

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»

Кваліфікаційна наукова праця
на правах рукопису

Єгорченко Ростислав Русланович

УДК 622.648: 621.867.7/.8

ДИСЕРТАЦІЯ

**ОБҐРУНТУВАННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ПАРАМЕТРІВ
ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ ДЛЯ ПОПУТНОГО
ВИДОБУВАННЯ МЕТАНУ ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ**

185 – «Нафтогазова інженерія та технології»

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей,
результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

_____ Р.Р. Єгорченко

Науковий керівник
доктор технічних наук, професор
Ширін Леонід Никифорович

Дніпро 2024

АНОТАЦІЯ

Єгорченко Р. Р. Обґрунтування експлуатаційних параметрів газотранспортних систем для попутного видобування метану вугільних родовищ. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 185 – «Нафтогазова інженерія та технології», – Національний технічний університет «Дніпровська політехніка», Міністерство освіти і науки України, Дніпро, 2024.

Дисертацію присвячено виявленню особливостей взаємодії елементів транспортно-технологічної системи «шахтовий газопровід – гірничавиробка» (ШГ – ГВ) з метою здійснення оперативного контролю технічного стану дегазаційних газопроводів, визначення їхньої пропускної здатності й упровадження інноваційних технічних методів і засобів для підвищення експлуатаційних показників системи в реальних умовах шахтового середовища.

У роботі розглянуто результати визначення стану дегазаційних систем вугільних шахт України, наведено проектних рішень, пов'язаних з дегазацією та умовами транспортування метаноповітряних сумішей (МПС). Проведено аналіз математичних і комп'ютерних моделей визначення особливостей руху МПС у шахтових дегазаційних трубопроводах, методів і способів зниження в них гідравлічного опору та підвищення пропускної здатності наявних дегазаційних системи.

Аналіз газового стану середовища вугільних шахт України показує, що дегазаційні системи використовують тільки на 14 підприємствах. При цьому на дегазацію припадає 15 % від сумарного обсягу утилізованого метану. На 8 вугільних шахтах концентрація метану в МПС, яка відводиться системами дегазації, становить менше 25 %. Враховуючи, що дегазація суттєво впливає на газовий стан шахтового середовища, особливої актуальності набуває оптимізація процесів дегазації на основі регулярного моніторингу.

У роботі проведено експертні оцінювання наявних методів діагностики технічного стану шахтових дегазаційних трубопроводів прокладених у пластових підземних виробках з нестійкими бічними породами й підшвами, схильними до здимання.

За результатами планових маркшейдерських вимірювань та обстежень технічного стану пластових підготовчих виробок було встановлено потенційно небезпечні зони деформацій гірського масиву та визначено показники зміни положення у просторі, змонтованих там дільничних дегазаційних газопроводів. Аби дослідити режими роботи дегазаційного газопроводу в подібних умовах експлуатації, було розроблено комп'ютерну модель взаємодії елементів транспортно-технологічної системи «ШГ – ГВ».

Результати теоретичних та експериментальних досліджень процесів деформації шахтових дегазаційних газопроводів дають змогу прогнозувати зміни їхнього положення в просторі під час інтенсифікації підземної розробки газовугільних пластів. За результатами діагностики технічного стану шахтових газопроводів встановлено, що деформації гірського масиву й просторові зміни траси газопроводу в профілі та в плані зумовлюють утворення зон скупчення води, механічних відкладень вугільного і породного пилу в місцях їх прогину, а також спричиняють корозію внутрішніх стінок металевих труб. Неконтрольовані утворення подібних зон та порушення цілісності фланцевих з'єднань сталевих труб провокують надходження рудникового повітря в дегазаційну систему з атмосфери гірничих виробок, що знижує якісні характеристики каптованої МПС, зменшує пропускну здатність й ефективність роботи усієї шахтової дегазаційної системи (ШДС).

У фундаментальних дослідженнях представників зарубіжних і вітчизняних наукових шкіл було встановлено, що для ефективної роботи дегазаційних систем з найменшими втратами за рахунок розрідження, створюваною вакуум-насосами, у мережі дегазаційних трубопроводів має бути мінімальний гідравлічний опір, забезпечено якісну герметизацію фланцевих з'єднань між ланками труб, а проектний профіль траси

відповідати ухилам виробки. У зв'язку з цим до основних завдань дисертаційного дослідження віднесено встановлення першопричин, що зумовлюють розвиток типових і нетипових ушкоджень газопроводів в умовах шахтового середовища які викликають внутрішню корозію труб й утворення в середині них гідратів, суттєво впливає на експлуатаційні показники дегазаційної системи.

Характер поширення в трубопроводі негативних чинників визначали за результатами моделювання умов взаємодії елементів транспортно-технологічної системи «ШГ – ГВ» з використанням програмного комплексу SolidWorks.

Шляхом моделювання особливостей руху МПС у підземних дегазаційних трубопроводах складної конфігурації було обґрунтовано нові способи зниження гідравлічного опору переміщення цих потоків через дегазаційні трубопроводи та підвищення пропускної здатності транспортно-технологічної системи в специфічних умовах розробки газоносних вугільних пластів.

Комплексне оцінювання технічного стану шахтових дегазаційних мереж показало, що традиційні методи їхнього контролю не завжди здатні виявити порушення герметичності стикових з'єднань дегазаційних труб та врахувати нестационарний характер руху газової суміші, особливо, коли гідратоутворення відбувається на ділянках мережі. За цих причин у вітчизняній практиці проектування та експлуатації ШДС малодослідженою залишається проблема визначення ділянок дегазаційної мережі, у якій має місце втрата прохідного перетину в трубах внаслідок там твердих і рідких компонентів.

Спостерігаючи характерні ушкодження дегазаційних газопроводів, виконували їхню перевірку під час експлуатації в реальних умовах шахтового середовища. Розроблену програму й методику досліджень уперше в практиці експлуатації ШДС було впроваджено у виробничий процес ШУ «Покровське». Результати експериментальних досліджень технічного стану

ШГ на діючих підприємствах дали змогу сформувати банк даних для розробки методів підтримання робочих характеристик цього об'єкта.

У запропонованій методиці технічного обслуговування ШДС, де враховано ступінь цілісності трубопроводу, взято до уваги результати експертного оцінювання типових ушкоджень дегазаційної мережі. З огляду на категорію складності усунення таких ушкоджень їх було поділено на легкі (L), середні (M) і важкі (V). І тут критеріями оцінювання слугували параметри тривалості усунення кожної відмови та кількість залучених до цього працівників.

Відомості про категорію складності усунення ушкоджень були основою розробки технічних рішень спрямованих на поліпшення методики обслуговування ШДС та ліквідації ушкоджень трубопроводів шахтових умовах.

За результатами впровадження інноваційних технічних рішень було сформовано вихідні вимоги до застосування їх як невід'ємного функціонального елемента шахтових дегазаційних систем для підтримання функцій, контролю та реновації викривлених і деформованих у процесі експлуатації ділянок газопроводу.

Також було розроблено методику визначення витрат на транспортування МПС із застосування полімерного газопроводу. При цьому завдяки перевагам дегазаційних мереж, виготовлених із композитних матеріалів, з'явилися потенційні резерви поліпшення експлуатаційних параметрів газотранспортної системи. Так у цих мережах поліпшено зниження опору руху МПС, поліпшення якісних показників каптованого газу через значне зменшення в системі кількості стикових з'єднань та зникнення необхідності споруджувати об'єкти електрозахисту труб від корозії.

Результати проведених розрахунків показали, що композитні трубопроводи в 1,5 рази економічно вигідніші, мають індекс їхньої ефективності на 40 % перевищує цей показник сталевих систем. Використання методики розрахунку витрат підтверджує доцільність більш

широкого застосування композитних трубопроводів у системах дегазації вугільних шахт з ефектом підвищення якості переміщуваної МПС.

У роботі подано математичну модель процесу руху МПС та гідратуутворення в дільничному дегазаційному трубопроводі. У цій моделі було враховано дію припливів повітря, твердих механічних домішок на параметри газової суміші та коефіцієнтів на величину гідравлічного опору.

Особливістю математичної моделі дослідження реакції гідратуутворення в ШДС є те, що процес формування газових кристалогідратів розглянуто як рух вологонасиченої МПС в дегазаційному вакуумному трубопроводі, коли враховано внутрішній і зовнішній радіус труб. При цьому взято до уваги, що деформація гірського масиву зумовлює зміну профілю траси газопроводу, внаслідок чого порушується його герметичність.

На базі проведених експериментальних досліджень і теоретичних міркувань було обґрунтовано параметри ефективного транспортування газової суміші через дільничні дегазаційні трубопроводи. Встановлено, що підчас утворення в ньому скупчень рідини відбувається аномальне збільшення абсолютної шорсткості внутрішньої поверхні труб. При цьому спостерігається періодичне зниження величин розрідження і витрати газової суміші до настання мінімальних значень. У цих обставинах для удосконалення наявних газотранспортних систем виявилось застосування у таких об'єктах труб, виготовлених із композитних матеріалів.

Ключові слова: шахтний метан, інтенсифікація, газифікація вугілля, , напружено-деформований стан, тиск метану, метаноповітряна суміш, газодинамічні явища, газогідрати, здимання порід виробки.

**Наукові праці, у яких опубліковані основні наукові результати
дисертації**

*Статті в наукових фахових виданнях, включених до переліку наукових
фахових видань України*

1. Ширін, Л.Н., Єгорченко, Р.Р. & Сергієнко, М.І. (2021). Особливості діагностики технічного стану транспортно-технологічної системи «шахтний газопровід – гірнича виробка». *Науково – технічний журнал «геоінженерія», Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського. вип. 6. с. 28 – 37.* <https://doi.org/10.20535/2707-2096.6.2021.241823>.

Здобувач дослідив наявні підходи до діагностики технічного стану шахтових дегазаційних трубопроводів, що споруджуються в пластових підземних виробок з породами підшоши, схильними до здимання.

2. Ширін, Л.Н., Барташевський, С.Є. & Єгорченко, Р.Р. (2021). Особливості моніторингу та підтримки технічного стану шахтових дегазаційних газопроводів в умовах інтенсифікації гірничих робіт. *Збірник наукових праць НГУ. – Дніпро : НТУ «Дніпровська політехніка». № 67. с 153 – 164.* <https://doi.org/10.33271/crpnmu/67.153>.

Здобувач удосконалив методи контролю й підтримання технічного стану шахтових дегазаційних газопроводів, зокрема способи оперативної боротьби з утворенням в них механічних відкладень, що підвищує ефективність процесу транспортування МПС в складних гірничо-технічних умовах експлуатації.

3. Єгорченко, Р. Р., Оксень, Ю. І., & Ширін, Л. Н. (2022). Моделювання руху метаноповітряної суміші дегазаційними газопроводами складної конфігурації. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields. Вип. (2 (83), с. 54 – 62.* [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-2\(83\)-54-62](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-2(83)-54-62).

Здобувач розробив модель взаємодії елементів транспортно-технологічної системи ШГ – ГВ для визначення особливостей руху МПС в шахтових дегазаційних трубопроводах та розробки методів зниження в них гідравлічного опору.

4. Ширін, Л.Н., Єгорченко, Р.Р., & Таран, В.О. (2022). Моніторинг та оперативний контроль утворення газових гідратів у дегазаційних газопроводах. *Збірник наукових праць НГУ. – Дніпро : НТУ «Дніпровська політехніка»*. № 69 – с. 243 – 253. <https://doi.org/10.33271/crpnmu/69.243>.

Здобувач розробив методику оперативного визначення зон механічних і рідинних відкладень у деформованих ділянках шахтових дегазаційних газопроводів аби запобігти в них процесу гідратуутворення, що дозволить підвищити пропускну здатність цих мереж.

5. Ширін, Л. Н., & Єгорченко, Р. Р. (2022). Моделювання умов взаємодії елементів транспортно-технологічної системи «шахтний газопровід – гірнична виробка». *Нафтогазова енергетика*. Вип. (1 (37)), с. 88 – 96.

[https://doi.org/10.31471/1993-9868-2022-1\(37\)-88-96](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2022-1(37)-88-96).

Здобувач виконав модель взаємодії елементів у системи «шахтовий газопровід – гірнична виробка» (ШГ – ГВ), що дає можливість виявити зони еквівалентних деформацій і напружень у лінійних частинах дегазаційних газопроводів, від чого залежить їхній технічний стан і пропускну здатність.

6. Ширін, Л.Н., & Єгорченко, Р.Р. (2022). Вдосконалення методів технічного обслуговування та реновації шахтових дегазаційних газопроводів. *Інститут надтвердих матеріалів ім. В. М. Бакуля НАН України*. № 25 – с. 65 – 74. <https://doi.org/10.33839/2708-731X-25-1-74-82>.

Здобувач розробив інноваційні технічні методи підвищення експлуатаційних показників шахтових дегазаційних газопроводів.

7. Єгорченко, Р.Р., Коптовець, О.М., Федоренко, Е.А. & Фелоненко, С.В. (2023). Оцінка ефективності проектів способів та засобів шахтної дегазації метановугільних родовищ. *Збірник наукових праць НГУ. – Дніпро : Національний ТУ «Дніпровська політехніка»*. № 72 – с. 259 – 269.

<https://doi.org/10.33271/crpnmu/72.259>

Здобувач визначив якісні та кількісні показники впливу шахтового середовища на економічні параметри застосування способів дегазації метановугільних пластів та на ефективність наявних дегазаційних систем.

Статті в періодичних наукових виданнях інших держав, які входять до Організації економічного співробітництва та розвитку та/або Європейського Союзу, з відповідною до наукового напрямку, за яким підготовлено дисертацію здобувача

8. Shirin, L. N., Bartashevsky, S. E., Denyshchenko, O. V. & Yegorchenko, R. R. (2021). Improving the capacity of mine degassing pipelines. *Naukovyi visnyk natsionalnoho hirnychoho universytetu*. № 6, p. 72 – 77.

<https://doi.org/10.33271/nvngu/2021-6/072>

Здобувач проаналізував особливості руху МПС в сталевих дегазаційних трубопроводах, а також у тих, що виготовлені з композитних матеріалів, і розробив методи до підвищення їхньої надійності в реальних умовах експлуатації.

9. Yegorchenko, R. R., Mukha, O.A.& Shirin, L. N. (2022). The methods to calculate expediency of composite degassing pipelines. *Naukovyi visnyk natsionalnoho hirnychoho universytetu*. № 4. 23 – 27.

<https://doi.org/10.33271/nvngu/2022-4/023>

Здобувач розробив методіку розрахунку доцільності використання шахтової дегазаційної системи, виготовленої з сучасних композитних матеріалів, з метою створення безпечних умов роботи у високонавантажених лавах.

Патенти:

10. Спосіб реновації трубопроводів [Текст]: пат. 143939 на корисну модель Україна: МПК F16L 58/06 (2006.01); F16L 58/10 (2006.01) /

О.В. Денищенко, С.Є. Барташевський, Р.Р. Єгорченко, Ю. М. Барташевська, Є. А. Коровяка / заявник і патентовласник Національний технічний університет "Дніпровська політехніка" – № u202000153; заявл. 09.01.2020; опубл. 25.08.2020; Бюл. № 16. – 4 с.

<https://base.uipv.org/searchINV/search.php?action=viewdetails&IdClaim=270840>

11. Спосіб доставки дегазаційного трубопроводу у шахту [Текст]: пат. 145962 на корисну модель Україна: МПК (2006) E21F 13/00 / О.В. Денищенко, С.Є. Барташевський, Р.Р. Єгорченко, Є. А. Коровяка та др./ заявник і патентовласник Національний технічний університет "Дніпровська політехніка" – № u202003964; заявл. 01.07.2020; опубл. 14.01.2021; Бюл. № 2. – 4 с.

<https://base.uipv.org/searchINV/search.php?action=viewdetails&IdClaim=273713>

12. Спосіб спорудження дегазаційних трубопроводів вугільних шахт [Текст]: пат. 150125 на корисну модель Україна: МПК (2006), B21C 37/08 (2006.01), F16L 1/00, F16L 1/032 (2006.01), F16L 1/038 (2006.01), F16L 11/14 (2006.01), F16L 58/00, F16L 58/02 (2006.01), F17D 1/02 (2006.01), F17D 1/04 (2006.01) / О.О. Азюковський, Є. А. Коровяка, Р.Р. Єгорченко та др./ заявник і патентовласник Національний технічний університет "Дніпровська політехніка" – № u202103373; заявл. 15.06.2021; опубл. 06.01.2022; Бюл. № 1. – 4 с.

<https://base.uipv.org/searchINV/search.php?action=viewdetails&IdClaim=280093>

Матеріали наукових конференцій:

13. Єгорченко Р.Р. (2018). *Підвищення терміну реалізації шахтового дегазаційного трубопроводу в умовах агресивного шахового середовища*. Школа підземної розробки: XII міжнародна науково-практична конференція. Дніпро : Державний ВНЗ "НГУ". С. 78 – 80. <http://msu.org.ua/page79.html>

14. Єгорченко Р.Р.(2019). *Шляхи підвищення ефективності дегазаційних систем при роботі високонавантажених лав*. Українська школа гірничої інженерії, 67-68

<https://doi.org/10.33271/usme13.067>. <http://msu.org.ua/page79.html>

15. Єгорченко Р.Р. (2020). *Вдосконалення методів гідравлічної ефективності шахтових дегазаційних трубопроводів*. Восьма ювілейна міжнародна науково-технічна конференція студентів, аспірантів і молодих вчених "Молодь: наука та інновації". Дніпро: НТУ «ДП», с. 23 – 24.

<https://rmv.nmu.org.ua/ua/arkhiv-zbirok-konferentsiy/molod-nauka-ta-innovatsii-2020/%D0%A2%D0%BE%D0%BC%201.pdf>

16. Єгорченко Р.Р. (2020). *Підвищення ефективності процесу реновації трубопроводів*. Міжнародна наукова інтернет-конференція "Інформаційне суспільство: технологічні, економічні та технічні аспекти становлення (випуск 46)" / Збірник тез доповідей: вип.. 46. Тернопіль. 62 с. http://www.konferenciaonline.org.ua/ua/price_list/

17. Єгорченко Р.Р. (2020). *Підвищення пропускної здатності шахтового дегазаційного трубопроводу в умовах агресивного середовища*. Українська школа гірничої інженерії 2020: тези доп. XIV Міжнар. наук.-практ. конф., Бердянськ: НТУ ДП. С. 47 – 49.

<https://doi.org/10.33271/usme14.047>

18. Єгорченко Р.Р. (2021). *Особливості моніторингу та ремонту шахтових дегазаційних газопроводів в умовах інтенсифікації гірничих робіт*. ІХ Всеукраїнська науково-технічна конференція студентів, аспірантів і молодих учених "МОЛОДЬ: НАУКА ТА ІННОВАЦІЇ" м. Дніпро. С. 112-114.

<https://rmv.nmu.org.ua/ua/arkhiv-zbirok-konferentsiy/molod-nauka-ta-innovatsii-2021/molod-2021.pdf>

19. Єгорченко Р.Р. (2021). *Оцінка ефективності взаємодії системи «дегазаційний газопровід – пластова виробка» в реальних умовах шахтового середовища*. Міжнародна наукова інтернет-конференція "Інформаційне суспільство: технологічні, економічні та технічні аспекти становлення.

Вип. 57. с. 76 http://www.konferenciaonline.org.ua/ua/price_list/

20. Єгорченко Р.Р. (2022). *Оцінка ефективності спорудження дегазаційних газопроводів з композитних матеріалів в умовах діючих шахт*. XII Всеукраїнській науково-технічній конференції студентів, аспірантів та молодих вчених «НАУКОВА ВЕСНА 22». с. 302 – 304.

https://rmv.nmu.org.ua/ua/arkhiv-zbirok-konferentsiy/naukova-vesna-2022/Scientific_Spring_2022.pdf

21. Yehorchenko R. R. (2022). *Problems of corrosion monitoring of technical conditions of mine degassing pipelines. XV International Conference “Problems of Corrosion and Corrosion Protection of Materials“ (Corrosion-2022)*. October 15-16, 2022, Lviv, Ukraine: Book of Abstract / Karpenko Physico-Mechanical Institute of NAS of Ukraine; S. Korniy, M.-O. Danyliak, Yu. Maksishko (Eds.). – Lviv, 2022. – 121 p.

https://www.ipm.lviv.ua/corrosion2022/Book_abstract_Corrosion2022-site.pdf

22. Єгорченко Р.Р. (2023). *Проблеми корозійного утворення та моніторингу технічного стану шахтових дегазацийних газопроводів*. Тези доповіді XIII Всеукраїнської науково-технічної конференції студентів, аспірантів та молодих учених «НАУКОВА ВЕСНА 22». 02.03.2023. с.38 – 40.

https://rmv.nmu.org.ua/ua/arkhiv-zbirok-konferentsiy/naukova-vesna-2023/Scientific_Spring_2023.pdf

ABSTRACT

Yehorchenko, R. R. Substantiating of operational parameters of gas transmission systems for associated methane production of coal deposits. – Qualifying scientific work as a manuscript.

Thesis for a Doctor of Philosophy Degree in specialty 185 «Oil-and-Gas Engineering and Technologies». – Dnipro University of Technology, Ministry of Education and Science of Ukraine, Dnipro, 2024.

The thesis is devoted to determining the peculiarities of interaction between the elements of a transportation and technological system “mine gas pipeline – mine working” (MGP – MW) for the operating control of a technical state of degassing pipelines, identification of their capacity, and implementation of innovative technical solutions for improving the performance indices of the system in real mining conditions.

The research considers a state of degassing systems at coal mines of Ukraine and represents the indices of design solutions for degassing and conditions for methane-air mixture transportation. Mathematical and computer models for determining the motion features of methane-air mixtures in the mine degassing pipelines along with the ways of reducing their hydraulic resistance and increasing the capacity of currently operating degassing systems were analyzed.

Analysis of the state of degassing systems at the Ukrainian coal mines shows that the degassing systems are used only at 14 mines. In this context, degassing accounts for 15% of the total volume of the recovered methane. At 8 coal mines, methane concentration in the methane-air mixture removed by the degassing systems is less than 25%. Taking into consideration the fact that degassing controls the gas state of a mine, a problem concerning optimization of the degassing processes on the basis of constant monitoring is rather topical.

Expert evaluation of the available approaches to the diagnostics of a technical state of mine degassing pipelines, constructed in the in-seam underground mine workings with unstable wall rocks and floors prone to heaving, was performed.

The results of planned survey measurements and examinations of technical conditions of the in-seam workings helped identify the potentially hazardous zones of rock mass deformation and indices of changes in spatial location and sectional degassing pipelines mounted there. To specify the modes of degassing pipeline operations in such operating conditions, a computer model of interaction of the elements of the “MGP – MW” transportation and technological system was developed.

The results of theoretical and experimental studies of the deformation mechanism of mine degassing pipelines made it possible to predict possible changes in their spatial location in terms of intensified processes of underground mining of gas and coal seams. While diagnosing a technical state of mine pipelines, it is defined that rock mass deformations and spatial changes in the gas pipeline route in profile and plan cause formation of the zones of water accumulation, mechanical sediments of coal and rock dust within the areas of their bending, and corrosion of the internal walls of metal pipes. Uncontrolled formations of such zones and distortion of flange joints of steel pipes provoke suction of mine air from the mine working atmosphere into the degassing system; that reduces qualitative characteristics of the captured methane-air mixture, capacity, and overall operating efficiency of a mine degassing system (MDS).

Fundamental studies of the foreign and national scientific schools point out that effective operation of degassing systems with the minimum possible losses in dilution generated by vacuum pumps require a degassing pipeline to have minimum hydraulic resistance of a pipeline networks, proper sealing of flange joints of pipe links, and design profile of the route with its corresponding slopes. Due to that, the main tasks of the thesis research includes the ones dealing with determination of the primary causes stipulating the development of standard and non-standard gas pipeline damages in terms of mine environment and resulting in the internal pipe corrosion of pipelines and hydrating that effect considerably the performance indices of a degassing system.

The nature of propagation of negative factors was determined by the results of modelling the conditions of interaction of the elements of “MGP – MW” transportation and technological system involving the SolidWorks software solution.

Modelling of the peculiarities of methane-air mixture (MAM) motion in the underground degassing pipelines of complex configuration helps substantiate innovative approaches to the reduction of hydraulic resistance of MAM motion along the degassing pipes and increase in the capacity of a transportation and technological system in the specific conditions of gas-bearing coal seam mining.

Integrated assessment of a technical state of mine degassing networks has shown that traditional methods of their control do not consider completely the seal failure in flange joints of degassing pipes and nonstandard nature of the gas mixture motion, especially in case of hydrating within the network sections. Those are the reasons why a problem of determining the degassing network sites, where loss of passage section is originating due to sedimentation of solid and liquid components, is not analyzed enough in our domestic experience of MDS design and operation.

The identified characteristic damages of degassing pipelines were tested during their operation in real mining conditions. For the first time in the practice of MDS operation, the developed programme and methodology of mine studies has been implemented into production in terms of “Pokrovske” Colliery Group. The experimental studies of the MGP technical state in terms of “Pokrovske” Colliery Group have allowed forming the database to make proper decisions for maintaining the degassing pipelines.

A system of technical maintenance of MGP and determination of its damage degree based on the expert estimation of typical failures of degassing pipelines classified by the categories of their elimination as light (L), medium (M), and severe (V) has been proposed. The time of elimination of each failure and the amount of the workers involved in the process were taken as the criteria for evaluating the failure complexity.

The classified typical failures of degassing pipelines according to the categories of their elimination complexity helped propose a complex of technical solutions as for improving a system of MDS servicing and failure elimination in the mine conditions.

According to the results of implementation of the innovative technical solutions, the initial conditions were developed concerning their use as the integral functional element of mine degassing systems to support, control, and renovate the pipeline sections curved and deformed during the operation.

The developed methodology of determining losses for MAM transportation along a polymer gas pipeline takes into account the features of degassing networks made from composite materials and allows identifying potential reserves for the increase of operating parameters of a gas transportation system at the expense of reduced resistance of MAM motion and quantitative indices of the captured gas by considerable reduction of joints and absence of necessity to construct special systems for anticorrosion electrochemical protection of pipes.

It is confirmed that composite pipelines are by 1.5 times economically expedient; their efficiency index is by 40% higher compared with the steel systems. The proposed calculation methodology makes it possible to widen an application range of composite pipelines in the systems of coal mine degassing and improve the MAM quality.

A mathematical model of the process of MAM motion and hydrating in the sectional degassing pipeline was represented. The proposed mathematical model considers the effect of influx of water and solid mechanical admixtures on the parameters of gas mixture and coefficients of hydraulic resistances.

The feature of the mathematical model for analyzing a hydrating process in MDS is that the process of gas crystalline hydrate formation is studied as a motion of moisture-saturated methane-air mixture in a degassing vacuum pipeline with the internal and external radii. During the rock mass deformation, a profile of gas pipeline route experiences certain changes along with its sealing failure.

Basing on the performed experimental and theoretical studies, the

parameters of effective transportation of gas mixture along the sectional degassing pipelines were substantiated. It was determined that moisture accumulation results in abnormal growth of absolute roughness of the internal pipeline surface. In this context, one can observe periodical decrease of a value of gas mixture dilution and loss down to its minimum values. In this case, application of composite pipes as the sectional gas pipelines is rather prospective for improving the currently operating gas transportation systems.

Keywords: methane, intensification, gasification of coal, mine methane, stress-strained state, methane pressure, methane-air mixture, gas dynamic phenomena, gas hydrates.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	21
РОЗДІЛ 1. СТАН ПРОБЛЕМИ ДЕГАЗАЦІЇ	
ШАХТ І ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕННЯ.....	26
1.1. Аналіз вітчизняного та зарубіжного досвіду видобутку й утилізації шахтового метану.....	26
1.2. Порівняльна оцінка методів визначення зон концентрації природного газу й метану у вугільних родовищ.....	39
1.3. Сучасні напрями наукових досліджень проблеми видобутку й транспортування шахтового метану.....	47
1.4. Мета й завдання дослідження.....	51
Висновки до розділу 1.....	52
Список використаних у розділі 1 джерел.....	53
РОЗДІЛ 2. ДОСЛІДЖЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ ВЗАЄМОДІЇ ЕЛЕМЕНТІВ ТРАНСПОРТНО-ТЕХНОЛОГІЧНОЇ СИСТЕМИ «ШАХТОВИЙ ГАЗОПРОВІД – ГІРНИЧА ВИРОБКА».....	58
2.1. Особливості функціонування транспортно-технологічних схем видобування й відведення метану в специфічних умовах шахтового середовища.....	58
2.2. Розробка методики комплексного оцінювання технічного стану шахтових дегазаційних газопроводів.....	65
2.3. Вибір і підготовка об'єкта дослідження режимів роботи транспортно-технологічної системи «ШГ – ГВ».....	70
2.4. Результати досліджень параметрів взаємодії між елементами системи «ШГ – ГВ» у шахтовому середовищу.....	74
2.5. Дослідження показників ефективної роботи дегазаційних газопроводів у реальних шахтових умовах експлуатації.....	79
Висновки до розділу 2.....	85
Список використаних у розділі 2 джерел	86

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ НАПРЯМІВ ПІДВИЩЕННЯ ПРОПУСКНОЇ ЗДАТНОСТІ ШАХТОВИХ ДЕГАЗАЦІЙНИХ ГАЗОПРОВІДІВ.....	91
3.1. Аналіз особливостей руху метаноповітряної суміші в шахтових дегазаційних трубопроводах.....	91
3.2. Теоретичний аналіз процесів руху метаноповітряної суміші в шахтових газопроводах складної конфігурації	95
3.3. Моделювання змін технічного стану шахтового газопроводу в зонах інтенсивного зсуву порід гірничих виробок	108
3.4. Розробка інноваційних технічних методів зниження гідравлічного опору руху метаноповітряної суміші в підземних газопроводах	120
3.5. Удосконалення методів технічного обслуговування та реновації шахтових дегазаційних газопроводів.....	134
Висновки до розділу 3	142
Список використаних у розділі 3 джерелі	143
РОЗДІЛ 4. ОБГРУНТУВАННЯ СПОСОБІВ І ЗАСОБІВ ПІДВИЩЕННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ПОКАЗНИКІВ ШАХТОВИХ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ.....	150
4.1. Вибір та адаптація засобів оперативного контролю й підтримання технічного стану ШГ у специфічних умовах експлуатації.....	150
4.2. Моніторинг та оперативний контроль утворення гідратів у дегазаційних газопроводах.....	160
4.3. Аналіз та обґрунтування інноваційних технологій підвищення пропускної здатності шахтових дегазаційних газопроводів.....	171
4.4. Оцінювання ефективності проектів способів і засобів шахтної дегазації в метановугільних родовищах.....	185

Висновки до розділу 4.....	197
Список використаних у розділі 4 джерел.....	198
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	207
ДОДАТКИ.....	208

ВСТУП

Актуальність теми. Сучасний стан паливно-енергетичного комплексу України відображає гострий дефіцит газоподібних енергоносіїв. Зумовлено це обмеженістю запасів природного газу та істотним відставанням темпів їхнього видобутку від обсягів споживання.

Разом з тим, Україна має величезні запаси твердого палива – вугілля, кожна тонна якого містить від 5 до 40 м³ метану. За кордоном шахтовий метан як супутню корисну копалину, що виділяється в процесі видобування вугілля, використовують вже протягом сорока років. У вітчизняній практиці багатий досвід отримання шахтового метану та його утилізації мають ПАТ ім. О.Ф. Засядька та ШУ «Покровське».

Визначено актуальну проблему видобування метану, яка полягає в необхідності обґрунтувати експлуатаційні параметри технологічних схем транспортування газу. Згідно з чинними проектними вимогами газотранспортна система має забезпечувати переміщення запланованого обсягу газу від свердловин до когенераційної електростанції з найменшими витратами.

При цьому на ефективність роботи шахтової дегазаційної системи (ШДС) впливає низка особливостей. Це зокрема: технічний стан дільничних і магістральних дегазаційних трубопроводів, змонтованих у гірничій виробках, гірничо-геологічні умови експлуатації та потужність і кількість вакуум-насосних станцій (ВНС). Відхилення герметичності трубопроводів від проектних вимог, забруднення трубопроводів механічними скупченнями пилу, шламу й води, усе це свідчить про незадовільний стан дегазаційних мереж. Згадані скупчення утворюються в місцях деформацій ділянок дегазаційної мережі, на стикових з'єднаннях ланок газопроводу, що спричиняє підвищення гідравлічного опору, викликає коливання тиску газової суміші й веде до втрати розрідження, створюваного ВНС.

У традиційних методах розрахунку шахтових дегазаційних систем не враховують вплив профілю гірничого масиву на просторове положення

дільничного дегазаційного трубопроводу, а також умов, які передують виникненню припливів шахтового повітря в газопровід, наявності скупчень вологи та інших механічних домішок.

З огляду на такі умови виявлення закономірностей виникнення негативних факторів і діагностування технічного стану транспортної системи під час руху МПС через дільничні дегазаційні трубопроводи для обґрунтування параметрів їх ефективного функціонування, є актуальним науковим завданням виконати які дуже важко, аби підвищити експлуатаційні параметри газотранспортних систем, задіяних у видобуванні попутного метану вугільних родовищ.

Метою дослідження є підвищення технічного стану та експлуатаційних показників роботи підземних дегазаційних газопроводів при транспортуванні МПС в умовах негативного впливу шахтового середовища/

Для досягнення поставленої мети сформульовано й виконано завдання. Дослідити особливості транспортування МПС через вакуумний підземний дегазаційний трубопровід у реальних умовах шахтового середовища, беручи до уваги такі аспекти розгляду ШДС:

1. Визначення потенційних резервів підвищення пропускної здатності шахтових дегазаційних газопроводів;
2. Обґрунтування способів і засобів підвищення експлуатаційних параметрів таких систем.
3. Удосконалення методів моніторингу й контролю технічного стану шахтових газопроводів в умовах невизначеності.
4. Визначення вихідних параметрів для проектування енергозбережної газотранспортної системи вугільних шахт.

Ідея роботи полягає у використанні ефекту підвищення пропускної здатності шахтових дегазаційних систем за рахунок зниження в трубах гідравлічного опору руху МПС, та шляхом оперативного контролю й підтримання робочого технічного стану дільничних дегазаційних газопроводів.

Об'єкт дослідження – експлуатаційні параметри транспортно-технологічної системи «шахтовий газопровід – гірничавиробка» при промисловому видобуванні метану вугільних родовищ.

Предметом дослідження процес взаємодії елементів системи «шахтовий газопровід – гірничавиробка» в умовах інтенсивної розробки газоносних вугільних пластів.

Методи дослідження. Аби виконати поставлені завдання, було застосовано: методи розрахунку місцевого опору газопровідних і гідравлічних мережах; експериментальні дослідження технічного стану дегазаційних систем задіяних на шахтах Західного Донбасу та в ШУ «Покровське», які ведуть інтенсивну розробку газовугільних пластів із застосуванням механізованих очисних комплексів нового покоління; комп'ютерне моделювання режимів роботи транспортно-технологічної системи «ШГ – ГВ» в нетипових умовах експерименту під час функціонування шахтового газопроводу; експериментальні дослідження величин еквівалентного напруження, максимальних деформацій у лінійних частинах газопроводу, а також вивчення зон еквівалентних деформацій у вузлових з'єднаннях та визначення показників запасу міцності газопроводу в реальних виробничих умовах. Аналіз розрахункових значень та параметрів проведених експериментів дозволив обґрунтувати експлуатаційні характеристики ШДС, розробити способи розрахунку й контролю ефективного транспортування МПС.

Наукова новизна одержаних результатів:

– уперше проведено аналіз технічного стану й параметрів підземного середовища як взаємодійні транспортно-технологічні системи «шахтовий газопровід – гірничавиробка» («ШГ – ГВ») і виявлено, що просторове положення газопроводу змінюється експоненціально залежно від деформації масиву;

– уперше змодельовано деформовані ділянки газопроводу та гірничої виробки за допомогою програми SolidWorks, що дозволило виконати

структурний аналіз реакції заданої системи на конвергенцію масиву гірських порід, після чого прогнозувати технічний стан газопроводу в реальних умовах шахтового середовища.

– обґрунтовано інноваційні технічні методи модернізації наявних дегазаційних систем, що сприяють підвищенню пропускної здатності шахтових трубопроводів і збереженню якості каптованої МПС в процесі її транспортування від свердловин до вакуум-насосних станцій.

– обґрунтування і достовірність отриманих результатів, висновків та рекомендацій підтверджено дослідженнями з використанням апробованих аналітичних та експериментальних методів на базі законів газової динаміки та гідравліки, через статистичне оцінювання істинності встановлених за допомогою розроблених моделей і методик закономірностей, що було достатнім для проведення інженерних розрахунків. Також було спостережено збіжність між теоретичних положень з результатами експериментів і позитивний досвід упровадження методик на гірничих підприємствах.

Наукове значення роботи полягає у встановленні закономірностей деформацій підземних дегазаційних газопроводів в реальних умовах шахтового середовища, що дозволило обґрунтувати ефективні схеми транспортування МПС в дільничних виробках та інноваційні технічні рішення щодо підвищення пропускної здатності системи та забезпечення її експлуатаційних показників.

Практичне значення отриманих результатів відображено в розроблених автором рекомендаціях, а саме:

1. Програми й методики визначення технічного стану та показників ефективної роботи дегазаційних газопроводів у виробничих умовах шахт Західного Донбасу.

2. Методика моделювання параметрів взаємодії елементів транспортно-технологічної системи «шахтовий газопровід – гірнична виробка».

Упровадження результатів роботи. Запропонована «методика моделювання параметрів взаємодії елементів транспортно-технологічної

системи «ШГ – ГВ» використовувалася науковцями ВФГП ІГТМ ім. М.С. Полякова НАН України під час проведення наукових досліджень за тематикою інституту.

Особистий внесок здобувача. Автором самостійно сформульовані мета, ідея та завдання дослідження, наукові положення, новизна та практичне значення роботи, висновки та рекомендації щодо їх практичної реалізації, розроблена математична модель руху МПС у деформованому дільничному дегазаційному трубопроводі, встановлено вплив припливів повітря на параметри процесу транспортування газової суміші. На базі аналізу експериментальних досліджень розроблено методика моделювання параметрів взаємодії елементів транспортно-технологічної системи «ШГ – ГВ» та методика визначення технічного стану і показників ефективної роботи дегазаційних газопроводів в умовах шахт Західного Донбасу. Автор приймав безпосередню участь у шахтних експериментах, апробації та впровадженні результати роботи. Текст дисертації викладено автором особисто.

РОЗДІЛ 1. СТАН ПРОБЛЕМИ ДЕГАЗАЦІЇ ШАХТ І ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕННЯ

1.1. Аналіз вітчизняного та зарубіжного досвіду видобутку й утилізації шахтового метану

Протягом останніх років у вугільній промисловості спостерігається збільшення обсягів виробництва. Насамперед це пов'язано з упровадженням передової гірничодобувної техніки та сучасних технологій ведення гірничих робіт. Зазначені процеси сприяють активному зростанню середньодобового видобутку вугілля на підприємствах України. Так, на сьогодні в переобладнаних очисних вибоях видобуток сягає 5-7 тис. т/добу., а на окремих шахтах 15 – 17 тис. т/добу (ШУ «Покровське»). Таких високих виробничих показників неможливо було досягти без застосування комплексу заходів, що передбачають керування метановиділенням засобами вентиляції та дегазації відповідно до чинних нормативних документів.

Метан, що насичує вугільні пласти, перебуває там у вільному та сорбованому стані. Ступінь стійкості вільної фази газу залежить від пористості вугільного пласта, наявного там тиску і температури. Як відомо, гірські масиви, що зосереджують у собі газоносні вугільні пласти, належать до газовугільних родовищ [1].

Для зниження концентрації метану в шахтах застосовуються способи дегазації основних джерел метановиділення, це зокрема дегазація у виробці вугільних пластів, що зближуються з підроблюваним і надроблювальним пластами вугілля та газовмісних порід, а також з виробленими ділянками простору. Залежно від газового балансу виїмкових ділянок простору, які найбільше насичені метаном у мережі виробок діючих шахт застосовують один або кілька способів дегазації джерел метановиділення (див. рис. 1.1).

Проаналізувавши технології видобування і транспортування шахтового метану на підприємствах України, встановлено 5 основних способів дегазації розроблюваних вугільних пластів, а саме:

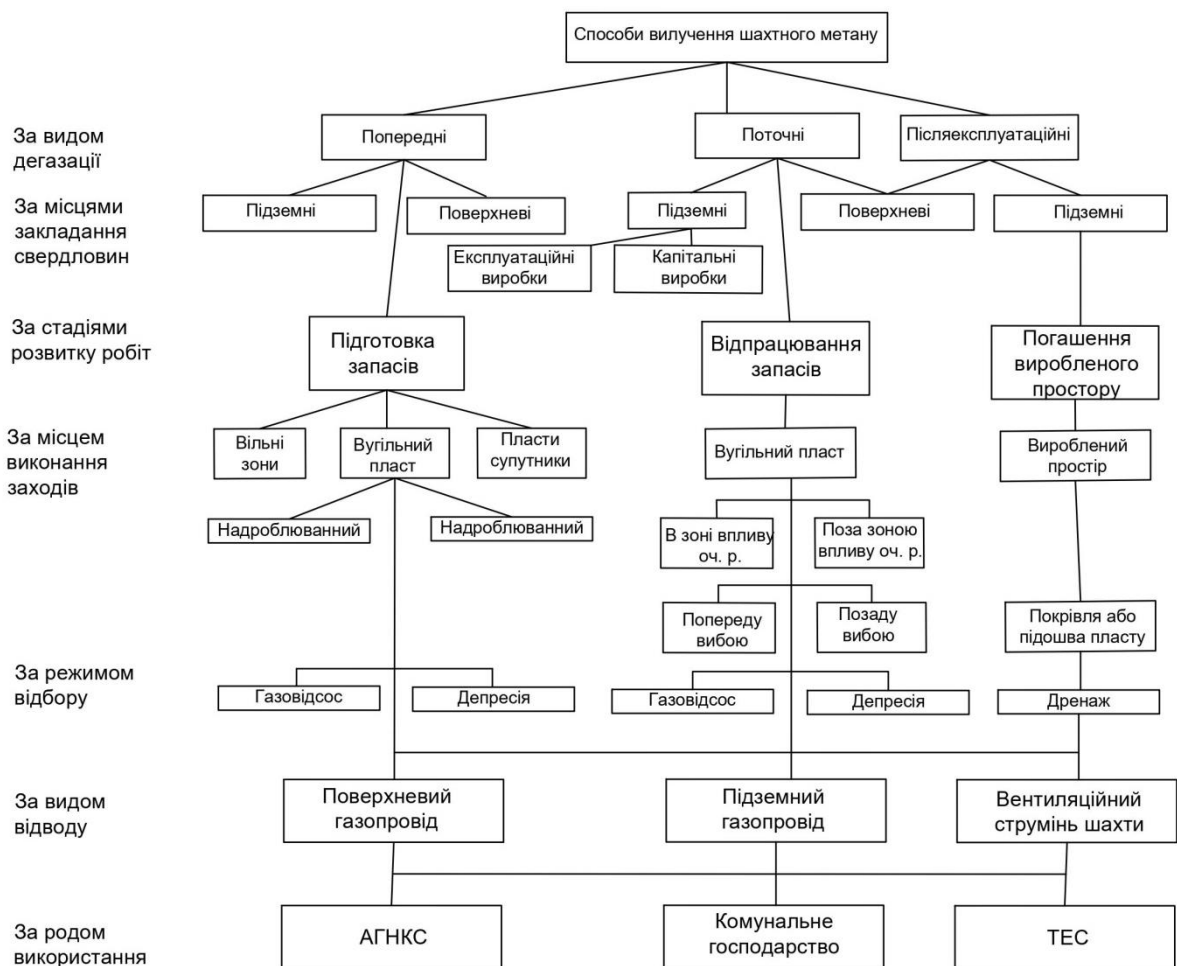


Рисунок 1.1 – Стадії видобування й та утилізації шахтового метану

I. Дегазація не розвантажених від тиску вугільних пластів:

- дегазація пластів у процесі проведення гірничих виробок;
- підземна дегазація розроблюваних пластів на виїмкових ділянках.

