

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ ВИЩИЙ НАВЧАЛЬНИЙ ЗАКЛАД
«ДОНЕЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ»

Кафедра управління гірничим виробництвом і охорони праці

«До захисту допущено»
Завідувач кафедри

Олександр ІСАЄНКОВ
“ ” 2023 рік

ВИПУСКНА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

магістра
(освітній ступінь)

на тему «Розробка заходів із покращення газової обстановки в привибійному просторі очисного вибою»

Виконав: студент 2 курсу, групи ОПГм-22
Спеціальності 184 «Гірництво»

Толстих Андрій Дмитрович

Керівник

Завідувач кафедри управління гірничим виробництвом і охорони праці,
доц., к.т.н., Олександр ІСАЄНКОВ

Рецензент

Нормоконтроль

ст. викл. кафедри управління гірничим виробництвом і охорони праці,
Олена БРАТАШ

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

Студент _____
(підпис)

Луцьк – 2023 р.

ДВНЗ «Донецький національний технічний університет

(повне найменування вищого навчального закладу)

Кафедра Управління гірничим виробництвом і охорони праці
 Спеціальність 184 Гірництво

ЗАТВЕРДЖУЮ:
 Завідувач кафедри

 Олександр ІСАЄНКОВ
 “ ____ ” _____ 2023 рік

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу студенту

Толстих Андрію Дмитровичу

 (прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Розробка заходів із покращення газової обстановки в привибійному просторі очисного вибою»

Керівник роботи завідувач кафедри управління гірничим виробництвом і охорони праці, доц., к.т.н., Олександр ІСАЄНКОВ

затверджена наказом по університету від 22.09.2023 р. №479

2. Термін подання студентом закінченої роботи 15 грудня 2023 року

3. Вихідні дані до проекту (роботи) матеріали звіту про практику, гірничо-геологічні умови, техніко-економічні параметри шахти; характеристика розташування шахти; геологія шахтного поля; характеристика вугільних пластів та порід; границі, розміри шахтного поля, запаси в шахтному полі; загальна характеристика шахти; техніко-економічні показники роботи за період 2022 року і поточний період 2023 року

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, що їх належить розробити). МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ. СТАН ПРОБЛЕМИ. АНАЛІЗ ПАРАМЕТРІВ ФІЛЬТРАЦІЇ МЕТАНУ З ВУГЛЕПОРОДНОГО МАСИВУ В СВЕРДЛОВИНИ. ОБГРУНТУВАННЯ ТА ОЦІНКА ПАРАМЕТРІВ ФІЛЬТРАЦІЇ МЕТАНУ З ВУГЛЕПОРОДНОГО МАСИВУ В СВЕРДЛОВИНИ, ЩО ПРОБУРЕНІ З ПОВЕРХНІ ЗЕМЛІ. ПРОБУРЕНІ З ПОВЕРХНІ. ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДИ ПАРАМЕТРІВ ФІЛЬТРАЦІЇ МЕТАНУ З ВУГЛЕПОРОДНОГО МАСИВУ. ПРИЙНЯТІ ПАРАМЕТРИ ФІЛЬТРАЦІЇ МЕТАНУ З ВУГЛЕПОРОДНОГО МАСИВУ У СВЕРДЛОВИНИ

5. Консультанти з роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв

6. Дата видачі завдання 01 вересня 2023 р.**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№	Назва етапів дипломного проекту (роботи)	Термін виконання етапів проекту (роботи)	Примітки
1.	МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ. СТАН ПРОБЛЕМИ	вересень	
2.	АНАЛІЗ ПАРАМЕТРІВ ФІЛЬТРАЦІЇ МЕТАНУ З ВУГЛЕПОРОДНОГО МАСИВУ В СВЕРДЛОВИНИ	жовтень	
3.	ОБГРУНТУВАННЯ ТА ОЦІНКА ПАРАМЕТРІВ ФІЛЬТРАЦІЇ МЕТАНУ З ВУГЛЕПОРОДНОГО МАСИВУ В СВЕРДЛОВИНИ, ЩО ПРОБУРЕНІ З ПОВЕРХНІ ЗЕМЛІ	жовтень	
4.	ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДИ ПАРАМЕТРІВ ФІЛЬТРАЦІЇ МЕТАНУ З ВУГЛЕПОРОДНОГО МАСИВУ	листопад	
5.	ПРИЙНЯТІ ПАРАМЕТРИ ФІЛЬТРАЦІЇ МЕТАНУ З ВУГЛЕПОРОДНОГО МАСИВУ У СВЕРДЛОВИНИ	грудень	

Студент

(підпис)

Керівник роботи

(підпис)

АНОТАЦІЯ

Толстих Андрій Дмитрович. Розробка заходів із покращення газової обстановки в привибійному просторі очисного вибою.

Випускна кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня магістра за спеціальністю 184 «Гірництво» (освітня програма «Охорона праці в гірництві») – ДВНЗ «ДонНТУ», Луцьк, 2023.

Для вирішення поставлених завдань використано комплексну методику досліджень, що включає методи математичного моделювання тріщинувато-пористих структур, основні положення механіки суцільних середовищ, фільтрації в потенційних джерелах метану і гірських породах на основі теорії опорного тиску, методи розрахунку параметрів процесу фільтрації та їх динаміки зміни за масою, тиском і витратою газу з використанням стандартного обладнання, експериментальні методи визначення параметрів газодинаміки шляхом вимірювання концентрацій метану та обробки метану.

Наукове значення роботи полягає у виявленні закономірностей зміни параметрів фільтрації метану в залежності від гірничотехнічних умов (глибини розробки, потужності вугільного пласта, що розробляється, розмірів гірничої ділянки, характеристик геологічного розрізу, стану і характеру вугілля і породи у вугільному пласті).

Ключові слова

ГАЗОВА ОБСТАНОВКА, ВИРОБЛЕНИЙ ПРОСТІР, ВИДІЛЕННЯ ГАЗУ, ДЕГАЗАЦІЯ, МЕТАН, ІЗОЛЬОВАНИЙ ВІДВІД, САМОЗАЙМАННЯ

SUMMARY

TOLSTYKH ANDRII DMYTROVYCH. Development of measures to improve the gas situation in the near-hole space of the cleaning hole.

Graduation qualification work for a master's degree in specialty 184 "Mining" (educational program "Occupational Safety in Mining") - SHEE "DonNTU", Lutsk, 2023.

To solve the tasks, a complex research methodology was used, which includes methods of mathematical modeling of fractured-porous structures, the basic principles of the mechanics of solid media, filtration in potential sources of methane and rocks based on the theory of support pressure, methods of calculating the parameters of the filtration process and their dynamics of change by mass, pressure and gas flow using standard equipment, experimental methods of determining gas dynamics parameters by measuring methane concentrations and methane processing.

The scientific value of the work consists in revealing the patterns of changes in methane filtration parameters depending on the mining technical conditions (depth of development, capacity of the coal seam being developed, dimensions of the mining area, characteristics of the geological section, condition and nature of coal and rock in the coal seam).

Keywords

GAS SETTING, MANUFACTURED SPACE, GAS RELEASE, DEGASATION, METHANE, ISOLATED RETURN, SELF-IGNITION

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1. МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ. СТАН ПРОБЛЕМИ.....	11
2. АНАЛІЗ ПАРАМЕТРІВ ФІЛЬТРАЦІЇ МЕТАНУ З ВУГЛЕПОРОДНОГО МАСИВУ В СВЕРДЛОВИНИ.....	33
3. ОБГРУНТУВАННЯ ТА ОЦІНКА ПАРАМЕТРІВ ФІЛЬТРАЦІЇ МЕТАНУ З ВУГЛЕПОРОДНОГО МАСИВУ В СВЕРДЛОВИНИ, ЩО ПРОБУРЕНІ З ПОВЕРХНІ ЗЕМЛІ	44
4. ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДИ ПАРАМЕТРІВ ФІЛЬТРАЦІЇ МЕТАНУ З ВУГЛЕПОРОДНОГО МАСИВУ	55
5. ПРИЙНЯТІ ПАРАМЕТРИ ФІЛЬТРАЦІЇ МЕТАНУ З ВУГЛЕПОРОДНОГО МАСИВУ У СВЕРДЛОВИНИ.....	63
ВИСНОВКИ.....	71
ДЖЕРЕЛА	74
ДОДАТКИ.....	86

ВСТУП

Вугілля є основним енергоносієм України і потреби в ньому задовольняються як за доведеними запасами, так і за обсягами видобутку; Постанова Кабінету Міністрів від 19 вересня 2001 року № 1205 "Вугільна програма України" [1] передбачає збільшення видобутку вугілля до 110 млн. тонн у 2010 році та 120-125 млн. тонн на рік до 2030 року. Збільшення видобутку вугілля відбувається переважно за рахунок інтенсифікації видобутку: Якщо у 2001 році було лише 20 шахт, що видобували понад 1 млн. тонн вугілля на рік [2], то у 2010 році буде 40 шахт, що видобуватимуть понад 1 млн. тонн вугілля на рік. Зростання викидів метану через збільшення навантаження на робочих місцях вимагає посилення заходів з дегазації, зокрема застосування комплексних методів дегазації шляхом буріння дегазаційних свердловин як під землею, так і на поверхні.

Раптові викиди і небезпечні скупчення метану можуть стати причиною великих аварій, вибухів і пожеж, завдати значних економічних збитків, створити напружену соціальну обстановку і погіршити екологічну ситуацію в районах видобутку вугілля. Існує нагальна потреба у забезпеченні ритмічного та безаварійного ведення гірничих робіт в умовах інтенсивного газовиділення метану внаслідок динамічного впливу гірничих робіт на вугільний пласт, що розробляється, та прилеглі до нього гірські породи.

За оцінками вітчизняних і міжнародних експертів, ресурси метану у вугільних пластах і вміщуючих породах Донбасу перевищують 25 трлн м³ [3], а участь метану вугільних родовищ у паливно-енергетичному балансі країни є актуальним питанням.

Хоча фракціонування, яке зарекомендувало себе як ефективний спосіб сприяння видобутку газу з вугільних пластів на глобальному та національному рівнях, може підвищити якість операцій з дегазації та

уможливити реалізацію видобутку метану в промислових масштабах, важливо оцінити видобуті запаси метану та визначити параметри фільтрації у фракціонованому вугільному метані. Перешкодою є відсутність науково обґрунтованих методів оцінки видобутих запасів метану та визначення параметрів фільтрації у маркованому вугільному метані.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами Метою дослідження є використання особливостей геологічних умов відпрацювання та формування зон тріщинуватості несправжнього вугільного пласта для обґрунтування параметрів фільтрації метану в свердловинах.

Метою роботи є обґрунтування параметрів фільтрації метану з метаносних свердловин на викидонебезпечних вугільних пластах та визначення їх дебітів і об'ємів видобутку метану.

Для досягнення поставленої мети вирішувались наступні завдання:

1. дослідити механізми та умови формування зон консолідації у відпрацьованих вугільних пластах і встановити взаємозв'язок між їх інтегральною пустотністю та інтегральними значеннями проникності

2. розробити методику розрахунку щільності запасів метану в розбурених вугільних пластах та змоделювати прогнозні зміни коефіцієнта метановіддачі залежно від параметрів буріння та деформаційних характеристик гірських порід

3. встановлення закономірностей зміни розмірів дегазованої зони, проникності вугільного пласта та дебіту свердловини в залежності від глибини розробки вугільного пласта, ширини свердловини, діаметра свердловини та градієнта газового тиску

4. розробити методичні рекомендації щодо визначення параметрів фільтрації метану з викидонебезпечного вугільного пласта до поверхневих свердловин.

Об'єкт дослідження - процес фільтрації метану стовбуром свердловини з мантиї викидонебезпечного вугільного пласта.

Предмет дослідження - параметри фільтрації метану з несправжніх вугільних пластів.

Методи дослідження Для вирішення поставленої задачі використано комплексні методи дослідження, що включають методи математичного моделювання тріщинувато-пористих структур, основні положення механіки суцільних середовищ, потенційних джерел метану в гірських породах на основі теорії опорного тиску і фільтрації, методи розрахунку параметрів процесу фільтрації та їх динаміки зміни за масою, тиском і витратою газу з використанням стандартного обладнання, експериментальні методи визначення параметрів газодинаміки шляхом вимірювання концентрацій метану та обробки метану.

Наукове значення роботи полягає у встановленні закономірності зміни параметрів фільтрації метану, яка залежить від гірничо-геологічних умов (глибини розробки, потужності вугільного пласта, що відпрацьовується, розмірів виїмкової ділянки, характеристик геологічного розрізу, стану і характеру вугілля і породи у вугільному пласті).

Наукові погляди авторів.

1. 1. 1. 1. Інтегральна проникність несправжнього вугільного пласта логарифмічно залежить від його інтегральної ефективної пористості, яка дорівнює сумі коефіцієнтів ефективної пористості та ефективної тріщинної пористості. Якщо інтегральний ефективний коефіцієнт пористості збільшується на 1% з 5,06%, то інтегральне значення гідропровідності збільшується в 2,94 рази.

2. 2. Розрахунковий коефіцієнт вилучення метану з псевдовугільного або породного масиву зменшується прямо пропорційно значенню деформаційних характеристик і збільшенню відстані до шару, що виймається, і зростає за параболічним законом зі збільшенням товщини шару, що виймається.

3. дебіт дегазаційної свердловини, пробуреної на так званий вугільний пласт, прямо пропорційний градієнту тиску газу в ній, ширині робочої зони, радіусу свердловини і глибині розробки, розрахованим за залежністю, отриманою в характеристичній моделі зміни фільтраційних параметрів масивного вугільного пласта.

Наукова новизна отриманих результатів

- Запропоновано інтегральну ефективну пористість та інтегральну проникність як показники фільтраційних властивостей так званих вугільних пластів, встановлено їх взаємозв'язки та представлено розрахунковий метод їх визначення;

- отримано аналітичні залежності для підрахунку запасів метану в так званих вугільних пластах з урахуванням фізико-механічних властивостей вугільного пласта та гірничотехнічних параметрів;

- Вперше введено поняття та розроблено розрахунковий коефіцієнт вилучення метану. Цей коефіцієнт дорівнює відношенню питомої кількості метану, що може бути вилучений зі штучного вугільного або гірського масиву, до його природного газового вмісту.

Використання апробованих методів моделювання процесів, застосування стандартних методів дослідження фільтраційних властивостей та задовільна збіжність розрахункових параметрів фільтрації метану з результатами експериментальних гірничо-геологічних умов при видобутку метану зі штучних вугільних пластів підтверджують обґрунтованість і достовірність наукових положень, висновків і рекомендацій.

Практичне значення отриманих результатів полягає в наступному

- Розроблено методику підрахунку видобувних запасів метану в несправжніх вугільних пластах;

- наведено приклади доцільності та економічної ефективності видобутку метану з несправжніх вугільних пластів для використання в газопоршневих установках.

Особистий внесок автора Автору належить ідея роботи, визначення мети і завдань дослідження, формулювання основних положень і висновків. Автор брав безпосередню участь у розробці дизайну дослідження, виборі ділянок та проведенні пілотних експериментів. Основні висновки щодо параметрів фільтрації метану у вугільних метаноносних тілах зроблені автором самостійно. Текст статті написаний автором самостійно.

Впровадження результатів досліджень. Розроблена методика підрахунку видобувних запасів метану з подрібненої вугільної маси та методичні рекомендації щодо визначення параметрів фільтрації метану з подрібненої вугільної маси до стовбура свердловини були використані на шахті ім. Засядька.

Структура та обсяг роботи Робота складається зі вступу, п'яти розділів, висновків та додатку. Робота викладена на 92 сторінках і містить 17 рисунків, 10 таблиць і список використаних джерел з 118 найменувань.

1. МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ. СТАН ПРОБЛЕМИ

Сучасний стан та перспективи видобутку метану з вугільних пластів Донбасу

Донецький вугільний басейн є основною паливно-енергетичною базою України. Динаміка видобутку вугілля за останні 20 років показує, що порівняно з 1980 роком, коли в Україні було видобуто 205 млн. тонн вугілля, видобуток з того часу знижувався, досягнувши мінімуму в 70,5 млн. тонн у 1996 році і сягнувши 75,4 млн. тонн у 2007 році, коли зольність видобутого вугілля зросла приблизно на 10% до рівня 1997 року. Існує багато причин зниження видобутку вугілля, але основними з них є старіння шахтних запасів, які рідко поповнюються, поглиблення гірничих робіт та погіршення гірничо-геологічних умов. Середня глибина шахт досягла 727 метрів, а 33 шахти бурять на глибину понад 1 км. Близько 90 відсотків шахт видобувають газonosні пласти, а 72 відсотки перебувають під загрозою вибухів вугільного пилу [4]. Все це призводить до погіршення умов праці та збільшення травматизму. Метан є одним з основних факторів, що погіршує умови праці шахтарів. Вибухи та раптові викиди метану є основною причиною масштабних трагедій на вугільних шахтах. Вугільні компанії зазнали збитків, які оцінюються в сотні мільйонів гривень. Кількість смертей на мільйон тонн видобутого вугілля в Україні є однією з найвищих у світі. У США цей показник становить 0,03, а гірнича справа навіть не входить до переліку небезпечних професій, але в Україні рівень смертності вдвічі вищий.

Метан, що виділяється в атмосферу шахтними системами вентиляції та дегазації, дуже шкідливий для довкілля і сприяє парниковому ефекту. Вважається, що метан утримує в 21 раз більше тепла, ніж вуглекислий газ, і в 1999 році з вугільних шахт Донбасу було видобуто 260 млн. м³ метану, з яких 181 млн. м³ було викинуто в атмосферу [5]. Вентиляційна система шахти видобула 183 млн. м³ метану і випустила його в атмосферу, але

лише 79 млн. м³ з 257 млн. м³ метану, захопленого вентиляційною системою шахти, було утилізовано. Це означає, що 96% цінної енергії, видобутої з підземних надр, майже щороку безповоротно втрачається, збільшуючи парниковий ефект і забруднення навколишнього середовища.

Наразі на шахтах Донбасу видобувають і дегазують метан з породних відвалів, покращуючи умови праці, збільшуючи навантаження на поверхню і підвищуючи видобуток вугілля. Нормативні документи передбачають дегазацію вугільних пластів і порід за допомогою підземних свердловин або свердловин, пробурених з поверхні.

Підземна дегазація здійснюється шляхом буріння дегазаційних свердловин уздовж вугільного пласта і в покрівлю або ґрунт вугільного пласта, які з'єднуються з внутрішньошахтною дегазаційною системою, яка потім з'єднується з вакуумним насосом для відкачування метану.

Дегазація вугільних пластів або породи, що видобувається за допомогою свердловин, використовується для досягнення необхідної ефективності або коли використання видобутого метану виправдовує витрати на будівництво свердловини. Свердловини буряться в пласт, що розробляється, на відстані, що не перевищує 10-кратну потужність пласта; до початку 1990-х років такі свердловини обсаджувалися обсадними трубами і не цементувалися. Під час розробки вугільного пласта газ спонтанно виходив назовні, коли лава проходила нижче поверхні свердловини. Там, де приплив газу був низьким, свердловини іноді підключали до наземної вакуумної системи, в тому числі мобільної. З початку 1990-х років дегазаційні свердловини, пробурені на поверхні, обсаджували обсадними трубами, затрубний простір в обсадній трубі цементували, а на дні свердловини розміщували фільтр. Така конструкція свердловини дозволяла підвищити концентрацію метану до 80-99%. Однак дегазаційні свердловини, пробурені з поверхні, не завжди ефективні. Наприклад, А.-Ф. Близько 30% свердловин, пробурених з поверхні для дегазації псевдопородної покрівлі вугільного пласта м³, зазнали невдачі в

процесі дегазації. Основними причинами невдалої роботи свердловин є параметри фільтрації метану з тріщинуватої свердловинами породи вугільного пласта та недостатнє обґрунтування методики визначення потенційного об'єму джерела видобутого газу (потенційної газонасиченості невакуйованого вугільного пласта).

Ефективність підземної дегазації за допомогою свердловин, пробурених у покрівлю або підшву вугільного пласта, що розробляється, обмежується, з одного боку, відсутністю в Україні технічних засобів і обладнання для буріння довгих горизонтальних (до 1000 м) дегазаційних свердловин у фіксованому напрямку, а з іншого - відсутністю обґрунтованої бази для розрахунку оптимального розташування таких свердловин, що обмежується відсутністю такої. Горизонтальні свердловини повинні розташовуватися на такій відстані над вугільним пластом, щоб їх газові входи були з'єднані з фільтруючою частиною розкритого масиву, і в той же час не надто близько до покрівлі пласта, щоб вони не були роздавлені, пошкоджені або стиснуті під час монтажу основної покрівлі.

Значний досвід видобутку та утилізації шахтного метану накопичено у США та Канаді, де видобуток метану комерціалізовано і характеризується широкомасштабними підходами. Для попередньої дегазації вугільних пластів з подальшим відкачуванням і видобуванням метану застосовуються методи гідравлічного розриву пласта [6]. Застосування цього методу в Саарському басейні в Німеччині спробували і провели гідророзрив у 1999 році, але з негативними результатами. Після гідророзриву зі свердловини вивільнився газ, а дебіт, який на початку експерименту становив 80 м³ на годину, через три місяці становив 10 м³ на годину. Дебіт води становив 3 м³ на годину. Видобуток газу припинився через чотири місяці після початку експерименту [7].

У США ведеться активний промисловий видобуток метану вугільних пластів (видобувається з вугільних пластів шляхом гідравлічного розриву

пласта) і шахтного метану (вивільняється в результаті активного видобутку вугілля) [8]. Згідно з даними, наведеними в [8], у 2000 році в США було видобуто 35 млрд. м³ шахтного метану і 1,8 млрд. м³ метану вугільних пластів. Вугільний метан видобувається підземними вентиляційними свердловинами та поверхневими свердловинами. Геофізичні методи можуть бути використані для прогнозування зон високої газонасиченості вугілля та гірських порід [9].

У Рурському вугільному басейні в Німеччині видобуток метану із закритих і діючих вугільних шахт розпочався у 1998 році. Газ видобувається або через закриті тунелі, прокладені перед засипанням трубопроводу, що з'єднує поверхню з виробленою ділянкою, або через свердловини, пробурені у виробленому просторі. Видобуток здійснюється за допомогою вакуумних насосів. Концентрація метану в відкачуваному газі становить 60-70 відсотків. Газ використовується для виробництва електроенергії на дизельних електростанціях.

Наразі промисловий видобуток шахтного газу з покинутих шахт Донбасу не ведеться. Наприклад, на шахті "Центральна Первомайська" видобувають газ зі старих стволів [10]. Це робиться з метою забезпечення безпеки, оскільки він може виходити на поверхню [11].

Іншим джерелом видобутку метану є невеликі купольні структури в межах існуючих шахтних запасів або в межах мінералізації майбутніх шахт, літологічні розрізи яких містять газонасичені колектори. До таких структур належать Лаврентіївський і Павлівський куполи в блоках 4 і 12 майбутнього Південно-Донбаського рудника. У цих структурах були пробурені свердловини і побудовані два промислових дегазаційних комплекси для стиснення видобутого з дегазаційних свердловин метану на газонаповнювальній компресорній станції (ГНКС) до тиску 20-25 МПа для використання в якості палива для автомобілів, переобладнаних для роботи на газі вугільних шахт і сільськогосподарських підприємств. У період з 1992 по 1999 рр. на шахтах Південного Донбасу № 4 і № 12 на

Лаврентіївській і Павлівській площах було видобуто і утилізовано методом ранньої дегазації 15,44 млн. м³ метану [12-13]. Фактично, це невеликі родовища природного газу на майбутніх шахтних майданчиках.

Тому видобуток метану з вугільних пластів безпосередньо пов'язаний з процесами попередньої дегазації, поточної дегазації та післяопераційної дегазації (Таблиця 1.1).

Таблиця 1.1 -

Короткий опис видобутку метану з вугільних пластів.

