

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

Геологорозвідувальний факультет
Кафедра Геології і розвідки родовищ корисних копалин

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеня бакалавра

студента: Коваля Володимира Олександровича

академічної групи: 103-16-1

спеціальності: 103 Наука про Землю

за освітньо-професійною програмою «Геологія»

на тему Прогноз поточного виділення метану з вугільно-породного масиву на шахті
«Капітальна» Донецької області

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Приходченко В.Ф.			
розділів				
Загальний	Приходченко В.Ф.			
Спеціальний	Приходченко В.Ф.			

Рецензент	Довбніч М.М.			
-----------	--------------	--	--	--

Нормоконтролер	Хоменко Н.В.			
----------------	--------------	--	--	--

Дніпро

2020

ЗАТВЕРДЖЕНО:
завідувач кафедри

геології та розвідки корисних копалин

(повна назва)

(підпис)

Савчук В.С.

(прізвище, ініціали)

«_____» червня 2020 року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеня бакалавра

студенту Ковалю Володимирі Олександровичу академічної групи 103- 16-1
спеціальності 103 науки про Землю

за освітньою-професійною програмою «Геологія»

на тему Прогноз поточного виділення метану з вугільно-породного масиву на шахті
«Капітальна» Донецької області

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 04.05.2020 № 254с

Розділ	Зміст	Термін виконання
Загальний	Аналітичний огляд літератури та вибір напрямку досліджень. Характеристика геологічної будови району досліджень шахти «Капітальна»	05.05.20-10.05.20
Спеціальний	Вибір методів вирішення завдання.	11.05.20-15.05.20
	Оцінка розподілу метану у вугільно-породному масиві за даними з метановості виймкових дільниць	16.05.20-05.06.20
	Розрахунок поточного обсягу виділення метану з вугільно-породного масиву на шахті «Капітальна»	05.06.20-10.06.20

Завдання видано _____

(підпис керівника)

_____ (прізвище, ініціали)

Дата видачі 05.05.2020

Дата подання до екзаменаційної комісії _____

Прийнято до виконання _____

(підпис студента)

Коваль В.О.

(прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 55 с., 14 рис., 5 табл., 5 додатки, 16 джерел.

ДОНБАС, ВУГІЛЬНО-ПОРОДНИЙ МАСИВ, МЕТАНОВІСТЬ ГІРНИЧИХ ВИРОБОК, ПРОГНОЗ ВИДІЛЕННЯ МЕТАНУ

Актуальність роботи зумовлена необхідністю прогнозування обсягів метану, які можна витягувати з вугільно-породного масиву під час та після видобутку вугілля.

Об'єкт дослідження - перерозподіл метану на відпрацьованих ділянках шахти «Капітальна».

Предмет дослідження – закономірності зміни обсягів метану, які надходять в гірничі виробки шахти з підробленого вугільно-породного масиву, залежно від кількості видобутого вугілля.

Мета роботи – обґрунтування методичного підходу до прогнозу ресурсів метану у підробленому вугільно-породному масиві для його залучення до паливно-енергетичного комплексу.

Результати та їх новизна – запропоновано методичний підхід визначення та розраховані значення експлуатаційної емісії метану, які віддзеркалюють обсяги надходження метану з зруйнованого під час видобутку вугілля.

Взаємозв'язок з іншими роботами – продовження наукової діяльності кафедри геології і розвідки родовищ корисних копалин Національного технічного університету «Дніпровська політехніка» в сфері вивчення метану в гірничих виробках.

Сфера застосування – роботи з визначення статистичних залежностей та встановлення закономірностей надходження метану в гірничі виробки з вугільно-породних масивів за отриманими значеннями питомої метановості та з урахуванням природної та залишкової метаноносності вугільних пластів.

Практична значимість кваліфікаційної роботи – спрямована на розширення сировинної бази вуглеводнів України.

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 СТАН ПРОБЛЕМИ	11
2 КОРОТКА ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА ДОСЛІДЖЕННЯ.....	18
3 МЕТОДИ ОПРОБУВАННЯ ТА ВИВЧЕННЯ ГАЗОНОСНОСТІ ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ.....	23
4 ОЦІНКА РОЗПОДІЛУ МЕТАНУ У ВУГІЛЬНО-ПОРОДНОМУ МАСИВІ ЗА ДАНИМИ З МЕТАНОВОСТІ ВИЙМКОВИХ ДІЛЬНИЦЬ.....	28
5 РОЗРАХУНОК ПОТОЧНОГО ОБСЯГУ ВИДІЛЕННЯ МЕТАНУ З ВУГІЛЬНО-ПОРОДНОГО МАСИВУ НА ШАХТІ «КАПІТАЛЬНА».....	37
ВИСНОВКИ	46
СПИСОК ДЖЕРЕЛ ІНФОРМАЦІЇ	47
ДОДАТОК А Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи	49
ДОДАТОК Б Середньодобові дані з метановості гірничих виробок пласта І ₁ шахти «Капітальна».....	50
ДОДАТОК В Середньодобові дані з метановості гірничих виробок пласта І ₃ шахти «Капітальна».....	52
ДОДАТОК Г Відгуки керівників кваліфікаційної роботи.....	54
ДОДАТОК Д Рецензія.....	55

ВСТУП

Донецький вугільний басейн з урахуванням наявних ресурсів метану являє собою сукупність газувугільних родовищ та є основною паливно-енергетичною базою України. Він розташований на території Дніпропетровської, Донецької та Луганської областей України, а його східна частина знаходиться в Ростовській області Російської Федерації. Басейн простягається на 650 км в субширотному напрямку від річки Оріль на заході до залізничної магістралі Волгоград – Краснодар на сході. Ширина смуги вугленосних відкладів становить 200 км. Наявність викопного вугілля в Донецькому басейну було встановлено на початку XVIII ст. Інтенсивна розробка басейну розгорнулася в кінці XIX ст. У 1913 р. в басейні видобувалося 23 млн т вугілля, у 1980р. – 205, а у 2012р. - 85,9 млн т. В старих районах вуглевидобутку запаси вугілля на верхній горизонтах значною мірою відпрацьовані. В даний час середня глибина ведення гірничих робіт на шахтах Донбасу перевищила 750 м, а існуючі темпи розробки сприяють її щорічному зниження на 10-15 м. Гірничі роботи на шахтах, які дають основний видобуток вугілля в галузі досягли відміток 950-1000 м, а окремі вугільні пласти розробляються на глибинах понад 1200 м.

Добре відомо, що зі збільшенням глибини погіршуються гірничо-геологічні умови розробки вугільних пластів, підвищується гірничий тиск, знижується стійкість гірничих виробок, збільшуються температура та поточні обсяги метану, що надходить в шахту (зростає метановість), підвищується ймовірність аномальних метанопроявів у вигляді раптових викидів вугілля, породи та газу.

Але не тільки збільшення глибини ускладнює ведення гірничих робіт. Розробка вугільних пластів обумовлює постійну зміну напружено-деформованого стану гірського масиву і, як наслідок, розвиток дефектності в

породах, зміну їх фізико-механічних властивостей, а також зміну газодинамічних характеристик флюїдів, що їх насичують. Розвиток гірничих робіт, практично на всіх шахтах басейну, здійснюється в гірському середовищі, інформація про яке базується на геологорозвідувальних даних, як правило, тридцяти-сорокарічної давнини, коли масив ще не був порушений гірничими роботами і, по суті, це був масив з іншими властивостями і характеристиками.

Необхідність забезпечення стабільної та безпечної роботи шахт в складних гірничо-геологічних умовах змінила стратегію проведення геологорозвідувальних робіт. Якщо в перші повоєнні десятиліття інтенсивно розвивалися роботи з пошуку та розвідки родовищ вугілля для закладки та будівництва нових шахт, то в наступні роки будівництво нових шахт різко скоротилося, а в даний час розвиток басейну пов'язаний, в основному, з інтенсифікацією робіт на діючих шахтах. Змінився і баланс геологорозвідувальних робіт, основний обсяг яких, в даний час, (хоча і невеликий) становить розвідка на родовищах, що розробляються. Велика увага при проведенні цього виду робіт приділяється вирішенню проблем, пов'язаних з прогнозуванням та подоланням складних гірничо-геологічних умов розробки, серед яких найважливішою вважається проблема метану.

Метан (CH_4) – газ без кольору, запаху та смаку. Сам по собі метан не токсичний, але володіє наркотичним та отруйним впливом, а витісняючи кисень з повітря, може діяти задушливо. На вугільних шахтах контроль за концентрацією метану в атмосфері ведеться за допомогою датчиків. Його густина при $20\text{ }^\circ\text{C}$ та 760 мм. рт. ст. становить $0,6679\text{ кг/м}^3$. Він легше повітря майже в два рази, а відносна густина складає $0,555$, тому може накопичуватись у верхніх частинах гірничих виробок, створюючи вибухонебезпечну ситуацію. Критична температура, вище якої газ не може бути перетворений на рідину ні при яких умовах, для метану становить $190,55\text{ K}$ ($-82,45\text{ }^\circ\text{C}$). Критичний тиск насичених парів метану за критичної

температури $46,95 \text{ кг/см}^2$. Температура займання метану $650 - 750 \text{ }^\circ\text{C}$. Особливість займання метаноповітряної суміші полягає в наявності індукційного періоду, тобто запізнювання. Так, при температурі займання $650 \text{ }^\circ\text{C}$ запізнювання вибуху складає 10с.

До шахт, небезпечних за газом, належать такі, у яких хоча б в одній виробці виявлено метан. Одним з показників, що характеризують систему «шахта – метан» є відносна метановість шахти – кількість метану в м^3 , яка виділяється при видобутку 1 т вугілля. Залежно від масштабу узагальнення в розрахунках може використовуватись середньодобовий, середньомісячний або середньорічний видобуток, а величина відносної метановості може служити характеристикою лави, видобувної ділянки, крила або всієї шахти.

Проблема метану на вугільних шахтах має три аспекти: забезпечення безпеки ведення гірничих робіт на газонасичених вугільних пластах; видобування метану, як вуглеводневої сировини; зниження викидів метану в атмосферу та поліпшення екологічної обстановки. Успішне вирішення питань цих трьох аспектів потребує, перш за все, вилучення метану з вугільних пластів та вугільно-породного масиву. При роботі лави метан мимовільно виділяється з розроблювального вугільного пласта, з порід покрівлі та підшви виробок, а також надходить в гірничі виробки з виробленого простору шахти, а потім розбавляється вентиляційним повітрям та виноситься на поверхню. Залежно від величини відносної метановості, газові шахти поділяються на п'ять категорій: I – відносна метановість до 5; II – від 5 до 10; III – від 10 до 15; надкатегорійні – $15 \text{ м}^3/\text{т}$ і більше, та шахти небезпечні за суфлярами; небезпечні за раптовими викидами – це шахти, що ведуть роботи на пластах, небезпечних за раптовими викидами вугілля та газу, шахти з викидами породи. У випадках, коли кількість метану, що надходить в шахту загрожує безпечному веденню гірничих робіт, застосовують примусову дегазацію.

Дегазація вугільних пластів та вміщуючих порід, що забезпечує безпечні умови ведення гірничих робіт, є невід'ємною частиною технологічного процесу видобутку вугілля на шахтах, що розробляють високогазоносні вугільні пласти.

Проте, існуючі методи дегазації не враховують обсяги надходження метану з гірського масиву, що оточує вугільні пласти, які розробляються, відсутні методики визначення джерел поточного виділення метану в гірничі виробки шахти, що дозволило б більш обґрунтовано підходити до планування робіт з промислового видобування шахтного метану. Все це перешкоджає правильній організації робіт з дегазації, плануванню обсягів можливого вилучення метану, прогнозуванню комплексних робіт з утилізації метану, зокрема, з вибором вакуумних насосів необхідної продуктивності та газогенераторних установок ефективної потужності.

Відсутні також методики встановлення просторово-часових параметрів та прогнозного визначення джерел та обсягів поточного виділення метану в гірничі виробки шахти, що дозволило б більш обґрунтовано підходити до планування робіт з промислового видобування шахтного метану.