II. Дегазація підроблюваних і надроблювальних вугільних пластів за допомогою підземних свердловин:

- дегазація зближених пластів в умовах підроблення;
- дегазація зближених пластів в умовах надроблення.

III. Дегазація підроблюваних вугільних пластів і вироблених просторів за допомогою свердловин, пробурених із земної поверхні.

IV Дегазація вироблених просторів за допомогою свердловин, пробурених з гірських виробок.

V. Завчасна дегазація вугленосного масиву шляхом гідравлічного розчленування пластів:

- за допомогою попереднього гідророзриву;
- за допомогою підземного гідророзриву.

Удосконалення способів підвищення інтенсивності дегазації вугільних пластів має сприяти збільшенню обсягів вуглевидобутку та зниженню собівартості продукції, підвищенню безпеки гірничих робіт. До того ж суттєвим виявляється екологічний аспект, а також можливість утилізації метану. Існує чимало методів впливу на вугільний масив, завдяки чому можна проводити дегазацію в різних умовах залягання пластів. Виділяють два напрями застосування способів, що дозволяють інтенсифікувати дегазацію: це перехід метану із сорбованого у вільний стан і збільшення проникності порід. Головною перевагою пропонованих способів зменшення газонасиченості вугільного масиву вважається простота і технологічність, незначний вплив на сам процес виймання вугілля, нешкідливість застосовуваних реагентів й економічна обґрунтованість. Перш за все данні заходи мають позитивно діяти на інтенсифікацію припливу метану, а це дозволяє підвищити навантаження на очисний вибій.

Огляд відомих способів видобування вугільного метану показав, що найбільш часто застосовують гідродинамічні або пневмо-гідродинамічні впливи.

На сьогодні існують такі основні способи обробки газоносного вугільного масиву в комплексних технологічних схемах:

- гідророзкриття;
- пневмовплив з використанням гідроклину;
- циклічний пневмо-гідровплив у режимі кавітації;
- знакозмінний гідроплив у режимі кавітації;
- використання геоенергії вуглегазоносного масиву;
- гідроімпульсний вплив з використанням ефекту гідродару та ін.

Способи дії на пласт вугілля передбачають застосування підземних і поверхневих свердловин.

Зокрема гідродинамічний спосіб впливу на газонасичений вуглепородний масив має перевагу, завдяки якій дегазація відбувається на великій відстані від свердловин, що поліпшує колекторські властивості пласта. Цей спосіб має істотну відмінність від гідророзтину, гідророзпусування і гідророзкриття. Сьогодні спеціалісти розробляють спосіб видобутку шахтового метану з поверхневих свердловин із застосуванням гідродинамічної технології [2].

Найбільш відомим і поширеним методом обробки газоносних вугільних пластів є гідророзкриття [3]. Ця технологія має відповідати таким вимогам:

- дегазація вугільного масиву і вмісних порід з досягненням до безпечного рівня газонасиченості;
- розвантаження пласта від тиску;
- зниження ризику прояву геодинамічних явищ у шахтовому середовищі.

У гірництві було апробовано такі технологічні схеми дегазації:

- спрямування видобутого газу на поверхню з відкачуванням робочої рідини [4];
- керування процесом розкриття в пласті систем природних тріщин;
- гідророзкриття пластів за наявності низькоамплітудних геологічних порушень;
- технологія гідророзкриття вмісних порід.

Протягом 1990-х років були дослідженні зміни навантаження на вугільний масив. Під час випробувань було спостережено збільшення дебіту метану в межах 50 – 90 л/хв., коли концентрація метану в суміші становила 95 – 99 %.

Спосіб гідророзкриття у світовій практиці досить поширений. Так починаючи з 1960 року завдяки розробкам учених ця технологія показала добрі результати в Карагандинському вугільному басейні. У літературних джерелах [5,6] описано спосіб обробки вугільного пласта через поверхневі свердловини. При цьому відбувалось нагнітання робочої рідини у вугільний

пласт в режимі гідророзкриття з подальшим скиданням гирлового тиску, унаслідок чого рідина вільно витікає з свердловини.

Гідравлічні удари припиняють, коли їхній максимальний тиск у циклі стає іншим від величини гирлового тиску рідини до моменту її початкового надходження із свердловини.

Існує ціла низка технологій гідравлічної обробки вугільного пласта із застосуванням різних варіантів параметрів. При цьому основним недоліком технології гідророзкриття є зниження газопроникності вугільного пласта. Адже його зволоження спричиняє закупорювання тріщин і пор. Унаслідок цього ефективність способу в міру збільшення глибини залягання дегазаційних пластів знижується. У зв'язку з цим важливими для інтенсифікації процесу були технічні розробки із застосуванням у пневмогідродинамічній технології піску або іншого наповнювача до впливу.

Інший недолік гідророзкриття вугільних пластів – це нерівномірність зони обробки пласта навколо свердловин. Для уникнення небажаного ефекту було розроблено технологію гідроімпульсного впливу з використанням порохових генераторів тиску і паливно-окислювальних сумішей.

Пневмогідродинамічний спосіб впливу передбачає проведення технологічних заходів для зневоднення породного масиву навколо свердловини. Як свідчить багатий досвід дегазації пластів у США за технологією «Coalbed Methane», видалення води із свердловини і видобуток вугільного метану – це два одночасних процеси протягом усього часу обробки масиву.

Низькі показники дебіту метану, видобутого з дегазаційних свердловин, можна пояснити такими причинами:

- недостатньою фазовою проникністю для газу обробленого шару пласта;
- зниженням проникності зони масиву навколо свердловини.

З огляду на ці факти було застосовано інший підхід до проблеми інтенсифікації видобутку метану – у вигляді пневматичного впливу на пласт

через свердловини з поверхні. Однак цей спосіб потребує матеріальних ресурсів та обладнання для проведення робіт.

Описана технологія інтенсифікації газовиділення з вугільного масиву ґрунтується на досвіді застосування способу гідророзкриття [7]. При цьому пневмовіджимання пласта має мету звільнення тріщин від води і підвищення газопроникності масиву. Закачування в пласт стисненого повітря відбувається за допомогою компресорів під тиском на гирлі свердловини. У процесі пневматичний вплив робочої рідини на газ має корисний ефект заміщення метану, який знаходиться в сорбованому стані.

У практиці відомі також інші режими пневмогідрадії [8,9,10], з іншими застосуванням у зонах пневматичного впливу зменшується в 1,3 – 1,5 рази залишкова газоносність вугілля і унаслідок чого дія газу на очисний вибій зменшується за рахунок блокування метану в порах і тріщинах на віддалених ділянках від місця очисного вибою.

Традиційно на шахтах Західного Донбасу для проведення гідро розкриття використовують таку конструкцію свердловин, що дозволяє спускати робочу колону нижче від продуктивного пласта з подальшим цементуванням і перфорації стінок. При цьому відзначено недолік цієї технології, коли нерідко устя свердловини заповнюється вугільним шламом, що веде до ускладнення процесу зневоднення пласта. Для усунення згаданого недоліку застосовуються різні варіанти пневматичної обробки.

У 1996 році на полі шахти ім. Засядька, було проведено дослідження, пов'язані із видаленням метану на базі вдосконаленої технології дегазації [4,11]. У цій технології було здійснено попередню дегазаційну підготовку і унаслідок чого досягнуто комерційно значущого дебіту метану. З цією метою було розроблено конструкцію свердловини, що забезпечує розкриття вугільного пласта, каверноутворення в її усті і циклічну пневмо гідродинамічну обробку масиву.

Безпосередній вплив на вугільний пласт через дегазаційну свердловину розділяють на дві стадії. На першій після розкриття пласта відбувається

каверноутворення в зоні навколо свердловини. На другій стадії проводять циклічну пневмо гідродинамічну обробку, що забезпечує їй необхідний радіус дії [12].

Набув поширення також спосіб дегазації нерозвантажених від гірського тиску вугільних пластів за допомогою перехресних свердловин обладнаних у підземних виробках. У цьому способі процес буріння з пройденої виробки серії паралельних та орієнтованих на очисний вибій свердловин. В основі способу – ефект розвантаження вугільного масиву від тиску у вузлах перехрещень свердловин. Сформовані при цьому тріщини пласта створюють аеродинамічний зв'язок між серіями свердловин, унаслідок чого масив дегазується рівномірно [12]. Недолік описаного методу полягає в тому, що він потребує проведення великомасштабних бурових робіт, а це додаткові витрати часу і коштів. Цей недолік особливо відчутний, якщо навантаження на очисний вибій високий – понад 10 тис. т/ добу., а виїмковий стовп відпрацьовується в короткі терміни, менше 2 років.

Значний інтерес для підприємств має також комплексна дегазація, коли якій підвищення проникності вугільного пласта відбувається шляхом проведення гідророзкриття через поверхневі свердловини, а видобуток метану – через пластові свердловини. У цьому випадку останні дають більш високий дебіт метану, оскільки перетинають магістральні тріщини, утворені в процесі гідророзкриття.

Бувають випадки, коли поєднанні з традиційними способами можливе застосування активних методів обробки пластів, зокрема акустичного, теплового, термохімічного, виконання внутрішньопластового вибуху, мікробіологічного, фізико-хімічного та ін.

Тепловий вплив являє собою процес нагнітання у вугільний пласт теплоносія під час його розчленування або після. Одним з основних завдань теплового впливу на вугільний пласт є більш глибока його дегазація за рахунок зниження сорбційної здатності вугілля внаслідок підвищення температури. Дослідження сорбційних властивостей вугілля показують, що

коли пластовий тиск становить 1 – 10 Мпа, то середня величина очікуваної десорбції метану внаслідок збільшення температури вугілля, якщо вихід летких дорівнює 5 – 50 %, перебуває не менше 0,2 – 0,5 м³/(т·К). Теплова обробка пласта має такі недоліки:

- великі втрати тепла в наземному теплопроводі та в свердловині, особливо на значних глибинах;
- дефіцит потужного устаткування, здатного нагнати теплоносій у свердловину;
- складна в польових умовах технологія приготування і нагнітання теплоносія [13].

За результатами теоретичних та експериментальних досліджень було встановлено можливість збільшення проникності масиву за допомогою внутрішньопластового вибуху і застосування для цього суміші метану з киснем [14,15]. Однак у підземних умовах таку можливість обмежено суворими вимогами безпеки під час виконання робіт у вугільних шахтах. Що стосується промислового видобутку метану, то цей спосіб досить перспективний, але не дуже поширений в гірництві.

Серед методів інтенсифікації дегазаційних процесів відомий сейсмоакустичний вплив на вугільні пласти. Однак він теж не набув широкого застосування.

У багатьох країнах за рубежом зараз розгорнуто масштабний промисловий видобуток шахтового метану, чому сприяє їхнє законодавство, яке стимулює використання нетрадиційних джерел енергії. Іншим фактором стримування видобутку метану є високі стандарти безпеки, що виключають найменшу ймовірність прояву небезпечних геодинамічних явищ у шахтовому середовищі. Адже відомо, що безпечна норма газоносності вугілля – не має перевищувати 9 м³/т, у разі її дотримання ймовірність небезпечних явищ виключається.

Масштабний видобуток вугільного метану ведеться у США, починаючи з 1980 року. Протягом останніх 10 років видобуток цього продукту з

промислових свердловин зростає до 60 млрд м³/рік. Було розроблено та впроваджено технологію видобування з вугільних пластів до 80 % метану. Така ефективність вилучення завдячує пневмо - і гідродинамічним впливом на пласти [16]. Американський спосіб ведення попередньої дегазації масиву передбачає буріння та облаштування свердловин, відкачування води та видобування метану з вугільних пластів і вмісних порід. При цьому місце закладання свердловин обирають ретельно на основі геологічних досліджень [17].

У США було випробувано спосіб стимулювання дегазаційних свердловин шляхом нагнітання у вугільний пласт рідини, здатної утворити піну, після чого туди подають азот, а потім швидко знімають тиск, викликаючи тим самим інтенсивну дегазацію вугілля навколо пробуреної ділянки пласта [18].

Лідером у застосуванні технологій підземної розробки метановугільних родовищ та підвищення проникності вугільного пласта можна вважати промисловість Австралії, причому технологію вилучення метану на шахтах було розроблено паралельно з гірниками США. Отже, в Австралії видобувають метан вже з середини 1990-х років. У цих технологіях задіяні поверхневі свердловини з горизонтальним закінченням стовбура, пробуреним у пласті довжиною близько 1500 м.

Видобуванням метану з вугільних пластів у Китаї займаються з початку 1990-х років. Натепер річний обсяг отриманого продукту становить близько 10 млрд м³.

Головне джерело канадських запасів газу – басейн Паллісер (Palliser) у провінції Альберта, вважається, що там залягає близько 8 трлн м³.

У Великобританії широко відома діяльність компанії Coalgas Ltd, яка веде видобуток метану з декількох закритих шахт. Компанія розробила метод вилучення метану шляхом його відкачування через вентиляційні стовбури шахт, куди газ надходить з невідпрацьованих вугільних пластів.

Як бачимо, необхідність, можливість й економічна доцільність великомасштабного видобутку метану з вугільних пластів завдяки застосовуючи різних методів інтенсифікації підтверджено на практиці в діяльності. На думку американських експертів, цей напрям буде неухильно розвиватися, і до 2030 -х років обсяг видобутку метану у світі сягатиме 100 – 150 млрд м³/рік, а в перспективі промислова розробка продукту може становити 470 – 600 млрд м³/рік, що складе 15-20% світової видобутку природного газу [17].

Аналіз застосовуваних сьогодні способів інтенсифікації газовиділення з вугільного масиву показав, що пневмо - гідродинамічна обробка пластів найбільш ефективна, коли шахтовий метан добувається через поверхневі дегазаційні свердловини. В цілому спосіб пневмо - гідродинамічного впливу – це найбільш близький аналог технологій, поширених у США та Німеччині. Комерційна цінність розробок добування й використання шахтового метану суттєво зростає як частина виконання комплексу актуальних завдань метанобезпеки підземного середовища під час ведення гірничих робіт з високими навантаженнями на очисний вибій.

Аналіз зарубіжного досвіду дегазаційних вугільних масивів [19,20] показав, що основні шляхи утилізації шахтового метану можна представити у вигляді окремих напрямів, об'єднаних схожими способами і засобами досягнення бажаного ефекту. Перший основний включає способи, що базуються на прямому спалюванні метану: у котельних, у топках, у повітрянагрівальних установках шахт.

Другий напрям утилізації – це використання шахтового метану для різних потреб окремих виробництв, а саме:

- у виробничому циклі металургійних заводів;
- для заправки балонів високого тиску на спеціальних автоматичних газонаповнювальних конденсатних станціях (АГНКС) для автотранспорту;
- як паливо газотурбінних електростанцій та у дизельних електростанціях як паливо.

Третій напрям утилізації передбачає використання шахтового метану в нових перспективних промислових розробках, зокрема в роботі вільнопоршневих двигунів, а також установок низькотемпературного опалення.

На сьогодні найбільш ефективний способом утилізації метану – це його спалювання в газотурбінних установках [21, 22, 23]. Газотурбінні установки являють собою блокові автономні автоматизовані електростанції, які не потребують зовнішнього джерела живлення. Ці засоби характерні мобільністю, високою надійністю, простотою та легкістю керування. Можуть надійно працювати в автономному режимі, а також паралельно із зовнішньою енергосистемою. Приводи синхронних генераторів електростанцій являють собою газотурбіни і двигунами. Електростанції [21] обладнані автоматичними системами запуску, мають функції захисту та сигналізації за основними параметрами двигуна, а також систему шумопоглинання.

З огляду на сферу застосування газотурбінних установок заплановано використовувати два їх типи, різної потужності і вимог до якості використовуваного газу, а саме:

- здатні утилізувати метан вугільних родовищ за допомогою комплексу ПАЕС-2500 (рис.1.2);

- призначені для утилізації метану, видобутого за допомоги поверхневих свердловин з використанням контейнерного агрегату ЕГ – 1000 (рис. 1.3).

Газотурбінні двигуни зазвичай споживають порівняно велику кількість метану і не всі шахтові дегазаційні системи спроможні постачати ту його кількість, що забезпечить продуктивне енергоживлення.

Якщо дебіт метану не занадто великий, то може бути декілька електрогенераторів, що працюють у парі з газовим дизелем або газовим двигуном внутрішнього згорання.

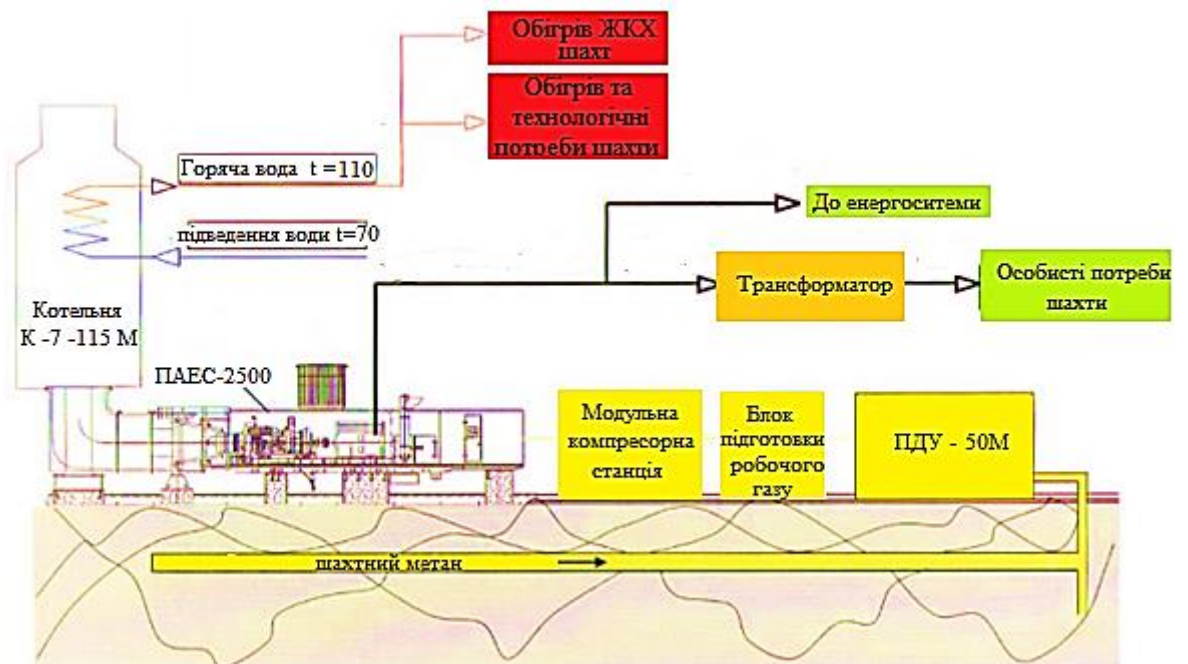
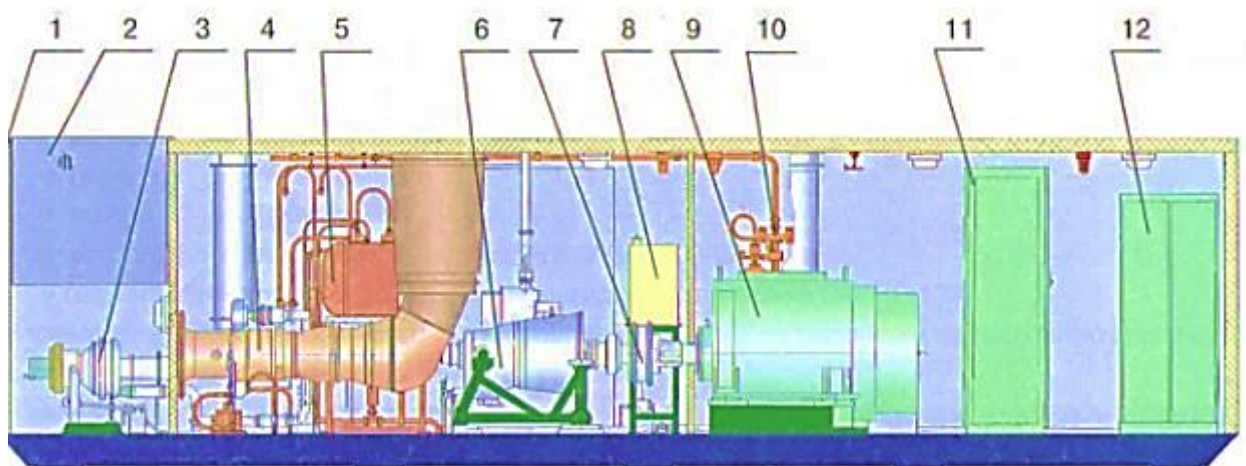


Рисунок 1.2 – Схема утилізації шахтового метану за допомогою комплексу ПАЕС-2500 [21]



1 – контейнер; 2 – шумоглушник уведення; 3 – допоміжна силова установка АІ-9В; 4 – двигун ТВЗ-137; 5 – система змащування; 6 – редуктор з приводом агрегатів; 7 – муфта фрикційна; 8 – паливна система АІ – 9В; 9 – генератор БСГС-630М-6Н1; 10 – система пожежогасіння; 11 – пристрій комплексний низьковольтний УКН-1000-3А; 12 – шафа живлення.

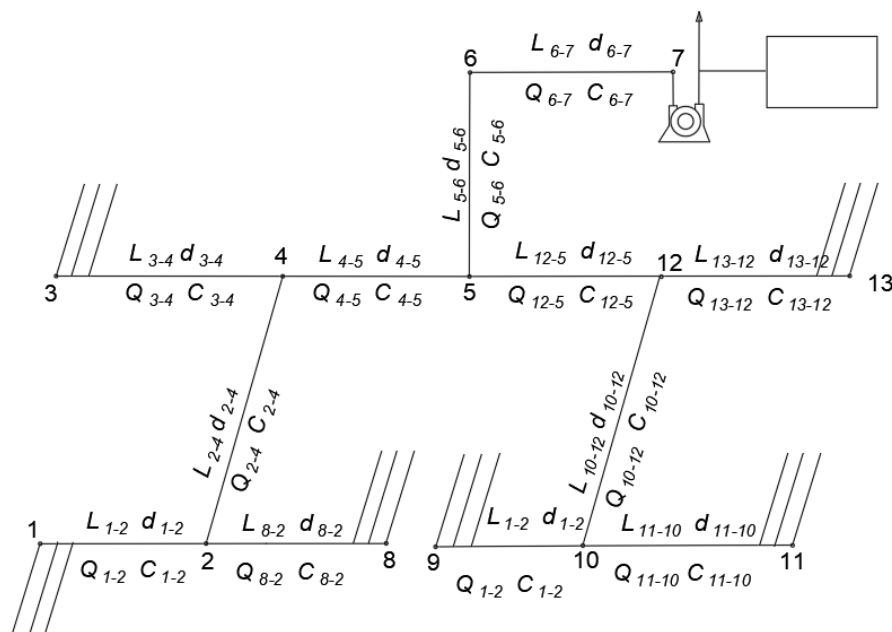
Рисунок 1.3 – Технологічна схема утилізації метану з використанням контейнерного агрегату ЕГ -1000 [21]

Для цієї мети було запропоновано переобладнати на газове паливо дизель-генератори, що випускаються заводом «Первомайськдизельмаш».

Газодизель-генератор ГДГ 2А-50-1 призначений для роботи на МПС для виробництва електричної і теплової енергії [22].

Необхідно відзначити, що наведені вище сучасні схеми утилізації шахтового метану передбачають своєчасне надходження газової суміші від джерел видобутку до споживача в потрібних обсягах та відповідної якості. У реальних умовах гірничого виробництва функції регулярної доставки МПС для подальшої її переробки покладено на шахтові дегазаційні системи, основну дію яких спрямовано на створення безпечних умов праці гірників в очисних і підготовчих вибоях.

Наявні шахтові дегазаційні системи являють собою розгалужену мережу підземних дільничних і магістральних газопроводів (рис. 1.4), що мають спеціальний комплекс газового обладнання. Ці системи здійснюють відведення метану від джерел його концентрації і тим самим захищають гірничошахтове обладнання від небезпеки в специфічних умовах експлуатації.



l_i – довжина ділянки, м; $Q_{см}$ – витрата метаноповітряної суміші, м³/хв;

C_i – концентрація метану, %, 1 – 9 – вузлові з'єднання газопроводу

Рисунок 1.4 – Типові схеми шахтової дегазаційної системи [24]

Відмінною особливістю ШДС від магістральних газотранспортних систем, що транспортують природний газ по трубопроводах, є те, що транспортування метану здійснюється в режимі вакууму і в умовах невизначеності. Останнє обумовлено тим, що при інтенсивній розробці газовугільних пластів шахтні дегазаційні системи експлуатуються в умовах інтенсифікації гірничих робіт та схильних до деформацій гірського масиву.

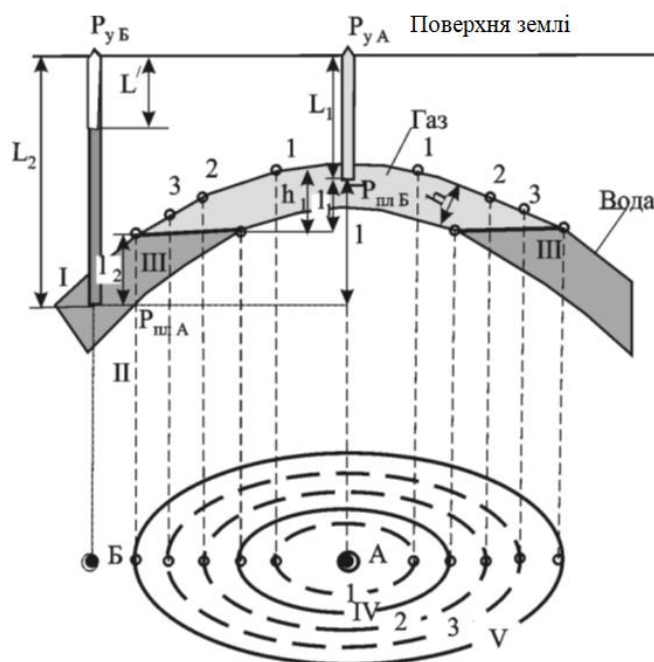
1.2. Порівняльна оцінка методів визначення зон концентрації природного газу й метану у вугільних родовищах

Згідно з літературними джерелами [22] природний газ і метан, зосереджений у вугільних пластах віднесено до паливно – енергетичних ресурсів України, тому їх вважають як мінеральною сировиною загальнодержавного значення. З огляду на промислово-економічне значення, вони належать відповідно до категорій А і В, тобто мають великі запаси, але різняться інтенсивністю видобутку. При цьому метан вугільних родовищ віднесено до так званих альтернативних джерел вуглецевої сировини, характерних складними гірничо-геологічними умовами залягання та формування і, як наслідок, потребують спеціальних способів і методик їхнього пошуку, розвідки, розробки й видобування.

Метан вугільних родовищ має три стан перебування в пласті: вільний, сорбований та розчинений у воді. Більшість його (понад 80 %) сорбована вугіллям, зосередженим у пластах і розсіяному у породному масиві. Фундаментальними дослідженнями [26, 27, 28] встановлено, що в процесі метаморфізму органічної речовини та формування вугільних пластів породи з високою тріщинуватістю (антиклінальні й купольні структури) перекивалися породами низької проникності, утворюючи таким чином «газові пастки», у яких під дією тиску накопичувалась велика кількість метану. Технологія видобутку метану з таких структур подібна до тієї, яку застосовують у розробці родовищ природного газу, поклади якого з огляду

на геометричну характеристику (конфігурацію) поділяють на пластові, масивні й літологічно або тектонічно обмежені зони зосередження продукту.

Схему застосування традиційного методу визначення зон накопичення природного газу в пластових покладах зображено на рис. 1.5. Основною формою пластового покладу є склепіння, розташоване в центральній його частині [28].



I – покрівля пласта, II – підшва пласта, III – ГВК, h – потужність пласта, h_1 – поверх газоносності, IV – внутрішній контур газоносності, V – зовнішній контур газоносності, $1, 2, 3$ – ізогіпси, A – газова свердловина глибиною L_1 ; B – водяна свердловина завглибшки L_2 ; I_1 – відстань від вибою свердловини A до контакту газ-вода; I_2 – відстань від вибою свердловини B до ГВК; I – відстань по вертикалі між вибоями свердловин A та B ; L' – відстань від гирла до рівня покладу.

Рисунок 1.5 – Схема застосування визначення зон накопичення природного газу в пластовому покладі

Верхню межу газоносного пласта, що містить непроникині породи, прийнято вважати покрівлею, а нижню з непроникиними породами – його підшвою. Найкоротша відстань між покрівлею та підшвою пласта відповідає його потужності. Якщо газовий поклад на всій площі містить воду,

газонасичену потужність пласта визначають як відстань від покрівлі до поверхні контакту газу з водою.

Основні параметри обводненого пластового покладу, які свідчать про наявність у ньому зон скупчення природного газу, такі як:

а) відстань по вертикалі від рівня моря до контакту газ – вода, тобто позначка контакту газ – вода (ГВК);

б) відстань по вертикалі від найвищої точки газового покладу до ГВК – це поверх газонасиченості;

в) внутрішній контур газонасиченості – лінія перетину ГВК із підшвою газонасиченого пласта.

Відмітна особливість газонасичених покладів вугільних родовищ і станів перебування газів у вугільних пластах та в породах, які їх містять є те, що там природні гази набувають переважно сорбованого стану. За результатами фундаментальних досліджень [28] встановлено, що аби утворювались мікропоклади метану, подібні до покладів природного газу, необхідні такі умови:

- потужний природний резервуар (колектор), що має велику місткість;
- «пастки», здатні до накопичення газу в собі;
- газоупор, що перешкоджає розсіюванню метану з колектора.

У вуглепородному масиві колекторами газу слугують потужні піщаники, а газоупорами – аргіліти, вугільні пласти й щільні піщаники. «Пастки» для газу – це порожнини, що являють собою куполи, антикліналі, брахіантикліналі та флексури.

Слід зауважити, що під час розробки газонасичених вугільних пластів за допомогою високопродуктивних механізованих комплексів швидкість посування очисних вибоїв перевищує 6 м/добу, що дає можливість, залежно від потужності пласта видобувати протягом доби до 8 тис. тон вугілля. Це зумовлює інтенсивне виникнення деформацій масиву гірських порід та стає причиною активного метановиділення у вироблений простір [29].

Дослідженнями зміщення породи в процесі проходження очисних вибоїв [28] було встановлено, що за ступенем порушеності породна товща може бути умовно поділена на характерні зони. Принципову схему зонального розвитку процесу зсуву гірських порід і руху метану у виробленому просторі очисного вибою зображено на рис. 1.6.

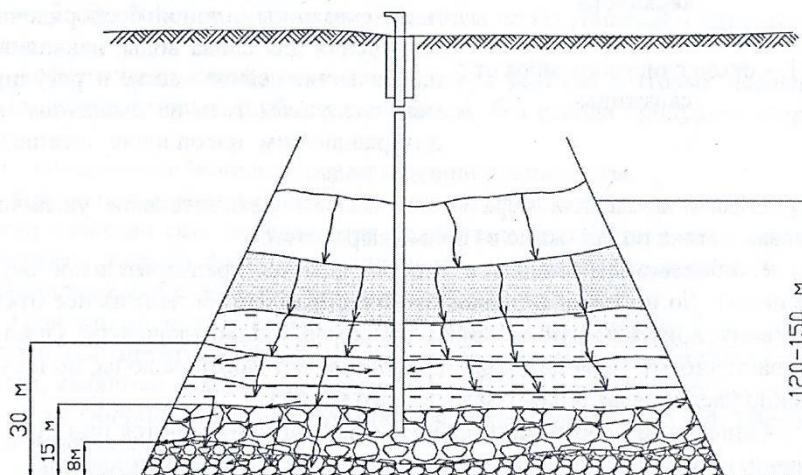


Рисунок 1.6 – Схема руху газу у виробленому просторі очисного вибою

Перша – це місце безладного обвалення порід безпосередньої покрівлі пласта. Його розмір відповідає п'яти – восьми потужностям пласта(ппл), який виймається і залежно від міцності порід.

Друга зона має висоту до 15 ппл – це ділянка усунення й розриву суцільності порід покрівлі, що осідають у просторі великими блоками.

Третя – зона виникнення системи великих тріщин заввишки до 30 ппл.

Четверта – місце плавного прогину підроблених порід і появи дрібних тріщин. Висота зони сягає 150 ппл.

У першій зоні породи ущільнені більшою мірою, ніж у решті, тому повітря рухається через вироблений простір від конвеєрної виробки до вентиляційної під впливом загальношахтової депресії. У цій зоні шахтове повітря поєднується з метаном, що виділяється з розташованих вище джерел.

Зі збільшенням відстані від розроблюваного пласта проникність порід зменшується. У міру усунення та ущільнення порід потоки метану, що

надходить у вироблений простір, переміщуються у бік дегазаційних свердловин і підіймаються по їх довжині знизу – нагору.

Далі шари гірських порід, прогинаючись у бік виробленого простору, відокремлюються від товщі, які лежать вище і, подібно до плит, піддаються деформаціям, викликаючи інтенсивне метановиділення.

Під час досліджень науковців [30] встановлено, що газовиділення у вибої може істотно збільшуватись у зонах геологічних порушень, під час просідання порід покрівлі та внаслідок імпульсних метановиділень (рис. 1.5). Саме тому оперативне виявлення скупчень метану в породному масиві вугільних шахт життєво важливе, а тому висуваються високі вимоги до якості методів визначення зон характерного їх поширення у підземних гірничих виробках (рис. 1.7).

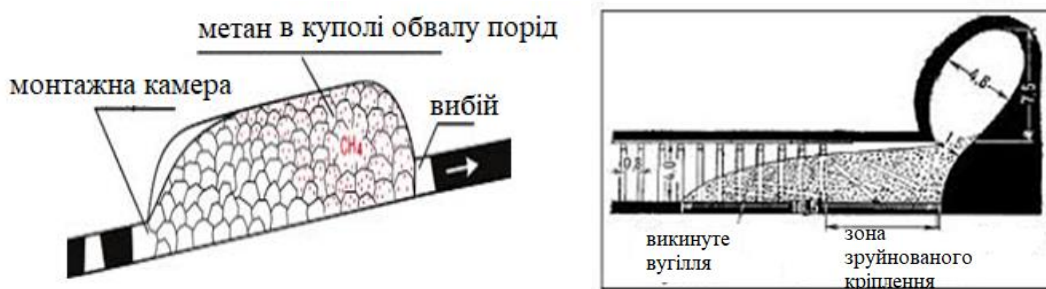


Рисунок 1.7 – Види та зони скупчення шахтового метану в підземних гірничих виробках

Було виділено такі види метановиділення в шахтах та їхні характеристики:

– відбувається з оголеної поверхні пласта, загасає з часом, може бути описане залежністю, близькою до експоненційної; з відбитого вугілля аналогічно метановиділенню; з оголеної поверхні пласта, проте згасає значно швидше залежно від газоносності, проникності та фракційного складу відбитого вугілля;

– має місце у глухих виробках, здійснюється з оголеної поверхні пласта та з відбитого вугілля, а також під час вибухових робіт; під час роботи вугільного комбайна – в основному як наслідок відбивання вугілля;

– при застосуванні буропідривного способу проведення виробок переважно під час вибухів. При цьому в повітря, крім метану, виділяються також газоподібні продукти розкладання вибухових речовин (ВР);

– відбувається з виробленого простору видобувних ділянок у вентиляційний штрек, зростаючи в міру віддалення від лави, досягаючи межі на відстані 100 – 250 м залежно від способу керування покрівлею, властивостей вмісних порід, наявності зближених пластів, схем вентиляції;

– газовиділення в ряд спостерігається з оголеної поверхні пласта, відбитого вугілля і виробленого простору, його сумарна величина збільшується в напрямку від входу у виробку до виходу з неї.

Результати багатьох досліджень [31] підтверджують, що локальні скупчення метану у вибухонебезпечних концентраціях виникають у глухих виробках, які підлягають погашенню, коли багатогазовість виїмкових ділянок становить $1,0 \text{ м}^3/\text{хв}$ і більше, а газовиділення у вироблений простір перевищує 70 % від загальної кількості метану на таких ділянках. Небезпека раптового виділення метану (рис. 1.8) в шахті – це серйозна проблема, яка потребують ефективних способів виявлення.

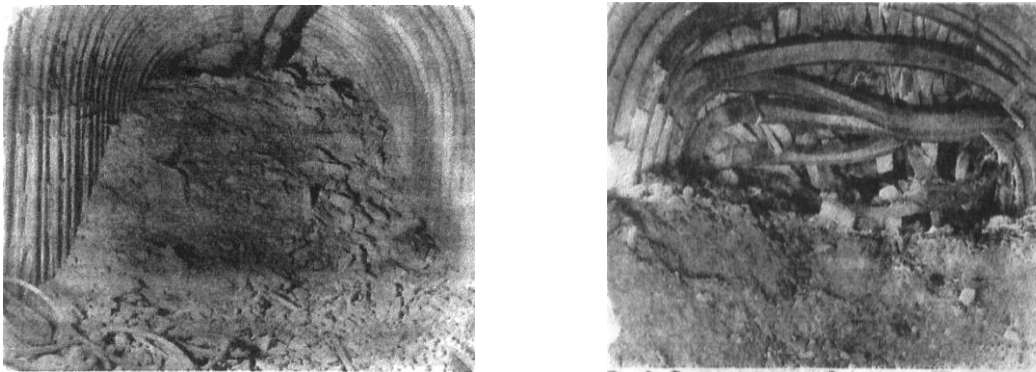


Рисунок 1.8 – Наслідки раптового надходження метану в шахту

Досить ефективний спосіб уникнення локальних скупчень метану – це відведення МПС з глухих виробок, які можуть погашатися, за межі виїмкових ділянок по трубопроводах або видалення такої суміші з виробок завдяки загальношахтової депресії. При цьому ізольоване відведення метану відбувається за проектом, який має бути невід'ємною частиною паспорта

виїмкової ділянки. Основним завданням такого відведення метану з вибою лави є боротьба з місцевими скупченнями метану в найбільш небезпечному місці, з'єднання лави з вентиляційним штреком. Як відомо з літературних джерел [32], аби забезпечити нормальні умови роботи в заданих темпах виймання, з підтриманням належної кількості метану, що надходить у штрек з виробленого простору пласта, необхідно проводити ізольоване відведення МПС з виробленого простору за межі дільничного газопроводу під впливом депресії. Очікуваний об'єм метановиділення визначають за методикою, що викладена в «Посібнику з проектування вентиляції вугільних шахт» [33], беручи до уваги період з стабільної роботи виїмкової ділянки, а також результати газового знімання.

Як було зазначено вище, природні гази вугільних басейнів і родовищ можуть набувати сорбованого, водорозчинного та вільного стану [34].

Сорбований вигляд мають гази вугільних пластів і пропластків високовуглистих порід, розсіяної та концентрованої органіки порід, а також глинистих порід (аргілітів). Частка сорбованого газу у вугіллі та вуглистих породах може досягати 90 – 95 %.

Водорозчинні гази (через високу гідрофільність вугілля) перебувають у пористих, поверхневих чи тріщинуватих породах, що мають мінімальний вміст (5 – 10%) розсіяної вуглекислої речовини.

Велика кількість вільних вуглеводних газів (ВВГ) умістяться в малометаморфізованому вугіллі, збагаченому мікрокомпонентами та залишками фюзиніту (до 20 %).

Вони зосереджені в пастках різних типів, і це створює велику небезпеку для ведення робіт у вугільних шахтах басейну. Уникнення цієї небезпеки – це найбільш пріоритетне завдання для геології газів вугільних родовищ. Розкриття цих скупчень у процесі проведення гірничих виробок призводить до тяжких аварій, що буває причиною загибелі людей. Одночасно ВВГ являє собою цінну енергетичну сировину.

Згідно з умовами зберігання та міграції природні гази вуглеводородних порід поділяють на розсіяні та мобільні (рухливі).

Розсіяні малорухливі гази характерні для порід зі зниженими фільтраційними властивостями, досить міцно утримуються у порожнинах цих порід під впливом капілярних сил і гідростатичному тиску, а в процесі розкриття вони поступово й довго виділяються у гірничі виробки.

Мобільні гази поширені в пластових і пластово-тріщинних водах, котрі активно циркулюють у проникних зонах вугільного масиву. Гранична насиченість маловуглистих порід цими газами становить 0,1 – 0,4 м³/т. Прогнозні ресурси вільних газів у вугленосних відкладеннях української частини Донбасу становлять близько 150 млрд м³.

Загалом у вугільних масивах Донбасу, спостерігається незначна кількість окремих типів пасток, найчастіше там наявні комбіновані типи, утворення яких зумовлено дією різних геологічних чинників, зокрема структурно-тектонічних, літолого-структурних та інших.

Порівняльний аналіз специфіки видобутку природного газу та вугільного метану показує (табл. 1.1), що врахування геолого-технічних, гідрологічних, геомеханічних, фізичних і петрографічних особливостей нафтогазових технологій здебільшого. У процесі виконання геологорозвідувальних та дегазаційних робіт виявилось, що в літологічних та гідродинамічних пастках прогнозовані ресурси природного газу оцінено в сотні млрд м³, але на сучасному етапі технічного розвитку їх відносять до видобутих. Розташовуються ці ресурси в широкому діапазоні глибин – від 220 до 1800 м, де пластовий тиск має рівень гідростатичного.

