану середньої/високої концентрації та низької (<30%) концентрації, оскільки транспортування газу з низькою концентрацією є вкрай небезпечним і його слід уникати.

4.2.1 Використання шахтного метану середньої/високої концентрації

					<i>PM.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		44

Продовження таблиці 4.1

Вид використання	Застосування	Переваги	Недоліки
Високоякісний трубопровідний газ	очищений шахтний метан високої якості	<ul style="list-style-type: none"> - еквівалент природного газу; - прибутково при високих цінах на газ; - хороший варіант там, де існує потужна трубопровідна інфраструктура 	<ul style="list-style-type: none"> - стандарти на чистоту трубопровідного газу є високими, а сам процес очищення – дорогим; - реалізація можлива тільки при високій якості попередньо дренованого або очищеного шахтного метану; - вимагає розумних умов доступу до трубопроводу
«Міський» або промисловий газ середньої якості	метан з концентрацією більше 30% для місцевих систем централізованого теплопостачання житлових зон і для промислового використання, наприклад в промислових печах	<ul style="list-style-type: none"> - джерело палива по низьким цінам; - локалізовані вигоди; - вимагає лише мінімального очищення газу або НЕ вимагає його взагалі 	<ul style="list-style-type: none"> - вартість системи розподілу і технічного обслуговування; - змінні якість і кількість; - висока вартість утримання газосховищ, необхідних для регулювання пікового попиту
Сировина для хімічної промисловості	високоякісний газ для виробництва сажі, формальдегіду, синтетичних палив і диметилового ефіру (ДМЕ)	<ul style="list-style-type: none"> - використання для поставок високоякісного шахтного метану при складній кон'юктурі 	<ul style="list-style-type: none"> - високі витрати переробки; - відсутність перспективи використання «механізму чистого розвитку» при можливому вивільненні вуглецю
Використання в районі розташування шахти	обігрів, приготування їжі, котлоагрегати, сушка вугільного пилу, житлові будинки шахтарів	<ul style="list-style-type: none"> - замінює вугілля; - екологічно чисте, дешеве енергоджерело 	<ul style="list-style-type: none"> - варіант може бути економічно менш вигідним при використанні на місці розташування шахти, ніж за її межами
Транспортні засоби	високоякісний очищений газ, який отримують при попередній дегазації, і метан вугільних пластів, які замінюють стиснений та зріджений природний газ	<ul style="list-style-type: none"> - вільний доступ на ринок для поставок газу при складній кон'юктурі; - високі ціни на моторне паливо 	<ul style="list-style-type: none"> - витрати на переробку, зберігання, закачування та транспортування газу; - високі стандарти на очистку газу

Проекти, що реалізують види використання ШМ, даної таблиці можуть претендувати на отримання вуглецевих квот, квот за використання відновлюваних

										Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						46

джерел енергії або пільгових тарифів на подачу енергії в мережу в тих випадках, коли вони задовольняють необхідним критеріям.

4.2.2 Використання дренованого метану низьких концентрацій

Неприйнятні методи дегазації і незадовільні стандарти їх застосування призводять до низької ефективності відведення газу і надмірного потрапляння в нього повітря з утворенням потоків газу низької концентрації, який іноді знаходиться в діапазоні вибухонебезпечності. З метою уникнення вибухів з катастрофічними наслідками, що поставлять під загрозу життя шахтарів та структурну цілісність шахтних споруд й приведуть до істотного збільшення витрат на гірничодобувні роботи, такий газ при концентраціях в діапазоні вибухонебезпечності не рекомендується транспортувати або використовувати.

4.3 Технології очищення розбавленого метану з систем дегазації

У деяких випадках доцільно поліпшити якість шахтного метану, особливо метану з вироблених просторів. Перш за все необхідно приділити основну увагу поліпшенню стандартів підземної дегазації метану щоб уникнути високих витрат, пов'язаних з очищенням дегазації. Такий підхід веде до підвищення якості газу і безпеки в шахті.

Другим варіантом є підвищення якості газу. Системи, що забезпечують підвищення якості газу, можуть бути досить дорогими. Необхідно уважно підходити до оцінки різних варіантів та провести аналіз «витрати-вигоди» з урахуванням цілей проекту вилучення шахтного метану. Якщо підвищення якості газу бажано, найпростішим рішенням є змішання низькоякісного газу з вироблених просторів з високоякісним метаном, які пройшли через попередню дегазацію, в цілях отримання оптимальної суміші. Іншим варіантом є усунення з шахтного газу забруднювачів (кисень, азот, діоксид вуглецю і монооксид вуглецю, сірководень) з використанням однієї з трьох наступних основних технологій:

					<i>PM.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47

1) адсорбція із зсувом тиску (PSA). У більшості систем PSA для поглинання азоту молекулярні вуглецеві сита з великими вічками спочатку адсорбують метан в ході кожного циклу зміни тиску. В ході цього процесу відбувається рециклізація багатого метаном газу, тобто при кожному циклі зміни тиску частка метану збільшується. Технологія PSA дозволяє рекуперувати до 95% наявного метану і може функціонувати постійно при мінімальному контролі на об'єкті;

2) адсорбція із застосуванням молекулярного сита (MSA), один з варіантів PSA. В технології MSA використовується процес PSA з регульованим молекулярним ситом. Вона дозволяє регулювати розмір осередків до 0,1 ангстрема. Ця технологія стає нерентабельною при вмісті інертного газу більше 35%.

3) криогенна сепарація. У криогенному процесі, що є стандартним економічним вирішенням проблеми підвищення якості газу на родовищах природного газу, де він не відповідає встановленим вимогам, використовується ряд теплообмінників для скраплення потоку газу, що подається під високим тиском. Криогенні установки мають найвищий ККД рекуперації метану в порівнянні з будь-якими іншими технологіями очистки – приблизно 98% – проте є досить дорогими і тому можуть підійти тільки для великомасштабних проектів [26].

4.4 Спалювання у факелі

Кожна установка з утилізації метану повинна бути обладнана факельним механізмом на випадок її виходу з ладу або на той випадок, якщо установка тимчасово відключається на час проведення планового технічного обслуговування, а також на початкових етапах роботи шахти, коли кількість одержуваного метану ще не досягла комерційно життєздатних рівнів. Такий підхід дозволяє звести до мінімуму викиди метану в атмосферу і тим самим забезпечує охорону навколишнього середовища, коли утилізація метану неможлива.

					РМ.58.01. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48

Вугільна промисловість і регулюючі органи гірничодобувної промисловості в деяких країнах виступали проти факельного спалювання в районах знаходження шахт на тій підставі, що полум'я може повернутися через систему дегазації в шахту і привести до вибуху. Мінімальні вимоги щодо безпечного спалювання в факелі полягають в тому, щоб конструкція була ретельно продумана і передбачала наявність обмежувачів поширення полум'я і антидетонаторів, ізолюючих пристроїв, датчиків і інших пристроїв, що забезпечують безпеку. Факельне спалювання шахтного метану успішно застосовувалося в Австралії, Китаї та Сполученому Королівстві.

В принципі ризик безпеки в цьому випадку не відрізняється від ризику використання котлоагрегатів, що спалюють шахтний метан, які мають широке застосування.

Факели можуть мати або форму стовпа полум'я, або перебувати в замкнутому просторі (в ґрунті). Вартість спалювання в замкнутому просторі може бути істотно вище, ніж при відкритому факельному спалюванні, проте ефективність знищення метану значно вище. В «ідеальних умовах» ефективність практично однакова і може наближатися до 98-99%, однак ефективність спалювання у відкритому факелі стрімко падає при появі вітру або дії будь-яких інших чинників [22].

Виконавча рада Механізму чистого розвитку (МЧР) встановила стандартні величини в розмірі 90% для факелів в замкнутому просторі і 50% для відкритого факельного спалювання [23]. Показники фактичної ефективності для закритих просторів спалювання піддаються вимірюванню і можуть бути використані. Спалювання в закритих просторах більш естетично, оскільки полум'я невидимо, а забруднювачі, що утворюються при спалюванні, можуть усуватися більш ефективно.

4.5 Зниження викидів метану низької концентрації з вентиляційних струменів або його утилізація

					РМ.58.01. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		49

Основна частина всіх глобальних викидів вугледобувної промисловості (>70%) припадає на виділення метану з підземного вентиляційного повітря. Метан вентиляційних струменів (МВС) зазвичай викидається в атмосферу при концентрації менше 1%.

В останні роки були розроблені технології, які дозволяють знищувати метан з дуже низькою концентрацією в вентиляційному повітрі шахт шляхом термічного окислення. Основною метою цих технологій є зниження викидів парникових газів. Деякі з цих технологій можуть комбінуватися з системами рекуперації тепла, призначеними для використання на шахтах або при централізованому теплопостачанні або в парових турбінах, що генерують електроенергію.

В даний час на ринках є дві технології окислення – регенеративні термальні окислювачі (РТО), відомі також як термічні потокові реверсивні реактори (TFRR) і регенеративні каталітичні окислювачі (РКО), відомі також під назвою каталітичні потокові реверсивні реактори (CFRR). В обох технологіях використовується процес реверсії потоку для підтримки базової температури реактора, і вони розрізняються лише методом використання каталізатора в процесі окиснення в РКО. До застосування цих технологій для метану вентиляційних струменів вони знаходили широке поширення в сфері контролю забруднювачів в комерційній та виробничій діяльності, зокрема для окислення летючих органічних сполук, ароматичних та інших забруднювачів повітря.

У промислових масштабах установки типу РТО для утилізації МВС були змонтовані та продемонстровані в якості засобів пом'якшення впливу метану на шахтах в Австралії, Китаї та Сполучених Штатах. Ефективність рекуперації енергії МВС також була успішно продемонстрована в Австралії з використанням МВС в якості топкового повітря в двигунах внутрішнього згорання, а також з використанням технологій РТО для перетворення енергії МВС в електроенергію на енергоустановках, розташованих на виході шахти. Застосування технології РКО для МВС було продемонстровано в повному масштабі на експериментальній установці.

					<i>РМ.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

Сучасні технології використання МВС в цілому не здатні знижувати концентрації метану нижче 0,2% без використання додаткового палива, проте в даний час проводяться дослідження щодо зниження порогу концентрації, оскільки концентрації МВС в багатьох шахтах світу складають нижче 0,2%. При використанні МВС для виробництва електроенергії, буде потрібна оптимізація вхідних концентрацій і підвищення концентрації МВС на вході в пристрій для окислення.

Одним з застосовуваних методів – є збагачення (змішування) газу з метаном від інших джерел, наприклад, газом з вироблених просторів або газом, отриманим в результаті попередньої дегазаційної підготовки. При розгляді питання збагачення метану використання дренажного газу низької якості (<30%) не допускається через вибухонебезпечність. Використання газу більш високих концентрацій (> 30%) може змінити економічні показники виробництва електроенергії на основі шахтного метану в сторону підвищення витрат, і це питання необхідно розглядати при вивченні економічної доцільності проекту.

Необхідно забезпечити, щоб системи РТО/РКО, а також інфраструктура, необхідна для транспортування повітря, що виходить з шахти та направляється в реактори, не створювали додаткового зворотного тиску на вентилятор шахти, та забезпечували по можливості мінімальне споживання електроенергії, а також включали аналізатори метану і інше обладнання для забезпечення безпеки (полум'ягасники, обвідні системи).

До інших технологій використання МВС, що розробляються, відносяться каталітичні монолітні реактори (СМР), турбіни для спалювання бідної паливної суміші, в яких, спалюється МВС при концентраціях 1,5% і нижче, і роторні печі, в яких МВС змішується з дрібними відходами вуглевидобутку [24].

В даний час промислова придатність технологій, які використовують МВС в якості первинного джерела палива, залежить від доходів, які забезпечуються вуглецевими квотами. Проекти, пов'язані з використанням МВС, забезпечують прибуток при цінах на викиди вуглецю від 10 до 15 дол. США / т CO₂-екв.

					РМ.58.01. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

4.6 Моніторинг шахтного метану

Ефективність та безпечність використання метану можуть бути істотно підвищені, якщо може бути забезпечено точне вимірювання фактичної концентрації метану у вилученому газі.

Більш безпечно транспортування дренованого газу до установок для його перетворення в енергію або для спалювання в факелі може забезпечуватися лише при наявності точних даних про дійсний вміст метану в газі. Разом з тим вигоди не обмежуються безпекою. До них також відносяться розширення можливостей збуту метану або продуктів, вироблених завдяки утилізації метану, вигоди за результатами боротьби з його викидами. Наприклад, газові двигуни мають вузьку сферу використання різних концентрацій метану, а гарантований постійний потік газу підвищить ефективність двигунів, знизивши витрати по експлуатації та поточному ремонту. Метан, що поставляється в газопроводи, повинен задовольняти вельми жорстким вимогам або ж взагалі не буде використовуватися оператором трубопроводу (справа може дійти до штрафів).