Дегазація	Буріння свердловин	Породи	Стимулювання емісії метану	Вилучення метану
завчасна - до початку активних бурових робіт	з земної поверхні	вугілля	гідророзрив*	відкачка води з попутним газовиділенням
			-	самовиділення
		пісковик	-	інтенсивне самовиділення
поточна - в процесі роботи шахти	з земної поверхні	вугілля	розвантаження	самовиділення
		масив	розвантаження	самовиділення
	підземні свердловини	вугілля	розвантаження	самовиділення
		масив	розвантаження	самовиділення
післяексплуатаційна	з земної поверхні	масив	розвантаження	самовиділення

Як показано в Таблиці 1.1, видобуток вугілля є основною причиною викидів метану з гірських порід та вугільних пластів. Широкі виїмки вугільних пластів призводять до скидання вугільних брил під час видобутку, що спричиняє падіння або повільне опускання великих гірських масивів на територію видобутку. Це призводить до розгерметизації масиву гірських порід, розгерметизації, тріщинуватості, збільшення проникності та покращення колекторських властивостей, що призводить до інтенсивної десорбції метану з супутніх вугільних пластів у покрівлі та ґрунті [14]. У дослідженні [15] наведено формулу для визначення проникності гірських порід після переробки.

Коментар Гідророзрив пласта проводився у 2002 році на ділянці "Північно-Рожинська 2" Красноармійського вугледобувного району, але без позитивних результатів.

Короткий опис вугілля та джерел шахтного метану

Згідно із зарубіжною термінологією, шахтний метан - це метан, що міститься у вугіллі та аерованій породі в первинних гірських породах, а шахтний метан - це метан, що виділяється під час видобутку вугілля.

Загальний ресурс метану у вугільних пластах і міжпластових просторах Донбасу оцінюється в 1,2 трлн м³ або 25,4 трлн м³ з урахуванням вмісту метану в гірських породах [3].

Геологічний розріз Донецького вугільного басейну включає всі типи вугілля, від довгополуменевого вугілля в західній частині басейну до антрацитового вугілля на сході, залежно від ступеня метаморфізму. Зі збільшенням ступеня метаморфізму збільшується і вміст газу у вугіллі.

За різними оцінками, газоносність вугілля в Донецькому басейні в середньому становить 8-35 м³/т, тоді як питомі викиди при видобутку вугілля (шахтні газу) коливаються в межах 22,5-36 м³/т [18]. Питомі викиди газу часто перевищують газоносність вугілля в три і більше разів. Максимальні значення досягають понад 100 м³/т видобутого вугілля [19]. Газовміст зростає зі ступенем карбонізації, коливаючись від 10-15 м³/т для газового вугілля до 40 м³/т для антрацитового вугілля [20]. Висококарбонізоване супер-антрацитове вугілля, що видобувається з південно-східного Донбасу, практично не містить газу. Велика кількість шахтного метану, що виділяється, пояснюється високим вмістом газу в бічних породах, що відрізняє Донецький басейн від багатьох інших вугільних басейнів. Ці особливості роблять Донецький басейн комплексом газових вугільних родовищ. Наприклад, у безпосередній близькості від вугільного родовища Західного Донбасу звичайні газові свердловини використовуються для видобутку природного газу, накопиченого в "газових пастках". За попередніми оцінками, лише 5% метану зосереджено у вугільних пластах (від 3 до 30%, залежно від регіону), а основна частина газу сконцентрована у підстилаючих породах [21].

Залежність вмісту газу від тектонічних рухів також сприяє зміні частки вільного газу в загальному обсязі. Накопичення вільного газу в породах-колекторах стає переважаючим при наближенні до великих розломів і навіть в антиклінальних структурах, куполах, складках і брахіальних складках [22].

Викиди метану зафіксовані на 127 шахтах. Лише 43 шахти мають підземні установки для відкачування газу, переважно з покрівлі пласта та ґрунту до стволів. У більшості з них концентрація метану в газі, що виходить на поверхню, є незначною і недостатньою для подальшої утилізації. У зв'язку з цим, газ утилізується лише на 17 шахтах (Таблиця 1.2), переважно для власних потреб (опалення будівель та шахт).

Таблиця 1.2 -

Виділення метану

Кількість				Газовиділення (млн.м ³ /рік)			Питоме газовиділення м ³ /т
всього	з виділенням	з дегазацією	з використанням	всього	збір системами	Використання	
163	126	43	17	1330	307	206	28

Наразі газ видобувається лише з міркувань безпеки. Як наслідок, загальний видобуток газу разом з вугіллям за останні роки впав приблизно до половини свого попереднього рівня. Організований видобуток вугільного газу в Україні ведеться з 1958 року. За цей час українські фахівці накопичили значний досвід у цій галузі. Однак через брак фінансування цей досвід не міг бути втілений у сучасну технологію: Після тривалих пілотних випробувань у 1970-х роках почали бурити свердловини для попередньої дегазації вугільних пластів, що готувалися до видобутку, а видобутий таким чином газ використовували як додатковий. Робляться спроби використовувати його як джерело енергії. Наприклад, метан у невеликих кількостях використовується як автомобільне паливо.

Інформація про викиди газу та обсяги видобутку метану на шахтах державного холдингу в Донецькому басейні наведена в Таблиці 1.3.

Газ, що видобувається з поверхневих вентиляційних свердловин, за своїми властивостями та хімічним складом суттєво не відрізняється від природного газу, що видобувається з газових родовищ [12] (табл. 1.4).

За оцінками експертів [5], ресурс метану у вугільних пластах Донбасу, поглинених вугільними товщами потужністю 0,3 м на глибинах 500-1800 м, становить 140-250 млрд м³, а в пластах в основних геолого-промислових районах - близько 855 млрд м³. Значні джерела вільного газу зосереджені в пористих породах, особливо в пісковиках. Ці ресурси дуже великі, але розкидані по великій кількості вугільних і пісковикових формацій. Логічним наслідком цього є те, що поклади газу мають невеликі розміри. Дійсно, досі не було відкрито жодного великого газового родовища. Крім того, вугільні пласти сильно постраждали від косокутної кутаєстості, внаслідок чого породи-колектори втратили свою первісну пористість і проникність.

Таблиця 1.3 - Запаси метану на шахтах

Район	Вміст метану, м ³ /т	Питоме виділення, м ³ /т	Запаси метану (млрд. м ³)		
			по всім	діючі	запаси
Донецьк	12,8	37,2	30,2 – 76,9	19,9–67,3	14,4 – 51,5
Макіївка	21,2	53,6	40,8–203,5	12,6–42,0	9,7–34,5
Мирноград	18,3	55,7	11,1 – 44,1	7,2 – 32,0	5,8–27,9
Покровськ	12,9	34,6	12,6 – 43,9	12,6–43,9	5,2–24,0
Краснодон	21,8	38,5	38,2 – 76,9	11,5–30,2	8,7–25,3
Шахтарськ	29,8	47,9	18,7 – 39,8	9,5 – 25,1	7,6–22,2
Енакієво	15,7	38,2	25,3 – 70,4	5,8 – 23,8	4,2–10,9
Луганськ	15,2	23,4	55,0 – 74,9	11,9–28,4	8,4–22,9
Бахмут	17,5	28,6	9,1 – 24,9	6,0 – 10,9	4,8–8,9
Стаханов	14,3	23,8	27,1 – 55,3	6,5 – 20,8	4,0–7,7
Торез	6,8	16,6	7,8 – 28,7	1,7 – 5,3	1,4–4,4
Добропілля	11,1	21,7	37,0 – 82,3	8,3 – 26,3	5,9–12,5
Орджонікідзе	15,5	25,3	7,5 – 22,3	3,6 – 6,9	2,9–5,7
Павлоград	7,8	8,8	39,9 – 54,9	10,0–12,3	7,9–9,9
Першотравеньськ	14,3	25,6	24,2 – 53,3	5,2 – 10,3	3,9–7,9
Дзержинськ	16,7	26,9	5,0 – 8,9	2,5 – 5,0	1,8–3,9
Лисичанськ	10,8	17,6	7,7 – 22,3	2,6 – 5,2	1,9–4,1
Середнє/всього	15,5	28	417,2–852,2	137,5–365,7	103,7–299,1

Таблиця 1.4 -

Властивості газу з поверхневих свердловин

Місце розташування	Хімічний склад, %							Фізичні властивості	
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	O_2	N_2	CO_2	щільність, кг/м ³	теплота згоряння, ккал/ м ³
Глибока	94,6	0,53	0,02	—	0,09	4,66	0,25	0,747	8485
Засядько	95,3	2,18	0,45	сліди	0,28	1,68	0,18	0,748	8900
Природний газ	95,2	1,12	0,31	0,2	0,2	2,92	0,41	0,749	8720

В результаті активної тектонічної діяльності, наприклад, у північній частині Донбасу (Луганська область), існують сприятливі умови для формування розвинених колекторських властивостей пісковиків у кількох сприятливих зонах з дренажними, флексурними та антиклінальними структурами. У регіоні є велика кількість антикліналей, і ці зони можна класифікувати як потенційні.

У вугільних пластах метан переважно адсорбується на внутрішній поверхні і меншою мірою у вільному вигляді в порах і тріщинах. Враховуючи вкрай низьку проникність вугільного пласта Донбасу (про що свідчить його низька ефективність дегазації), його необхідно стимулювати для вилучення метану з вугілля.

Наразі найефективнішим способом інтенсифікації газовиділення з усіх шарів гірських порід, вугільних пластів і пісковиків у деградованих масивах зони впливу розробки є проведення гірничих робіт, що підвищують проникність несправжніх вугільних масивів.

Протягом багатьох років видобуток метану з шахт, де видобувається небезпечний газ, здійснювався з міркувань безпеки. В останні роки деякі шахти видобувають газ з поверхні через стволи, пробурені вздовж деградованих вугільних пластів [23].

Видобуток газу з покинутих шахт на Донбасі ніколи не проводився. В Україні розробляються навіть дуже тонкі пласти, і велика частка видобутку вугілля припадає на такі пласти. Наявність великої кількості

органічних речовин, розсіяних у вуглецевих породах, також сприяє накопиченню метану в пухких породах, що перекривають старі шахти.

Аналіз методів оцінки джерел метану у вугільних пластах

Для планування та повноцінного видобутку метану необхідно якомога точніше оцінити видобувні запаси метану у вугільних пластах.

Загальна кількість ресурсів метану у вугільних пластах та вугільних шарах в Україні значно перевищує кількість запасів газу. Інформація про ресурси метану вугільних пластів відрізняється в 20 разів, особливо на Донбасі, головному вугільному басейні України. Офіційні запаси вугільного метану в Донецькому та Львівсько-Волинському басейнах, подані Україною до ООН, становлять 1,3 трлн м³ [24]. За даними донецьких геологів [5], середня щільність прогнозних ресурсів метану у вугільних пластах південно-західного Донбасу становить 90-170 млн м³/км². За даними В.В. Конарева [25], ресурси метану у вугільних пластах Донбасу становлять 12-25 трлн м³ і 1,5-2,5 трлн м³ у пластах потужністю понад 0,3 м. Така різниця в кількісних показниках пояснюється відсутністю єдиної національної методики підрахунку ресурсів метану.

За оцінками американських експертів, загальний ресурс метану у вугленосному масиві Донбасу становить понад 25,0 трлн м³, тоді як у Львівсько-Волинському басейні він сягає 10,9 млрд м³ [3].

Для розробки методів оцінки газовиділення метану у свердловинах та газових колодязях необхідно враховувати структурні та кінематичні фактори. Характер та інтенсивність газовиділення залежить від структурно-кінетичних параметрів вугілля, таких як коефіцієнт дифузії та розмір непорушених фрагментів [26]. Вугільні пласти і зони з розмірами непорушених фрагментів $R \sim 10^{-4}$ см і коефіцієнтами дифузії $D \sim 45 \cdot 10^{-12}$ см²/с не дуже перспективні для метаногенезу [27, 28]. Найбільш перспективними для метаногенного видобутку є пласти вугілля середньої

метаморфічної стадії з максимальними дифузійно-кінетичними параметрами порядку $R > 20 \cdot 10^{-4}$ см і $D > 45 \cdot 10^{-12}$ см²/с.

Газоносність вугленосних родовищ сильно варіює залежно від геолого-тектонічної будови і віку родовища, масштабної насиченості вугілля в розрізі, ступеня метаморфізму вугілля, колекторських властивостей породи, її розташування і багатьох інших факторів. Він змінюється як за площею, так і за поперечним перерізом від ділянки до ділянки і від ділянки до ділянки. Тому, залежно від ступеня вивченості газоносності вугільного пласта, змінюються і категорії оцінки ресурсів. Прийняті класифікації в нафтогазовій геології - це переважно D1 і D2, а комерційні C3, C2 і вищі класифікації, аж до C1, досягаються рідко.

Перед підрахунком ресурсів необхідно вибрати умови для розрахунку вмісту метану у вугіллі. Адже зрозуміло, що не всі вугільні родовища містять достатню кількість газу для видобутку та використання метану. Виходячи з фактичних даних щодо газоносності вугільних пластів досліджених вугільних родовищ та аналізу наявних передових технологій видобутку газу, нижня межа метаноносності вугільних пластів становить 5 м³/т.у.п. Ресурс підраховується окремо для газу у вугільному пласті та вільного газу в породі-колекторі. Нижня межа глибини підрахунку ресурсів зазвичай встановлюється на рівні 1800 м.

Іншим важливим аспектом оцінки ресурсів метану вугільного пласта є категоризація ділянок вугільного пласта за ступенем потенціалу видобутку метану. Всі вугільні пласти можна розділити на ділянки з газовим потенціалом і без нього. До перших відносяться наступні геолого-промислові типи: високо-, середньо- і низькометаносні поклади із середнім вмістом метану у вугіллі понад 15, 10-15 і 2-10 м³/т вугільного еквівалента відповідно. Також враховується наявність покладів вільного газу.

За результатами Американського інституту газових досліджень [29], точність методів визначення запасів метану у вугільних пластах занижена

до 50%, в основному через неточну оцінку об'ємів проб (Бюро гірничих розробок США, Сміт і Вільямс, метод Амоко).

Розглянемо методи оцінки ресурсів, які тут використовуються.

Згідно з документами семінару (1998 р.), організованого в Києві (за участю USAID та низки іноземних джерел), для оцінки запасів газу, наприклад, у США використовується п'ять методів.

Згідно з С. Рівзом [30], це 1 - моделювання запасів; 2 - метод оцінки запасів на основі типових кривих (кривих падіння видобутку); 3 - балансування твердих потоків (покращений метод матеріального балансу - за Дженсенном); 4 - об'ємний метод; 5 - метод подібності.

Це, звичайно, найскладніший метод моделювання, і набір даних, необхідний для нього, становить близько 50 параметрів.

Автор описує переваги та недоліки кожного методу і вважає, що всі методи, крім одного, є простими у використанні. Три з чотирьох інших методів прості у використанні, але схильні до помилок. Використання аналогових методів для визначення коефіцієнтів газовилучення взагалі не рекомендується. Лише об'ємний метод є простим у використанні і не вимагає великої кількості вихідних даних. Необхідно знати лише газоносність вугілля та вуглевміст пласта.

У дослідженні, проведеному Бюро гірничої промисловості США у співпраці з гірничодобувними компаніями з метою визначення вмісту метану в глибоких вугільних пластах і породах, що перекривають вугільний пласт, у різні періоди видобутку вугілля [31], було виявлено, що 90% газу на виїмковій ділянці надходило з верхнього вугільного пласта і породи на відстані до 60 метрів від вугільного пласта, що виймається. Вміст метану оцінювався за допомогою керн зі свердловин до і після видобутку. Кількість газу, що виділяється з безпосередньої покрівлі та вугільного пласта, що переноситься довгими стінами, становить до 40 відсотків газу, що видаляється як системою вентиляції шахти, так і

шахтами, пробуреними в хвостосховищі. Решта газу мігрує безпосередньо в порожнину лави з породи покрівлі та з великих ділянок ґрунту під лавою.

Для визначення вмісту метану у вугільних пластах багатьох японських вугільних шахт було використано метод "втраченого газу", розроблений Гірничим бюро США [32]. У розрахунках були використані рівняння t , Айєрі та Дарсі. Найвищі значення були отримані за рівнянням Айєрі, а найнижчі - за рівнянням Дарсі; рівняння Айєрі вважається найбільш надійним, але може бути невірним для деяких зразків; краще оцінювати "втрачений газ" за допомогою рівнянь Айєрі та t . Якщо є можливість повторно виміряти кількість десорбованого газу на ранній стадії, значення за методом t приблизно дорівнює значенню за рівнянням Айєрі.

Польські вчені [33] стверджують, що газонасність вугільних пластів сильно залежить від вмісту летких речовин, золи, вологи, CO_2 та азоту.

Автори роботи [34] дійшли висновку, що місце скупчення газу має відповідати відповідній температурі та ступеню метаморфізму вугілля. Пошук відповідних значень температури проводився статистичним методом. У 480 розвідувальних свердловинах зв'язок між максимальним вмістом газу в керні та вищезазначеними факторами характеризувався тим, що максимальна кількість випадків припадала на температурний інтервал $35-45^\circ\text{C}$ та вміст летких V_{daf} 30-35%. Глибинні зони, що визначають оптимальні температурні умови та умови виходу летких, частково перекриваються; більш ніж у 70% випадків максимальний вміст газу у вугільному керні спостерігався на глибинах, що відповідають вищевказаному перекриттю зон.

З 1982-83 рр. геологічні науково-дослідні установи СРСР були зобов'язані проводити вимірювання метану у вугільних пластах. Однак через відсутність єдиної методики розрахунки проводилися по-різному: одними організаціями тільки в робочих пластах, іншими - в робочих і неробочих пластах, третіми - як у вугіллі, так і в породі.

Дослідження газоносності вугілля в Донбасі проводились різними методами, включаючи газовий каротаж, газовий керновий каротаж (ГКК), визначення поглиненої метаноємності вугілля та розрахункові методи з використанням пластового тиску, вимірюного пластовим випробовувачем КІІ-65 [35, 36].

Розробка вугільних пластів, пов'язана з провітрюванням виробок і дегазацією вугільних пластів, порушує природну газогідродинамічну рівновагу надр і має значний вплив на зміну газоносності вугленосних покладів у несправжніх породних утвореннях.

При руйнуванні вугленосних порід після відпрацювання вугільних пластів літологічні відмінності в менш проникних, але пористих і газонасичених породах вивільняють великі маси газу, які механічно вивільняються і починають формувати абсолютно новий тип покладів - "штучні" газові поклади [37]. Прикладом утворення таких покладів є центральна гілка шахти "Никанор-Нова" ДП "Луганськвугілля".

Метан, що викидається в шахту під час очисних і підготовчих робіт, метан, що виділяється зі старих гірничих виробок, і метан, що виділяється з вугілля, яке транспортується шахтними стовбурами, регулюють метаноносність шахти [38]. Найбільш важливими ділянками як з точки зору викидів метану, так і з точки зору інтенсивності викидів є ділянки довгих лав, на які припадає 70-80% вмісту метану в шахті. Як і метаноносність шахт, метаноносність лав залежить від природних і гірничотехнічних факторів, найважливішими з яких є метаноносність вугільних пластів, ступінь дегазації, обсяг і темпи видобутку вугілля. Водночас на інтенсивність викидів метану на ділянці впливають геологічні порушення, загальна потужність вугільного пласта, пропластків і розкривних порід, що вміщують газовий пласт.

Зовнішня ділянка поверхні лави, де швидкість повітря низька, є джерелом утворення газових покладів у верхній частині тунелю [39]. Крім

того, найвищі концентрації метану (80-100%) спостерігаються у верхній частині купола, що опускається.

Для оцінки залишкових викидів метану зі старих гірничих виробок і закритих шахт автори [10, 40] рекомендують ретельне спостереження за потоками метану під час підготовки до закриття шахт, що може забезпечити більш точну довгострокову оцінку газопроникності у вже закритих шахтах.

У глибокозалягаючих пісковиках Донбасу кількість вільного газу в загальній рівновазі газонасичення коливається від 63,0 до 91,0%, поглиненого газу - від 8,8 до 25,0% і розчиненого газу - від 0,1 до 13,0% [41, 42]. Алевроліти, аргіліти та вугілля надзвичайно важко видобувати, оскільки вони часто містять сорбований газ. Враховуючи, що при виїмці вугільних пластів над ними утворюється підводне склепіння, представлене тріщинуватими породами, що утворюють штучний резервуар, моноліти і склепіння тріщинуватих порід, що залягають над тріщинуватими породами, відіграють роль шин. Однак тут важливу роль відіграє час, що минув з моменту відпрацювання вугільного пласта, оскільки він змінює напружено-деформований стан масиву. У такому випадку пласт може бути пористим. Накопичення метану в таких покладах є особливо вигідним для розробки. Це пов'язано з тим, що вони представлені тріщинуватими, пористими колекторами, здатними акумулювати гази, що мігрують через вугільні пласти та інертні ємнісні прошарки або десорбуються з алевролітів і глинистих порід. Межі таких покладів можуть бути теоретично розраховані за допомогою відомих геомеханічних методів. На практиці вони можуть бути встановлені шляхом порівняння геофізичних результатів свердловин, пробурених з поверхні непорушеного масиву [9], з результатами масиву, порушеного очисними роботами [9].

Аналіз літературних джерел та порівняння підрахованих і фактичних ресурсів показує, що фактичні запаси метану в масивних породах значно більші, ніж підраховані за різними методами підрахунку. Вугільні

родовища слід розглядати як комбіновані вугільно-газові родовища, оскільки теплота згоряння газу, що видобувається при видобутку однієї тонни вугілля, досягає 15% від теплоти згоряння видобутого вугілля [43].

Теорія розрахунків вентиляції шахт узагальнена в роботі [44], а розрахунок викидів метану з пласта і шарів-супутників проводився відповідно до нормативного документа 1994 року "Керівництво з проектування вентиляції вугільних шахт" [45]. З того часу умови видобутку змінилися, збільшилися глибини видобутку, поверхневі швидкості, довжина лав і розміри виїмкових ділянок. Згідно з "Керівними принципами" [45], розрахунок викидів метану з вугільних пластів корінних порід і пластів-супутників ґрунтується на вуглевмісній масі ґрунту і покрівлі вугільного пласта, що розробляється. Відомо, що верхня частина вугільного пласта, що розробляється, утворює зони, які характеризуються різними порушеннями суцільності і, відповідно, різними фільтраційними властивостями. Керівництво ... " [45] не містять методики розрахунку розташування цих зон у покрівлі вугільного пласта та оцінки емісії метану з них, що знижує ефективність операцій з видобутку та дегазації метану.

Розробка методики розрахунку параметрів фільтрації метану із зон консолідації вугільних масивів, що видобуваються прохідницьким способом, стримується недостатньою розробленістю теоретичних положень процесу фільтрації газу в зонах консолідації та недостатнім вивченням закономірностей виділення метану із зон консолідації залежно від літологічного складу. У зв'язку з вищевикладеним, параметри фільтрації метану із зони консолідації у вугільних породних відвалах, що видобуваються з шахтних стволів, можуть бути вказані з урахуванням геомеханічних, фільтраційних і літологічних характеристик зони консолідації для визначення місця розташування джерела метановиділення та оцінки характеру і масштабів метановиділення. Видобуток метану у вугільних шахтах є актуальним питанням, і його вирішення дозволить

розробити пропозиції щодо цілеспрямованого видобутку метану з несправжніх вугільних пластів.

Геологічні умови накопичення метану у вугленосних формаціях

Видобуток метану з газоносних порід доцільно здійснювати в першу чергу з пісковиків, що залягають в межах антиклінальних структур або на ділянках палеофлюїдного розрізу керна [46]. При достатній пористості пісковики в межах антиклінальних структур і куполів можуть містити значні запаси метану. Зони палеофлюїдів характеризуються підвищеною пористістю і також можуть бути метаноакумулюючими утвореннями [47].