Дуже актуальним стало проведення спеціальних заходів для оконтурювання та оцінювання запасів газу на перспективних майданчиках з подальшим видобуванням і утилізацією природного газу до початку ведення гірничих робіт. При цьому виникає необхідність проведення аналізу сучасних напрямів наукових досліджень у сфері видобутку й транспортування шахтового метану.

Порівняльний аналіз технологій видобутку газу та вугільного метану

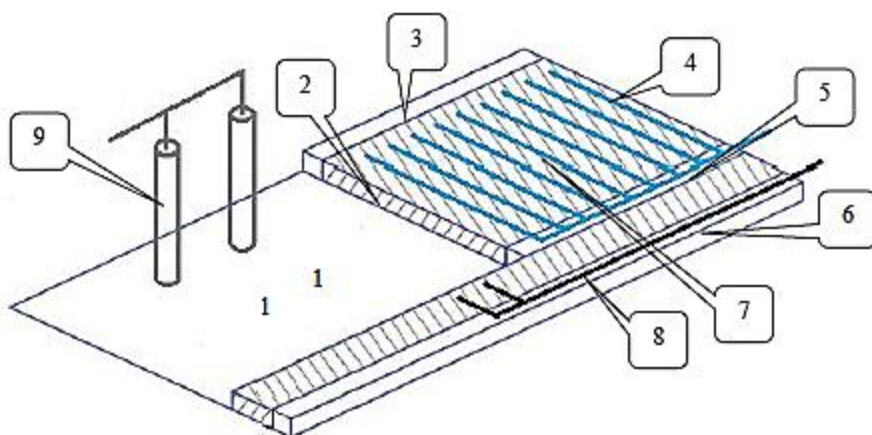
Традиційний природний газ	Вугільний метан
Не наявні у вмісних породах. У колекторі є газо-водний контакт (ГВК)	Наявні у вмісних породах. У колекторі немає ГВК
Сконцентрований у макропорах (розміром від 0,001 до – 1 мм)	Сорбований вугіллям, породою, адсорбований на поверхні макропор
Вміст газу у воді з часом зменшується	Вміст газу у воді з часом збільшується
Вміст газу визначається за показником каротажу	Вміст вугільного метану визначають за показником керну
Для інтенсифікації припливів газу може застосовуватись ГРП, ПІВ та кислотні ванни	Кислотні ванни недопустимі, ГРП застосовуються за потреби, використання ПІВ обов'язкове
Газонасиченість не залежить від ступеня метаморфізму порід	Метанонасиченість залежить від ступеня метаморфізму порід
Проникність не залежить від напруженого стану гірських порід	Проникність сильно залежить від напруженого стану гірських порід
Інтенсифікація функцій свердловин неприпустима, бо негативно впливає на видобуток газу	Інтенсифікація функцій свердловин обов'язкова для максимального видобутку метану
Надходження газу у свердловину відбувається з порушенням закону Дарсі через сильний напір та високу швидкість фільтрації	Надходження метану у свердловину відбувається за законом Фіка, а видобування за законом Бойля – Маріотта через слабкий натиск і низьку швидкість фільтрації

1.3. Сучасні напрями наукових досліджень проблеми видобутку й транспортування шахтового метану

Для зниження концентрації метану в шахтовому середовищі розроблено чимало способів дегазації вугільних пластів, породних масивів та виробленого простору наявних і ліквідованих шахт. При цьому застосовують перш за все попередню дегазацію нерозвантажених пластів вугілля, тобто виконують ці заходи перед початком очисних, підготовчих робіт, а також запроваджують поточну дегазацію вугленосних товщ. Останнє передбачає буріння свердловин переважно з підземних виробок. Як правило, виконання

дегазації обов'язкове тоді, коли на ділянках ведення очисних та підготовчих робіт метанонасність пласта перевищує $12 \text{ м}^3/\text{т}$.

Дегазацію вугільних пластів, як підлягають розробці ведуть за допомогою пробурених з підготовчих виробок. Цей метод доцільний як для стовпових, так і суцільних систем розробки. Якщо пласт розробляють у вигляді довгих стовпів, то масив дегазують через свердловини, пробурені з вентиляційного та відкотного штреку. Базова технологія передбачає підключення свердловин до магістрального трубопроводу та відкачування метану на поверхню за допомогою вакуум-насосів. Описана технологія потребує значних матеріальних витрат на буріння та експлуатацію свердловин. Техніко-економічна ефективність цього методу зумовлена відстанню між дегазаційними свердловинами, що своєю чергою залежить від дебіту метану й тривалості дегазації, яку виконують перед очисними роботами. У середньому крок закладання свердловин змінюється від 3 м у низько проникних пластах до 24 м – у зонах високої проникності пласта. Прагнення зменшити витрати на бурові роботи призводить до збільшення відстані між свердловинами, що знижує ефективність дегазації пласта. Термін каптажу газу становить близько 6 місяців. Зокрема, на рис. 1.9



1 – вироблений простір; 2 – очисний вибій; 3 – вентиляційний штрек; 4 – відпрацьований пласт; 5 – конвеєрний штрек; 6 – паралельна виробка; 7 – пластові дегазаційні свердловини; 8 – збійні свердловини; 9 – свердловини у виробленому просторі.

Рисунок 1.9 – Схема комплексної дегазації виїмкового стовпа

зображено схему дегазації виїмкового стовпа, що включають пластові дегазаційні свердловини 7; збійні свердловини 8 та свердловини 9, пробурені у виробленому просторі.

Відповідно до традиційної технології свердловини пробурені з поверхні, герметизують у гирлі на 6 – 10 м залежно від ступеня тріщинуватості масиву гірських порід поблизу виробленого простору. На темп виділення метану з вугілля, десорбцію газу та на початкову швидкість газовиділення значний вплив має орієнтація напрямків тріщинуватості відносно осі свердловини.

Дегазацію вугільних пластів, які підлягають розробці за допомогою свердловин, пробурених у підготовчих виробках, виконують у стовпових, так і в суцільних системах видобування вугілля. Застосування технології розробки вугільного пласта у вигляді довгих стовпів передбачає, що масив дегазують через свердловини, пробурені з вентиляційного та відкотного штреку. Використовуючи базову технологію, свердловини підключають до магістрального трубопроводу та за допомогою вакуум-насосів відкачують метан на поверхню. Згадана технологія пов'язана із значними матеріальними витратами на буріння та експлуатацію свердловин.

Як відомо вперше в Україні шахтовий метан почали використовувати в 1954 році на шахті «Червона Зірка», потім на шахтах ім.17-го з'їзду КПРС, № 3-біс, № 11, № 43 шахтоуправління № 2-43 та на інших підприємствах Торезько-Шахтарського району Донбасу, де відбувалась розробка антрацитових пластів вугілля і відзначено багатометановість гірничих виробок. Пізніше досвід використання метану було поширено на Донецько-Макіївського та Боково-Хрустального вугленосних районів. Видобутий метан ішов на опалення шахтових котельних установках, а в шахтоуправлінні № 11 метаном опалювали їдальню та гуртожиток працівників. У 1974 році застосовували дегазацію на 100 шахтах, але утилізацію запроваджували тільки на 21 з них. Це було викликано тим, що правилами безпеки було передбачено використання отриманого від

дегазації продукту в роботі промислових котелень тільки тоді, коли в газоповітряній суміші менше 30%. Тоді як на більшості шахт цей показник не перевищував 30 %.

Було визначено суттєві особливості транспортування МПС підземним вакуумним трубопроводом, а саме:

- значна довжина підземної трубопровідної мережі;
- рух газової суміші в умовах вакууму;
- наявність у складі каптованої суміші парів води, краплинної рідини, вугільного й породного пилу;
- явище припливу повітря через нещільності фланцевих з'єднань ланок труб у вакуумному трубопроводі всередину їхніх порожнин по всій довжині системи.

Згідно з результатами досліджень [35] для спорудження підземних дегазаційних газопроводів рекомендується використовувати сталеві труби, товщина стінок яких має бути не меншою 2,5 мм, або труби, виготовлені з інших матеріалів, допущених до застосування в шахтових умовах.

Необхідно відзначити, що проектуючи дегазаційні системи, особливу увагу потрібно приділяти обґрунтуванню їхньої пропускної спроможності, визначеної на базі прогнозування об'єму надходження в систему МПС, враховуючи при цьому тиск у трубопроводі та у вузлових його точках, питомі втрати тиску в процесі транспортування продукту та обчисливши раціональні і розмір діаметрами трубопроводу у тих чи інших його ділянок.

Дегазаційні системи шахт – це розгалужена мережа спеціальних трубопроводів: свердловинних з діаметром 100 – 150 мм, дільничних 150 – 250 мм і магістральних 250 – 530 мм (рис. 1. 4). Свердловинні та дільничні трубопроводи оснащені запірною арматурою та зовнішньою нарізкою (штуцерами) для відбору газових проб, контролю тиску, температури й витрат газової суміші.

1.4 Мета та завдання дослідження

За результатами проведеного аналізу змісту літературних джерел та беручи до уваги яким має відповідати робота систем дегазації, визначено мету цієї роботи, яка полягає у визначенні шляхів підвищення ефективності шахтового дегазаційного газопроводу для забезпечення продуктивної роботи високонавантажених лав.

У наш час завдяки застосуванню ефективних способів дегазації джерел газовиділення газоповітряна суміш на виході з дегазаційних свердловин має високу концентрацію метану. Але зберегти досягнутий рівень якості каптованої МПС під час її транспортування від свердловин до вакуум-насосної станції не завжди вдається.

Для досягнення поставленої мети в дисертаційній роботі було розроблено структурно-логічну схему дисертаційного дослідження (рис. 1.10), керуючись якою виконували такі завдання:

- дослідження особливостей транспортування МПС через шахтовий дегазаційний газопровід (ШДГ);
- визначення потенційних резервів підвищення пропускної здатності ШДГ;
- обґрунтування способів і засобів підвищення експлуатаційних параметрів ШДГ;
- удосконалення методів моніторингу та контролю технічного стану ШДГ;
- розробка вихідних даних для проектування енергозберігаючої газотранспортної системи вугільних шахт.

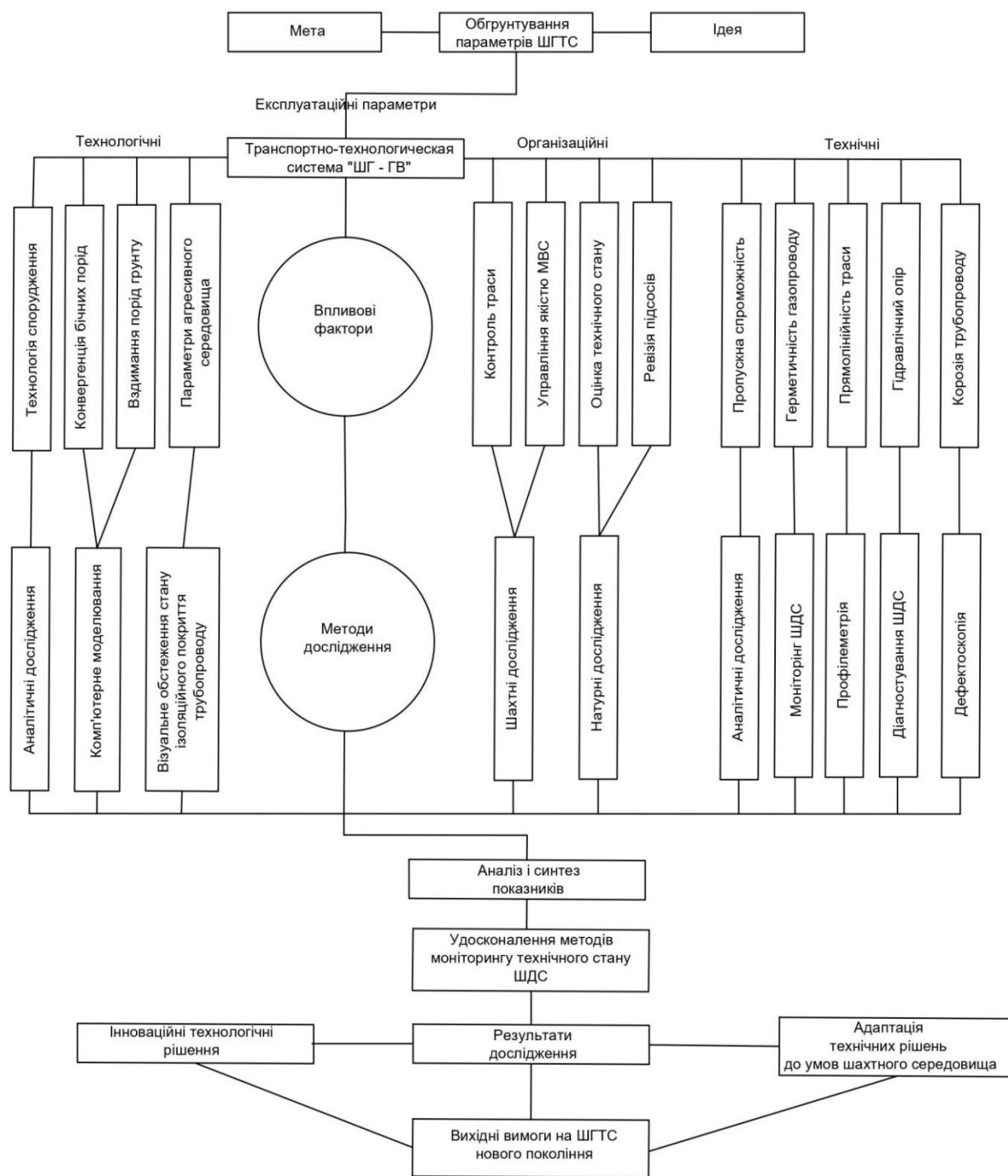


Рисунок 1.10 – Структурно-логічна схема дисертаційного дослідження

Висновки до розділу 1

1. Високий коефіцієнт звільнення від газів джерел метановиділення не може бути показником раціональної роботи шахтових дегазаційних систем, оскільки при цьому спостерігається значне зниження концентрації МПС від час її транспортування вакуумним підземним дегазаційним трубопроводом, а

втрати розрідження в дегазаційній системі бувають більшими від розрахункових.

2. Встановлено, що ефективність роботи дегазаційних установок на вугільних шахтах менша від проектної, що великою мірою залежить від якості роботи вакуумного підземного дегазаційного трубопроводу, оскільки найбільше зниження концентрації метану в каптованій суміші, а також зменшення створюваного розрідження пов'язано з транспортуванням МПС по газопроводу. Однією з основних причин невідповідності фактичної ефективності роботи дегазаційних систем проектним є показники визначення конструктивних параметрів дегазаційного трубопроводу без урахування впливу гідродинамічних особливостей газової суміші на режим її руху через трубопровідну мережу.

3. Традиційні методи розрахунку та діагностики роботи дегазаційних установок не доставляють встановити такі параметри раціонального режиму руху вологої МПС від свердловин до вакуум-насосної станції через вакуумний підземний дегазаційний трубопровід, де було враховано вплив гідродинамічних особливостей суміші на роботу дегазаційної системи.

Недостатньо досліджено характер впливу гідродинамічних особливостей газової суміші під час її транспортування по газопроводу на ефективність роботи дегазаційної системи.

Перелік використаних у розділі 1 джерел

1. Вергельська, Н.В (2015). Структурно – тектонічні особливості формування покладів газу у вуглепородних масивах Донбасу. *Нафтогазова галузь України*. № 2. С. 25 – 28.

2. Айруни, А.Т. (1970). *Основы предварительной дегазации угольных пластов на больших глубинах*. М.: Наука. 79 с.

3. Баранов В.А. & Хоменко Н.В. (2015). *Оцінка газоносності вугільних родовищ*. Навч. посіб. М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Д. : НГУ. 152 с

4. Булат А. Ф., Лукинов, В. В. & Звягильский Е. Л. (2002). *Дегазация угленосного массива на шахте им. А.Ф. Засядько скважинами, пробуренными с поверхности*. Геотехническая механика. №37. С.49-57.
5. Бокий, Б. В., Филимонов, И. Б. & Ирисов, С. Г. (2012). *Исследование физики потока газа к поверхностным дегазационным скважинам*. Уголь Украины. №5. С. 26-30.
6. Ахметбеков, Ш.А. (1997). *Интенсификация газовыделения из угольных пластов через скважины с поверхности*. Горн. инф. –анал. бюл. М.: Горная книга. №6. С.149-151.
7. Бокий, А.Б. Ирисов, С.Г. & Чередников, В.В. (2011). *Исследования дебита поверхностных дегазационных скважин. Физико-технические проблемы горного производства*. Донецк., Институт физики горных процессов НАН Украины. № 14. С 115-121.
8. Василенко, Т.А., Поляков, П.И. & Слюсарев В.В. (2000). *Исследование влияния высокого давления на систему «уголь – газ»*. *Физика и техника высоких давлений*. Киев.: АН УССР, Наукова думка. 10, № 4. С.133–135.
9. Васильковский, В.А. Молчанов А.Н. & Калугина Н.А. (2006). *Фазовые состояния и механизмы десорбции метана из угля*. Физико-технические проблемы горного производства. – Донецк.: Сб. наук. Пр. – Вып. 9. – С.62-70.
10. Васенин, И. М., Крайнов, А. Ю., Пичугин, В. А. & Черепов А. А. (2012). *Математическое моделирование фильтрации метана в окрестности дегазационной скважины*. *Известия высших учебных заведений. Физика.- Томск.:изд. Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования Национальный исследовательский Томский государственный университет*. Том 55. № 9-3. С. 27-29.
11. Коликов, К.С., Горбунов, С.М. & Муллагалиев, Ф.А. (1997). *Экспериментальные работы по заблаговременному извлечению метана из*

особовыбросоопасного пласта Д₆ на поле шахты им. Ленина. *Горн. инф. анал. бюл. М.: Горная книга. №7. С.71-74.*

12. Коршунов, Г.И., Ютяев, Е.П., Серегин, А.С., Афанасьев, П.И. & Курта Н.В. (2013). Заблаговременная дегазация угольных пластов с использованием импульсного гидродинамического воздействия в режиме гидрорасчленения. *Горный информационно-аналитический бюллетень. М.: Горная книга, №2. С. 225-231.*

13. НПАОП 11.1-1.01-08 (2008). Правила безпеки в нафтогазодобувній промисловості України (41210). N 497/15188.

<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0497-08#Text>

14. Орлов, О.О. (2011). Геологічні особливості розвідки і розробки покладів вугільного газу. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. № 3(40).*

15. Тарасов, Б.Г. & Орлов, А.А. (1980). Прогнозирование ударовзрывоопасности в массивных горных породах. *Безопасность труда в промышленности. №12. С. 23-25.*

16. *Угольный метан: перспективы добычи и использования.*(2022)
URL: http://www.newchemistry.ru/letter.php?n_id=6483 (дата обращения: 10.09.2022).

17. Сирока, П.(2007). Извлечение метана – единственная мера безопасности, приносящая доход. *Нефтегазопромышленный инжиниринг. №4. С.13-15.*

18. Патент 5474129 США, МКИ6 Е 21 В 43/25. Образование трещиноватости, вызываемой стимулированием скважинной дегазации угля с применением пены. Cavity induced stimulation of coal degasification wells using foam / Weng Xiaowei, Montgomery Carl T., Perkins Thomas K., Atlantic Richfield Co. – № 334908; Заявл. 07.11.94. Оpubл.12.12.95; НКИ 166/308.: РЖ Горное дело,1998. – №3. – 3 В131П.

19. Логачова, Л.М. (2006). *Використання механізмів Кіотського протоколу для реалізації проектів утилізації метану.* Геотехнології та

управління виробництвом XXI сторіччя: монографія за заг. ред. О.В. Мартякової. – Донецьк. Вид во ДонНТУ, Т. 2. С. 50–55.

20. Техніко економічне обґрунтування для програми утилізації шахтового метану в Луганській області шляхом застосування механізмів Кіотського Протоколу. Луганськ, 2008. – 393 с.

21. Булат, А.Ф. & Чемерис, И.Ф. (2006). Перспективы создания энергетических комплексов на базе угледобывающих предприятий. *Уголь Украины*. №2. С. 3–6.

22. Булат, А. Ф. & Чемерис, И. Ф. (2008). Энергосберегающая технология утилизации шахтового метана. Компрессорное и энергетическое машиностроение. № 2(12). С. 38 – 41.

23. Булат, А. Ф., Чемерис, И. Ф. & Ефремов И. А. (2010). Повышение эффективности энергокомплекса по утилизации угольного метана на шахте им. А. Ф. Засядько. *Геотехническая механика*. Вып. 87. С. 3 – 9.

24. Yegorchenko R.R., Mukha O.A. & Shirin L.N. (2022). The methods to calculate expediency of composite degassing pipelines. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. (4) 23 – 27.

25. Довбнич М. М., Мендрий, Я. В. & Виктосенко И. А. (2012). Новые подходы к анализу геофизических данных при прогнозировании зон скопления метана угольных пластов. *Геоінформатика*. № 1. С. 32–38.

26. Грей, И. (1987). Технология резервуара в угольных пропластках: часть I – Физический процесс хранения и движения газа в угольных пропластках. *Технология резервуаров*. С.28-34.

27. Грег, С. & Синг К. (1984). *Адсорбция, удельная поверхность, пористость*. М.: Мир. С.407.

28. Гэш, Б.В., Вольц, Р.Ф., Поттер, Г. & Корган, Дж.М. (1993). *Воздействие ориентации кливажа и ограничительное давление на пористость кливажа, проницаемость и относительную проницаемость*. Документ 9321 Заседания Международного симпозиума по метану в угольных пластах. Том 1. – Тускалуза: Университет Алабама. С.247-255.

29. Павлов, С.Д. (2005). *Пути освоения природных газов угольных месторождений*. Х.:Колорит,. 335 с.
30. Коротаев, Ю.П. & Ширковский, А.И. (1984). *Добыча, транспорт и подземное хранение газа*. М.: Недра. 487 с.
31. Брюханов А.М. (2013). Шахтный метан и повышение взрывобезопасности угольных шахт. Способы и средства создания безопасных и здоровых условий труда в угольных шахтах. *сб. научи. трудов МакНИИ. Макеевка: МакНИИ*. Выл. 1(31). С. 12-21.
32. СОУ 10.1.00174088.001- 2004. (2004). *Дегазація вугільних шахт. Вимоги до способів та схем дегазації*. Київ: Мінпаливенерго України. 126 с.
33. *Вентиляція вугільних шахт. Керівництво з проектування*.(2011). Київ: Основа. 494с.
34. Ефремов И. А. *Конспект лекций по дисциплине "Основы комплексной дегазации и использования метана угольных шахт"*. Донецк: ДонНТУ, 2013. 166 с.
35. Софийский, К.К., Стасевич, Р.К., Притула, Д.А. & Дудля Е.Е.(2016). Повышение безопасности транспортирования, извлечения и утилизации метана поверхностными дегазационными скважинами. *Геотехнічна механіка*. Дніпропетровськ. Вин. 128. С. 216.

РОЗДІЛ 2. ДОСЛІДЖЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ ВЗАЄМОДІЇ ЕЛЕМЕНТІВ ТРАНСПОРТНО - ТЕХНОЛОГІЧНОЇ СИСТЕМИ «ШАХТОВИЙ ГАЗОПРОВІД – ГІРНИЧА ВИРОБКА»

2.1 Особливості функціонування транспортно-технологічних схем видобування й відведення метану в специфічних умовах шахтового середовища

Гази, що мають високу концентрацію метану, тобто 80 – 95% метану, сорбуються у вугільних пластах і виділяються у повітря в момент порушення вугільного пласта при його розробці [1]. Такі гази називають шахтовим метаном (ШМ), котрий стає займистим створює ризик вибуху тільки внаслідок змішування з повітрям. Бувають такі гірничо-геологічні умови (наприклад, на підприємствах Австралії, Південної Африки, Франції та Центральної і Східної Європи) в підземному середовищі виділяється велика кількість діоксиду вуглецю, а це набуває суттєвого значення для розробки загальних стратегій керування процесами дегазації шахт. Виділення великого об'єму метану, діоксиду вуглецю або газових сумішей може мати місце як наслідок раптових викидів у середовище гірських порід чи вугілля.

Тоді небезпека виникнення аварійних ситуацій може бути посилена вторинними ефектами у вигляді вибухів і задушливого впливу на людей речовин, що наповнили шахтову атмосферу.

Для запобігання природній газоносності пластів та для її зменшення систематично проводять попередню дегазацію вугільного масиву [2]. З метою створення безпечних умов праці у вугільних шахтах необхідно постійно проводити моніторинг гірничих виробок на предмет концентрації метану аби добитись припустимих концентрацій в атмосфері вибухонебезпечних сумішей [3] (шляхом провітрювання), якщо вміст має аномальний рівень (рис. 2.1).

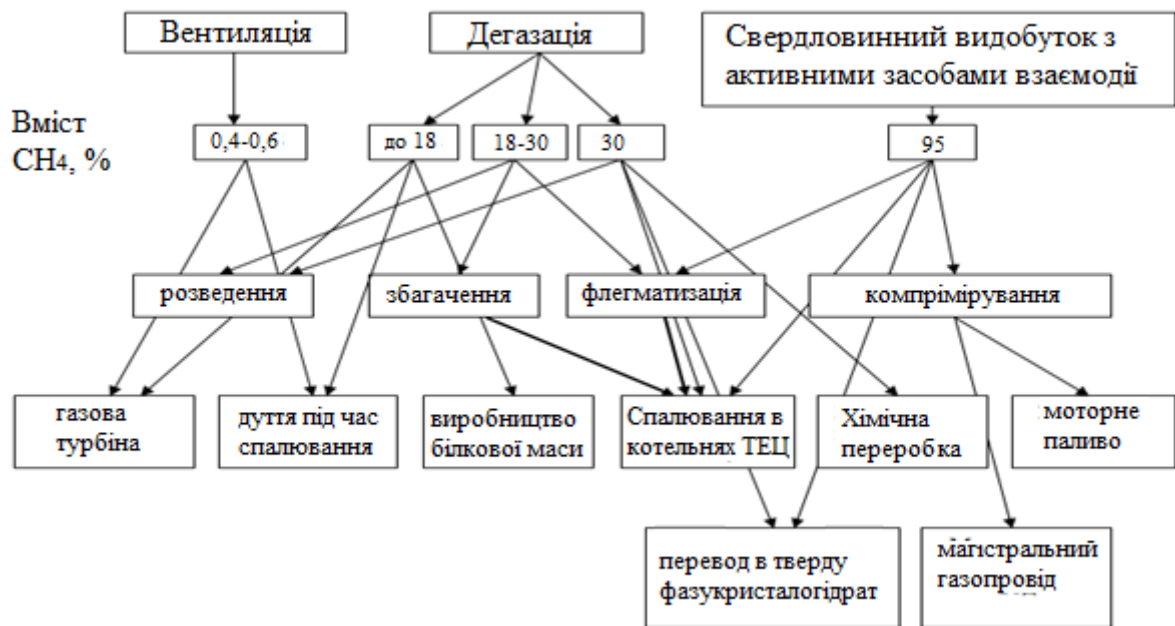
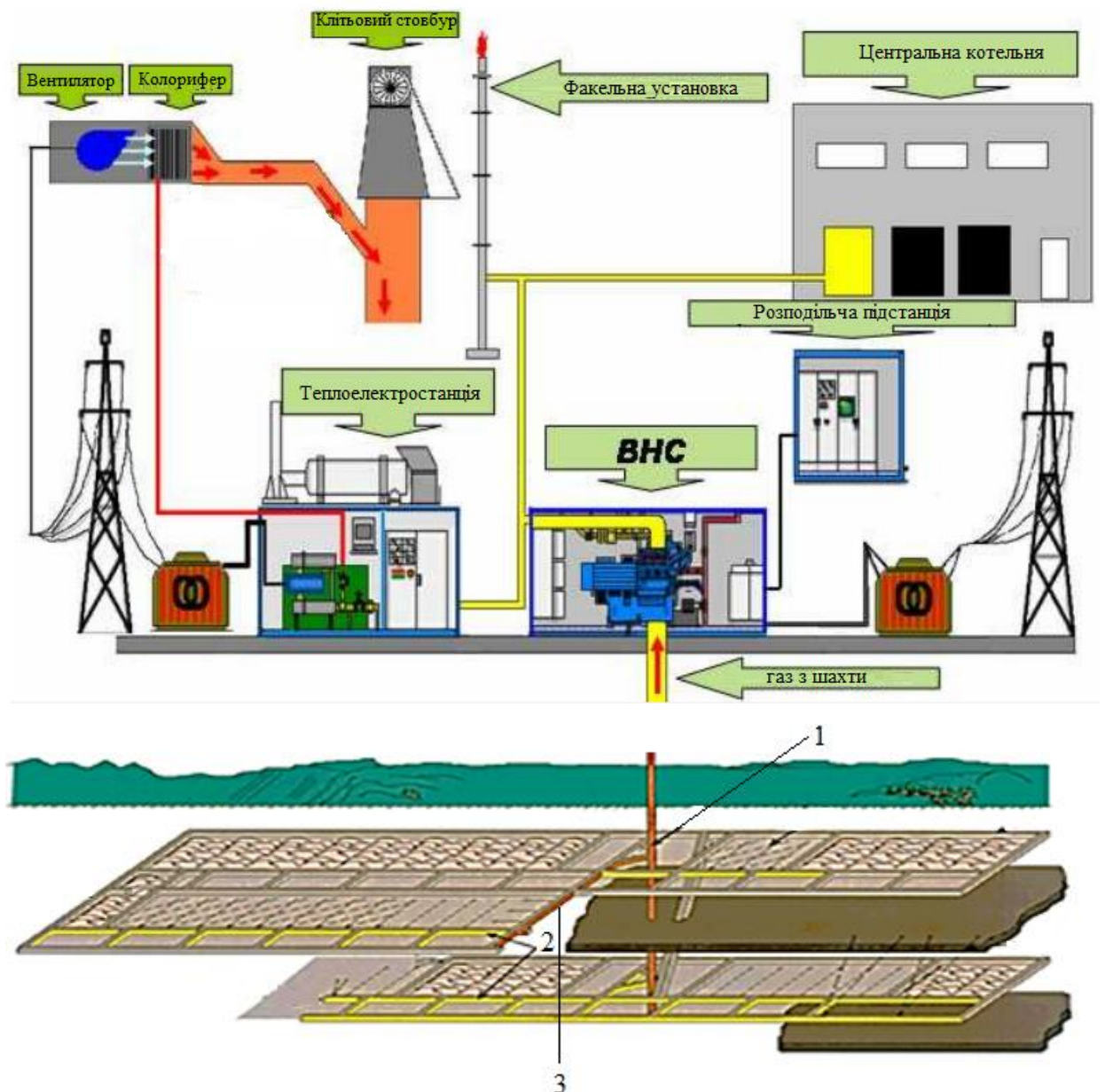


Рисунок 2.1 – Способи видалення метану та напрями його утилізації

Коли інтенсивність газовиділення висока і перевищує можливості шахтової вентиляційної системи, то зниження концентрації метану, необхідно проводити дегазацію джерел метановиділення за допомогою дегазаційної системи. Ефективна практика облаштування в шахті систем дегазації джерел метановиділення, з одного боку, полягає у виборі відповідного способу каптування газу, а з іншого – у належному дотриманні правил спорудження та експлуатації таких систем.

Результати досліджень цього питання [4,5] показали, що застосування ефективних систем дегазації створює умови безпечного каптування ШМ, його транспортування та (якщо виникає потреба) утилізації (рис. 2.2) навіть такі, коли його концентрація, як мінімум удвічі перевищує верхню межу вибухонебезпеки (тобто вміст метану в повітрі перевищує 30 %).

Підвищення кількісних та якісних параметрів каптованого метану можна досягти завдяки проведенню оцінки ризиків з метою мінімізації вибухонебезпеки в поєднанні з дотриманням правил охорони праці, які регламентують провітрювання шахт й утилізацію газу.



1 – дегазаційний газопровід; 2 – дільничний газопровід;
3 – магістральний газопровід.

Рисунок 2.2 – Технологічна схема видобутку й утилізації метану [6]

Своєю чергою розробка та неухильне дотримання правил техніки безпеки [6], що регулюють процеси видобування газу, його відведення та утилізації, сприятимуть підвищенню рівня стандартів дегазації джерел метановиділення, збільшенню обсягів виробництва екологічно чистої енергії та додатковому скороченню шкідливих викидів у середовище.

Інтенсивність й кількість виділення газу в підземні гірничі виробки вугільних шахт за нормальних гірничо-геологічних умов завжди можна

передбачити. За відсутності надійних методів, аби спрогнозувати газовиділення в процесі розробки пластів на великій глибині, то виникають суттєві проблеми, спричинені складним характером взаємодії між пластами, водоносними горизонтами та джерелами газу в умовах ведення гірничих робіт.

Наявні методи прогнозування [7,8] інтенсивності газовиділення та каптування газу відображені в документах з описом вимог до провітрювання шахт і способів утилізації газу для застосування у повсякденній практиці планування гірничих робіт. Але виникнення нештатних ситуації, пов'язаних з виділенням та раптовими викидами газу, важко піддається прогнозуванню. При цьому виконання гірничих робіт іноді веде до порушення прилеглих резервуарів природного газу, що ймовірно своєю чергою може бути причиною виділення метану, інтенсивність якого ймовірно значно перевищуватиме розрахункову. Є можливість виявити такі ситуації вже на ранньому етапі їхнього виникнення, зіставивши результати фактичних вимірів з даними прогнозів.

Досягнення максимальних показників видобутку вугілля в умовах дотримання норм безпеки за показником багатометановості на виїмковій ділянці, перш за все, залежить від поєднання таких двох факторів:

- 1) Здатність шахтової системи провітрювання знижувати вміст газоподібних забруднювачів в атмосфері виробки до прийнятних;
- 2) ефективність шахтової системи дегазації джерел виділення метану.

У процесі проектування загальної системи дегазації шахти слід враховувати один з найважливіших чинників – це експлуатаційні витрати.

У літературних джерелах [9,10] відзначено, що споживання електроенергії системи провітрювання підземних гірничих виробок належить до найбільш витратних статей в експлуатаційному кошторисі шахти, бо їхня величина пропорційна об'єму повітряного потоку в кубі. При цьому особливої ваги набуває застосування системи дегазації або підвищення її

ефективності, бо ці заходи найчастіше менш витратні, ніж збільшення об'єму вентиляційного повітря.

Мета дегазації джерел метановиділення полягає в каптуванні газу високого ступеня чистоти на шляху від джерела його надходження до потрапляння у вентиляційні штреки шахти. Якщо суворо дотримуватися в цьому питанні нормативного підходу, то достатньо каптувати таку кількість газу, що необхідна, аби для уникнути перенавантаження системи провітрювання в процесі його подачі для зниження концентрації газоподібних забруднювачів в атмосфері виробки.

Каптаж метану може проводитися до і під час ведення гірничих робіт і при цьому застосовують метод попередньої та поточної дегазації. Попередня дегазація – це єдиний зі способів зниження об'єму виділення газу безпосередньо з пласта, який перебуває в стані розробки [11]. З цієї причини попередня дегазація має особливо важливе значення тоді коли цей пласт є основним джерелом газовиділення. Разом з тим, як правило, практично її проведення доцільне в основному для обробки середньо- або високопроникних пластів.

Методи поточної дегазації передбачають каптування метану, що виділився у процесі ведення гірничих робіт, аби запобігти його надходження в шахтову атмосферу. Застосування цих методів базується на забезпеченні доступу до зони обвалених гірських порід вище, а в деяких випадках нижче робочого пласта шляхом буріння з поверхні або з підземної гірничої виробки [12]. Низька ефективність каптажу газу під час дії системи його видалення, а також надмірне проникнення повітря в гірничі виробки, усе це може свідчити про вибір неефективних методів дегазації, та про невдале застосування. Описані ефекти негативно позначаються як на транспортуванні, так і на утилізації газу, оскільки рівень його концентрації іноді виявляється небезпечними (наприклад, навіть коли вміст метану менший від 30 %).

Ефективність встановлених на гірничих підприємствах систем дегазації джерел викидів метану може бути підвищених шляхом запровадження

певних заходів для їхньої модернізації та обслуговування, контролю викидів газів і систематичного буріння пластів. Існують вагомі аргументи на користь запровадження нових високоефективних систем дегазації джерел викидів метану. Успішний контроль викидів метану є ключовим фактором забезпечення прибутковості багатьох газовугільних шахт. Світовий досвід вуглевидобутку підтверджує [13,14], що інвестування в роботу систем дегазації сприяє скороченню простоїв, пов'язаних з негативними ефектами викидів газу, підвищенню безпеки ведення виробництва і створенню ліпших умов для утилізації більшої кількості метану.

Каптований ШМ – це екологічно чистий енергетичний ресурс, який можна використовувати для різних потреб. На рис. 2.3 надано коротку інформацію про види застосування ШМ в рамках відомих у світі реалізованих проектів. Джерело відомостей – база даних, створена партнерством "Глобальна ініціатива з метану" [13].



Рисунок 2.3 – Способи утилізації ШМ в рамках глобальних проектів

Тут наведені основні (за критерієм чисельності) проекти пов'язані з виробництвом електроенергії, закачуванням газу в газопроводи та його спалюванням у котлоагрегатах. З метою дотримання жорстких стандартів якості газу для трубопроводів були розроблені й широко запроваджені технології очищення цього продукту (наприклад, у Сполучених Штатах) [15,

16]. Завдяки їх застосуванню можна видаляти будь-які забруднювачі з високоякісного ШМ, який зазвичай видобувають у процесі попередньої дегазації (це розробка агентства з охорони навколишнього середовища США, 2009 рік). Коли йдеться про інші види кінцевого використання газу, великі витрати на очищення метану після його отримання будуть не обов'язковими, оскільки цього можна уникнути завдяки дотримання технічних норм дегазації джерел метановиділення в шахтах. За наявності належного обладнання та дотримання відповідних процедур невикористаний газ, добутий у процесі дегазації, можна безпечно спалювати у смолоскипах з метою мінімізації його викидів.

Та частина метану, яку не вдалось каптувати системою дегазації, розбавляється у вентиляційному повітрі та виводиться в атмосферу у вигляді струменів з низьким вмістом продукту. Відомо, що в цьому випадку концентрація метану зазвичай становить не більше 1 % [17]. Незважаючи на такий низький показник, у структурі глобальних викидів МПС шахтовий метан являє собою одним з найбільш шкідливих забруднювачів атмосфери. За кордоном на провідних вугледобувних підприємствах (наприклад, в Австралії, Китаї та Сполучених Штатах) для зниження шкоди від таких викидів демонстраційних та комерційних масштабах запроваджені технології термального окиснення метану, які дозволяють виробляти електроенергію на основі розведеного продукту. Сьогодні створено й розроблено також інші технології, зниження викидів МПС (наприклад, каталітичне окиснення, спалювання збідненого палива в печах).

У виробничих умовах сучасних шахт України подібні технології перебувають на стадії пошуку й розробки. Останнім часом технологічна схема утилізації ШМ має запровадитись на шахтах ШУ «Покровське» та на шахті «Степова» ДПЕК «Павлоградвугілля». Однак тепер, коли в галузі відбувається процеси інтенсифікації гірничих робіт, на жаль, не існує рекомендацій до експлуатації та обслуговування ШДС нового покоління, а також не створено методичного супроводу технологічних процесів з

промислового видобування, транспортування та утилізації шахтового метану в специфічних умовах гірничого виробництва.

2.2. Розробка методики комплексного оцінювання технічного стану шахтових дегазаційних газопроводів

Протягом останніх років вугільній промисловості створено особливі умови гірничого виробництва. Першою чергою це пов'язано з упровадженням сучасної гірничовидобувної техніки, а також передових технологій ведення гірничих робіт. Реалізація цих заходів активно сприяє зростанню середньодобового видобутку вугілля в галузі. Так сьогодні в переобладнаних очисних вибоях видобувають вугілля не менше 5 – 7 тис. т /добу., а на окремих шахтах – 15 – 17 тис. т/добу (ШУ «Покровське»). Таких високих виробничих показників неможливо досягти без застосування комплексу заходів, пов'язаних з керуванням процесами метановиділення засобами вентиляції та дегазації відповідно до чинних нормативних документів. Зокрема на шахтах західного Донбасу постало питання внесення змін у наявні технології дегазації, а саме, в частині використання засобів переміщення МПС.

Аналіз режимів роботи технологічних схем дегазаційних газопроводів показав, що на дільничних виробках де спостерігається активне здимання порід підшви та великий об'єм водоприпливів, газопровід схильний до зміни форми в поздовжньому профілі, а також перебуває під впливом корозії [18].

Як наслідок має місце ушкодження цілісності системи, що тягне за собою істотні витрати на її ремонт, виникають небезпечні умови обслуговування й експлуатації дегазаційного газопроводу в нетипових та екстремальних виробничих ситуаціях.

В умовах браку бази даних про реальні причини виникнення граничних станів у вузлах наявних систем дегазації та характер їх розвитку програмою і методикою передбачається розробити класифікацію екстремальних

виробничих ситуацій, які при традиційних способах управління процесами транспортування МПС практично не піддаються систематичному аналізу.

Набутий спеціалістами НГУ «Дніпровська політехніка» досвід показує [19, 20], що основними факторами, які негативний впливають на технічний стан дегазаційного газопроводу в реальних умовах шахтового середовища, визначено такі:

- активне здимання порід підшви дільничних виробок, що веде до зміни положення в просторі профілю траси дегазаційного газопроводу;
- інтенсивні припливи агресивних вод;
- наявність у складі каптованої суміші крапельної рідини, вугільного й породного пилу;
- потрапляння рудникового повітря в середину вакуумного газопроводу внаслідок нещільності з'єднань між трубами.

Протяжні підземні мережі газопроводів діючих шахт Західного Донбасу традиційно сформовані з металевих труб довжиною 4,0 м і мають значну довжину та велику кількість з'єднань. Фактично на кожен кілометр довжини дегазаційного газопроводу припадає 200 – 250 з'єднань ланок труб.

Експериментально доведено [21], що за наявності негативного впливу процесів деформації гірничих порід на технічний стан підземного газопроводу, укладеного на підшви виробки, відбуваються чисельні порушення цілісності стикових з'єднань між ланками труб, що призводить до підсмоктування рудникового повітря в газотранспортну систему й погіршення якісного складу транспортованої МПС.