Для проектів використання метану вентиляційних струменів дуже важливо проводити точні вимірювання потоків вентиляційного повітря для оцінки коливань концентрацій метану в вентиляційних струменях, а також для оцінки загальних потоків метану вентиляційних струменів до початку розробки проекту. Уже при експлуатації ретельний режим моніторингу забезпечить отримання оперативних даних, проте програма моніторингу особливо важлива для точного вимірювання розміру скорочення викидів. Це може зажадати застосування режиму перевірки, що сильно відрізняється від тої, що зазвичай застосовується при гірничих роботах, при якій моніторинг метану здійснюється з метою забезпечення безпеки. Вентиляційні потоки вимірюються для забезпечення оптимального провітрювання. Наприклад, багато протоколів по парниковим газам вимагають постійного моніторингу викидів в потоках метану вентиляційного повітря і постійного або регулярного відбору проб за допомогою аналізаторів метану.

					<i>PM.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		52

4.7 Використання метану із закритих шахт

Після припинення видобутку вугілля на вугільній шахті, метан продовжує надходити в підземні гірничі виробки внаслідок десорбції його із залишкового вугілля в пластах, порушених при веденні гірських робіт. Такий процес десорбції у багатих на газ шахтах може тривати протягом багатьох років після їх закриття, але з різко падаючою швидкістю (див. рис. 4.1).

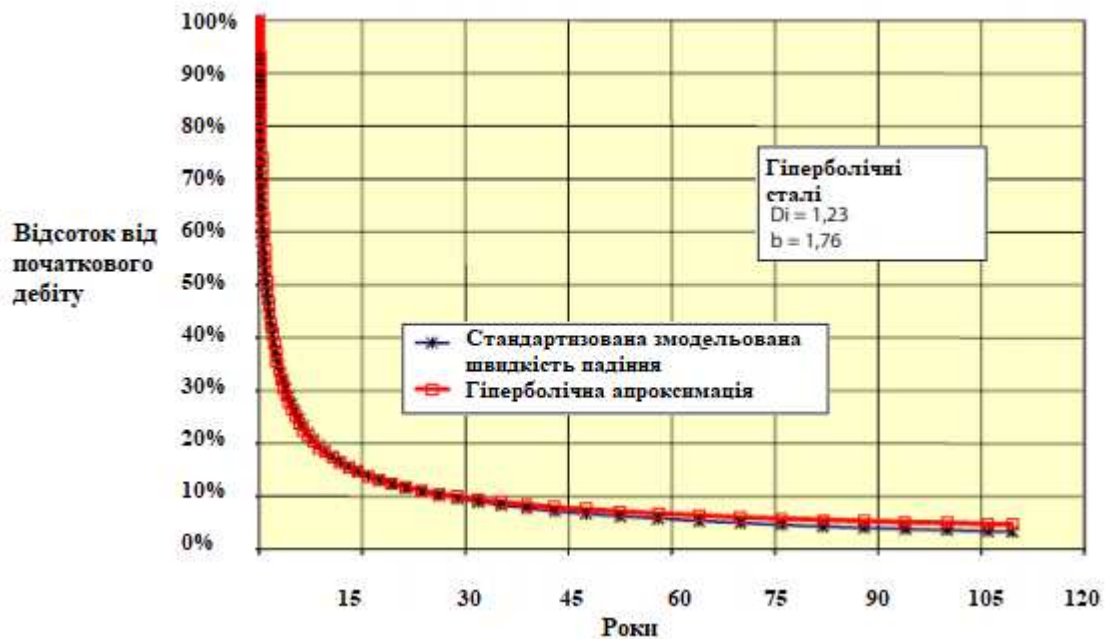


Рисунок 4.1 – Зниження дебіту і потенціалу запасів метану на закритих, багатих на газ шахтах в часі [21]

У разі, якщо шахта затоплена, процес десорбції може відновитися при осушенні затоплених гірничих виробок. У зв'язку з цим потенційно можна зіткнутися з довгостроковими зобов'язаннями, включаючи ризики вибухів на поверхні та іншими можливими ризиками для населення, а також ризиками, що пов'язані з триваючими викидами парникових газів. Існує мало відмінностей між газом на великих законсервованих ділянках діючої шахти і газом закритих шахт, хоча методи і пріоритети управління газом в цих ситуаціях різні.

Для оцінки зниження викидів метану, розрахунку ємності газового резервуара і оцінки потенціалу виробництва метану на закритих вугільних шахтах розроблені різні науково обґрунтовані методи прогнозування [21, 33].

5 РОЗРОБКА ПРИРОДООХОРОННОГО ЗАХОДУ

5.1 Вибір метода поточної дегазації джерела газовиділення

Зіставлення методів поточної дегазації джерел газовиділення за [34] наведено в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Результати зіставлення методів поточної дегазації за [34]

Метод	Опис	Переваги	Недоліки
Поточна дегазація з використанням свердловин, пробурених вхрест простягання	Проводиться буріння свердловин під кутом вище або нижче виробленого простору з вентиляційного штреку з їх подальшим підключенням до підземного дегазаційного трубопроводу. У деяких шахтах, де застосовується виїмка вугілля довгими очисними забоями зворотним ходом, свердловини, пробурені позаду забою, забезпечують більш ефективну дегазацію, в порівнянні із свердловинами, попередньо пробуреними перед забоєм. Разом з тим, в окремих випадках складно забезпечувати постійний доступ до просторів за межами забоїв при виїмці зворотним ходом.	<ul style="list-style-type: none"> • Цілком можливо забезпечити високі показники каптажу газу при просуванні забою лави. • Цей метод дуже практичний для виробок з вугільними пластами, що глибоко залягають. • Короткі дистанції буріння до первинного джерела газу. • Газ може вилучатись і відводиться по трубопроводу в фіксоване місце збору газу на поверхні для комерційного використання або утилізації за місцем розташування шахти. • Метод ефективний в вугільних пластах з низькою проникністю. • Свердловини, пробурені в ґрунт пласта, можуть знизити ризик раптових викидів газу в схильних до цього вугільних пластах. • Гнучка і легко змінна схема буріння. • Найбільш незначні витрати з усіх способів дегазації. 	<ul style="list-style-type: none"> • Важко підтримувати високу ефективність каптажу газу при розробці зворотним ходом. • Для досягнення максимальної ефективності необхідно проводити буріння за забоєм з розробкою зворотним ходом. • Продуктивне життя свердловин в цілому досить нетривале. • В результаті того, що вентиляційне повітря проникає в систему вилучення газу через розриви порід, що утворилися внаслідок гірничих робіт, виходить газ середньої і низької чистоти. • Потрібен дуже підготовлений персонал для проведення підземного буріння. • Необхідність в наявності підземної трубопровідної інфраструктури з виходом на поверхню або в безпечне місце скидання у вентиляційній виробці з вихідним струменем.

РМ.58.01.ПЗ

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Левченко А.В.			Розробка природоохоронного заходу	Літ.	Арк.	Аркуші
Керівник		Лисиця В.Є.					54	103
Консульт.		Лисиця В.Є.				СНУ ім. В. Даля, гр. ПЕО-19 дм		
Н. Контр.		Лисиця В.Є.						
Зав. каф.		Суворін О.В.						

Продовження таблиці 5.1

Метод	Опис	Переваги	Недоліки
Поточна дегазація з використанням свердловин, пробурених вхрест простягання	Проводиться буріння свердловин під кутом вище або нижче виробленого простору з вентиляційного штреку з їх подальшим підключенням до підземного дегазаційного трубопроводу. У деяких шахтах, де застосовується виїмка вугілля довгими очисними забоями зворотним ходом, свердловини, пробурені позаду забою, забезпечують більш ефективну дегазацію, в порівнянні із свердловинами, попередньо пробуреними перед забоєм. Разом з тим, в окремих випадках складно забезпечувати постійний доступ до просторів за межами забоїв при виїмці зворотним ходом.	<ul style="list-style-type: none"> • Цілком можливо забезпечити високі показники каптажу газу при просуванні забою лави. • Цей метод дуже практичний для виробок з вугільними пластами, що глибоко залягають. • Короткі дистанції буріння до первинного джерела газу. • Газ може вилучатись і відводиться по трубопроводу в фіксоване місце збору газу на поверхні для комерційного використання або утилізації за місцем розташування шахти. • Метод ефективний в вугільних пластах з низькою проникністю. • Свердловини, пробурені в ґрунт пласта, можуть знизити ризик раптових викидів газу в схильних до цього вугільних пластах. • Гнучка і легко змінна схема буріння. • Найбільш незначні витрати з усіх способів дегазації. 	<ul style="list-style-type: none"> • Важко підтримувати високу ефективність каптажу газу при розробці зворотним ходом. • Для досягнення максимальної ефективності необхідно проводити буріння за забоєм з розробкою зворотним ходом. • Продуктивне життя свердловин в цілому досить нетривале. • В результаті того, що вентиляційне повітря проникає в систему вилучення газу через розриви порід, що утворилися внаслідок гірничих робіт, виходить газ середньої і низької чистоти. • Потрібен дуже підготовлений персонал для проведення підземного буріння. • Необхідність в наявності підземної трубопровідної інфраструктури з виходом на поверхню або в безпечне місце скидання у вентиляційній виробці з вихідним струменем.
Поточна дегазація з використанням свердловин виробленого простору	Здійснюються буріння і обсадка свердловини дегазації, яка розташовується на невеликій відстані від пласта, що підлягає розробці. У нижній обсадній частині свердловини, як правило, прорізаються щілиновидні вікна. У	<ul style="list-style-type: none"> • Операції по дегазації проводяться незалежно від підземних робіт. • Цей метод дозволяє відводити істотні потоки рудничного газу з вироблених просторів лави. • Добре перевірений, ефективний з точки зору витрат метод, який 	<ul style="list-style-type: none"> • Через гірничотехнічні проблеми можливий вихід з ладу свердловин, пробурених у вироблений простір. • Для вугільних пластів, що глибоко залягають цей метод є дорогим. • Існує ризик затоплення в тих випадках, коли над вугільним пластом, що

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Продовження таблиці 5.1

Метод	Опис	Переваги	Недоліки
	деяких випадках проводяться буріння і обсадка свердловини до позначки, що розташовується на відстані 30 м вище пласта, з якої потім буриться свердловина меншого діаметру в робочий вугільний пласт до початку або після закінчення роботи очисного забою. Безпечний і надійний метод розміщення свердловини передбачає її буріння в робочий пласт, а потім цементування її нижньої частини (30 м). Свердловини, як правило, розташовуються ближче до вентиляційного штреку.	використовується при невеликих і помірних глибинах залягання. <ul style="list-style-type: none"> • Часто можна отримати газ з помірно високою концентрацією. • Продуктивне функціонування свердловин може забезпечуватися протягом декількох місяців. • Дозволяє гнучко реагувати на зміни в планах ведення гірських робіт. 	розробляється знаходяться водні горизонти. <ul style="list-style-type: none"> • Не забезпечується пряма дегазація нижчих шарів-супутників, що знаходяться в підшві виробок. • Щоб запобігти витoku вентиляційного повітря на поверхню, свердловини у вироблених просторах не можуть використовуватися до тих пір, поки забій НЕ просунеться від них на певну відстань. • Збір газу для його подальшого використання вимагає наявності дорогої трубопровідної інфраструктури на поверхні шахти. • Метод може застосовуватися тільки в тих випадках, коли відсутні обмеження на доступ з поверхні. • Можливі каптація і вивід через систему газу, що перевищує обсяг, який міг би вивільнитися в гірничі виробки.
Поточна дегазація з використанням горизонтальних протяжних спрямованих свердловин, пробурених вище або нижче пласта	Проводиться буріння ряду свердловин з використанням технологій направленої буріння в відповідному горизонті, наприклад, на відстані 20-30 м вище або нижче пласта, на всю довжину виїмкового поля. Якщо на відповідному горизонті немає місця	<ul style="list-style-type: none"> • Цей метод може бути використаний в режимі попередньої дегазації до початку ведення гірничих робіт. • Потенційно більш висока ефективність каптажу, ніж при бурінні свердловин вхрест простягання. • Роботи з дегазації проводяться незалежно від очисних робіт. • Може бути отримано 	<ul style="list-style-type: none"> • Направлене буріння є відносно дорогим. • Можуть виникати проблеми при здиманні порід і в разі м'якого вугілля. • Відновлення зруйнованих або пошкоджених свердловин пов'язане з труднощами. • Відсутність гнучкості в разі змін в гірських роботах.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Продовження таблиці 5.1

Метод	Опис	Переваги	Недоліки
	для розміщення бурового обладнання, то свердловина буриться на необхідний рівень з відпрацьованого горизонту.	газ з високою концентрацією. • Каптування газу із зони, близької до місць початкового виділення поблизу межі очисного забою.	• Метод залежить від точності і швидкості бурильних робіт, необхідних для створення задовільно функціонуючої системи до початку видобутку вугілля. • Необхідні фахівці з підземного буріння та спеціальне обладнання.
Поточна дегазація за допомогою верхніх або нижчих газодренажних виробок	Вище або нижче пласта до початку очисних робіт проводиться газодренажний штрек. Потім забезпечується його під'єднання до системи дегазації за допомогою трубопроводу, що проходить через протипожежну шахтну перемичку. Зона впливу газодренажної виробки може бути розширена шляхом буріння з неї свердловин до її ізоляції.	• Може доповнюватися бурінням свердловин вхрест простягання з газодренажної виробки. • Потенційно більш висока ефективність дегазації, в порівнянні із свердловинами, пробурених вхрест простягання від розроблюваного горизонту. • Роботи з дегазації проводяться незалежно від робіт по видобутку вугілля. • З метою скорочення витрат в деяких випадках можна використовувати діючі або старі гірничі виробки, що знаходяться вище або нижче планованої виїмкової дільниці. • Як правило, можна отримувати газ з досить високою концентрацією.	• Забезпечення доступу з пласта в газодренажну виробку пов'язане з великими витратами. • Існує ризик виникнення пожежі у вугільних пластах, схильних до самозаймання, в результаті витоків вентиляційного повітря. • Метод є дорогим, якщо не застосовується в досить потужному вугільному пласті. • Відсутність гнучкості в разі змін в гірських роботах. • Може бути неефективним в тих випадках, коли між газодренажною виробкою і довгим очисним забоем залягає потужна свита пластів.
Поточна дегазація з використанням направлено буріння з поверхні в пласт	Відносно новий спосіб застосування відомої технології направлено буріння свердловин з поверхні в пласти, розташовані над пластом, що розробляється, з досягненням при цьому зміни схожої	• Не потрібно доступу до підземного простору. • В принципі можлива реалізація шляхом повторного використання свердловин, пробурених для попередньої дегазації з	• Високі витрати. • Повторно використовувані свердловини для попередньої дегазації можуть бути пошкоджені під час гірничих робіт. • Не усуває необхідність наявності підземних

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

РМ.58.01. ПЗ

Арк.