Як підземні, так і наземні свердловини можуть бути ефективними для видобутку метану з вугільних пластів у тріщинуватих зонах. Видобуток метану поверхневими свердловинами є складним завданням, якщо параметри підземної дегазації добре визначені. Лише в деяких випадках нерозкриті колектори (і то на невеликих глибинах) мають фільтраційні властивості, які забезпечують прийнятні дебіти свердловин. Найбільш поширеним методом у світі є гідравлічний розрив вугільних пластів, який значно збільшує поверхню фільтрації та підтримує прийнятні дебіти свердловин протягом тривалого часу. Використання свердловин з горизонтальним закінченням свердловин є дуже перспективним з огляду на довжину дегазаційної ділянки.

Газ метан видобувається з вугільних пластів за допомогою свердловин, пробурених з поверхні до покрівлі вугільного пласта, що розробляється. Свердловини експлуатуються переважно в режимі динамічного зсуву - під час підйому та опускання пласта на поверхню. Газ метан видобувається з пластів-супутників і газоносних порід покрівлі.

Вторинні скупчення метану виникають за наявності ізолюючого покриву в зоні просідання над вугільним пластом, що виймається (після проходження лави і осідання основної покрівлі). Механізм, умови формування та розташування зон скупчення метану на ділянці закриття

шахти описані в роботі [48]. Для вилучення метану з вторинних (техногенних) скупчень з поверхні бурять свердловини, які на повну потужність проходять через метанонакопичувальні шари порід до ізолюючого шару, що залягає нижче. Свердловина обсаджується експлуатаційною колоною і цементується від верхнього ізоляційного шару до гирла свердловини. Незацементована частина свердловини в зоні скупчення метану обсаджується перфорованою трубою і обладнується фільтром. На гирлі свердловини встановлюється запірна арматура і підключається до вакуумної станції. Експлуатаційні параметри свердловини залежать від газодинамічних характеристик псевдопородного масиву, розмірів зони скупчення, запасів метану в покладі та кількості одночасно працюючих свердловин. Термін експлуатації таких свердловин становить від 3 до 20 років при дебітах від 1,0 до 500 000 м³ на добу.

Переваги розробки таких покладів полягають у наступному:

- Високий вміст метану у видобутому газі;
- Стабільні дебіти в кожній свердловині; і
- наявність стаціонарних об'єктів;
- високі коефіцієнти вилучення.

До недоліків можна віднести: високі капітальні інвестиції при бурінні свердловин великого діаметру.

Метан можна видобувати з покинутих або закритих шахт.

- Через свердловини, пробурені з поверхні;
- Через свердловини, пробурені із закритих вибоїв або іншого обладнання; метан доставляється на поверхню трубопроводами.
- Через дренажні газові системи в межах батардос; метан доставляється на поверхню по трубопроводах;
- Через засипані тунелі, залишаючи системи вентиляції газу в тунелях і перемичках.

Умови видобутку метану із закритих шахт і територій, де видобуток припинено, залежать від геологічних, гірничотехнічних, економічних та організаційних умов:

- За інших рівних умов, більше метану буде виявлено в закритих шахтах, віднесених до суперкатегорії або категорії III за метаном під час експлуатації;

- коротші періоди закриття шахт; і

- Мінімальна кількість виходів на поверхню;

- Як передумова, бажано також зосередитися на ділянках видобутку з високими початковими ресурсами метану в пісковиках і вугільних пластах-супутниках. Запаси метану в пісковиках можна порівняти з запасами газу. Наприклад, шахта Сковинського містить 27 млрд м³ метану, але дуже низька фільтраційна здатність цих пісковиків ускладнює видобуток цього газу;

- Нижче зони вивітрювання газу більша частина метану сконцентрована в зонах високої геологічної активності та пов'язаних з нею розломів вугільних пластів;

- Схеми розкривних робіт і системи видобутку мають безпосередній вплив на положення ізоляційних штанг, що встановлюються під час ліквідації шахти;

- Метод ліквідації ("сухий" або "мокрый") визначає потенціал видобутку метану з виробленої території;

- Найбільший вплив на ефективність споруджуваної системи видобутку метану мають організаційні міркування (якщо проекту закриття ще немає, можна спроектувати систему видобутку метану найбільш раціональним чином; якщо видобуток вугілля в шахті вже закінчився, а ізоляційна перемичка ще не встановлена, можна додати: якщо перемичка встановлена, через неї можна потрапити на вироблений простір, пробуривши підземну шахту зі спеціально збудованого приміщення або

пробуривши шахту з поверхні. Якщо деякі тунелі ще не засипані, можна встановити систему газової вентиляції;

- Найважливішими економічними показниками є вартість будівництва (капітальні витрати) систем виробництва метану, чистий прибуток від експлуатації цих систем і термін окупності після застосування знижок.

Прикладами ділянок видобутку метану є закриті шахти "Центральне Ільміно", "Замківська", "Брянківська", "Іллічівська" (м. Стаханов), закрита шахта "Червоний Жовтень" (м. Єнакієве), а також території, на яких припинено видобуток на діючих шахтах.

Вищезазначені умови також можуть бути визнані на закритих територіях, де видобуток на діючих шахтах було припинено.

Як приклад, візьмемо шахту У-4202 на шахті ім. 60-річчя Великої Жовтневої соціалістичної революції (м. Жданівка, Донецька область). Ця свердловина була побудована у 1988 році і пробурена у відпрацьованому лавовому полі нині закритої ділянки шахти. Свердловина площею 700 квадратних метрів була пробурена того ж року, що й свердловина U-4202. Свердловина виробляла метан протягом усього періоду і в даний час виробляє приблизно 1,0 тис. м³ на добу.

Виходячи з вищезазначених умов, досліджувану ділянку можна класифікувати наступним чином.

- Віднесена до газових шахт суперкатегорії;
- Розташована на відстані 350 метрів від Юнкомівського напластування та 50 метрів від зони високої тріщинуватості;
- У цьому випадку план розрізу та система розробки не є релевантними;
- Ділянка не затоплюється;
- Інвестиції в будівництво дегазаційної установки склали 52,4 тис. грн;
- Очікуваний чистий прибуток - 8,83 тис. грн на місяць;

- Період окупності інвестицій становить приблизно 6 місяців.

Аналізуючи стан досліджень з дегазації та вилучення метану з різних джерел, можна зробити висновок, що найменш вивченими є практичні проблеми вилучення метану з нерозкритих вугільних тіл, з нерозкритих порід покрівлі пластів, що відпрацьовуються на закритих вугільних шахтах, та з ділянок, що відпрацьовуються на діючих вугільних шахтах. Ці проблеми безпосередньо пов'язані з процесом фільтрації метану з привибійної зони вугільного пласта.

Мета і завдання дослідження

Аналіз досліджень, що відображають теоретичні та практичні аспекти вилучення метану вугільних пластів у нашій країні та світі, показав, що переробка є ефективним способом підвищення газовилучення з вугільних пластів. Однак управління та оцінка вилучення метану з шахти ускладнюється відсутністю науково обґрунтованих методів, таких як розрахунок параметрів фільтрації метану під час видобутку метану з шахти, оцінка похованої щільності видобутого метану та прогнозування зон скупчення метану.

Метою цього дослідження є демонстрація параметрів фільтрації метану з псевдовугільних метанових свердловин та визначення їх дебітів і об'ємів видобутку.

Завдання дослідження полягають у наступному:

1) Вивчити механізми та умови утворення депресій у відпрацьованих вугільних пластах і встановити їх залежність від значень інтегральної пустотності та інтегральної проникності.

2) Розробити методику розрахунку щільності видобувних запасів метану з відпрацьованих вугільних пластів та визначити закономірності зміни розрахункового коефіцієнта вилучення метану з параметрами відпрацювання та деформаційними властивостями гірських порід.

3) Змодельовати зміну розмірів зони дегазації, проникності вугільного пласта та дебіту свердловин, пробурених на несправжній вугільний пласт, залежно від глибини розробки, ширини зони обробки, радіусу свердловини та градієнта тиску газу у вугільному пласті.

4) Розробити методичні рекомендації щодо визначення параметрів фільтрації метану в свердловинах, пробурених на поверхні з несправжнього вугільного пласта.

2. АНАЛІЗ ПАРАМЕТРІВ ФІЛЬТРАЦІЇ МЕТАНУ З ВУГЛЕПОРОДНОГО МАСИВУ В СВЕРДЛОВИНИ

Регіональні механізми обвалення та умови формування несправжніх порід

Під час очисних і підготовчих робіт геомеханічні процеси охоплюють всю верхню частину породи і іноді досягають поверхні зсувної мульди, яка завжди більша за площу виробленого простору вугільного пласта або породи [49].

Зі збільшенням площі виробленого простору в породі покрівлі вугільного пласта, що виймається, формується зона фільтрації метану. Після видобутку порода несправжньої покрівлі руйнується, безпосередньо підстилаючи шари покрівлі прогинаються, розшаровуються, розтріскуються і утворюють блоки, які, в свою чергу, руйнуються, заповнюючи виїмкову ділянку пухкою породою і утворюючи опору на основній покрівлі. Основна покрівля відхиляється і виникають тріщини розшарування та окремі тріщини зсуву, особливо в нижній частині основної покрівлі. На корінних породах основної покрівлі утворюється зона консолідації з тріщинами розшарування.

Зсувні процеси в корінних породах викликають перерозподіл напружень в масиві [50, 51]. В зонах гірського тиску порода стискається, а в зонах обвалення - розпушується. У цій роботі геомеханічне моделювання розглядається тільки в певний момент між початком видобутку вугілля і просіданням, тобто між "зведенням" масиву і формуванням зони декомпресії і відшарування порід на масиві.

За характером і ступенем деформації порід у пласті під час дослідження виділяють чотири основні зони [52]. Зона I - нерегулярне просідання порід; зона II - регулярне просідання і обвалення порід; зона III - розпушення порід і активна тріщинуватість та вертикальні тріщини зсуву; зона IV - зародження тріщин і тріщин зсуву (рис. 2.1).

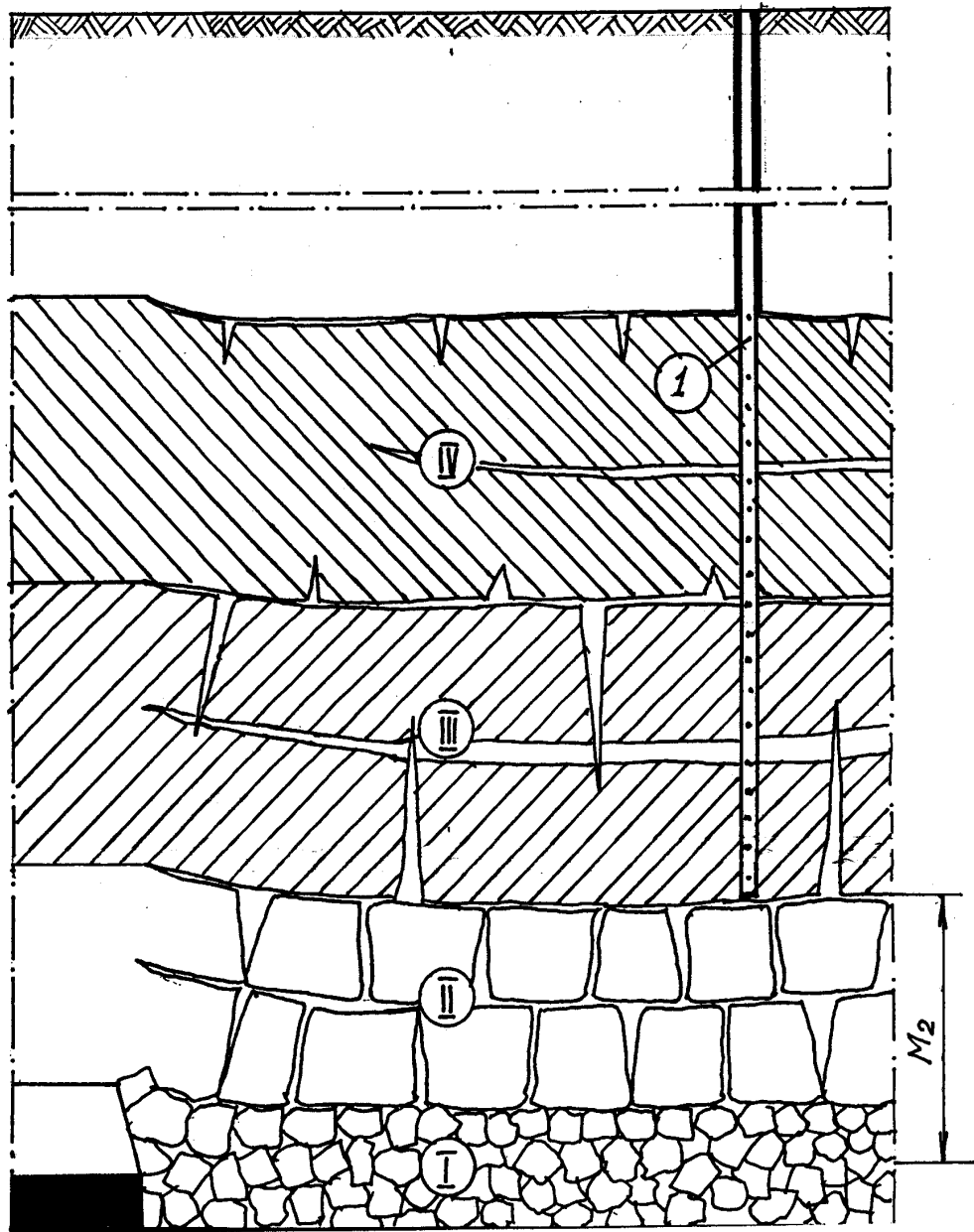


Рис. 2.1. Зони розгерметизації в несправжніх скельних породах (I-IV), 1 - поверхневі дегазаційні свердловини

Характер формування зон деформації дозволяє оцінити процес фільтрації метану. Приплив газу до зони буріння відбувається переважно із зон I і II за рахунок коливань від тріщинуватих, розпушених і фрагментованих порід. Зона III відхиляється першою і розривається лише після того, як сформуються зони I і II. Газ з цієї зони потрапляє в робочу зону і в зону проведення робіт і збільшує газопроникність всієї зони. Зона

IV є зоною скупчення газу, формування якої відбувається із запізненням у часі [53].

Згідно з аналізом дегазаційних заходів на шахті "Донбас", метан з несправжніх вугільних пластів можна умовно розділити на дві частини залежно від факторів, що впливають на аерогазодинамічну обстановку в шахті під час експлуатації: "швидкий газ" - метан, який надходить із зон I і II і збільшує газову видимість у виробленому просторі, іноді більш ніж удвічі, і "повільний газ" - метан, який повільно просочується в вироблений простір у зонах III і IV і збільшує концентрацію метану у вихідних струменях виробленого простору. Виходячи з цього, заходи з дегазації також необхідно розділити на вилучення метану із зон. Спочатку із зон I і II, потім із зон III і IV.

Розглянемо процес фільтрації "швидкого газу" і "повільного газу" з поверхні до свердловини (див. рис. 2.1), оцінку джерела видобутого метану, розташування свердловини і конструкцію свердловини.

Розрахунок параметрів фільтрації в колекторах - розбурених тріщинуватих шматках вугільного пласта

Однією з основних проблем вивчення параметрів процесів фільтрації газу у нерозроблених вугільних пластах є оцінка параметрів метановмісних колекторів. Традиційно в якості колекторів у нерозроблених масивах розглядаються пісковики, оскільки вони мають колекторські властивості, які значно перевищують колекторські властивості інших порід. В результаті видобутку породи над вугільним пластом ущільнюються, розшаровуються і тріщинуваті, в результаті чого вугільний пласт набуває нових колекторських властивостей. Інформацію про утворення тріщин неможливо отримати за допомогою розвідувальних свердловин, оскільки такі тріщини в гірській породі виникають як тріщини розтягування, а не стиснення, і такі тріщини не відрізняються від звичайних тріщин. Ущільнення керна відбувається без порушення

суцільності і відображається у зміні колекторських властивостей (табл. 2.1 і 2.2). У розвантажених пісковиках збільшується абсолютна пористість, відкрита пористість та ефективна пористість, а також зростає проникність.

Згідно з роботами Г.Д. Лідіна [54] та В.Є. Забігайла [55], зі збільшенням відкритої пористості пісковики газопроникність зростає за логарифмічною залежністю. Враховуючи, що відкриті пори пісковики частково заповнені водою і їх газопроникність контролюється газонаповненими порами, ця залежність набуває більш протилежного характеру, якщо замість відкритої пористості використовувати показник ефективного коефіцієнта пористості, який, на нашу думку, відображає лише газонаповнену частину пор.

Для підтвердження цього твердження були використані вимірювання відкритої пористості, ефективної пористості та газопроникності пісковики за керном розвідувального стовбура на ділянці шахти ім. Засядька, проведені ДП "Укрвуглегеологія" (табл. 2.3). Аналіз виявив залежність між значеннями коефіцієнта відкритої пористості $k_{\text{вд}}$ та газопроникності $k_{\text{гп}}$ (2.1), як показано на рисунку 2.2.2.

Таблиця 2.1 -

Колекторські властивості пісковику, нерозвантаженого виробками

№ свердловин	Інтервал відбору проб, м	Кількість	Пористість, %			Газопроникність, мД
			абсолютна	відкрита	ефективна	
ДМ-935	922,5–946,5	6	<u>3,32–9,89</u> 5,5	<u>3,13–9,15</u> 4,2	–	<u>0,01–0,2</u> 0,045
ДМ-922	948,5–991,5	15	<u>4,51–9,39</u> 6,18	<u>4,41–7,87</u> 5,39	<u>1,5–4,85</u> 2,19	<u>0,02–0,08</u> 0,039
ДМ-934	1033,5–1037,5	3	<u>6,3–8,01</u> 6,66	<u>4,14–5,65</u> 4,36	<u>1,88–3,3</u> 2,06	<u>0,04–0,06</u> 0,046
ДМ-918	1139,5–1170,5	5	<u>6,61–8,29</u> 8,16	<u>4,33–8,99</u> 6,36	<u>1,06–4,48</u> 2,06	<u>0,00–0,42</u> 0,12
ДМ-908	1199,5–1219,5	6	<u>4,48–7,77</u> 5,88	<u>3,66–6,97</u> 5,18	<u>0,71–3,22</u> 1,48	<u>0,00–0,07</u> 0,033
Середнє	1040,5		6,47	5,07	1,97	0,053

Таблиця 2.2 -

Властивості розвантаженого піскови́ка

№ свердловин	Інтервал відбору проб, м	Кількість	Пористість, %			Газопроникненість, мД
			абсолютна	відкрита		
ДМ-932	517,5–530,5	3	<u>9,09–10,63</u> 9,37	<u>7,50–9,84</u> 8,18	<u>2,26–3,95</u> 2,62	<u>0,05–0,13</u> 0,086
ДМ-930	710,5–745,5	6	<u>7,49–10,66</u> 8,45	<u>6,44–8,94</u> 7,18	<u>1,83–3,71</u> 2,36	<u>0,04–0,12</u> 0,066
ДМ-937	1001,5–1031,5	5	<u>4,46–9,33</u> 6,23	<u>3,97–5,71</u> 4,26	<u>1,13–3,1</u> 1,76	<u>0,03–0,07</u> 0,0427
Среднее	756,5		8,12	6,55	2,28	0,065

Таблиця 2.3 -

Відкрита й ефективна пористість та газопроникність піскови́ків

№ проби	№ свердловин	Індекс піскови́ків	Глибина відбору, м	Відкрита пористість, %	Газопроникненість, мД	Ефективна пористість, %
1	ДМ-932	$m_4Sm_4^1$	530	7,60	0,06	2,27
2	ДМ-932	$m_4Sm_4^1$	540	8,94	0,13	2,96
3	ДМ-930	$m_4Sm_4^1$	738	7,27	0,066	2,36
4	ДМ-935	$m_4Sm_4^1$	944	4,20	0,047	–
5	ДМ-922	$m_4Sm_4^1$	980	5,48	0,039	2,19
6	ДМ-937	$m_4Sm_4^1$	1116	4,35	0,0426	1,76
7	ДМ-934	$m_4Sm_4^1$	1133	4,24	0,046	1,89
8	ДМ-934	$m_4Sm_4^1$	1137	4,75	0,056	2,31
9	ДМ-918	$m_4Sm_4^1$	1255	6,42	0,106	2,05
10	ДМ-908	$m_4Sm_4^1$	1309	5,20	0,034	1,45
11	ДМ-912	$m_3Sm_4^1$	558	7,17	0,12	1,86
12	ДМ-902	$m_3Sm_4^1$	1147	5,82	0,08	1,68
13	ДМ-912	$M_1^2Sm_2^1$	650	6,20	0,017	1,21
14	ДМ-939	$M_1^2Sm_2^1$	662	5,49	0,024	1,38
15	ДМ-912	$l_8^1SM_1$	672	3,58	0,012	0,85
16	ДМ-930	$l_8Sl_8^2$	880	5,83	0,013	0,95
17	ДМ-912	$l_7^1Sl_8$	729	6,78	0,055	1,49
18	ДМ-912	$l_7^1Sl_8$	735	7,60	0,065	1,51
19	ДМ-932	l_7Sl_7	734	4,62	0,12	–
20	ДМ-912	l_6Sl_7	760	5,79	0,055	1,53

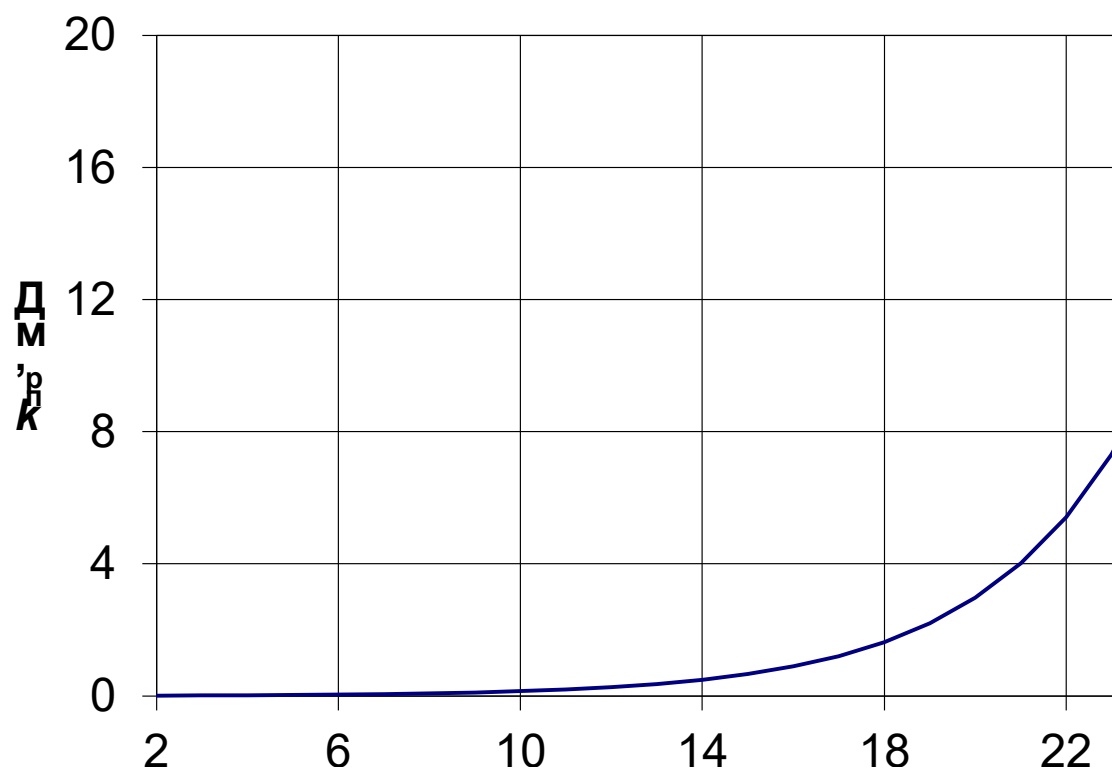


Рис. 2.2. Залежність коеф. газопроникності від коеф. відкритої пористості

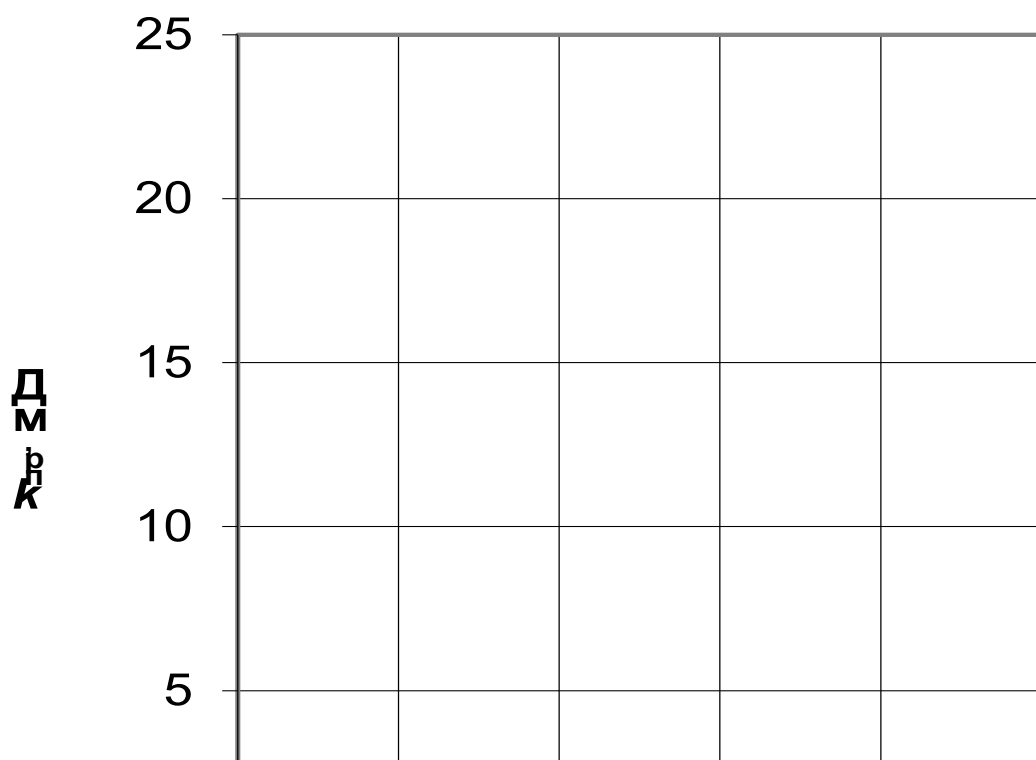


Рис. 2.3. Залежність коеф. газопроникності від коеф. ефективної пористості

Методика регіональної оцінки видобувних запасів метану в несправжніх вугільних пластах

Існуючі системи підземної дегазації порід покрівлі вугільних пластів передбачають буріння свердловин висотою до 30 м у породах покрівлі вугільних пластів. Перспективною є розробка німецькими та американськими фахівцями технології дегазації порід покрівлі вугільних пластів за допомогою довгих горизонтальних дегазаційних свердловин. Використання цієї технології в Україні знаходиться на стадії експериментальних робіт (шахта "Білозерська"). Метод є перспективним, але його реалізація, крім вирішення технічних завдань, вимагає наукового обґрунтування розташування таких свердловин з урахуванням геологічних і геомеханічних особливостей масиву, що підлягає відпрацюванню.