Описані вище фактори зумовлюють збільшення витрат електроенергії на транспортування МПС через мережу шахтових дегазаційних трубопроводів, до того ж при цьому має місце зниження якості газу й дебіту метану, видобутого із свердловин.

Набутий на шахтах галузі досвід транспортування МПС через розгалужені мережі дегазаційних газопроводів дозволяє визначити коло завдань, виконання яких потребує спеціальних шахтових досліджень

параметрів взаємодії між елементами транспортно-технологічної системи «гірничий масив – дегазаційний трубопровід»

(ГМ – ДГ), для обґрунтування експлуатаційних показників і режимів роботи газотранспортної мережі в специфічних гірничо-технічних умовах розробки газоносних пластів вугілля на шахтах Західного Донбасу [19].

Відмітна особливість функціонування транспортно-технологічних систем ГМ – ДГ в специфічних умовах – це наявність протяжних криволінійних виробок, схильних до впливу процесів здимання порід підосви та деформацій бічних порід.

Шахтова дегазаційна мережа, як частина транспортно-технологічної системи ГМ – ДГ являє собою розгалужене з'єднання дільничних і магістральних газопроводів, через які переміщується МПС від дегазаційних свердловин до поверхневих розподільних газокompресорних станцій. Початковими гілками мережі є ділянки до яких підключаються дегазаційні свердловини, її кінець – це місце з'єднання трубопроводу з вакуум-насосною станцією (ВНС). Проміжні гілки мережі – це ділянки газопроводу, у яких дебіт метану сталий, а діаметр труб незмінний. Початок і кінець кожної гілки визначають за напрямом руху суміші.

Гілка – це ділянка газопроводу, укладена між двома сусідніми його вузлами або між свердловинами. Вузол – являє собою пункт, який об'єднує не менше трьох гілок газопроводу.

Транспортування МПС від дегазаційних свердловин до ВНС відбувається через дільничні й магістральні трубопроводи. Це обладнання монтують із сталевих труб товщина стінок яких має бути меншою 2,5 мм. Це також можуть бути труби з інших матеріалів, допущених до застосування в підземних виробках для потреб дегазації. Типову схему дегазаційної мережі шахти «Юбілейна» зображено на рис. 2.4.

Згідно з галузевими вимогами [3, 22] розрахунок експлуатаційних показників системи ГМ – ДГ в умовах шахтового середовища зводиться до визначення таких параметрів гілок газопроводу: дебіт суміші; концентрація

метану в суміші; тиск у початковій та в кінцевій точках гілки; діаметр газопроводу, при цьому передбачають перевірку діючих або вибір нових вакуум-насосів.

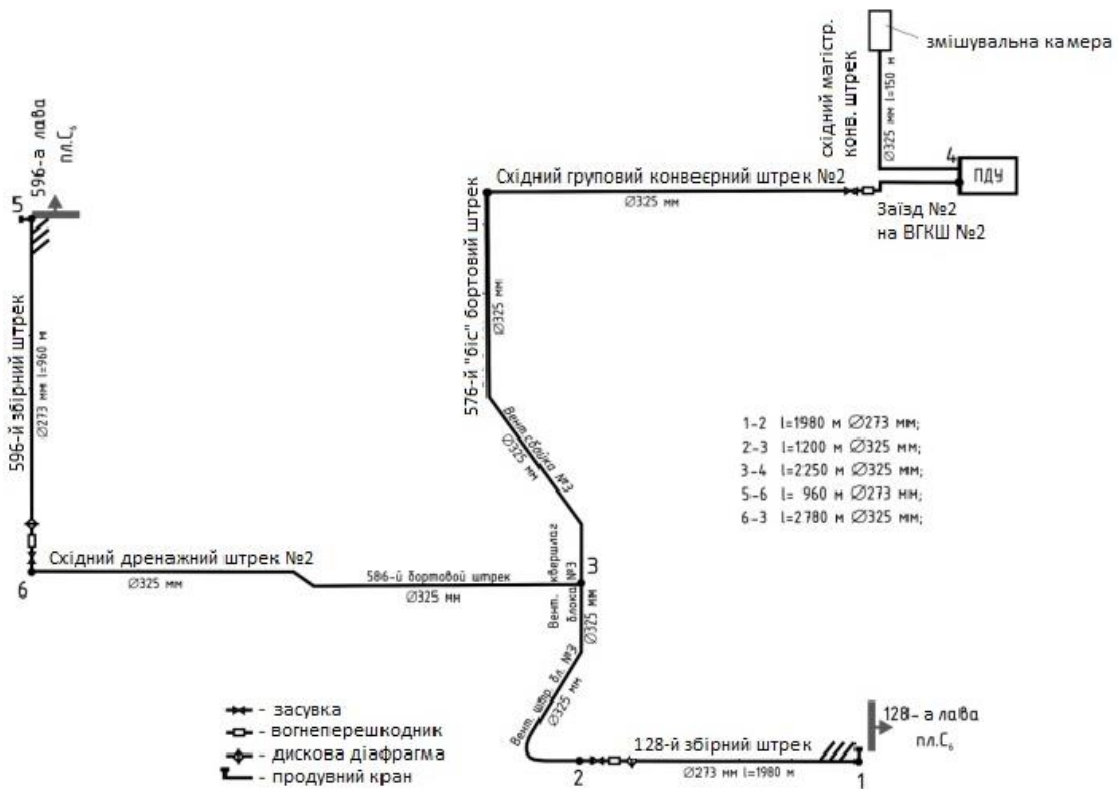


Рисунок 2.4 – Типова схема дегазаційної системи шахти «Юбілейна»

Відповідно до календарного плану ведення гірничих робіт розрахункову схему шахтового газопроводу складають беручи до уваги найбільш складний період експлуатації системи дегазації із зазначенням розрахункової довжини її гілок, пропускної здатності та концентрації газу в МПС.

Наведені на рис. 2.4 значення діаметра труб дільничних (1 – 2, 5 – 6 та ін.) і магістральних (3 – 4 та ін.) газопроводів розраховано за результатами обчислення витрат енергії на транспортування газоповітряної суміші та з огляду на реальні умови шахтового середовища.

Мінімальний діаметр труб дільничного газопроводу має бути не меншим від 150 мм, а магістрального – не менше 300 мм. Траси

магістральних газопроводів переважно прокладаються на підшві виробок, де проходить вихідний струмінь повітря, або підвішуються до рамного кріплення. Стикові з'єднання дегазаційних труб повинні забезпечувати надійну герметизацію газопроводу.

Проектуючи траси шахтового газопроводу визначають місця обладнання вимірювальних станцій і кількість автоматичних приладів контролю параметрів каптованої суміші.

За результатами досліджень [23, 24] стало відомо, що на технічний стан дегазаційного газопроводу й на параметри транспортування МПС стохастично впливають деформації порід підшви та інтенсивні припливи агресивної шахтової води. При цьому було експериментально доведено, що найбільшому впливу негативних факторів підлягають газопроводи, споруджені в пластових підготовчих виробках. Дія негативних факторів на ефективність транспортування МПС має певну стохастичність у зв'язку з чим наявні методи їх оцінювання, практично не прогнозується.

Отже під впливом непрогнозованих негативних чинників спонтанно порушуються просторове положення траси шахтового газопроводу і стикові з'єднання труб, тобто газопровідна система працює в умовах невизначеності. Наслідком цих ефектів буде утворення скупчень крапельної рідини в місцях прогину траси газопроводу, зменшення гідравлічного перетину труб, підсмоктування рудникового повітря внаслідок нещільності стикових з'єднань. Усе це спричиняє збільшення витрат електроенергії на транспортування розведеної МПС через мережу дегазаційних трубопроводів.

У зв'язку з цим програмою та методикою передбачається встановити ступінь впливу негативних факторів шахтового середовища на технічний стан дегазаційного газопроводу та експлуатаційні показники його роботи.

Беручи до уваги результати досліджень, передбачено вдосконалити систему моніторингу технічного стану дегазаційних газопроводів в типових і нетипових умовах експлуатації. В основі цього процесу має бути оперативна обробка вихідної інформації і база з параметрами обладнання, що дозволить

спеціальним підрозділам, які обслуговують дільницю вентиляції й техніки безпеки (ВТБ), оцінювати виробничі ситуації і приймати кваліфіковані рішення для запобігання негативним наслідкам, а також для їхнього усунення.

Аби досягти мети комплексної методики дегазації, необхідно провести дослідження, виконавши такі завдання:

1. Встановлення причин і характеру зміни питомих втрат тиску в газопровідній мережі порівняно з розрахунковими.

2. Виявлення характер і величини деформацій профілю траси шахтового дегазаційного трубопроводу внаслідок активного здимання порід підшви гірничої виробки та конвергенції масиву цих порід.

3. За результатами маркшейдерського знімання зміна профілю й перетину гірничих виробок, виконання класифікації гірничо-геологічних та гірничо-технічних факторів і встановлення ступеня їхнього впливу на технічний стан дегазаційного газопроводу в реальних умовах шахтового середовища.

4. Виявлення критеріїв продуктивної роботи дегазаційних систем у типових, нетипових та екстремальних умовах.

Результати моніторингу технічного стану та експериментального досліджень режимів роботи ШДС під час транспортування МПС через шахтові дегазаційні газопроводи, які зазнають піддаються впливу негативних факторів, стануть базою для розробки методичних рекомендацій до модернізації згаданих систем та підвищення їхніх експлуатаційних показників у складних гірничотехнічних умовах розробки вугільних пластів.

2.3. Вибір і підготовка об'єкта досліджень режимів роботи транспортно-технологічної системи «ШГ – ГВ»

Дослідження експлуатаційних параметрів дегазаційного газопроводу під час транспортуванні МПС в умовах невизначеності потребує обґрунтованого вибору характерної для шахт Західного Донбасу ділянки,

точності вимірювальної техніки, що було б достатньо для обробки великої кількості даних.

Для дослідження позитивного результату було рекомендовано програму та методику поетапного проведення експериментальних досліджень встановлення режимів роботи транспортно-технологічної системи «ГМ – ДГ» в реальних умовах експлуатації ШДС.

Порядок підготовки і проведення таких досліджень у шахті під час дегазації вугільного пласта показано на прикладі технологічної схеми дегазаційного газопроводу, що застосовується в 3 - й північній лаві блока № 10 ШУ «Покровське» (див. рис. 2. 5).

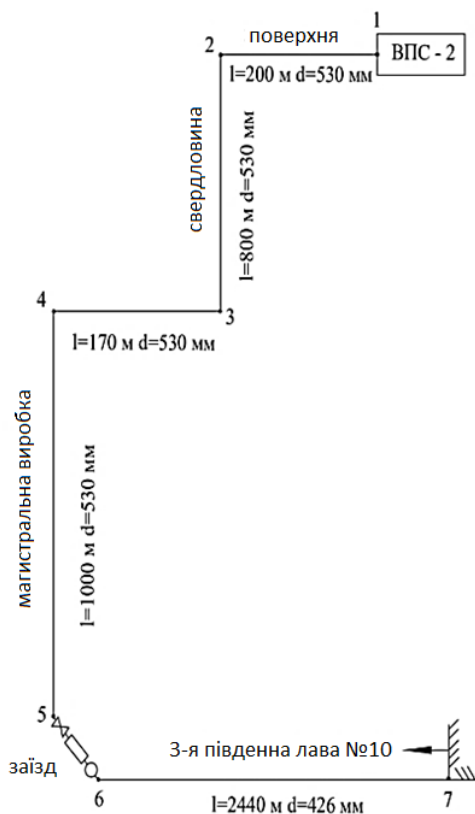


Рисунок 2.5 – Схема дегазаційного газопроводу 3 - ї північної лави блока № 10 ШУ «Покровське»

На схемі відображено реальний маршрут руху МПС від дегазаційних свердловин 3-ї північної лави блока № 10 (вузол 7) до вакуум-насосної станції (вузол 1) через криволінійні ділянки 7 – 6; 6 – 5; 5 – 4 підземних виробок, що характерні складною гіпсометрією підосви.

Шаховий експеримент для визначення експлуатаційних параметрів дегазаційного газопроводу під час транспортування МПС в підземних виробках має з декілька етапів.

На першому етапі маркшейдерська служба шахти встановлює проектну висотну відмітку, відносно якої підземні виробки, на яких облаштовано дегазаційний газопровід, розбивають на пікети з фіксованими величинами й перетину й ухилу. Отримані вихідні дані фіксують у вигляді таблиці.

На другому етапі за графіком планового обстеження технічного стану підземних виробок фіксують форму й величину деформацій породного масиву та зміни положення траси газопроводу в просторі відносно відмітки базового репера (рис. 2. б).

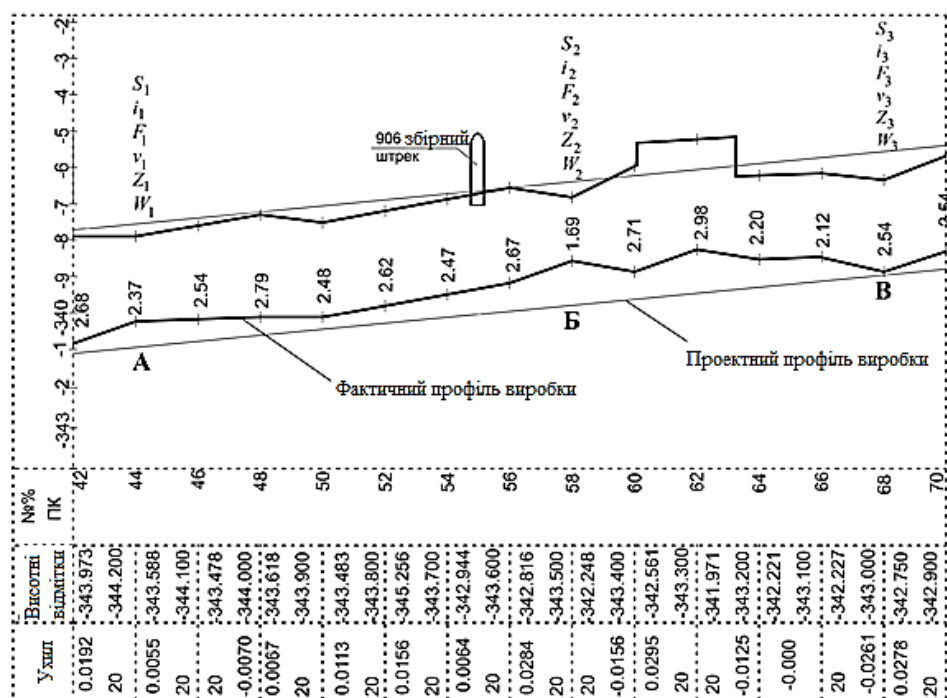


Рисунок 2.6 – Характерні деформації підосви гірничої виробки та зміни профілю траси дільничного дегазаційного газопроводу

Після цього за результатами планових обстежень параметрів гірничих виробок та проведених експериментальних досліджень технічного стану й положення газопроводу в просторі встановлюють потенційно небезпечні зони та визначають характер взаємодії між елементами транспортно-технологічної системи «ГМ – ДГ» в реальних умовах її роботи.

На базі визначених показників зміни профілю траси дільничного дегазаційного газопроводу формують єдину базу даних про умови взаємодії між згаданими елементами .

Приклад реєстрації показників експериментальних досліджень наведено в табл. 2.1.

Таблиця 2.1

Характеристика зміни профілю траси дільничного дегазаційного газопроводу

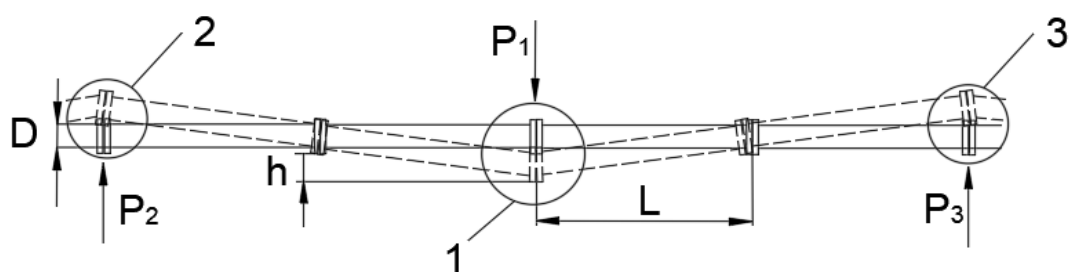
№ пікету	Показники зміни профілю траси газопроводу		
	Проектні висотні відмітки, м	Фактичні відмітки (через 6 міс.), м	Величина зміни профілю, м
0	H_{np0}	$H_{\phi0}$	h_0
1	H_{np1}	$H_{\phi1}$	h_1
2	H_{np2}	$H_{\phi2}$	h_2
3	H_{np3}	$H_{\phi3}$	h_3
4	H_{np4}	$H_{\phi4}$	h_4
5	H_{np5}	$H_{\phi5}$	h_5
6	H_{np6}	$H_{\phi6}$	h_6
7	H_{np7}	$H_{\phi7}$	h_7

Отже, аби виконати поставлені завдання та проаналізувати технічний стан дегазаційних трубопроводів, створюють базу вихідних даних, яка включає відомості про положення трубопроводу в просторі гірничих виробок, фізико-механічні властивості масиву гірських порід навколо виробки, а також матеріалу з якого виготовлено експлуатовану трубопровідну систему. До того ж до бази вносять у параметри чинників, негативно, котрі впливають на умови взаємодії між елементами транспортно-технологічної системи «ГМ – ДГ».

2.4. Результати досліджень параметрів взаємодії між елементами системи «дегазаційний газопровід – гірнична виробка»

У багатьох дослідженнях [25, 26, 27] експлуатаційних параметрів шахтових дегазаційних систем було встановлено, що для їхньої роботи із забезпеченням найменшого розрідження, створюваного вакуум-насосами у дегазаційному трубопроводі, потрібна досягти мінімального гідравлічного опору мережі. Відповідно до вимог нормативних документів [28] для зниження кількості рудникового повітря, що може потрапляти в газотранспортну систему з атмосфери гірничих виробок, а також зменшення скупчень вологи, необхідно максимально дотримуватись параметрів проектного профілю траси газопроводу, зокрема враховувати його ухили, а також проводити якісну герметизацію фланцевих з'єднань ланок труб.

Відповідно до програми комплексного оцінювання технічного стану шахтових газопроводів розроблено алгоритм проведення експериментів, аби дослідити умови взаємодії між елементами системи «ШГ – ГВ» (рис. 2.7).



1 – зона впливу тиску гірських порід; 2, 3 – зони впливу здирання порід підшви виробки; P_1, P_2, P_3 – сили, що діють на дегазаційний трубопровід; D – діаметр трубопроводу; L – довжина ланки трубопроводу; h – величина деформацій газопроводу.

Рисунок 2.7 – Характер переміщень шахтового дегазаційного трубопроводу в зонах впливу деформацій гірських порід

У цьому алгоритмі впроваджено негативні впливи шахтового середовища на елементи дегазаційної системи які переважно виникають в стикових з'єднаннях ланок газопроводу (вузли 2, 3) під час зосередженого

зміщення бічних порід пласта(вузол 1) та інтенсивного здимання порід підшоши виробки.

Для прогнозування ступеня впливу конвергенції бічних порід пласта та здимання порід підшоши виробки на лінійні зміни профілю газопроводу, було проведено експертне оцінювання наявних методів дослідження технічного стану газопроводів у специфічних виробничих і геологічних умовах шахт Західного Донбасу. Результати оцінювання показали, що традиційні способи визначення параметрів наявних дегазаційних мереж не враховують негативного впливу процесу здимання порід підшоши, припливів рудникового повітря, процесів теплообміну та зміни положення газопроводу в просторі, а це призводить до питомих витрат тиску в газопроводі, котрі перевищують розрахункові.

З практики відомо, що коли фактичний діаметр труб на певній ділянці дегазаційної мережі стає меншим від розрахункового, то необхідно замінити трубопровід або паралельно прокласти додатковий. Аналогічні заходи проводять також тоді, коли втрати тиску в дегазаційному трубопроводі перевищують розрахункові значення більше ніж у 1,3 рази.

Результати досліджень [29, 30] свідчать, що припливи повітря в місцях фланцевих з'єднань між ланками дегазаційного газопроводу призводять до зміни параметрів МПС в напрямку її руху. У зв'язку з цим для підвищення точності розрахунків експлуатаційних параметрів дегазаційної мережі деформовані ланки газопроводу необхідно розглядати послідовно.

Доведено також, що коли величина розрідження у всмоктувальному патрубку вакуум-насос стала, то витрати МПС в перетині трубопроводу на його кінці обернено пропорційні втратам його прохідного перетину в місцях скупчення рідини та механічних домішок [31]. Цей ефект призводить до падіння сумарної пропускної здатності вакуум-насосів, яке буває найменшим, заданий параметр зменшується на 50 % і більше.

З урахуванням вищевикладеного було складено алгоритм діагностування технічного стану дегазаційних газопроводів у специфічних

умовах шахт Західного Донбасу. При цьому було використано досвід вивчення режимів роботи дегазаційної системи «ШУ «Покровське». За результатами досліджень параметрів взаємодії між елементами системи «ШГ – ГВ» з використанням маркшейдерського обладнання вперше були виявлені зміни профілю дегазаційного газопроводу, саме там, де він проходить через гірничі виробки з інтенсивним зди曼ням порід підшоши. Вимірювання параметрів включали розбиття досліджуваних ділянок на пікети довжиною 4 метри та виявлення змін профілю газопроводу й напрямку його траси в плані відносно умовної маркшейдерської точки.

Згідно з описаною методикою умовною маркшейдерською точкою з певними координатами, від якої здійснювався відлік величин деформації підшоши гірничої виробки й, укладеного на ній газопроводу, було взято репер, встановлений на магістральній виробці.

За результатами виконаних досліджень стану гірського масиву в місці кожного пікету було зареєстровано висотні зміни положення газопроводу в просторі відносно базового репера. Побудовані за підсумками періодичних досліджень лінії профілю являють собою складні криві, котрі відображають динаміку зміни форми траси дегазаційного газопроводу внаслідок деформацій гірського масиву.

Підсумкові результати періодичних спостережень просторового стану шахтового газопроводу на момент його монтажу та через пів року експлуатації відображено в таблиці 2. 2.

Аналіз отриманих даних дозволив відстежувати характер зди曼ня порід підшоши у виробці та як наслідок, – зміну положення в просторі ланок газопроводу в місцях їхнього з'єднання. Під час оцінювання технічного стану газопроводу встановлено також, що в місцях його деформації спостерігаються скупчення механічних домішок та агресивної шахтової води, що спричиняє корозію сталевих труб та порушення герметичності стикових з'єднань.

Результати маркшейдерської зйомки висотних відміток траси газопроводу
3 -ї північної лави блока № 10 (ШУ «Покровське»)

№ пікету	Показники зміни профілю траси газопроводу		
	Проектні висотні відмітки, м	Фактичні відмітки (через 6 міс.), м	Величини зміни профіля, м
0	- 652,768	- 652,768	0
1	- 652,618	- 652,118	0,5
2	- 652,564	- 652,214	0,35
3	- 652,618	- 652,168	0,45
4	- 652,332	- 651,532	0,8
5	- 651,4	- 650,822	0,578
6	- 650,59	- 650,14	0,45
7	- 650,4	- 649,85	0,55
8	- 650,115	- 649,265	0,85
9	- 649,913	- 649,363	0,55
10	- 649,127	- 648,877	0,25
11	- 648,3	- 647,55	0,75
12	- 648,024	- 647,174	0,85
13	- 647,572	- 646,222	1,35
14	- 647,057	- 646,607	0,45
15	- 646,43	- 645,68	0,75
16	- 645,654	- 645,254	0,4

Сформована база вихідних даних про просторові зміни проектних просторових показників профілю траси дільничного газопроводу та площ перетину гірничої виробки дає можливість повноваження розглядати його технічний стан комплексно, у вигляді взаємодійної транспортно-технологічної системи «ШГ – ГВ», яка працює експлуатується в нетипових умовах шахтового середовища.

На рис. 2.8 наведено криві знакозмінного профілю траси шахтового газопроводу, який відображає нерівномірність поширення процесу здимання порід підосви по довжині виробки.

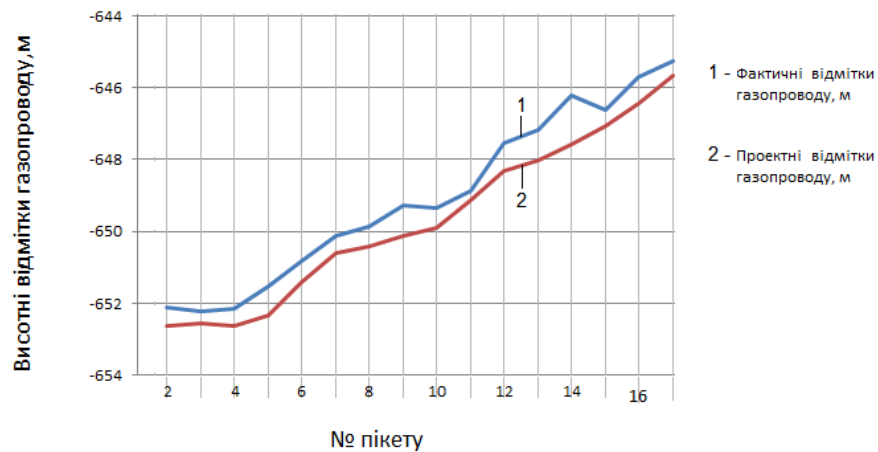


Рисунок 2.8 – Криві проектного й реального профілю дегазаційного газопроводу

Відомо, що деформація порід підшоши в пластових дільничних виробках залежить від будови порід, їх обводнення, вона також пов'язана з обваленням блоків основної покрівлі виробленого простору.

За результатами оцінювання просторового положення дегазаційного газопроводу (рис. 2.8) було встановлено, що найбільш деформовані його ділянки зосереджені між пікетами 46 – 52 і 58 – 66. Зафіксовані в цих місцях деформовані рами шахтового кріплення стали предметних свідченням доцільності обстеження технічного стану дегазаційного газопроводу разом з обчисленням експлуатаційних показників підземної виробки.

За результатами дослідження технічного стану гірничих виробок і прокладеного в них дегазаційного газопроводу [19], визначають характерні в певних місцях простору умови функціонування транспортно-технологічної системи «ШГ – ГВ». Ці умови поділяють за станом складності:

- типові, коли деформації порід підшоши менша від 0,5 м;
- нетипові – деформація порід підшоши становить від 0,5 до 1,0 м;
- екстремальні, якщо така деформація перевищує 1,0 м.

Треба зауважити, що умови взаємодії між елементами технологічної системи «ШГ – ГВ» мало вивчені, тому створюють коло проблем гірничому виробництві, що потребує спеціальних досліджень для встановлення меж

параметрів, що можуть забезпечити продуктивну роботу дегазаційних систем в типових, нетипових та в екстремальних умовах експлуатації.

2.5. Дослідження показників ефективної роботи дегазаційних газопроводів у реальних шахтових умовах.

Ефективність транспортування МПС через дегазаційний газопровід у дільничних та магістральних виробках традиційно залежить від створених безпечних умов їхньої експлуатації, це положення траси в просторі, герметичність мережі та внутрішній опір руху суміші в трубопроводі [32].

Результати досліджень технічного стану дегазаційних газопроводів у шахті підтверджують, що з огляду специфічні умови середовища, однією з основних причин зниження ефективності дегазації буває передчасні корозійні ушкодження сталевих труб у місцях їхнього прогину та підсмоктування рудникового повітря через негерметичні фланцеві з'єднання [33, 34]. Наслідком цих явищ буває підвищення шорсткості внутрішніх стінок труб, що дає збільшення витрат електроенергії на транспортування МПС (рис. 2.9).



Рисунок 2.9 – Корозія внутрішньої стінки труби

У методиці визначення експлуатаційних параметрів дегазаційного газопроводу, яка підходить для шахт ЗД враховувано умови функціонування транспортно-технологічної системи «ШГ – ГВ» відповідно до стану складності, який визначають з добутку таких величин [35]:

$$X = \sum L_i \cdot Q_{cp,i}^2, \quad (2.1)$$

де L_i – довжина ділянки газопроводу;

$Q_{cp,i}$ – середній об'єм витрат газової суміші к i -му відрізку шляху.

На підставі аналізу можливих варіантів дегазації та їхньої відповідності умовам розробки обирають раціональний спосіб ведення робіт, беручи до уваги особливості технології розробки газовугільних пластів, схем провітрювання та процесів, що відбуваються в масиві гірських порід.

Ефективність шахтової дегазаційної системи залежить від експлуатаційних параметрів вакуум-насосної станції, пропускної здатності газопроводу, дебіту МПС (об'єм каптованого метану, який надходить у дегазаційний трубопровід і його втрата під час транспортування).

Оптимальний діаметр труб у газопроводі розраховують скориставшись таким виразом [35]:

$$d = 0,04 \left(\frac{Q_{cm,p}^2}{\Delta P_{уд}} \right)^{0,188}, \quad (2.2)$$

де $Q_{cm,p}$ – розрахунковий об'єм витрат МПС в газопроводі, м³/хв.;

$\Delta P_{уд}$ – питома припустима втрата тиску в газопроводі.

Об'єм витрат МПС під час роботи вакуум-компресора ВВК2-150 з урахуванням нормативного підсмоктування повітря

$$Q_{cm,p} = Q_{cm} + l_m \cdot 0,001, \quad (2.3)$$

де Q_{cm} – об'єм МПС суміші в процесі транспортування через деформований дегазаційний трубопровід, м³/хв; l_m – довжина деформованої ділянки газопроводу, м

Питому втрату тиску в газопроводі розраховують за такою формулою:

$$\Delta P_{пит} = \frac{760 - P_{вс} - B_y}{\sum l_i} \quad (2.4)$$

де $P_{вс}$ – тиск МПС у всмоктувальному патрубку, мм. рт. ст.;

B_y – розрідження в гирлах свердловин, мм. рт. ст.

Еквівалентний діаметр послідовно з'єднаних труб у системі трубопроводів:

$$d_{\text{екв}} = \left[\frac{(d_n \cdot d_{n+1})^{5,33} (l_{(n+1)} + l_n)}{l_{(n+1)} \cdot d_n^{5,33} + l_n \cdot d_{n+1}^{5,33}} \right]^{0,188}, \quad (2.5)$$

де d_n – діаметр труб на ділянці газопроводу, м; d_{n+1} – діаметр труб у наступній ділянці, м; l_n – довжина ділянки газопроводу, м; $l_{(n+1)}$ – довжина наступної ділянки, м

Тиск МПС у всмоктувальному вакуум-компресорів ВВК2-150 патрубку:

$$P_{\text{вс}} = 10 + \frac{5 \cdot Q_{\text{см}}}{n_{\text{н}}}, \text{ мм рт. ст.} \quad (2.6)$$

де $n_{\text{н}}$ – кількість вакуум-насосів у компресорі, шт.

Аби сформувати банк вихідних даних про типові й нетипові режими роботи дегазаційних газопроводів, було проведено експериментальні дослідження для визначення експлуатаційних показників та виконано експертне оцінювання технічного стану й умов взаємодії між елементами транспортно-технологічної системи «ШГ – ГВ».

Для встановлення ефективності функціонування елементів згаданої системи було складено структурно-логічну схему дослідження технічного стану дегазаційних газопроводів, у якій передбачено визначення мало вивчених показників, зокрема характеру зміни положення газопроводів у просторі і корозійної стійкості їхніх деталей в реальних умовах підземного середовища, герметичності стикових з'єднань металевих труб та шорсткості внутрішньої поверхні.

Як зазначалось вище дослідження показників ефективної роботи елементів взаємодійної системи «ШГ – ГВ» мають передбачають визначити експлуатаційні параметри газопроводів у типових і нетипових умовах підземного середовища.

Нетиповими умовами експлуатації дегазаційного газопроводу, спорудженого в дільничних гірничих виробках на шахтах ЗД, прийнято

вважати екстремальними виробничими ситуаціями, коли має місце інтенсивна деформація гірських порід, у масивах яких виробку прокладено, й неконтрольованих припливів води. Кожна деформація гірського масиву суттєво змінює профіль траси газопроводу, а отже його експлуатаційні показники. Звісно, що це викликає необхідність уведення розрахункових коефіцієнтів, які раніше не були потрібні.

Коли дослідження виконували, беручи до уваги типові умови роботи газопроводу, то було виявлено, що негативний вплив на технічний стан газопроводу параметрів знакозмінного профілю траси, явищ утворення западин на стиках ланок труб і порушення герметичності ущільнювачів, у галузевих методиках експлуатаційних розрахунків системи не було відображено.

Унаслідок потрапляння рудникового повітря в газотранспортну систему спостерігається зміна температури МПС спричинена теплообміном цієї суміші з навколишнім середовищем і підвищення її щільності й динамічної в'язкості, що суттєво впливає на опір трубопровідної мережі та не якісні показники каптованого метану.

Для оцінки ефективності роботи вакуумного підземного дегазаційного трубопроводу традиційно використовують таку залежність [36]:

$$E = \frac{Q_{\phi}}{Q_p}, \quad (2.7)$$

де Q_{ϕ} , Q_p – фактична та розрахункова витрати метаноповітряної суміші в системі газопроводів, м³/хв.

Розрахункову витрату газу обчислюють за таким виразом:

$$Q_p = 0,716 \left[\frac{(p_n^2 - p_k^2) d^5}{\gamma \cdot \Delta \cdot T \cdot L} \right], \quad (2.8)$$

де p_n, p_k – абсолютний тиск суміші відповідно на початку та кінці ділянки трубопроводу, атм; d – внутрішній діаметр трубопроводу, см; γ – коефіцієнт гідравлічного опору ділянки трубопроводу складеної з нових труб;

Δ – відносна маса газу; T – середня абсолютна температура МПС в трубопроводі, К; L – довжина ділянки трубопроводу, км.

Треба зауважити, що в чинних методиках оцінювання ефективності експлуатації вакуумного дегазаційного газопроводу не враховано зміну гіпсометрії трубопроводу в поздовжньому профілі, що призводить до його вигинів на стиках між ланками труб. На цих ділянках спостерігається зменшення пропускної спроможності газопровідної траси, спричинене відкладенням в трубах та порушеннями конструкції з'єднувального вкладня, що зумовлює підсмоктування рудникового повітря.

Аби виявити й проаналізувати нетипові режими роботи дегазаційного газопроводу, необхідно ввести в розгляд коефіцієнт зміни його технічного стану $k_{мс}$, залежно від умов експлуатації системи.

Сумарну ефективність дегазації визначають за такою формулою [36]:

$$E = E_c + E_{\text{ПГ}} + E_{\text{ВНС}}, \quad (2.9)$$

де $E_c, E_{\text{ПГ}}, E_{\text{ВНС}}$ – показники ефективності використання свердловин, вакуумного підземного дегазаційного трубопроводу, вакуум-насосної станції відповідно

Основний вплив на величину сумарного показника ефективності використання дегазаційної установки "E" виявляє робота вакуум-насосної станції та вакуумного підземного дегазаційного трубопроводу. Ефективність роботи вакуум-насосної станції переважно залежить від наявності конденсату в трубопроводі та від потрапляння рудникового повітря всередину системи через нещільні з'єднання між ланками обладнання, котрі виникають там унаслідок викривлення профілю труб.

Отже, сумарний показник ефективності використання дегазаційної установки більшою мірою залежить від умов експлуатації підземного вакуумного газопроводу. Аби знайти величину цього показника, розглянемо таку залежність:

$$E_{\text{ПГ}} = E_{\text{гр}} + E_{\text{пз}}, \quad (2.10)$$

де $E_{гр}$ та $E_{пз}$ – показники ефективності герметичності та пропускної здатності вакуумного підземного газопроводу.

Своєю чергою названі показники визначають із таких залежностей:

$$E_{гр} = \frac{Q_d - Q_c}{Q_d}, \quad (2.11)$$

$$E_{пз} = \frac{Q_p - Q_d}{Q_d}, \quad (2.12)$$

де Q_c – об'ємна витрата МПС на виході зі свердловини, м³/с; Q_d, Q_p – дійсні та розрахункові об'ємні витрати МПС в підземному дегазаційному трубопроводі, м³/с.

Розрахункову об'ємну витрату МПС на вході у вакуум-насосну станцію визначають з огляду на умову максимальної пропускної спроможності трубопроводу, тобто коли в ньому нема конденсату.

Дійсна величина об'ємної витрати МПС у вакуумному газопроводі визначається з урахуванням коефіцієнта його технічного стану, тобто

$$Q_d = Q_p(1 - k_{пт}), \quad (2.13)$$

де $k_{тс}$ – коефіцієнт технічного стану газопроводу, визначений з такої залежності:

$$k_{тс} = \frac{4KV_k}{\pi D^2 L}, \quad (2.14)$$

де K – кількість зупинок дегазаційної установки на добу для зливання конденсату із підземних трубопроводів; V_k – об'єм конденсату, злитого за одне обслуговування, м³; D – внутрішній діаметр трубопроводу, м; L – довжина підземного вакуумного дегазаційного трубопроводу, м.

Розрахований за формулами (2.11–2.14) реальний показник ефективності використання вакуумного газопроводу $E_{пт}$ порівнюється з його максимально можливим значенням $E_{нз1}$, обчисленим на стадії пуску газопроводу в експлуатацію, тобто, коли його герметичність максимальна, а скупчень води в трубопроводі немає.

Оцінювання впливу технічного стану підземного дегазаційного трубопроводу на його пропускну спроможність виконують шляхом порівняння показників ефективності реальної пропускну спроможності з розрахунковими, обчисленими на основі даних, коли в трубах немає скупчень води та механічних відкладень, викликаних деформацією системи.

Для оцінювання ефективності використання дегазаційної установки автором було запропоновано методику.

Обчислені показники зміни технічного стану газопроводу та його пропускну здатності в умовах активного здимання порід підшоши гірничих виробок та інтенсивних припливів води формують межі ефективного використання ШДС у реальних виробничих умовах на шахтах Західного Донбасу.

Висновки до розділу 2

Результати проведеного дослідження показників взаємодії між елементами транспортно-технологічної системи «ШГ – ГВ» у реальних умовах шахтового середовища дають змогу виявити такі важливі чинники:

- потенційно небезпечні зони зміни висотного положення траси шахтового дегазаційного газопроводу, та залежність їх виникнення від деформацій гірського масиву в дільничних підготовчих виробках;

- формування бази вихідних даних про зміни у просторі проектного профілю траси дільничного газопроводу під час його експлуатації на основі чого розробку режимів його роботи в нетипових гірничо-геологічних умовах потрібно розглядати з позиції взаємодійної транспортно-технологічної системи «ШГ – ПВ».

Було доведено, що виявлені особливості функціонування транспортно-технологічної системи «ШГ–ГВ» – це не достатньо досліджена сфера гірничого виробництва, що потребує спеціального теоретичного аналізу з метою встановлення величин максимального напруження, а також параметрів деформації в лінійних частинах газопроводу та його вузлових

з'єднаннях. Аби більш детально розглянути нетрадиційну для галузі технічну проблему, доцільно провести також моделювання параметрів взаємодії між елементами системи «ШГ – ГВ» спираючись на реальні умови шахтового середовища.

Перелік використаних у розділі 2 джерел

1. Васильковский, В.А., Молчанов, А.Н. & Калугина Н.А. (2006) Фазовые состояния и механизмы десорбции метана из угля. *Физико-технические проблемы горного производства. Донецк.: Сб. наук. Пр.* Вып. 9. С.62 – 70.

2. Айруни, А.Т. (1970). *Основы предварительной дегазации угольных пластов на больших глубинах* М.: Наука. 79 с.

3. СОУ 10.1.00174088.001-2004. *Дегазація вугільних шахт. Вимоги до способів та схем дегазації.* Київ: Мінпаливенерго України, 126 с.

4. Брюханов А.М. (2013). Шахтный метан и повышение взрывобезопасности угольных шахт. *Способы и средства создания безопасных и здоровых условий труда в угольных шахтах: сб. научн. трудов МакНИИ.* Макеевка: МакНИИ. Вып. 1(31). С. 12-21.

5. *Техніко економічне обґрунтування для програми утилізації шахтового метану в Луганській області шляхом застосування механізмів Кіотського Протоколу.* Луганськ, 2008. 393 с.

6. Бокий, А.Б. Ирисов, С.Г. & Чередников, В.В. (2011). Исследования дебита поверхностных дегазационных скважин. *Физико-технические проблемы горного производства. Донецк.: Институт физики горных процессов НАН Украины.* № 14. С 115-121.

7. НПАОП 11.1-1.01-08. Правила безпеки в нафтогазодобувній промисловості України (41210). Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 2 червня 2008 р. за № 497/15188.

<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0497-08#Text>

8. Довбнич, М. М., Мендрий, Я. В. & Виктосенко, И. А.(2012). Новые

подходы к анализу геофизических данных при прогнозировании зон скопления метана угольных пластов. *Геоінформатика*. № 1. С. 32–38.

9. Муха О. А., & Пугач І. І.(2009). *Розрахунок параметрів дегазаційних систем*: монографія. Дніпропетровськ: НГУ. 182 с.

10. Кременчутский П.Ф., Муха О. А. &Пугач И.И. (2004). Определение параметров дегазационной системы с учетом изменения их величины по длине газопровода. *Науковий вісник НГУ*. №12. С. 52-54.

11. Коршунов, Г.И., Ютяев, Е.П., Серегин, А.С. , Афанасьев, П.И. & Курта, Н.В. (2013). Заблаговременная дегазация угольных пластов с использованием импульсного гидродинамического воздействия в режиме гидрорасчленения. *Горный информационно-аналитический бюллетень.М.: Горная книга*. №2. С. 225-231.

12. Булат А. Ф. Дегазация углепородного массива на шахте им. А.Ф. Засядько скважинами, пробуренными с поверхности / А. Ф. Булат, В. В. Лукинов, Е. Л. Звягильский [и др.] // *Геотехническая механика*, 2002. – №37. – С.49-57.

13. Европейская экономическая комиссия партнерства «Метан на рінки». Руководство по наилучшей практике эффективной дегазации источников метановіделения и утилизации метана на угольных шахтах. Серия публикаций ЕЭК по энергетике. Нью-Йорк и Женева. ООН.2010.№31.С. 12.

https://unece.org/DAM/energy/se/pdfs/cmm/pub/BestPractGuide_MethDrain_es31.pdf

14. Шапарь, А.Г. & Копач, Н.И. (2003). Глобальное изменение климата и утилизация шахтового метана. *Екологія і природокористування*. №6. С. 125-138.

15. Мінеєв, С.П., Кочерга, В.М., Новіков, Л.А., Гулай, О.О. & Боднар, А.А. Основні вимоги щодо запобігання забруднень і підтоплень дегазаційних трубопроводів і вакуум-насосів. *Сборник научных трудов Национального горного университета*. 63, с. 37-48.