57

Продовження таблиці 5.1

Метод	Опис	Переваги	Недоліки
	конфігурації, створюваної при направленому бурінні з підземних виробок для проведення поточної дегазації.	поверхні в пласт.	свердловин, пробурених вхрест простягання поблизу забою для забезпечення ефективного контролю за газовою обстановкою.
Поточна дегазація з камер або трубопроводів у вироблених просторах лави	У виробленому просторі за забоєм споруджується камера, яка через ізоляційні перемички з'єднується з системою дегазації. Можливий також варіант, при якому дренажна труба з відкритим кінцем в зоні початку забою продовжується по мірі просування розробки зворотним ходом.	<ul style="list-style-type: none"> • Знижує концентрації метану у вихідному вентиляційному струмені при відпрацюванні вугільного пласта довгим очисним забоєм зворотним ходом. • Забезпечує зниження обсягу газу, що надходить на виїмкову ділянку. 	<ul style="list-style-type: none"> • Може привести до каптажу і передачі займистих газових сумішей, створюючи неприйнятну небезпеку для шахтарів. • Необхідна наявність значних потужностей для дегазації джерел метановиділення з огляду на низьку концентрацію каптованого газу, що призводить до низької ефективності використання обладнання. • Низька ефективність дегазації. • Малий обсяг газу, що вилучається.
Поточна дегазація з квершлагів в вироблений простір лави (варіант вищенаведеного методу)	Квершлагги прокладаються від паралельного штреку уздовж виїмкового поля для ізоляції виробленого простору. Система дегазації приєднується до трубопроводу через ізоляційну перемичку, споруджену в квершлагі.	<ul style="list-style-type: none"> • У деяких випадках може знизити необхідність в бурінні свердловин вхрест простягання для каптування шахтного метану. • Роботи з дегазації не залежить від очисних робіт. • Знижує концентрації метану у вихідному вентиляційному струмені з довгого очисного забою. 	<ul style="list-style-type: none"> • Може привести до каптажу і передачі займистих газових сумішей, що створює неприйнятну небезпеку для шахтарів. • Зважаючи на низьку чистоту каптованого газу необхідна наявність великих потужностей для дегазації джерел метановиділення. • Ефективність каптажу газу, як правило, низька. • Може застосовуватися тільки в тих випадках, коли є відповідні виробки для проведення квершлагів до виробленого простору.

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Дегазація джерел метановиділення здійснюється для каптування газу високої чистоти в його джерелі до надходження в гірничу атмосферу. Відповідно до нормативних приписів кількість газу, що надходить в повітряний потік, не повинна перевищувати можливостей розбавлення газоподібних забруднюючих речовин вентиляційним повітрям до запропонованих рівнів безпеки. Проте вельми доцільно каптувати газ в максимальних обсягах, з тим щоб досягти високого рівня безпеки, пом'якшення впливу на навколишнє середовище та використання його для вироблення енергії.

Як показав SWOT-аналіз факторів впливу на можливість реалізації проектів видобутку метану для шахт Донбасу (див. розділ 3), в сучасних соціально-політичних умовах доцільні проекти видобутку метану при попутній (поточній) дегазації пластів у діючих шахтах.

Вибір різновиду схеми даного методу дегазації залежить від конкретних вимог до ефективності дегазації, гірничо-геологічних умов, придатності методу для цільової зони з найбільшою газовістю, а також від необхідних витрат. В рамках стратегії проведення поточної дегазації можуть застосовуватися або один, або всі ці методи дегазації.

Продуктивність системи дегазації джерел метановиділення залежить від максимальних прогнозованих обсягів каптованих потоків газової суміші (метану і повітря) з всіх наявних на шахті джерел, включаючи діючі очисні забої, відпрацьовані забої, з яких вивезено все устаткування, і закриті або законсервовані ділянки.

Очікуваний обсяг вилучення газу метану може розраховуватися із застосуванням методу прогнозування метано-обільності.

Найбільший обсяг газу, який необхідно транспортувати по трубопровідній мережі визначається на основі найбільшого прогнозованого обсягу каптованого газу з найменшими концентраціями метану (чистота), виділення якого ймовірно в штатних умовах проведення робіт. Результуючі значення швидкості потоку повинні бути в межах запланованої продуктивності системи при роботі всіх насосів.

					<i>PM.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		59

Якість газу є проектним параметром системи дегазації джерел газовиділення, а не природною характеристикою газу. Чистота газу при концентрації метану в повітрі менше 30% повинна розглядатися в якості неприйнятною з міркувань як безпеки, так і ефективності.

Підтримка чистоти газу в підземних системах дегазації залежить від якості герметизації свердловин, в тому числі від належної установки обсадних труб, систематичного регулювання параметрів окремих свердловин, а також тиску всмоктування на наземній установці відведення газу. Підвищення тиску всмоктування з метою збільшення газового потоку призведе до потрапляння додаткового повітря і, отже, до зниження чистоти газу. Навпаки, зниження тиску при всмоктуванні викличе зниження загального дебіту суміші, але підвищить ступінь чистоти газу.

Дуже важливо забезпечити, щоб тиск всмоктування і дебіт газу на станції, встановленої на поверхні, коректувалися з урахуванням всіх даних про обстановку в підземних гірничих виробках, одержуваних в безперервному режимі від осіб, відповідальних за контроль провітрювання довгих очисних забоїв.

У процесі планування і споруди системи дегазації джерел метановиділення, а також управління нею, необхідно враховувати наступні фактори:

- безпеку доступу для бурових робіт, моніторингу та регулювання системи;
- стійкість ґрунту і наявність необхідних систем кріплення для стабілізації свердловин;
- вибір схем буріння дегазаційних свердловин з урахуванням відмінностей між прогнозованою ефективністю поточної дегазації вуглепородного масиву;
- граничні дебіти, діаметри труб, характеристики насоса відкачки і вимоги щодо інфраструктури;
- необхідність визначення місць проведення, установки і пуску в експлуатацію дегазаційного трубопроводу;
- необхідність установки водовловлювачів і вологовіддільників;

					<i>РМ.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		60

- експлуатаційний контроль і технічне обслуговування системи дегазації та інфраструктури;
- моніторинг свердловин, трубопроводних мереж і наземної установки відведення газу;
- захист газо-дренажних труб від руйнування в просторі за забоем при відпрацюванні вугілля зворотним ходом.

Для створення системи газопроводів слід застосовувати належні матеріали. В даний час використовують газо-дренажні труби зі сталі, армованих скловолокном пластмас (АСП) та поліетилену (ПЕ).

Труби з АСП є відносно крихкими і їх не слід використовувати на виїмкових ділянках. Разом з тим, з урахуванням того, що, в порівнянні з сталевими трубами, з ними простіше працювати і їх легше встановлювати, такі труби переважно використовують для проведення основних магістральних ліній.

При обмеженості простору і можливості фізичного пошкодження трубопроводу (наприклад, в результаті деформації конвеєрного штреку або переміщення безрейкових транспортних засобів) слід застосовувати сталеві труби, з'єднані між собою спеціальними гнучкими з'єднаннями з метою створення рухомих зчленувань.

В підземних виробках слід уникати проведення високотемпературного зварювання з'єднань або сегментів поліетиленових труб.

Для визначення ефективності системи дегазації джерел газовиділення слід застосовувати системи прямого і дистанційного моніторингу.

До числа параметрів, за якими повинен проводитися моніторинг, відносяться дебіт суміші, концентрація газу, манометричний тиск і температура.

Заміри необхідно проводити на окремих свердловинах, дегазаційних трубопроводах і на наземній установці відведення метану, на якій розміщені насоси для відкачування газу, що відводиться з шахти.

Ефективність встановлених систем дегазації може бути істотно підвищена за рахунок поєднання належних заходів щодо їх встановлення та технічного обслуговування, проведення контролю газовиділення і систематичного буріння.

					<i>РМ.58.01. ПЗ</i>	Арк.
						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5.2 Розробка заходу щодо боротьби з викидами метану вентиляційних струменів та їх рекуперації для виробництва електроенергії

В процесі експлуатації шахти застосовують системи вентиляції, у вихідному струмені яких концентрація метану не перевищує 1%. З вентиляційним струменем шахт Донбасу в атмосферу викидається щорічно 4,5 млрд. м³ метану (в перерахунку на чистий метан), що в три рази вище, ніж при застосуванні дегазації. Тому вилучення та використання метану вентиляційних струменів – метану низьких концентрацій, являє значний інтерес [35].

Низька концентрація метану в шахтному вентиляційному повітрі і в шахтному дренажному газі являє собою серйозну проблему для утилізації і пом'якшення наслідків і вимагає або обробки його в розбавленому стані, або концентрації до рівнів, які можна використовувати. в звичайних двигунах, що працюють на метані.

Ефективна технологія для збільшення концентрації метану в даний час відсутня, але в даний час активно проводяться різноманітні дослідження. Більшість робіт зосереджена на окисленні метану дуже низьких концентрацій. Ці процеси можна класифікувати як термічне окислення або каталітичне окислення в залежності від кінетичних механізмів горіння. У таблиці 5.2 узагальнені основні технології зниження викидів метану у вентиляційному повітрі і його утилізації, які були досліджені в минулому, з точки зору фундаментальних механізмів, технічних принципів і застосовності.

Технології використання метану у вентиляційному повітрі зазвичай діляться на дві основні категорії: допоміжне використання і основне використання, як показано в таблиці 5.2.

Допоміжне використання шахтного вентиляційного повітря зазвичай пов'язане з його використанням в якості замітника навколишнього повітря в процесах горіння. Наприклад, електростанції, промислові печі або інші пристрої для спалювання. Як правило, цілком очевидно, що метан буде спалюватися на цих

					РМ.58.01. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		62

установках, а енергія від спалювання метану буде ефективно рекуперована в рамках існуючого процесу.

Таблиця 5.2 – Технології використання метану вентиляційного повітря

Технологія	Принцип	Статус застосування
<i>Допоміжне використання</i>		
Термічне окислення		
Повітря горіння для звичайних п.ф. електростанцій	Спалювання в п.ф. котлі електростанції	Пом'якшення наслідків – продемонстровано. Використання демонструється в пілотному проекті та розглядається для повномасштабного проекту
Повітря горіння для газової турбіни	Спалювання в звичайній газовій турбіні	Пом'якшення наслідків – продемонстровано Використання – вивчено
Повітря горіння для газового двигуна	Спалювання в газовій камері згоряння	Пом'якшення наслідків - продемонстровано Використання - продемонстровано
Принцип використання		
Термічне окислення		
Тепловий зворотний реактор (TFRR)	Проточний зворотний реактор з регенеративним шаром	Пом'якшення наслідків – продемонстровано Використання – ще не продемонстровано на промисловому майданчику
Рекуперативна газова турбіна	Газова турбіна з рекуперативною камерою згоряння та рекуператором	Пом'якшення - продемонстровано Використання - демонструється в пілотному масштабі та потребує подальших модифікацій
Каталітичне окислення		
Реактор з зворотним каталітичним потоком (CFRR)	Проточний зворотний реактор з регенеративним шаром	Пом'якшення наслідків – продемонстровано Використання – ще не продемонстровано на промисловому майданчику
Каталітична монолітна камера згоряння (CMR)	Монолітний реактор з рекуператором	Пом'якшення наслідків – продемонстровано Використання – ще не продемонстровано на промисловому майданчику
Каталітична газова турбіна з низьким рівнем удару	Газова турбіна з каталітичним згорянням та рекуператором	Пом'якшення – продемонстровано горіння Використання – розробляється в лабораторних умовах
Збагачувальні процеси		
Багатоступеневий концентратор з киплячим шаром	Адсорбція (з використанням активованого вугілля) та десорбер	Пом'якшення та використання – розвиток зупинився в 2004 році.
Газові центрифуги	Центрифугування	Пом'якшення та використання – пропонується як концепція.