Все це перешкоджає правильній організації робіт з дегазації, цільовому закладанню дегазаційних свердловин на конкретні джерела газовиділення, послідовності проведення бурових та дегазаційних робіт, плануванню обсягів можливого вилучення метану, прогнозуванню комплексних робіт з утилізації метану, зокрема, з вибором вакуумних насосів необхідної продуктивності та газогенераторних установок необхідної потужності.

У той же час, на шахтах, які розробляють газоносні вугільні пласти, постійно ведуться роботи з фіксації обсягів метановиділення в гірничі виробки за певний період часу, які зазначаються як абсолютна метановість. Ці фіксовані спостереження представляють собою цінний інформаційний блок, який можна використовувати не тільки для контролю газової ситуації

на шахті, а й в якості прогнозних показників при оцінці обсягів поточних виділень метану з різних джерел.

Ідея даної роботи полягає у встановленні статистичних залежностей між загальними річними обсягами метановиділення, які тотожні значенням річної абсолютної метановості, та річними обсягами видобутку вугілля; визначення значень питомої метановості за тими залежностями та вирахуванні з неї значень експлуатаційної емісії метану, яка розраховується за даними природної та залишкової метаносності вугілля з урахуванням експлуатаційної зольності. Такий підхід дозволяє виокремити потоки метану з вугільних пластів, що розробляються, та з гірського масиву, який оточує ці вугільні пласти. В якості приклада обрана шахта «Капітальна», яка розташована в центральній частині Червоноармійського геолого-промислового району Донбасу і входить до складу Покровського адміністративного району Донецької області України.

Об'єкт дослідження - перерозподіл метану на відпрацьованих ділянках шахти «Капітальна».

Предмет дослідження – закономірності зміни обсягів метану, які надходять в гірничі виробки шахти з підробленого вугільно-породного масиву, залежно від кількості видобутого вугілля.

Мета роботи - обґрунтування методичного підходу до прогнозу ресурсів метану у підробленому вугільно-породному масиві для його залучення до паливно-енергетичного комплексу.

Для досягнення поставленої мети в роботі вирішувались наступні завдання:

- встановити закономірності виділення метану в гірничі виробки шахти «Капітальна»;
- визначити значення питомої метановості гірничих виробок по вугільних пластах, котрі відпрацьовуються на шахті;

- розрахувати прогнозні обсяги поточного виділення метану з вугільно-породного масиву, враховуючи значення природної газоносності вугілля;
- виконати порівняльну оцінку поточного виділення метану з вугільно-породного масиву на ділянках видобутку вугільних пластів l_1 та l_3 шахти «Капітальна».

Методика досліджень проведених під час виконання роботи полягала у залученні поточних значень метановості гірничих виробок шахти до прогнозу потенційно видобувних ресурсів метану вугільно-породних масивів, встановленні статистичних залежностей та визначенні закономірностей надходження метану в гірничі виробки з вугільно-породних масивів за значеннями питомої метановості та з урахуванням метаносності вугільних пластів.

ГРФ, ГіР РКК-2020

1. СТАН ПРОБЛЕМИ

Про можливість промислового видобутку вуглеводневих газів з вугільних басейнів свідчать успіхи таких провідних країн світу, як США, Австралія, Китай. Певний досвід з успішного вирішення цієї проблеми має й Україна. Проте, актуальним залишається питання зростання точності прогнозу видобувних ресурсів шахтного метану.

Основним вуглевидобувним регіоном України залишається Донецький вугільний басейн, особливістю якого є наявність, крім вугілля, значних ресурсів метану, який міститься у вугільних пластах та вміщуючих породах. Підраховано, що тільки на шахтних полях та перспективних ділянках Донбасу, при середній природній газоносності вугілля понад 12 м³/т, дегазаційні ресурси сорбованого ним метану складають 1,2 трлн. м³ [1].

Запаси метану на діючих шахтах складають 134 млрд м³, а всього на вугільних родовищах України, за оцінками вчених, можна добути 1,1 трлн м³ метану.

Основні ресурси цього цінного енергоносія в Україні, яка займає четверте місце в світі за щільністю розподілу вугільного метану, зосереджені в Донбасі, що дозволяє розглядати цей найстаріший вугільний басейн як сукупність вуглегазових родовищ.

Загальні ресурси метану у вугленосній товщі Донбасу на глибинах від 500 до 1800 м, за різними оцінками, складають від 12 до 25 трлн. м³. Для порівняння, у вуглевидобувних країнах світу ресурси складають: у Великій Британії — 2,8 трлн. м³, у Австралії — 8 - 14 трлн. м³, у Польщі — 2 трлн. м³, у Китаї — 30 - 35 трлн. м³, у Росії — 17 - 113 трлн. м³, у Казахстані — 1,7 - 2 трлн. м³ [1].

Запаси метану в США, за даними нафтової ради Інституту газової промисловості, складають до глибини 900 м від 8,5 до 14 трлн. м³ при запасах

вугілля 2520 млрд. т [2]. Наведені дані свідчать про значні потенційні можливості видобутку та використання метану вугільних родовищ. Так, у США, при видобутку вугільного метану переважно використовують свердловини, які пробурені з поверхні землі на відпрацьований вугільно-породний масив, або на вугільні пласти, які потім піддаються гідророзриву. Дебіти таких свердловин в басейні Блек Ворієр складають від 4 до 28 тис. м³ на добу [3]. На поверхні такі свердловини облаштовуються або верстатами гойдалками (Рис.1.1), або кавітаційним насосом для відкачки води (Рис.1.2).



Рисунок 1.1 – Свердловина, яка пробурена на гірничі виробки вугільної шахти родовища Блек Воррієр (США) для відведення метану з одночасною відкачкою води занурювальним насосом. [<https://houseand.ru/tool/the-design-operation-principle-and-purpose-of-the-rocking-machine-oil-rocking-chair/>]

З геологічної точки зору, найбільш вивченими є кам'яновугільні відклади, які зосереджені у геолого-промислових районах південно-західній частини Донбасу. Середнє значення газоносності вугільних пластів у південно-західній частині Донбасу коливається від 8 до 35 кубічних метрів на тонну. Переважно це метан, який сорбований вугіллям. Проте, тільки біля 5 % (від 3

% до 30 %) метану дійсно міститься у вугільних пластах, тоді як інша його частина знаходиться в пластах порід, які безпосередньо вміщують вугільні пласти та вміщують розсіяну органічну речовину.



Рисунок 1.2 – Свердловина, яка пробурена на гірничі виробки вугільної шахти родовища Блек Воррієр (США) для відведення метану з одночасною відкачкою води кавітаційним насосом [<https://houseand.ru/tool/the-design-operation-principle-and-purpose-of-the-rocking-machine-oil-rocking-chair/>]

За оцінками відомих фахівців, при перетворенні однієї тони довгополум'яного вугілля у газове, фіто маса генерувала, в середньому 212 м³ метану [4]. За розрахунками дослідників, кількість метану, який утворився з розсіяної органічної речовини у Донецькому басейні складає 231 трлн. м³, а кількість метану, який утворився з ресурсів концентрованої органічної речовини, тобто кам'яного вугілля промислових пластів, складає 22,2 трлн. м³ [5]. Таким чином, метаногенераційний потенціал розсіяної органічної речовини у породах в десять разів перевищує метаногенераційний потенціал вугільних пластів. Навіть якщо враховувати, що значна частина метану мігрувала з вугільно-породного масиву після утворення, ресурси метану в породах можна вважати значними. Про це свідчать дослідження вчених, за

оцінками яких, концентрації запасів метану в різних регіонах Донбасу становлять від 118 до 494 млн. м³ на 1 км² [6].

Велика кількість метану, переважно у вільному стані, знаходиться в пісковиках. Від 60 до 80 % метану, який виділяється у виробки деяких шахт, надходить саме з пісковиків. В природних умовах, тобто до ведення гірничих робіт, пісковики характеризуються значеннями загальної пористості від 4 до 20 %, тоді як проникність знаходиться в межах від 0,01 до 0,1, лише іноді досягаючи одиниць та десятків мілідарсі. Крім того, пісковики містять певні обсяги води з розчиненим метаном. Після виймання вугілля, обвалення порід безпосередній покрівлі та просідання порід основній покрівлі, породи, які потрапляють в зони обвалення та просідання розуцільнюються, уражуються тріщинами, поліпшують колекторські властивості та починають виконувати роль накопичувача метану, в якій стікається метан з інших порід та провідника, через який метан вивільнюється в гірничі виробки шахти.

При вивченні газоносності вугленосних відкладів на стадії геологорозвідувальних робіт найбільшу увагу приділяли вугільним пластам, для яких встановлені закономірності зміни газоносності в залежності від ступеню вуглефікації вугілля, глибини залягання, положення зони газового вивітрювання, тощо. Проте, у газовому балансі шахт південно-західної частини Донбасу більш суттєву роль грає метан, який виділяється з вугільно-породних масивів, а саме, з пісковиків. Розподіл метану в пісковиках суттєво залежить від його колекторських властивостей, які, в свою чергу, обумовлені, з одного боку, впливом геологічних чинників, а з іншого, техногенними чинниками, роль яких має важливе значення в розуцільненні порід після виймання вугілля. Один з найпотужніших проектів з утилізації шахтного метану, з загальним реальним обсягом використання 40 – 60 млн. м³ метану на рік був реалізований на шахті ім. О.Ф. Засядька в 2001 - 2012 р.р. (Рис.1.3,1.4).



Рисунок 1.3 – Реалізація проекту з утилізації метану на шахті ім. О.Ф. Засядька [<http://www.igtm.dp.ua/index.php/uk/naukovi-rozrobky/34-uspishnyi-proekt-kompleksnoi-dehazatsii-ta-utyilizatsii-shakhtnoho-hazu-metanu>]



Рисунок 1.4 – Дегазаційна свердловина на полі шахти ім.О.Ф. Засядька [<http://www.igtm.dp.ua/index.php/uk/naukovi-rozrobky/34-uspishnyi-proekt-kompleksnoi-dehazatsii-ta-utyilizatsii-shakhtnoho-hazu-metanu>]

Відсутність визначених закономірностей зміни колекторських властивостей пісковиків під дією техногенних чинників, до яких насамперед відносяться

умови розробки, кріплення виробленого простору, глибини залягання, стримують робити щодо визначення перспективних ділянок та товщ пісковиків для попередньої дегазації і видобутку метану. Опосередковано, про покращення колекторських властивостей порід, зокрема пісковиків, під дією техногенних чинників, можуть свідчити значення абсолютної метановості. Тому, задача вивчення впливу техногенних чинників на збільшення газовиділення з вугільно-породного масиву після виймання вугілля та встановлення закономірностей зміни метановості гірничих виробок з урахуванням природної газонасності вугілля дозволить більш обґрунтовано планувати роботи з дегазації та промислового вилучення метану з відпрацьованого вугільно-породних масивів шахт південно-західної частини Донбасу.

Розглядаючи шахтний метан в якості нетрадиційного джерела вуглеводневої сировини, в роботі [2] наголошуються наступні важливі критерії, які визначають успішність розробки метанових покладів. Це, насамперед, дебіт і термін роботи продуктивної експлуатації свердловини; низькі капітальні експлуатаційні витрати; наявність надійного і конкурентоздатного ринку для збуту видобутого газу; обсяги видобутку.

Вдосконалення пошукових методик визначення сприятливих умов видобутку шахтного метану можливо на підставі врахування складної взаємодії різноманітних чинників утворення та зміни властивостей геологічного середовища. З огляду на це, великі масиви даних можна коректно інтерпретувати та оцінювати лише системно зіставляючи дані з різноманітних джерел, що сприятиме якісно новому рівневі реалізації інноваційних пошукових методик і покращить, зокрема, прогноз ділянок перспективних для видобутку вуглеводневих газів на діючих шахтах, на відпрацьованих ділянках діючих шахт та на шахтах, що закриваються. У даній роботі вперше зіставлені дані з метановості (абсолютної) гірничих виробок шахти «Капітальна» з даними визначення природної газонасності вугільних пластів, які були отримані на стадії геологічної розвідки цього шахтного поля.