<https://doi.org/10.33271/crpnmu/63.037>

16. Новиков, Л.А. (2018). *Обгрунтование параметров безопасного функционирования дильничных дегазаций трубопроводов вухильных шахт*. Автореферат дис. канд. техн. наук. Днепр. 12 с.

17. *Правила проектирования дегазации вахтовых шахт та експлуатации дегазационных систем: СОУ-П*. (2020). Министерство энергетики Украины.

18. Ширін, Л.Н., Єгорченко, Р.Р., & Сергієнко, М.І. (2021). Особливості діагностики технічного стану транспортно – технологічної системи «шахтовий газопровід – гірнична виробка». *Науково-технічний журнал «ГЕОІНЖЕНЕРІЯ», Київ:КПІ ім. Ігоря Сікорського*. вип.6. 28- 37.

[doi: https://doi.org/10.20535/2707-2096.6.2021.241823](https://doi.org/10.20535/2707-2096.6.2021.241823)

19. Ширін, Л.Н., Барташевський, С.Є. & Єгорченко, Р.Р. (2021) Особливості моніторингу та підтримки технічного стану шахтових дегазацийних газопроводів в умовах інтенсифікації гірничих робіт. *Збірник наукових праць НГУ. – Дніпро: Національний ТУ «Дніпровська політехніка», № 67. 153-164 с.* <https://doi.org/10.33271/crpnmu/67.153>

20. Shirin, L. N., Bartashevsky, S. E., Denyshchenko, O. V. & Yegorchenko, R. R. (2021). Improving the capacity of mine degassing pipelines. *Naukovy visnyk natsionalnoho hirnychoho universytetu*. 6, 72 – 77.

<https://doi.org/10.33271/nvngu/2021-6/072>

21. Минеев, С.П., Кочерга, В.Н., Наривский, Р.Н., Янжула, А.С., Колесников, А.Н., & Гор-диевский, К.Н. (2016). Методология разработки противоаварийных мероприятий в прое-кте дегазации угольной шахты. *Геотехнічна механіка*, 127, 226-238.

22. *Правила безпеки у вугільних шахтах: НПАОП 10.0-1.01-10*. (2010). Держгірпромнагляд України.

23. Авдеєнко А. П., Поляков О. Є., & Холмовой Ю. П. (2008). Корозія та захист металів. *навч.-метод. посіб. Краматорськ, ДДМА*, 235 с.

24. Гриб В.В. (2002). Диагностика технического состояния оборудования нефтегазо-химических производств. М.: Изд-во ЦНИИТЭнефтехим.

25. Курносков, С., Макеев, С., Новиков, Л., Константинова, И. (2018). Концептуальные основы функционирования системы дегазации шахты. Труды Кременчугского национального университета имени Михаила Остроградского. 6 (113), 79-85.

<https://doi.org/10.30929/1995-0519.2018.6.79-85>

26. Ванчин А.Г. (2014). Методы расчета режима работы сложных магистральных газопроводов. Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», (4), 192-214. <https://doi.org/10.17122/ogbus-2014-4-192-214>

27. Малашкина В.А. (2015). Исследование факторов, влияющих на качество метановоздушной смеси, подаваемой от скважин на поверхность угольной шахты по газопроводу из композитного материала. Горный информационно-аналитический бюллетень. С. 234–241

https://giab-online.ru/files/Data/2015/08/234-241_8_2015.pdf

28. Инструкция по дегазации угольных шахт. (2012). Серия 05. Вып. 22. М.: ЗАО «НТЦ исследований проблем промышленной безопасности». 250 с. <http://www.gostrf.com/normadata/1/4293797/4293797769.pdf>

29. Варакин, А.М., Инюшин, Б.А., Беломар, В.Н. (1975). Оценка эффективности работы дегазационных трубопроводов. Борьба с газом, пылью и выбросами в угольных пластах. МакНИИ. Вып. II. С.81-85.

30. Вострикова, Н.А. (2001). Проблемы диагностики состояния дегазационных систем. М.: МГГУ, ГИАБ. №10. С. 122-123.

31. Новиков, Л.А. (2011). Определение потерь давления на загрязненных участках вакуумного дегазационного трубопровода. Геотехническая механика: Межвед. сб. науч. тр. / Ин-т геотехнической механики им. Н.С. Полякова НАН Украины. Днепропетровск, Вып. 92. С. 258-263.

32. Мінеєв, С.П., Пимоненко, Д.М., Новіков, Л.А., & Слащов, А.І. (2019). Деякі особливості транспортування і переробки МПС на вугільних шахтах. *Збірник нау-кових праць Національного гірничого університету*, 59, 98-107. <https://doi.org/10.33271/crpnmu/59.098>

33. Андріїшин, М.П., Баранецький, І. Б. & Матяш, В. І.(2009). Аналіз муфтових підсилювальних елементів, які використовують для ремонту магістральних газопроводів. *Аналіз Нафтова і газова промисловість*. № 4. С. 35–40.

34. Гумеров, А. К., Шмаков, В. А. & Хайрутдинов, Ф. Ш. (2006). Механизмы разрушения магистральных трубопроводов с приварными элементами. *Нефтегазовое дело*. вип. 4. С. 227.

35. Кременчуцкий Н. Ф. & Муха О. А. (2002). Определение оптимального диаметра дегазационного трубопровода при одновременном учете стоимости труб газопровода и расходуемой вакуумнасосом электроэнергии // *Научн. тр. НГА Украины*. № 13. С. 212-218.

36. Гречко А. В. & Гречухін А. С. (2016). Оцінка ефективності виробничої діяльності підприємства. *Ефективна економіка*. № 1. 25-36 с .

[URL: http://www.economy.nayka.com.ua/?op=1&z=4744](http://www.economy.nayka.com.ua/?op=1&z=4744)

РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ НАПРЯМІВ ПІДВИЩЕННЯ ПРОПУСКНОЇ ЗДАТНОСТІ ШАХТОВИХ ДЕГАЗАЦІЙНИХ ГАЗОПРОВІДІВ

3.1. Аналіз особливостей руху МПС в шахтових дегазаційних трубопроводах

Інтенсивна розробка газоносних вугільних пластів у складних гірничо-геологічних умовах потребує вдосконалення методів виявлення особливостей руху МПС в дегазаційних трубопроводах, підвищення їхньої пропускної здатності й підтримання належного технічного стану. Експериментально доведено, що неухильне дотримання технологічних вимог до видобування й транспортування шахтового метану (ШМ) в підземних виробках складної конфігурації та створення безпечних умов праці – це головні цілі функціонування шахтових дегазаційних систем (ШДС).

З літературних джерел [1] відомо, що ефективність роботи шахтової дегазаційної системи залежить від експлуатаційних показників і технічного стану трубопроводу, який постійно перебуває під впливом деформації гірського масиву, а також від рівня кваліфікації працівників, які обслуговують і ремонтують це обладнання.

Традиційно моніторинг технічного стану дегазаційного трубопроводу виконують працівники спеціальної служби, яка входить до складу дільниці вентиляції та техніки безпеки (ВТБ), або самостійною службою, створеною з ініціативи керівництва шахт [2]. Слід зазначити, що в чинних інструкціях з експлуатації та контролю технічного стану ШДС немає переліку обов'язкових робіт з моніторингу й рекомендацій до їхнього проведення. У зв'язку з цим моніторинг транспортно-технологічних процесів та операцій з обслуговування, діагностики й контролю ШДС передбачає використання традиційні методи із залученням інноваційних способів, рекомендованих у нафтогазовій галузі для проведення досліджень параметрів лінійних газопроводів та їх компонентів протягом поточної експлуатації.

Було зокрема відзначено, що каптування МПС у вакуумних дегазаційних трубопроводах має суттєву різницю від того, якби були використані традиційні засоби транспортування природного газу через магістральні газопроводи. Така різниця спричинена тим, що шахтові дегазаційні газопроводи споруджені в підземних виробках, отже вони постійно змінюють просторове положення в профілі та в плані під впливом деформацій гірського масиву. Такі непрогнозовані зміни дегазаційних газопроводів призводять до механічних ушкоджень металевих труб, а відтак, до порушення герметичності їхніх стикових з'єднань, унаслідок чого виникають механічні відкладення вугільного і породного пилу всередині труб.

У дослідженнях учених [3] експериментально підтверджено, що в місцях ушкоджень вакуумного газопроводу спостерігається потрапляння в труби шахтового повітря й пилу, а це змінює концентрацію МПС та її якість. Процес всмоктування шахтового повітря з атмосфери гірничих виробок через отвори в стикових з'єднаннях підземних трубопроводів кардинально відрізняється від явища вивільнення в атмосферу природного газу під тиском через свищі в магістральних газопроводах.

Враховуючи описані обставини, було визначено мету дослідження – це вдосконалення методів контролю технічного стану шахтових дегазаційних газопроводів, з можливістю оперативного прогнозування зон утворення механічних відкладень у дегазаційних газопроводах та окреслення шляхів підвищення ефективності процесу транспортування МПС в складних гірничотехнічних умовах експлуатації.

Аналіз нормативної документальної бази в Україні, яка регламентує організацію моніторингу та оцінювання технічного стану шахтових дегазаційних трубопроводів показав, що на сьогодні в гірничій галузі не існує технічних, методичних та нормативно-правових документів цієї тематики.

В умовах сьогодення сталеві труби, що поставляються на шахти для дегазації, виготовлені з простої вуглецевої сталі без спеціального покриття. Одночасно було встановлено, що під час експлуатації дегазаційних газопроводів у підземних виробках металеві труби перебувають не тільки під впливом деформацій гірського масиву, але й зазнають негативної дії агресивного шахтового середовища. Наслідком цього є утворення просторових вигинів труб і відкладення в них механічних домішок, внутрішньої і поверхневої корозії металевих труб (рис. 3.1) і витончення товщини їх стінок.



Рисунок 3.1 – Наслідки внутрішньої та поверхневої корозії металевих труб

Оцінювання сучасних тенденцій у сфері моніторингу надійності високонавантажених конструкцій показало, що в зарубіжній гірничій практиці впроваджується принципово новий підхід [4] до забезпечення безаварійної експлуатації трубопровідного транспорту. Методологія, покладена в основу цього підходу, стала відомою як «Система керування безпекою» (FFS). У ній передбачено способи визначення придатності приладів для подальшого використання, можливості розрахунку загальної втрати металу в дегазаційній системі, локальну втрату металу й ступінь пігтингової корозію.

Система оцінювання придатності трубопроводів до експлуатації FFS має у своїй основі кілька стандартів [5, 6], розроблених Американським інститутом нафти (API).

У цих стандартах регламентовано методологію регулярних перевірок обладнання, мета яких – виявлення рівня безпеки експлуатації як матеріалу, так і частин трубопроводу.

Ідентичні положення про технічний стан ушкоджених корозією дегазаційних газопроводів розглянуто в інших літературних джерелах [6, 7]. Автори цих робіт відзначають, що простежуючи динаміку зменшення товщини стінок у трубах, можна встановити швидкість корозії металу трубопроводу. У зв'язку з цим розраховують залишковий ресурс металу з такою залежністю

$$T = \frac{S_{\phi} - S_p}{a_{cp}}, \quad (3.1)$$

де S_{ϕ} – фактична товщина стінки елемента, мм; S_p – розрахункова мінімально допустима товщина стінки за умовою міцності або стійкості, мм; a_{cp} – середня швидкість поверхневої корозії металу (ерозії чи зношення), мм/г.

Відповідно до цих розрахунків, залишковий ресурс металу газонафтопроводів та його корозійне зношення визначають, аналізуючи результати регулярних вимірів товщини стінок труб, а також оцінюючи технічний стан ділянки дефектів в кожному з (елементів).

У літературних джерелах [2, 8] також детально розглянуто методи евакуації газу з магістрального газопроводу перед початком планових чи аварійних ремонтних робіт. Однак методичні рекомендації авторів згаданих авторів стосуються тільки магістральних газопроводів природного газу, тому не можуть бути використані при спорудженні підземних дегазаційних систем.

Порівняльний аналіз специфіки видобутку природного газу й отриманого метану з вугільних пластів показав, що обидва процесу істотно відрізняються один від одного. У зв'язку з цим методи оцінювання, контролю шахтових дегазаційних газопроводів та керування їхнім станом, свого часу запозичені з нафтогазової галузі, здебільшого виявилися малоефективними. Отже, виникає потреба в спеціальних дослідженнях та в розробці інноваційних шляхів їхнього удосконалення.

3.2 Теоретичний аналіз процесів руху МПС в шахтових газопроводах складної конфігурації

Упродовж тривалої експлуатації ШДС, споруджених у підземних гірничих виробках, технічний стан дегазаційних газопроводів суттєво змінюється під негативним впливом шахтового середовища. Експериментально доведено, що деформація порід гірського масиву призводить до порушення цілісності стикових з'єднань між трубами, утворення прогинів і скупчень в них води, пилу й бруду. З часом неминуче посилюється процес корозії внутрішньої поверхні трубопроводу [9].

Експериментально доведено, що на технічний стан шахтових дегазаційних трубопроводів гірничо-геологічних і гірничотехнічних умов експлуатації, які мають тенденцію до регулярних змін. Так у процесі здимання порід підшви виробки змінюється просторове положення дегазаційних трубопроводів, зокрема дільничних. Через це згаданий трубопровід і середовище (гірничу виробку), в якому він працює, почали розглядати як взаємодійну транспортно-технологічну систему ШГ – ГВ [1].

На сьогодні виявлення та аналіз зміни основних технологічних параметрів транспортування МПС через дегазаційні газопроводи в умовах інтенсифікації гірничих робіт є важливим предметом досліджень, що має велике значення для проектування, експлуатації та реконструкції вакуумних трубопроводів. У зв'язку з цим нетрадиційне для галузі технічне завдання уперше може бути розглянуте шляхом моделювання руху МПС у

дегазаційному газопроводі складної конфігурації з використанням методів математичного аналізу та програмного комплексу Solid Works Flow Simulation.

У математичному моделюванні руху газу в дільничних дегазаційних трубопроводах [10, 11] має бути врахований вплив підсмоктування повітря й забруднень трубопроводів на їхні витратні характеристики та гідравлічний опір. Незважаючи на це, отримані результати досліджень не завжди відображають реальну картину перебігу газодинамічних процесів у газопровідній мережі, що пов'язано з її топологічними особливостями, а також з дією внутрішніх та зовнішніх факторів на характер зміни газодинамічних параметрів МПС.

Фундаментальні дослідження руху МПС в шахтових дегазаційних газопроводах відображено в роботах В.Г. Лаврика, Л.А. Склярова, Ю.А. Цейтліна, Л.А. Новікова, В.А. Малашкіної та інших науковців.

В одній із робіт [12] розглянуто рух МПС через герметичний газопровід постійного діаметра, вісь якого має довільну орієнтацію в просторі. Автором було виведено інтегральне рівняння, що описує зв'язок між витратою МПС і її тиском у місцях початкового та кінцевого перерізів газопроводу, а також залежності названих параметрів характерних ділянок обладнання. Ці теоретичні залежності з часом були модифіковані в роботах інших дослідників [13, 14]. Їх можна було запровадити для практичних розрахунків кінцевого тиску МПС у герметичних похилих та горизонтальних ділянках газопроводу, а саме:

$$p_k = \left[1 - \frac{\alpha}{2} (1 - 0,448 \cdot u) \right] \cdot [p_n^2 - c(1 - 0,448 \cdot u) \cdot Q_o^2]^{0,5} \quad (3.2)$$

де α – кут нахилу ділянки газопроводу; u – об'ємна концентрація метану в МПС на дільниці; c – параметр, що визначає опір ділянки газопроводу, $\text{Па}^2 \cdot \text{с}^2 / \text{м}^6$; Q_o – об'ємні витрати МПС, $\text{м}^3 / \text{с}$

Наведена залежність справедлива тільки за умови герметичності газопроводу.

Відповідно до рекомендацій дослідників [15, 16, 17] витрату каптованої МПС та її якісні характеристики потрібно визначати враховуючи допустимі підсмоктування повітря в дегазаційні свердловини та в газопровід.

Як свідчить практика, у реальних умовах експлуатації ШДС, коли не створено спеціальних дегазаційних ділянок, контроль якісного складу МПС і технічного стану газопроводів покладено на службу вентиляції і техніки безпеки. Результати певних досліджень [18, 19] показують, що в міру зменшення глибини виробок, а також підвищенням вмісту метану у вугільних пластах, коли ускладнюється застосування способів і засобів контролю технічного стану ШДС, служби, що мають вести профілактичні роботи з техніки безпеки, не можуть контролювати вплив негативних явищ гірничого середовища на газодинамічні процеси руху МПС.

У роботах учених експериментально [19] було підтверджено, що фактичні величини підсмоктування шахтового повітря й пилу в газопровід суттєво перевищують допустимі значення, а це призводить до зниження якості транспортованої МПС, а також пропускної здатності системи.

Окреслені в дослідженнях означені проблеми сьогодення потребують уточнення математичних моделей руху турбулентного потоку газів у дегазаційному трубопроводі, та перегляду чинних методик розрахунку газодинамічних параметрів і технічних характеристик шахтових дегазаційних мереж.

На підставі вищевикладеного, було виявлено стан дегазаційного газопроводу в шахті суттєво відрізнятиметься від його створеного дослідниками в лабораторних умовах, бо в реальності спостерігається нерівномірність розподілу місць нещільності фланцевих з'єднань, утворення прогинів трубопроводу й механічних відкладень води та бруду. Для досягнення поставленої мети виникла необхідність провести комп'ютерне

моделювання руху МПС на ділянках дегазаційного газопроводу в складних гірничо-геологічних умовах.

Для виконання поставлених завдань було проведено аналіз чинних методик математичного моделювання руху МПС через дегазаційний трубопроводу та розробки режимів роботи ДС в реальних умовах гірничого виробництва.

За результатами фундаментальних досліджень [20, 21] уперше було запропоновано математичну модель руху МПС у дегазаційному газопроводі з урахуванням ефекту підсмоктування повітря.

Кількість повітря, що підсмоктується через еквівалентну нещільність з'єднань, рекомендовано розраховувати за таким виразом:

$$\Delta Q_o = G \cdot B, \quad (3.3)$$

де G – параметр, що визначає еквівалентну нещільність ділянки газопроводу, $\text{м}^3(\text{с}\cdot\text{Па})$; B – величина вакууму у перерізі труби, де наявна еквівалентна нещільність, Па.

Тоді,

$$G = \frac{1}{2} b \cdot L, \quad (3.4)$$

де b – питома підсмоктування повітря в газопровід (на 1 м довжини труби вакуум дорівнює 1 Па), $\text{м}^3/(\text{с}\cdot\text{м}\cdot\text{Па})$.

Враховуючи результати попередніх досліджень, рух МПС через дегазаційні газопроводи можна сформулювати у вигляді системи таких рівнянь:

$$p_k^2 = p_n^2 - c(1 - 0,448u)Q_o^2 \quad (3.5)$$

$$Q_o = Q_{он} + \Delta Q_n; \quad (3.6)$$

$$Q_{ок} = Q_o + \Delta Q_k; \quad (3.7)$$

$$\Delta Q_n = G(P_{он} - P_n); \quad (3.8)$$

$$\Delta Q_k = G(P_{6k} - P_k); \quad (3.9)$$

$$u = \frac{Q_{om}}{Q_n}. \quad (3.10)$$

де $P_{6п}, P_{п}, Q_{оп}, \Delta Q_{п}$ – параметри руху в місці початкового перерізу ділянки газопроводу; зокрема барометричний тиск у виробці, Па; абсолютний тиск МПС, Па; об'ємна витрата МПС, зведена до НУ, м³/с; об'ємна витрата повітря, що підсмоктується через еквівалентну нещільність з'єднання, зведена до НУ, м³/с; відповідно; $P_{6к}, P_{к}, Q_{ок}, \Delta Q_{к}$ – ті самі, але в кінцевому перерізі; $Q_{ом}$ та Q_o – об'ємні витрати метану й МПС відповідно, зведені до НУ, м³/с; u – об'ємна концентрація метану в МПС на ділянці; c – параметр, який впливає на опір ділянки газопроводу, Па²·с²/м⁶.

У реальних умовах підземного середовища експлуатовані дегазаційні газопроводи мають вигляд криволінійної траси, прокладеної в горизонтальних, похилих та вертикальних виробках. Аби вивести універсальний вираз, придатного для розрахунку параметрів горизонтальних, так і похилих та вертикальних ділянок газопроводу, рекомендовано користуватись такою залежністю [21]:

$$p_k^2 = p_{п}^2 [1 - \alpha(1 - 0,448u)] - c(1 - 0,448u)Q_o^2, \quad (3.11)$$

Стосовно кожної ділянки, характерної сталістю цих параметрів, співвідношення між величинами тиску МПС у місцях початкового й кінцевого перерізу трубопроводу може бути описане виразом (3.11), який можна спростити завдання таким позначенням:

$$\alpha_u = \alpha(1 - 0,448 \cdot u); \quad (3.12)$$

$$c_u = c(1 - 0,448 \cdot u); \quad (3.13)$$

Тоді спрощений вираз набуває такого вигляду:

$$p_k^2 = p_{п}^2 \cdot e^{-\alpha_u} - \frac{1 - e^{-\alpha_u}}{\alpha_u} \cdot c_u \cdot Q_o^2; \quad (3.14)$$

Використовуючи співвідношення (3.14), для визначення параметрів послідовного з'єднання двох ділянок отримуємо такі вирази:

$$p_{k1}^2 = p_{п1}^2 \cdot e^{-\alpha_{u1}} - \frac{1-e^{-\alpha_{u1}}}{\alpha_{u1}} \cdot c_{u1} \cdot Q_0^2; \quad (3.15)$$

$$p_{k2}^2 = p_{п2}^2 \cdot e^{-\alpha_{u2}} - \frac{1-e^{-\alpha_{u2}}}{\alpha_{u2}} \cdot c_{u2} \cdot Q_0^2; \quad (3.16)$$

Оскільки $p_{k1} = p_{k2}$, то

$$p_{k2}^2 = p_{п1}^2 \cdot e^{-(\alpha_{u1}+\alpha_{u2})} - Q_0^2 \left\{ \frac{c_{u1}}{\alpha_{u1}} [e^{-\alpha_{u2}} - e^{-(\alpha_{u1}+\alpha_{u2})}] + \frac{c_{u2}}{\alpha_{u2}} [1 - e^{-\alpha_{u2}}] \right\}; \quad (3.17)$$

Аналогічно, у разі послідовного з'єднання трьох ділянок будемо мати:

$$p_{k3}^2 = p_{п2}^2 \cdot e^{-\alpha_{u3}} - \frac{1 - e^{-\alpha_{u3}}}{\alpha_{u3}} \cdot c_{u3} \cdot Q_0^2 = p_{п1}^2 \cdot e^{-(\alpha_{u1}+\alpha_{u2}+\alpha_{u3})} - Q_0^2 \left\{ \frac{c_{u1}}{\alpha_{u1}} [e^{-(\alpha_{u2}+\alpha_{u3})} - e^{-(\alpha_{u1}+\alpha_{u2}+\alpha_{u3})}] + \frac{c_{u2}}{\alpha_{u2}} [e^{-\alpha_{u3}} - e^{-(\alpha_{u2}+\alpha_{u3})}] + \frac{c_{u3}}{\alpha_{u3}} [1 - e^{-\alpha_{u3}}] \right\}; \quad (3.18)$$

Узагальнена залежність для встановлення параметрів послідовного з'єднання n ділянок матиме такий вигляд:

$$p_{kn}^2 = p_{п1}^2 \cdot e^{-\sum_{i=0}^n \alpha_{ui}} - Q_0^2 \cdot \left\{ \sum_{i=1}^{n-1} \frac{c_{u1}}{\alpha_{u1}} [e^{-\sum_{j=i+1}^n \alpha_{uj}} - e^{-\sum_{j=i}^n \alpha_{uj}}] + \frac{c_{un}}{\alpha_{un}} [1 - e^{-\alpha_{un}}] \right\}. \quad (3.19)$$

Підставивши в цей вираз співвідношення (3.12) і (3.13), після перетворень аналогічну залежність (3.19)

$$p_{kn}^2 = p_{п1}^2 [1 - (1 - 0,448 \cdot u) \sum_{i=1}^n \alpha_i] - Q_0^2 (1 - 0,448 \cdot u) \sum_{i=1}^n c_i. \quad (3.20)$$

Порівняння виведених залежностей показує, що послідовне з'єднання кількох ділянок газопроводу, котрі розрізняються кутом нахилу осі до горизонту або внутрішнім діаметром, може бути представлене у вигляді деякої еквівалентної ділянки з параметрами

$$\alpha_{\text{посл}} = \sum_{i=1}^n \alpha_i ; \quad (3.21)$$

$$c_{\text{посл}} = \sum_{i=1}^n c_i ; \quad (3.22)$$

Отже, уточнена математична модель руху МПС ділянках газопровідної мережі, яка у загальному випадку може мати складний профіль та зосереджувати в собі низку послідовно з'єднаних ділянок різного прохідного перерізу, буде описане системою рівнянь (3.6) – (3.10); (3.11). Значення параметра « c » в цих рівняннях, які показують еквівалентну нещільність та опір ділянки газопроводу відповідно, розраховуються за формулами (3.13), (3.22).

Виконані раніше дослідження [9] містять висновки про те, що внаслідок неконтрольованих деформацій гірських порід, наявних у гірничих виробках, відбуваються стохастичні зміни положення траси та геометричної форми шахтового газопроводу (рис. 3.2). Це призводить до розгерметизації системи, підсмоктування в труби рудникового повітря, вугільного та породного пилу. Під впливом таких явищ у зонах стикових з'єднань й прогину труб відбувається інтенсивне відкладення механічних домішок й утворення ділянок корозії всередині труб.



Рисунок 3.2 – Положення траси шахтового газопроводу в просторі гірничої виробки

Корозійні утворення та зростання механічних відкладень вугільного й породного пилу в зонах деформації стикових з'єднань між трубами дегазаційного газопроводу спричинені явищем визначаються умовами конденсації вологи агресивного шахтового середовища.

У математичному моделюванні турбулентного потоку МПС який переміщується через дегазаційний трубопровід використовують диференціальні рівняння руху газу з механічними домішками [11]. Це зумовлено тим, що виникнення механічних відкладень призводить до зменшення гідравлічного перерізу труб, збільшення втрат тиску в трубопроводі і відповідно до падіння тиску на виході з нього.

Результати досліджень технічного стану дегазаційних систем ШУ «Покровське» [9], що експлуатуються в умовах наявності агресивних вод, дали змогу встановити місця скупчень механічних домішок вугільного та породного пилю, виявити зони формування корозійних ділянок трубопроводу, часткове зменшення товщини стінок металевих труб, а також наявність каверн і раковин на їхній поверхні. Описані ефекти пов'язані з тим, що газ, який каптується з вугільного масиву, включає вологу МПС і механічні частинки вугільного та породного пилю. Для визначення впливу складових МПС на технічний стан і витратні характеристики дільничних трубопроводів необхідно мати інформацію про концентрацію та розміри частинок пилю, а також про вологість МПС.

Параметри утворених твердих скупчень у прогині дегазаційного постапу, зокрема ширину та довжину кожного можна визначити за такими формулами [19]:

$$b = 2\sqrt{\frac{D^2}{4} - \left(\frac{D}{2} - h\right)^2}; \quad (3.23)$$

$$L = 2\sqrt{\delta + 0,5D^2 - \delta + 0,5D - h^2}, \quad (3.24)$$

де h – максимальна товщина скупчення, м; δ – радіус кривизни осі трубопроводу в місці прогину, м; D – діаметр трубопроводу, м.

У виконаному дослідниками статистичному аналізі моделей турбулентного руху МПС через шахтові трубопроводи [21] було враховано міжфазові взаємодії частинок, що дозволяє встановити поля швидкостей і концентрацію кожної з фаз. Розмір частинок пилю в газовому потоці коли

його густина становила 2650 кг/м^3 може коливатися від 1 до 10 мкм. Для наближеного результату визначення максимального діаметра завислих у потоці МПС частинок пилу використовують таку нерівність:

$$\frac{d_{\max}}{D_h} \sqrt{\left| \frac{\rho_s}{\rho} - 1 \right| \cdot \sqrt{Re}} \leq 0,2; \quad (3.25)$$

де ρ – середня густина МПС, кг/м^3 ; Re – число Рейнольдса; ρ_s – густина частинок, кг/м^3 ; D_h – висота скупчень, м.

Під час дослідження розподілу концентрації завислих у потоці МПС частинок вугільного і породного пилу на ділянках шахтової газопровідної мережі необхідно враховувати показники швидкості, тиску, густини частинок і вологості газу, а також напрямок руху потоку.

З огляду на ці результати, подальший розгляд нетрадиційного для галузі технічного завдання являє собою побудову моделі умов транспортування МПС у викривленому дегазаційному газопроводі з використанням програмного комплексу (ПК) SolidWorks Flow Simulation.

Основні етапи розробки комп'ютерної моделі засобами ПК SolidWorks Flow Simulation такі: створення геометричної 3D-моделі; побудова розрахункової сітки в межах значень параметрів області; накладання граничних умов; проведення обчислень та візуалізація отриманих результатів.

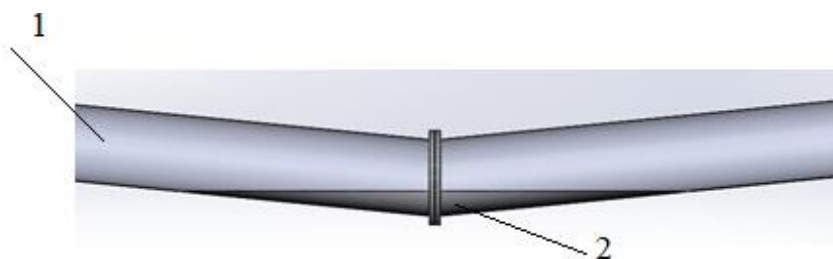
Відповідно до розробленої методики програмного моделювання режимів роботи ШДС, отримані під час маркшейдерського знімання [8] висотні позначки профілю газопроводу слугували базою для створення моделей лінійних деформацій трубопроводу під впливом здимання порід підшоши підземної виробки.

У процесі моделювання деформовані ділянки газопроводу та зони відкладення механічних домішок в програмі SolidWorks розглядалися комплексно. Використовуючи метод скінченних об'ємів (FVM) [22], програма дозволила виконати структурний аналіз поведінки потоку МПС при

транспортуванні її по викривленому дегазаційному трубопроводу. Програмою та методикою досліджень передбачалось шляхом віртуального тестування профілів деформованих ділянок шахтового газопроводу, отриманих за результатами маркшейдерської зйомки, та сформованих за ними САD-моделей встановити процес утворення зон механічних скупчень в стикових з'єднаннях трубопроводу для найбільш викривлених ділянок траси.

Так, модельована ділянка викривленої в профілі траси дегазаційного трубопроводу складалася з 4 ланок труб довжиною 4,0 м, діаметром 320 мм і товщиною стінки 4,0 мм. У деформованому стиковому з'єднанні вдалося змодельовати механічні відкладення породного та вугільного пилу, які зменшують гідравлічний переріз трубу системи (рис. 3.3).

Аби змодельовати умови транспортування МПС через деформований дегазаційний трубопровід, було задано такі граничні умови: масова витрата МПС, її густина, об'ємна витрата газу, швидкість руху, термодинамічні параметри.



1 – дегазаційний трубопровід; 2 – механічні відкладення породного та вугільного пилу

Рисунок 3.3 – Фрагмент механічних відкладень у деформованих місцях стикових з'єднань дегазаційного газопроводу

Шляхом використання для побудови моделі процесу транспортування МПС через деформований дегазаційний трубопровід ПК SolidWorks вдалося обчислити швидкість руху каптованого газу, його температуру, завихреність частинок механічних домішок та величину їхнього числа Рейнольдса, враховуючи нетипові умови експлуатації ШДС.

У процесі моделювання приймалися наступні умови:

- стала масова витрата газу $Q = 290 \text{ (м}^3\text{/м)}$;
- температура в шахтовому середовищі вважається незмінною вздовж траси, тобто $T = 20 \text{ }^\circ\text{C}$;
- довжина траси $L = 100 \text{ (м)}$.

Шаховий газопровід моделюється у вигляді циліндра, внутрішній радіус якого $R = 0,32 \text{ м}$; товщина стінки $\delta = 0,004 \text{ м}$; та тиск на вході $p_{z0} = 60 \text{ КПа}$.

Для створення моделей процесу транспортування каптованого метану було взято такі параметри:

- газова стала $R_2 = 520 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)}$;
- безрозмірний коефіцієнт стисливості $z = 0,9$;
- питома внутрішня теплоємність, коли об'єм середовища сталий, $C_p = 2700 \text{ Дж/кг}\cdot\text{град}$.

Згідно з рекомендаціями дослідників [23] вологу МПС вважали трикомпонентним середовищем, що складається з рудникового повітря, метану й водяної пари. Динамічна в'язкість цього середовища визначали таким виразом:

$$\mu = \frac{\gamma_m M_m + \gamma_v M_v + \gamma_{\text{п}} M_{\text{п}}}{\frac{\gamma_m M_m}{\mu_m} + \frac{\gamma_v M_v}{\mu_v} + \frac{\gamma_{\text{п}} M_{\text{п}}}{\mu_{\text{п}}}}, \quad (3.26)$$

де y_n, y_v, y_m – об'ємні частки водяної пари, повітря й метану, д.о.;

M_n, M_m, M_v – молярна маса МПС, метану і повітря, кг/моль;

$\mu_{\text{п}}, \mu_v, \mu_m$ – динамічна в'язкість водяної пари, повітря й метану, Па·с.

У процесі транспортування катованого метану через деформований вакуумний газопровід спостерігається явище підсмоктування в труби рудникового повітря через ушкоджені фланцеві з'єднання, що зумовлює зниження температури МПС. Таке зниження визначають як результуючу температуру T_r двох потоків газу після їх змішування [24], а саме:

$$T_r = \frac{\frac{Q_1}{k_1 - 1} + \frac{\Delta Q}{k_v - 1}}{\frac{Q_1}{(k_1 - 1)T_1} + \frac{\Delta Q}{(k_v - 1)T_p}}, \quad (3.27)$$

де Q_1 – витрата МПС з температурою T_1 до змішування з притоками повітря, $\text{м}^3/\text{с}$; C_1 – концентрація метану в МПС перед її змішуванням, д.о.; k_1, k_v – показники адиабати для повітря і МПС (концентрація метану C_1), відповідно.

На рис. 3.4 наведено дані про характер перерозподілу температурних потоків МПС у вузлових з'єднаннях деформованого шахтового газопроводу. Показники свідчать про ймовірність утворення всередині системи газогідратів, негативним наслідком яких може бути зменшення гідравлічного діаметра газопроводу, або повного його закупорювання.

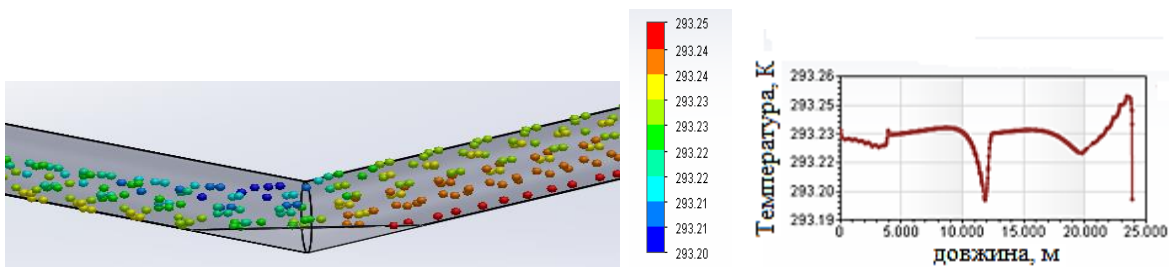


Рисунок 3.4 – Характер перерозподілу температурних потоків МПС, які проходять деформовані стикові з'єднання між трубами

На рис. 3.5 наведено результати моделювання зміни швидкості руху складових потоку МПС під час проходження ними деформованих стикових з'єднань між трубами. Як бачимо спостерігається підвищення швидкості в місцях механічного скупчення породного та вугільного пилу.

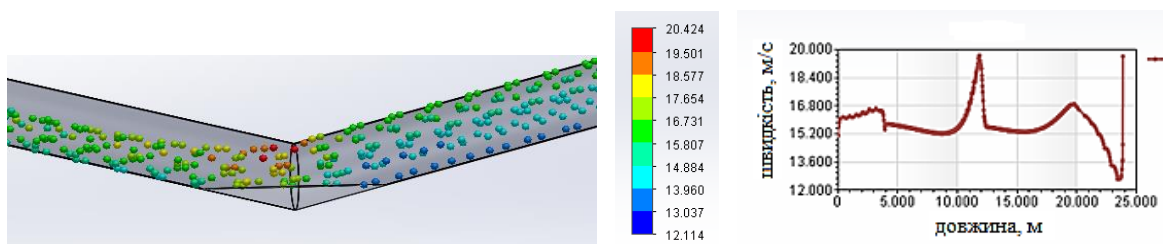


Рисунок 3.5 – Швидкісні характеристики складових МПС у деформованих ланках шахтових дегазаційних газопроводів

На рис. 3.6 приведено результати комп'ютерного моделювання поведінки частинок МПС в дегазаційному газопроводі, зокрема їхнє завихрювання під час руху через ділянки максимального прогину деформованого трубопроводу. У місцях скупчення механічних відкладень виникає турбулентна течія, тобто явище, коли зі збільшенням швидкості руху газу утворюються нелінійні фрактальні хвилі, утворені випадково, а їхня амплітуда змінюється хаотично в деякому інтервалі.

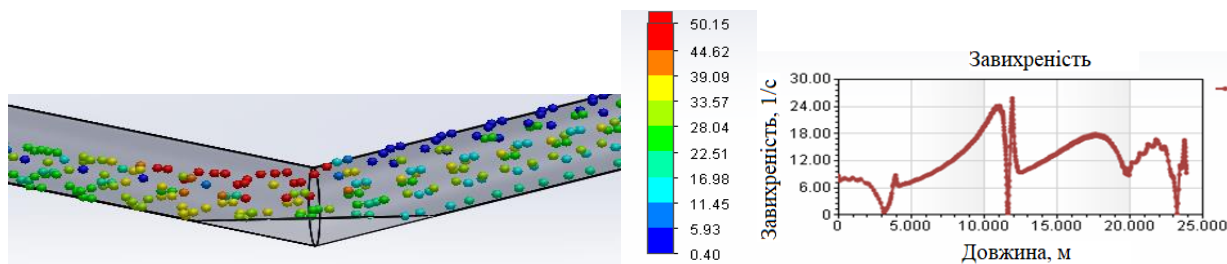


Рисунок 3.6 – Результати аналізу завихреності частинок МПС в дегазаційному трубопроводі

Теоретично й практично доведено, що на подолання гідравлічного опору в трубопроводі припадає 33,9 % витрат електроенергії, а максимальне зростання гідравлічних втрат на тертя спостерігається в деформованих стикових з'єднаннях, що робить процес транспортування МПС дорожчим.

Проаналізувавши отримані результати моделювання, дійшли висновку, що в місцях деформованого стикового з'єднання та відкладень механічних домішок відбувається збільшення числа Рейнольдса, що характеризує складові МПС, котрі рухаються через викривлений шахтовий дегазаційний трубопровід (рис. 3.7).

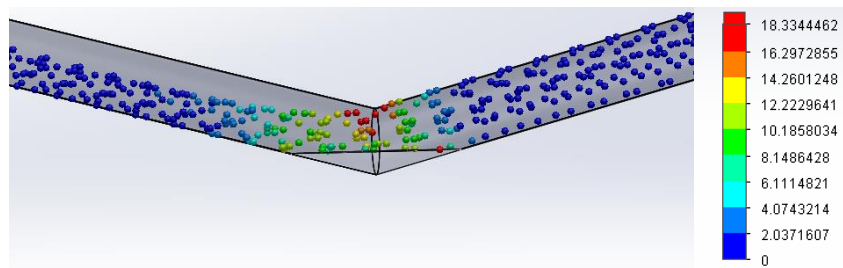


Рисунок 3.7 – Характер зміни числа Рейнольдса стосовно каптованих частинок МПС у викривленому газопроводі

Розгляд результатів моделювання умов взаємодії між елементами системи «ШГ – ГВ» показав, що величини витрати МПС в кінцевому перерізі трубопроводу обернено пропорційні зменшенню його прохідного перерізу в місці скупчення механічних відкладень породного та вугільного пилю, що призводить до падіння сумарної пропускної здатності вакуум-насосів. При цьому падіння їх продуктивності найбільш виражене у випадку зменшення прохідного перерізу трубопроводу на 50% і більше.

Скориставшись показниками взаємодії між елементами системи «ШГ – ГВ» та результатами оцінювання технічного стану ШДС, вдалося встановити, що в реальних умовах підземного середовища проектний профіль траси дегазаційного газопроводу являє собою складну транспортно-технологічну систему, яка під впливом деформацій гірського масиву безперервно змінює свій первісний напрямок як у вертикальній, так і в горизонтальній площинах. Як показали результати математичного та комп'ютерного моделювання, на рух МПС впливають певні негативні фактори, серед яких зміна напрямку та модуля вектора швидкості потоку, шорсткість стінок труб і механічних відкладень, а також утворені при цьому місцеві звуження трубопроводу.

3.3. Моделювання змін технічного стану шахтового газопроводу в зонах інтенсивного зсуву порід гірничих виробок

Один з ключових чинників, що негативно впливають на експлуатаційну надійність шахтових дегазаційних газопроводів, споруджених у підземних гірничих виробках – це зміна їхнього положення в просторі, спричинена деформацією гірського масиву. Трансформація проектного профілю траси підземних газопроводів у просторі зумовлює порушення стикових з'єднань металевих труб, що викликає підсмоктування в їхню порожнину рудникового повітря, а разом з ним вугільного і породного пилю.

Експериментально було доведено, що дегазаційні газопроводи, прокладені в дільничних пластових виробках, зазнають значно більших

просторових деформацій порівняно з магістральними але, запровадивши спеціальні заходи моніторингу й підтримання їхнього технічного стану, можна експлуатувати ці системи без ремонту [9].

У процесі вивчення режимів роботи шахтових дегазаційних систем [1] було встановлено, що в умовах інтенсифікації гірничих робіт технічний стан дільничних газопроводів і параметри шахтового середовища необхідно розглядати як взаємодійну транспортно-технологічну систему «ШГ – ГВ».