турбіни не підходять для утилізації і використання метану у вентиляційному повітрі.

Основні технології використання визначаються як такі, що призначені для використання МВС як основного джерела метану в процесі. Слід зазначити, що деякі технології, наведені в таблиці 4, вимагають додаткового високоякісного палива при відновленні енергії для отримання енергії, якщо концентрація метану у МВС занадто низька.

І в реакторі зворотного потоку теплового потоку (TFRR), і в реакторі зворотного каталітичного потоку (CFRR) використовується принцип зворотного потоку для передачі теплоти згоряння через тверде середовище вхідного МВС з метою підвищення температури до температури займання метану. Ці дві системи відрізняються лише щодо використання каталізатора. Немає сумнівів у тому, що TFRR, CFRR і CMR-технології є технічно здійсненними варіантами пом'якшення впливу метану в вентиляційному повітрі коли концентрація CH_4 у повітрі перевищує мінімальну та економічну вимоги продуктивність не важливі. Основне обмеження систем TFRR та CFRR полягає в тому, що це складно для отримання корисної енергії при виробництві електроенергії. Повинна бути можливість утилізації надлишків тепла з системи, коли вони працюють з концентрацією метану вище мінімального значення, можливо 0,9%]. Потім це тепло потрібно передати в робочу рідину, таку як гаряча вода / пара для парової турбіни або повітря для газової турбіни. Однак видобуток тепла з реакційної зони ускладнюється високими температурами, а температура димових газів має тенденцію коливатися через надмірні діапазони, що перешкоджають стабільному виробництву електроенергії.

Технологія каталітичного монокітного згоряння (CMR) використовує монокітний стільниковий тип реактора, відомий своїми видатними характеристиками дуже низького перепаду тиску при підвищеній масі потоку, великій площі поверхні та високій механічній міцності [37]. Тому стільниковий монокітний тип реактора кращий для виробництв енергії [35, 38]. Порівняно з

					<i>PM.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		65

TFRR та установки CFRR, блок CMR повинен бути більш компактним для однакового об'ємного потоку вентиляційного повітря.

Однак, на відміну від регенеративних шарів блоків TFRR та CFRR, потрібен рекуператор, щоб попередньо нагріти вентиляційне повітря. Відповідно до експериментальних результатів каталітичного горіння установка CMR лабораторного масштабу може постійно експлуатуватися, коли концентрація метану дорівнює більше 0,3% і повітря попередньо нагрівається до 500 °C рекуператором з використанням димових газів з CMR.

Тому цілком ймовірно, що CFRR вимагає подібних умов для безперервної роботи.

Згаданий вище процес реактора зворотного потоку використовує реактори з упакованим шаром. Падіння тиску у еквівалентних реакторах з упакованим шаром дуже високі в порівнянні з монолітною конструкцією. Моноліти складаються з структури паралельних каналів зі стінками, покритими пористою опорою з каталітично активними частинками. Монолітна структура, як правило, керамічна, але може бути і металевою, і виступає в якості субстрату для суспензії нержавіючих металів (наприклад, глинозему) для розміщення каталітичного матеріалу (як правило, благородні метали, такі як паладій або платина). Більше того, монолітна відкрита структура піддається використуванню в місцях, де присутній пил, навіть у сильному пилу середовищ, таких як вугільні електростанції та дизельні вихлопні труби, не турбуючись про підключення.

Газові турбіни з низьким рівнем спалення, розробляються компанією Energy Development Limited. Це рекуперативна газова турбіна (EDL), каталітична турбіна з низьким рівнем горіння CSIRO та Ingersoll-Rand (IR) – мікротурбіна з каталітичним згорянням.

Рекуперативна газова турбіна EDL призначена для безперервної роботи, коли концентрація метану в повітрі перевищує 1,6%, що призводить до попереднього нагрівання повітря до 700 °C перед згорянням. Це вимагає додавання значної кількості метану до вентиляційного повітря щоб досягати адекватних концентрацій метану. З травня 2001 року компанія Energy

					<i>PM.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66

Development Limited встановила і експлуатує чотири рекуперативні газотурбінні генератори потужністю 2,7 МВт на шахті Anglo Coal's German Creek (Квінсленд, Австралія). Ці газові турбіни є модифікованими установками Centaur від Solar Turbines.

Однак розвиток технології рекуперативних газотурбін EDL припинився через труднощі з постачанням рекуператора, що є достатньо значним, щоб забезпечити необхідну тепловіддачу та нестабільність у камері згоряння та системі управління.

Зниження мінімальної концентрації метану, при якій може працювати турбінна система, має суттєві переваги у зменшенні залежності від додаткових видів палива. CSIRO розробив 1% метанову каталітичну газотурбінну систему згоряння (VAMCAT) на основі експериментальних даних каталітичного згоряння та критеріїв проектування турбінної системи. 1% метанова турбіна може використовувати набагато більшу частку вентиляційного повітря порівняно з 1,6% метановою газовою турбіною, що дозволяє пом'якшити та використати більшу частину МВС через каталітичні турбіни з низьким рівнем горіння для типових газових шахт. Термодинамічні аналізи показують, що каталітичні турбіни з низьким рівнем згоряння можуть працювати при менших концентраціях метану, можливо, до 0,8%, але складно ефективно виробляти електроенергію нижче цієї концентрації. Більше того, його можна використовувати при більш високій концентрації метану до 1,6%, залежно від специфіки місця застосування. В даний час за підтримки Програми двостороннього партнерства з питань зміни клімату між Австралією та Китаєм та Спеціальним Австралійсько-Китайським фондом розробляється блок прототипів 20-30KWe для демонстрації каталітичної турбіни з низьким рівнем горіння, де може подаватися приблизно 1% метану в повітрі.

На додаток до розробки 1% метанової турбіни в Австралії, Ingersoll-Rand у США також намагався розробити мікротурбіну з каталітичним згорянням, що працює на 1% метану в повітрі.

					<i>PM.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		67

Регенеративне термічне окислення (РТО) – єдина комерційно діюча технологія, здатна використовувати МВС як основне паливо при концентраціях метану нижче 1,5 відсотка.

РТО і регенеративне каталітичне окислення (РКО) довгий час використовувалися в якості обладнання для боротьби з запахом і забрудненням в обробній, поліграфічній та інших галузях промисловості, а тепер успішно адаптовані для окислення метану в шахтному вентиляційному повітрі. Демонстрація зниження МВС за допомогою РТО і РКО сталася в 1990-х і на початку 2000-х років, коли в 2007 році був реалізований перший комерційний проект РТО МВС. В наступний час, шість комерційних проектів РТО працюють в Австралії, Китаї та США.

Приклад великомасштабної утилізація МВС та боротьба з його викидами було продемонстровано під час проекту, який здійснювався протягом 12 місяців з 2001 по 2002 рік на шахті «Аппін коллінері» (великої шахти в Новому Південному Уельсі, Австралія) компанії «ВНР Біллітон». На цій шахті малогабаритна установка РТО обробляла МВС і використовувала вивільнену енергію для виробництва пари, демонструючи довгострокові можливості пристосування до природних змін для концентрацій МВС і забезпечення ефективної рекуперації енергії в довгостроковому плані. Спільно з заводом-виробником блоків РТО, які використовувалися на шахті «Аппін», шахта об'єднала чотири блоки РТО з паровим циклом турбогенератора і ефективно використовувала РТО як спеціальні печі, здатні працювати, використовуючи сильно розбавлений МВС в якості палива.

При роботі значної кількості великих шахт Донбасу метан вентиляційних струменів викидається в атмосферу в концентраціях приблизно 0,9% CH_4 . Газ дегазації при концентраціях, що перевищують 25%, також викидається в атмосферу поблизу вивідного стовбура шахти. Тому саме таку установку (див. рис 5.1) пропонується використовувати в якості аналога при розробці проектів утилізації МВС.

					<i>РМ.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		68

Система поєднує в собі високий рівень знищення летких органічних сполук, просту конструкцію, надійність і високу енергоефективність.

Установка здатна запрацьовувати вуглецеві квоти в розмірі близько 200 000 одиниць і більше 35 000 МВт.год електроенергії на рік.

Для успішної роботи енергоустановки на основі МВС необхідно, щоб:

- концентрація МВС становила 0,7% і вище;
- дебіт вентиляційного повітря становив як мінімум 500 000 м³ / год (300 000 сфут³ / хв.);
- забезпечувалося наявність газу дегазації (мінімальна концентрація 25%) для вдування в вентиляційне повітря з метою компенсації недостатньої концентрації МВС;
- забезпечувалося наявність технічної води для охолодження установки;
- енергоустановки була розташована поруч з електророзподільної мережею високої напруги для подачі в неї виробленої електроенергії.

Збагачення МВС з використанням каптованого ШМ слід розглядати тільки після рішення потенційних проблем безпеки. Слід уникати використання низьких концентрацій метану через ризик вибухів.

					<i>PM.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		70

6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Безпека умов праці в багатих на газ шахтах не може бути забезпечена тільки за допомогою законодавства або за рахунок застосування найбільш передових технологій. Для безпечного ведення робіт ще більш важливе значення мають раціональні і ефективні системи управління. До числа інших вкрай важливих елементів системи забезпечення шахтної безпеки відносяться належні навчання та підготовка як керівного персоналу, так і робочої сили, а також заохочення працівників до внесення свого власного вкладу в затвердження практики безпечного проведення робіт.

Основним завданням систем управління газовиділенням є запобігання вибухів і ризику задухи в шахтах. У звичайних умовах для управління метановиділенням в діючій лаві з метою підтримки концентрацій метану у вентиляційному штреку на рівні не вище 1% достатньо лише тільки провітрювання. Разом з тим при наявності прогнозу посиленого виділення метану з пласта що відпрацьовується в забої разом з провітрюванням в обов'язковому порядку проводиться дегазація джерел метановиділення. Застосування передового досвіду управління метановиділенням з метою забезпечення безпеки дозволять розширити можливості утилізації шахтного газу.

Для локалізації поширення вибуху після його виникнення можуть бути прийняті захисні заходи, які відіграють важливу роль вторинного механізму захисту. Однак заходи щодо пом'якшення наслідків аварій не можуть замінити собою заходів по їх недопущенню.

6.1 Аналіз виникнення газонебезпечних ситуацій в шахті

Гази з високим вмістом метану (вміст в них, як правило, становить від 80% до 95%) природним чином присутні в вугільних пластах і виділяються в процесі їх порушення в результаті проведення гірничих робіт. Займання газу вугільних

					<i>PM.58.01.ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Левченко А.В.</i>			<i>Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушіє</i>
<i>Керівник</i>		<i>Лисиця В.Є.</i>					<i>71</i>	<i>103</i>
<i>Консульт.</i>		<i>Лисиця В.Є.</i>				<i>СНУ ім. В. Даля, гр. ПЕО-19 дм</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Лисиця В.Є.</i>						
<i>Зав. каф.</i>		<i>Суворін О.В.</i>						

пластів і виникнення вибухонебезпечної ситуації може відбутися тільки при його змішуванні з повітрям.

Крім того, в деяких гірничо-геологічних умовах на вугільних шахтах також виділяються великі обсяги діоксиду вуглецю. Діоксид вуглецю важчий за повітря і токсичний при його концентраціях в повітрі, що перевищують 5%, але його фізіологічний вплив на організм можливий навіть при концентрації від 1%.

Метан не має кольору, запаху і смаку – тому для підтвердження його присутності необхідно мати вимірювальний пристрій. Займання метану можливо в разі його змішування з киснем в межах певних концентрацій.

При атмосферному тиску максимальною вибухонебезпечною концентрацією метану в повітрі є концентрація в 9,5% за обсягом. В умовах обмеженого простору підземних виробок максимальне значення тиску, при якому виникає вибух, може бути вище внаслідок того, що незгорілий газ перед фронтом займання стискається.

У безкисневих середовищах, які можуть існувати, наприклад, в ізольованих відпрацьованих просторах, вибухонебезпечні суміші можуть утворитися лише в разі надходження в них повітря. Присутність високих концентрацій метану викликає задуху внаслідок переміщення повітря. Оскільки простір вугільних шахт обмежений, займання великих скупчень метану неминуче призводить до вибуху.

Метан має властивість стратифікування і утворювання горизонтальних шарових скупчень в підпокрівельному просторі підземних виробок, де швидкість вентиляційного потоку недостатньо висока для запобігання шароутворювання. Дане явище виникає в силу того, що метан легший за повітря і його щільність становить лише 0,55 від щільності повітря. У багатьох випадках при швидкості повітря, що досягає 0,5 м/сек, шароутворювання не відбувається, але в певних умовах така швидкість повітря виявляється недостатньою для його запобігання. Проектувальники системи провітрювання повинні бути інформовані про зміни, що перешкоджають утворенню шарових скупчень метану, наприклад про ширину шару, похилі виробки, швидкість газовиділення і швидкість повітряного потоку [36, 37].