1.1.Висновок

Таким чином, як показує практика промислового видобутку вуглеводневих газів з вугільних басейнів, використання метану вугільних шахт в якості енергетичного палива є економічно вигідним та екологічно доцільним. Проте, відсутність визначених закономірностей зміни колекторських властивостей пісковиків під дією техногенних чинників, до яких насамперед відносяться умови розробки, кріплення виробленого простору, глибини залягання, стримують робити щодо визначення перспективних ділянок для попередньої дегазації і видобутку метану. Опосередковано, про покращення колекторських властивостей порід під дією техногенних чинників можуть свідчити значення абсолютної метановості гірничих виробок шахти, які, з урахуванням природної газоносності вугілля дозволять більш обґрунтовано планувати роботи з дегазації та промислового вилучення метану. Для умов відпрацювання вугільно-породних масивів шахт південно-західної частини Донбасу, це дозволить прогнозувати імовірні обсяги надходження метану в гірничі виробки та оцінювати перспективність його вилучення.

ГРФ, ГІРРК, 2020

2. КОРОТКА ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА ДОСЛІДЖЕННЯ

Донецький кам'яновугільний басейн відноситься до Доно-Дніпровського прогину протерозойського закладення, розташованого між двома брилами Руської платформи - Українським кристалічним щитом (УКЩ) та Воронежським кристалічним масивом (ВКМ). Потужна товща порід кам'яновугільного періоду в межах басейну має чітку закономірність збільшення товщини із заходу на схід і від периферії до центру. Зонам найбільших потужностей відкладів карбону відповідають великі лінійні складки, які в плані розташовуються, як правило, паралельно ізопакітам. Співвідношення величини накопичених потужностей порід Донецького басейну зі зміною складчастої структури басейну свідчить про те, що протягом кам'яновугільного часу на території Донецького прогину існували різні геотектонічні умови і режими: субплатформний, перехідний і субгеосінклінальний.

У межах південно-західної частини басейну виділені геолого-промислові райони, в яких геологічні комплекси найбільш рельєфно характеризують різні режими накопичення осадків та процеси формування вугленосних товщ. Так, наприклад, для умов Червоноармійського геолого-промислового району характерні субплатформні умови, для Донецько-Макіївського - перехідні, а для Центрального - субгеосінклінальні. Ці райони розташовані в напрямку від периферії басейну (Червоноармійський район) до його центральної частини (Центральний район). Проміжне становище займає Донецько-Макіївський район.

Загальна потужність кам'яновугільних відкладень в приплатформних частинах басейну не перевищує 2 - 3 км. У зоні прогину вона поступово зростає до 18 км в напрямку з північного заходу на південний схід і від

прибортових до центральної частини басейну. У західних окраїнних частинах Донецького прогину - великих Бахмутській та Кальміус-Торецькій улоговинах - на глибоко занурених осадках карбону залягає потужна (1200 - 1500 м) товща пермських відкладень. На значній площі складчастого Донбасу (64%) відкладення карбону виходять безпосередньо на денну поверхню або під малопотужний покрив четвертинних утворень. На решті площі басейну вони перекриті осадами тріасу, юри, крейди, частково, на околицях басейну і річкових терасах, палеогеновими та неогеновими утвореннями (Рис. 2.1).

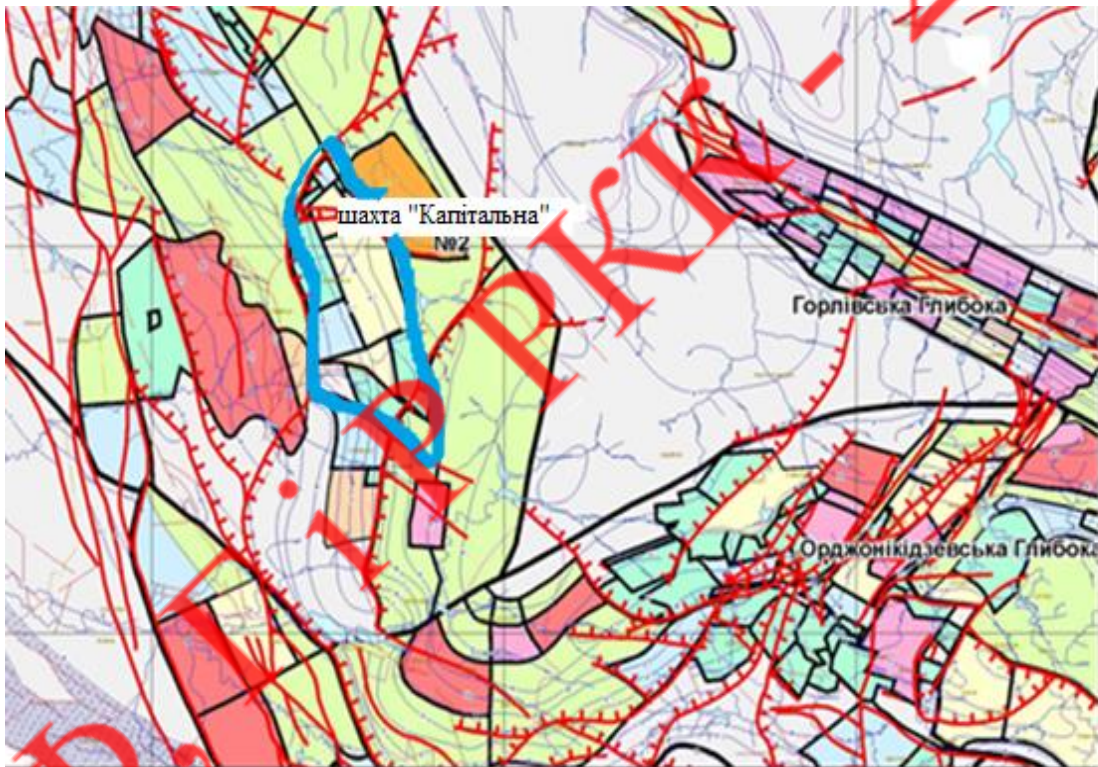


Рисунок 2.1 – Схематична геологічна карта південно-західній частині Донецького басейну з розташуванням шахти «Капітальна»[<https://www.google.com/maps/search/>]

Стратиграфічний розріз відкладень карбону в басейні представлений осадками всіх трьох відділів, які безперервно перешаровуються. Середньо-верхньо-карбонове вугілля представлено кам'яним вугіллям та антрацитами. Безперервне підвищення стадій метаморфізму прослідковується за

наступними закономірностями: від стратиграфічно більш високих горизонтів до низьких (правило Хільта); паралельно збільшенню потужності карбонівих відкладень, які залягають над пластом, а також з північного заходу на південний схід і від периферії басейну до його центру; зі збільшенням сучасної глибини залягання пласта.

Запаси вугілля басейну, які розвідані до глибини 1200 - 1500 м (на окремих площах до 1800 м), складають 57,5 млрд. т., попередньо оцінені 18 млрд. т. Найбільшого поширення в басейні має газове вугілля (Г), поклади якого складають близько 36% від загальних розвіданих запасів басейну.

Червоноармійський геолого-промисловий район розташований в південно-західній частині Донбасу, витягнутий в північно-західному напрямку на 100 км по простяганню при ширині смуги вугленосних відкладень 18-20 км. Площа його становить близько 1900 км² (див. Мал.5).

Тектонічна будова району визначається положенням його в межах великої монокліналі південно-західного крила Кальмнус-Торецької улоговини. Основне простягання порід північно-західне, в південній частині району спостерігається невеликий плавний дугоподібний вигин, в зв'язку з чим простягання їх тут має меридіональний напрямок. Напрямок падіння порід відповідно змінюється від східного на півдні до північно-східного в центральній і північній частинах району. Падіння порід полого, кути падіння зазвичай від 3-4° до 12-15°, поблизу порушення - до 30-45°. Монокліналь Червоноармійського району відноситься до найбільш спокійних структурних елементів Донбасу. Додаткові складки другого порядку отримали тут незначний розвиток. За даними, наведеними у роботі [5], ресурси вуглеводневих газів у вугленосній товщі Червоноармійського району складають 111,6 млрд. м³, в тому числі на полях шахт – 18,5 млрд. м³.

Поле шахти «Капітальна» розташоване в центральній частині Червоноармійського геолого-промислового району Донбасу і входить до

складу Покровського адміністративного району Донецької області України. В тектонічному відношенні поле шахти «Капітальна» приурочено до південно-західного крила Кальміус-Торецької улоговини Донецького кам'яновугільного басейну і розташоване в межах великого блоку між Центральним та Селидівським насувами, які є одними з найбільших тектонічних порушень Червоноармійського вугленосного району. Залягання кам'яновугільних порід на полі шахти, як і в районі в цілому, моноклінальне, з падінням на схід і північний схід під кутами $10 - 15^{\circ}$. Деяке збільшення кутів спостерігається тільки поблизу тектонічних порушень. Простягання порід змінюється від північного до північно-західного з азимутами $320^{\circ} - 350^{\circ}$.

Кам'яновугільні відкладення на площі шахтного поля представлені свитами C_3^2 , C_3^1 , C_2^7 , C_2^6 , C_2^5 верхнього та середнього карбону, а промислова вугленосність пов'язана з відкладеннями світ C_2^7 , C_2^6 і C_2^5 середнього карбону.

Згідно до відомостей, наведених в роботі [7], до основних робочих вугільних пластів, що розробляються на шахті «Капітальна», відносяться: k_8 , l_1 , l_3 , l_7 , які представлені вугіллям марок Г, ГЖ, Ж. Геологічна товщина пластів змінюється від 0,9 до 1,76 м, зольність вугільних пачок складає від 4,7 до 9,4 %, вологість вугілля від 1,9 до 3,2 %, газоносність – 12,8 – 15 м³ метану на тону сухий беззольній маси (м³/т.с.б.м.). Геотермічний градієнт вугленосній товщі у межах шахтного поля рівний $2,5^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, градієнт тиску – 5 – 12 МПа /1000 м. У розрізі кам'яновугільних відкладень пісковики складають 25 %, алевроліти та аргіліти – 70 %, тиск газу у вміщуючи породах змінюється від 5 до 12 МПа, пористість пісковиків - від 6 до 12 %, а їх проникність від 0,08 до 0,4 мД (від $8 \cdot 10^{-17}$ до $4 \cdot 10^{-16}$ м²). Ресурси метану кам'яновугільних відкладень у межах шахти «Капітальна» складають: у вугільних пластах – 4,0 млрд. м³, у пластах супутниках – 0,9 млрд. м³, у пісковиках – 22,3 млрд. м³.

2.1.Висновок

У цілому для Червоноармійського геолого-промислового району Донбасу проявляється закономірність, яка полягає в тому, що переважна більшість мало амплітудних розривів пов'язана з велико амплітудними насувами (поперечними) безпосередньо або з перерозподілом палеонапружень, здійснених цим розривом. Саме тому для шахтних полів, розташованих у безпосередній близькості від цих насувів, притаманні аномально високі значення інтенсивності мало амплітудної розривної порушеності вугільних пластів.

ГРФ, ГіРРКК-2020

3. МЕТОДИ ОПРОБУВАННЯ ТА ВИВЧЕННЯ ГАЗОНОСНОСТІ ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ

Порядок та нормативи опробування та вивчення газонасності вугільних родовищ детально викладені в «Інструкції ...» [16]. Відповідно до цієї «Інструкції ...» всі методи опробування вугільних пластів та гірських порід діляться на прямі та непрямі. До прямих належать два методи: вивчення якісного складу газу та прямого визначення природної газонасності вугільних пластів та порід, що їх вміщують.

Методи вивчення якісного складу газу полягає в тому, що пробу вугілля або породи, відібрану після підйому керну на поверхню колонковим снарядом, розміщують у герметичну ємкість, яку разом з пробкою відправляють з пробкою відправляють у лабораторію для вилучення та аналізу газу. Проба може бути відібрана в гірничих виробках шахти чи кар'єру і також розміщена у герметичній ємкості для подальшого визначення складу газу. Застосовується при встановленні глибини зони газового вивітрювання та у верхній частині зони метанових газів, де головним завданням є оцінка якісного складу газу. В зоні метанових газів за цим методом не можна достовірно оцінити газонасність, оскільки не забезпечуються герметичність і збереження всього обсягу газу, що знаходиться в пробі під тиском.