Сьогодні існує думка, що параметри взаємодії елементів технологічної системи «ШГ – ГВ» малодосліджені, тому необхідність оперативного контролю технічного стану дільничних газопроводів та визначення їхнього пропускної здатності в реальних виробничих умовах виконання спеціальних шахтових спостережень і теоретичного аналізу, аби отримати значення максимальних напружень і деформацій у лінійних частинах трубопроводу та в його вузлових з'єднаннях. У зв'язку з цим нетрадиційне для галузі технічне завдання вперше розглядають і виконують за допомогою моделювання умов взаємодії між елементами системи «ШГ – ГВ» з використанням методів математичного аналізу технічних систем і програмного комплексу SolidWorks.

Згаданий процес моделювання має мету виявити зони еквівалентних деформацій і напружень у лінійних частинах дегазаційних газопроводів, від чого залежить технічний стан і пропускна здатність транспортної системи.

Аналіз досліджень подібної тематики в суміжних галузях промисловості [25, 26, 27, 28], дозволяє стверджувати, що умови взаємодії підземних магістральних газопроводів з ґрунтовою поверхнею є найважливішим показником їхньої експлуатаційної надійності.

У нафтогазовій галузі, прокладаючи трубопроводи в ґрунтах з низьким опором та скупченнями води, аби знизити негативний вплив деформацій підшви на просторове положення траси, використовують для баласту обважнювачі. Однак на багатьох ділянках, особливо в холодну пору року ці засоби не завжди ефективні, тому проектні профілі трас експлуатованих

трубопроводів змінюють своє положення в просторове з утворенням вертикальних і горизонтальних вигинів.

Наприклад, існують розробки [29] де описані поздовжні переміщення лінійних ділянок трубопроводу з низьким опором ґрунту в перпендикулярному напрямку, що може викликати критичний рівень напружено-деформованого стану (НДС) в трубопроводі, зниження його експлуатаційної надійності й привести до руйнування. Треба зауважити, що магістральні трубопроводи, прокладені під землею, теж схильні до деформацій у процесі просідання ґрунту, тоді в них утворюються зони прогину труб. Величини НДС у газопроводах залежить від коефіцієнта пружності порід ґрунту і показники згинальної жорсткості труби [30].

Зміни положення в просторі трас шахтових дегазаційних газопроводів, що споруджуються в підземних виробках, кардинально відрізняються від того, що відбувається з магістральними трубопроводами нафти й природного газу, адже перші деформуються внаслідок конвергенції порід, наявних у гірничих виробках та під впливом здимання порід підшоши.

В опублікованих інформаційних джерелах особливості впливу подібних явищ на технічний стан дегазаційних газопроводів не описані. Не розглянуті також умови взаємодії елементів транспортно-технологічної системи «ШГ–ГВ», процеси розвитку деформацій в шахтових дегазаційних трубопроводах та негативні наслідки, що виникають в процесі викривлення їх у профілі та плані.

У фундаментальних дослідженнях експлуатаційних параметрів шахтових дегазаційних систем [31, 32] було зроблено висновки, про те, що для роботи установки з найменшими втратами розрідження, створеного вакуум-насосами, дегазаційна траса повинна мати мінімальний гідравлічний опір трубопровідної мережі, причому, аби уникнути потрапляння повітря в трубопровід з атмосфери гірничих виробок та утворення скупчень води, потрібна якісна герметизація фланцевих з'єднань ланок труб, прямолінійність траси з відповідними її ухилами. У зв'язку з цим основні вимоги до

експлуатованих шахтових дегазаційних газопроводів [17] – це забезпечення проектного профілю траси, герметичність фланцевих з'єднань труб та оперативний контроль технічного стану конструкції.

Аби успішно контролювати технічний стан дегазаційних трубопроводів, було сформовано базу вихідних даних [1], до якої входять показники просторового положення трубопроводу, фізико-механічних властивостей матеріалів експлуатованої трубопровідної системи, а також параметри негативних факторів, що діють на конструкцію.

До негативних факторів можна віднести ті, що можуть призводити до виникнення в дегазаційному трубопроводі статичного НДС, зокрема це деформації порід ґрунту, котрі спричиняють змушене просторове зміщення траси від проектного положення в просторі.

Основними джерелами інформації для формування бази вихідних даних слугує проектна, будівельна та експлуатаційна документація [15, 16, 17], результати моніторингу й діагностики технічного стану дегазаційного газопроводу, а також відомості спеціальних досліджень деформації гірського масиву в реальних умовах шахтового середовища [1].

Відповідно до програми комплексних досліджень, аби зібрати вихідну інформацію, потрібно виконати аналіз НДС як усієї трубопровідної системи, так і окремих її елементів, оцінити реальну міцність найбільш навантажених ділянок та визначити відповідність розрахункових запасів міцності цих ділянок чинним нормативам.

Результати досліджень параметрів низьколегованих сталей високої міцності [33], що можуть бути застосовані у виробництві труб, підтверджують, що їх фізико-механічним характеристикам властива ізотропія, тому вироби з них деформуються в усіх напрямках однаково. У зв'язку з цим деформацію матеріалу сталевих труб у процесі просторової зміни траси шахтового дегазаційного газопроводу було розглянуто ідентично, але з урахуванням впливу поведінки масиву гірських порід.

Для формування бази вихідних даних про характер змін в елементах системи «ШГ – ГВ» відповідно до реальних умов підземного середовища та для аналізу НДС в дегазаційному газопроводі було взято лінійно-пружну модель матеріалу труб, а параметри його пружних властивостей G описано у вигляді стандартних технічних характеристик, такими як модуль Юнга і коефіцієнт Пуассона [13]. Отже, згаданий параметр описано таким виразом:

$$G = \frac{E}{2 \cdot (1 + \nu)}, \quad (3.28)$$

де E – модуль Юнга; ν – коефіцієнт Пуассона.

Відомості із сформованого банку дають можливість об'єктивно оцінити рівень навантажень, які будуть причиною пластичної деформації та порушення цілісності трубопровідної конструкції.

У багатьох фундаментальних дослідженнях [13,14] для опису моделей деформації дегазаційного трубопроводу та для ведення практичних розрахунків параметрів процесу застосовують гіпотезу про енергію формозміни Губера – Мізеса. Так у Декартові системі координат x, y, z інтенсивність напружень визначено такою залежністю:

$$\sigma_i = \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot \sqrt{(\sigma_x - \sigma_y)^2 + (\sigma_y - \sigma_z)^2 + (\sigma_z - \sigma_x)^2 + 6(\tau_{xy}^2 + \tau_{yz}^2 + \tau_{zx}^2)}, \quad (3.29)$$

де $\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z, \tau_{xy}, \tau_{yz}, \tau_{zx}$ – компоненти тензора напружень.

Відповідно до виразу (3.29) еквівалентні напруження, що виникають у лінійних частинах трубопроводу, зумовлюють перехід матеріалу в пластичний стан і тоді, коли $\sigma_i = \sigma_T$, досягають межі плинності, а якщо $\sigma_i = \sigma_M$, то межі міцності, а це може бути причиною руйнування конструкції.

Як бачимо, описана модель пластичності може бути успішно використана в ролі критерію для визначення граничних станів та ймовірності руйнувань трубопровідних конструкцій.

Аби виконати математичне моделювання умов взаємодії між елементами системи «ШГ – ГВ» дегазаційний трубопровід уявляють як стрижень довжиною L , закріпленого з двох боків, до якого прикріплене навантаженням F . Тоді енергія деформацій трубопроводу буде відповідати такій залежності:

$$\delta V = \frac{1}{2} EI \left(\frac{d\theta}{dx} \right)^2 \delta x, \quad (3.30)$$

де E – модуль пружності; I – момент інерції перерізу труби.

Потенційну енергію вигнутого стрижня визначають за таким виразом:

$$V = U - \frac{1}{2} F \int_0^l \varphi^2 dx, \quad (3.31)$$

де U – потенційна енергія деформацій; F – стискаюча сила.

Головною складовою навантаження P є поздовжнє переміщення, викликане динамічним зусиллям від взаємодії шахтового газопроводу з масивом гірських порід на стадії утворення в ньому вигину.

Появу вигину труб, укладених на підшву підземної виробки, та поздовжні навантаження, які при цьому виникають було розглянуто як наслідок взаємодії трубопроводу з масивом гірських порід. У типових умовах експлуатації шахтових дегазаційних трубопроводів величина переміщення $u(x)$ має задовольняти рівняння поздовжньо-поперечного вигину й відповідати такій залежності:

$$\frac{d^2 u}{dx^2} - \frac{\pi D_1 k_n}{ES} = \frac{dP}{dx}, \quad (3.32)$$

де D_1, k_n – коефіцієнти, що характеризують пружні властивості ґрунту [36]; x – відстань від початку ділянки трубопроводу; S – площа газопроводу.

Дія пружної основи поперек трубопроводу може бути змодельована у вигляді пружинної підкладки, яка чинить опір поперечним переміщенням w .

Енергію деформацій вигину ϵ_D визначено з такої залежності:

$$\varepsilon_D = \frac{1}{2}EI \int_0^L \left(\frac{d^2w}{dx^2} \right)^2 dx, \quad (3.33)$$

потенційна енергія стискаючого навантаження

$$U_D = -\frac{1}{2}P \int_0^L \left(\frac{dw}{dx} \right)^2 dx, \quad (3.34)$$

а енергія деформацій пружної основи

$$\varepsilon_k = \frac{1}{2}K \int_0^L w^2 dx, \quad (3.35)$$

де K – жорсткість основи.

За результатами попередніх досліджень [1], було встановлено, що під впливом деформацій гірського масиву відбуваються просторові зміни траси шахтового газопроводу та його геометричної форми, а це може бути причиною розгерметизації системи, підсмоктування в труби рудникового повітря, вугільного та породного пилу і, як наслідок, зумовлює зниження пропускної здатності системи.

Необхідно зауважити, що взаємодія між елементами технологічної системи «ШГ–ГВ» – це малодосліджене питання гірничого виробництва, тому потребує спеціального вивчення. Це дозволить визначити максимальні напруження і деформації в лінійних частинах газопроводу і його вузлових з'єднаннях. У зв'язку з цим подальший розгляд нетрадиційного для галузі технічного завдання передбачає моделювання умов, у яких відбувається взаємодія елементів між системи «ШГ–ГВ» з використанням програмного комплексу SolidWorks.

У цій роботі було задіяне розроблену методику програмного моделювання режимів роботи ШДС. В її основу було покладено отримані за результатами маркшейдерського знімання висотні позначки профілю газопроводу, що були орієнтиром для моделі лінійних деформацій трубопроводу під впливом здимання порід підшоши.

У моделюванні деформованої ділянки газопроводу та гірничої виробки за допомогою програми SolidWorks було застосовано комплексний підхід. Шляхом використання методу скінченних елементів (МСЕ) [22] у програмі було виконано структурний аналіз реакції системи на конвергенцію масиву гірських порід, а також прогнозовано технічний стан газопроводу в реальних умовах шахтового середовища. Частиною програми й методики досліджень є також віртуальне тестування побудованих за результатами маркшейдерського знімання профілів деформованих ділянок газопроводу, та сформованих на їхній основі САД-моделей, що дає можливість встановити гранично допустимі напруження в стикових з'єднаннях трубопроводу в найбільш викривлених ділянках траси.

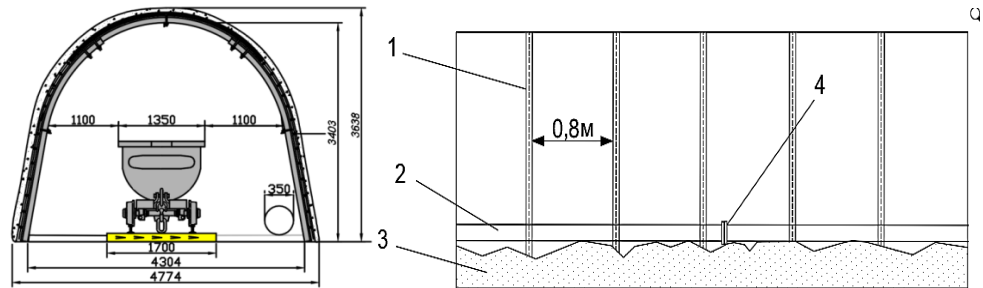
При цьому модельована ділянка викривленої в профілі траси дегазаційного трубопроводу складається з 6 ланок труб довжиною 4,0 м, діаметр труби станове 300 мм, а товщина стінки 4,0 мм. Труби для дегазації, які постачаються на шахти, виготовлені з простої вуглецевої сталі без спеціального покриття. Фізико-механічні властивості цього матеріалу, задані в створених САД-моделях, наведено в табл. 3.1.

Таблиця 3.1

Основні властивості вуглецевої сталі

Показник	Значення	Одиниця виміру
Модуль пружності	2,1e + 11	Н/м ²
Модуль зсуву	7,9e + 10	Н/м ²
Масова щільність	7800	кг/м ³
Межа міцності при розтягуванні	399826000	Н/м ²
Коефіцієнт Пуассона	0,28	
Межа плинності	220594000	Н/м ²
Коефіцієнт теплового розширення	1,3e – 0,5	
Теплопровідність	43	W/(м·K)
Питома теплоємність	440	Н/м ²

Аби змодельювати умови взаємодії між елементами технічної системи «ШГ – ГВ» у середовищі САПР за еталон було взято прямолінійну ділянку траси підземного газопроводу, змонтованого на підшві експлуатованої підземної виробки (див. рис. 3.8).



- 1 – рама кріплення; 2 – сталевий дегазаційний трубопровід;
3 – підшва гірничої виробки; 4 – стикове з'єднання труб

Рисунок 3.8 – Схема дегазаційного газопроводу, змонтованого на підшві виробки

Результати оцінювання технічного стану підземних дегазаційних газопроводів показали, що місце стикових з'єднань труб найбільш схильні до деформації. Скориставшись даними оцінювання, ділянки стикових з'єднань газопроводу розподілили на два взаємопов'язані елементи – це відрізок труби з фланцем на кінцях (див. рис. 3.9). За допомогою (МСЕ) на зону стикового з'єднання відрізків сталевих труб було накладено поелементну сітку для розрахунку навантажень і деформацій в її характерних місцях.

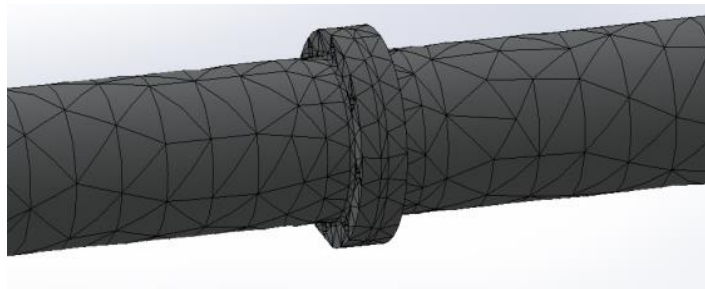


Рисунок 3.9 – CAD-модель розподілу стикового з'єднання труб на тетраедральні елементи

В описаній моделі для визначення навантажень і параметрів зміни профілю траси було використано реальні показники переміщення порід підшви гірничих виробок.

На рис. 3.10 відображено висотні зміщення у вузлових з'єднаннях дегазаційного газопроводу, виявлені за допомогою програмного комплексу SolidWorks.

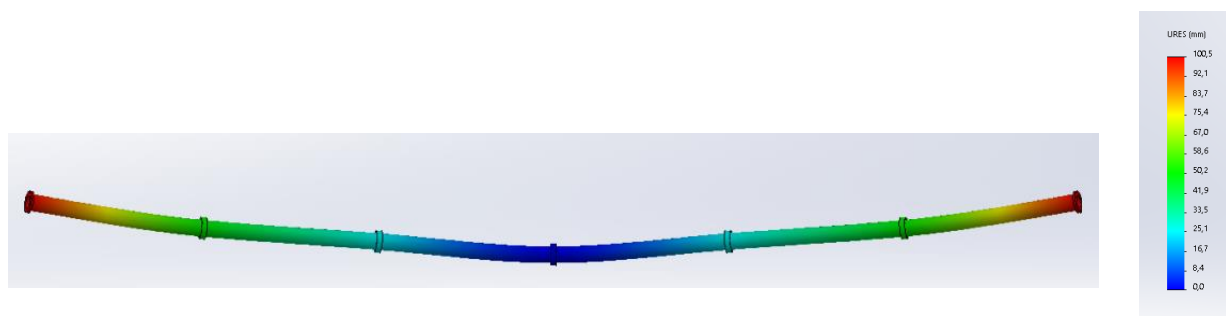


Рисунок 3.10 – Висотні зміщення у вузлових з'єднаннях дегазаційного газопроводу

Використаний для моделювання технічного стану шахтового дегазаційного трубопроводу програмний комплекс SolidWorks дозволив встановити еквівалентні напруження, максимальні деформації в лінійних частинах газопроводу, а також зони еквівалентних деформацій в вузлових з'єднаннях та показники запасу міцності газопроводу в реальних умовах шахтової середовища. В програмному комплексі SolidWorks [22] нормальні напруження σ_x , σ_y та σ_z позначено символами SX , SY та SZ , тому, розраховуючи еквівалентні напруження (Von Mises), їх позначають відповідно.

На рис. 3.11 наведено значення еквівалентних напружень, що виникають у вузлових з'єднаннях шахтового газопроводу під впливом деформації порід підосви виробки.

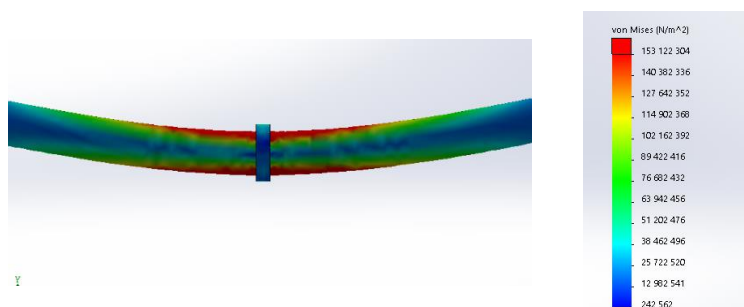


Рисунок 3.11 – Величини еквівалентних напружень шахтовому газопроводі

Обчислені величини відображають інформацію, достатню для оцінювання надійності конструкції, виконану з різних пластичних матеріалів.

Наведені на рис. 3.11 величини напружень von Mises обчислюються на основі таких шести компонентів:

$$VON = \{0,5 \cdot [(SX - SY)^2 + (SX - SZ)^2 + (SY - SZ)^2] + 3 \cdot (TXY^2 + TXZ^2 + TYZ^2)\}^{(1/2)}, \quad (3.36)$$

де: VON – напруження Von Mises; SX – нормальне напруження по X ;

SY – нормальна напруження по Y ; SZ – нормальне напруження по Z ;

TXY – зсув по осі Y у площині YZ ; TXZ – зсув по осі Z у площині YZ ;

TYZ – зсув по Z в площині XZ .

Можна також скористатись таким виразом, враховуючи три основні напруження, а саме:

$$VON = \{0,5 \cdot [(P1 - P2)^2 + (P1 - P3)^2 + (P2 - P3)^2]\}^{(1/2)}, \quad (3.37)$$

де: $P1$ – перше головне напруження (найбільше); $P2$ – друге головне напруження; $P3$ – третє головне напруження.

Результати оцінювання обчислених параметрів показують, що найбільш схильні до руйнування вузлові з'єднання шахтового дегазаційного газопроводу, напруження у яких сягають $150 \text{ МН} / \text{м}^2$, а це перевищує фізико-механічні міцності матеріалу, з якого виготовлено конструкцію (табл. 3.1).

На рис. 3.12 зображено характерні зони і наведено значення еквівалентних деформацій у вузлових з'єднаннях конструкцій. Ці відомості являють собою результати моделювання умов взаємодії між елементами транспортно-технологічної системи «ШГ – ПВ».

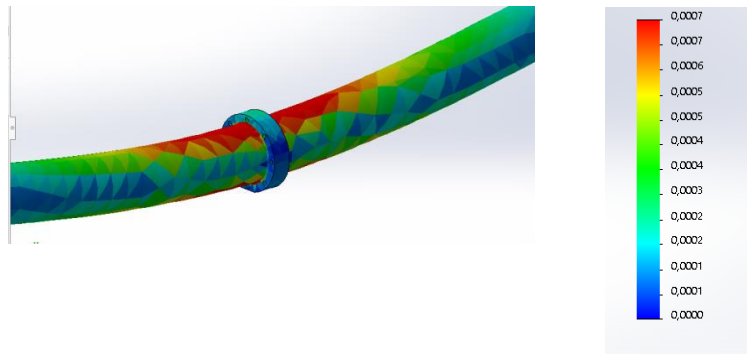


Рисунок 3.12 – Зони еквівалентних деформацій у вузлових з'єднаннях шахтового газопроводу

Значення розглянутих еквівалентних деформацій обчислюють, скориставшись величинами нормальних деформацій, тобто

$$ESTRN = 2 \cdot \left[(\varepsilon_1 + \varepsilon_2) / 3 \right]^{\frac{1}{2}}, \quad (3.38)$$

тут $\varepsilon_1 = 0,5[(EPSX - \varepsilon^*)^2 + (EPSY - \varepsilon^*)^2 + (EPSZ - \varepsilon^*)^2]$; (3.39)

$$\varepsilon_2 = 0,5 \cdot [(GMXY)^2 + (GMXZ)^2 + (GMYZ)^2] / 4; \quad (3.40)$$

$$\varepsilon^* = (EPSX + EPSY + EPSZ) / 3 \quad (3.41)$$

де $ESTRN$ – еквівалентна деформація; $EPSX$ – нормальна деформація по осі X; $EPSY$ – нормальна деформація по осі Y; $EPSZ$ – нормальна деформація по осі Z; $GMXY$ – зміщення по Y в площині YZ; $GMXZ$ – зміщення по Z в площині YZ; $GMYZ$ – зміщення по Z в площині XZ; ε_1 – нормальна деформація в першому головному напрямку; ε_2 – нормальна деформація в другому головному напрямку; ε_3 – нормальна деформація в третьому головному напрямку.

Результати оцінювання обчислених фактичних даних про величини деформації порід підосви виробок та аналіз моделі технічного стану шахтового дегазаційного трубопроводу із застосуванням програмного комплексу SolidWorks дали можливість виявити особливості взаємодії між елементами транспортно-технологічної системи «ШГ – ГВ», а також визначити запас міцності конструкції на її характерних ділянках і

відповідність цих параметрів фізико-механічним властивостям матеріалу (табл. 3.1). Як відомо дослідження умов взаємодії між елементами транспортно-технологічної системи «ШГ – ГВ» [1] показали найбільшу схильність до механічного ушкодження стикових з'єднань у ланках сталевих труб. Результати теоретичного аналізу та проведених експериментів стали базою для розробки рекомендацій з відновлення наявних дегазаційних газопроводів, а також їхніх методів технічного обслуговування в реальних виробничих умовах.

3.4. Розробка інноваційних методів зниження гідравлічного опору руху МПС в підземних газопроводах

Дослідження фізичних процесів видобутку метану під час розробки метанових вугільних пластів та їхнього впливу на продуктивність комплексно-механізованих очисних вибоїв зосереджено в праці як багатьох вітчизняних і зарубіжних учених, зокрема Бокія Б.В., Булата А.Ф., Каледіної Н.О., Кочерги В.М., Малашкіної В.А., Мінеєва С.П., Пучкова Л. А., Софійського К.К. та ін.[31, 37, 38]. Одночасно належить зауважити, що формування раціональних режимів роботи газотранспортних систем для переміщення МПС через підземні дільничні й магістральні трубопроводи, де були б враховані впливи підземного середовища, вивчено не достатньо.

У зв'язку з цим треба відзначити такі характерні риси традиційно експлуатованих шахтових газотранспортних систем:

- робота газопроводів в умовах агресивного підземного середовища;
- наявність вологи і механічних домішок у каптованій МПС;
- постійні просторові зміни профілю дегазаційного трубопроводу під впливом процесу деформації гірського масиву;
- транспортування МПС в умовах вакууму;
- зміна якісного складу МПС внаслідок припливу шахтового повітря в газопровід через нещільність фланцевих з'єднань.

Результати досліджень, виконаних ученими ІГТМ НАН України [38], підтверджують, що зниження тиску в дегазаційному трубопроводі прямо пропорційно залежить від перевищення встановлених норм обсягу повітря, що підсмоктується в труби з атмосфери гірничих виробок. Зниження концентрації метану під час транспортування МПС у викривлених підземних газопроводах призводить до утворення механічних відкладень твердих частинок вугілля та породного пилу на деформованих ділянках труб і далі може бути причиною перекриття їхнього гідравлічного перерізу.

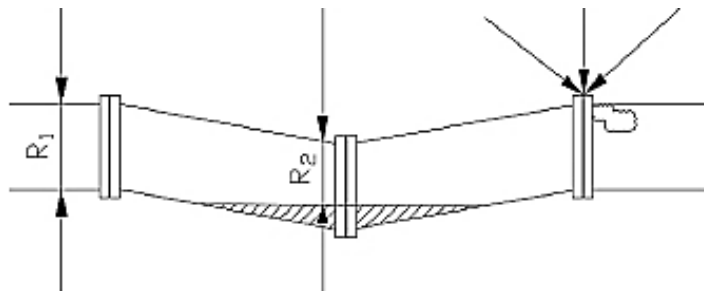
У літературі [39] також розглянуто теоретичні засади процесу каптування газової суміші в дегазаційних газопроводах, при цьому зроблено висновки, що згадані вище негативні фактори мажуть зумовлювати підвищення вартості її транспортування в мережі підземних трубопроводів.

Однак ученими ще не розроблено рекомендацій для вдосконалення наявних систем шахтових газопроводів і не створено транспортно-технологічних методів підвищення їхньої ефективної роботи в реальних умовах шахтового середовища.

За результатами досліджень [40] було експериментально підтверджено, що транспортування МПС через викривлені в плані та в профілі газопроводи викликає в системі утворення зон розрідження та зниження концентрації метану в суміші через наявність місцевих скупчень краплинної рідини, а також відкладень вугільного та породного пилу. Такі явища мають місце всередині труб та в стикових з'єднаннях їхніх ланок.

Схему розміщення характерних зон відкладення домішок та ділянок можливої зміни аеродинамічного опору трубопроводу та зниження пропускної спроможності конструкції подано на рис. 3.13.

Особливістю роботи газотранспортних систем в умовах діючих вугледобувних підприємств Західного Донбасу є те, що дегазаційні трубопроводи прокладаються в дільничних виробках які під впливом інтенсивних деформацій порід підосви і ряєних припливів води.



 – зони скупчень механічних домішок;


 – зони всмоктування шахтового повітря в трубопровод.

Рисунок 3.13 – Характерні зони скупчень механічних домішок і всмоктування шахтового повітря у вакуумний газопровід

Крім того, зі збільшенням протяжності газопроводу системи дегазації шахти (робота на відстані 3 – 5 км меж кордонів шахтових полів) відбувається втрата тиску по всій довжині траси, створюваного вакуумними насосними станціями.

Традиційно сталеві труби для будівництва шахтових газопроводів надходять у вигляді вимірювальних ланок довжиною 4,0 м. Причому розрахунок показує, що на одну гілку газопроводу припадає до 750 – 1250 стикових з'єднань. У мірі збільшення довжини підземного газопроводу в зонах деформації стикових з'єднань зростає об'єм припливів повітря в систему дегазації, значно знижується концентрація метану в суміші, а гідравлічний опір системи збільшується, тому наявні дегазаційні газопроводи потрібно розглядати як складну динамічну систему [41].

Остання обставина спричинена тим, що внаслідок переміщення МПС через криволінійний газопровід на певних його ділянках (рис. 3.8) відбуваються інтенсивні відкладення механічних компонентів і відбуваються припливи шахтового повітря, яке подається через вентиляційну систему. Всі описані ефекти в сукупності призводять до зниження пропускної спроможності експлуатованої газотранспортної мережі.

З огляду на такі обставини інтенсивна розробка метанових і вугільних пластів зумовлює забезпечення необхідної ефективності дегазації та

пропускної здатності газотранспортної системи, тому виникає необхідність адаптувати її до реальних умов шахтового середовища та змінити традиційні підходи до визначення параметрів траси. На практиці, аби підвищити пропускні можливості, системи дегазації, під час її реконструкції прокладаються паралельні ділянки газопроводу. Однак це спричиняє зростання фактичної довжини підземної траси, а значить збільшення кількості стикових з'єднань сталевих труб.

Відповідно до вимог нормативних документів [17] для будівництва підземних дегазаційних газопроводів рекомендовано використовувати сталеві труби з товщиною стінки не менше 2,5 мм або труби з інших матеріалів, дозволених для експлуатації в шахтових умовах.

Слід зазначити, що проектуючи системи дегазації особливу увагу потрібно приділяти обґрунтуванню їхньої пропускної здатності, показники якої обчислюють на основі прогнозованого об'єму надходження МПС, тиску в трубопроводі, питомих втрат тиску під час транспортування раціональних значень діаметра труб у відповідних ділянок.

Шахові системи дегазації являють собою розгалужену мережу спеціальних трубопроводів: свердловинних – діаметром 100 – 150 мм, дільничних – 150 – 250 мм і магістральних 250 – 530 мм. Свердловинні й дільничні трубопроводи оснащуються запірною арматурою і короткими відрізками труб, що мають зовнішню нарізь (фітінгами) і слугують для відбору проб газу, контролю тиску, температури й витрати газової суміші.

На рис. 3.14 зображено реальну схему дегазації шахт ДТЕК з інформацією про розрахунки і фактичний об'єм метановиділення.

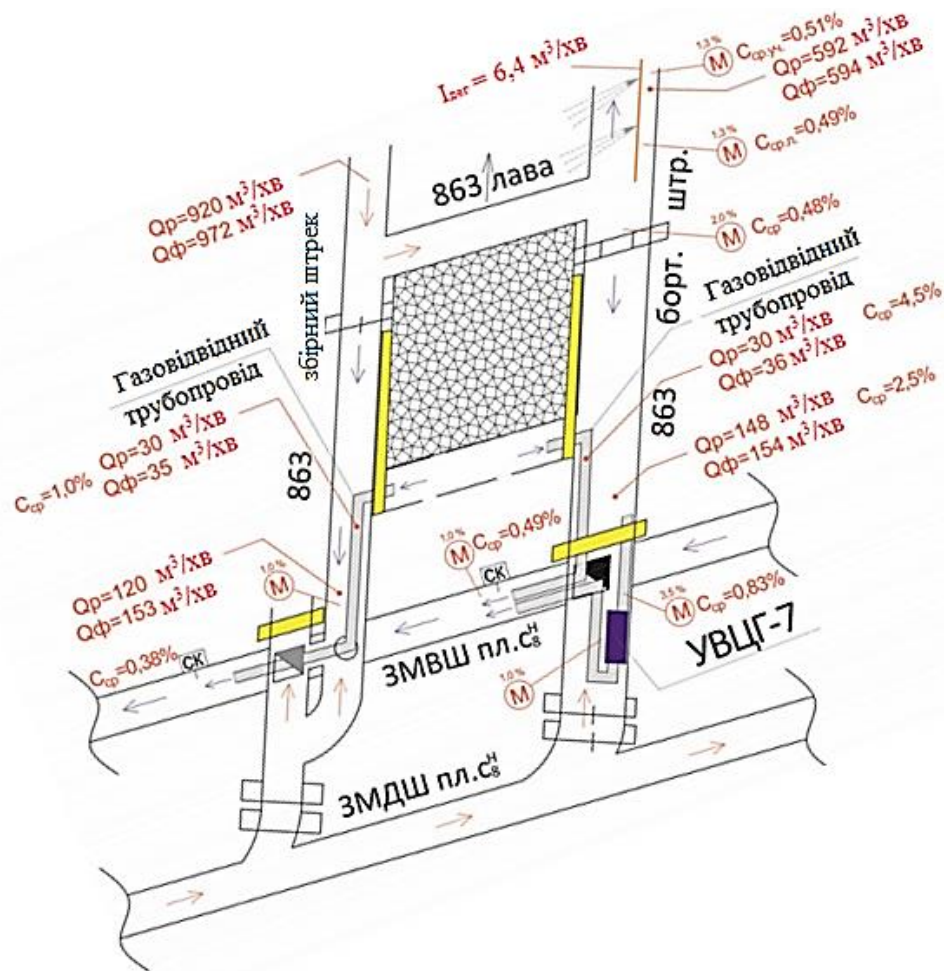


Рисунок 3.14 – Типова схема шахтової дегазації:

Згідно з літературним джерелом [42], об'єм МПС, що надходить у газопровід за одиницю часу, визначають з такого виразу:

$$Q_{зм.д} = Q_{зм.р} \cdot k_p, \quad (3.42)$$

де $Q_{зм.р}$ – розрахункова витрата МПС, м³/хв; k_p – коефіцієнт резерву з урахуванням похибки прогнозу викидів метану (взято $k_p = 1,1$).

Діаметр труб у газопроводі, з використанням якого вакуумні насоси будуть забезпечувати необхідну витрату суміші, визначають за таким відношенням:

$$d = 0,04 \left(\frac{Q_{см.р}^2}{\Delta P_{пит}} \right)^{0.188}. \quad (3.43)$$

Якщо з'єднують труби різного діаметра послідовно (рис. 3.9), то зазвичай, розраховують їхній еквівалентний діаметр, а саме:

$$d_{\text{екв}} = \left(\frac{(d_n \cdot d_{n+1})^{5,33} (l_{n+1} + l_n)}{l_{n+1} \cdot d_n^{5,33} + l_n \cdot d_{n+1}^{5,33}} \right)^{0,188} \quad (3.44)$$

де d_n – діаметр перерізу трубопроводу, м; d_{n+1} – діаметр наступного перерізу, м; l_n – довжина перерізу трубопроводу, м; l_{n+1} – довжина наступної ділянки, м.

Аби забезпечити необхідну пропускну здатність системи для кожної ділянки дегазаційної мережі традиційно беруть найближчий стандартний діаметр труб з урахуванням якого розраховують експлуатаційні параметри траси.

При цьому, незважаючи на жорсткі вимоги нормативних документів [17], до проектування експлуатаційних параметрів газотранспортних систем, зазвичай не враховують динамічні зміни профілю трубопроводу, що відбуваються під впливом геомеханічних процесів гірського масиву. Дослідження підземного газопроводу показали, що у виробках, обладнаних системою газопроводів, як наслідок зближення бічних і здимання ґрунтових порід підосви відбуваються лінійні деформації трубопроводу в місцях стиків його ланок.

За результатами діагностики технічного стану шахтових газопроводів з використанням розроблених ученими технічних засобів [9] встановлено, що в місцях інтенсивного прогину профілю трубних ланок було зафіксовано наявність механічних домішок, порушення герметичності з'єднань та інтенсивне всмоктування в мережу шахтового повітря. Дослідження інших учених виявили [43] в зонах інтенсивного осадження механічних домішок зміну шорсткості внутрішніх стінок сталевих труб, і як наслідок зниження пропускну здатності мережі.

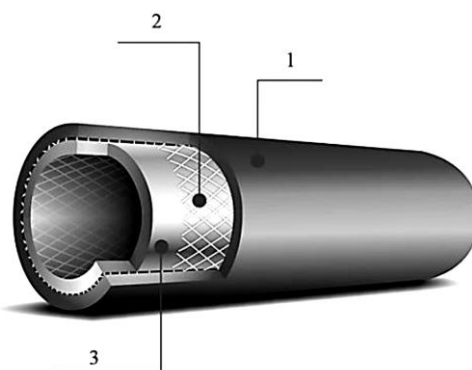
У зарубіжній та вітчизняній практиці експлуатації газотранспортних систем спеціалісти керуються спеціальними рекомендаціями стосовно зниження шорсткості лінійних трубопроводів і збільшення їх пропускну здатності у яких запропоновано застосовувати, замість сталевих, гнучкі

труби, виготовлені з композитних матеріалів. Вважається що вони дуже добре підходять для будівництва внутрішньошахових трубопровідних систем [44, 45].

У багатьох літературних джерелах описано конструктивні особливості й технічні характеристики труб з композитних матеріалів (скловолокна), але не подано конкретних методичних рекомендацій щодо будівництва підземних газотранспортних систем, експлуатації, контролю та діагностики їхнього технічного стану.

Для розробки початкових вимог до створення газотранспортних систем нового покоління було виконано порівняльний аналіз ефективності роботи традиційних сталевих газопроводів і тих, що виготовлені з композитних матеріалів. Серед показників ефективності останніх в умовах шахтового середовища розглядають такі характеристики: міцність матеріалу, його зносостійкість, шорсткість, пристосованість до змін профілю траси в процесі інтенсивного видобутку запасів вугілля.

Труби з імпортованих композитних матеріалів, мають багатошарову структуру, і кожен шар у них має певну функцію. Наприклад, аби зменшити шорсткість поверхні, внутрішній шар композитних труб виготовляють з поліетилену високої щільності. Зміцнення полімерних труб, досягають за рахунок чотиришарового обмотування металевою стрічкою в протилежних напрямках або скориставшись сталевим шнуром (рис. 3.15).



1 – поліетилен високої щільності; 2 – поліетилен низького тиску;
3 – стрічка металева.

Рисунок 3.15 – Конструктивні особливості гнучких композитних труб

Таке компонування труб має в основі ідею зменшення відкладень механічних домішок у всередині трубопроводу й підвищення його адаптаційної здатності під час формування криволінійності траси. Для захисту труб від негативного впливу навколишнього середовища і механічних ушкоджень зовнішній шар труби зазвичай виготовляють з поліетилену низького тиску.

Найбільші виробники гнучких композитних труб [46, 47, 48] роблять опис технічних характеристик власної продукції (табл. 3.2), а також рекомендації до їхнього використання в системах життєзабезпечення гірничодобувних підприємств, зокрема дегазаційної, дренажної, прокладених комплексів і т.д. При цьому вони не наводять приклади експлуатації таких виробів у реальних умовах підземного середовища.

Таблиця 3. 2

Технічні характеристики гнучких композитних труб від найбільших виробників

Назва виробника	Країна походження	Найменування виробу	Номинальний діаметр, мм	Максимальний робочий тиск, МПа
FlexSteel	США	FlexSteel	50, 75, 100, 150	20,68
Shawcor Ltd	Канада	FlexPipe	50, 75, 100	10,34
Shawcor Ltd	Канада	FlexCord	75, 100	15,51
Fiberspar	США	Fiberspar	60, 90, 110, 150, 170	17,24
Thermoflex	США	Thermoflex	50, 75, 90, 100, 110, 125, 150	13,8

До того ж пластикові труби, що мають наведений у табл. 3.2 номінальний діаметр, практично не використовуються в шахтових системах дегазації. Це пов'язано з наявністю низки технічних, технологічних й організаційних причин, а також з тим, що не існує нормативних документів, які регламентували б їхнє промислове застосування в реальних виробничих умовах, а також не проведено спеціальних досліджень у цій сфері.

Для забезпечення проектної пропускної здатності систем дегазації шахтові газопроводи залежно від об'єму МПС, яка надходить у систему, формуються з труб певного діаметра (див. рис. 3.24). Відповідно до нормативних документів [16], об'єм метану визначають, скориставшись даними про його вміст у вугільному масиві, запровадивши належні методи дегазації та з огляду за технічним станом засобів його видобутку. У виробничих умовах використовуються два магістральних газопроводи для забезпечення необхідної пропускної здатності газотранспортної системи.

Як відомо, виготовлені з композитних матеріалів труби невеликого діаметра здатні транспортувати такий самий об'єм суміші, що й сталеві труби, які мають набагато більший діаметр. Проведені останнім часом дослідження [42] підтверджують, що шорсткість поверхні внутрішніх стінок труб виготовлених з композитних матеріалів, а, отже, і їхній гідравлічний опір, у десятки разів менший, ніж той, що мають сталеві труби (див. табл. 3.3).

Таблиця 3.3

Типові значення шорсткості поверхні (чистоти обробки) основних матеріалів труб у системах дегазації

Труби (матеріал) / стан	Шорсткість, мм
Сталева цільнотягнута нова	0,02 – 0,1
Сталь електрозварювальна нова	0,05 – 0,1
Сталь оцинкована нова	0,15
Сталь очищена	0,15 – 0,2
Сталь злегка іржава	0,1 – 0,4
Сталь іржава	0,4 – 3
Сталь дуже іржава	1 – 2
Сталь із накипом	1 – 4
Склопластик	0,0001 – 0,0015

Гідравлічний опір трубопроводів оцінюють з огляду кількості на подолання сил тертя енергії [42]. До реальних гідровтрат у підземних газопроводах, викривлених у профілі та в плані, відноситься тертя по довжині траси, а також на криволінійних ділянках, поворотах, звуженнях у трубі, що мають звужений діаметр унаслідок засмічення та ін.

Результати перевірки технічного стану демонтованих ланок шахтових трубопроводів, моделювання шорсткості труб та експлуатаційні розрахунки дегазаційних газопроводів показали, що від того яким будуть внутрішні поверхні конструкцій, залежить кількість енергії, витраченої на транспортування одного і того самого об'єму МПС. Визначені в процесі комплексних досліджень показники свідчать про справедливості наведених у табл. 3.2 даних і дають підстави стверджувати, що композитні труби, на відміну від сталевих, мають значно нижчі величини шорсткості внутрішньої поверхні та гідравлічного опору, отже, їхня пропускна здатність більш висока.

У реальних умовах експлуатації шахтових дегазаційних систем було виявлено негативний фактор підвищення гідравлічного опору в сталевих газопроводах, що спричинено великою кількістю стикових з'єднань. У зв'язку з цим застосування гнучких пластикових труб великої протяжності дозволить мінімізувати кількість стикових ланок та підвищити надійність дегазаційного трубопроводу.

За результатами експертного оцінювання ймовірності застосування композитних труб у дегазаційних системах встановлено, що найбільш прийнятними для ефективної заміни сталевих дегазаційних трубопроводів на конструкцію, виготовлену з композитних матеріалів, є ділянки, розміщені на магістральних виробках, оскільки вони не потребують зміни довжини (наросування або демонтажу елементів). Останнє зумовлено тим, що технологія монтажу та демонтажу дільничних газопроводів залежить від особливостей застосовуваних систем розробки та способів підтримання належного стану виробок.

При цьому треба мати на увазі, що спорудження підземних дегазаційних газопроводів, виготовлених із композитних труб великої протяжності, пов'язано з розробкою спеціальних засобів та інтегрованих технологій доставки рулонів труб від виробника до місць їхнього монтажу.

Доставку довгомірних вантажів у шахту зазвичай здійснюють на спеціальних платформах шляхом формування кількох вантажних одиниць, що підвішуються під кліттю з подальшим опусканням їх в місце горизонту відкатки й транспортування до місць встановлення [49].

До недоліків описаної технології треба віднести враховуючи гранично допустимі, відповідно до умов транспортування негабаритних вантажів довжини сталевих труб (8 метрів), які надходять на шахту від виробника.