При бурінні горизонтальних свердловин над вугільними пластами необхідно вирішити два завдання: "швидкий" видобуток газу та продовження терміну експлуатації свердловини. Для виконання цих умов свердловина повинна бути розташована в зоні III і якомога ближче до зони II (див. рис. 2.1).

Згідно із завданням, оцінюється джерело метану в товщі покрівлі, що перекриває вугільний пласт, який розробляється. Об'єм породи, в якому оцінюється джерело метану, розраховується на основі обраних геомеханічних моделей зміни стану породи, що підлягає виїмці лавою. Джерело метану розраховується як сума вільного метану в пісковіку і десорбованого метану з розсіяної органічної речовини (ROP) в алевроліті, аргіліті (глинистому сланці) і вугільних пластах - утвореннях-супутниках, виходячи з літологічного складу покривної породи.

Утворення метану у вугільних родовищах безпосередньо пов'язане з метаморфічними процесами у вугільному матеріалі; метаморфічні процеси зосереджені у вугільних пластах і пропластках, а ROP міститься в породах вугільних пластів. Вміст РЗМ у породах залежить від умов формування: найбільший вміст РЗМ спостерігається у породах лагунної та болотної

фацій, глинах та глинисто-алювіальних відкладах; за даними [55], вміст рослинного детриту коливається від 0,2 до 1,3% для пісковиків, від 3,7 до 7,3% для алевролітів та від 6,0 до 9,0% у аргілітах. Вміст рідкоземельних елементів може досягати 10-15%.

Для оцінки точності розрахунків результати були порівняні з даними, отриманими з шахти. Відносний вихід метану з 15-ї лави східної лави становить 34,6 м³ /т.д.м. (на тонну видобутого вугілля на добу). Приблизно 5% або 1,7 м³ /т метану вивільняється з підземних порід. Таким чином, кількість метану, що виділяється з покрівлі та вугільного пласта, становить 32,9 м³ /т. Різниця між розрахунковими та фактичними значеннями становить 1,3 м³ /т або 4,0%. Розраховане джерело являє собою середній дебіт метану, що безперервно виділяється на буровому майданчику під час проведення робіт, але в отриманні значення можуть бути внесені корективи через нестабільність процесу газовиділення в тунелі, спричинену надходженням метану з порожнечі, вийнятої з верхніх зон (III і IV).

На деяких шахтах Донбасу дегазація несправжніх вугільних кусків проводилася за допомогою поверхневих дегазаційних свердловин. Однак задовільних результатів щодо ефекту дегазації та кількості видобутого метану поки що не отримано через відсутність науково обґрунтованої методики розрахунку розмірів зони розгерметизації в межах несправжнього вугільного пласта, газодинаміки свердловин та параметрів фільтрації метану.

У цьому дослідженні пропонується видобуток метану із зон III і IV за допомогою видобувних свердловин і, за необхідності, дренажних свердловин, пробурених з поверхні [53]. Кількість видобувних і дренажних свердловин обирається відповідно до параметрів III і IV зон, водоносності, властивостей порід, гіпсометрії пласта, топографічних змін і розробки поверхні.

Відстань від пласта до верхньої межі III і IV зон (M3 і M4 відповідно) визначається як у рівнянні 2.10, але коефіцієнт C2 замінюється на C3 і C4, значення яких згідно з [52] становлять (0,2-0,3) і (0,35-0,45) відповідно.

Конструкція видобувних свердловин передбачає обсадження і цементування затрубного простору від поверхні до верхньої межі IV зони, а нижче - обсадження без цементування на повну потужність зон III і IV (див. рис. 2.1). Діаметр свердловини залежить від очікуваного видобутку, тиску газу, потреби в трубопроводах та інших спорудах, а також температури газу. Видобувні свердловини планується розташовувати на вершині купольної структури або вздовж осі антиклінальних складок в зонах більшої порушеності гірських порід [57].

Свердловини експлуатуються в напірному режимі, а потім у вакуумному після зниження тиску газу до атмосферного.

Дренажні свердловини буряться тоді, коли видобувна свердловина обводнюється і немає можливості відкачувати її за допомогою труб. Невеликі свердловини буряться до виробленого простору. Від поверхні до верхньої межі IV зони свердловина обсаджується обсадною трубою і цементується затрубним простором. Нижче цієї глибини ствол обсаджується перфорованою трубою без цементування. У твердих породах цю ділянку можна опустити. Дренажні свердловини розташовані в прибортовій зоні синклінальної складки.

Існуючі на сьогоднішній день методи визначення вмісту метану та оцінки метановиділення з покладів, що розробляються, передбачають псевдоконвергентний колектор, породи, що містять вільний газ у тріщинуватих пустотах, і метан, абсорбований у пластовий флюїд [45]. Особливістю цієї оцінки є те, що вона враховує ступінь розшарування і порушення вугільного пласта за величиною граничної деформації розтягування породи, а оцінка джерела метану, отриманого після виїмки

робочого вугільного пласта з шахтної ділянки, флангу, частини шахтної ділянки або всієї шахти, не проводилася.

Аналіз формування регіональних просідань псевдовугільних шматків дозволив провести умовний поділ на зони, що містять "швидкий газ" (зони I і II) і "повільний газ" (зони III і IV).

2) Розроблена методика оцінки фільтраційних параметрів метанонесних колекторів дозволяє визначити основні властивості мантиї несправжнього вугільного пласта, які необхідні для розрахунку параметрів вилучення метану: інтегральний коефіцієнт газопроникності k_p , інтегральну ефективну пустотність даного масиву, що утворилася в результаті залягання несправжнього вугільного пласта $k_{e.e.v.}$, умовну ефективну інтегральну міцність мантиї. Вперше встановлено логарифмічну залежність між проникністю та ефективною пористістю породи-колектора. Достовірність отриманих результатів підтверджується збіжністю значень k_{pr} , розрахованих за інтегральною потужністю ефективної пористості, та значень k_p , отриманих за фактичними даними видобутку метану поверхневими дегазаційними свердловинами на шахті ім. Засядька.

3) Вперше отримано коефіцієнти (2.21) і (2.22), які дозволяють оцінити кількість метану, що може бути вилучений з несправжнього вугільного пласта (видобувні запаси), з урахуванням його фізико-механічних властивостей і гірничотехнічних параметрів. Основною характеристикою несправжнього вугільного пласта є щільність видобувних запасів метану (R_{zap}), яка може бути запропонована як прогнозний показник для оцінки можливого вилучення метану при дегазації або промислового видобутку газу (Додатки А і Б).

4) Вперше введено поняття та розроблено розрахунковий коефіцієнт вилучення метану (КВМ). Він дорівнює відношенню вмісту природного газу до заданої кількості метану, що може бути видобутий з вугільного або гірського масиву за певних умов видобутку; КГКВ також визначається як відношення щільності запасів метану до щільності ресурсів метану. По

суті, він відображає ефективність переробки вугільного метану як засобу сприяння видобутку газу за різних гірничо-геологічних умов.

5) Аналіз параметрів фільтрації метану з вугільних пластів до поверхневих дегазаційних свердловин в гірничо-геологічних умовах шахти ім. О.Ф. Засядька. На шахті ім. О.Ф. Засядька середні параметри фільтрації метану в стовбур свердловини в цих умовах ($H = 1000-1200$ м, $R_{зап} = 45-123$ м³/м²) наступні: дебіт свердловини $Q = 0,1$ м³/с, радіус газовиділення $R_{ef} = 145$ м, інтегральний коефіцієнт проникнення в мантию вугільного пласта $k_{пр} = 35$ мД, коефіцієнт вилучення метану $K_{метан} = 40\%$.

Результати досліджень у цьому розділі дозволили сформулювати перший і другий наукові вирази:

- Цей коефіцієнт дорівнює сумі ефективного коефіцієнта пористості та ефективного коефіцієнта тріщинної пористості;

- Розрахунковий коефіцієнт вилучення метану з несправжніх вугільних або породних пластів зменшується прямо пропорційно величині деформаційних властивостей і збільшенню відстані до покладу, а зі збільшенням потужності покладу зростає за параболічним законом.

3. ОБГРУНТУВАННЯ ТА ОЦІНКА ПАРАМЕТРІВ ФІЛЬТРАЦІЇ МЕТАНУ З ВУГЛЕПОРОДНОГО МАСИВУ В СВЕРДЛОВИНИ, ЩО ПРОБУРЕНІ З ПОВЕРХНІ ЗЕМЛІ

Фізичне моделювання структур і методи прогнозування деформацій у псевдовугільних пластах

Загалом, гірська порода є складним середовищем, що містить різні типи заповнених рідиною пустот (наприклад, мікропори, пори та тріщини).

На відміну від монолітних твердих тіл, гірські породи спочатку містять як тріщини, так і цілісні структури.

Наприклад, уламки та зерна з різним мінеральним складом, які є вихідним матеріалом для формування пісковиків, вже містять різні форми дефектів. На етапі перетворення осаду на гірську породу уламки та зерна мінералів об'єднуються, утворюючи первинні порожнини пісковика. У міру подальшого ущільнення породи загальна пористість зменшується, водночас розвиваються поверхні зсуву і утворюється більше тріщин різного розміру.

Хімічні та термодинамічні когезійні процеси під час метаморфізму кам'яного вугілля призводять до утворення пористостей різного розміру, починаючи від нанометрових до макроскопічних внутрішніх тріщин довжиною в кілька метрів і зі з'єднаннями більше одного міліметра. Деформація оболонки призводить до утворення відкритих тріщин.

Внесок внутрішньопластової проміжної тріщинуватості в дегазацію вугільних пластів був теоретично встановлений і підтверджений експериментальними результатами.

Параметри пустот значною мірою визначають перебіг подальшого процесу гідророзриву, міграцію флюїдів і газу. Тому дослідження пустот гірських порід представляє як теоретичний інтерес для механіки гірських порід, так і практичний інтерес для видобутку метану з вугільних пластів.

Побудова моделей, що базуються на використанні декількох регулярних параметрів формування пустот, а в деяких випадках пористих або тріщинувато-пористих структур гірських порід, ґрунтується на експериментальних даних про фільтраційні, деформаційні, акустичні та інші властивості.

Значні обсяги метану видобуваються зі свердловин і шпурів, пробурених у породах, що характеризуються відкритою тріщинуватістю, а також у зонах незавантажених порід. В роботі наведено результати експериментального дослідження параметрів попередньої дегазації порід покрівлі. Це дослідження підтверджує існування фільтраційних процесів, що відбуваються на межі між порушеними і непорушеними вугільними пластами (там, де гірничий тиск знімається) і забезпечують досить стабільні дебіти дегазаційних свердловин. Оскільки процес фільтрації газу в гірській породі обумовлений зсувними і деформаційними процесами, що відбуваються в породі поблизу виробленого простору, то початково оцінені параметри процесу фільтрації можуть бути визначені шляхом розв'язання задачі динаміки деформацій псевдомасивної породи.

Аналіз вмісту, стану та запасів метану у вугільних пластах, а також світовий досвід видобутку показує, що метан вугільних пластів можна видобувати в промислових масштабах. Крім того, потенціал і перспективи видобутку метану з вугільних пластів є реалістичними, незважаючи на те, що 90% метану у вугіллі абсорбовано і зв'язано. Наявність відпрацьованих ділянок і різних типів посівів створює порушені, порушені і дренавані зони гірських порід, які сприяють переходу метану у вільний стан і підвищують газопроникність породи і вугілля. В принципі, метан витісняється в цих зонах, що, в свою чергу, визначається ступенем переходу газу у вільний стан і умовами фільтрації. Останнє, як відомо, пов'язане з деформацією масивів поблизу вироблених ділянок і тунелів, зародженням і поширенням тріщин і формуванням різних геомеханічних зон.

Розв'язання задач деформування великих тіл навколо процесів і підготовчих робіт на основі механіки суцільного середовища почалося в 40-х роках минулого століття. Багато з них стали класичними: Широко відоме розв'язання задачі про розподіл напружень навколо горизонтальних еліптичних тунелів С.Г. Міффліна, аналогічну задачу розглядав С.Г. Лехницький, яку він розв'язав для вертикальних вправ круглого перерізу, аналогічну задачу для вертикальної вправи круглого перерізу розв'язали А.Г. Динник, А.Г. Моргаєвський, А.Г. Динник та А.Г. Моргаєвський. Універсальною є робота Динника А.Г., Моргаєвського А.Б. та Савіна Г.М., яка базується на аналітичному апараті, розробленому вченим Н.І. Мусхелішвілі для розв'язування плоских задач теорії пружності, про напруження навколо тіл довільного поперечного перерізу. Загальний метод дослідження розподілу напружень навколо заготовки вперше був представлений Баренблатом Г.І. та Християновичем С.А., які розв'язали задачу про розподіл напружень навколо заготовки у вигляді довгої щілини з рівномірно замкнутими стелею та дном на невеликій відстані від поверхні. Перелік робіт можна було б продовжувати, але слід зазначити, що ці автори були піонерами в аналітичному дослідженні зміни напруженого стану біля вибою траншеї та у визначенні величини доменів у масиві. Зокрема, робота С.Г. Лехницького присвячена розробці методів, що враховують анізотропію властивостей гірського масиву стосовно розподілу напружень навколо тунелів та іншим питанням. На жаль, ці фундаментальні дослідження не враховують зміни в структурі гірського масиву і формування зон з різним станом порід навколо тунелів і вироблених територій.

На сьогоднішній день існування зон з різними гірничо-геологічними умовами не викликає сумнівів і вони описані в технічній літературі, параметри їх розвитку визначені і визначаються з точки зору конкретних виробок і є нормативними в галузі безпеки. До числа найбільш повних робіт, що стали класичними і описують методи вирішення завдань,

пов'язаних з розподілом навколо шахти зон пластів з різними гірничо-геологічними умовами з точки зору стійкості гірничих виробок, відносяться, зокрема, І.В. Баклашов і Б.А. Картозія розглядають формування зон непружного деформування з точки зору теорії пластичності і руйнування, на основі методів теорії пластичного, повзучості і трансцендентного деформування гірських порід, найкраще описана різна поведінка порід (повне руйнування, часткове руйнування, пластичне деформування, пружна поведінка) в трьох зонах і при вирішенні задачі управління гірським тиском навколо входу в шахту. Розвиток цих досліджень в частині розв'язання задач, пов'язаних з поведінкою слабометаморфізованих порід поблизу тунелю, здійснювався під керівництвом Б.М. Усаченка. При визначенні параметрів кріплення виробок ці та інші дослідження не розглядали вплив зміни стану масиву на процеси фільтрації, можливості міграції газу та його накопичення на локальних ділянках; в роботах І.М. Петухова та його учнів ці питання розглядалися в контексті викиднебезпечності при вирішенні проблеми усунення ризику викидів у разі недо- або перевитрати вугільних пластів і порід, що перебувають у зоні ризику, і лягли в основу значної частини нормативного документа. Розглядаючи конкретні питання, ці дослідження не торкалися проблем дегазації сланцевих пластів або промислового видобутку метану, а скоріше геометричних розмірів зон пом'якшення впливу гірничих робіт відповідно до товщини пласта, що видобувається.

Питання видобутку газу тісно пов'язане з проблемою дегазації гірських порід, вирішення якої найчастіше знаходить своє відображення в нормативних документах. Однак і вони значною мірою обмежуються параметрами, що забезпечують безпечні та ефективні умови ведення вуглевидобувних робіт: визначенням зон активної дегазації, параметрів фільтрації, оцінкою можливих газовиділень та їх активізацією. Про це переконливо свідчать дослідження, проведені та опубліковані А.Т. Айруні (підземна дегазія гірських масивів), В.В. Пудаком, О.І. Касимов, В.В.

Касьянов, Л.А. Пучков, В.В. Конарєв (дегазація свердловинами з поверхні) та ін.

Дослідження геомеханічних процесів у тріщинуватих гірських породах показують, що формування і параметри зон обвалення тріщинуватих порід сильно залежать від властивостей гірських порід, форми і розмірів тунелю, умов проходки та інших факторів, що, в свою чергу, може впливати на зміну ефективних параметрів способів, умов і засобів видобутку метану з вугільних пластів. Існує очевидна необхідність вирішення цих питань на основі накопиченого досвіду і досліджень, і, зокрема, врахування динаміки рухомого гірського масиву, що лежить в основі вирішення таких завдань.

В останні роки найбільш передові дослідження, спрямовані на вирішення завдань, пов'язаних зі станом гірського масиву навколо лави і виробленого простору, розділилися на теорію опорного тиску і теорію стиснення. У теорії опорного тиску рішення задачі зводиться до визначення напружень навколо плоского перерізу у вигляді суми початкових напружень і збурюючих напружень, що виникають при проведенні виробки, з подальшою оцінкою напружень в розвантаженій зоні за критеріями безпечних значень. Основною метою методу розв'язання є визначення параметрів границь розвантаженої зони навколо очисного вибою і визначення безпечної зони ведення гірничих робіт з точки зору небезпеки ударів і викидів у неправильно розміщених вугільних пластах і перероблених вугільних пластах.

Теорія стиснення характеризується розв'язанням пружних і пластичних задач розподілу напружень навколо очисного вибою з урахуванням зближення або змикання ґрунту покрівлі за методом Колосова-Мускелішвілі та визначенням умов горизонтального "руйнування" пласта у вигляді раптового стиснення. Рішення також базується на визначенні зон збурення ґрунтових умов навколо тунелю та оцінці процесу фільтрації, що є окремим питанням. На жаль, жодна з цих

рекомендацій безпосередньо не розглядає питання дегазації та вилучення метану з навколишніх порід, але вони слугують відправною точкою для їх детального розгляду, разом з подальшим розвитком методів оцінки умов і параметрів газовиділення при розробці вугільних пластів. У цьому контексті аналітична оцінка умов залягання масиву гірських порід і вивчення шляхів вирішення проблеми видобутку метану на основі розрахунку і використання виявлених в цих дослідженнях умов є важливими питаннями, які потребують вирішення.

Геомеханіка несправжніх вугільних грудок

Відомо, що при розробці вугільних пластів над і під виробленою ділянкою відбувається рух порід у напрямку вільного поля. При цьому в масиві поблизу тунелю утворюються зони з різним станом порід (рис. 3.1).

Розглянемо умови та параметри, за яких формуються ці зони.

Припустимо, що вугільний пласт виймається на глибині H , в результаті чого утворюється масив потужністю mtp . Нехай ширина масиву дорівнює $2L$ і визначимо межі горизонтально сформованої зони тріщинуватості та активного зсуву масиву (рис. 3.2).

Розв'язок такої задачі є відомим і розглядався вище. Воно ґрунтується на співвідношенні теорії пружності та пластики з використанням методу Колосова-Мусхелішвілі. Зазвичай розробляються спеціальні програми для чисельних розрахунків, а результати інтегруються з критеріями руйнування та безпеки. Ми використовуємо виконані розрахунки для розв'язання поставленої задачі. В даному випадку розрідження гірського масиву характеризується коефіцієнтом K_r , який в класичному підході визначається наступним рівнянням.

$$K_p = 1 - 3 \cdot \varepsilon_{cp} = 1 - \frac{\varepsilon_{cp}}{K} = 1 - \frac{3 \cdot (1 - 2 \nu)}{E} (\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3)$$

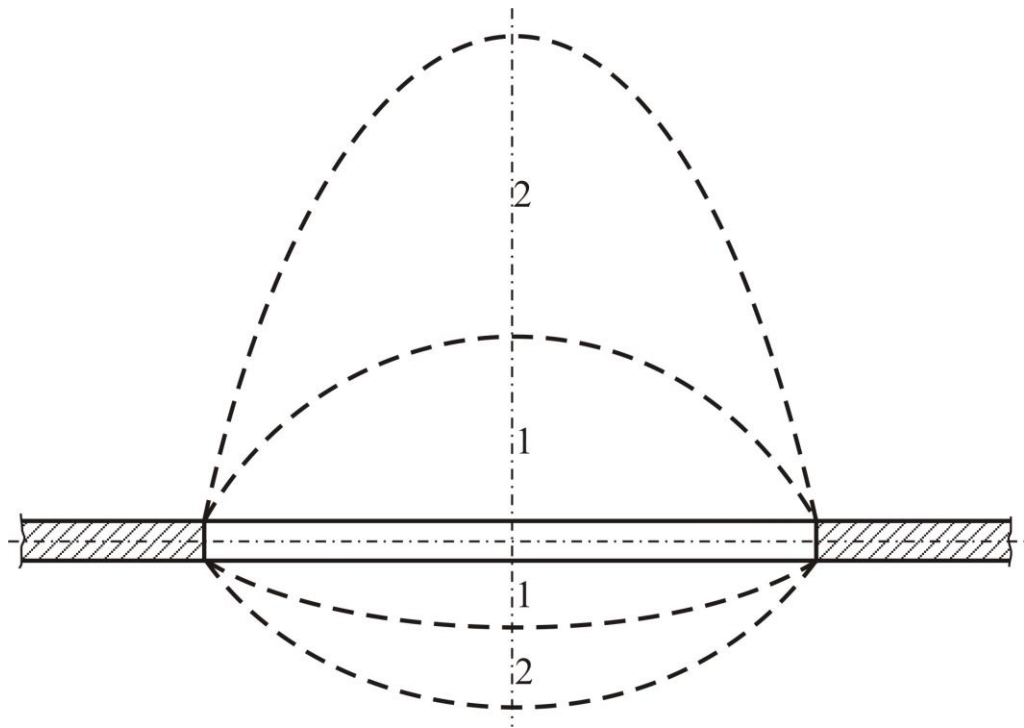


Рис. 3.1 Зони активного руху гірських порід по поверхні: 1 - зони інтенсивної тріщинуватості та обвалення; 2 - зони розтріскування (розвантаження).