					<i>PM.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		72

У деяких обставинах, коли утворення суміші не відбувається через недостатність швидкості повітря, шарові скупчення метану можуть утворюватися і переміщатися у напрямку, або проти напрямку потоку вентиляційного струменя. Такі шарові скупчення метану можуть сприяти швидкому поширенню вогню, створюючи, таким чином, підвищений ступінь вибухонебезпечності і збільшуючи можливу силу вибуху за рахунок газо-переносу між джерелами загоряння і великими скупченнями займистих сумішей (наприклад, у вироблених просторах довгих забоїв). Разом з тим після змішування метану з повітрям він не може мимовільно відділитися від нього.

Оператори шахт докладають великих зусиль для ізолювання тих ділянок шахт, на яких більше не проводяться очисні роботи (для вироблених просторів довгих забоїв і в деяких випадках вироблених просторів діючих довгих забоїв), від системи провітрювання шахти шляхом зведення перегородок або ізолюючих перемичок. Ці вентиляційні перегородки або глухі перемички ніколи не забезпечують повної герметизації зважаючи руху порід і не дозволяють повністю запобігти надходженням виділень газу в діючі шахтні виробки. За вентиляційними перемичками можуть накопичуватися газові суміші, які надходять в виробки, що проводять повітря, внаслідок нестабільності режиму провітрювання або депресії барометричного тиску.

Ділянками підвищеної небезпеки у вугільних шахтах, на яких метан вугільних пластів стає вибухонебезпечним, є вироблені простори, що залишаються за довгими забоями, і зони відбою вугілля, де виробка ведеться механізованими відбійними засобами [36, 37].

Вибухонебезпечні суміші також можуть утворюватися в неправильно спроектованих або неефективно експлуатованих системах дегазації джерел метановиділення в результаті попадання в них надмірного обсягу повітря.

При камерно-стовповому способі розробки (без вилучення ціликів вугілля) зазвичай порушуються значно менші обсяги порід, що його вміщують, ніж при використанні методів, які передбачають розробку довгими забоями.

					<i>РМ.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		73

Так шахти, які застосовують цей спосіб, як правило, є менш багатими на газ в порівнянні з шахтами, на яких виїмка ведеться методом довгих забоїв. Однак шахти, на яких застосовується камерно-стовповий спосіб розробки, не завжди є менш вибухобезпечними, оскільки в них важко забезпечити належне провітрювання очисних забоїв. Основним джерелом метановиділення при використанні камерно-стовпового способу є сам пласт що відпрацьовується. В результаті недостатнього провітрювання тупикових виробок і газовиділення з джерел в покрівлі можуть утворюватися шарові скупчення легкозаймистих газових сумішей [36, 37].

Існує ряд причин загоряння метано-повітряної суміші: електричні іскри, високі температури, що створюються ударами сталевих предметів по кварцовій породі, адіабатична компресія, що виникає після обвалення порід, удари алюмінієвими предметами по залізу, розряди блискавки, паління, вибухові речовини і детонатори, самозаймання та відкрите полум'я.

Застосування в сучасних вугільних шахтах все більш потужної прохідницької і виїмкової техніки стало причиною виникнення небезпечної проблеми загорянь від тертя. Вельми часті загоряння метану при застосуванні прохідницьких і виїмкових механізмів у порівнянні з іншими джерелами свідчать про наявність технічних труднощів із забезпеченням повного контролю за газонебезпечними ситуаціями.

Незалежно від вибору матеріалів і місця для прокладки підземні трубопровідні системи є вразливими до пошкодження.

Основним потенційним джерелом пошкоджень є гірниче обладнання, включаючи конвеєри для транспортування породи, системи канатної відкатки, локомотиви і вантаж, що перевозиться ними, а також буро-підривні роботи. Крім того, потенційна небезпека пошкодження створюється в зв'язку з рухом гірських порід і обваленням покрівлі.

Тому система дегазації повинна проектуватися і експлуатуватися, виходячи з припущення про постійну небезпеки порушення її цілісності.

					<i>PM.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		74

6.2 Розробка заходів щодо зниження рівня вибухонебезпечності

Управління вибухонебезпечністю по газу на вугільній шахті включає в себе цілий ряд різних видів діяльності, для проведення яких необхідні ефективна організація і чіткий розподіл обов'язків.

Типовими заходами контролю і процедурами, спрямованими на зниження небезпеки вибухів газу на вугільній шахті є:

- використання вогнестійких електрообладнання та кабелів;
- контроль за вибуховими речовинами і їх застосуванням в підземних виробках;
- забезпечення необхідними пожежо-рятувальними засобами;
- планування, проектування та введення в дію систем дегазації джерел метановиділення;
- контроль за викидами відведеного метану;
- контроль за доступом на шахту і її виробничими ділянками;
- обмеження на пронос предметів в підземні виробки;
- перевірка стану підземних виробок;
- забезпечення антистатичними матеріалами;
- контроль за проведенням робіт в шахті;
- використання і технічне обслуговування механічних та електричних установок;
- встановлення обмежень на використання непридатного обладнання;
- контроль за механізмами і електричними роботами;
- встановлення обмежень на пронос виробів паління під землю;
- підготовка планів провітрювання шахти;
- проведення контролю за шахтної вентиляцією;
- проведення моніторингу та вимірювання концентрацій газу в шахті;
- використання допоміжного провітрювання;
- розгазування тупикових виробок;

					<i>PM.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		75

- застосування заходів обережності для недопущення загоряння від тертя;
- забезпечення датчиками виявлення метану;
- дотримання вимог до кваліфікації працівників;
- проведення підготовки з техніки безпеки;
- встановлення вибухопридушуючих заслонів
- розвішування попереджувальних знаків і покажчиків.

Найкращою практикою на вугільних шахтах є зниження рівня вибухонебезпечності там, де це можливо, шляхом недопущення утворення вибухонебезпечних сумішей, а також застосування заходів щодо забезпечення відділення вибухонебезпечних сумішей від потенційних джерел загоряння.

Ризики, пов'язані з присутністю займистих газів в вугільних шахтах, можуть бути мінімізовані декількома способами:

- шляхом їх розбавлення до безпечних концентрацій вентиляційним повітрям;
- шляхом застосування запатентованих пристроїв для вентиляції виїмкових машин;
- за допомогою відведення газів з ділянок, на яких проводяться роботи;
- при необхідності, шляхом каптування газу в свердловинах або газо-дренажних галереях до його надходження в шахтну атмосферу.

Основоположні принципи зниження вибухонебезпечності полягають в наступному:

- по можливості не допускати утворення вибухонебезпечних газових сумішей (наприклад, шляхом застосування вискоєфективних методів дегазації джерел метану, недопущення і розсіювання шарових скупчень метану за рахунок зміни швидкості вітрювання);
- якщо утворення вибухонебезпечних газових сумішей уникнути не вдається, необхідно мінімізувати обсяги вибухонебезпечних сумішей (наприклад,

					<i>РМ.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		76

шляхом їх якнайшвидшого розбавлення в вентиляційному повітрі до допустимих концентрацій по метану);

– ізолювати газові суміші, утворення яких уникнути не вдалося, від потенційних джерел загоряння (наприклад, шляхом застосування вентиляційних систем, спеціально спроектованих для призабойного простору, з метою недопущення скупчень газу поблизу електромоторів або уникнення використання електрики в вентиляційних виробках з вихідними на виїмкових ділянках з довгим забоем);

– максимально уникати появи джерел загоряння (наприклад, присутності небезпечних електроприладів, відкритого вогню, паління);

– контролювати газовиділення з вироблених ізолюваних ділянок шахти з застосуванням методів дегазації джерел газовиділення, відрегульованих з метою підтримки чистоти газу і шляхом відведення газу з метою недопущення різких перепадів барометричного тиску.

6.3 Попередження аварій, викликаних газом

Ключове значення для попередження аварій, викликаних газом, мають ініціативне управління ризиками та розмежування відповідальності в галузі техніки безпеки знизу доверху.

Комплексні норми забезпечення безпеки на вугільних шахтах в її газовому аспекті не створюють гарантій безпеки умов праці. Щоб регулюючи норми були ефективними, необхідно забезпечити їх розуміння, застосування і виконання гірськими інспекторами, керівниками шахт, наглядовим персоналом, а також самими шахтарями.

Посадові особи і шахтарі можуть проявляти ініціативу лише в разі, якщо вони розуміють основні принципи процесів газовиділення та управління ними. Таким чином, професійна підготовка і передача знань, а також широке поширення фактичної інформації про пов'язані з газом випадки та їх причини є необхідними елементами успішних програм підтримки шахтної безпеки.

					<i>РМ.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		77

Управління безпекою на шахтах і підготовка кадрів в цій галузі повинні охоплювати як працівників шахт, так і підрядників.

Компетентні державні інспектори перевіряють умови безпеки на шахтах, при цьому вони проводять ретельні інспекції в підземних виробках, готують експертні рекомендації для керівництва шахт, розглядають питання ефективності регулюючих норм і забезпечують дотримання цих норм в процесі виконання спільної роботи з операторами шахт з метою усунення будь-яких недоліків або винесення санкцій особам, які явно ігнорують норми і наражають на небезпеку життя людей. Питання про ефективність систем забезпечення безпеки і нормативного регулювання також мають пряме відношення до тих осіб, на яких найбільшою мірою позначаються недоліки в проведенні контролю за газовиділенням, а саме до самих шахтарів. З метою досягнення найбільшої ефективності в управлінні ризиками, акцент повинен робитися на запобігання аваріям або подіям, а не на покарання винних після них.

З метою забезпечення успішності управління ризиками для здоров'я і безпеки людей у ньому як рівноправні партнери повинні брати участь не тільки регулюючі органи і оператори шахт, а й шахтарі. Працівники мають право на безпечні умови праці, в тому числі – право інформувати про потенційні небезпеки, не побоюючись будь-яких наслідків у зв'язку з цим. Крім того, в якості партнерів по створенню безпечних умов праці працівники зобов'язані сприяти безпечній практиці роботи і підтримувати безпечні умови праці.

У всіх вугледобувних країнах встановлено гранично допустимі концентрації метану або займистих газів, перевищення яких заборонено в виробках шахт. У деяких країнах застосовуються різні обов'язкові граничні значення концентрацій газів для різних ділянок вугільної шахти в залежності від характеру робіт і ризику досягнення вибухонебезпечних рівнів, а також встановлені мінімальні безпечні концентрації для відводу та утилізації газу з метою мінімізації вибухонебезпечності в підземних виробках

Встановлення точних тригерних значень концентрацій газів для прийняття відповідних заходів самого по собі недостатньо для забезпечення шахтної

					<i>PM.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		78

безпеки. Настільки ж важливо визначити відповідні місця для виконання вимірювань концентрації, процедури вимірів, а також дії, які повинні бути прийняті з урахуванням результатів вимірів. В гірському законодавстві промислово розвинених країн основна увага приділяється зусиллям з моніторингу та контролю – пропорційно ступеню очікуваного ризику.

У більшості вуглевидобувних країн діють нормативні приписи, що регулюють вид і застосування матеріалів, дозволених для використання під землею, і спрямованих на мінімізацію ризику загоряння. Однак не всі потенційні джерела загоряння можуть бути усунені.

Для приведення в дію гірського електрообладнання необхідна електроенергія. Її безпечне використання залежить від прийняття стандартів вогнестійкості і іскробезпеки, застосування армованих кабелів і безпечних з'єднувачів, а також від строгості процедур проведення інспекцій та технічного обслуговування (ІТЗ). Зазвичай регулюючі документи забороняють використання електрики в конкретно обумовлених виробках виїмкової ділянки з довгим забоем, в яких може спостерігатися підвищена концентрація метану, або в будь-якому місці, де допускаються концентрації, близькі до граничних значень займання газу (тобто де вміст метану перевищує 1%) [38].

Ризики займання від тертя при роботі виїмкових машин мінімізуються за рахунок використання гострих різців, правильно націлених зрошувальних установок і систем вентиляції машин. Джерелом запалення в результаті перегріву можуть також з'явитися конвеєри, але цей ризик може бути істотно знижений завдяки проведенню регулярних інспекцій та технічного обслуговування. Відомо, що неналежну поведінку людей, наприклад паління в підземних виробках, також може бути однією з причин вибухів в шахтах.

					<i>PM.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		79

6.4 Заходи безпеки при транспортуванні і утилізації шахтного метану

Транспортування та утилізація вибухонебезпечних сумішей газів пов'язані з ризиками, зумовленими небезпекою поширення вибуху на інші ділянки ведення гірських робіт.

Між нормативними документами, регулюючими безпеку гірничих робіт, існують відмінності в оцінці мінімальної концентрації метану, що розглядається в якості безпечної для транспортування та утилізації, при цьому в різних країнах вона варіюється в діапазоні від 25% до 40% [38]. В цілому в якості мінімального критерію належної практики визнаний коефіцієнт безпеки, як мінімум в два рази перевищує верхнє граничне значення вибухонебезпечності (тобто 30% або більше за концентрацією метану). аварії на трубопроводах, призначених для транспортування метану при концентраціях, що значно перевищують верхню межу вогнебезпечної концентрації, не призводять до вибухів, оскільки газ в них має занадто високу ступінь чистоти і тому не схильний до займання. В разі займання вогонь на межі взаємодії газ / повітря може бути погашено шляхом застосування методів пожежогасіння. Навпаки, загоряння в трубопроводі газу з низьким ступенем чистоти (наприклад, в діапазоні від 5% до 15%) може стати причиною прискореного просування фронту горіння в обох напрямках всередині труби, при якому створюються активні передумови для вибуху і вся шахта наражається на небезпеку.