Перевагою труб, виготовлених із композитних матеріалів, вважається можливість їхнього транспортування у бухтах (рис. 3.16), що мають сумарну довжину до 1000 м залежно від діаметра [44]. Пластичні властивості композитних труб та їхні фізико-механічні характеристики створюють можливості спорудження трубопроводів із мінімальною кількістю стикових з'єднань, причому монтувати пластикову труби безпосередньо з бухти.

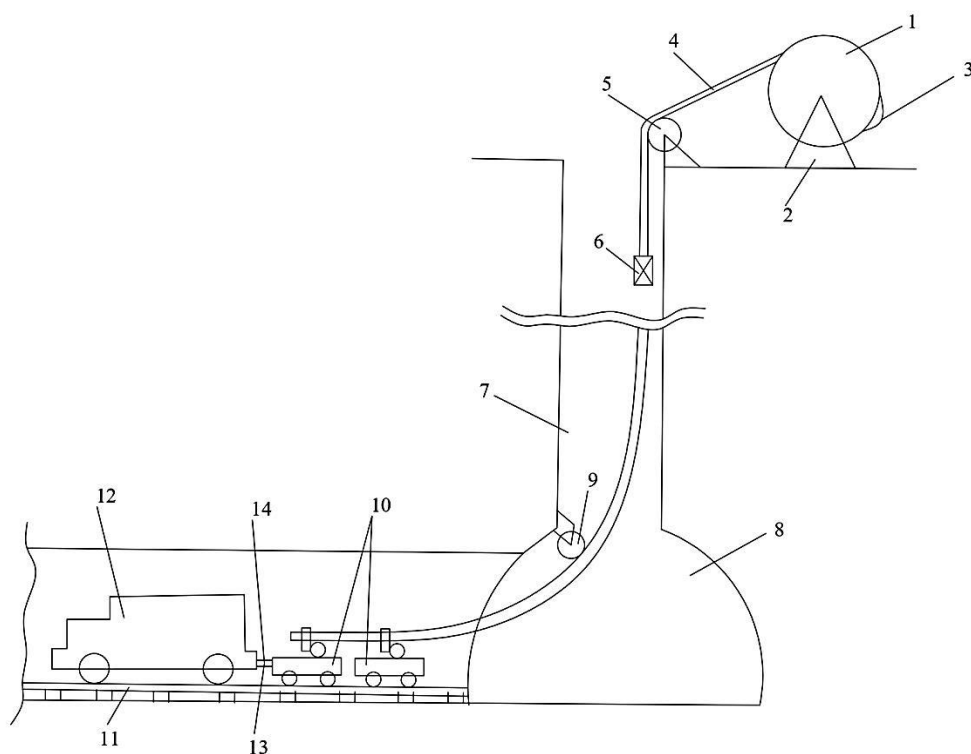


Рисунок 3.16 – Транспортування композитних труб у бухтах

Використовуючи зарубіжний досвід облаштування протяжних трубопроводів у вигляді цілих цільних довгомірних відрізків пластикових труб, набутий суміжними галузями промисловості, було розглянуто можливості спорудження конструкцій на основі труб з композитних матеріалів, які мають мінімальну кількість стикових з'єднань. Для реалізації такої ідеї було розроблено новий спосіб доставки довгомірних ланок

композитних труб у шахту [49]. Його сутність полягає в тому, аби створити спеціальні транспортні пристрої, здатних переміщувати цілісні ланки труб з поверхні шахти по стовбуру до горизонту відкочування і далі через підземні виробки до місця монтажу магістрального газопроводу.

Це дозволяє доставляти в шахту (рис. 3.17) композитні труб довжиною до 1000 м, отже, технічне завдання сформувавши магістральні ділянки дегазаційного трубопроводу, що мають мінімальне число стикових з'єднань, вдається виконати, уникнувши поділу труб на мірні ланки.



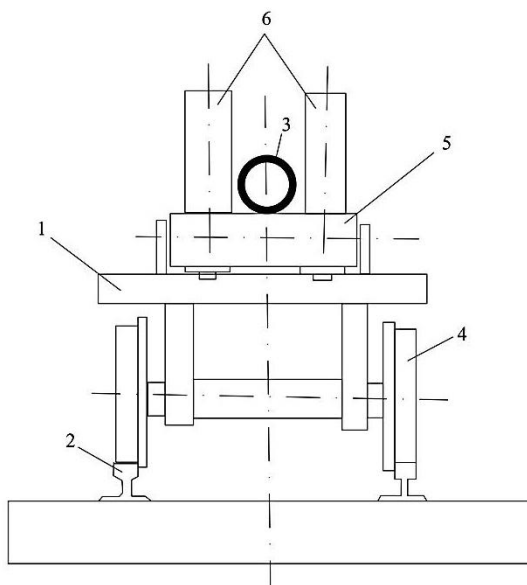
- 1 – барабан; 2 – станина; 3 – гальмо; 4 – труба; 5,9 – напрямні блоки;
 6 – вантаж; 7 – стовбу; 8 – навколостовбурний двір; 10 – напрямні пристрої;
 11 – рейковий шлях; 12 – електровоз; 13,14 – зчіпні пристрої.

Рисунок 3.17 – Спосіб доставки пластикового трубопроводу до шахти

Технологія доставки композитних труб включає операції змотування труб з барабана, спуску їх через систему блоків по стовбуру до горизонту відкатки та укладання в напрямні транспортних кареток, оснащених горизонтальними й вертикальними роликami, що утримують трубу в стані, здатному до транспортування. (рис.3.18).

При цьому розроблений комплекс транспортного обладнання виключає провисання труб і дозволяє переміщувати довгомірні ланки пластикових труб у криволінійних виробках безпосередньо до місця монтажу.

Облаштування магістрального дегазаційного трубопроводу на основі композитних матеріалів здійснюють відповідно до технічних вимог нормативної документації [17].



- 1 – рама; 2 – рейковий шлях; 3 – пластикова труба; 4 – колісна пара;
5 – горизонтальний ролик; 6 – вертикальні ролики.

Рис. 3. 18 – Напрямний пристрій для переміщення пластикових труб

Запровадивши інноваційні способи монтажу дегазаційних систем, вирішують проблему підвищення надійності конструкцій та забезпечення її пропускної спроможності. Як було зазначено, заміна сталевих труб на композитні означає зменшення кількості стикових з'єднань, що унеможливорює формування зон відкладання механічних домішок на стінках труб та ділянок звуження їхнього діаметра, а це врешті-решт дозволяє підвищити ефективність експлуатації газотранспортної системи шахти в цілому.

Для оцінювання ефективності роботи вакуумного підземного дегазаційного трубопроводу на шахтах, що діють, використовують таку залежність:

$$E = \frac{Q_{\phi}}{Q_p}, \quad (3.45)$$

де Q_{ϕ} , Q_p – витрата МПС в системі газопроводів фактична та розрахункова, м³/хв.

Згідно з рекомендаціями фахівців [50] ефективність використання вакуумного газопроводу на основі композитних труб визначають з такої залежності:

$$E_{\text{гп}} = E_{\text{г}} + E_{\text{пс}}, \quad (3.46)$$

де $E_{\text{г}}$ та $E_{\text{пс}}$ – показники ефективності герметичності й пропускної спроможності газопроводу.

Своєю чергою згадані показники визначають таким чином:

$$E_{\text{гр}} = \frac{Q_d - Q_c}{Q_d}, \quad (3.47)$$

$$E_{\text{пс}} = \frac{Q_p - Q_d}{Q_d}, \quad (3.48)$$

де Q_c – об'ємна витрата МПС на виході зі свердловини, м³/с;

Q_d , Q_p – дійсна та розрахункова об'ємна витрата МПС, м³/с.

Аби об'єктивно оцінювати ефективності роботи дегазаційного трубопроводу, необхідно враховувати коефіцієнт прямолінійності трубопроводу $k_{\text{пт}}$.

Тоді розрахункова об'ємна витрата МПС у вакуумному трубопроводі відповідає такій залежності:

$$Q_p = Q_d(1 - k_{\text{пт}}), \quad (3.49)$$

де $k_{\text{пт}}$ – коефіцієнт прямолінійності трубопроводу.

Розрахований на базі описаних залежностей реальний коефіцієнт ефективності використання вакуумного трубопроводу E_{zn} порівнюється з його максимально можливим значенням E_{nz1} , у якому враховано максимально можливі величини герметичності, прямолінійності трубопроводу який до того ж не має механічних скупчень.

За динамікою зміни коефіцієнта ефективності E_{zn} протягом певного періоду експлуатації оцінюють пропускну здатність підземного дегазаційного трубопроводу, а також його герметичність.

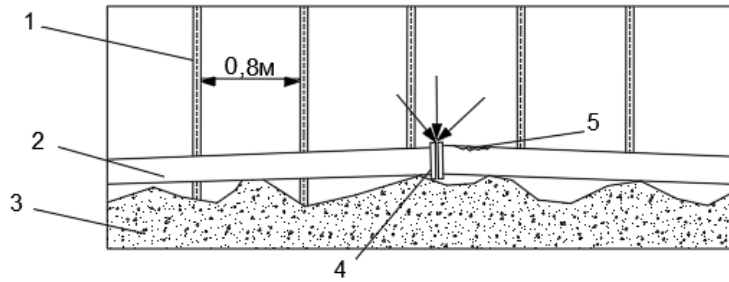
За результатами оцінювання ефективності роботи наявних дегазаційних систем було встановлено, що в розрахунках експлуатаційних параметрів трубопроводів у виробках з інтенсивним здиманням порід ґрунту необхідно вносити поправковий коефіцієнт прямолінійності трубопроводу $k_{пт}$, у якому взято до уваги зміни профілю внаслідок впливу геомеханічних процесів, що відбуваються в гірничому масиві.

Саме тому потрібно провести з урахуванням виробничих умов дослідження стану траси підземного газопроводу в зонах інтенсивного зсуву порід гірничих виробок

3.5. Удосконалення методів технічного обслуговування та реновації шахтових дегазаційних газопроводів

На сучасних вугільних шахтах питанням оцінювання технічного стану газопроводу та його подальшого ремонту займається персонал дільниці ВТБ. Треба зауважити, що при цьому технічне обслуговування й ремонт дегазаційного газопроводу відбувається без застосування спеціального обладнання, а тому мають місце деформації ущільнювачів і ланок конструкції.

Через деформацію профілю підосви виробки, газопровід зазнає змін положення у просторі там, де наявні стикові з'єднання між його ланками ушкоджуються і крізь них потрапляє рудникове повітря всередину системи (див. рис. 3.19).



☛ – зона потрапляння рудникового повітря в деформований газопровід;

1 – аркове кріплення виробки; 2 – дегазаційний газопровід;

3 – деформовані породи підшви гірничої виробки; 4 – стикове

міжтрубне з'єднання; 5 – внутрішня корозія

Рисунок 3.19 – Схема впливу негативних ефектів гірничої виробки на стан дегазаційного газопроводу

Для підвищення ефективності інноваційної системи технічного обслуговування ШДС типові uszkodження дегазаційних газопроводів були класифіковані за категоріями складності їх усунення на легкі *L*, середні *M* й важкі *V*. За критерії оцінювання складності було взято тривалість усунення кожної відмови й кількість залучених до цієї роботи працівників.

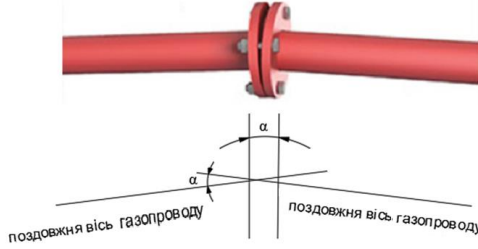
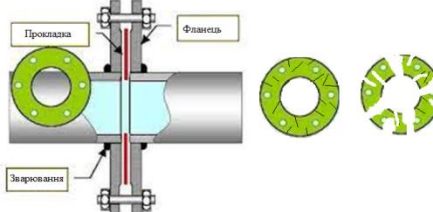
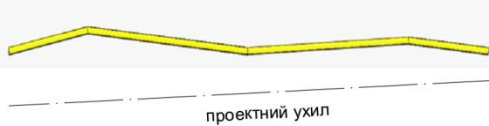
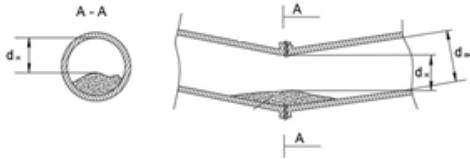


Створений банк вихідних даних про види й категорії uszkodжень газопроводів слугує основою для подальших визначень того, коли саме під час дегазаційної системи доцільно проводити технічне обслуговування чи реновацію в нетипових або екстремальних умовах роботи.

У табл. 3.4 подано інформацію про характерні uszkodження дегазаційних газопроводів у процесі їхньої саме під впливом згаданих умов.

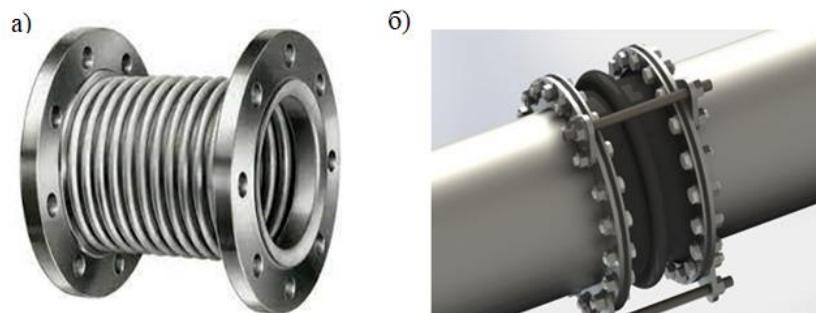
Як свідчить виробнича практика, найбільш поширені uszkodження системи – це порушення герметичності фланцевих з'єднань сталевих труб та непрогнозовані зміни профілю траси газопроводу (її прогини й вигини) внаслідок деформацій гірського масиву [1, 9]. У зв'язку з цим у підземних виробках з активним здиманням порід підшви спостерігаються поздовжні зміни довжини газопроводу відносно її проектного значення.

Таблиця 3.4

Характерні ушкодження дегазаційних газопроводів у процесі їхньої експлуатації

№ з/п	Вид пошкодження	Тип ушкодження	Категорія складності	Причина ушкодження
1		Кутове зміщення траси дегазаційного газопроводу	L	Зміна профілю траси газопроводу внаслідок деформації гірських порід у підземних виробках
2		Дефекти фланцевих прокладок	M	Ушкодження фланцевих з'єднань дегазаційних труб
3		Утворення знакозмінного профілю траси	V	Прогини й вигини траси газопроводу внаслідок здимання порід підшви підземних виробок
4		Механічні відкладення породного і вугільного пилу	V	Деформація ланок дегазаційного газопроводу в місцях стикових з'єднань сталевих труб
5		Утворення гідратних пробок	V	Вміст вологи в газі та коливання температури й тиску в системі
6		Внутрішня та зовнішня корозія сталевих труб	V	Агресивне шахтове середовище

Відомо, що на магістральних газопроводах у нафтогазовій галузі для запобігання змінам поздовжнього профілю траси, прокладених у нестійких ґрунтах, застосовують спеціальні пристрої (компенсатори), аби зменшити вплив зміни довжини труб [51]. За результатами аналізу технічних характеристик і конструктивних особливостей наявних пристроїв, що регулюють зміни довжини траси дегазаційного газопроводу в специфічних умовах шахтового середовища, рекомендовано використовувати сильфонні компенсатори (див. рис. 3.20).



а – сильфонний компенсатор; *б* – гумовий компенсатор

Рисунок 3.20 – Конструктивні особливості компенсаторів

Доведено, що внаслідок інтенсивних деформацій гірського масиву пружна асиметрична гофрована металева оболонка сильфону дозволяє компенсатору під дією поздовжніх, поперечних і кутових зусиль розтягуватися, стискатися, деформуватися в поперечному напрямку та згинатися зі значними переміщеннями, зберігаючи при цьому герметичність труби [9].

Аналогічні властивості мають гумові компенсатори, армовані тканинним кордом, які відносяться до групи гнучких пристроїв, що встановлюються на трубопроводі з метою їхнього захисту від впливу негативних факторів (стрибків тиску, вібрацій та ін.) у процесі експлуатації.

Застосування описаних компенсаторів у дегазаційних газопроводах дає змогу зменшити негативні впливи середовища, підтримуючи належний технічний стан траси завдяки таким діям:

- координування непрогнозованих змін довжини газопроводу в процесі деформацій гірських порід, які містяться в пластових дільничних виробках;
- підвищення герметичності стикових з'єднань за рахунок гнучкості встановлених пристроїв.

До невирішених питань підтримання технічного стану шахтових дегазаційних газопроводів належить те, що в галузі не існує спеціального обладнання для вирівнювання викривлених трас сталевих газопроводів з уникненням механічних ушкоджень конструкцій.

Ці згадані обставини обумовили необхідність пошуку й розробки нових технічних рішень щодо забезпечення ефективних способів і засобів вирівнювання викривлених у просторі дегазаційних газопроводів.

Як перспективний напрям вирішення цієї проблеми взято до розгляду наукові напрацювання НТУ «Дніпровська політехніка» [52, 53] на тему обґрунтування, розробки та впровадження в гірниче виробництві пневмобалонів – конструкцій, складених з м'яких оболонки.

Пневмобалон являє собою замкнену герметичну камеру, виготовлену з матеріалів, що легко піддаються багатоцикловою вигинам без втрати адаптаційних властивостей і міцності. Обґрунтовуючи конструктивні й силові параметри пневмобалонів, розглядаючи їх як засіб кріплення гірничих виробок, автори враховували основні експлуатаційні показники, цих пристроїв, зокрема вантажопідйомність, максимальна розсувність (висота підйому) та максимально допустимий робочий тиск всередині посудини.

Враховуючи високу контактну спроможність і щадливі властивості пневматичних конструкцій, складених із м'яких оболонки, було рекомендовано застосувати пневмобалонний домкрат у технології вирівнювання викривлених дегазаційних підземних трас.

Для обґрунтування принципів дії, параметрів і конструкції пневмобалонного домкрата було розглянуто процес реновації деформованого дегазаційного газопроводу в специфічних умовах гірничих виробок як взаємодійну систему «гірський масив – пневмодомкрат – трубопровід».

Показники взаємодії між елементами названої системи визначали шляхом моделювання їхніх конструктивних і силових параметрів. Як найбільш вразливий елемент підземного дегазаційного газопроводу було визнано фланцеве стикове з'єднання між сталевими трубами, порушення цілісності, а також, і герметичності якого під впливом деформації порід гірського масиву може мати негативні наслідки для роботи ШДС.

На рис. 3.21 зображено схему (ідеальну) взаємодії подушкоподібної м'якої оболонки пневмобалонного домкрата з трубопроводом у зоні фланцевого з'єднання сталевих труб. Основні параметри пневмодомкрата – початкове зусилля розпору та його робоче зусилля.

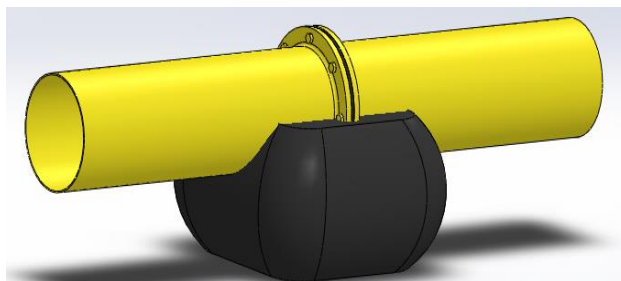


Рисунок 3.21 – Схема взаємодії пневмобалонного домкрата з трубопроводом

Зусилля початкового розпору, створюване подушкоподібною оболонкою, розраховують за таким виразом [52, 53]:

$$R_0 = p_i \omega_0, \quad (3.50)$$

де R_0 – початковий розпір, кН; p_i – надлишковий тиск стисненого повітря, МПа; ω_0 – початкова площа контакту оболонки з трубопроводом, м².

Якщо відомий тиск повітря в шахтній пневмережі, то визначення початкового зусилля розпору оболонки достатньо встановити площу її контакту з трубопроводом.

Величина такої площі залежить від розмірів, форми та еластичності матеріалу, з якого виготовлена оболонка та від закономірностей зміни цих параметрів унаслідок максимальної розсувності цих пристроїв.

У процесі надходження стисненого повітря в порожнину подушкоподібної оболонки відбувається її розсування та зменшення площі контакту з трубою порівняно з базовим показником (див. 3.22).

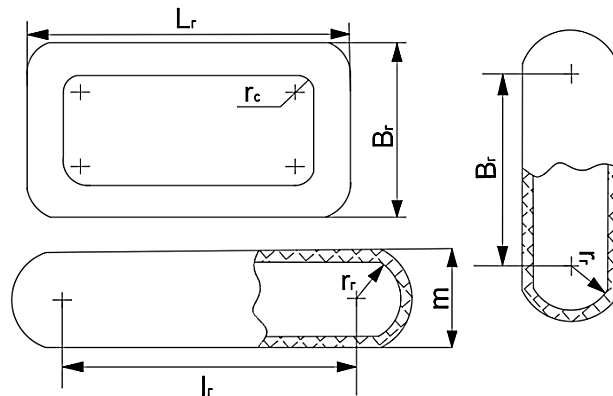


Рисунок 3.22 – Розрахункова схема еластичної оболонки пневмодомкрата

Згідно з даними розрахункової схеми (рис. 3.22)

$$\omega_0 = b_0 l_0 - 4r^2 c \left(1 - \frac{\pi}{4}\right), \quad (3.51)$$

де b_0 , l_0 – початкові розміри площі контакту оболонки з трубопроводом у поперечному та поздовжньому перерізах, м; r_c – радіус заокруглення оболонки в місці перетину поздовжніх і поперечних ліній контакту з трубопроводом, мм.

Тут

$$b_0 = b_r - \pi(r_0 - r_r); \quad (3.52)$$

$$l_0 = l_r - \pi(r_0 - r_r) \quad (3.53)$$

де b_r , l_r – базові геометричні розміри оболонки, м; r_0 – внутрішній радіус заокруглення бічних поверхонь оболонки, коли в ній немає повітря, м.

Початкові розміри оболонки мають бути такими, щоб вона могла розміститися між рядами аркового кріплення виробки (див. рис. 3.19).

На рис. 3.23 зображено розташування пневмодомкрата під стиковими з'єднаннями ланок викривленого трубопроводу.

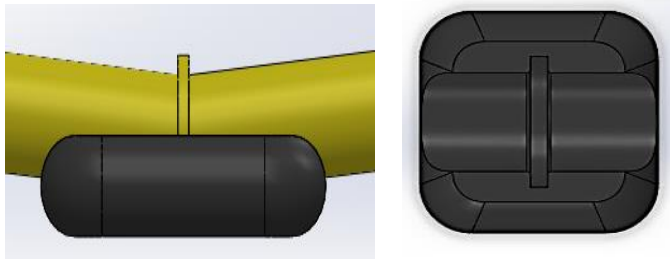


Рисунок 3.23 – Розташування пневмодомкрата, проведення реновації кутових з'єднань дегазаційного газопроводу

Під дією стисненого повітря м'яка оболонка розсувається, поверхні її притискаються до бічних порід і стінок трубопроводу.

Початкові зусилля розпору на 1 м^2 площі контакту залежить від надлишкового тиску стисненого повітря в порожнині оболонки, і має таке значення $p = 0,3 \text{ МПа}$.

Обстеження характерних ушкоджень дегазаційних газопроводів у процесі їхньої підземної експлуатації дало змогу сформувати банк даних для визначення методів підтримання їхнього технічного стану.

Як відомо, у запропонована комплексі заходів з технічного обслуговування ШДС було взято до уваги типові ушкодження дегазаційних газопроводів, а також враховано категорії складності їхнього усунення – легкі (L), середні (M) й важкі (V). За критерії оцінювання цього показника було взято час усунення кожної відмови й кількість залучених до цього працівників.

Класифіковані типові пошкодження дегазаційних газопроводів за категоріями складності їх усунення дозволили запропонувати систему технічного обслуговування ШДС та відновлювання пошкоджень в шахтових умовах.

Порівнянні з традиційними методами ремонту деформованих дегазаційних газопроводів використання для їхньої реновації пневмобалонних домкратів дає низку переваг, серед яких контрольований підйом трубопроводу на необхідну висоту, невелика маса пристроїв,

відносно невисока їхня вартість, менша трудомісткість монтажно-демонтажних робіт і безпечні умови праці персоналу.

Висновки до розділу 3

1) Розроблена модель виникнення НДС у лінійних частинах дегазаційного трубопроводу та програма розрахунку цього параметра під час експлуатації підземних трас у складних гірничо-геологічних умовах дає змогу оцінити реальну міцність найбільш навантажених ділянок конструкції та визначити відповідність розрахункових величин запасу міцності цих ділянок нормативам.

2) Було побудовано комп'ютерну модель взаємодії між елементами транспортно-технологічної системи «ШГ – ГВ» із застосуванням програмного комплексу SolidWorks. Це дало змогу виконати числове моделювання режимів роботи її елементів до умов невизначеності, отримати величини еквівалентних напружень та деформацій у лінійних частинах експлуатованого сталевих газопроводу, а також виявить зони максимальних деформацій у вузлових з'єднаннях його ланок.

3) За результатами числового моделювання було визначено комплексний показник надійності традиційно застосовуваних у дегазації шахтового метану. Цей показник дозволяє оцінювати поточний стан підземного газопроводу в реальних умовах гірничого виробництва, будучи орієнтиром для нетрадиційного застосування труб, виготовлених з композитних матеріалів.

4) Було встановлено характерні ушкодження дегазаційних газопроводів у реальних умовах шахтового середовища, що дало можливість сформулювати банк даних для створення методів підтримання їхнього технічного стану.

5) Застосування композитних трубопроводів у системах дегазації вугільних шахт має позитивні перспективи з технічного та економічного погляду. Порівняно зі сталевими трубами пластикові мають на порядок менший коефіцієнт гідравлічного опору, що сприяє істотному зниженню

енергетичних витрат на транспортування МПС. Крім того, пластикові труби удвічі дешевші, ніж сталеві.

Список використаних у розділі 3 джерел

1. Ширін Л.Н., Єгорченко Р.Р., & Сергієнко М.І. (2021). Особливості діагностики технічного стану транспортно – технологічної системи «шахтовий газопровід – гірнична виробка. *Науково–технічний журнал «ГЕОІНЖЕНЕРІЯ»*, Київ:КПІ ім. Ігоря Сікорського, вип.6, 28- 37.

[doi: https://doi.org/10.20535/2707-2096.6.2021.241823](https://doi.org/10.20535/2707-2096.6.2021.241823)

2. Бунько Т.В., Сафонов В.В., & Мацук З.М. (2018). Спосіб евакуації природного газу з ділянки магістрального газопроводу, яка підлягає ремонту. *Геотехнічна механіка; міжвід. зб. наук. праць, Дніпро, вип. 140*, 143 - 157.

<http://dspace.nbuiv.gov.ua/handle/123456789/174411>

3. Авдєєнко А. П., Поляков О. Є., & Холмовой Ю. П. (2008) Коррозія та захист металів. *навч.-метод. посіб. Краматорськ, ДДМА*, 235 с.

4. Система управління безпекою».

<https://www.corrosionpedia.com/performing-a-fitness-for-service-assessment-of-pressure-vessels/2/7279>.

5. API RP 579-1. https://www.techstreet.com/standards/api-rp-579-1-asme-ffs-1?product_id=1924300.

6. BS 12/30210113 DC. <https://www.techstreet.com/searches/33201653>

7. Гриб В.В. (2002). Диагностика технического состояния оборудования нефтегазо-химических производств. М.: Изд-во ЦНИИТЭнефтехим.

8. Митрофанов, А. В., & Киченко, С. Б. (2001). Расчет остаточного ресурса трубопроводов, эксплуатирующихся на объекте предприятия «Оренбурггазпрома». *Безопасность труда в промышленности. вып. 3*. 30—32.

9. Ширін, Л.Н., Барташевський, С.Є. & Єгорченко, Р.Р. (2021). Особливості моніторингу та підтримки технічного стану шахтовихдегазаційних газопроводів в умовах інтенсифікації гірничих робіт.

Збірник наукових праць НГУ. – Дніпро: Національний ТУ «Дніпровська політехніка», № 67 153-164 с. <https://doi.org/10.33271/crpnmu/67.153>

10. Столбченко, Е. В. & Пугач, С. И. (2019). *Обоснование параметров участков труб шахтных сетей*. Социально-экономические и экологические проблемы горной промышленности, строительства и энергетики: сборник материалов 15-ой Международной конференции по проблемам горной промышленности, строительства и энергетики, Минск – Тула – Донецк. С. 198-204. <https://rep.bntu.by/handle/data/63094>

11. Новиков, Л.А. (2008). Математическая модель движения турбулентного потока газовзвеси в дегазационном трубопроводе. *Геотехническая механика: Межвед. сб. науч. тр. Ин-т геотехнической механики им. Н.С. Полякова НАН Украины*. Днепропетровск, Вып. 76. С. 126-131.

12. Лаврик, В.Г. (1978). Влияние изменяющейся высоты шахтового дегазационного газопровода на величину давления метановоздушной смеси. *Разработка месторождений полезных ископаемых: Респ. межвед. науч.-техн. Сб.* Вып. 49. С. 8 – 10.

13. Скляр, Л.А. Расчет давления в наклонных и вертикальных газопроводах // *Борьба с газом, пылью и выбросами в угольных шахтах: Сб. тр. МакНИИ*. – 1974. – Вып. 10. – С. 58-61.

14. Цейтлин, Ю.А. (1977). Анализ течения метановоздушной смеси по негерметичному трубопроводу. *Горная электромеханика и автоматика: Респ. межвед. науч. – техн. сб.* Вып. 30. 30-39 с.

15. СОУ-П 10.1.00174088.018:2009.(2010). Система управления производством и охраной труда в угольной промышленности Украины (типовое руководство): *Утверждено Приказом Министерства угольной промышленности Украины от 21.01.2010 г. № 7*. Киев, 200 с.

16. НПАОП 10.0-1.01-10. (2010). *Правила безпеки у вугільних шахтах: затв. Наказом Державного комітету України з промислової безпеки, охорони*

праці та гірничого нагляду 22.03.2010 № 62.- Київ: 2010- 2154 (Нормативний документ Мінвуглепрому України).

17. *Правила проектування дегазації вугільних шахт та експлуатації дегазаційних систем*: СОУ-П. (2020). Міністерство енергетики України.

18. Малашкина, В. А. (2015). Исследование факторов, влияющих на качество метановоздушной смеси, подаваемой от скважин на поверхность угольной шахты по газопроводу из композитного материала. *Горный информационно-аналитический бюллетень*. № 8. С. 234–242.

19. Новиков, Л.А. (2011). Определение потерь давления на загрязненных участках вакуумного дегазационного трубопровода. *Геотехническая механика: Межвед. сб. науч. тр. / Ин-т геотехнической механики им. Н.С. Полякова НАН Украины*. Днепропетровск. Вып. 92. С. 258-263

20. Цейтлин, Ю.А. & Оксень, Ю.И. (1976). Расчет режима работы дегазационных систем угольных шахт с применением ЭВМ. *Горная электромеханика и автоматика: Респ. межвед. науч. – техн. сб.* 1976. Вып. 29. – С. 52-60.

21. Bethune, J.D. (2009). *Engineering Design and Graphics with Solid Works*. Upper Saddle River: Prentice Hall. 552 p.

22. Мінеєв, С.П., Пимоненко, Д.М., Новіков, Л.А. & Слащов А.І. (2019). Деякі особливості транспортування і переробки МПС на вугільних шахтах. *Інститут геотехнічної механіки ім. М.С. Полякова НАН України, Дніпро, Україна*. № 59. 98-107. <https://doi.org/10.33271/crpnmu/59.098>

23. Гусарова, И.Г. & Боярская, Ю.В. (2010). Классы задач моделирования и численного анализа нестационарных режимов работы газотранспортной системы. *Восточно-Европейский журнал*. 3/6(45). С. 26-32.

24. Быков Л. И., Мустафин Ф. М. & Рафиков С. К. (2006). *Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов*. Учеб. пособ. [Текст]; под общ. ред. Л. И. Быкова. СПб: Недра. 824 с.

25. Димов Л. А., & Димов И. Л.(2014). О выборе способа прокладки нефтепроводов при строительстве на многолетнемерзлых грунтах. *Основания, фундаменты и механика грунтов*. Вып. №5. С. 29–32.

26. Мазницький А. С., Староверов В. С. & Нікітенко К. О. (2019). Інтегральна оцінка впливу геологічних чинників щодо надійності функціонування магістрального газопроводу «Уренгой-Помари-Ужгород». *Містобудування та територіальне планування: Нак.-техн.зб. Відпов. ред. М. М. Осетрін. К.: КНУБА*. Вип. 70. С. 516-527

27. Стрілецький Ю. Й. (2008). Моніторинг положення осі трубопроводу. *Методи та прилади контролю якості*. Вип.№ 21. С. 48-51.

28. Чибіряков В. К., Староверов В. С., Нікітенко К. О. Порядок визначення напружено-деформованого стану лінійних споруд в ґрунтовій основі. *Містобудування та територіальне планування*. Київ. 2011. Вип. 43. С. 516-527.

29. Чибіряков, В. К., Староверов, В. С. & Нікітенко, К. О. (2013). Розрахунок точності інженерно-геодезичних робіт при визначенні напружено-деформованого стану магістральних газопроводів. *Містобудування та територіальне планування*. Київ. Вип. 47. С. 661 - 666.

30. Мінеєв, С.П., Пимоненко, Д.М., Новіков, Л.А. &Слащов, А.І. (2019). Деякі особливості транспортування і переробки МПС на вугільних шахтах. *Збірник наукових праць Національного гірничого університету*. Дніпро. Вип. 59. С. 98-107.

<https://doi.org/10.33271/crpnmu/59.098>

31. Новиков Л.А. (2015) Газодинамика обводненных участков дегазационного трубопровода и методы расчета их параметров. *Геотехническая механика: межвед. сб. научн. тр. ИГТМ НАН Украины*. Днепропетровск. Вып. 120. С. 234-243.

32. Касаткин Б.С. & Мусияченко В.Ф.(1970). *Низколегированные стали высокой прочности для сварных конструкций*. Киев.: Техніка, 188 с.

33. Работнов, Ю.Н. (1988). Механика деформируемого твердого тела. М.: Наука, 712 с.
34. Гольденблат, И.И., Копнов, В.А. (1968). *Критерии прочности и пластичности конструкционных материалов*. М.: Машиностроение, 192 с.
35. Торопов, С.Ю., Дорофеев, В.С., Земенков, Ю.Д. (2013) Об определении продольной силы в трубопроводе при образовании арки. *Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал)*.- М.: Горная книга. № S3. 2013. С. 223-229.
36. Бокий, Б.В., Бунько, Т.В., Боровский, А.В. & Новиков Л.А. (2016). Выбор рациональных схем проветривания и способов дегазации выработанного пространства. *Геотехнічна механіка: Міжвід. зб. наук. праць. – Дніпропетровск: ІГТМ НАНУ*. Вип. 127. – С. 210 – 216
<http://dspace.nbuiv.gov.ua/handle/123456789/136941>
37. Курносое, С., Макеев, С., Новиков, Л. & Константинова И. (2018). Концептуальные основы функционирования системы дегазации шахты. *Труды Кременчугского национального университета имени Михаила Остроградского*, 6 (113), 79-85.
<https://doi.org/10.30929/1995-0519.2018.6.79-85>.
38. Минеев, С. , Кочерга, В., Новиков, Л., Гулай, А. & Боднар, А. (2020). Основные требования к предотвращению загрязнения и затопления газопроводов дегазации и вакуумных насосов. *Сборник научных трудов Национального горного университета*, 63, 37-48.
<https://doi.org/10.33271/crpnmu/63.037>
39. Єгорченко, Р. Р., Оксень, Ю. І., & Ширін, Л. Н. (2022). Моделювання руху МПС дегазаційними газопроводами складної конфігурації. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, (2(83)), 54–62.
[https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-2\(83\)-54-62](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2022-2(83)-54-62)
40. Ванчин, А.Г. (2014) Методы расчета режима работы сложных магистральных газопроводов. *Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело»*, (4), 192-214.
<https://doi.org/10.17122/ogbus-2014-4-192-214>

41. Малашкина, В.А. (2015). Исследование факторов, влияющих на качество метановоздушной смеси, подаваемой от скважин на поверхность угольной шахты по газопроводу из композитного материала. *Горный информационно-аналитический бюллетень*. С. 234–241

https://giab-online.ru/files/Data/2015/08/234-241_8_2015.pdf

42. Новиков, Л.А. & Бокий, А. Б. (2019). *Расчет сетей дегазации с учетом накопления жидкой фазы*. Международная конференция Очерки горной науки и практики. 2019. № 109. – с. 7.

<https://doi.org/10.1051/e3sconf/201910900063>

43. Amaechi, C.V., Nathaniel, G., Agbomerie, C.O., Hou, X. & Ye, J. (2018). Composite Risers for Deep Waters Using a Numerical Modelling Approach, *Composite Structures*. 27 s.

[doi: https://doi.org/10.1016/j.compstruct.2018.11.057](https://doi.org/10.1016/j.compstruct.2018.11.057)

44. Дорошенко Y. V., Кучерявий V. A., Андрійшин N. M. ., Стецюк S. M., & Левкович Y. M. (2019). Сучасні технології будівництва промислових газонафтопроводів. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, (3(72), 19–31. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2019-3\(72\)-19-31](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2019-3(72)-19-31)

45. Wilkins J. (2016). Qualification of Composite Pipe. *Paper presented at the Offshore Technology Conference*. Houston.Texas. USA.

<https://doi: 10.4043 / 27179-MS>

46. Weller B. (2018). Spoolable composite pipelines. *Houston: Shawcor*, 33 p.

47. Fiberspar LinePipe: Engineering Guide Rev. Fiberspar Corporation, 2011. 66 p.

48. Ширіна Л.Н. (2010). *Транспортно-складська логістика гірничих підприємств: навч. посіб.* За ред. В.О.Будішевського. Д.: НГУ. 433 с.

49. Спосіб доставки дегазацийного трубопроводу у шахту [Текст]: пат. на корисну модель 145962, на корисну модель Україна, МПК E21F 13/00. Барташевський С.Є., Денищенко О.В., Єгорченко Р.Р.; заявник і

патентовласник «Дніпровська Політехніка» нац. техн. ун-т. – № u2020 03964; заявл. 01.07.2020; опубл. 13.01.2021, Бюл. № 2. – 3с.

<https://base.uipv.org/searchINV/search.php?action=search>

50 Гречко, А. В. & Гречухін, А. С. (2016). Оцінка ефективності виробничої діяльності підприємства. *Ефективна економіка*. № 1. [URL: http://www.economy.nayka.com.ua/?op=1&z=4744](http://www.economy.nayka.com.ua/?op=1&z=4744)

51. Шелудченко, В. И., Масс, Н. С., Пшеничный, Г. И. & Клявлин, В. В. Компенсатор для газопроводов низкого и среднего давления, пат. на полезную модель 6940, F16L 51/00. [16.05.2005](http://www.patent.gov.ua/). с 3.

52. Ширин, Л.Н. & Федоренко, Є.А.(1983). *Методика определения эффективной площади контакта мягких оболочек с боковыми породами*. Состояние и перспективы применения пневматических конструкций из мягких оболочек в горном деле: I Всесоюз. науч.-техн. конф. – Днепропетровск. с. 53-54.

53. Рахутин, В.С. (1985). *Научно-технические основы создания и технологии применения мягких оболочек на подземных горных работах*. Днепропетровск. С – 195.

РОЗДІЛ 4. ОБГРУНТУВАННЯ СПОСОБІВ І ЗАСОБІВ ПІДВИЩЕННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ПОКАЗНИКІВ ШАХТОВИХ ГАЗОТРАНСПОРТНИХ СИСТЕМ

4.1. Вибір та адаптація засобів оперативного контролю й підтримання технічного стану ШГ у специфічних умовах експлуатації

На сучасних шахтах вугільної галузі особливу увагу приділяють безпечному видобутку й транспортуванню МПС в підземних виробках до вакуумних насосних станцій (ВНС).

При цьому не було розроблено методику моніторингу технічного стану дегазаційного трубопроводу, ефективного пошуку й усунення його дефектів [1]. Створення спеціальної системи реалізації згаданого процесу – це важливе завдання, під час виконання якого визначають ступінь зношення дегазаційного обладнання, ефективність роботи ШДС й прогнозують термін її експлуатації в складних гірничотехнічних умовах.

Система моніторингу шахтових дегазаційних газопроводів являє собою сукупність різних методів і засобів контролю їхнього технічного стану, передбачених галузевими нормативними документами з урахуванням усіх стадій експлуатації ШДС [2].

Завдяки запровадження цих методів і засобів перевіряють роботу здатність дегазаційної системи, виявляють зміни в режимі її експлуатації та в умовах взаємодії з елементами гірничих виробок. Експериментально було доведено [3,4], що плановий контроль і діагностика разом з моніторингом і застосуванням технічних засобів, створюють можливість прогнозувати залишковий ресурс газопроводу, оцінювати безпеку його подальшої експлуатації, робити висновки щодо необхідності ремонту або реконструкції, визначати типи й обсяги відновлювальних робіт, а також вносити пропозиції стосовно корекції його технологічного режиму (див. рис. 4.1).