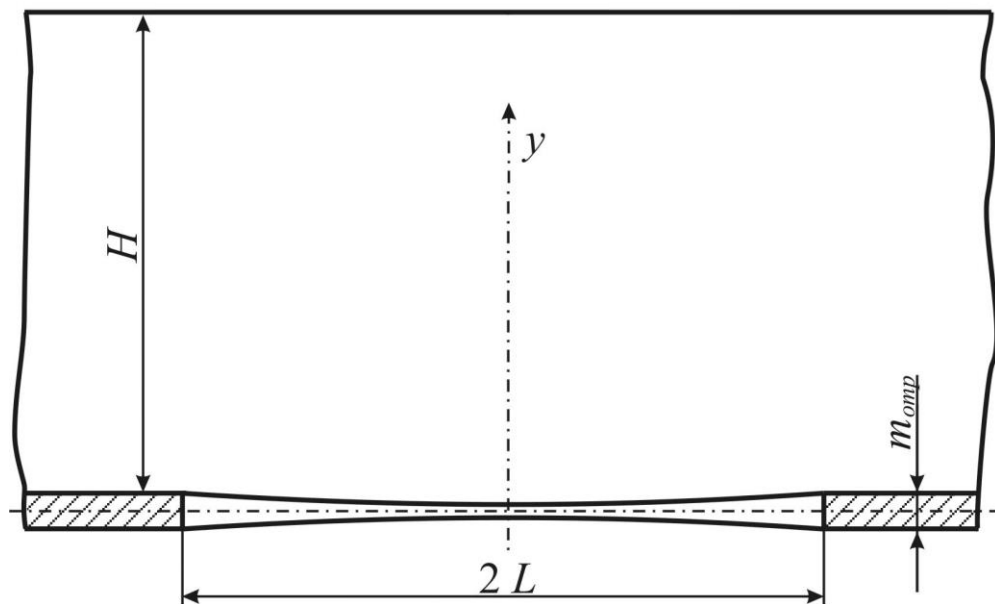


Рис. 3.2. Розрахункова схема зсування масиву при вийманні вугілля

Використовуються результати досліджень з теорії опори та ущільнення, зокрема рівняння напружень, програми та чисельні розрахунки. Шляхом підстановки цих значень у рівняння (3.1) та

виконання необхідних розрахунків отримано розподіл значень коефіцієнта ущільнення породи навколо тунелю, наслідки зміщення породи в порожнині тунелю, зміну глибини розвантаження породи (в залежності від $K \geq K_e$; K_e - коефіцієнт ущільнення, що забезпечує ефективну дегазацію породи і приймається рівним 0,15) та залежність від основного фактора впливу. На рисунках нижче представлені результати розрахунків у вигляді узагальнених графіків у відносних одиницях.

Таким чином, в результаті проведених аналізів і досліджень визначено межі протяжності зони дегазації при підриванні масиву та отримано емпіричну залежність проникності зони дегазації.

Фільтраційні процеси при дегазації помилкових кусків вугілля

Процеси фільтрації в механіці суцільних середовищ добре вивчені і описані в роботах визнаних вчених з точки зору класичної гідрогазодинаміки. Складність процесу фільтрації в тріщинуватих породах як тріщинувато-пористому середовищі полягає в нерівномірності і неоднорідності відтоку або притоку флюїду, що генерується як тріщинами, так і пористим середовищем, а також в мінливості коефіцієнта фільтрації з глибиною від тунелю (див. Розділ 3). Неоднорідність фільтраційного об'єму тріщинуватого пористого середовища в розробленій теоретичній моделі враховується спрощено і не викликає особливих труднощів. Зміна коефіцієнтів фільтрації визначається емпіричною залежністю, описаною вище (розділ 3.2), і можна враховувати залежність, отриману для заданого розв'язку.

Припустимо, що свердловина радіусом r_c пробурена з поверхні для дегазації несправжнього вугільного пласта. Газ просочується в стовбур свердловини через зону дегазації, оточену умовним "контуром живлення" радіусом r_c . Визначимо витрату газу в стовбурі свердловини, припускаючи, що вона підпорядковується експоненціальному закону.

Результати дослідження показують, що в результаті деформацій і зсувів порід зона дегазації помилкового вугільного масиву розвивається в межах всієї ширини L виробленого простору зі значенням $1,4 \cdot L$ в бік покрівлі і $0,3 \cdot L$ в бік відпрацьованого ґрунту пласта. Розміри зони надходження газу в свердловину, тобто координати "контур живлення" свердловини в напрямку від покрівлі до ґрунту, можна визначити за відстанню до виробленого простору з урахуванням закономірності.

Цей параметр має вирішальне значення для визначення можливої глибини залягання обсадної колони свердловини та розміру інтервалу перфорації труб, виходячи з умови, що зона дегазації має прийнятний коефіцієнт фільтрації. Наприклад, для $H = 1124$ м і $k_{пр} = 60$ мД отримано $u = 299$ м, що відповідає практичним даним.

Залежність розвитку "контур живлення" свердловини від ширини видобувної ділянки показує, що для ширини понад 900 м вона є практично постійною. Отже, при ширині видобувної ділянки понад 1000 м зона дегазації розділяється на дві ділянки за рахунок ущільнення порід і дегазаційна свердловина повинна розташовуватися між центром і краєм видобувної ділянки.

Оцінка дебіту свердловин показує, що дебіт найбільше залежить від градієнта тиску (контрольованої - керованої варіації). Рівномірної дегазації можна досягти в часі, підключивши регулятор тиску або вакуумну систему і підтримуючи постійний градієнт шляхом зниження тиску на гирлі свердловини в міру зменшення дебіту. Градієнти тиску можуть зменшити підсмоктування повітря в систему, створюючи обмежений вакуум і запобігаючи виникненню градієнта між робочою зоною і зоною дегазації, коли працює лава і немає систем для ізоляції робочої зони (бурові майданчики, ізоляційні смуги на гирлі свердловини, вітрила і т.д.).

Виходячи з результатів досліджень, методологічну основу оцінки параметрів дегазації можна звести до наступних робочих елементів:

- Визначаються геометричні розміри (з точки зору поширення і нахилу) сформованої гірничої виробки L для конкретного регіону гірничої виробки (вугільного пласта);
- Визначаються або аналізуються склад і властивості порід, що утворюють вугільний пласт;
- Визначено "контур живлення" та фільтраційні характеристики свердловини;)
- Визначається дебіт свердловини.

Отримані дані нададуть вихідні дані для вибору схеми дегазаційної свердловини, режиму дегазації та визначення параметрів процесу фільтрації метану з викиднебезпечного вугільного пласта.

Результати.

1) За допомогою теорії опорного тиску оцінено параметри різних зон стану порід навколо устя свердловини і відповідно розраховано, визначено закономірність зміни коефіцієнта розгерметизації з відстанню від устя свердловини, яка апроксимується степеневим законом з коефіцієнтом кореляції $r = - 0,82$.

2) Зони дегазації над і під виробкою формуються у вигляді еліпсів з великою віссю, що дорівнює $2 \square L$ і малою віссю, що дорівнює $0.3 \square L$ на рівні землі і $1.4 \square L$ на покрівлі. Глибина дегазації залежить від ширини утвореної порожнини, змінюється майже лінійно і описується лінійним рівнянням. Залежність розвитку границі зони дегазації від властивостей порід, що характеризуються співвідношенням модулів пружності поблизу і далеко від гірничого впливу, є нелінійною і апроксимується експоненціальною функцією з коефіцієнтом кореляції $r = - 0,94$.

3) З залежностей, отриманих з використанням основних правил теорії фільтрації, можна отримати інженерне рівняння для визначення проникності псевдомасивів. Це рівняння пов'язане з відстанню і шириною

досліджуваної ділянки статичною функцією, а з властивостями породи - експоненціальною функцією.

4) Використовуючи рівняння та їх розв'язки в теорії фільтрації та встановлені залежності, отримано інженерне рівняння для розрахунку дебіту дегазаційної свердловини при видобуванні газу з несправжнього вугільного пласта в певних гірничо-геологічних умовах. Чисельні результати показують, що дебіт дегазаційної свердловини найбільше залежить від градієнта тиску, що утворюється між вільною поверхнею стовбура свердловини і межею зони дегазації, а також від ширини зони видобутку (зростаюча лінійна функція).

Узагальнені результати дозволяють сформулювати третю наукову точку зору:

- Дебіт дегазаційної свердловини, пробуреної в несправжньому вугільному масиві, прямо пропорційний градієнту газового тиску в ній, ширині зони вироблення, радіусу свердловини і глибині розробки, і розраховується за залежністю, отриманою в характеристичній моделі зміни фільтраційних параметрів масиву гірських порід.

4. ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДИ ПАРАМЕТРІВ ФІЛЬТРАЦІЇ МЕТАНУ З ВУГЛЕПОРОДНОГО МАСИВУ

Гірничо-геологічні умови тестового майданчика

В якості критеріїв для вибору тестового майданчика були використані наступні характеристики відпрацьованих ділянок шахти:

- Газоносність рудного пласта - $> 8,0 \text{ м}^3/\text{т с.р.м}$;
- Газоносність бічних порід - $> 1,0 \text{ м}^3/\text{м}^3$;
- Сателітні шари та прошарки, що містять газ у товщі покрівлі та корінних порід;
- Стан покрівлі - повне обвалення;
- Наявність на ділянці газовидобувних свердловин або свердловин, що використовуються для інших цілей;
- Час після видобутку повинен становити щонайменше один рік, щоб протизсувна мульча повністю сформувалася в шарах гірських порід над рудним пластом.

В результаті аналізу на основі вищезазначених критеріїв було обрано дві ділянки для проведення експериментів з видобутку метану:

(а) Ділянка 1 - відпрацьована лава, розташована на схилі пласта m^3 шахти ім. Засядька, де в породі покрівлі пласта m^3 було пробурено серію дегазаційних свердловин. Свердловини були обсажені експлуатаційними трубами, пробуреними з інтервалом між забоями. Устя деяких свердловин були фланцеві, щоб полегшити роботу з підготовки запірної арматури для експериментів;

б) родовище 2 - $\text{h}8$ -шарові псевдоліти стелі на шахті "Томашевська-Південна"; у 2000 р. свердловина А-3351 була пробурена до глибини 240 м і пройшла по стовбуру свердловини на глибині 218 м. Ствол був обсаджений перфорованими трубами, а в гирлі ствола був встановлений запірний фланець.

Ділянка 1 включає в себе пласт несправжнього вугілля, що залягає над пластом m3 у західній лаві 13 в районі шахти Ш-1345 шахти ім. Засядька та похилу ділянку східної лави 15 в районі шахт МТ-323 і МТ-328. Потужність породи С27, що залягає над пластом m3, становить 430 м. Порода С27 розташована на похилій ділянці східної лави 15. Пісковик складає в середньому 25,5% (110 м), алевроліт - 35% (150 м), аргіліт - 36,5%, вапняк - 2%, а вугілля і кутові сланці - трохи менше 1% (4,4 м). У діапазоні глибин тестової ділянки всі супутники-колектори (m3) в межах зони впливу гірничих робіт мають вміст природного газу 20 м3/т куб. м. Дані про пористість і газопроникність пісковиків пласта С27 наведені в Таблиці 2.5.

Як видно з таблиці 2.5, найкращі властивості зберігання мають три пласти пісковиків: m3Sm41 (потужність - 33 м, відкрита пористість - 6%, газопроникність - 0,08 мД), m41Sm5 та m5Sm51.

Вугільний пласт m3 має складну будову, кути падіння 9-16°, потужність 1,8-1,95 м, небезпечний за викидами вугілля і газу, гірничими ударами, пилом і самозайманням, газоносність 23 м3/т.у.п.м. Пласт розроблявся стовповою системою розробки з використанням екскаваторного буріння. Похилі штреки споруджувалися в розкривних породах. Вугілля видобували комбайном 1ГШ68 та механізованим комплексом КМ-87. Покрівлю проводили методом повного обвалення. Підготовка поверхні здійснювалася комбайном ДПКС-1, який розкривав вугілля в режимі маятникового підривання. Система провітрювання лави була протитечійною, а струмінь викиду був спрямований у бік вугільної маси (вздовж лави). Через високий вміст газу в зоні виїмки для дегазації використовували окрему вакуумну насосну станцію і трубопровід. Виїмка лави 13 проводилася між 1997 і 1998 роками, а лави 15 - між 1999 і 2000 роками. Частина плану шахти показані на Рисунку 4.1.

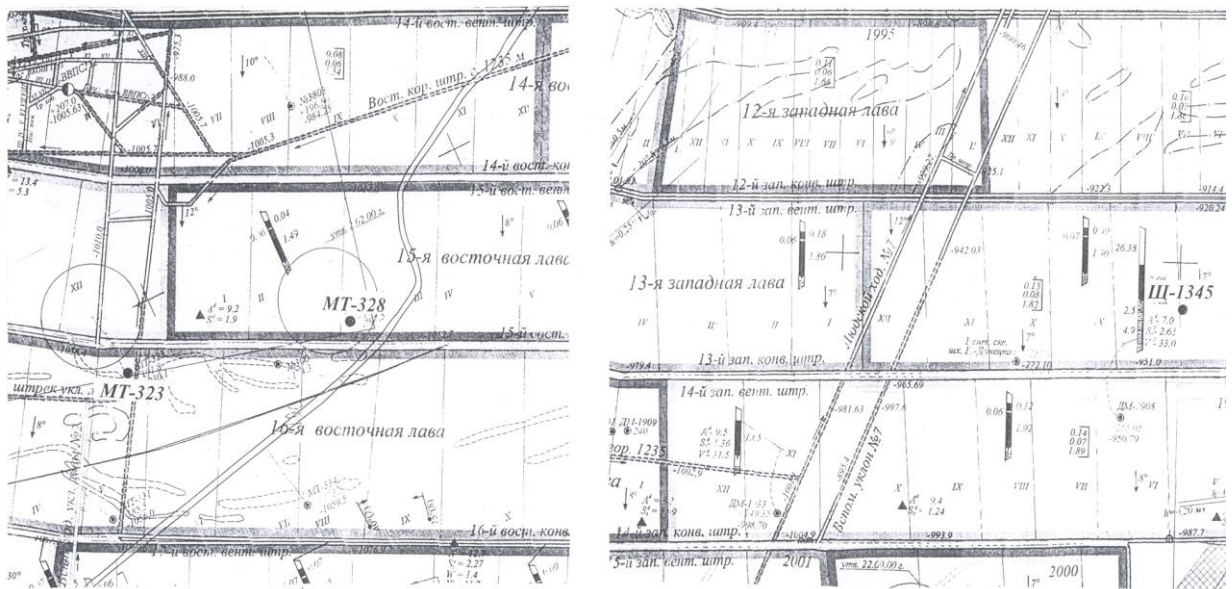


Рис. 4.1. Частини плану виробок

Ділянка 2 розташована в Лищанському вугледобувному районі, на території закритої шахти "Томашівська Південна" і обмежена Томашівським південним куполом, який є частиною Томашівського супрамафічного каналу; в період з 1960 по 1976 рік на видобувній ділянці цієї шахти, між 210 і Видобуток здійснювався в пласті h8 на глибині 400 метрів. Потужність розроблюваних шарів коливалася від 0,8 до 0,9 м. Кут нахилу пласта становить 3-5°, марка вугілля - D, газоносність - 8 м³/т куб. м. Поверхня метаноносної зони в межах купольного зводу спостерігалася на глибині 75 м. Основним джерелом метану в шахтних стволах під час гірничих робіт був визначений ґрунт (до 87%): пісковики h7Sh8 потужністю 30-35 м, що залягають безпосередньо на ґрунті шару h8, є основним об'єктом просочування метану. За семирічний період (1965-1972 рр.) в тунелі та дегазаційну мережу було випущено 92,2 млн м³ метану із середньою абсолютною газопроникністю 25 м³/хв.

Фрагмент плану гірничих робіт на пласті h8 шахти "Томашівська-Південна" показано на рисунку 4.2.

Дані про колекторські властивості пісковиків у покрівлі пласта h8 та потужність підстилаючих порід наведені в таблиці 4.1.

Як бачимо, всі пісковики мають добрі колекторські властивості, що було підтверджено газодинамічними дослідженнями, проведеними Восток Геологія під час буріння свердловини А-3351. Крім того, пористість і проникність пісковиків закономірно збільшуються з глибиною.

Після закриття шахти і засипання тунелів на ділянці, де розроблялася шахта, і в старих тунелях у фортечній частині купола почав накопичуватися метан. Основним джерелом газу був сильно газонасичений пісковик h8Sh7, як і під час розробки жили h7. Територія шахти і старі штольні виконували роль вторинних резервуарів метану, а аргіліт у верхній частині пласта i1 - роль кришки для газової пастки.

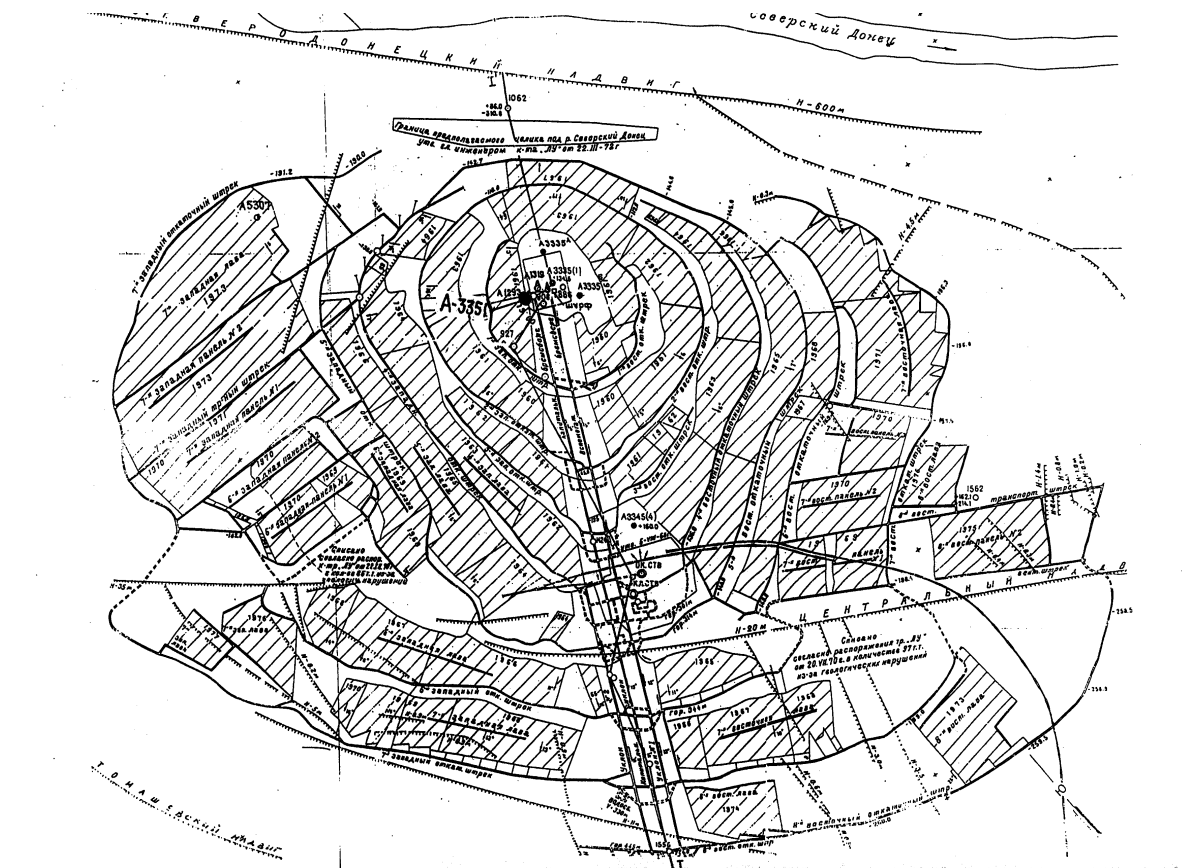


Рис. 4.2. План виробок

Методики досліджень

Основними показниками, що характеризують фільтраційні властивості несправжніх вугільних пластів, є коефіцієнт проникності k_p і

коефіцієнт фільтрації k_f . За значеннями цих коефіцієнтів можна оцінити здатність вугільного пласта пропускати газ як у напірному, так і у вакуумному режимах. Тому газодинамічні дослідження свердловини в наших умовах можна звести до визначення коефіцієнта фільтрації k_f , який пропорційний проникності k_p породи метаноносної товщі вугільного пласта.

Постійно відкриту вентиляційну свердловину обладнували запірною арматурою з гніздами для манометра і термометра, вентилем для приєднання П-подібного манометра, пристроєм для встановлення каліброваних шайб різного діаметру в перехідній частині і лічильником газу ПГ-2М або іншим вимірювальним приладом. Свердловину закривали і проводили вимірювання часу та тиску на гирлі свердловини. Після досягнення максимального значення тиску зі свердловини через калібровану шайбу випускали газ і фіксували час, необхідний для стабілізації тиску, тиск і дебіт газу.

Результати газодинамічних досліджень оброблялися в наступному порядку Побудова графіка залежності координати P_y (мм.рт.ст.) надлишкового тиску на гирлі свердловини від часу t (хв.). Геометричним методом визначають вибійний об'єм свердловини V_{sq} (м³). Потім визначається дебіт свердловини Q_0 (нм³/год) у вільному газовому потоці на основі початкових показань і приводиться до нормальних умов.

Метою експериментального дослідження є демонстрація параметрів вакуумного інтелектуального відкачування метану з модельного вугільного пласта.

Методологія експерименту полягає у дослідженні газодинамічних параметрів при вакуумному навантаженні в трьох режимах. Вимірювані параметри - вакуум, швидкість потоку змішаного газу та концентрація метану.

Процес вакуумування здійснювався мобільною установкою конструкції МакНДІ ПВВН-12, змонтованою на двовісному причепі для

зручного транспортування до стовбура свердловини. Установка складається з водокільцевого вакуумного насоса ВВН-12, бака для води, двигуна внутрішнього згоряння з редуктором, витратоміра і блоку управління.

Рівень вакууму вимірюється вакуумметром, встановленим на вході вакуумного насоса.

Експериментальна робота виконується в такій послідовності

а) Визначення вільного повного дебіту свердловини та характеристик зберігання несправжнього вугільного пласта;

б) визначити дебіт змішаного газу і концентрацію метану при кожному значенні вакууму; б) визначити дебіт змішаного газу і концентрацію метану при кожному значенні вакууму

в) визначити параметри фільтрації та раціональний режим роботи метановидобувної свердловини, виходячи з дебіту, вакууму та концентрації метану в суміші газів.