В організаціях, що здійснюють експлуатацію дегазаційних систем, утилізацію каптованого метану, буріння дегазаційних свердловин, монтаж дегазаційних трубопроводів і пусконаладжувальні роботи дегазаційного обладнання, розробляються заходи щодо безпечного ведення дегазаційних робіт.

Заходи щодо безпечного ведення робіт, пов'язаних з експлуатацією дегазаційних систем, технологічні інструкції, паспорти та інші експлуатаційні документи, що містять вимоги промислової безпеки при експлуатації дегазаційних систем, затверджує технічний керівник (головний інженер) шахти.

					<i>PM.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		80

Заходи щодо безпечного ведення робіт при експлуатації дегазаційних систем розробляються з урахуванням вимог промислової безпеки, ПБ у вугільних шахтах [38].

Заходи щодо безпечного ведення робіт при експлуатації дегазаційних систем містять:

– організаційні та технічні заходи щодо безпечного ведення робіт при бурінні дегазаційних свердловин, при монтажі, демонтажі та ремонтних роботах дегазаційного трубопроводу, при запуску, зупинці та експлуатації вакуум-насосів, початку і припиненні подачі газу споживачам;

– порядок проведення вимірів метану стаціонарними і переносними приладами контролю при виробництві дегазаційних робіт в гірничих виробках шахти;

– порядок здійснення контролю метану в будівлях і приміщеннях, де прокладено дегазаційний трубопровід або знаходиться дегазаційне обладнання;

– порядок дій персоналу, що виконує роботи з дегазації та експлуатує дегазаційне обладнання в аварійних ситуаціях (при підвищенні концентрації метану в атмосфері гірничих виробок шахти, в приміщеннях ДС і ДУ, при аварійній зупинці працюючих вакуум-насосів, припиненні подачі газу споживачеві);

– порядок дії персоналу, що обслуговує дегазаційні системи шахт, і режими роботи дегазаційних систем при виникненні аварії в шахті і введенні в дію плану ліквідації аварій;

– заходи щодо запобігання можливого поширення загорянь метану в дегазаційному трубопроводі при виникненні пожежі в гірничих виробках шахти, що пройшли експертизу промислової безпеки;

– розстановку засобів пожежогасіння і протипожежного устаткування в ДС і ДУ;

– порядок дій при пожежі в будівлях ДС і ДУ;

					РМ.58.01. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		81

– заходи щодо забезпечення вибухобезпеки при транспортуванні метано-повітряної суміші в дегазаційних трубопроводах з вмістом метану менше 25%, що пройшли експертизу промислової безпеки.

На шахтах, що мають наземні мережі дегазації і обладнання для утилізації каптованої метано-повітряної суміші, наказом керівника підприємства призначаються особи, відповідальні за безпечну експлуатацію газового господарства. На шахтах, де каптований метан використовується в декількох цехах (ділянках), крім особи, відповідальної за безпечну експлуатацію газового господарства шахти, призначаються відповідальні особи по цехах (дільницях).

Для постачання споживача необхідної кількості шахтного метану вміст і обсяг каптованої суміші на виході вакуум-насоса повинні складати величину, встановлену проектом. Забороняється використовувати видобутий при дегазації метан з вмістом нижче 25% на факельних установках, 30% - в якості палива для котельних установок, 35% - на газомоторних установках і з вмістом нижче 50% - для побутових потреб [38].

Подача газу споживачеві здійснюється черговим машиністом за погодженням із споживачем і за вказівкою інженерно-технічного працівника, відповідального за експлуатацію ДС (ДУ).

Каптований газ споживачеві подається по нагнітальному газопроводу, діаметр якого визначається проектом. Тиск газу перед газорегуляторним пунктом споживача визначається технічною характеристикою останнього.

ДС (ДУ), що подають газ споживачеві, обладнуються:

- стаціонарним вимірювальним пристроєм для контролю параметрів газоповітряної суміші, що подається споживачеві;
- автоматичним регулятором тиску суміші прямої дії після вакуум-насосів зі скиданням надлишку суміші в атмосферу або гідравлічним клапаном надлишкового тиску;
- засувками з електроприводом, встановленими на трубі в атмосферу і на газопроводі перед краплевіддільниками, і клапаном-відсічкою з електромагнітним

					<i>РМ.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		82

приводом для припинення подачі суміші споживачеві і спрямуванні її в атмосферу при відхиленні параметрів суміші від необхідних значень;

– краплевіддільниками;

– вогнеперепинювачами в нагнітальному газопроводі;

– одоризатором або апаратурою контролю вмісту метану в газорозподільному пристрої (далі – ГРП) котельні. Необхідність установки одоризатора або газоаналізатора визначається проектом;

– прямим телефонним зв'язком між ДС (ДУ) і споживачем газу [38].

ДС (ДУ), що подають каптований газ споживачеві, обладнуються засобами автоматизації процесів управління обладнанням ГРП та приладами контролю режимів їх роботи.

При подачі метану споживачеві на ДС (ДУ) у безперервний спосіб контролюються дебіт і концентрація метану, що подається споживачу, розрідження на стороні всмоктування суміші і тиск на нагнітальному газопроводі.

Труби, обладнання, прилади та арматура, що йде на спорудження систем газопостачання, а також умови прокладки і способи кріплення газопроводів повинні відповідати чинним стандартам.

Установки для утилізації метану оснащуються приладами, що забезпечують автоматичне припинення подачі газу при неприпустимому зниженні метану в газі, що подається і відхиленні його тиску від проектного.

Регулювання кількості газу, що поставляється на утилізацію і його тиску та підтримання їх на заданому рівні здійснюється регуляторами, встановленими на нагнітальному трубопроводі в будівлі ДС.

При збільшенні обсягів газу, що поставляється на утилізаційну установку, і підвищенні його тиску регулювання здійснюється регуляторами, встановленими на дегазаційному трубопроводі в будівлі утилізаційної установки.

					<i>РМ.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		83

7 ЕКОЛОГО-ЕКОНОМІЧНІ РОЗРАХУНКИ

7.1 Порівняльні витрати дегазації джерел метановиділення

Витрати на систему відведення метану залежать від ряду факторів (обладнання, обслуговування, робоча сила, доступ з поверхні, придбання земель і таке інше) та в різних країнах є досить різноманітними. До цих відмінностей у витратах додаються відмінності в гірничо-геологічних умовах в окремих країнах, тому узагальнення неминуче веде до формування вельми широких діапазонів оцінки. У таблиці 7.1 представлено узагальнене зіставлення відносних витрат від застосування методів дегазації в розрахунку на 1 т видобутого вугілля (в цінах 2014 року). Основою для зіставлення є дегазація умовної газоносної панелі довгого забою протяжністю 2 км, шириною 250 м і глибиною залягання 600 м при потужності пласта 3 м з базовими темпами видобутку в діапазоні 2,0 млн. т/рік – 0,5 млн. т/рік; при зіставленні використовувалися дані, отримані з Китаю та Австралії.

Відібрані методи дегазації повинні відповідати гірничо-геологічним умовам. Наприклад, в підземних виробках, пройдених по вище розташованим породах вхрест простягання розроблюваного пласта з декількома покривельними пластами не забезпечується ефективний контроль за газовою обстановкою.

Витрати при методах роботи з поверхні зростають з глибиною розробки, так що в міру збільшення глибини підземні методи стають все більш привабливими з фінансової точки зору.

У дуже газоносних шахтах може знадобитися застосування комбінації методів, перш ніж можна буде безпечним чином досягти високих темпів вуглевидобутку.

					<i>PM.58.01.ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Левченко А.В.</i>			<i>Еколого-економічні розрахунки</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркуші</i>
<i>Керівник</i>		<i>Лисиця В.Є.</i>					83	103
<i>Консульт.</i>		<i>Лисиця В.Є.</i>				<i>СНУ ім. В. Даля, гр. ПЕО-19 дм</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Лисиця В.Є.</i>						
<i>Зав. каф.</i>		<i>Суворін О.В.</i>						

Витрати на системі дегазації ростуть з підвищенням геологічної складності. Система повинна мати достатній запас міцності, щоб відмова в роботі однієї з свердловин або закриття однієї дренажної галереї не ставили під загрозу безпеку ведення підземних гірничих робіт.

Типові експлуатаційні витрати на вилучення шахтного метану з підземних виробок в перерахунку на чистий метан оцінюються в 0,06 дол. США/м³–0,24 дол. США/м³ [39].

7.2 Економічні аспекти утилізації метану

Утилізація газу дегазації для виробництва електроенергії вимагає додаткових інвестицій, проте завдяки їй формується потік доходів або знижуються витрати на електроенергію, що подається в шахту. Фінансові питання, які необхідно розглянути при інвестуванні коштів в проекти з виробництва електроенергії, є мінливість обсягу поставок і якості газу, витрати і джерело фінансування.

Витрати на капіталовкладення у виробництво одного мегавата електричної потужності (МВт_e) для когенераційної енергоустановки, що використовує шахтний метан (все обладнання, включаючи газоподготовку), складають приблизно 1,0–1,5 млн. дол. США для високоефективних генераторів, які відповідають міжнародним стандартам (2014 рік). Витрати на експлуатацію та технічне обслуговування (включені всі статті) з розрахунку на одиницю обсягу виробленої електроенергії за весь життєвий цикл такої установки складають в середньому 0,02–0,025 дол. США/кіловат-годину (кВт × год) (2014 рік) [39].

Фінансові показники енергоустановки, що використовує шахтний метан, залежать від обсягу наявного газу, надійності обладнання (і, отже, часу його завантаження), згоди користувачів або операторів національної мережі на споживання такої енергії і одержуваних шахтою доходів від її виробництва або економії від використання енергії, отриманої завдяки шахтному метану.

					РМ.58.01. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		86

Оскільки дегазація здійснюється з метою забезпечення безпеки робіт і видобутку вугілля в будь-якому випадку, граничні витрати дегазації з аналізу виключаються. У деяких випадках можуть виникнути додаткові витрати, пов'язані з посиленням дебіту газу і підвищенням його якості. Для досягнення успіху дуже важливим є поєднання доброго опрацювання проекту, використання апробованого обладнання, надійної схеми експлуатації та технічного обслуговування і моніторингу показників результативності в режимі реального часу.

При визначенні габаритів енергоблоку, що працює на шахтному метані, необхідно брати до уваги змінність газового потоку і чистоти газу, яка пов'язана зі звичайною гірничодобувної діяльністю, а при необхідності норми дегазації повинні підвищуватися для забезпечення того, щоб газ був безпечним, а його якість відповідала нормам утилізації. Можна за допомогою ретроспективних даних визначити потенційний обсяг генеруючої потужності при заздалегідь визначеному обсязі наявного газу (наприклад, 85%) для спалювання в факелі в разі його невикористання [39].

Як показують приклади багатьох занадто великих, а отже, недостатньо ефективних енергоустановок, що використовують шахтний метан, цей захід дуже важливий, оскільки економічні аспекти експлуатації енергоустановок на шахтному метані вимагають їх максимального експлуатаційного завантаження за часом понад мінімального терміну, рівного 7 500 годин на рік [40]. Тому слід проводити розрахунок потужності газового двигуна, виходячи не з пікового обсягу подачі газу, а з базового безпечного дебіту з урахуванням обсягу наявного газу. Газ, що характеризується піковими кількісними та якісними (в бік зниження) показниками, в ідеальному випадку повинен ліквідуватися спалюванням в факелі з метою максимізації екологічної вигоди.

З підвищенням ефективності уловлювання газу можна передбачити установку додаткових двигунів. При цьому дебіт чистого метану в розмірі 4 м³/хв забезпечить потужність приблизно 1 МВтє.

					РМ.58.01. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		87

Крім варіанту використання шахтного метану для виробництва електроенергії, існує широке коло інших можливостей, як, наприклад, його використання в якості міського газу, палива котлоагрегатів при виробництві тепла та як сировини для хімічної промисловості, як про це вже говорилося в розділі 5. У цих випадках економічні аспекти його використання багато в чому залежать від конкретних обставин, і формулювання більш узагальнених суджень на цей рахунок, як і в випадку з виробництвом електроенергії, є складною справою.

Більша частина викидів метану з вугільних шахт відбувається в формі метано-вентиляційних струменів (МВС). При окисленні МВС виділяється тепло, яке може використовуватися для виробництва пари та електроенергії. Блоки окислення МВС потужністю 35 нормальних кубічних метрів в секунду ($\text{м}^3/\text{с}$) вентиляційного повітря, що містить 0,5% метану, можуть призвести приблизно 1,3 МВт_е електроенергії. Щоб досягти постійної вихідної потужності, необхідно джерело дренованого шахтного метану для стабілізації концентрації МВС, причому для оптимізації показників потрібно відносно висока концентрація МВС. Капітальні витрати на одиницю виробленої потужності більш ніж в два рази перевищують аналогічні показники при звичайному виробництві електроенергії на основі шахтного метану, і в даному випадку «внесені екологічні витрати» в зв'язку з боротьбою з викидами метану в 4-5 разів вище, ніж вони могли б бути при схожому рівні капіталовкладень. При нинішніх цінах на енергоносії і під час відсутності високих тарифів на подачу в мережу екологічно чистої енергії виробництво електроенергії на основі МВС не є комерційно можливим без забезпечення довгострокового потоку вуглецевих доходів.