Метод прямого визначення природної газонасності вугільних пластів та порід, що вміщують ґрунтується на застосуванні спеціальних снарядів – керногазонабірників різних конструкцій (КГН, ГКМ, КГ, КА), які дозволяють відбирати вуглеазові або породно-газові проби в свердловинах у процесі буріння свердловини. При цьому зберігається природне співвідношення в системі «вугілля – газ» або «порода – газ», що дає можливість визначати склад та вміст газу в пробі. Керн, що потрапляє до керногазонабірника, ізолюється від зовнішнього середовища за допомогою системи клапанів

безпосередньо після його відбору з вибоєм свердловини та в такому ізолюваному стані піднімається на поверхню. Після підйому на поверхню, керногазонабірник відвозять до лабораторії для дегазації та аналізу газу якнайскоріше, але не пізніше 5 діб з дня відбору проби. Конструкція керногазонабірника вибирається залежно від міцності вугільного або породного пласта, його потужність, швидкості газовіддачі, стану свердловини (наявності в свердловині промивальної рідини або при повному поглинанні бурового розчину) й інших геологічних умов.

Методи непрямого визначення природного газонасності вугленосних відкладів ґрунтуються на оцінці природного газонасності вугленосних відкладів за показниками, визначеними у натурних та лабораторних умовах.

Природна метанонасність пласта вугілля або пісковиків встановлюється за значеннями газоемності, отриманими лабораторним шляхом на зразках вугілля чи пісковиків, для умов пластового тиску газу і температури, замірених у свердловині, на горизонтах відбору проб. Для вугілля досліджується загальна газоемність, яка включає:

- сорбційну складову газоемності вугілля, визначену в лабораторії, за умов дотримання природної температури та тиску газу;
- пористу складову газоемності за умов природної температури та тиску газу.

Для визначення природної метанонасності пісковиків в лабораторних умовах оцінюють відкриту пористість та вологість, за значеннями яких розраховують ефективну пористість. Для визначення вологості зразки відбираються із середини керна та парафінуються або розміщуються у заздалегідь приготовані та зважені бюкси – спеціальні стаканчики, які герметично закриваються та використовуються для лабораторних досліджень

і зберігання проб, керну, ґрунтів. У шахтних умовах проби розміщення в бюкси відразу після відбору безпосередньо в гірничих виробках.

Тиск газу в досліджуваному пласті вугілля або пісковика вимірюється в геологорозвідувальній свердловині за природних умов глибинним манометром, який опускається в свердловину в компонуванні з бурильними трубами на глибину випробуваного пласта. Для виключення впливу тиску стовпа бурового розчину при замірах тиску газу в пласті використання пакер – пристосування на бурових трубах, яке ізолює пласт від розміщення вище у затрубній частині свердловини, бурової рідини. У вугільній геології використовується випробувач пластів типу КИИ-65 або іншого, придатного для цієї конструкції свердловини, типу.

Тиск газу у вуглепородному масиві може бути вимірний у свердловинах, пробурених з гірничих виробок. У цих випадках використовується герметизатори пластів, які дозволяють ізолювати вимірювальну камеру, яка безпосередньо пов'язана з досліджуваним пластом від іншої частини свердловини.

До непрямих методів належать «Комплексний метод МГРІ», який базується на результатах безперервного каротажу промивної рідини, що виходять із свердловини під час буріння. Підвищене газовиділення спостерігається в цьому випадках при перетині пластів вугілля.

Низька газопроникність вугілля перешкоджає проникненню промивної рідини в пласт і виключає можливість ізоляції метану в ньому, а метан, який десорбується з вугілля, безперешкодно надходить у промивальну рідину та виноситься нею на поверхню, де уловлюється приймальною пасткою газокаротажної станції. Існують певні труднощі уловлювання метану при перебуванні пісковиків. Це пов'язано з тим, що метаносність вугільних пластів. Деякі збільшення показників газового каротажу спостерігається при перетині пористих пісковиків, насичених водою з розчиненим газом. Вода,

що заповнює пори, перешкоджає при бурінні проникненню в пісковик промивальної рідини, і газ з розбуреної породи виноситься на поверхню з водою, з якої виділяється у міру підйому по стовбуру свердловини. Методи застосовується для визначення вмісту газу вугленосних відкладів, виділення локальних скупчень газу та тріщинуватих зон, а також вивчення якісного складу газів.

Під час замірів показників газоносності вугілля та порід, компонентного складу газу, лінійних та вагових вимірювань керну, приймаються норми точності, запропоновані в стандарті. Лінійні вимірювання керна виконуються з точністю до 1 см, вагові виміри – з точністю до 1 г. Процентний вміст компонентів газу з проб рудного повітря, відібраного з гірничих виробок, які проведені по вугільних пластах, розраховуються з точністю до 0,01%. Процентний вміст компонентів газу з породних проб та проб рудникового повітря, відібраного з гірничих виробок, які проведені у породах, розраховуються з точністю до 0,0001%. Газоносність вугільних пластів обчислюють з точністю до 0,01 см³/г сухої беззольної маси, а газоносність порід – з точністю до 0,001 см³/см³ породи.

У гірничих виробках вугільних шахт застосовується газова зйомка, що дозволяє встановлювати газовий баланс виїмкової ділянки за джерелами газовиділення. Можливо також вирішення зворотної задачі: знаючи газоносність вугільного пласта, літологічний склад та колекторські властивості порід, що його вміщують, а також основні закономірності зміни газодинамічних характеристик порід, можна розраховувати кількісні та якісні характеристики газовиділення в гірничі виробки виїмкової ділянки за основними джерелами.

3.1.Висновок

При виконанні роботи були використані дані, які викладені у роботах: «Газоносність і ресурси метану вугільних басейнів України / А.В. Анциферов та ін./УкрНДМІ НАН України – Донецьк: 2009. т. 1. – ст. 456.», а також – «Метан вугільних родовищ України: виробничий і інвестиційний потенціал шахт Донбасу. пер. з англ. Д.Р. Триплет і ін. Логос, 2000. – ст. 132.». В свою чергу, ці дані були отримані авторами з дотриманням вимог нормативних документів: «Інструкція по визначенню і прогнозом газоносності вугільних пластів і вміщуючих порід при геогорозвідувальних роботах. – Москва: Недра, 1977.-ст. 96.», «Правила безпеки у вугільних шахтах / Нормативно-правовий акт з охорони праці: НПАОП 10.0-1.01-05 Затв. наказом Держнаглядохоронпраці України. – К.: Відлуння, 2005. – ст. 399.» та «Керівництво з проектування вентиляції вугільних шахт. – К.: Основа, 1994. – 312 с.».

ГРФ, ГІРВК

4. ОЦІНКА РОЗПОДІЛУ МЕТАНУ У ВУГІЛЬНО-ПОРОДНОМУ МАСИВІ ЗА ДАНИМИ З МЕТАНОВОСТІ ВИЇМКОВИХ ДІЛЬНИЦЬ

Видобуток вугілля на газових шахтах, протягом усього часу їх експлуатації і навіть після закінчення ведення очисних робіт, супроводжується виділенням метану в гірничі виробки. Джерелами надходження метану в шахті є: розроблюваний вугільний пласт (як зруйноване вугілля, так і його відслонені поверхні на стінках гірничих виробок), підроблений та надроблений вугільно-породний масив (пласти-супутники та вміщуючі породи в покрівлі та підшві робочого пласта), вироблений простір відпрацьованих лав. В процесі видобутку, значна частина метану надходить у лаву, тому, в працюючій шахті, основними об'єктами, в межах яких проводиться більшість передбачених нормативними документами контрольних замірів метановиділення, є виїмкові дільниці (лави).

До небезпечних за газом відносяться шахти, в яких хоча б в одній виробці виявлено метан. Одним з показників, що характеризують систему "шахта-метан" є відносна метановість шахти - кількість метану в m^3 , що виділяється при видобутку 1 тони вугілля. У залежності від масштабу узагальнення в часі, в розрахунках може використовуватися середньодобовий, середньомісячний або середньорічний видобуток вугілля, а величина відносної метановості може служити характеристикою лави, виїмкової дільниці, крила або всієї шахти. Показник відносної метановості, узагальнений для шахти, є кількісним критерієм поділу шахт на категорії безпеки за метаном згідно до Правил безпеки у вугільних шахтах (головного Нормативного документу з охорони праці для вугільних шахт).

Метановість виробок встановлюється на основі газоповітряних зйомок, що визначають кількість метану, що виділяється з вугільно-породного масиву та з вироблених просторів у виробки вугільних шахт.

Основна мета контролю метановиділення в гірничі виробки - забезпечення безпечних умов праці шахтарів. Виходячи з цієї мети нормативними документами були встановлені допустимі концентрації метану у вентиляційних потоках повітря в гірничих виробках шахти, викладені способи, схеми, технічні засоби та технологічні рішення з управління процесами вентиляції та дегазації, визначені показники, що характеризують систему «шахта - метан», запропоновані їх кількісні значення, що дозволяє встановлювати категорію шахти за метаном і виконувати прогнозу оцінку метановості гірничих виробок вугільних шахт.

За час проведення експлуатаційних робіт накопичується значний масив даних з метановості видобувних ділянок і лав, який можна представити у вигляді об'ємної моделі, що ілюструє зміну характеру метановиділення на шахті в часі та в просторі. Аналіз таких моделей є корисним як з позицій більш обгрунтованого та наочного прогнозу газової обстановки в шахті, так і з позицій оцінки впливу різних чинників на її зміну. Крім того, він може бути використаний при прогнозуванні місць, сприятливих для скупчення газу на відпрацьованих ділянках діючої або закритої шахти та при оцінці запасів метану в межах цих ділянок. В основі аналізу має бути закладений облік трендових змін метановиділення, які можна передбачати та враховувати задля більш детального вивчення і встановлювання впливу локальних чинників.

На характер метановиділення в гірничі виробки впливає ціла нізка гірничотехнічних та геологічних умов і чинників. До показників гірничотехнічних умов відносяться глибина залягання, питомий обсяг видобутку вугілля, прилеглі об'єми виробленого простору і деякі інші чинники. До геологічних умов і чинників - метаморфізм вугілля і катагенез порід, що визначають їх газоносність та колекторські властивості, тектонічні

умови залягання, літологічний склад вміщуючих порід та інші. Гірничотехнічні показники можуть змінюватися штучно, наприклад пласт може розроблятися на різних глибинах, з різним навантаженням на вибій, в межах різних блоків шахти, тому вони мають враховуватися при узагальненні даних з метановиділення на ділянках.

Базовим показником, що характеризує газову ситуацію в гірничих виробках шахт, у тому числі тих, що закриваються, є абсолютна метановість – кількість метану (у м³), яка виділяється в одиницю часу (протягом 1 хвилини). У залежності від масштабу просторового осереднення даних, цей показник розраховується для лав, виїмкових дільниць, крил або шахт. Абсолютна метановість лав одного шахтопласта збільшуються з ростом видобутку вугілля (навантаженням на вибій), рис. 1, що обумовлено збільшенням кількості метану, який виділяється з витягнутого вугілля при одних і тих же значеннях газоносності вугільного пласта, а також зростанням площі підробленого і надробленого вугільно-породного масиву, залученого в процес метановиділення.