Враховуючи, що концентрація метану в суміші є постійною (83%), можна зробити висновок, що можливість збільшення дебіту свердловини (7,1 м³/хв) ще не вичерпана і дебіт може бути збільшений за рахунок використання більш потужного вакуумного насосного обладнання. В результаті дебіт метану (5,89 м³/хв 100% СН₄) є достатнім для використання в газопоршневій установці потужністю 1,5 МВт, яка споживає 5,4 м³/хв 100% метану, або в газоповітряній суміші з концентрацією метану понад 30%.

Видобуток метану на Ділянці 2 може бути збільшений шляхом буріння додаткових свердловин, подібних до свердловини А-3351.

Висновки.

1) Експериментальні дослідження, проведені на законсервованих ділянках шахти ім. Засядька, дозволили визначити основні параметри фільтрації метану з викидонебезпечного вугільного масиву в інертні газовидобувні свердловини Ш-1345, МТ-328 і МТ-323. Коефіцієнти

газопроникиності $k_{пр} = 0,59, 0,41$ і $2,27$ мД; перепад тиску на гирлі свердловин $R_u = 57, 124$ і 304 мм рт. ст.; вільний дебіт $Q_0 = 0,54, 1,12$ і $3,72$ м³/год. Порівняння цих результатів визначило свердловину МТ-323 як придатну для проведення дослідно-промислового видобутку метану методом вакуумного відкачування.

2) Газодинамічні дослідження, проведені в напірному режимі в свердловині А-3351, визначили устьовий тиск $R_u = 1,99$ кПа, дебіт вільного кінця $Q_0 = 0,3$ м³/хв та відносний перепад тиску на усті свердловини $\Delta P_u = 4,8-7,2$ кПа/м³/хв для припливу метану в режимі фільтрації.

Експериментальне дослідження фільтраційних параметрів і газодинаміки стовбура свердловини в напірному режимі виявилось прийнятним методом для порівняльної оцінки перспективності свердловин з видобутку метану.

3) Експериментальні дослідження з вилучення метану шляхом відкачування газу з відпрацьованої ділянки 1 дали наступні результати. Дебіт змішаного газу з концентрацією метану 92% зі свердловини МТ-323 в режимі відкачування І склав $4,86$ м³/хв. Це майже у 80 разів перевищує дебіт вільного потоку, але подальше збільшення дебіту свердловини за рахунок підвищення рівня розрідження є недоцільним через несприятливі параметри, такі як велика глибина, малий діаметр труб на ділянці відбору газу та низька проникність газоносного колектора. Доцільно експлуатувати цю свердловину в режимі вакуумного навантаження, при якому рівень вакууму 57 кПа не перевищуватиметься.

4) За результатами експериментів на Ділянці 2 свердловина А-3351 виявилася значно перспективнішою за свердловину МТ-323 завдяки параметрам глибини 240 м та високій газопроникиності колектора ($k_{пр} = 76,8$ мД в пісковикі Н7Ш8). Відносний дебіт свердловини $0,525$ м³/хв ($3,9$ м³/хв.□кПа) на мм.рт.ст. приблизно в 90 разів перевищує значення $0,006$ м³/хв ($0,045$ м³/хв.□кПа) свердловини МТ-323. Враховуючи постійний

вміст метану в суміші (83%), потенціал збільшення дебіту свердловини (7,2 м³/хв) ще не вичерпаний і може бути збільшений за рахунок більш ефективного вакуумного насосного обладнання. Досягнутий дебіт метану (5,89 м³/хв при 100% CH₄) є достатнім для використання в газопоршневій установці потужністю 1,5 МВт, яка споживає 5,4 м³/хв при 100% метану, або еквівалент газоповітряної суміші з концентрацією метану більше 30%.

5. ПРИЙНЯТІ ПАРАМЕТРИ ФІЛЬТРАЦІЇ МЕТАНУ З ВУГЛЕПОРОДНОГО МАСИВУ У СВЕРДЛОВИНИ

Методичні рекомендації щодо визначення параметрів фільтрації метану при видобутку метану з несправжніх вугільних пластів

Аналітичні, теоретичні та експериментальні дослідження дозволили визначити такі основні параметри фільтрації метану з несправжніх вугільних пластів у гравітаційні дегазаційні свердловини

- Густина запасів метану в так званому вугільному пласті, R_{zap} , залежить від вмісту природного газу та залишкового газу у вугіллі та породі, потужності відпрацьованого вугільного пласта та способу управління покрівлею, метаморфізму та деформаційних характеристик вугілля та пісковика і визначається рівняннями (2.21), (2.2) та (2.24). Для гірничо-геологічних умов вугільного масиву, що відпрацьовується довгими стінами в пласті $m3$ шахти ім. Засядька, $R_{zap} = 45,2-122,9$ m^3/m^2 площі [53].

- Розрахунковим коефіцієнтом вилучення метану з порушеного вугільного пласта є $K_{прог}$, який дорівнює відношенню питомої кількості метану, що виділяється при видобутку лавою з порушеного або аналогічного пласта, до природного вмісту метану, визначеного за формулою (2. 25). Він також визначається окремо для кожної газоносної породи або як відношення запасів метану до ресурсної щільності несправжнього вугільного пласта ($K_{прог} = 0,23-0,57$ в умовах шахти ім. Засядька).

- На стадії проектної розробки проникність $k_{пр}$ несправжнього вугільного пласта визначається за рівнянням (2.9) через інтегральну ефективну пустотність $k_{іп}$, що утворилася після несправжнього вугільного пласта і розраховується за рівнянням (3.7), яке також враховує глибину розробки, ширину розроблюваного масиву гірських порід і параметри стовбура свердловини. На етапі освоєння свердловини інтегральний

коефіцієнт витікання псевдотвердих порід визначається за результатами газодинамічних досліджень з урахуванням властивостей твердої породи і тиску газу, режимних параметрів плоского і вертикального розрізів та конструкції свердловини. Наприклад, на шахті ім. Засядька, де процес інтенсивної дегазації практично завершено, коефіцієнт газопроникності вугільного пласта дорівнює $k_{пр}=2,27, 0,41$ і $0,59$ мД в свердловинах МТ-323, МТ-328 і Щ-1345 відповідно, а на ділянках буріння нових інтенсивних свердловин коефіцієнти газопроникності в пласті помилкового вугілля коливаються від 15,0 до 43,3 мД.

- Тиск газу P_{fm} у несправжньому вугільному пласті визначається статичним тиском R_u на усті свердловини плюс тиск газового стовпа на висоті, що дорівнює відстані від устя до свердловини. Для розрахунків на стадії проектування тиск газу в удаваному вугільному пласті визначається за формулою (2.8).

- Дебіт свердловини Q залежить від густини і тиску метану запасів у вугільному пласті, його властивостей, експлуатаційних параметрів і конструкції свердловини. На етапі проектування він визначається за рівнянням (3.11) і уточнюється в процесі експлуатації свердловини: Розрахунковий дебіт, отриманий в умовах шахти ім. О.Ф. Засядька, узгоджується з фактичним середнім дебітом поверхневих дегазаційних свердловин ($Q = 0,02 - 0,17$ м³ /с).

- Радіус надходження газу R_{ef} з несправжнього вугільного пласта в свердловину визначається виходячи з припущення, що контур зони надходження метану є круговим; R_{ef} розраховується на основі густини видобувних запасів і очікуваного видобутку метану зі свердловини на стадії проектування і на основі фактичного видобутку і густини запасів в процесі експлуатації. в умовах шахти ім. О.Ф. Засядька $R_{ef} = 82-161$ м.

- Газодинамічні дослідження та пілотні експерименти з видобутку метану з псевдовугільних кусків вакуумним методом дозволили визначити

параметри процесу фільтрації метану для конкретних гірничо-геологічних умов (табл. 5.1).

Таблиця 5.1 -

Параметри фільтрації метану з підробленого масиву в свердловини в режимі вакуумування

Параметри свдловини	Свдловина МТ-32	Свдловина А-33
Глибина L , м	1228	245
Статичний тиск P_y , кПа	40,6	1,98
Проникненість $k_{пр}$, мД	2,28	76,9
Розрядження B_y , кПа	56,8	3,1
Дебит Q , м ³ /мин.	4,87	7,2
Вміст метану, %	93	85

Методика оцінки та визначення параметрів зон техногенного накопичення метану

Аналіз і результати досліджень, описаних у розділі 2, а також методичні рекомендації щодо визначення основних параметрів фільтрації метану з мантиї несправжнього вугільного пласта ґрунтуються на галузевому стандарті Мінвуглепрому СОУ 10.1.05411357.007:20 "Гірські породи. Методика оцінки та параметризації зон підвищеної газонасиченості".

Цей стандарт затверджено Міністерством вугільної промисловості України (наказ № 469 від 24 жовтня 2007 р.) та зареєстровано Науково-дослідним і навчальним центром проблем стандартизації, сертифікації якості України (№ 32595752/1611).

Стандарт призначений для оцінки газоносності псевдовугільних зон у мантиї псевдовугільних пластів розроблюваних і діючих шахт та закритих гірничих виробок, а також для оцінки інтенсивності техногенних джерел метанонакопичення на оцінюваних ділянках.

Прогнози орієнтовані на покинуті гірничі виробки та несправжні вугільні пласти на газонебезпечних діючих і закритих шахтних територіях.

Критерій розроблено, по-перше, для здійснення післяопераційної дегазації з метою зниження газоносності несправжніх вугільних пластів,

тим самим зменшуючи надходження вільного метану в рудничну атмосферу, підвищуючи безпеку працівників шахт і запобігаючи раптовому проникненню в робочу зону діючої шахти з покинутих гірничих виробок або ліквідованих шахт. По-друге, цей стандарт може бути використаний для видобутку метану як високоякісного палива та сировини, допомагаючи вугледобувним підприємствам заощаджувати енергію та покращувати свої техніко-економічні показники.

Стандарт запобігає нещасним випадкам та

- Оцінка зон підвищеної газонасиченості в модельних вугільних пластах в межах прогнозованої площі;
- Оцінка щільності штучних джерел скупчення метану в несправжніх пісковиках, вугільних пластах і пластах в межах прогнозованої території;
- Картування ізольованих ліній щільності штучних джерел метану;
- Виявлення та параметризація зон підвищеної газонасиченості на карті ізоліній щільності штучних джерел метану.

Стандартизація охоплює стандартизацію процесів дегазації та вентиляції вугільних шахт; прогнозування небезпек викидів вугільних пластів і порід та їх взаємозв'язок з раптовим проникненням метану в шахту. Цей стандарт розроблено як доповнення до ДСТУ 10.1.00174088.001:2004 Стандарт дегазації вугільних шахт. Методи та процедури дегазації".

Положення цього стандарту поширюються на організації та установи вугільної промисловості.

Оцінка економічної ефективності утилізації шахтного метану

Шахтний метан можна використовувати різними способами, починаючи від найскладніших, таких як збагачення до стандартної якості та подача в газову мережу, до найпростіших, таких як спалювання газу в шахтних котельнях та опалювальних приладах. У цій статті наведено

приклад використання шахтного метану як палива для газопоршневого двигуна з метою когенерації.

1) Вихідні дані.

Шахтний метан використовується як паливо для газопоршневої когенераційної установки, що виробляє електричну та теплову енергію. Економічна оцінка базується на агрегованих показниках умов свердловини А-3351, пробуреної в псевдоуламкових породах на закритій шахті "Томашівська-Південна".

Зі свердловини А-3351 подається змішаний газ дебітом 7,0 м³/хв при вакуумі 3 кПа і концентрації метану-СН₄ 83%. Газ є сухим і не потребує додаткової підготовки перед подачею на газодизельний генератор. Теплота згоряння метану становить 8600 ккал/м³, а теплота згоряння газової суміші, що подається, - 7140 ккал/м³.

Вартість буріння, обсадження та обв'язки гирла свердловини А-3351 становить 420 000 грн. (у цінах 2007 року).

Витрати на електроенергію становлять 0,3185 грн. за 1кВт·годину, а витрати на теплову енергію - 0,2 грн. за Мкал.

2) Обладнання.

Для повної утилізації метану необхідне наступне обладнання:

- Когенераційна газопоршнева установка JMS 312 GS -B, L - 3 одиниці (2 одиниці працюють одночасно, третя - резервна для ремонту та обслуговування);

- Вакуумний насос ВВН-12 - дві одиниці (одна з них працює). Вакуумний насос ВВН-12 - 2 одиниці (1 одиниця в роботі);

- Запірна арматура, контрольно-вимірювальні прилади, трубопроводи - 3 комплекти, 80 000 грн. за комплект.

Параметри газопоршневої установки для когенерації JMS 312 GS - B.L фірми Jenbacher (Австрія) наведені в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 -

Основні параметри

Параметри	Од. виміру	Величина
Потужність	кВт	625
Струм змінний	Гц	50
Струм змінний	В	380, 660, 6300
Теплова потужність	Гкал/час	0,604
Питома витрата метану, 100%	м ³ /кВт·час	0,28
Споживання газу, 83 %	м ³ /час	175
КПД	%	75
Повний ресурс	час	80000
Вартість	тис. грн.	3300
Прибори контролю	тис. грн.	80
Вартість робіт	тис. грн.	110

3) Операційні витрати.

Заробітна плата працівників та персоналу, податок на заробітну плату, матеріальні витрати (природний газ, моторне масло), запасні частини, регулярне технічне обслуговування, електроенергія та вода для електростанції. Щорічні операційні витрати складають 560 тис. грн.

4) Річні економічні показники

Річні економічні показники електростанції представлені в Таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 -

Економічні показники

Витрати	Од. виміру	Величина
буріння свердловини	тис. грн	420
обладнання	тис. грн	10475
проектні роботи	тис. грн	85
будівництво та монтаж	тис. грн	335
Разом витрат	тис. грн	11350
Експлуатаційні	тис. грн	550
Виробництво електроенергії	МВт·час	10900
Виробництво теплової енергії	Гкал	10580
електроенергія	тис. грн	3487
теплова енергія	тис. грн	2116
валовий дохід	тис. грн	5600

5) економічна ефективність

Очікуваний прибуток від утилізації метану електростанцією, яка складається з трьох газопоршневих когенераційних установок, визначається так:

$$\Pi_r = D_r - (Z_e + A_r)$$

де D_r – загальний дохід електростанції, який отриманий від продажу електроенергії та тепла, тис. грн;

Z_e – експлуатаційні витрати, тис. грн;

A_r - амортизаційні відрахування, що визначаються відношенням капітальних витрат на будівництво до повного терміну експлуатації електростанції:

$$A_r = \frac{Z_k}{T}$$

T - повний термін експлуатації, визначаються відношенням повного ресурсу роботи установки до річного терміну експлуатації, та дорівнює 5800 годин на рік:

$$T = \frac{P_{\Pi}}{t_r} = 13,5 \text{ років}$$

$$A_r = \frac{11300}{13,6} = 835 \text{ тис. грн}$$

$$\Pi_r = 25600 - (835 + 565) = 4210 \text{ тис. грн}$$

Чистий прибуток, з урахуванням 30% податку, дорівнює:

$$\Pi_{гч} = 0,7 * \Pi_r = 2960 \text{ тис. грн}$$

Прибуток за весь термін:

$$\Pi_{\Sigma} = \Pi_{гч} * T = 40.120 \text{ тис. грн}$$

Окупність витрат визначається співвідношенням капітальних витрат до чистого прибутку:

$$T_{ок} = \frac{11300}{2950} = 3,8 \text{ роки}$$

Таким чином, використання метану, отриманого з синтетичного вугільного метану, є економічно ефективним заходом. Капітальні витрати на проектування й будівництво електростанції становлять 11,3 млн грн. Щорічний чистий прибуток становить 2,95 млн грн, а чистий прибуток за весь період експлуатації електростанції - 40,12 млн грн. Окупність

інвестицій буде забезпечена протягом чотирьох років після введення електростанції в експлуатацію.

Результати.

1) Розроблені рекомендації дозволяють визначити параметри фільтрації метану. Рекомендації призначені для використання у проектах дегазації шахт, у проектах видобутку метану вугільних пластів з несправжніх вугільних пластів і можуть бути передані зацікавленим сторонам.

2) Методичні рекомендації з визначення параметрів фільтрації метану з порушених вугільних пластів базуються на галузевому стандарті СОУ 10.1.05411357.007:2007 "Техногенні скупчення метану в порушеному вугільному масиві". Він затверджений Міністерством вугільної промисловості України та зареєстрований як нормативний документ УкрНДНЦ.

3) Оцінка ефективності утилізації метану показує, що використання шахтного метану в якості основного палива-носія для виробництва електричної та теплової енергії в газопоршневих когенераційних установках JMS 312 GS-B.L є економічно ефективним заходом. Таким чином, загальні капітальні витрати на проектування та будівництво електростанції потужністю 1 250 кВт становлять 11,3 млн грн, очікуваний річний чистий прибуток - 2,95 млн грн, а очікуваний прибуток за весь термін експлуатації - 40,12 млн грн. Інвестиції будуть повернуті протягом чотирьох років після введення в експлуатацію.

ВИСНОВКИ

Дане дослідження є завершеною роботою, яка вирішує актуальну наукову задачу демонстрації параметрів фільтрації метану з псевдовуглецевої мантиї до свердловин, що полягає у встановленні закономірностей зміни газодинамічних властивостей масивних гірських порід, які впливають на вилучення метану при видобутку, та особливостей регіональних геологічних умов, і має важливе народногосподарське значення при дегазації та плануванні видобутку метану.

Основні наукові та практичні результати роботи полягають у наступному:

1. представлені в роботі механізми формування та регіональні умови просідання псевдомасивних порід дозволили умовно виділити зони, що містять "швидкий газ" та "повільний газ", які є фільтраційними параметрами, що необхідно враховувати при видобутку метану з поверхневих пробурених свердловин. Розроблена методика розрахунку фільтраційних параметрів метанонесних колекторів дозволяє визначити ключові параметри: інтегральну ефективну пустотність та інтегральну проникність в результаті гідророзриву пласта. Встановлено логарифмічну залежність між інтегральною проникністю та інтегральною ефективною пористістю породи-колектора, яка описується емпіричним рівнянням, придатним для інженерних розрахунків.

2. встановлено, що щільність видобувних запасів метану в несправжніх вугільних пластах залежить від вмісту природного і залишкового газу у вугіллі та породи, потужності пласта, що видобувається, способу управління покрівлею, ступеня метаморфізму і деформаційних характеристик вугілля та породи і може бути визначена рівнянням, придатним для інженерних розрахунків з урахуванням геологічних розрізів.

Ця концепція була введена вперше, і був розроблений розрахунковий коефіцієнт вилучення метану (MRF). Він дорівнює відношенню заданої кількості метану до вмісту природного газу, який може бути видобутий з вугільного або гірського масиву за певних умов видобутку; КГВ також визначається як відношення щільності видобутих запасів метану до щільності ресурсу. По суті, він відображає ефективність переробки шахтного метану як методу інтенсифікації видобутку газу за різних гірничо-геологічних умов.

3. на основі теоретичного дослідження фізичної моделі будови та геомеханіки тріщинуватого масиву гірських порід визначено закономірності зміни параметрів зон за різних гірничо-геологічних умов поблизу видобувної ділянки, розмірів зони дегазації, величини проникності масиву гірських порід та дебіту свердловини, пробуреної в тріщинуватий масив гірських порід. Встановлено, що дебіти свердловин залежать від тиску газу в тріщинуватому масиві, його властивостей, параметрів тріщин та конструкції свердловини і можуть бути визначені як розрахункові величини на етапі проектування за інженерними формулами.

4. газодинамічні дослідження в свердловинах та експерименти з вакуумного вилучення метану з модельних вугільних пластів дозволили визначити основні параметри фільтрації метану в конкретних гірничо-геологічних умовах та зробити порівняльну оцінку з розрахунковими даними, отриманими аналітичними методами.

5. 5. Розроблені методичні рекомендації дозволили визначити основні параметри фільтрації метану: густину видобувних запасів у мантиї викиднебезпечного вугільного пласта $R_{зап}$, інтегральну проникність $k_{пр}$, коефіцієнт фільтрації k_f , тиск газу всередині масиву R_m , прогнозний коефіцієнт вилучення $K_{прог}$, дебіт R_f і радіус зони дегазації $R_{реф}$.

6. методичні рекомендації з визначення основних параметрів фільтрації метану з несправжніх вугільних пластів використані при розробці галузевого стандарту СОУ 10.1.05411357.007:2007 "Методика

оцінки зони підвищення газонасиченості та визначення її параметрів", затвердженого Міністерством вугільної промисловості України та зареєстрованого як нормативний документ УкрНДНЦ.

7. як приклад оцінки економічної ефективності утилізації шахтного метану показано можливість його використання в якості моторного палива в газопоршневій когенераційній установці JMS 312 GS-B. Виробництво електроенергії та надання тепла за допомогою L є економічно ефективним способом виробництва електроенергії та надання тепла. Так, загальні капітальні витрати на проектування та будівництво електростанції потужністю 1250 кВт становлять 11,3 млн грн, очікуваний річний чистий прибуток - 2,95 млн грн, а очікуваний прибуток за весь термін експлуатації електростанції - 40,12 млн грн. Повернення інвестицій буде забезпечено протягом чотирьох років після введення в експлуатацію.

ДЖЕРЕЛА

1. Саприкин В . Про концепції державної енергетичної політики України на період до 2020-го року // Зеркало неділі, № 8 (332), 24.02.2001.
2. Тулуб С.Б. Стан і перспективи розвитку кутової промисловості України. – К.: УкрНИИпроект, 2007. – 70 с.
3. Булат А.Ф. Создание индустрии шахтного метана в топливно-энергетическом комплексе Украины // Геотехническая механика. – Днепропетровск, 1998. – Вип. 10. – С. 3–8.
4. Левкін Н.Б., Кашуба О.І. Перспективи забезпечення промислової безпеки на вугільних шахтах // Уголь України. – 2007. – № 6. – С. 27 – 29.
5. Триплетт Д.Р., Філіппов А.Е., Писаренко А.А. Метан угольних месторождений Украины: производственный и инвестиционный потенциал шахт Донбасса. – К.: Логос, 2000. – 132 с.
6. Лукінов В.В. Геологические и технические условия добычи метана на угольных месторождениях бассейна Блэк Ворьер // Геотехническая механика. – Днепропетровск, 2000. – Вип. 17. – С. 11–15.
7. Проект CBM Coalmet. дипл.-інж. Ганс-Юрген Карлванг, DSK; Доктор наук Міхаель Шлоенбах, Drilling Engineering GmbH. (рекламний листок).
8. Толкінгтон Кларк, Шульц Карл. Програма поширення метану вугільних пластів (СМОР) // Агентство з охорони навколишнього середовища США. - Вашингтон, округ Колумбія. – 22 травня 2001. – 21 с.
9. Левашов С.П., Гуня Д.П., Якимчук Н.А., Корчагін І.Н., Піщаний Ю.М. О возможности прогнозирования зон повышенной газонасыщенности углей и вмещающих пород геоэлектрическими методами // Доповіді НАН України. – 2002. – № 10. – С. 118–122.
10. Касимов О.І., Касьянов В.В., Радченко В.В. Опыт и перспективы использования метана, выделяющегося из закрытых шахт // Уголь України. – 2001. № 4. – С. 38–40.