Крім того, підвищення ефективності дегазації джерел газовиділення може привести до збільшення обсягу виробництва електроенергії з шахтного метану при значно більш низьких витратах, що таким чином буде сприяти скороченню викидів МВС.

Економічні аспекти будь-якого використання шахтного метану або метану вентиляційних струменів для виробництва електроенергії в великій мірі залежать від цін на електроенергію, які утворюються при реалізації конкретного проекту,

					<i>PM.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		88

ціни одиниць скорочення викидів або інших стимулів, наприклад, податкових пільг.

7.3 Вуглецеве фінансування та інші стимули

Отримання квот за скорочення викидів може бути одним з джерел додаткового фінансування, що доповнює звичайне проектне фінансування через механізми банківських позичок чи приватних інвестицій в акціонерний капітал.

Інвестиційні витрати на когенераційні блоки, які використовують шахтний метан, – з точки зору потенціалу скорочення викидів протягом 10 років експлуатації – складають приблизно 3-5 дол. США на тону недопущеними викидів в еквіваленті CO₂. Генерування квот за скорочення викидів пов'язане з витратами з підготовки проектної документації, затвердження, перевірки і обслуговування проектів, а також з витратами на технічне обладнання для утилізації / знищення метану і на його обслуговування.

Наприклад, шахта середньо багата на газ (відносно багаті на газ – 10 м³/т) отримує скорочення CO₂, що генеруються в процесі спалювання, приблизно 0,040 CO₂ е на тону видобутого вугілля, в той час як дуже багаті на газ шахта (відносна газовість 40 м³/т видобутого вугілля) – 0,158 CO₂е на тону видобутого вугілля. Цей розрахунок передбачає, що витягується 40% від усього газу, з яких утилізується 80%. Такий рівень ефективності можна вважати мінімальним для проектів, в яких застосовуються самі передові методи і стандарти, і де відсутні значні гірничо-геологічні і гірничотехнічні обмеження на ведення гірничих робіт. Якщо б шахта із середньою газовістю добувала 4 млн тон вугілля в рік, то щорічне скорочення становило б близько 158 000 тон CO₂е. На дуже багаті на газ шахті, зі здобиччю 4 млн тон вугілля на рік, зниження викидів в рік склало б близько 633 000 тон CO₂е.

Фактичні ціни на зниження викидів CO₂е залежать від кон'юнктури ринку і часу продажу.

					РМ.58.01. ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		89

Поточні ринкові ціни в США (2015 рік) в цілому варіюються в діапазоні 6-10 дол. США за тону CO_{2e}. Інвестиції в утилізацію метану на шахті із середньою багаті на газ (тобто 10 м³/т), виробляє 4 млн тонн вугілля на рік, при ціні за одиницю скорочень 8 дол. США/тCO_{2e} (40% – каптованого газ, 80% – утилізація каптованого газу) згідно з Угодою про покупку скорочень викидів (СПСВ), дають виручку близько 1,3 млн дол.США в рік від квот за скорочення викидів, плюс виручка або зниження витрат за рахунок виробництва електроенергії або продажу газу. Обсягу каптованого метану, при стабільній подачі газу, буде досить для виробництва електроенергії на рівні 5 МВте (використання 2,2 млн м³/рік чистого метану забезпечує генерування 1 МВте електроенергії), а виручка від збуту електроенергії, при приблизною ціною в 0,05 дол. США за 1 кВт-год і навантаженні 7 000 робочих годин на рік, складе 1,75 млн дол. США. Таким чином, сукупна виручка від скорочення викидів і виробництва електроенергії дорівнює 3,01 млн дол. США.

Якщо взяти за основу середню ціну квот за скорочення викидів, рівну 8 дол. США/т CO_{2e}, то виходить, що квоти за скорочення викидів забезпечують близько 33% від загальної виручки. При використанні низьких і високих цін квот за скорочення викидів, які дорівнюють 6 дол. США/т CO_{2e} і 10 дол. США/т CO_{2e}, квоти за скорочення викидів забезпечують, відповідно, близько 27% і 38% від загальної виручки. Економічна привабливість проекту з утилізації ШМ для виробництва електроенергії буде залежати від капітальних витрат і операційних витрат проекту.

Істотно вищі прибутки можуть бути потенційно отримані на шахтах з більш високою газовістю. Вельми багаті на газ шахти (відносна багаті на газ – 40 м³/тп добувна 4 млн т вугілля в рік, може забезпечити виручку від скорочення викидів в розмірі 8 млн дол. США, а також провести 20 МВте електроенергії, що може принести дохід в розмірі 7 млн дол. США. Таким чином, загальний дохід може скласти 15 млн дол. США. При допущенні, що типові капітальні витрати на встановлену електростанцію, працюючу на ШМ, складають 1,2 млн дол. США/МВте, термін окупності проекту може скласти 2 роки.

					<i>PM.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		90

Отримання фінансових прибутків від реалізації проектів зі скорочення викидів можливо лише в тому випадку, якщо скорочення викидів може бути доведено шляхом забезпечення точних вимірювань дебіту і концентрації метану. Проекти дегазації джерел метановиділення і утилізації метану уважно вивчаються, і швидше за все будуть вивчатися ще уважніше, в зв'язку з вимогами щодо уявлення надійних підтверджень скорочення викидів. Складність моніторингу та вимірювань часто недооцінюється, і це може привести до появи ризиків в плані безпеки і до втрати доходів.

7.4 Змінні витрати утилізації

Середні капітальні витрати на установку з утилізації метану залежать від масштабу і виду обраного процесу утилізації. У якості першої оцінки капітальних витрат на утилізацію метану можна обґрунтовано припустити цифру в 1 дол. США на тонну потужності з видобутку вугілля.

Для порівняння, граничні витрати на розширення виробничих потужностей в Китаї, наприклад, оцінюються приблизно в 12 дол. США / т (в тих випадках, коли їх роблять можливими наявність ліцензій, офіційних дозволів, ресурсів, геологічні умови, умови гірської видобутку, підземна і поверхнева інфраструктура і кон'юнктура ринку).

Отже, інвестиції в розмірі 1 дол. США / т вугледобувних потужностей в гірські роботи замість утилізації газу призведуть до незначного збільшення потужностей з видобутку вугілля в розмірі 1/12, або 0,083 тони. Так, наприклад, потужності шахти, що добуває 4 млн. т вугілля в рік, будуть підвищені до $1,083 \times 4 = 4,332$ млн. т в рік за рахунок використання фінансових коштів, необхідних для утилізації газу з метою збільшення вугледобувних потужностей. При ціні вугілля 30 дол. США / т додаткові щорічні доходи складуть приблизно 10 млн. дол. США. Змінні витрати в розмірі 2,50 дол. США/т є високими, тому рішення про інвестиції на більшості шахт, ймовірно, будуть сприяти розширенню потужностей по видобутку вугілля, а не виробництва електроенергії на основі шахтного

					<i>PM.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		91

можливості отримання додаткового доходу, при виробництві електроенергії, від утилізації 50% шахтного метану, що викидається на свічку. Ефект досягається за рахунок встановлення параметрів межі вибухобезпечної утилізації шахтного метану, що забезпечує в запропонованій методиці визначення економічної ефективності використання у вугільній промисловості нової техніки, винаходів та раціоналізаторських пропозицій, зниження викиду на свічку 50% каптованого метану підземними дегазаційними свердловинами.

У результаті застосування методу визначення межі вибухобезпечності метаноповітряних сумішей в дегазаційних трубопроводах при утилізації шахтного метану на ПАТ «Шахта ім. О.Ф. Засядька», очікуваний річний економічний ефект складе

$$E = t * 60 * (q_2^{cp} - q_1^{cp}) * \frac{P_n * 0,01 * CH_4^{cp}}{Q_n} * C, \text{ грн / рік} \quad (7. 1)$$

де t – число годин на рік;

q_2^{cp} , q_1^{cp} – середня витрата шахтного метану, що викидається на свічку до і після проведення заходу, м³/хв;

P_n – нормативна електрична потужність когенераційної установки, кВт/год (для GEJENBACHER, $P_n = 3035$ кВт/год);

Q_n – нормативне споживання суміші когенераційною установкою, м³/год (для GEJENBACHER, $Q_n = 662,5$ м³/год);

CH_4^{cp} – середня концентрація метану, додатково утилізованого після здійснення заходів, %.

Вартість продажу 1 кВт/год споживачам в грн.:

$$E = 8640 * 60 * (32,9 - 16) * \frac{3035 * 0,01 * 20}{662,5} * 0,77 = 6180807, \text{ грн / рік}$$

					<i>PM.58.01. ПЗ</i>	Арк.
						93
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

Аналіз розподілу запасів шахтного метану по території Донбасу та ризиків реалізації різних підходів його видобутку, проведені при виконання магістерської роботи показав, що:

– Україна посідає четверте місце у світі за обсягом ресурсів метану, який за науковою оцінкою, становить декілька трильйонів куб. метрів. Дані щодо обсягів ресурсу дуже різняться, але всі вони свідчать про наявність достатньо великих запасів шахтного метану (за оцінками Управління енергетичної інформації США ресурси шахтного метану України, сягають 3 трлн. м³, за даними Інституту геологічних наук НАН України – 13 трлн. м³). З яких на долю Донбасу припадає 98 відсотків;

– з урахуванням тимчасової не контрольованості (окупації) чималой частини українського Донбасу в умовах російської агресії та ООС зараз значна частина (не менше 40%) цих ресурсів газу метану, яка є найбільш перспективною для попереднього поетапного видобування та дегазації, знаходиться на непідконтрольній державним органам України території Донецької і Луганської областей;

– у 2012 р. шахтами Донбасу було викинуто 1,4 млрд. м³ метану. Основна частина метану викидалася в атмосферу через вентиляційні системи вугільних шахт, і лише 370 мільйонів кубічних метрів (26%) були вилучені системами дегазації, наявними лише на 44 шахтах з 155;

– лише 43% уловлюваного метану було подальше використано для виробництва тепла та / або електроенергії або спалювалося у факелі, а решта також викидалася в атмосферу. Це пояснюється тим, що лише на 18 шахтах концентрація метану в повітряно-метановій суміші систем дегазації перевищувала 25%, тоді як використання даної суміші з меншою концентрацією метану заборонено згідно з правилами безпеки;

					<i>PM.58.01.ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Левченко А.В.</i>			<i>Висновки</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Керівник</i>		<i>Лисиця В.Є.</i>					94	103
<i>Консульт.</i>		<i>Лисиця В.Є.</i>				<i>СНУ ім. В. Даля, гр. ПЕО-19 дм</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Лисиця В.Є.</i>						
<i>Зав. каф.</i>		<i>Суворін О.В.</i>						

Низька концентрація метану в шахтному вентиляційному повітрі і в шахтному дренажному газі являє собою серйозну проблему для утилізації і вимагає або обробки його в розбавленому стані, або доведення концентрації до рівнів, які можна використовувати, або використання спеціальних технологій.

Регенеративне термічне окислення (РТО) – єдина комерційно-діюча технологія, що здатна використовувати МВС як основне паливо при концентраціях метану нижче 1,5 відсотка.

Для розпалювання в системі парогенератора може використовуватися газ дегазації при концентраціях, що перевищують 25%, пило-вугільна суміш, природний газ тощо.

Запропонована енергоустановка при дебіте вентиляційного повітря у 250 000 м³ / год здатна запрацювати вуглецеві квоти в розмірі близько 200 000 одиниць і більше 35 000 МВт год електроенергії на рік.

Технології вилучення та використання ШМ вже комерційно доступні і довели свою ефективність, що робить утилізацію шахтного метану вельми привабливим рішенням проблеми боротьби з викидами парникових газів в короткостроковому і середньостроковому плані для вугільної промисловості.

Видобуток шахтного метану має високий потенціал в Україні, однак його практична реалізація вимагає запровадження заходів державної підтримки для таких проектів, а також залучення провідних світових компаній із сучасними технологіями видобутку.

					<i>PM.58.01. ПЗ</i>	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		96

АНОТАЦІЯ

В роботі проаналізовано стан та перспективи отримання шахтного метану вугільних пластів Донбасу та ризику реалізації різних підходів його видобутку. Розглянуто особливості використання шахтного метану різних концентрацій, економічні аспекти його утилізації. Розроблено рекомендацій щодо вибору метода поточної дегазації джерела газовиділення та заходи щодо боротьби з викидами метану вентиляційних струменів та його рекуперації для виробництва електроенергії. Запропоновано заходи безпеки при транспортуванні та утилізації шахтного метану.

АНОТАЦИЯ

В работе проанализировано состояние и перспективы получения шахтного метана угольных пластов Донбасса и риски реализации различных подходов его добычи. Рассмотрены особенности использования шахтного метана различных концентраций, экономические аспекты его утилизации. Разработаны рекомендации по выбору метода текущей дегазации источника газовыделения и меры по борьбе с выбросами метана вентиляционных струй и его рекуперации для производства электроэнергии. Предложены меры безопасности при транспортировке и утилизации шахтного метана.