На зростання метановиділення впливає збільшення глибини розробки вугільної шахти, тому що з глибиною зростає потенціал джерел метану - газоносність вугілля і порід, обсяг виробленого простору, різниця між тиском метану у вугільно-породному масиві та в гірничих виробках шахти, що відбивається на зміні значень абсолютної метановості лав одного шахтопласта, який розроблюється на різних глибинах, рис. 4.1

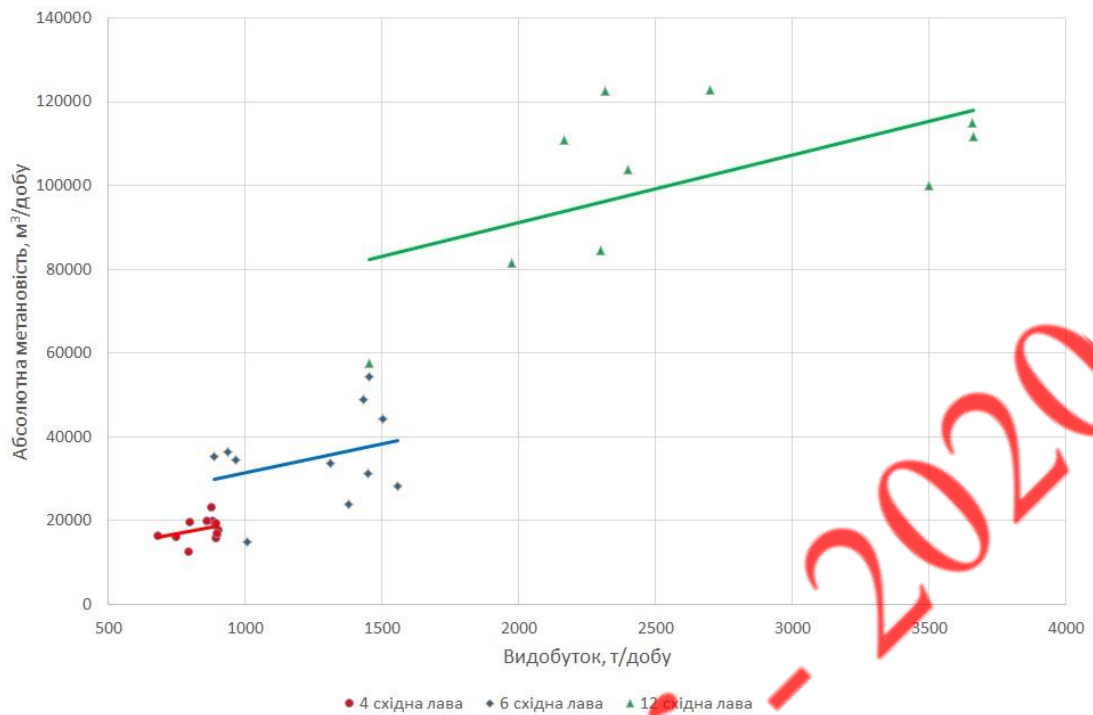


Рисунок 4.1 – Зв'язок абсолютної метановості з видобутком вугілля у 4-, 6-, 12- східних лавах пласта I_1 на шахті ім. О.Ф. Засядька (з фіксованими глибинами, відповідно 725-755 м, 780-820 м та 1060-1100 м)

[<https://houseand.ru/tool/the-design-operation-principle-and-purpose-of-the-rocking-machine-oil-rocking-chair/>]

Обсяг метану, який може виділятися в лаву з відбитого вугілля, розраховується як різниця між його природною та залишковою газонасністю. У свою чергу залишкова газонасність вугілля залежить від виходу летких речовин (ступеня метаморфізму). Для розрахунків використовуються табличні дані з залишкової газонасності, наведені в «Керівництві з проєктування вентиляції шахт» [9].

Значна частина метану надходить у лаву з подріблюваного вугільно-породного масиву. Під час ведення очисних та підготовчих робіт в шахті, вилучається і переміщується величезна маса вугілля та порід. При цьому провокуються геодинамічні процеси, що охоплюють всю товщу вищерозміщених гірських порід, іноді досягаючи земної поверхні і утворюючи мульду зсування (опускання земної поверхні), площа якої завжди більше площі виїмки вугільного пласта або породи. У міру збільшення площі

виробленого простору, в породах покрівлі розроблюваного пласта відбувається формування зон, сприятливих для фільтрації флюїдів. Після виїмки вугілля відбувається обвалення помилкової покрівлі, шари безпосередньої покрівлі прогинаються, розшаровуються, в них виникають січні тріщини, що призводять до утворення блоків, які також обвалюються, заповнюючи вироблений простір розпушеною породою, яка створює підпір вищерозміщеної основної покрівлі. Основна покрівля опускається, в ній формуються тріщини розшарування та окремі січні тріщини, переважно в нижній частині основної покрівлі. Над породами основної покрівлі формується зона розуцільнення, з окремими тріщинами розшарування.

Процеси зрушення гірських порід призводять до перерозподілу напружень в масиві. У зонах опорного тиску породи ущільнюються, а в зонах обвалення розпушуються. Обвалення, або «посадки» основної покрівлі підсилюють метановиділення в лаву.

Облік метановиділення в лавах, або на видобувних ділянках без тренда впливу видобутку можна було б проводити за значеннями відносної метановості. Проте, аналіз зміни цих значень, отриманих для одного шахтопласта, показує, що із зростанням обсягів видобутку вугілля відносна метановість лав знижується, рис. 4.2.

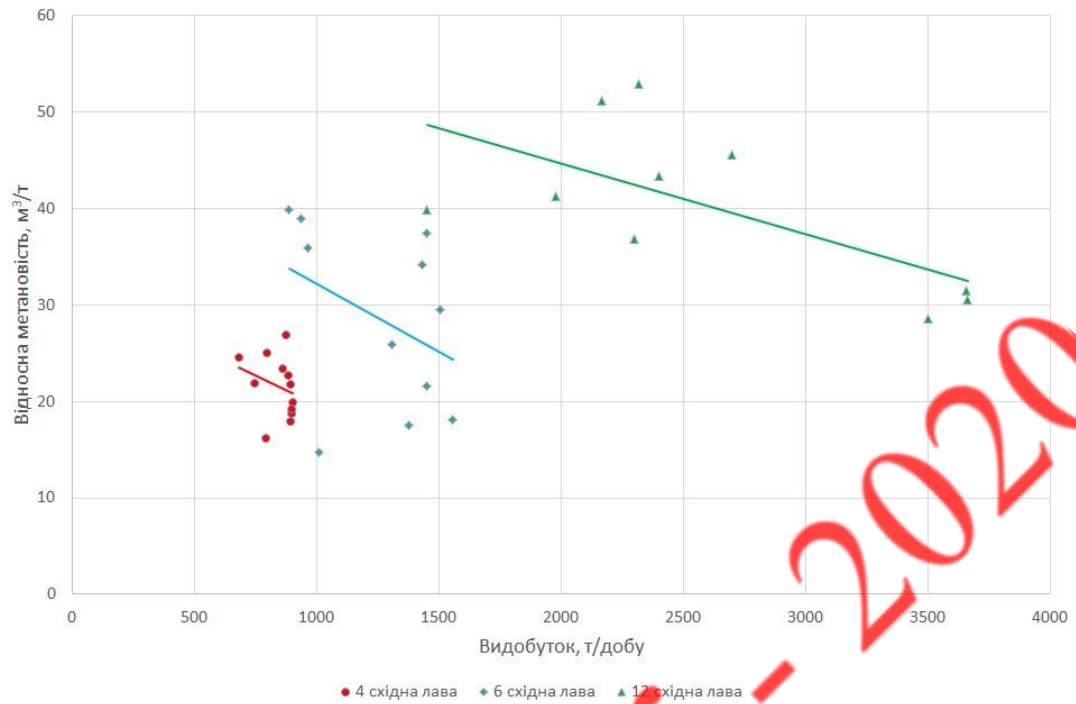


Рис. 4.2. Зв'язок відносної метановості з видобутком вугілля у 4-, 6-, 12-східних лавах пласта I_1 на шахті ім. О.Ф. Засядька за тими ж даними, що на рис. 4.1. [<http://www.igtm.dp.ua/index.php/uk/naukovi-rozrobky/34-uspishnyi-proekt-kompleksnoi-dehazatsii-ta-utylizatsii-shakhtnoho-hazu-metanu>]

Як вже зазначалося вище, відносна метановість виїмкової ділянки визначається як відношення обсягу метану, який виділився в гірничі виробки лави до маси видобутого за цій самий час вугілля. Однак, метан виділяється не тільки з відбитого вугілля, а й з інших джерел, тому метановиділення продовжується навіть без проведення очисних робіт. На рис. 4.3. схематично показано, як змінюється абсолютна метановість зі збільшенням обсягів видобутого вугілля (пряма АВ).

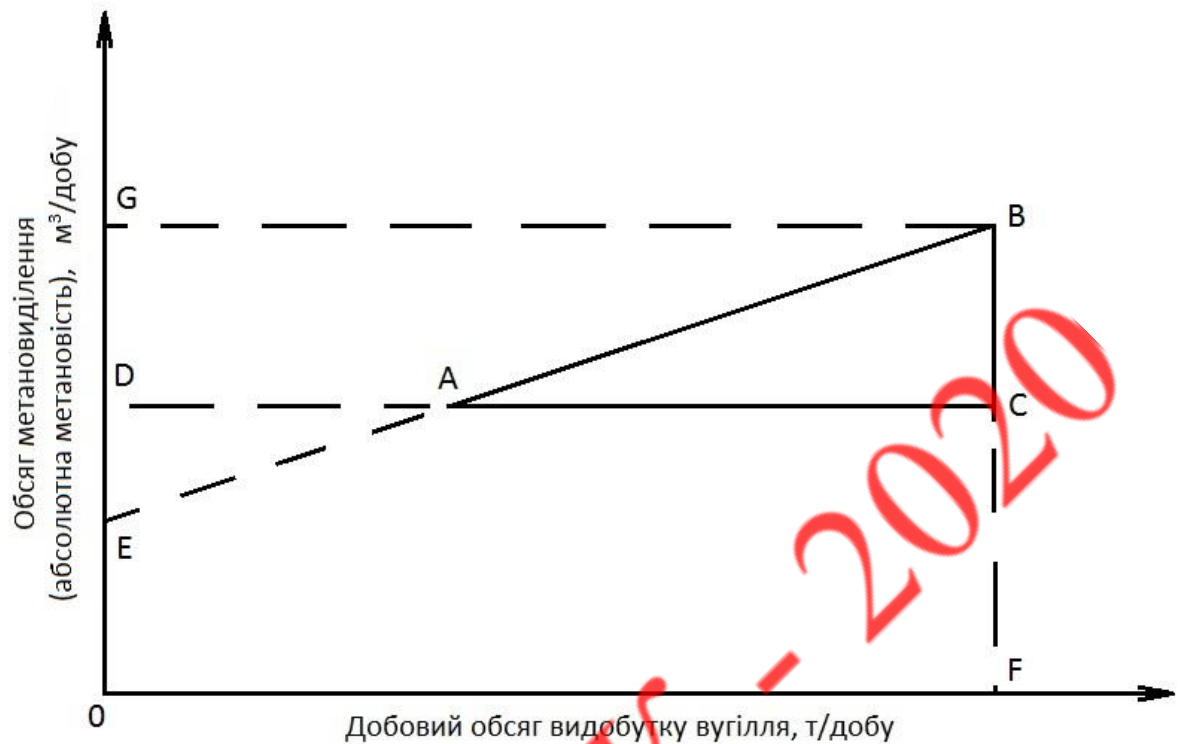


Рис. 4.3. Схематичний (узагальнений) графік залежності абсолютної метановості виїмкової дільниці від обсягу видобутку вугілля
[\[http://www.igtm.dp.ua/index.php/uk/naukovi-rozrobky/34-uspishnyi-proekt-kompleksnoi-dehazatsii-ta-utyilizatsii-shakhtnoho-hazu-metanu\]](http://www.igtm.dp.ua/index.php/uk/naukovi-rozrobky/34-uspishnyi-proekt-kompleksnoi-dehazatsii-ta-utyilizatsii-shakhtnoho-hazu-metanu)

За цим малюнком відносна метановість в точці В визначається як відношення BF до OF , або як відношення основи трапеції ($OEBF$) BF до її висоти OF . У точці А відносна метановість відповідатиме відношенню OD до AD , а в точці Е, коли видобуток вугілля дорівнює нулю, буде прагнути до нескінченно великої величини, так як $OE / 0 \rightarrow \infty$. У той же час, метан, хоча і в невеликих кількостях, продовжує виділятися в гірничі виробки навіть за відсутності на шахті робіт з видобутку вугілля, про що свідчить не тільки теоретичне положення точки Е на схемі (див. Рис. 4.3), але і графіки, побудовані за фактичними даними (див. Рис.4.1, 4.2).