11. Семенов А.П., Петренко С.Я., Касимов О.І., Кочерга В.Н. Метановиділення з відновлених виїмкових участків і ліквідованих шахт // Уголь України. – 2001. – № 2–3. – С. 24–27.
12. Конарев В.В. Опыт Донбасса по дегазации угольных месторождений // Доклады второй Междунар. конф. «Сокращение емісії метана». – Новосибирск: Кузбассвуиздат. – 2000. – С. 379–382.
13. Пимоненко Л.І., Гуня Д.П., Кузнецова Л.Д. Типизация природных зон локального скопления метана в Донецько-Макеевском районе Донбасса // Геотехническая механика. – Днепропетровск, 2006. – Вып. 67. – С. 307–316.
14. Україна відкриває СВМ // СВМ Review. – 1998. – 4, – № 1. – С. 5.
15. Сдвижение горных пород при подземной разработке угольных и сланцевых месторождений / Акимов А.Г., Земисев В.Н., Кацнельсон Н.Н. і др. – М.: Недра, 1970. – 224 с.
16. Касьянов В.В., Ламберт Ст. Перспективы развития метановой отрасли в Украине // Геотехническая механика. – Днепропетровск, 2000. – Вип. 17. С. 6–11.
17. Клец А.П., Гуня Д.П. Проницаемость подработанного углепородного массива // Материалы XI Междунар. научной школы ім. акад. С.А. Христиановича «Деформування і руйнування матеріалів з дефектами і динамічні явища в гірських породах і виробленнях». – Сімферополь. – 2004. – С. 59–62.
18. Борьба со скоплениями метана в угольных шахтах / Г.Д. Лидин, А.Т. Айруни, Ф.С. Клебанов, Н.Г. Матвієнко. – М.: Держгортехиздат, 1961. – 143 с.
19. Лидин Г.Д. Газообільність каменноугольных шахт СССР. Газообільність каменноугольных шахт Северо–западной части Донецкого бассена. – М.: Наука, 1989. – 224 с.
20. Газоносность угольных бассейнов и месторождений СССР. Угольные бассейны и месторождения европейской части СССР / Под ред.

А.И. Кравцова. – М.: Недра, 1979. – Т.1. – 628 с.

21. Газообильность каменноугольных шахт / Ефремов К.А., Дубов Г.П., Дьячков А.И. і др. – М.: Недра, 1974. – 208 с.

22. Лукинов В.В., Баранов В.А., Гуня Д.П., Пашенко П.С. Влияние геологических факторов на газообильность горных выработок // Науковий вісник Національного гірничого університету, 2005. – Вип. 6. – С. 76–79.

23. Лукинов В.В., Гуня Д.П., Торопчин О.С., Капланец Н.Е., Радованов С.В. Проблемы поверхностной дегазации на угольных месторождениях // Геотехническая механика. – Днепропетровск, 2005. – Вип. 53. – С. 138–143.

24. Карп І.Н. О шахтном метане // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 1993. – № 6. – С. 5–7.

25. Конарев В.В. Метан угольных месторождений – пора заняться им всерьёз // Уголь України. – 2000. – № 2–3. – С. 3–7.

26. Ковальова І.Б., Соловійова Е.А. До питання про взаємозв'язки дифузійно-кінетичних параметрів угля з динамікою газовиділення из пластів // Горн. інф.-анал. бюл. – Моск. гос. горн. ун-т, 1999. – № 27. – С. 75–78.

27. Пучков Л.А., Каледина Н.О. Динаміка метану в вироблених просторах угольних шахт. – М.: Изд-во МГГУ, 1995. – 313 с.

28. Смирнов М.И. Динаміка метановиділення. // Безопасность. труда в горн. пром-ти. – 1999. – № 1. – С. 30–32.

29. Оцінка точності вмісту метану в уголь-них пластах. Визначте точність вмісту газу в вугільному пласті / Мейвор Метт, Пратт Тім, Нельсон Чарльз Р. // Бензин. інж. Міжн. – 1995. – 68. – № 10. – С. 37–42.

30. Ривз С . Определение запасов метана угольных пластов / Бернс энд Роу. Семінар по оценке запасов метана угольных пластов. – Киев: Агентство США по міжнародному розвитку. – 1998. – 44 с.

31. Оцінка джерела газу у виробленому просторі довгої лави: кутовий пласт Lower Kittanning, Округ Кембрія, Пенсільванія. Визначення джерела

газу Лонгволл Гоб: вугільний пласт Лоуер Кіттаннінг, Камбрія, Пенсільванія / Даймонд Вільям П., Улері Джеймс П., Кравітс Стівен Дж. // Rept. Інвестувати. / Бур. шахти. Департамент США Інтер. – 1992. – № 9430. – С. 1–15.

32. Розрахунок вмісту внутрішньопластового метану в угольних пластах. / Ohga Kotaro, Higuchi Kiyoshi, Higuchi Kazutaka // Shigen to sozai = J. Mining and Mater. процес. ін-т японець – 1994. – 110, № 12. – С. 939–945.

33. Применение геостатических методов для прогнозирования газоносности пластов шахты Pniówek. Cyrul T., Cygan J. Zastosowanie geostatystyki do prognozy gazowej w KWK “Pniówek” // Nauka, inf. бізнес. Zesz. 5. – 1993. – № 2. – С. 47.

34. Температурно-вуглефікаційні аспекти розподілу газу в місці народження Верхнесилезького кутового басейну (ВУБ). Temperaturowo-uwegleniowe aspekty rozmieszczenia gazu w zlozu Gornoslaskiego Zaglebia Weglowego / Jarnowski J. // Prz. гор. – 1994. – 50, № 7–8. – С. 17–24.

35. Інструкція по визначенню і прогнозу газоносності вугільних пластів і вміщувальних порід при геологорозвідкових роботах. – М.: Недра, 1977. – 96 с.

36. Голубєв А.А., Жикаляк Н.В. Совершенствование методів дослідження та оцінка газоносності угольних пластов // Геотехническая механика. – Днепропетровск, 1998. – Вип. 10. – С. 93–97.

37. Орлов А.В. Природные и техногенные залежи метана угольных месторождений северо-восточного Донбасса // Геотехническая механика – Днепропетровск, 2000. – Вып. 17. – С. 132–136.

38. Забурдяев В.С., Ефремов К.А., Рябченко А.С. Газообильность и эффективность дегазации очистных выработок на шахтах Кузбасса // Уголь. – 1995. – № 1. – С. 46–48.

39. Садчиков В.А., Новиков В.Я., Коликов К.С. Дослідження розслоення метану по його концентрації в газовому колекторі // Горн. інф.-анал. бюл. – Моск. гос. горн. ун-т, 1999. – № 7. – С. 69–70.

40. Каледина Н.О., Мещеряков Д.А., Семенов А.С. Оценка интенсивности газовыделения из старых выработанных пространств // Докл. на учного симпозиуму «Неделя горняка – 2000». – Горн. інф.-анал. бюл. – Моск. гос. горн. ун-т, 2000. – №7. – С. 20–23.
41. Булат А.Ф., Лукинов В.В. Условия формирования и методы выделения природных и технических скоплений метана в породах и на угольных месторождениях // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 1993. – № 6. – С. 24–25.
42. Фізичні основи скважинної видобутку метану з нерозвантажених кутових пластів / В.А. Бобин, В.В. Гурьянов, С.В. Кузнецов и др. // Горн. інф.-анал. бюл.: Моск. гос. горн. ун-т. – 2000, № 1. – С. 142–144.
43. Ленинский и Беловский районы Кузбасса – перспективное газоугольное месторождение / В.П. Мазикін і др. – Кемерово, 1997. – 200 с.
44. Бойко В.П., Кременьчущий Н.Ф. Основы теорії розрахунку вентиляції шахти. – М.: Недра, 1978. – 280 с.
45. Керівництво з проектування вентиляції кутових шахт. – К.: Основа, 1994. – 312 с.
46. Пат. 74503 України, G01V9/00; E21F7/00. Спосіб визначення зони збирання метану на невідпрацьованих ділянках шахт та ділянках розвідки / Булат А.Ф., Звягільський Ю.Л., Лукинов В.В., Баранов В.А., Єфремов І.О., Бокий Б.В., Гуня. Д.П., Підтуркін Д.Г. (Україна); Заявл. 06.07.2004; Опубл. Бюл. № 12 – 7 с.
47. Лукинов В.В., Пимоненко Л.І., Клец А.П., Гуня Д.П., Капланец Н.Е. Типизация месторождений угольного метана по горно-геологическим условиям // Геотехническая механика – Днепропетровск, 2004. – Вып. 49. – С. 9–16.
48. Пат. 74502 України, G01V9/00; E21F7/00 Спосіб визначення зони збирання метану на відпрацьованих ділянках шахт / Булат А.Ф., Звягільський Ю.Л., Лукинов В.В., Баранов В.А., Єфремов І.О., Бокий Б.В., Гуня. Д.П. (Україна); Заявл. 06.07.04; Опубл. Бюл. №12 – 2005. – 6 с.

49. Борисов А.А. Механіка горних порід і масивів. – М.: Недра, 1980. – 359 с.
50. Новикова Л.В., Заславская Л.И., Наливайко Я.М. Проявления горного давления при надработке и подработке пластовой подготовительной выработки // Науковий вісник НГАУ. – 2001. – № 4. – С. 34–35.
51. Мякенький В.І. Сдвигение и дегазация пород и угольных пластов при очистных работах. – К.: Наукова думка, 1975. – 100 с.
52. Иофис М.А., Шмелёв А.И. Инженерная геомеханика при подземных разработках. – М.: Недра, 1985. – 248 с.
53. Лукінов В.В., Клец А.П., Ільющенко В.Г., Бобрышев В.В., Бокий Б.В., Гуня Д.П., Фічев В.В. Методика расчета извлекаемых запасов метана из подработанного и надработанного углепородного массива // Геотехническая механика – Днепропетровск, 2002. – Вып. 37. – С. 62–69.
54. Дослідження закономірностей дегазації розробляються, підробляючи кутових пластів / Г.Д. Лидин, А.Т. Айруни, Ю.Н. Бессонов, Н.С. Смирнов– М.: Изд-во Института физики Земли АН СССР, – 1969. – 84 с.
55. Геологические факторы выбросоопасности пород Донбасса / Забігайло В.Е., Широков А.З., Белый И.С. і др. – К.: Наукова думка, 1974. – 270 с.
56. Статистичні методи підвищення якості / Під ред. Хтоси Куме: Пер. з англ. – М.: Финансы и статистика, 1990. – 301с.
57. Баранов В.А., Єфремов І.А., Бокий Б.В., Гуня Д.П. Формування техногенних колекторів метану на прикладі шахти ім. А.Ф. Засядько // Геотехническая механика – Днепропетровск, 2005. – Вып. 53. – С. 143–148.
58. СОУ 10.1.00174088.001-2004. Дегазация вугільних шахт. Вимоги до способів та схеми дегазації. – Макіївка, МакНДІ, 2005. – 162 с.
59. Касимов О.І., Касьянов В.В. Запаси газу в підготовленому масиві та можливість їх вилучення // Уголь України. – 1994. – № 2. – С. 5–7.

60. Касьянов В.В., Касимов О.И. Метод розрахунку вилучених запасів метану в угольних месторождениях // Уголь України. – 1996. – № 8. – С. 42–45.
61. Газообильность каменноугольных шахт СССР. Комплексное освоение газоносных угольных месторождений / Айруни А.Т., Галазов Р.А., Сергеев И.В. і др. – М.: Наука, 1990. – 216 с.
62. Забігайло В.Е., Николин В.И. Вплив катагенеза горних порід і метаморфізму углей на їх вибросоопасность. – К.: Наукова думка, 1990. – 168 с.
63. Абрамов Ф.А., Шевельов Г.А. Свойства выбросоопасных песчаников как породы-колектора. – К.: Наукова думка, 1972. – 98 с.
64. Абрамов Ф.А., Шевельов Г.А. Исследование фильтрационных и газодинамических процессов в выбросоопасных песчаниках // Вопросы теории выбросов угля, породы и газа. – К.: Наукова думка, 1973. – С. 167 – 175.
65. Шевельов Г.А. Динаміка викидів вугля, породы і газу. – К.: Наукова думка, 1989. – 160 с.
66. Пилипенко Ю.І., Карлов А.В., Гуня Д.П. Определение трещиноватости среды в природных условиях при интенсификации дегазации угольных пластов // Геотехническая механика – Днепропетровск, 2002. – Вып. 37. – С. 80 – 84.
67. Баранов В.А., Пашенко П.С., Бокий Б.В., Гуня Д.П. Выделение нарушенности подработанного горного массива по величине акустического сигнала // Геотехническая механика – Днепропетровск, 2005. – Вып. 56. – С. 16–22.
68. Баранов В.А., Пашенко П.С., Бокий Б.В., Гуня Д.П. Прогнозирование нарушенности подработанного массива и зоноскопия метана акустическими методами // Матеріали міжнародної конференції «Форум гірників – 2005». – Том 1. – Дніпропетровськ: НГУ. – 2005 – С. 62 – 65.

69. Ільющенко В.Г., Бобрышев В.В., Бокий Б.В., Гуня Д.П.

Исследование напряженно-деформированного состояния массива горных пород в зонах антиклинально-синклинальной нарушенности // Проблемы гірського тиску: Зб. наук. пр. – Донецьк: ДонНТУ, №8. – 2002. – С. 72 – 80.

70. Бокий Б.В., Гуня Д.П., Лукинов В.В., Клец А.П.

Экспериментальные исследования предварительной дегазации пород кровли на шахте им. А.Ф. Засядько // Геотехническая механика. – Днепропетровск, 2005. – Вип. 55. – С. 11 – 16.

71. Михлин С.Г. О напругах в породе над угольным пластом // Изв. АН СССР. ОТН. – 1942. – № 7/8. – С. 13–29.

72. Лехницкий С.Г. Визначення напружень в упрутому ізотропному масиві біля вертикальної циліндричної виробки кругового сечення // Изв. АН СССР. ОТН. – 1938. – № 7. – С. 17–25.

73. Динник А.Н., Моргаевский А.Б., Савин Г.Н. Распределение напряжений вокруг подземных горных выработок: Тр. Совещ. по упр. горным давлением. – М.–Л.: Наука, 1938. – С. 7–55.

74. Баренблатт Г.І., Христианович С.А. Об обрушении кровли при горных выработках // Изв. АН СССР. ОТН. – 1955. – № 11. – С. 73–86.

75. Лехницкий С.Г. Теорія упругості анізотропного тіла. – М.: Наука, 1977. – 415 с.

76. Баклашов І.В., Картозія Б.А. Механічні процеси в порідних масивах. – М.: Недра, 1986. – 272 с.

77. Виноградов В.В. Геомеханіка управління станом масиву поблизу гірських виробок. – К.: Наук. думка, 1989. – 192 с.

78. Потураев В.Н., Булат А.Ф., Виноградов В.В. Геомеханические аспекты управления состоянием горного массива вблизи горных выработок // Уголь України. – 1988. – № 5. – С. 17–21.

79. Зорін А.Н., Халимендик Ю.М., Колесников В.Г. Механіка руйнування горного масиву та використання його енергії при видобутку корисних викопуваних. – М.: ООО «Недра-Бізнесцентр», 2001. – 413 с.

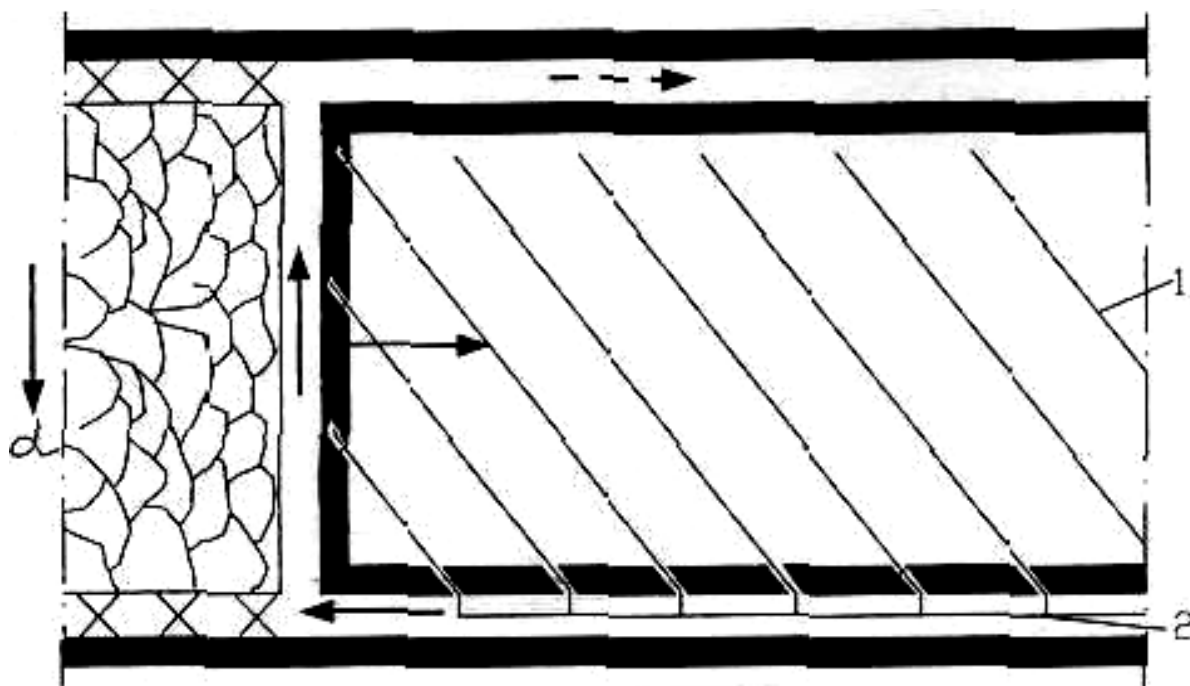
80. Усаченко Б.М., Кириченко В.Я., Шмиголь А.В. Охрана підготовчих виробок глибоких горизонтів шахт Західного Донбасу. – М.: ЦНИЭИуголь, 1992. – 168 с.
81. Усаченко Б.М. Свойства пород і стійкість горних виробок. – К.: Наук. думка, 1979. – 136 с.
82. Усаченко Б.М., Чередниченко В.П., Головчанский И.Е. Геомеханика охраны выработок в слабометаморфизированных породах. – К.: Наук. думка, 1990. – 240 с.
83. Петухов И.М., Литвин С.Г. Горные удары и борьба с ними на шахтах Кизеловского бассейна. – Пермь: Наука, 1969. – 473 с.
84. Петухов И.М. Гірські удари на вугільних шахтах. – М.: Недра, 1972. – 112 с.
85. Петухов И.М., Линьков А.М. Механіка горних ударів і викидів. – М.: Недра, 1983. – 279 с.
86. Шевелев Г.А., Мякенький В.И., Кулинич В.С. Сдвигение выбросоопасного породного массиву при надробці кутовим пластом // Изв. ВУЗов, Горный журнал. – 1973. – № 1. – С. 27–29.
87. Шевелев Г.А., Кулинич В.С. Опережающая відпрацювання угольного пласта – ефективний метод запобігання викиду піщаника і газу при проведенні полевых штреков // Уголь. – 1972. – № 1. – С. 17–21.
88. Кулинич В.С., Шевелев Г.А., Егоров С.И. Методи і засоби визначення параметрів геомеханічного стану газоносного породного масиву. – Донецк: ЦБНТИ угольной промышленности, 1994. – 202 с.
89. Інструкція по безпечному веденню горних робіт на пластах, небезпечних по позапним викидам угля, породи і газу. – М.: Недра, 1989. – 191 с.
90. Булат А.Ф. О фундаментальных проблемах разработки угольных месторождений Украины // Уголь Украины. – 1997. – № 1. – С. 14–17.
91. Колесников В.Г. Об інтенсифікації метановиделения угольных месторождений // Геотехническая механика, 2000. – Вип. 17. – С. 201–204.

92. Айруни А.Т. Теорія і практика боротьби з рудничними газами на великих глибинах. – М.: Наука, 1981. – 335 с.
93. Айруни А.Т., Бессонов Ю.Н. Смирнов Н.С. Опыт комплексной дегазации участков // Уголь. – 1968. – № 6. – С. 89–96.
94. Айруни А.Т., Иофис М.А., Мхатвари Т.Я. Закономерності дегазації вибросоопасных пологих кутових пластів при їх підробці // Уголь. – 1979. – № 9. – С. 14–16.
95. Айруни А.Т. Основы попередньої дегазації на великих глибинах. – М.: Недра, 1970. – 78 с.
96. Пудак В.В. Дегазація вуглепородного масиву, спрямована скважинами, пробуреними з поверхні. – М.: ИАЦ, 1993. – 111 с.
97. Пучков Л.А. Реальність промислової видобутку метану з нерозвантажених вугільних пластів. – М.: Изд-во Держ. горн. ун-та, 1996. – 23 с.
98. Пудак В.В., Конарев В.В., Алексеев А.Д., Брижанев А.М. Дослідження, розробка технологій і промислове використання метану вуглегазових місцезорождений Донбасса // Уголь України. – 1996. – № 5. – С. 68–71.
99. Хапилова Н.С. Теорія внезапного отжима угольного пласта. – К.: Наук. думка, 1992. – 232 с.
100. Хапилова Н.С., Залетов В.В. Распределение напряжений в сжимаемом пластичном слое с полостью в форме параллелепипеда // Матем. модельр. фіз. процесів і властивостей. – Таганрог, 2000. – С. 80–83.
101. Колесников В.Г., Демченко В.Б. Новая концепция относительной величины максимального оседания подрабатываемых пород // Горн. інф.-анал. бюл.: Моск. гос. горн. ун-т. – 2001, № 12. – С. 124–126.
102. Мушелишвили Н.И. Некоторые основные задачи математической теории упругости. – М.: Наука, 1966. – 707 с.
103. Механіка насичених пористих серед / В.Н. Николаевский, К.С. Баснієв, А.Т. Горбунов, Г.А. Зотов. – М.: Недра, 1978. – 339 с.

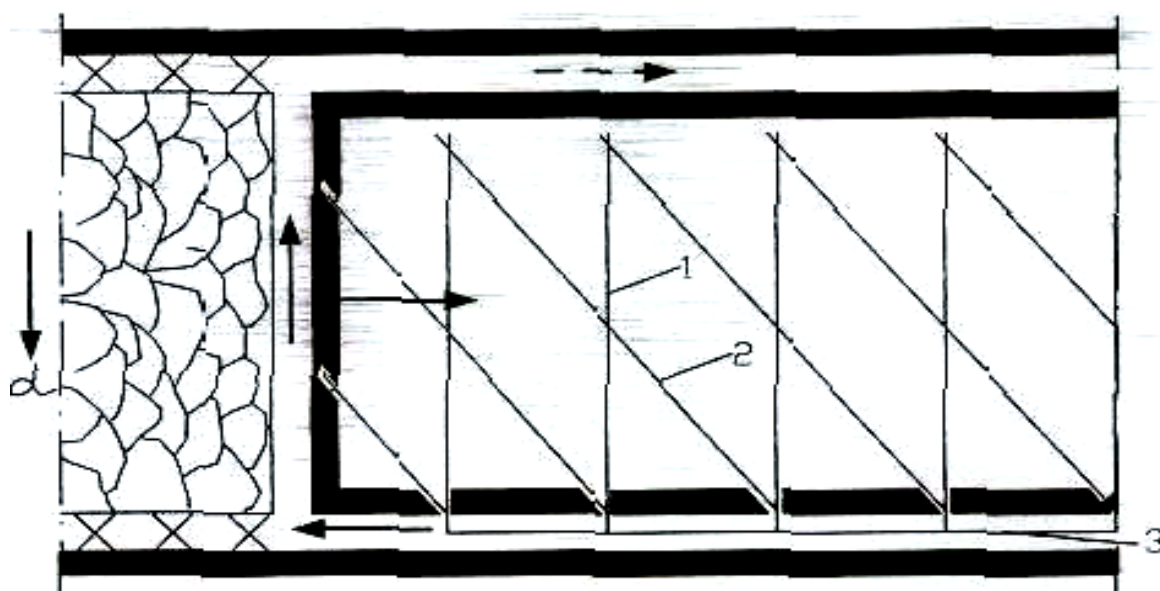
104. Лукінов В.В., Клец А.П., Бобрышев В.В., Гуня Д.П., Капланец Н.Е., Фічев В.В. Фильтрационные параметры коллектора – углеродного массива, подработанного горными выработками // Геотехническая механика – Днепропетровск, 2002. – Вып. 37. – С. 74–79.
105. Кочин Н.Е., Кибель И.А., Розе Н.В. Теоретична гідромеханіка. – Т. I, II. – М.: Физматгиз, 1963. – 597 с.
106. Лойцянский Л.Г. Механіка рідини і газу. – М.: Наука, 1973. – 573 с.
107. Баренблатт Г.І., Ентов В.М., Рыжик В.М. Теорія нестационарної фільтрації рідини і газу. – М.: Недра, 1972. – 288 с.
108. Николаевский В.Н. Механіка пористых і трещиноватых сред. – М.: Недра, 1984. – 232 с.
109. Нігматулін Р.І. Основы механики гетерогенных сред. – М.: Наука, 1978. – 310 с.
110. Лейбензон Л.С. Собрание трудов. – Т.4. – М.: Наука, 1955. – С. 37–54.
111. Яремійчук Р. , Возний В . Освоєння та дослідження свердловин. – Львів, 1994. – 440 с.
112. Василевский В.А., Петров А.И. Техніка і технологія визначення параметрів скважин і пластів. – М.: Недра, 1989. – 154 с.
113. Інструкція по комплексному дослідженню газових і газоконденсатних пластів і скважин. – М.: Недра, 1980. – 303 с.
114. Правила розробки газових і газоконденсатних місць народження. – М.: Недра, 1971. – 104 с.
115. Багринцева К.І., Морозов В.Н. Проницаемость горных пород // Горная энциклопедия. – М.: Советская энциклопедия, 1989. – Т.4. – С. 259.
116. Жданов М.А. Геологія нафтогазової промисловості. - М.: Гостоптехіздат, 1962. - 536 с. 1
117. Булат А.Ф., Лукінов В.В., Клец А.П., Тихонов А.А., Звягільський Є.Л., Єфремов І.А., Бокій Б.В., Гуня Д.П., Іванов В.П.,

Чередніков В.В., Фічов В.В. Експериментальна оцінка газопроникності вугільного масиву, що розробляється // Зб. Наукові записки Національного гірничого університету – Дніпропетровськ, 2004. – № 19. – Том 3. – С. 123–128.