ANOTATION

The paper analyzes the state and prospects of production of mine methane from Donbass coal seams and the risks of implementing various approaches to its production. Features of use of mine methane of various concentrations, economic aspects of its utilization are considered. Recommendations for the choice of the method of current degassing of the gas source and measures to combat methane emissions from ventilation jets and its recovery for electricity generation have been developed. Safety measures during transportation and utilization of mine methane are offered.

					<i>PM.58.01.ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Левченко А.В.</i>			<i>Анотація</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Керівник</i>		<i>Лисиця В.Є.</i>					97	103
<i>Консульт.</i>		<i>Лисиця В.Є.</i>				<i>СНУ ім. В. Даля, гр. ПЕО-19 дм</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Лисиця В.Є.</i>						
<i>Зав. каф.</i>		<i>Суворін О.В.</i>						

ЛІТЕРАТУРА

1. Левченко А. В. ПЕРСПЕКТИВИ ОСВОЄННЯ РЕСУРСІВ ШАХТНОГО МЕТАНУ ПРИ ВИДОБУВАННІ ВУГІЛЛЯ В ДОНБАСІ / А. В. Левченко, В. Є. Лисиця. // Матеріали Всеукраїнської науково-практичної конференції «Майбутній науковець – 2020». – 2020. – С. 44–46.
2. Концепція Державної цільової економічної програми видобування та використання газу метану вугільних родовищ як альтернативного енергоресурсу [Електронний ресурс] / Урядовий портал. Єдиний веб-портал органів виконавчої влади України. – Режим доступу: [http:// https://www.kmu.gov.ua/npas/243275612](http://https://www.kmu.gov.ua/npas/243275612)
3. Про газ (метан) вугільних родовищ : Закон України від 21 травня 2009 року № 1392-VI [Електронний ресурс]. - Режим доступу : <http://zakon3.rada.gov.ua>.
4. Coal Mine Methane Sources [Електронний ресурс] / United States Environmental Protection Agency. – Режим доступу: <https://www.epa.gov/cmop/coal-mine-methane-sources>
5. Звягильский Е.Л. Добыча метана из угольных месторождений Донбасса (обзор) / Е.Л. Звягильский, Б.В. Бокий, О.И. Касимов — Донецк: Ноулидж, 2011. – 150 с.
6. Xiaopeng Wang. Research and Engineering Practice of Gas Accurate Drainage Technology with Hole-substituted Roadway in Mabao Coal Mining Area of Jinneng Group [Електронний ресурс] / May 2020 IOP Conference Series Earth and Environmental Science. – Режим доступу: <https://www.epa.gov/cmop/coal-mine-methane-sources>
7. Глобальные выбросы метана и возможности их снижения [Електронний ресурс] / Methane to Markets. – Режим доступу: https://www.globalmethane.org/documents/methane_analysis_fs_rus.pdf.

					<i>PM.58.01.ПЗ</i>			
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		<i>Левченко А.В.</i>			<i>Література</i>	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Керівник</i>		<i>Лисиця В.Є.</i>					98	103
<i>Консульт.</i>		<i>Лисиця В.Є.</i>				<i>СНУ ім. В. Даля, гр. ПЕО-19 дм</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Лисиця В.Є.</i>						
<i>Зав. каф.</i>		<i>Суворін О.В.</i>						

8. Economically, socially, and environmentally sustainable coal mining sector in China [Электронный ресурс] / The International Bank for Reconstruction and Development (IBRD)/WORLD BANK Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP). – Режим доступа: <https://documents.worldbank.org/en/publication/documents-reports/documentdetail/902071468023456326/economically-socially-and-environmentally-sustainable-coal-mining-sector-in-china>

9. Анциферов А.В. Методические особенности выделения перспективных площадей для добычи метана угольных месторождений / А.В. Анциферов, А.А. Голубев, А.А. Майборода// Сб. научн. трудов УкрНИМИ. – 2007. – №1. – С. 7–20.

10. Mills R.A. History of Methane Drainage at Jim Walter Resources / R.A. Mills, J.W. Stevenson // Inc. Coaled Methane Symposium. – Tusaloosa, 1991. – P. 143–152.

11. Агафонов А.Р. Перспективы заблаговременной дегазации углеродного массива / А.Р. Агафонов, Д.Д. Кожушок, Е.А. Юшков, И.А. Дедич // Уголь Украины. – 2013. – № 12. – С. 21–23.

12. Xianzheng Wang the Outlook of the Development of Chinese Coal Industry // 22nd World Mining Congress & Expo. – Istanbul, Turkey, 11–16 September, 2011. – Vol. 3. – P.13–23.

13. Вдовіченко А.І. Оптимальні шляхи збільшення видобутку газу в Україні [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://uainfo.org/blognews/400105-optimaln-shlyahi-zblshennya-vidobutku-gazu-v-ukrayin.html>.

14. Бакер Т. Газодобыча в Украине / Т. Бакер // Энергоэффективность и энергосбережение. – 2012. – № 8.9. – С.44–53.

15. Булат А.Ф. Создание индустрии шахтного метана в топливно-энергетическом комплексе Украины / А.Ф. Булат // Геотехническая механика. – 1998. – Вып. 10. – С. 3–8.

16. Филатов Ю.В. Заблаговременная дегазация метано-угольных месторождений / Ю.В. Филатов // Уголь Украины. – 2011. – № 6. – С. 30–32.
17. Халимендииков Е.Н. Сооружение трубопроводов для транспортировки газа из дегазационных скважин / Е.Н. Халимендииков // Уголь Украины. – 2013. — № 9. – С. 48–53.
18. Табаченко Н.М. Добыча метана и подземная газификация угольных и сланцевых запасов / Н.М. Табаченко, В.С. Фольштынський, Д.Е. Дычковський, Д.Д. Кожушок // Уголь Украины. – 2012. – № 5. – С. 31–35.
19. Проект оновленої Енергетичної стратегії України на період до 2030 року [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://mre.kmu.gov.ua/minugol/control/uk>.
20. Жикаляк М. В. Аналіз тенденцій деградації високотехнологічних чинників розвитку метанодобувної галузі в Україні / М. В. Жикаляк, В. В. Лукінов // Актуальні проблеми та перспективи розвитку геології: наука й виробництво. Матеріали Міжнародного геологічного форуму (19 - 24 червня 2017 р., м. Одеса, Україна) / М. В. Жикаляк, В. В. Лукінов. – К.: УкрДГРІ, 2017. – С. 94–100.
21. YASHCHENKO I. STATUS OF COAL MINE METHANE DEGASIFICATION AND UTILIZATION IN UKRAINE [Електронний ресурс] / IGOR YASHCHENKO // METHANE EXPO 2013, Vancouver, Canada, 12-15 March 2013. – 2013. – Режим доступу до ресурсу: https://www.globalmethane.org/expo-docs/canada13/coal_09%20Ukraine.pdf.
22. Upgrading Drained Coal Mine Methane to Pipeline Quality: A Report on the Commercial Status of System Suppliers [Електронний ресурс] // National Service Center for Environmental Publications (NSCEP). – 2008. – Режим доступу до ресурсу: <https://nepis.epa.gov/Exe/ZyNET.exe/P1004NI6.TXT?ZyActionD=ZyDocument&Client=EPA&Index=2006+Thru+2010&Docs=&Query=&Time=&EndTime=&SearchMethod=1&TocRestrict=n&Toc=&TocEntry=&QField=&QFieldYear=&QFieldMonth=&QFieldDay=&IntQFieldOp=0&ExtQFieldOp=0&XmlQuery=&File=D%3A%5Czyfiles%5CIndex%20Data%5C06thru10%5CTxt%5C00000009%5CP1004NI>

6.txt&User=ANONYMOUS&Password=anonymous&SortMethod=h%7C-
&MaximumDocuments=1&FuzzyDegree=0&ImageQuality=r75g8/r75g8/x150y150g16
/i425&Display=hpfr&DefSeekPage=x&SearchBack=ZyActionL&Back=ZyActionS&B
ackDesc=Results%20page&MaximumPages=1&ZyEntry=1&SeekPage=x&ZyPURL.

23. Kostiuk L. University Of Alberta Flare Research Project: final report November 1996 - September 2004. 2. ed [Электронный ресурс] / L. Kostiuk, M. Johnson, G. Thomas. – 2004. – Режим доступа до ресурсу: <https://inis.iaea.org/search/searchsinglerecord.aspx?recordsFor=SingleRecord&RN=36034943>.

24. Ежегодный доклад Исполнительного совета механизма чистого развития для Конференции Сторон, действующей в качестве совещания Сторон Киотского протокола [Электронный ресурс] // ООН. – 2009. – Режим доступа до ресурсу: <https://unfccc.int/resource/docs/2009/cmp5/rus/16r.pdf>.

25. Su S. Development of Two Case Studies on Mine Methane Capture and Utilization in China [Электронный ресурс] / Shi Su // Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation (CSIRO). – 2006. – Режим доступа до ресурсу: https://www.globalmethane.org/documents/china_case_study_report.pdf.

26. Чемерис И.Ф. Исследование влияния концентрации метановоздушной смеси на показатели работы когенерационных энергетических модулей // Геотехническая механика. Межведомств. сб. научи, трудов ИГТМ НАН Украины. Днепропетровск. 2005. Вып. 56. С. 77 - 86.

27. Извлечение шахтного метана и защита окружающей среды / Кузюра С.В и др.: Уголь Украины. 2005. № 6. С. 13-15.

28. Исследование. разработка технологии и промышленное использование метана углегазовых месторождений Донбасса / Пудак В.В. и др.: Уголь Украины. 1996. № 10-11(478-479). С. 68-71.

29. Каренев Р .С .Эколого-экономическая и социальная эффективность геотехнологических способов добычи полезных ископаемых. Караганда: Изд-во КарГУ. 2011. 366 с.

30. Создание энерго-эффективного комплекса извлечения и использования шахтного газа метана / Лукинов др. Геотехническая механика: Межвед. сб. науч. тр. ИГТМ НАН Украины. Днепропетровск. 2010. Вып. 88. С.3-8.

31. Овчаренко В.А., Лукинов В.В., Задара Г.Г. Выбор наиболее перспективных объектов для добычи метана угольных месторождений Донбасса // Геотехническая механика. Киев: ЭНЭМ. 2002. Вып. 32. С.77-82.

32. Когенераційна система з використанням теплоти димових газів: пат.№ 83560 Україна. А. Ф. Булат. Ю. Л. Звягільський. І. Ф.Чемерис. Б. В. Бокій. Ю. І. Оксень. І. О. Єфремов. Г. Д. Карман. опубл. 25.07.2008. Бюл. № 14.

33. Оценка показателей энергогенерирующей станции с низкокипящим рабочим телом в условиях угольной шахты / А. Б.Бирюков, В. В. Варакута, П. А. Гнитиёв, А. С. Приходько // Вестник Ивановского государственного энергетического университета / А. Б.Бирюков, В. В. Варакута, П. А. Гнитиёв, А. С. Приходько., 2018. – С. 12–19.

34. Lunarzewski L. Australian Decommissioned Mines Gas Prediction [Электронный ресурс] / L. Lunarzewski, D. Creedy // ACARP. – 2006. – Режим доступа до ресурсу: <https://www.acarp.com.au/abstracts.aspx?repId=C14080>.

35. Creedy D. P. Gas Drainage Management System for Modern Coal Mines [Электронный ресурс] / D. P. Creedy, L. Lunarzewski // Seventh International Mine Ventilation Congress. Krakow, Poland, 17-22 June. – 2001. – Режим доступа до ресурсу: <https://www.worldcat.org/title/proceedings-of-the-7th-international-mine-ventilation-congress-june-17-22-2001-cracow-poland/oclc/740710993>.

36. Жикаляк Н.В., Кирюков В.В., Куц О.А. Промышленногеологические факторы комплексной дегазации шахтных полей Донбасса. Наукові праці УкрНДМІ НАН України. 2009.№ 5. ч. 2. С. 371-385.

37. Creedy D. P. Methane layering in bord and pillar workings [Электронный ресурс] / D. P. Creedy, Н. R. Phillips // General science, engineering & technology. –

1997. – Режим доступа до ресурсу:

<https://researchspace.csir.co.za/dspace/handle/10204/1421>.

38. Kissell F. N. Mining Publication: Handbook for Methane Control in Mining [Электронный ресурс] / Kissell // The National Institute for Occupational Safety and Health (NIOSH). – 2006. – Режим доступа до ресурсу: <https://www.cdc.gov/niosh/mining/works/coversheet1459.html>.

39. ПБ 08-342-00. Правила безопасности при производстве, хранении и выдаче природного газа (СПГ) на газораспределительных станциях магистральных газопроводов (ГРС МГ и автомобильных газонаполнительных компрессорных станциях (АГНКС). Москва: НТЦ «Промышленная безопасность», 2008. 113 с.

40. Звягильский Е.Л., Бокий Б.В., Касимов О.И. Добыча метана из угольных месторождений Донбасса.–Донецк: Изд-во «Ноулидж».–2011. 150с.

41. Методика определения экономической эффективности использования в угольной промышленности новой техники, изобретений и рационализаторских предложений. – М.:ЦНИЭИуголь, 1979.