На цих же графіках видно, що зі збільшенням видобутку вугілля на 1 тону в 4 -, 6 - і 12 - східних лавах пласта l_1 на шахті ім. О.Ф. Засядька, виділення метану збільшується в цих лавах відповідно на 12,3, 13,5 та 24,5 m^3 , відповідно. Отже, якщо кореляційний зв'язок між абсолютною

метановістю (M_{abs}), яка відповідає метановиділенню за певний період часу та кількістю вугілля (G), що видобувається за цей же час, представлена у вигляді рівняння лінійної залежності, яка має загальний вигляд

$$y = ax + b \quad (4.1)$$

а у даному випадку

$$M_{abs} = aG + b \quad (4.2)$$

то значення коефіцієнту « a » буде відображати питому метановість, тобто метановиділення, яке припадає на одиницю часу видобутку 1 т вугілля, а вільний член рівняння « b » за своєю фізичною сутністю – статичну метановість, яка буде спостерігатися в гірничих виробках шахти навіть за відсутності видобувних робіт. Ці параметри (їх можна назвати питома метановість Q_n та статична метановість Q_{cm}), що характеризують інтенсивність виділення метану кожної конкретної виїмкової ділянки, можуть бути запропоновані як нові показники, які слугуватимуть основою для поточного аналізу та прогнозу метановиділення в гірничі виробки.

Такий підхід ґрунтується на статистичній обробці фактичних даних з конкретного, обраного для досліджень об'єкту (лави, виїмкової ділянки, крила, горизонту або шахти в цілому). Абсолютна метановість прямопропорційна, а відносна метановість зворотнопропорційна обсягу видобутку вугілля в очисних виробках. Для поточного аналізу та подальшого прогнозу метановиділення в лавах вуглевидобувних шахт запропоновані нові показники: Q_{cm} – статичної метановості (характеризує обсяги виділення метану за відсутності видобутку вугілля) та Q_n – питомої метановості (характеризує інтенсивність виділення метану за одиницю часу видобутку 1 т вугілля).

4.1.Висновок

Оцінка питомої та статичної метановості виїмкових діляниць шахт, небезпечних за газом, доцільна при отриманні надійних статистичних залежностей і може бути корисна при вивченні впливу як геологічних, так і деяких гірничотехнічних чинників (наприклад, управління покрівлею, спосіб кріплення підготовчих виробок і т.ін.) на перерозподіл метану у вугільно-породній товщі.

ГРФ, ГіР РКК - 2020

5. РОЗРАХУНОК ПОТОЧНОГО ОБСЯГУ ВИДІЛЕННЯ МЕТАНУ З ВУГІЛЬНО-ПОРОДНОГО МАСИВУ НА ШАХТІ «КАПІТАЛЬНА»

Для здійснення обґрунтованого методичного підходу щодо прогнозування ресурсів метану у підробленому вугільно-породному масиві з метою його залучення до паливно-енергетичного комплексу, зокрема, визначення обсягів та джерел надходження метану в гірничі виробки, досліджувався процес виділення метану на видобувних ділянках (лавах) шахти «Капітальна» шляхом встановлення закономірностей зміни абсолютної метановості.

В роботі досліджуються показники газового чинника роботи очисних гірничих виробок на вугільних пластах I_1 та I_3 шахти «Капітальна». Вугілля пласта I_1 (марки Г, ГЖ) характеризується наступними показниками якості: зольність вугільних пачок складає 7,2 %, експлуатаційна зольність 32,0 %, вологість вугілля – 2,4 %, газоносність 13,5 м³/т.с.б.м. Вугілля пласта I_3 відносяться до марки Г та має наступні значення показників: зольність вугільних пачок - 9,4 %, експлуатаційна зольність 33,1 %, вологість вугілля – 1,9 %, газоносність 15 м³/т.с.б.м. [7].

Для поточного аналізу та подальшого прогнозу метановиділення в лавах вуглевидобувних виробок шахти, поряд з даними з абсолютної метановості, використано запропонований в роботі [8] новий показник - питомої метановості (Q_p), який відображає інтенсивність виділення метану при видобутку 1 т вугілля.

В якості показників обрані сумарні дані за рік, які пораховані за поточними середньодобовими значеннями метановості очисних гірничих виробок (лав), що провадяться по вугільних пластах I_1 (Додаток А), та I_3 (Додаток Б) на шахті «Капітальна» і по яких зібрані дані про відповідні середньодобові обсяги видобутку вугілля. За цими даними побудовані

графіки зміни середньорічних значень абсолютної метановості окремих гірничих виробок (лав) відповідно до обсягів річних видобутків вугілля з пласта l_1 (Рис. 5.1) та з пласта l_3 (Рис. 5.2). В той же час, аналіз взаємозв'язку між обсягом видобутого вугілля та значеннями відносної метановості, які були розраховані по даних, що наведені у таблицях (див. Додаток 1. Табл.1 та Табл.2) показав їх обернено пропорційну залежність, що підтверджує висновки, які були зроблені в роботі [8], про те що відносна метановість не відображає реальну картину процесу метановиділення в очисні виробки і не може бути використана в якості прогностичного показника, тому в даній роботі ці залежності не розглядаються.



Рис. 5.1. Залежність річної емісії метану по окремих гірничих виробках пласта l_1 шахти «Капітальна» від річного видобутку вугілля за 1996 – 2005 роки.

Значення узагальнених по роках видобутків вугілля (тис. т/рік) та обсягів емісії метану (абсолютна метановість, тис. м³/рік) з усіх гірничих виробок пласта l_1 та пласта l_3 шахти «Капітальна» наведені у Таблиці 5.1.

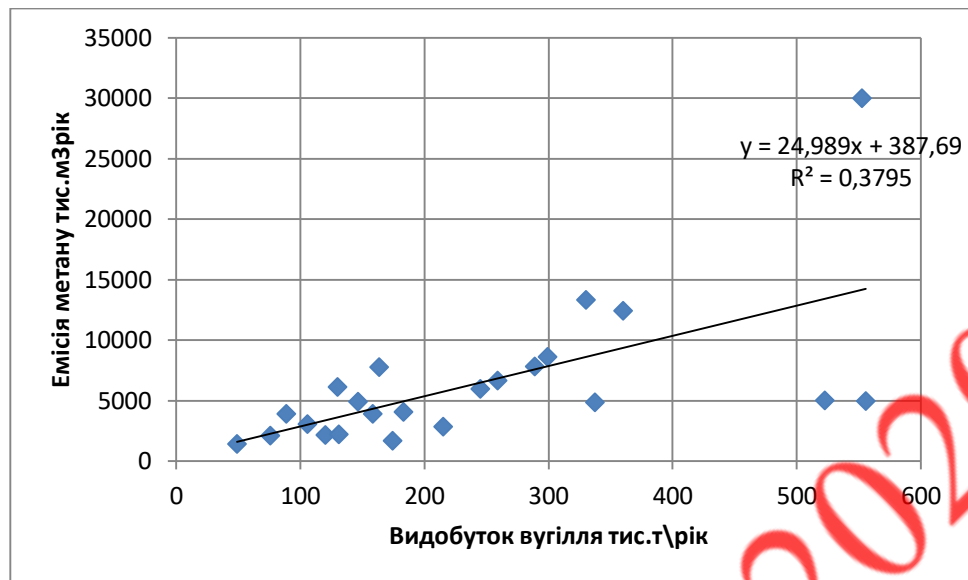


Рис. 5.2. Залежність річної емісії метану по окремих гірничих виробках пласта І₃ шахти «Капітальна» від річного видобутку вугілля за 1996 – 2005 роки.

Таблиця 5.1 – Узагальнені річні дані з абсолютної метановості гірничих виробок та обсягів видобутку вугілля з пластів І₁ та І₃ шахти «Капітальна»

Рік	Пласт І ₁		Пласт І ₃	
	Річний видобуток вугілля, тис. т/рік	Абсолютна метановість тис. м ³ /рік	Річний видобуток вугілля, тис. т/рік	Абсолютна метановість тис. м ³ /рік
1996	416,45	5088	697,2	14169,0
1997	260,2	2659,4	250,1	3806,9
1998	369,6	3384,6	488,4	17227,3
1999	242,8	3648,6	552,6	30022,3
2000	284,2	2903,0	178,7	7563,8
2001	103,4	1714,7	483,6	9811,5
2002	102,5	904,9	806,3	14952,4
2003	135,2	1091,0	1086,4	19641,4
2004	224,8	4274,0	649,0	20309,7
2005	217,9	3831,8	299,3	8642,9

Аналіз зміни абсолютної метановості гірничих виробок шахти за десять років показав, що вона закономірно збільшується із зростанням обсягів видобутку вугілля. Встановлена закономірність збільшення емісії метану є властивою як для лав пласта l_1 (Рис. 5.3), так і для лав пласта l_3 (Рис. 5.4).

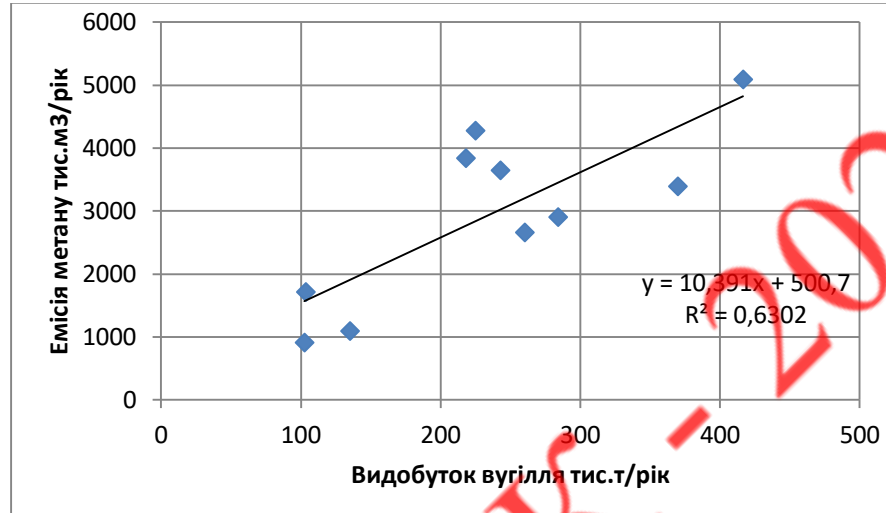


Рис. 5.3. Залежність узагальненої по роках емісії метану з гірничих виробок пласта l_1 шахти «Капітальна» від річного видобутку вугілля за 1996 – 2005 роки.

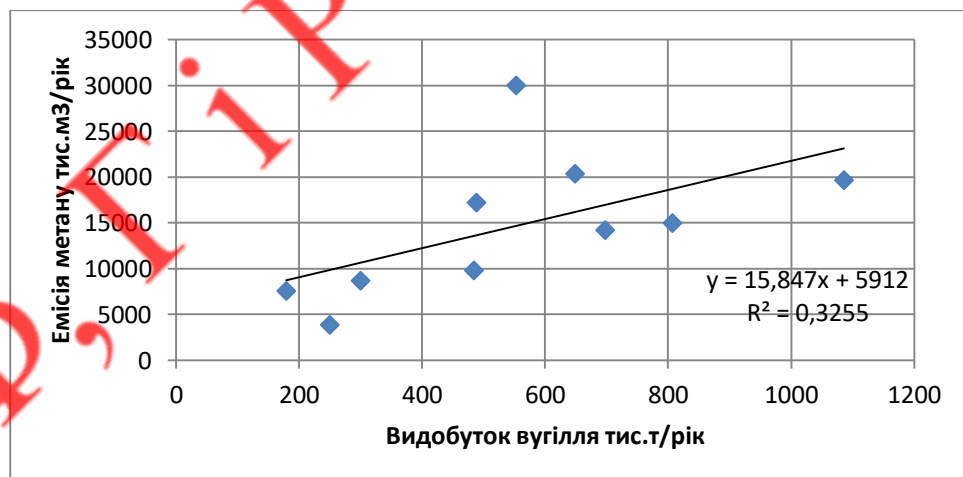


Рис. 5.4. Залежність узагальненої по роках емісії метану з гірничих виробок пласта l_3 шахти «Капітальна» від річного видобутку вугілля за 1996 – 2005 роки.

Значення питомої метановості (Q_p), згідно до приведених на рисунках 5.3 та 5.4 рівнянь, становлять, для лав пласта l_1 - $10,39 \text{ м}^3/\text{т}$ видобутого вугілля, а

для лав пласта l_3 – $15,85 \text{ м}^3/\text{т}$ видобутого вугілля, тобто, при видобутку 1 тони вугілля в лави виділяються певні обсяги метану. На рисунках 5.1 та 5.2, значення питомої метановості складають, відповідно, $9,84$ та $24,99 \text{ м}^3/\text{т}$. Для виробок пласта l_1 вона більш стабільна, а для виробок пласта l_3 – більш мінлива.