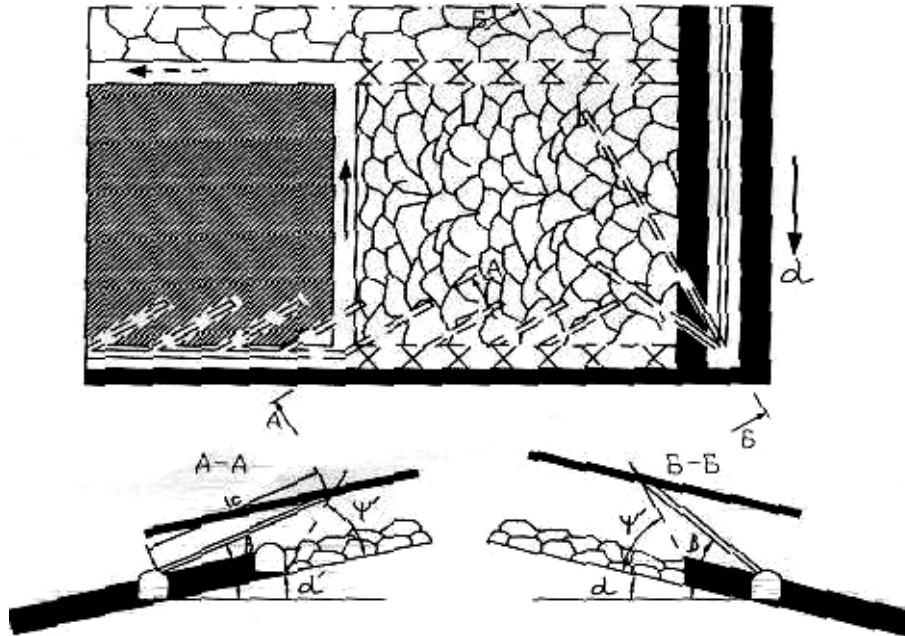
ДОДАТКИ



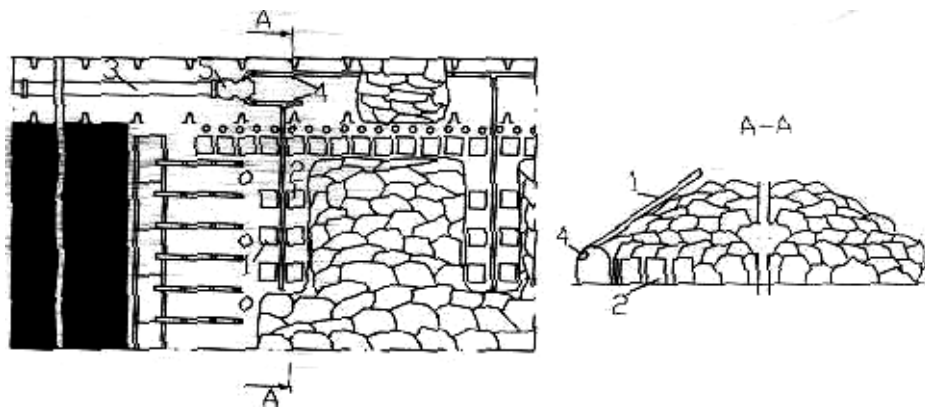
Схеми дегазації свердловинами, що пробурені в напрямку на очисний вибій. 1 - свердловини дегазаційні; 2 – став трубопроводу



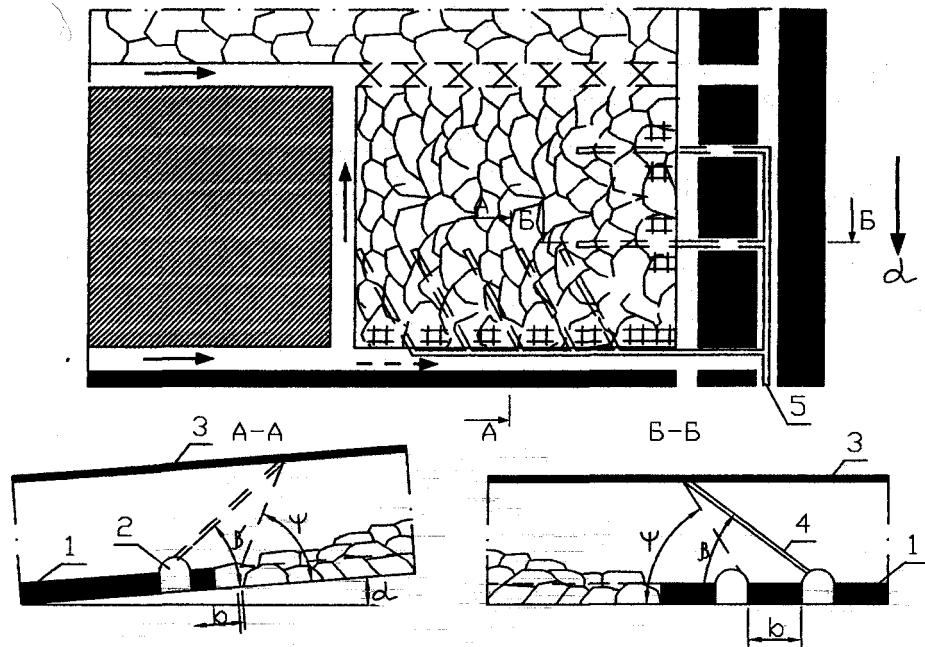
Схеми дегазації свердловинами, які перекріщуються 1 – свердловини, які паралельні очисному вибою, 2 – свердловини, які розвернуті на очисний вибій, 3 – став трубопроводу



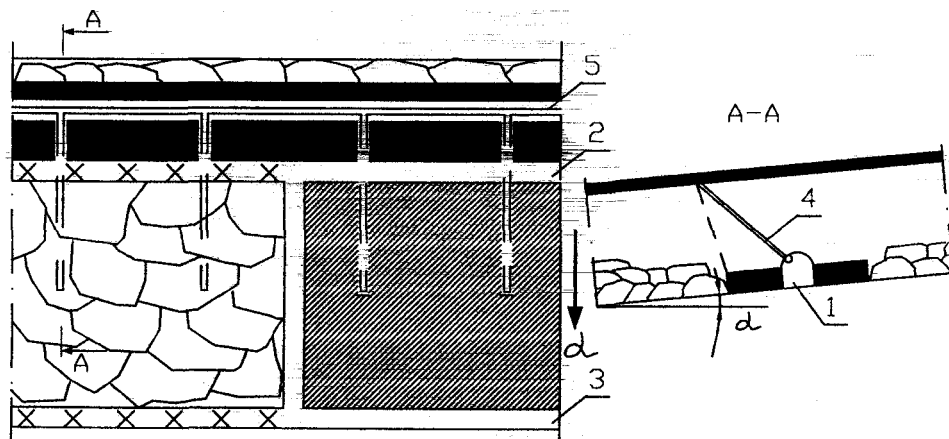
Схеми дегазації свердловинами, які пробуреними в напрямку очисного вибою. 1 – пласт вугілля; 2 – дегазаційна свердловина; 3 - штрек; 4 – став газопровіда.



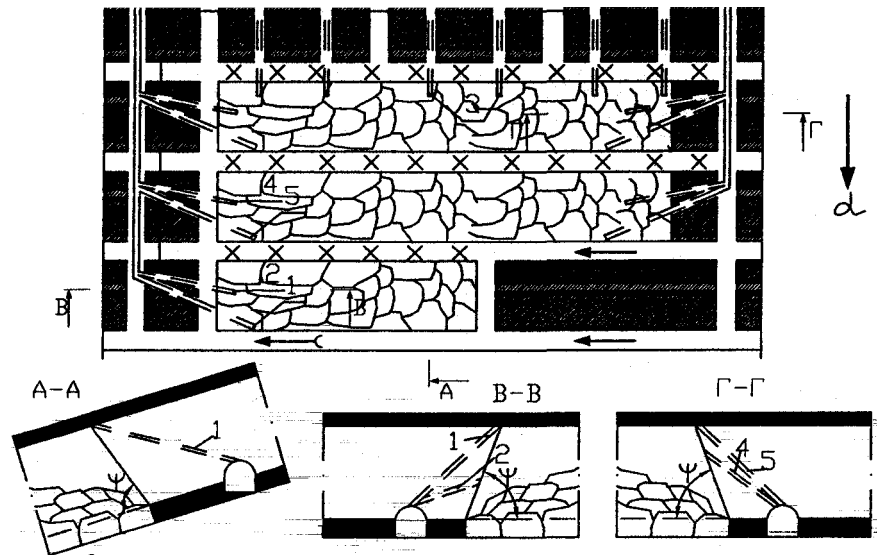
Схеми дегазації свердловинами, які пробурені паралельно очисному вибою з охороною тумбами. 1 – дегазаційні свердловини; 2 - тумби; 3 – став трубопроводу; 4 – став трубопроводу; 5 - гребінка.



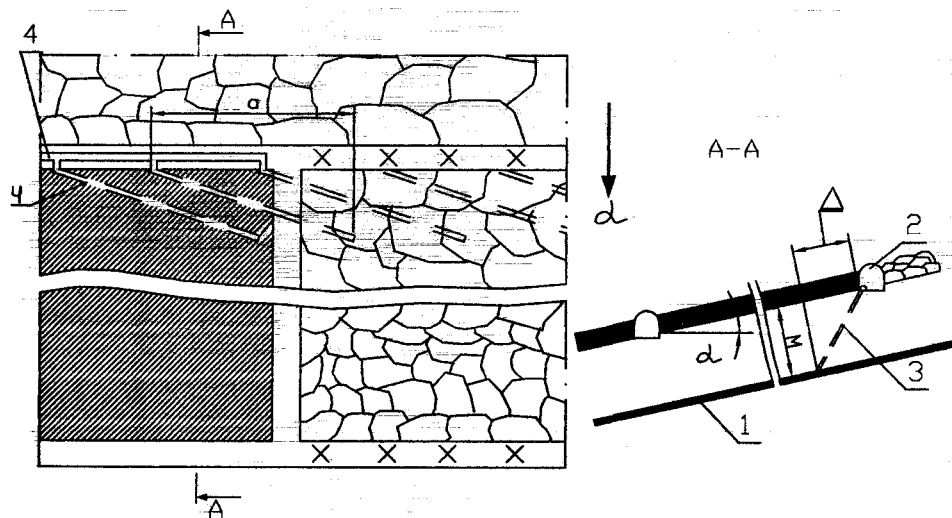
Схеми дегазації свердловинами, які пробурені із штреку за лавою. 1 – пласт вугілля; 2 – штрек; 3 – пласт вугілля; 4 – свердловини за лавою; 5 – став газопровіду.



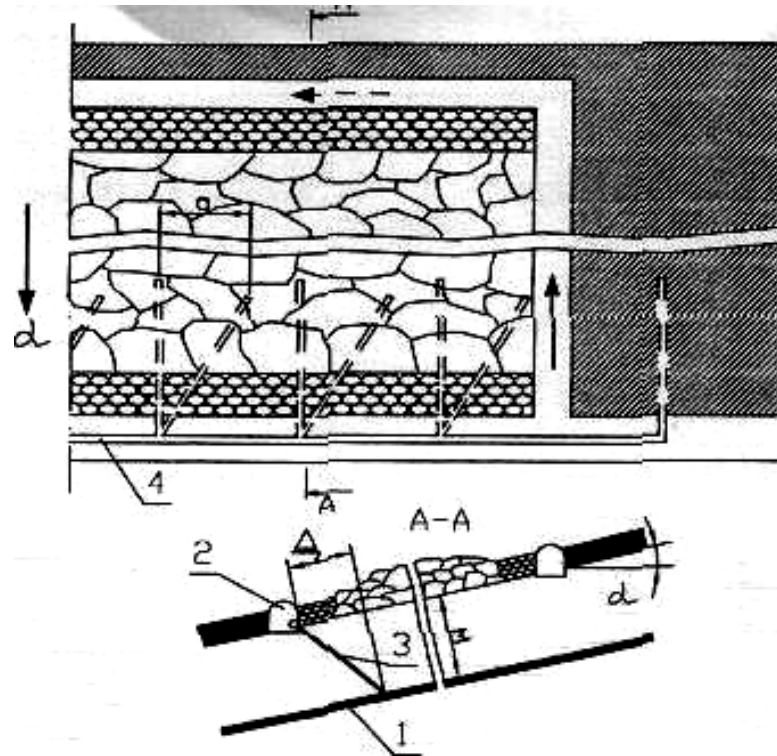
Схеми дегазації свердловинами зі штреку, який охороняється. 1 - штрек; 2 – вент.штрек; 3 – конв.штрек; 4 – газова свердловина; 5 – став газопровіду.



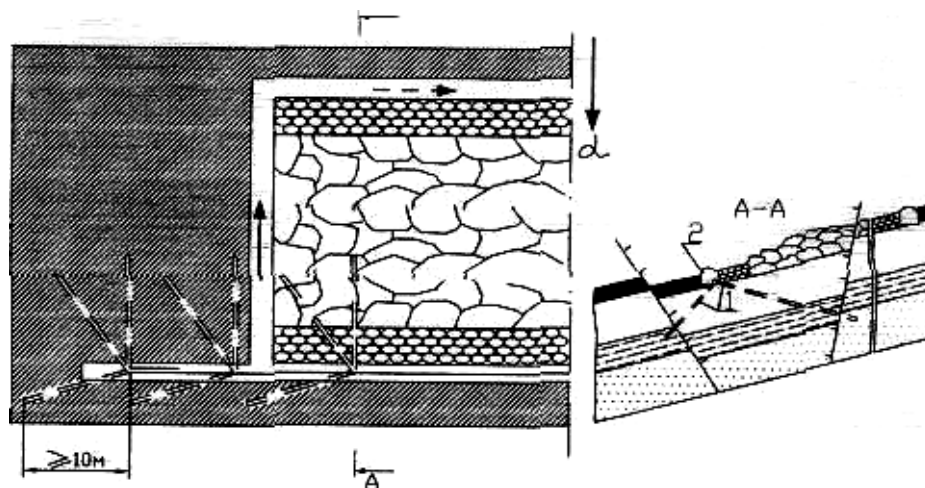
Схеми флангової дегазації: 1 - свердловини на фланзі дільниці що діє; 2 - свердловини на флангах дільниць що раніше відроблені.



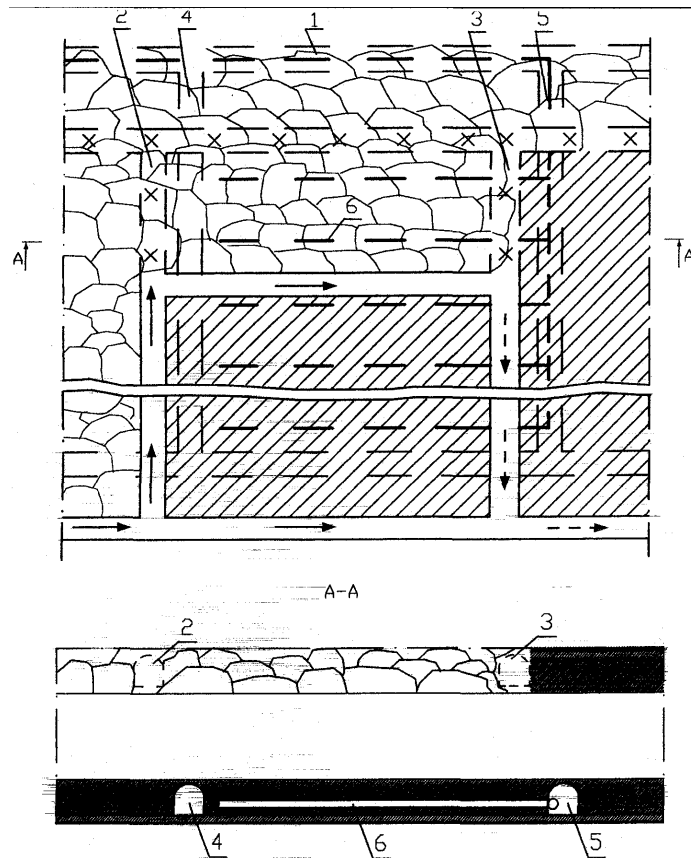
Схеми дегазації свердловинами, які пробурені з погашаємої за вибоєм виробки: 1 - пласт; 2 – вент.штрек; 3 - свердловини; 4 – став газопровіду



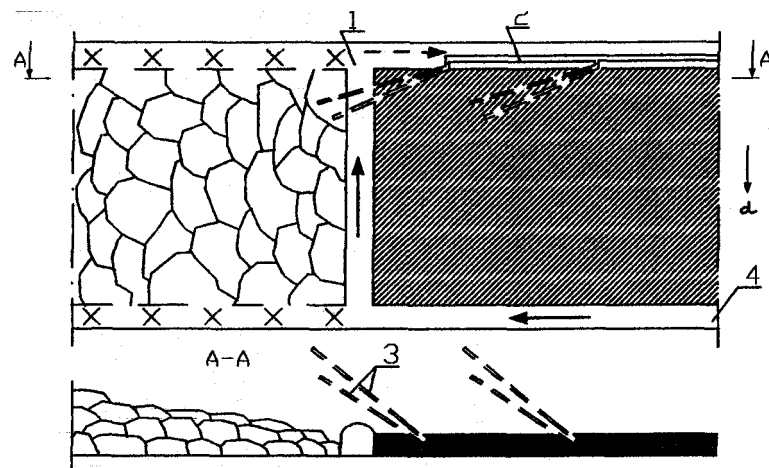
Схеми дегазації свердловинами, які пробурені з виробки за вибоєм: 1-пласт вугілля; 2 - штрек; 3 – свердловини; 4 – став газопровіду.



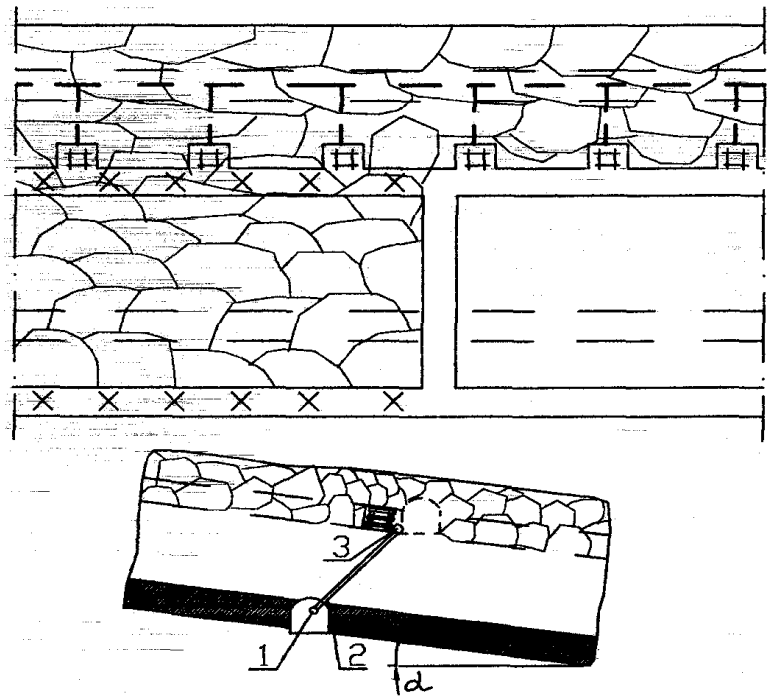
Схеми дегазації товщі масиву порід при наявності порушень та тріщинуватих зон: 1 - свердловини; 2 – став газопровіду.



Схеми дегазації пласту свердловинами, які пробурені з виробки: 1 - головний штрек; 2,3 – вент. та конв. бремсберги; 4,5 – вент. та конв. бремсберг нижнього пласту; 6 - дегазаційні свердловини

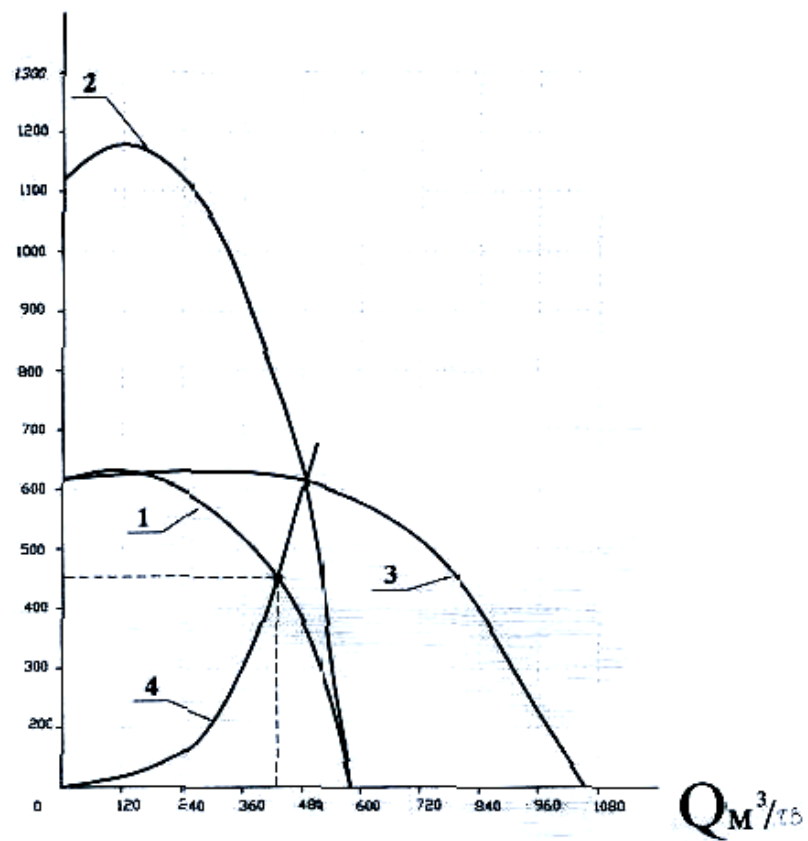


Схеми дегазації виробленого простору: 1 - штрек; 3 – дегазаційні свердловини; 2 – став газопровіду; 4 - штрек



Схеми дегазації виробленого простору: 1 – став газопровіду; 2 – свердловини; 3 - перфорована труба.

h_{cm}



Характеристики вентиляторів та трубопроводів