Основними джерелами, з яких метан надходить в лаву, є: зруйноване під час видобутку вугілля; вражений тріщинами та розущільнений вугільно-породний масив, що відпрацьований та напрацьований лавою, з якого метан проникає у вироблений простір діючої лави та раніше відпрацьованих лав. Значення питомої метановості відображають сумарний питомий обсяг метану з двох джерел надходження, які безпосередньо контактують з лавою. Це видобуте, а отже зруйноване вугілля, та породи вугільно-породного масиву, які залягають над та під пластом вугілля, що розробляється. Для визначення питомих обсягів метану окремо за джерелами надходжень скористаємось даними природної метаноносності вугільних пластів та деякими показниками якості вугілля, які визначалися на стадії геологічної розвідки родовища. Не вісь метан, який знаходиться у вугіллі та відображається значенням його метаноносності потрапляє у лаву.

По перше, частина метану, так звана залишкова метаноносність, яка ніколи не виділяється з вугілля під час його видобування, а враховується при складанні балансу обсягів надходження метану в гірничі виробки за нормативним документом [9], згідно до якого вона визначається за таблицею, відповідно до виходу летких речовин вугілля. Для вугільних пластів шахти «Капітальна» залишкова метаноносність складає $2 \text{ м}^3/\text{т.с.б.м.}$

По друге, природна та залишкова метаноносність визначаються в одиницях, $\text{м}^3/\text{т.с.б.м.}$, які характеризують горючу масу вугілля, а видобуто вугілля має значно меншу горючу масу, тому при їх застосуванні, обсяги метановиділення потрібно врахувати експлуатаційну зольність та вологість вугілля.

З огляду на вказані зауваження, експлуатаційна емісія метану з вугілля, м³/т видобутого вугілля ($G_{e.v.}$), розраховується за формулою:

$$G_{e.v.} = 0,01 * (G_{п} - G_{з}) * (100 - W^p - A^e), \text{ м}^3/\text{т}; \quad (5.1)$$

де $G_{п}$ – природна метаносність вугілля, м³/т с.б.м.;

$G_{з}$ - Залишкова метаносність вугілля, м³/т с.б.м. за [9] складає 2 м³/т.с.б.м.;

W^p – вологість вугілля, %;

A^e – експлуатаційна зольність видобутого вугілля, %.

В даному рівнянні різниця між природною та залишковою метаносністю ($G_{п} - G_{з}$) відображає емісію метану з горючій маси вугілля. Отримані значення емісії метану, перераховані на масу видобутого вугілля з основних робочих вугільних пластів шахти «Капітальна», наведені у Таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Показники якості вугілля, метаносності та експлуатаційної емісії метану по основних робочих вугільних пластах шахти «Капітальна»

Пласт	Вихід летких речовин V^{daf} , %	Природна метанос- ність вугілля, м ³ /т с.б.м. $G_{п}$	Вологість вугілля, W^p %	Експлуатаційна зольність видобутого вугілля, A^e , %	Експлуатаційна емісія метану з вугілля, $G_{e.v.}$, м ³ /т. видобутого вугілля
I ₁	34,5-38,5	13,5	2,4	32,0	7,54
I ₃	35,7-40,7	15,0	1,9	33,1	8,45
Середнє	34,5-40,7	14,0	2,3	32,0	7,99

Різниця між питомою метановістю лави та експлуатаційною емісією метану з вугілля, яка визначається з урахуванням експлуатаційної зольності,

дозволяє отримати прогнозні значення поточного метановиділення з вугільно-породного масиву. Тобто з 10,39 м³ метану, який виділяється при видобуванні 1 тони вугілля пласта І₁, 7,54 м³ надходить з вугілля, решта, 2,85 м³, з вугільно-породного масиву. Запропонований методичний підхід дозволяє отримати прогнозні дані з поточних обсягів метану за джерелами надходження (Табл. 5.3) та оцінити ступінь їх впливу на газовий баланс шахти.

В роботі [10] вказується, що вільний член у рівнянні залежності емісії метану від обсягів видобутого вугілля є показником статичної метановості шахти, який відображає узагальнене річне надходження метану не пов'язане з видобутком вугілля, тобто він характеризує надходження метану з виробленого простору, яке не пов'язане з поточним видобутком вугілля. Для умов шахти «Капітальна», надходження метану з виробленого простору, згідно до рівнянь, які наведені на рисунках 5.3 та 5.4, може складати близько 0,5 млн. м³ метану на рік. Таким чином, виконані розрахунки свідчать про те, що у простір очисних робіт пласта І₃ надходить приблизно у 1,5 рази більш метану, ніж в лави пласта І₁. Для виробок пласта І₁ надходження метану з вугільно-породного масиву складає 24,5 %, а для пласта І₃, 47 %.

Таблиця 5.3 – Прогнозні показники емісії метану по основних джерелах надходження у гірничі виробки шахти «Капітальна»

Робочий вугільний пласт	Надходження з робочих вугільних пластів м ³ /т (%)	Надходження з вугільно-породного масиву м ³ /т (%)	Загальні обсягі надходження метану в лаву (питома метановість) м ³ /т
І ₁	7,54 (72,5 %)	2,85 (24,5)	10,39
І ₃	8,45 (53 %)	7,4 (47 %)	15,85
Середнє	7,99 (61 %)	5,13 (39 %)	13,12

З метою порівняння питомої метановості гірничих виробок шахти «Капітальна», що визначені для різних проміжок часу, були виконані

розрахунки залежності річної емісії метану від річного видобутку вугілля з пластів l_1 та l_3 на шахті «Капітальна» за 1996 – 2005 роки (Рис.5.2) та залежності річної емісії метану від річного видобутку вугілля з усіх вугільних пластів, що розроблялись на шахті «Капітальна» у 1990 – 1999 роках, дані про які наведені у роботі [7] (Рис.5.3). Незважаючи на те, що в роботі [7] наведені дані, які віддзеркалюють результати роботи шахти по всіх вугільних пластах, значення питомої метановості при цих порівняннях дуже подібні. Так, для умов оцінки видобутку з пластів l_1 та l_3 за 1996 – 2005 роки (Рис.5.5) воно складає $17,22 \text{ м}^3/\text{т}$, а для умов оцінки газового чинника відпрацювання усіх вугільних пластів у 1990 – 1999 роках (Рис.5.6) воно складає $16,85 \text{ м}^3/\text{т}$.

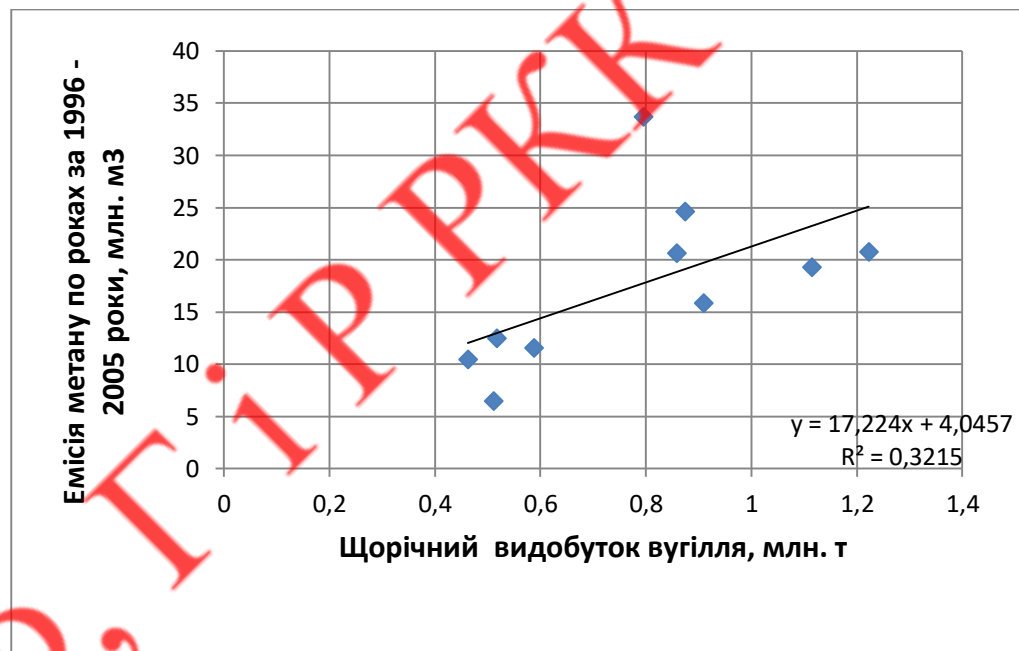


Рис.5.5. Залежність річної емісії метану від річного видобутку вугілля з пластів l_1 та l_3 на шахті «Капітальна» за 1996 – 2005 роки

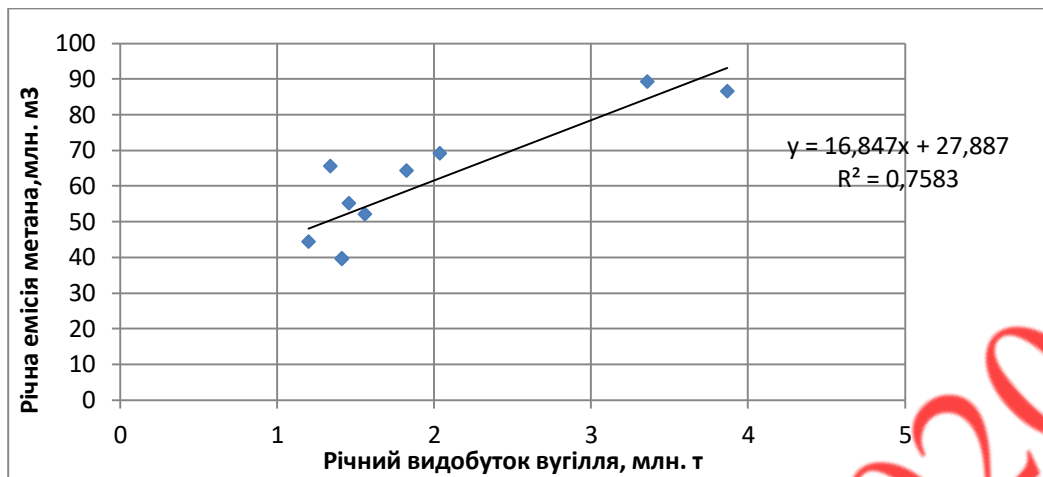


Рис.5.6. Залежність річної емісії метану від річного видобутку вугілля на шахті «Капітальна» за 1990 – 1999 роки

Значення питомої метановості, що отримані в різні часи, відрізняються на 2 %, що свідчить про достатню надійність отриманих результатів, їх достовірність та можливість використання для прогнозу поточних обсягів метановиділення з визначенням джерел надходження метану.

ВИСНОВКИ

В результаті виконання роботи були отримані наступні результати.

Визначені закономірності виділення метану в гірничі виробки шахти «Капітальна», які полягають у залежності емісії метану від обсягів вугілля, що видобувається, при цьому із зростанням обсягів видобутку зростає частина метану, який надходить з вугільно-породного масиву.

Встановлені значення питомої метановості гірничих виробок, які складають для лав, що відпрацьовують вугільний пласт l_1 $10,39 \text{ м}^3/\text{т}$, а для лав пласту l_3 - $15,85 \text{ м}^3/\text{т}$.

Запропоновано методичний підхід визначення та розраховані значення експлуатаційної емісії метану, які віддзеркалюють обсяги надходження метану з зруйнованого під час видобутку вугілля. При видобутку 1 т вугілля з пласта l_1 вивільнюється $7,54 \text{ м}^3$ метану, а з вугілля пласта l_3 - $8,45 \text{ м}^3$ метану. Прогнозований обсяг поточного виділення метану з вугільно-породного масиву, що вміщує вугільний пласт l_1 , при видобутку 1 тони вугілля складає $2,85 \text{ м}^3$ метану, або $24,5 \%$ від загальних обсягів метану, який надходить до лави, а для пласта l_3 - $7,4 \text{ м}^3$ метану, або 47% від загального надходження.

Виконана порівняльна оцінка поточного виділення метану з вугільно-породного масиву на ділянках видобутку вугільних пластів l_1 та l_3 шахти «Капітальна». Встановлено, що у простір очисних робіт пласта l_3 надходить приблизно у 1,5 рази більш метану, ніж в лави пласта l_1 , тому для лав пласта l_3 більш доцільно проводити дегазацію вугільно-породного масиву.

СПИСОК ДЖЕРЕЛ ІНФОРМАЦІЇ

1. Жикаляк М.В. Метан вугільних родовищ у локальній енергетиці Донбасу// Геотехнічна механіка. - Дніпропетровськ: ІГТМ НАН України.- 2002.-Вип.32.-Ст.74-76.
2. Актуальні проблеми нафтогазової геології / Маєвський Б.Й. та ін. Івано-Франківськ, 2014. – 240 с.
3. Лукінов В.В. Геологічні і технічні умови добування метана на вугільних родовища басейна Блэк Воррієр//Геотехнічна механіка. – Дніпропетровськ, 2000. – Вип. 17. – ст. 11-15.
4. Склад, якість, метаморфізм, водо-і метаногенераційний потенціали вугілля Південно-Західного вугленосного і Червоноградського геолого-промислового районів Львівсько-Волинського водо-газовугільного басейну: монографія/ Забігайло В.Ю. та ін. Львів: ЛНУ імені Івана Франка, 2019. – ст. 262.
5. Газоносність і ресурси метана вугільних басейнів України / А.В. Анциферов та ін./УкрНІМІ НАН України – Донецьк: 2009. т. 1. – ст. 456.
6. Прогнозування геодинамічних зон та перспективних площ для видобутку шахтного метану вугільних родовищ Донбасу/І.Д. Багрій та ін. Київ: Інститут геологічних наук НАН України, 2011. – ст. 236.
7. Метан вугільних родовищ України: виробничий і інвестиційний потенціал шахт Донбаса. пер. з англ. Д.Р. Триплет і ін. Логос, 2000. – ст. 132.
8. В.В. Лукінов, К.А. Безручко, О.В. Приходченко. Оцінка розподілу метану у вугільно-породному масиві за даними щодо метановості виїмкових дільниць/ Вуголь України, 2015. – №11. – ст. 16-19.
9. Керівництво з проектування вентиляції вугільних шахт. – К.: Основа, 1994. – 312 с.
10. Лукінов В.В., Чернорай А.М. Прогнозна оцінка статичного метанового потенціалу вугільних шахт / // Вуголь України, 2017.–№5–6. (ст.725 – 726). – ст. 21-25.

11. Методи прогнозу гірничо-геологічних умов розробки вугільних родовищ: навч. посіб. \ В.В.Лукінов, В.Ф.Приходченко, М.В.Жикаляк, О.В. Приходченко; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Дніпро: НГУ, 2016. –ст. 216.

12. Правила безпеки у вугільних шахтах / Нормативно-правовий акт з охорони праці: НПАОП 10.0-1.01-05 Затв. наказом Держнаглядохоронпраці України. – К.: Відлуння, 2005. – ст. 399 .

13. Гірнича енциклопедія. / Гл. ред. Е.А. Козловский та ін.– М.: Сов. Енциклопедія. Т. 3. Кенган – Орт. 1987. – ст. 592.

14. Дегазація вугільних шахт. Вимоги до способів та схеми дегазації. СОУ 10.1.00174088,001-2004: Затв. наказом Мінпаливенерго України 17.11.2004, № 725. – К.: МакНДІ, 2004. – ст. 324.

15. Лукінов В.В., Безручко К.А. Формування проникності гірничих порід під дією техногенного фактора // Вугіль України, 2010. – №6. – ст. 39-42.

16. Інструкція по визначенню і прогнозом газоносності вугільних пластів і вміщуючих порід при геогорозвідувальних роботах. – Москва: Недра, 1977.-ст. 96 .

ДОДАТОК А

Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
			Документація		
1	A4	ТСТ.ОПІМ.20.06.ПЗ	Пояснювальна записка	55	
			Графічні матеріали		Електронний ресурс
			Презентація Microsoft PowerPoint	17	Слайди

ГРФ, ГІР РКК - 2020

ДОДАТОК Б

Середньодобові дані з метановості гірничих виробок пласта I₁ шахти «Капітальна»

Роки та місяці відпрацювання	Найменування лав	Абсолютна відмітка, м	Середньо добовий видобуток вугілля, т	Абсолютна метановість м ³ /добу	Кількість діб відпрацювання
1	2	3	4	5	6
1996 (I - XII)	4 північна лава центрального уклону	-918	821	4766	366
(II – XII)	2 південна лава блок 3		346	9970	335
1997 (I - VIII)	4 північна лава центрального уклону	-918	1071	10944	243
1998 (I - XII)	6 північна лава	-750	642	4406	365
(I – XII)	2 південна лава центрального бремсбергу	-750	371	4867	365
1999 (III - XII)	7 північна лава блок 4	-800	425	5645	306
(I)	6 північна лава блок 4	-700	376	5386	31
(I – XII)	2 південна лава центрального бремсбергу	-750	277	4306	365
2000 (I - XI)	7 північна лава блок 4	-750	466	3773	335
(I – XII)	2 південна лава центрального бремсбергу	-750	350	4478	366

1	2	3	4	5	6
2001 (I)	7 північна лава блок 4	-670	280	3614	31
(II – XII)	південна лава, блок 4	-750	228	2750	334
(I – IV)	2 південна лава центрального бремсбергу	-750	154	5702	120
2002 (I - X)	південна лава, блок 4	-730	293	2491	304
(XI – XII)	2 південна центрального бремсбергу	-750	220	2419	61
2003 (I)	південна лава, блок 4	-690	556	1872	31
(I – X)	2 південна лава центрального бремсбергу	-750	388	3398	304
2004 (I - XI)	Південна лава корінного центрального уклону горизонт 1136м	-960	671	12758	335
2005 (I - XII)	Південна лава корінного центрального уклону горизонт 1136м	-960	597	10498	365

ДОДАТОК В

Середньодобові дані з метановості гірничих виробок пласта І₃ шахти «Капітальна»

Роки та місяці відпрацювання	Найменування лав	Абсолютна відмітка, м	Середньо добовий видобуток вугілля, т	Абсолютна метановість м ³ /добу	Кількість діб відпрацювання
1	2	3	4	5	6
1996 (I - VI)	414 південна лава	-850	1182	15811	182
(III – XII)	2 південна лава блок 3	-850	346	9979	306
(I – XII)	2 північна лава південного уклону	-850	670	16358	366
(V – XII)	1 південна лава центрального бремсбергу	-670	535	9187	245
1997 (I - V)	2 північна лава південного уклону блок 2	-850	502	14112	151
(I – VII)	1 південна лава південного уклону блок 2	-850	822	7906	212
1998 (I - VII)	2 північна лава центрального уклону горизонт 1136 м	-1000	1558	62870	212
(X – XII)	2 південна лава центрального уклону горизонт 1136 м	-1000	1719	42379	92
1999 (I - XII)	2 південна лава центрального уклону блок 4 горизонт 1136 м	-1000	1514	82253	365

Закінчення додатку В

1	2	3	4	5	6
2000 (I)	2 південна лава центрального уклону горизонт 1136 м	-1000	1573	45446	31
(VII – XII)	3 південна лава центрального уклону горизонт 986 м	-920	706	33451	184
2001 (II - XII)	3 південна лава центрального уклону горизонт 986 м	-920	438	14774	334
(II – XII)	Корінна лава центрального уклону блок 4	-835	1010	14602	334
2002 (I - X)	3 південна лава центрального уклону горизонт 986 м	-920	538	25618	304
(I – IV)	Корінна лава центрального уклону блок 4	-835	1002	17899	120
(I – X)	3 південна лава південного уклону	-900	1719	16502	304
2003 (I - VI)	3 південна центрального уклону горизонт 986 м	-920	489	21686	181
(VII – XII)	1 південна центрального уклону блок 4 горизонт 1136 м	-985	1408	36230	184
(I – XII)	3 південна південного уклону блок 2	-900	1522	13637	365
(VII – XII)	3 північна південного уклону блок 2	-900	996	22133	184
2004 (I - X)	1 південна центрального уклону блок 4 горизонт . 1136 м	-985	1180	40824	305
(I – XI)	3 північна південного уклону блок 2	-900	863	23458	335
2005 (I - XI)	3 північна південного уклону блок 2	-900	896	25877	334

ДОДАТОК Г

ВІДГУК

керівника на кваліфікаційну роботу бакалавра
ст. гр. 103-16-1 Ковалю Володимиром Олександровичем на тему «Прогноз
поточного виділення метану з вугільно-породного масиву на шахті
“Капітальна” Донецької області»

Тема кваліфікаційної роботи бакалавра Ковалю В.О. пов'язана з об'єктом діяльності бакалавра, які навчались за освітньо-професійною програмою «Науки про Землю» - природними та антропогенними об'єктами і процесами у літосфері у взаємозв'язку, перетвореннях і розвитку в просторі і часі.

Актуальність роботи зумовлена необхідністю прогнозування обсягів метану, які можна витягувати з вугільно-породного масиву під час та після видобутку вугілля. Аналітичний огляд результатів попередніх досліджень дозволив сформулювати мету та завдання роботи. Зокрема, для обґрунтування методичного підходу до прогнозу ресурсів метану у підробленому вугільно-породному масиві автором вирішені наступні завдання: встановлені закономірності виділення метану в гірничі виробки, визначені значення питомої метановості по вугільних пластах, розраховані прогнозні обсяги поточного виділення метану з вугільно-породного масиву, - виконана порівняльна оцінка поточного виділення метану.

Кваліфікаційна робота виконана у відповідності змісту стандарту вищої освіти та дескрипторам НРК.

Інноваційність отриманих рішень полягає у обґрунтуванні залучення до прогнозу додаткових обсягів метану, що надходять з порушеного породного масиву.

Автором в кваліфікаційній роботі продемонстровано володіння програмними результатами навчання. Зокрема, використовувати інформаційні технології та картографічні моделі в галузі наук про Землю, аналізувати склад і будову геосфер на різних просторово-часових масштабах, впорядковувати і узагальнювати матеріали польових та лабораторних досліджень, інтегрувати їх від спостереження до розпізнавання, синтезу і моделювання.

Ступінь самостійності виконання роботи задовільна.

Якість оформлення роботи задовільна.

Комплексна оцінка кваліфікаційної роботи бакалавра – 95 б. «відмінно».

Керівник кваліфікаційної
роботи бакалавра

проф. Приходченко В.Ф.

ДОДАТОК Д

РЕЦЕНЗІЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра ст. гр. 103-16-1
Коваля Володимира Олександровича
на тему «Прогноз поточного виділення метану з вугільно-породного масиву на шахті “Капітальна” Донецької області»

Методи дегазації на вуглевидобувних шахтах розробляються без врахування надходження метану з гірського масиву, що оточує вугільні пласти, які розробляються. Відсутні методики визначення джерел поточного виділення метану. Це перешкоджає правильній організації робіт з дегазації та утилізації метану. Робота, присвячена удосконаленню прогнозу виділення газів у гірничі виробки, є актуальною.

В роботі автором правильно визначено об'єкт дослідження - перерозподіл метану на відпрацьованих ділянках шахти «Капітальна» та предмет дослідження – закономірності зміни обсягів метану, які надходять в гірничі виробки шахти з підробленого вугільно-породного масиву, залежно від кількості видобутого вугілля.

Результати, отримані автором, мають наукову новизну. Зокрема, запропоновано методику визначення та розрахунку значень експлуатаційної емісії метану, які враховують також обсяги надходження метану з зруйнованого під час видобутку вугілля.

Практична значимість кваліфікаційної роботи – визначається у можливості застосування отриманих результатів з позитивним ефектом у трьох напрямках: розширення сировинної бази вуглеводнів; підвищення безпеки роботи вуглевидобувних підприємств; екологічний ефект від зменшення викидів в атмосферу парникових газів.

Кваліфікаційна робота виконана у відповідності змісту стандарту вищої освіти бакалаврів спеціальності 103 «Науки про Землю».

Робота виконана самостійно, з урахуванням норм академічної доброчесності.

Загальна оцінка кваліфікаційної роботи бакалавра Коваля В.О. - «відмінно».

Рецензент
зав. каф. Геофізичних методів
розвідки НТУ ДП

д-р геол. наук Довбніч М.М.

ГРФ, ГіР РКК - 2020