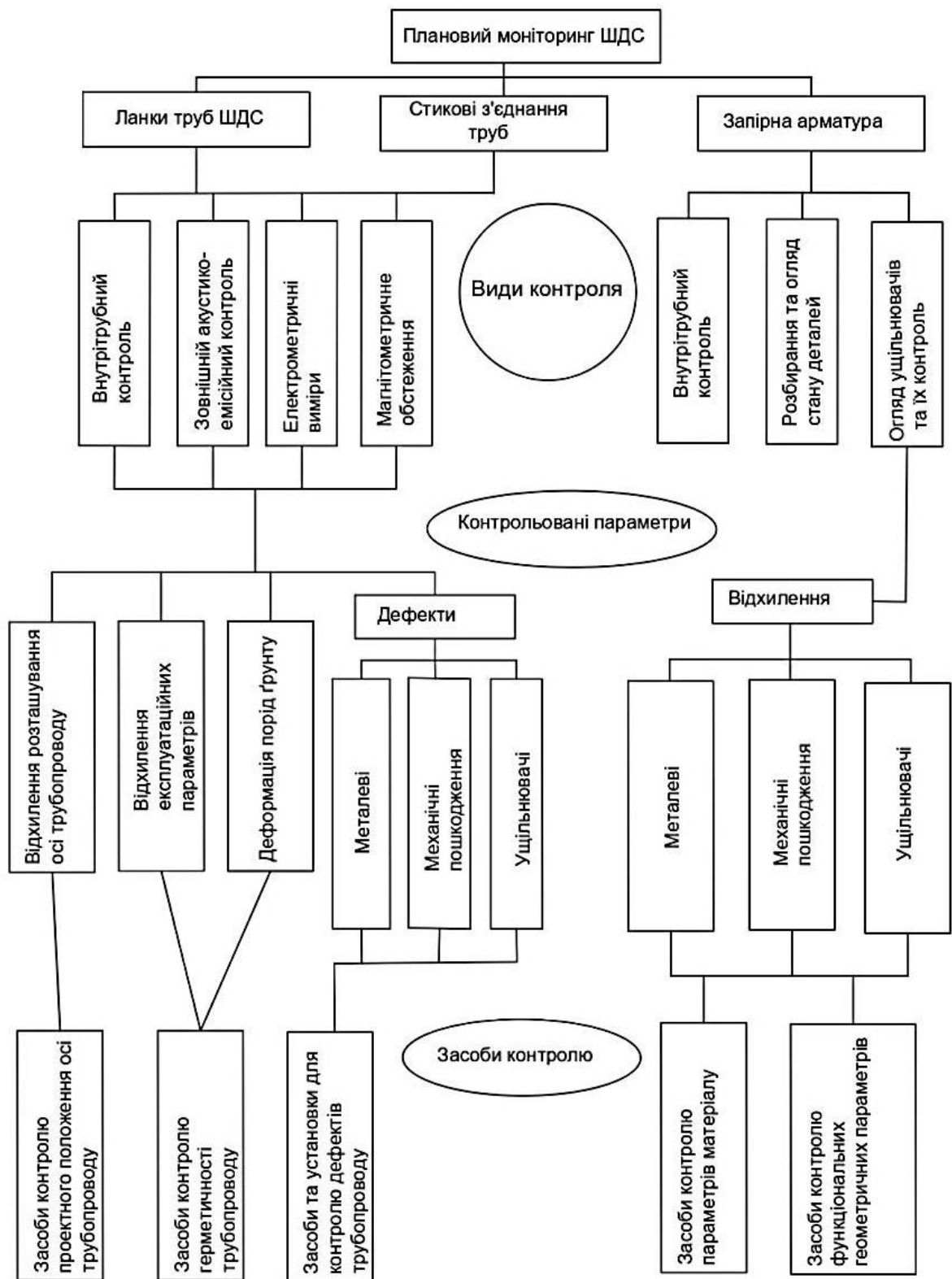


Рисунок 4.1 – Класифікація видів і засобів контролю та діагностики технічного стану шахтового дегазаційного газопроводу

Діагностику й моніторинг потрібно проводити з урахуванням попередньо виявлених потенційно небезпечних ділянок дегазаційних

трубопроводів, прокладених у виробках, де наявні слабкі бічні породи й ґрунти, схильні до здимання.

Для забезпечення стабільної роботи дегазаційного газопроводу в протяжних криволінійних гірничих виробках необхідно встановити резерви експлуатаційних показників ШДС з огляду типові умови експлуатації, а також сформуванати базу даних умов нетипових та екстремальних.

За результатами досліджень експлуатаційних параметрів підземних дегазаційних конструкцій [5, 6] було встановлено, що в реальних виробничих умовах система технічного моніторингу має включати такі дії:

- комплексне обстеження шахтового газопроводу й оцінювання його технічного стану за допомогою методів і засобів, що характеризують справність і роботоздатність його елементів на різних етапах експлуатації;
- спостереження за динамікою просторового положення траси газопроводу під впливом деформацій гірського масиву та вимірювання тиску в характерних його ділянках.

Програма і методика досліджень експлуатаційних параметрів підземних дегазаційних трубопроводів передбачає, комплексне оцінювання їхнього технічного стану для виконання таких завдань:

- виявлення зон утворення дефектів на ділянках газопроводів, що експлуатуються в екстремальних умовах;
- спостереження за історією та динамікою розвитку характерних несправностей;
- фіксування змін фізико-механічних властивостей сталевих газопроводів під впливом агресивної дії шахтового середовища;
- формування бази вихідних даних для визначення першочергових причин виникнення негативних явищ, які спричиняють погіршення експлуатаційних показників дегазаційних систем в умовах невизначеності;
- розробка нових технічних засобів і методик підтримання їх експлуатаційної надійності конструкції в реальних умовах підземного середовища.

За результатами моніторингу технічного стану газопроводу, розрахунків його міцності й залишкового ресурсу вирішують про можливість подальшої безпечної експлуатації системи та визначення необхідних обсягів ремонту для приведення траси дегазаційного трубопроводу у нормативний стан.

Після проведення експериментів стало зрозуміло, що забезпечити герметичність і ефективну роботу вакуумного дегазаційного газопроводу в складних умовах експлуатації можна тільки основи постійного моніторингу технічного стану складових транспортно-технологічної системи «шахтовий газопровід – гірнична виробка» [1]. Також було помічено, що необхідність таких заходів особливо актуальна для шахт, що розробляють пласти, де відбувається інтенсивний приплив агресивних вод, а їхня підошва, схильна до здимання.

Це було підтверджено результатами досліджень технічного стану дегазаційних систем в ШУ «Покровське». Там були зафіксовані вигини трубопроводу та численні нарости продуктів корозії на рамах кріплення підземних виробок і на прокладених в них трубах. Детальні обстеження ушкоджених корозією ділянок трубопроводу показати часткове зменшення товщини стінок металевих труб, наявність каверн і раковин, які призводять до утворення тріщин, через які відбувається повітря та механічних домішок з атмосфери гірничих виробок.

Треба зазначити, що проблема негативного впливу корозії на технічний стан підземного дегазаційного газопроводу вивчена недостатньо.

У літературі [4] запроваджено проводити розрахунок швидкості корозії стінок посудини і трубопроводів на базі результатів принаймні двох вимірювань їхньої товщини, скориставшись такою формулою:

$$P_e = \frac{365 \sum_i^n (\Delta S_1 + \Delta S_2 + \dots + \Delta S_n)}{n \cdot T_e}, \quad (4.1)$$

де P_e – швидкість корозії в контрольованій частині посудини або трубопроводу в умовах експлуатації, мм/рік; ΔS – різниця товщини стінки в контрольних точках за період вимірювань, мм, індекси 1, 2, ..., n означають номери контрольних точок; T_e – час експлуатації об'єкта між вимірами, доба; n – кількість контрольних точок вимірювання (щонайменше трьох) у кожному елементі дегазаційного трубопроводу (трубу, відведенні, перехіднику).

У реальних виробничих умовах дуже складно оперативно встановити швидкість розвитку корозії труб, а також виявити зони утворення тріщин і підсмоктування через них шахтового повітря. Місця потрапляння МПС в у трубопровід переважно виявляють шляхом моніторингу герметичності фланцевих з'єднань його ланок, а якісні показники МПС, визначають, контролюючи концентрацію метану, в місцях цієї суміші виходу із свердловини та на вході у вакуум-насосну станцію.

Відповідно до рекомендованих методів досліджень [5] допустимий ступень підсмоктування шахтового повітря в вакуумний дегазаційний газопровід має відповідати показнику негерметичності, який дорівнює $1 \text{ м}^3/\text{км}$, але найчастіше він буває перевищеним унаслідок нещільності стикових з'єднань між трубами. Отже, величину реальної негерметичності вакуумного газопроводу, потрібно визначати з такої залежності:

$$B_p = \frac{\left(Q_2 - \frac{a_{M2} \cdot Q_2}{a_{M1}}\right) p_B}{(p_1 - p_2) a_{M1}}, \quad (4.2)$$

де B_p – показник реальної негерметичності газопроводу, що припадає на одиницю довжини його ділянки, при зміні всередині труби вакууму на один Паскаль; ρ_B – густина навколишнього повітря в місці ділянки, $\text{кг}/\text{м}^3$; a_{M1} , a_{M2} – об'ємний вміст метану в транспортованій МПС на початку і кінці ділянки, частка од.; p_1 , p_2 – тиск у газопроводі на початку та наприкінці його відповідно, ділянки, Па; Q_2 – об'ємна витрата МПС наприкінці ділянки.

При цьому було встановлено, що на сучасних шахтах вугледобувної галузі технічний стан газопроводів зазвичай оцінює персонал дільниці ВТБ, коло обов'язків якого вимірювання профілю траси не входить. З цієї причини зміни показників профілю траси газопроводу діагностуються візуально, причому технічне обслуговування й ремонт виконують без застосування спеціального обладнання.

Традиційно ліквідацію наслідків здирання порід ґрунту шахти здійснюють робітники дільниці РГВ, які не несуть відповідальності за технічний стан газопроводів, укладених у протяжних гірничих виробках. У зв'язку з цим підземні сталеві газопроводи, зазвичай вирівнюють за допомогою механічних засобів, котрі в більшості випадків можуть порушувати цілісність конструкції.

Як показують результати досліджень [5], складання програми оперативного контролю й підтримання технічного стану вакуумних дегазаційних газопроводів потребує постійного контролю втрат тиску по всій довжині траси, а це буває складно здійснити технічно в умовах інтенсивної розробки газоносних вугільних пластів.

Зміст критеріїв моніторингу дегазаційних газопроводів в описаних зумовлює необхідність отримання обґрунтованих вихідних даних для проектування оперативної системи керування та підтримання технічного стану траси в специфічних умовах підземного середовища. Алгоритм обробки й передачі такої інформації наведено у вигляді схеми (рис. 4.2).

Інформація про виробничий процес надходить у центральну систему обчислення на опрацювання, після чого її враховують під час коригування роботи дегазаційних засобів.

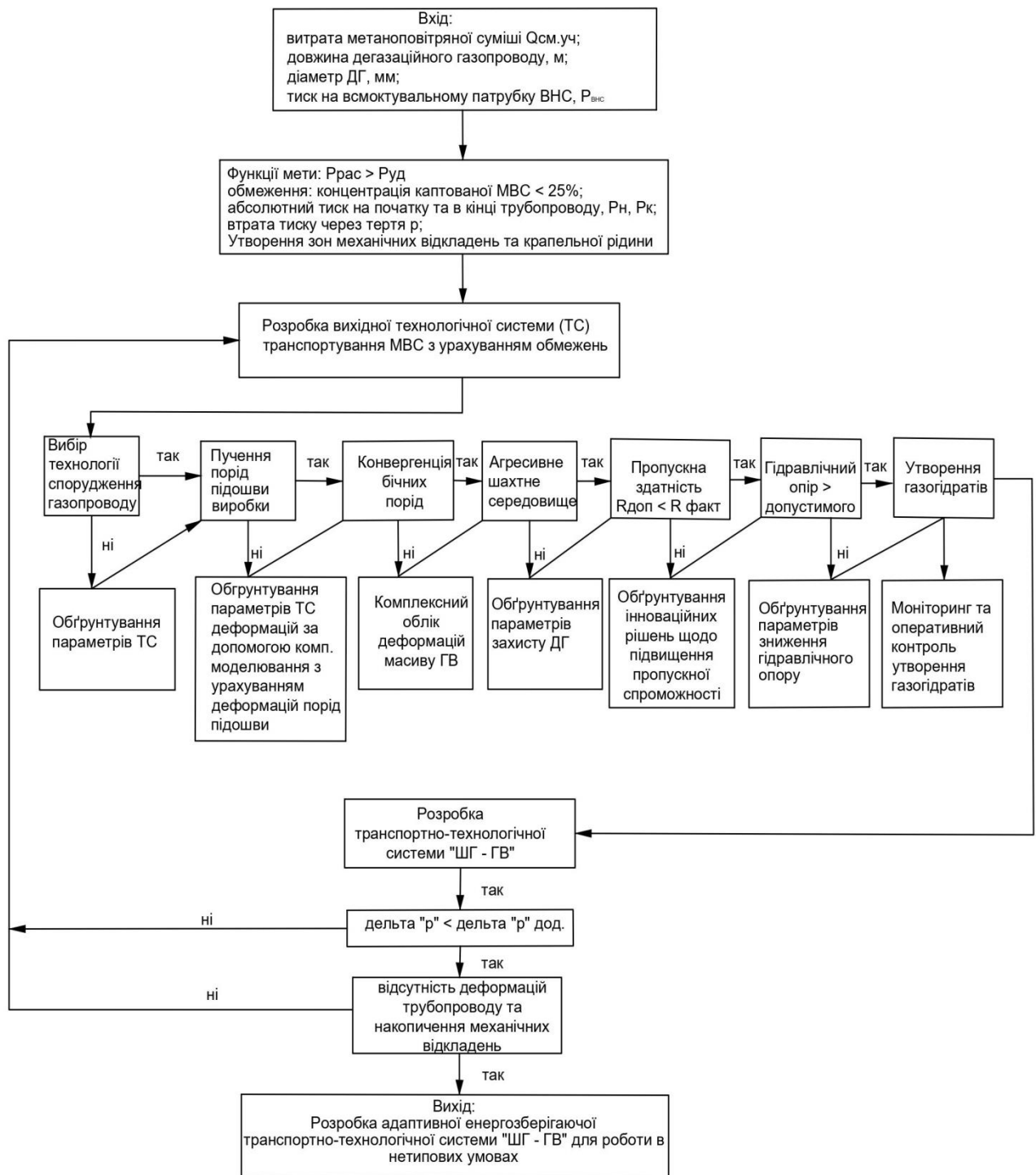


Рисунок 4.2 – Алгоритм розробки адаптивної енергозбережної транспортно-технологічної системи «ШГ – ГВ»

У процесі практичної діяльності було підтверджено [7, 8], що ефективність експлуатації сталевих газопроводів можна суттєво підвищити, зменшивши потрапляння шахтового повітря в газопровід, а також коефіцієнт гідравлічного опору. Цього можна досягти герметизацією стикових з'єднань труб; уникненням викривлень траси газопроводу, що уповільнить відкладення

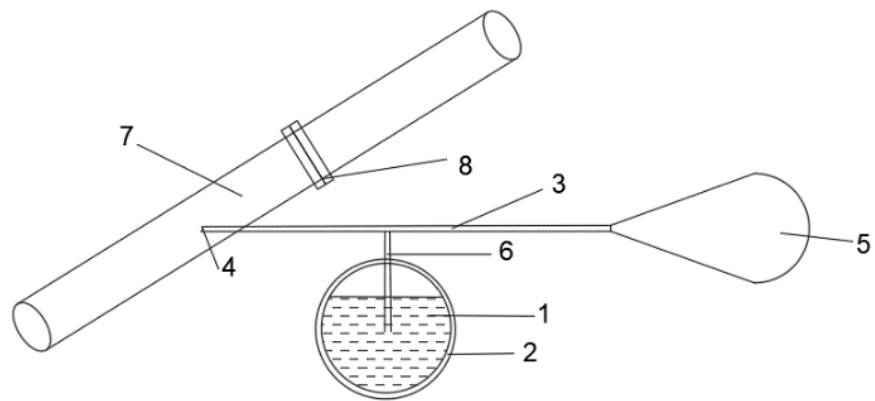
механічних домішок та утворення газогідратів за наявності місць його вигину.

У реальних умовах шахтового середовища практично неможливе оперативне фіксування місць підсмоктування МПС без застосування спеціальних методів і засобів. У зарубіжній практиці відомий спосіб пошуку витоків газу на трубопроводах та місцях з'єднаннях труб шляхом нанесення на проблемні зони індикаторних речовин – мильних або інших піноутвірних розчинів, та візуальне спостереження появи локацій бульбашок там, де відбулася розгерметизація [9].

До недоліків зазначеного способу слід віднести можливість пошуку місць витoku тільки на трубопроводах, де внутрішній тиск, вищий від атмосферного, а це не відповідає умовам експлуатації підземних дегазаційних свердловин, де завжди наявне розрідження МПС. Зрозуміло, що в таких обставинах замість витoku газу спостерігається приплив у газопровід рудникового повітря, що робить неможливим візуальний контроль з використанням піноутвірних розчинів.

Враховуючи технічні та експлуатаційні особливості ШДГ розроблено спосіб визначення місць розгерметизації системи. Для цього використовують спостереження за показником зміни тиску (рис. 4.3) коли попередньо наносять зріджений азот на поверхню трубопроводу, що слугує індикатором зон розгерметизації, де наявне всмоктування парів азоту [10].

Використання зрідженого азоту в ролі індикатора для моніторингу герметичності ДГ зумовлено тим, що скраплений при температурі – 200° азот під час розпилення випаровується, утворюючи навколо фланцевого з'єднання туман. Якщо герметичність фланцевого з'єднання порушено, то пари рідкого азоту за рахунок перепаду між атмосферним тиском у виробці і тиском у трубопроводі починають всмоктуватись у зоні розгерметизації, дозволяючи оперативно проводити технічний моніторинг.



1 – зріджений азот; 2 – посудина Дьюара; 3 – трубка; 4 – кран; 5 – груша;
6 – трубка; 7 – трубопровід; 8 – фланець.

Рисунок 4.3 – Схема визначення місць розгерметизації системи

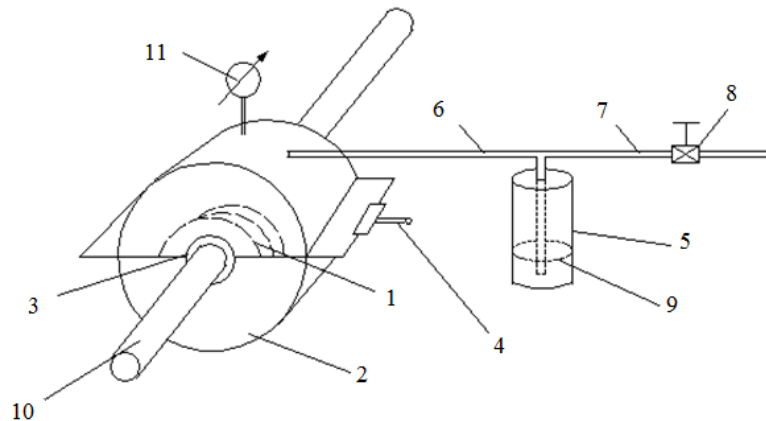
Рекомендований спосіб також дає змогу своєчасно контролювати зміни якісних показників каптованої МПС в процесі її транспортування.

Результати досліджень технічного стану ШДГ та пошуку інноваційних способів герметизації системи вакуумного газопроводу стали основою виявлення недоліків наявних методик та специфіки їхнього використання в суміжних галузях виробництва. У зарубіжній практиці реновації ушкоджених камер шин для транспортних засобів набув поширення спосіб їхньої герметизації, коли в порожнину камери заливають полімерну суміш з дрібними волокнами, котра під час руху колеса рівномірно розподіляється по внутрішній поверхні шини, а у разі ушкодження затягується повітрям у пробоїну та полімеризується [11].

Відомий також спосіб герметизації стиків труб у магістральних газопроводах, що передбачає механічне з'єднання фланців за допомогою болтів і нанесення на них синтетичних сумішей, які твердіють [12]. Цей спосіб має недоліки, серед яких складність пошуку місць порушення герметичності конструкції, висока трудомісткість ручних операцій, значна витрата дорогих і шкідливих для здоров'я персоналу сумішей та неможливість їхнього використання в шахтах.

За результатами експертного оцінювання наявних засобів реновації технічних споруд було розроблено безпечний спосіб герметизації

ушкоджених фланцевих з'єднань у дегазаційних трубопроводах [13]. Завдяки його застосуванню технічний моніторинг стикових з'єднань у специфічних умовах шахтового середовища відбувається швидко і якісно і, а в разі виявлення підсмоктувань рудникового повітря, оперативно їх ліквідують (див. рис. 4.4).



- 1 – фланець; 2 – захисний кожух; 3 – ущільнювач; 4 – фіксатор;
 5 – пульверизатор; 6,7 – трубки; 8 – кран; 9 – полімерна суміш,
 10 – труба газопроводу.

Рисунок 4.4 – Схема герметизації фланцевих з'єднань у дегазаційних трубопроводах

Аби герметизувати стикові з'єднання труб 10 фіксатором 4 закріплюють захисний кожух 2, у порожнину якого за допомогою пульверизатора 5 подають полімерну суміш 9, яка під дією вакууму всмоктується в газопровід і полімеризує місця розгерметизації.

Застосування захисного кожуха дозволяє ізолювати ушкоджені стикові з'єднання від агресивної атмосфери шахтових виробок, прискорити процес герметизації та уникнути контакту з полімерною сумішшю. Після затвердіння суміші проводять контрольний моніторинг стикових з'єднань дегазаційного газопроводу і реєструють його технічних стан.

Треба зауважити, що рекомендовані способи сприяють тільки часовому вирішенню проблеми підтримання технічного стану ШДГ. Інтенсифікація гірничих робіт і необхідність дотримання експлуатаційних

показників наявних шахтових дегазаційних систем зумовлює потребу в підвищенні їхньої пропускної здатності, а також в уникненні негативними наслідків виробничого процесу. Як зазначено в наведеному вище алгоритму (рис. 4.2), для оцінювання технічного стану системи важливо контролювати утворення в трубах гідратів.

4.2. Моніторинг та оперативний контроль утворення гідратів у дегазаційних газопроводах

При інтенсифікації процесів розробки газовугільних пластів до проблем підтримки технічного стану дільничних дегазаційних газопроводів додалися завдання щодо моніторингу та контролю процесів утворення газових гідратів. Останнє зумовлено тим, що ефективна робота дегазаційної системи і компресорних станцій безпосередньо залежить від фізико-механічних показників та умов транспортування газу від свердловини до ВНС.

Результати виконаних експериментів [1] показали, що на експлуатаційну надійність і на технічні показники шахтових газотранспортних систем суттєво впливають також якісні властивості природного газу, зокрема його вологість і вміст твердих механічних домішок. Доведено, що під час транспортування вологої МПС в місцях деформації ланок газопроводу спостерігається скупчення води, відкладення твердих частинок, а також утворюють газові гідрати, що все разом викликає збільшення гідравлічного опору в системі та зниження пропускної спроможності трубопроводів.

Відомо, що наявність вологи в газі, низька температура і його високий тиск газу спричиняють процеси утворення газових гідратів. Під час експлуатації ШДС волога в МПС має газоподібний стан, але за певних умов переходить до стану утворення кристалогідратів, що викликає формування в газопроводах гідратних заторів. Витрати на їхнє усунення можуть становити 30% собівартості транспортованого газу. Зрозуміло, що розробка спеціальних

заходів для запобігання процесу гідратуутворення, а також його вчасного виявлення й уникнення аварійних ситуацій – це актуальне питання.

Треба зазначити, що в сучасних програмах і методиках визначення процесів формування газових гідратів у трубопроводах описано етапи перебігу цього явища, але не розглянуто методи підтримання технічного стану таких конструкцій та усунення чинників, які викликають подібні ефекти в специфічних умовах підземного середовища.

З огляду на результати оцінювання фізико-механічних властивостей МПС було встановлено, що через невирішене питання герметизації стикових з'єднань між ланками ШГ, порушених внаслідок підсмоктування рудникового повітря, суттєво збільшується її вологість. У літературі [14] відзначено, що підвищення вологості МПС на 10 % призводить до збільшення витрат електричної енергії на транспортування та зумовлює відкладення в трубах кристалогідратів. Більш того, за наявності в газі вологи, рідких вуглеводнів, агресивних і механічних домішок знижується пропускна здатність газопроводів, при цьому посилюються корозійні процеси на внутрішніх стінках металевих труб. Перелічені явища викликає суттєво зниження надійності роботи ШДС і підвищення ймовірності виникнення аварійних ситуацій.

Аналіз нормативних документів [14, 15] у питаннях організації запобігання та моніторингу гідратуутворення в шахтових дегазаційних трубопроводах показав, що на даний момент у гірничій галузі не існує технічної, методичної та нормативно-правової бази для вирішення названої проблеми.

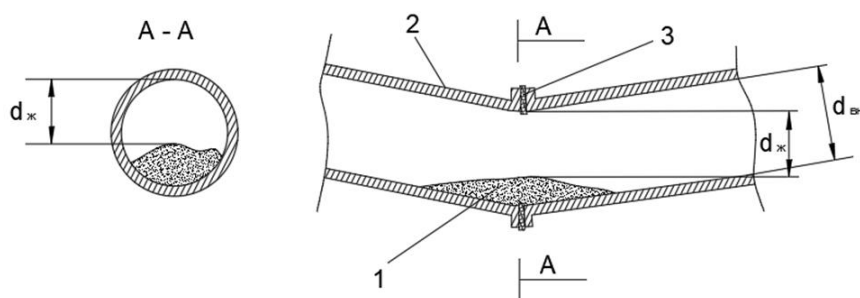
Спеціалісти нафтогазової промисловості відмічають, що найбільш нестабільні технологічні режими течії газу в трубопроводах виникають під час пуску і зупинки газоперекачувальних агрегатів. Зокрема в літературі [16, 17] наведені приклади з експлуатації магістральних трубопроводів, коли в пусковий період спостерігались процеси утворення гідратних пробок. Їхню появу автори пов'язують з недостатнім видаленням води з газу. Унаслідок

цього на внутрішній поверхні стінки труб утворюється водний конденсат, який зумовлює утворення гідратів, тобто, волога переходить у гідратну фазу.

У літературі [18] описано механізм транспортування вологого газу через шлейфи магістрального газопроводу, у наслідок чого відбувається відкладення газогідрату (облітерація) на внутрішній поверхні труби. Було встановлено наявність двох варіантів облітерації: у режимі теплового балансу; у режимі дефіциту води.

Помічено, що на початковому етапі, коли починає діяти умова утворення кристалогідратів, процес відкладення йде в режимі теплового балансу. Далі відбувається збіднення потоку вологою, тому облітерація стінок газопроводу проходить у режимі дефіциту води.

Описані явища, що мають місце в шлейфах магістральних газопроводів, спостерігаються також під час транспортування МПС розгалуженими шахтним дегазаційними мережами. Літературні джерела [19] описують ситуації, коли в місцях порушення герметичності стикових з'єднань деформованого шахтового газопроводу йде підсмоктування в труби рудникового повітря та відкладення вугільного і породного пилу (рис. 4.5). Це впливає на режим транспортування МПС, а під дією певних умов експлуатації призводять до утворення кристалогідратів.



$d_{вн}$ – внутрішній діаметр газопроводу, мм; $d_{жс}$ – діаметр фактичного перерізу труби, мм; 1 – відкладення кристалогідратів; 2 – фрагмент дегазаційного газопроводу; 3 – ущільнювач з параніту.

Рисунок 4.5 – Схема деформованого шахтового газопроводу і типових зон відкладення кристалогідратів

Як відомо, одне з найважливіших завдань технології транспортування МПС в підземних виробках складної конфігурації – це фіксація місць можливого утворення в газопроводі кристалогідратів.

Через це у галузі нетрадиційних для шахтових умов досліджень і спеціальної вимірювальної апаратури оперативне визначення зон утворення кристалогідратів у дегазаційних газопроводах виявилось неможливим. У зв'язку з цим механізм гідратоутворення в шахтових дегазаційних газопроводах досліджуються шляхом моделювання умов, виникнення цього явища в процесі транспортування МПС через деформований шахтний газопровід.

Запропонована програма комплексних досліджень передбачає моделювання змін у складі газу, вологості каптованої МПС й технічного стану дегазаційної системи, що дає змогу прогнозувати зони утворення газових гідратів у деформованому газопроводі, а постійний моніторинг змін тиску і температури по його довжині створює можливість визначати динаміку накопичення механічних відкладень і кристалогідратів, для вчасного запровадження профілактичних заходів.

Керуючись правилами міжнародних стандартів і сучасними вимогами до технічного моніторингу дегазаційних газопроводів [20, 21], визначали мету комплексних досліджень, що полягає в удосконаленні методів обслуговування та підтримання технічного стану підземної траси для запобігання негативним ефектам та для оперативного контролю утворення гідратів у специфічних умовах шахтового середовища.

Відповідно до структурно-логічної схеми дослідження з урахуванням реальних виробничих умов було проаналізовано наявні способи запобігання процесам утворення кристалогідратів.

Результати проведених експериментів [19] показав, що способи оперативного контролю, які діють у суміжних галузях, дають можливість виявити гідравлічні затори в магістральних газопроводах, прокладених на

поверхні, та своєчасно виконувати профілактичні роботи для їхнього усунення.

Аналіз галузевих і міжнародних методик моніторингу технічного стану магістральних газопроводів став базою для створення системи оцінювання режимів роботи дегазаційних газотранспортних систем у типових, нетипових та в екстремальних умовах експлуатації.

Так, чинником утворення нетипових умов експлуатації ШДС є те, що каптований метан вугільних родовищ містить механічні тверді й рідкі домішки: пісок, пил, масло, конденсат та агресивні води, мінеральні масла й солі, що суттєво впливає на якісні показники МПС.

Слід відзначити, що вміст вологи в МПС викликає не тільки утворення кристалогідратів, але виступає причиною корозії сталевих газопроводів та обладнання компресорних станцій, а механічні домішки зумовлюють ерозію та зношення газопроводів і засмічення контрольно-вимірювальних приладів.

Умови утворення й відкладення гідратів у магістральних газопроводах і свердловинах докладно описані в літературних джерелах [22, 23]. Процеси руху газу в трубопроводах автори цих публікацій розглядають під кутом зору трубної гідравліки, а динаміку гідратоутворення вивчають за допомогою математичної моделі, у якій фазовий перехід газу в стан кристалогідратів пов'язується зі зміною тиску всередині трубопроводу. Зміну товщини шару кристалогідратів протягом часу описують системою рівнянь у постійному перерізі трубопроводу і незмінному тиску в ньому.

Розроблена математична модель гідратоутворення в ШДС базується на уявленні, що процес формування газових кристалогідратів розглядається як рух вологонасиченої МПС в дегазаційному вакуумному трубопроводі, що має внутрішній радіус r_0 , а зовнішній – R . Необхідно зазначити, що в процесі транспортування вологонасиченої МПС через шахтовий газопровод кількість вологи, необхідної для утворення гідрату, зберігається по всій довжині траси. Під час деформації гірського масиву змінюється профіль траси газопроводу та порушується герметичність стикових з'єднань між трубами, і саме там

відкладаються механічні домішки породного й вугільного пилу та волога. У подібних ситуаціях змінюються величини прохідного перерізу S і діаметра $D = 2(r_0 - \xi(z, t))$ дегазаційного газопроводу в просторі та часі відповідно до даного співвідношення:

$\xi(z, t)$ – товщина шару гідрату в трубі.

В роботі [24] відмічається, що процес гідратоутворення йде повільно, а зміни тиску і температури газу описуються системою рівнянь:

$$\begin{cases} \frac{dp}{dz} = -\rho g - \frac{\psi \sqrt{\pi} M^2}{4S^{\frac{5}{2}} \rho}, \\ \frac{dT}{dz} = -\frac{gS}{c_p} + \frac{\alpha_w (T_w - T) \pi D}{M_{cp}} + \varepsilon \frac{dp}{dz}. \end{cases} \quad (4.3)$$

де z – координата вздовж осі труби; g – прискорення вільного падіння; ρ – щільність газу; M – стала масова витрата газу; v – швидкість потоку; c_p – питома теплоємність газу при сталому тиску; ψ – коефіцієнт гідравлічного опору; ε – коефіцієнт Джоуля – Томсона.

Для системи рівнянь (4.3) задаються такі початкові умови:

$$\begin{cases} p(0) = p_1, \\ T(0) = T_1. \end{cases} \quad (4.4)$$

Систему (4.3) доповнюють рівнянням, що описує стан газу, тобто:

$$\rho = \frac{p}{Z_0 RT} \quad (4.5)$$

де коефіцієнт стисливості газу Z_0 визначено за допомогою рівняння Латонова – Гуревича, а саме:

$$Z_0(p, T) = \left[0,173761 \ln\left(\frac{T}{T_c}\right) + 0,73 \right]^{\frac{p}{p_c}} + 0,1 \frac{p}{p_c} \quad (4.6)$$

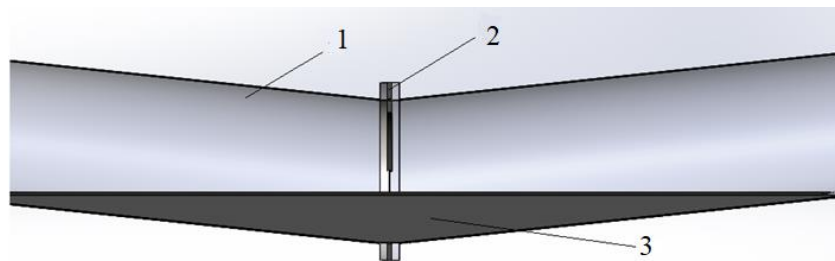
В іншому дослідженні [23] було передбачено, що температура стінки труби в зонах покритих газовими гідратами, $T_w = T_f$. Температуру T_f фазового переходу «газ – гідрат» визначають за такими рівняннями:

$$T_f(p) = \beta_1 \ln\left(\frac{p}{10^5}\right) + \beta_2 \quad (4.7)$$

де β_1 и β_2 – емпіричні сталі.

Результати проведених експериментів [25] показали, що серед причин зниження пропускної здатності газопроводу – наявність у порожнині свердловини малов'язких рідких скупчень – води й газового конденсату. Це може бути наслідком некондиційності підготовки газу до транспортування (тобто продукт має високу температуру точки роси).

Попередніми дослідженнями [1] відомо, що під впливом деформацій гірського масиву відбуваються просторові зміни траси шахтового газопроводу та його геометричної форми, що зумовлює деформацію паранітових ущільнювачів між трубами та видавлювання їх у середину газопроводу (рис. 4.6).



1 – газопровід; 2 – ущільнювач з параніту; 3 – зона відкладення механічних домішок і кристалогідратів.

Рисунок 4.6 – Поздовжній переріз деформованого газопроводу

Необхідно відзначити, що умови транспортування МПС через деформований дегазаційний газопровід – це малодосліджена проблемою гірничого виробництва, вирішення якої потребують спеціального розгляду, аби описати механізм утворення кристалогідратів та оцінити їхній вплив на корозійну стійкість сталевих труб. Отже виконання інноваційного для галузі технічного завдання відбувається через моделювання руху газової суміші деформованим газопроводом і для цього було застосовано програмний комплекс SolidWorks Flow Simulation.

При цьому деформовану ділянку газопроводу й гірничу виробку було змодельовано програмою SolidWorks Flow Simulation комплексно. Використовуючи метод об'ємних елементів (МСЕ) [26], програма здійснила структурний аналіз траєкторії транспортування МПС через викривлений газопровід, спрогнозувавши зони утворення газогідратів.

Модельована ділянка викривленої в профілі траси дегазаційного трубопроводу складається з 8 ланок труб довжиною 4,0 м, діаметром 350 мм і товщиною стінки 4,0 мм. Відомо, що труби для дегазації, які надходять на шахти, виготовлені з простої вуглецевої сталі без спеціального покриття.

Для моделювання умов транспортування МПС по деформованому дегазаційному трубопроводу задавалися наступні граничні умови: масова витрата МПС, її густина, об'ємна витрата газу, швидкість руху, термодинамічні параметри.

Утворені моделі процесу транспортування каптованого метану було взято такі параметри:

- газова стала $R_2 = 520$ Дж/(кг·К);
- безрозмірний коефіцієнт стисливості $z = 0,9$;
- питома внутрішня теплоємність, коли сталий об'єм суміші

$C_p = 2700$ Дж/(кг·град).

На рис. 4.7 подано результати комп'ютерного моделювання якісних і кількісних показників руху МПС деформованим газопроводом.

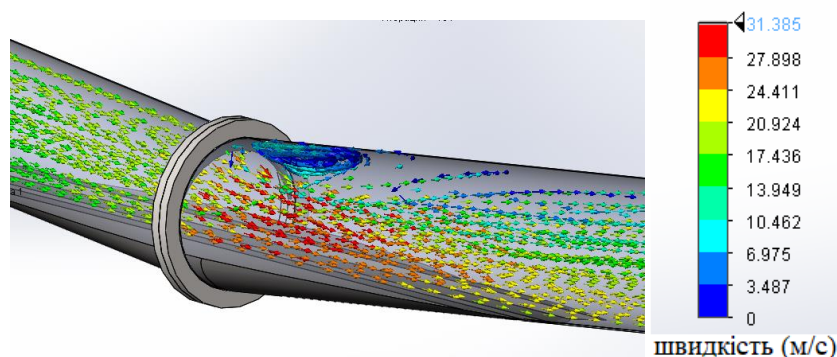


Рисунок 4.7 – Характерні зміни швидкісних характеристик МПС в зонах відкладення механічних домішок та формування газових гідратів

Ці результати показують зміну швидкості руху транспортованої МПС, збільшення гідравлічного опору та зниження пропускної здатності дегазаційного газопроводу в зонах деформованих стикових з'єднань сталевих труб. На базі теоретичних і практичних досліджень було встановлено, що на подолання гідравлічного опору в трубопроводі припадає 33,9 % витрат електроенергії, а максимальне зростання гідравлічних втрат на тертя спостерігається в деформованих стикових з'єднаннях, що робить процес транспортування МПС дорожчим.

Потенційно небезпечні ділянки деформованих дегазаційних газопроводів можна вважати нетиповими, оскільки в них відбувається осідання часток породного і вугільного пилу, а також утворюються газові кристалогідрати, що в цілому зменшує гідравлічний діаметр трубопроводу та суттєво впливає на параметри каптованої МПС, а також ефективність роботи вакуум-насосів.

На рис. 4.8 наведено відомості про зміну тиску в деформованій частині газопроводу. Встановлено, що при проходженні деформованих стикових з'єднань відзначаються різкі знакозмінні коливання тиску МПС з поступовим його вирівнюванням в лінійних частинах труб.

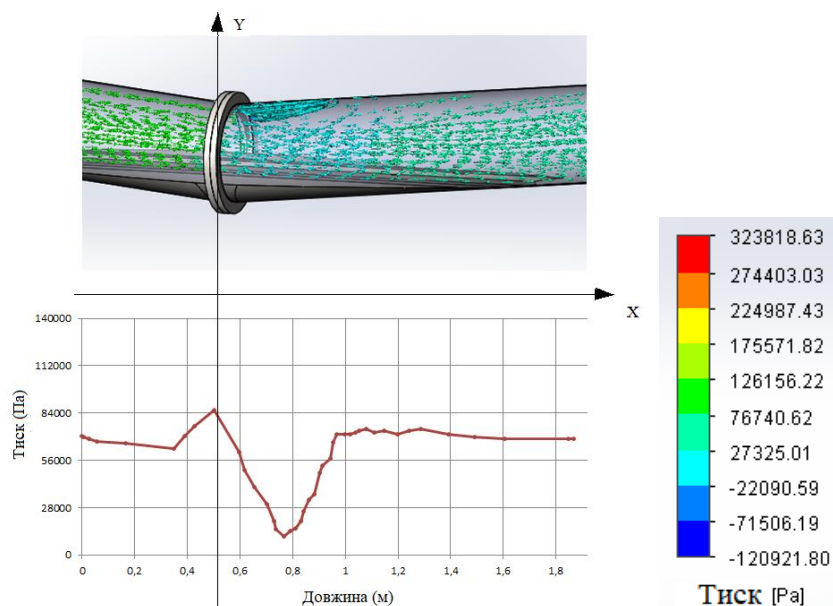


Рисунок 4.8 – Характер перерозподілу тиску МПС в деформованих стикових з'єднаннях труб

Суттєве падіння продуктивності вакуум-насосів, що працюють на шахтну дегазаційну мережу, викликане утворенням гідратів у вузлових з'єднаннях деформованого газопроводу, спостерігається при зменшенні прохідних перетинів трубопроводів на 50 % і більше.

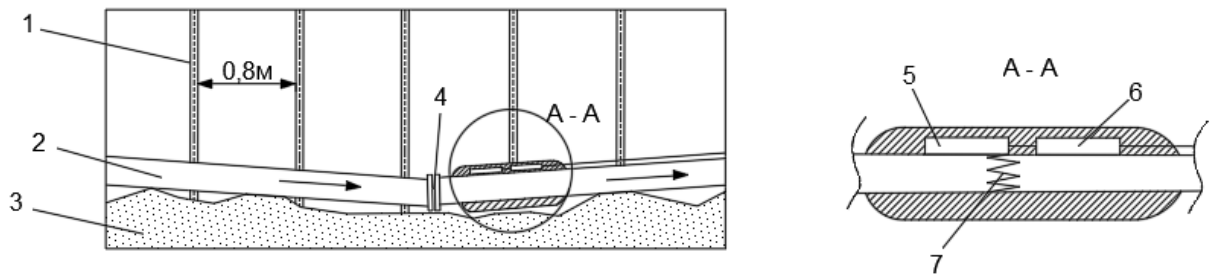
Як відомо, в розгалуженій мережі шахтових дегазаційних газопроводів неможливо уникнути процесу гідратуутворення, тому оперативне запобігання таким явищам – це обов'язкова складова експлуатації та моніторингу ШДС.

Аналіз виконаних досліджень свідчить про те, що для запобігання утворенню газових гідратів необхідно своєчасно перевіряти технічний стан дегазаційних газопроводів.

За результатами аналізу вітчизняного і зарубіжного досвіду забезпечення безаварійної роботи газозбірних систем у нафтогазовій та гірничій галузях [27, 28], провели експертне оцінювання сучасних засобів діагностики і контролю режимів роботи газопроводів. Аби уникнути аварійних ситуацій, як наслідку відкладень кристалогідратів у зв'язку з повним гідруванням шлейфа й гирла свердловини, рекомендовано запровадити програмно-технічний комплекс контролю параметрів газозбірної системи з використанням датчиків температури й тиску фірми Fisher 3051 [29], завдяки чому стали можливими такі дії:

- у режимі реального часу визначати тиск і температуру газу безпосередньо на фонтанній арматурі свердловин, перебуваючи в диспетчерській;
- виконувати оперативний контроль параметрів роботи кожної свердловини окремо;
- визначати місце й початок процесу гідрування в газозбірній системі;
- підвищити точність і достовірність показів датчиків;
- оперативно приймати рішення про подальші дії при виникненні аварійної ситуації.

На рис. 4.9 зображено принципову схему роботи модулів контролю температури та їхнього розміщення на дегазаційному газопроводі.



1 – стояк рамного кріплення; 2 – газопровід; 3 – підшва гірничої виробки; 4 – стикове з'єднання труб; 5 – перетворювач сигналу; 6 – модуль радіоканалу; 7 – електрод.

Рисунок 4.9 – Схема роботи й розміщення модулів контролю температури

Принцип роботи датчика температури полягає в тому, що внаслідок зміни температури навколишнього середовища змінюється опір електрода 7 (від 50 до 100 Ом) перетворювач сигналу 5 дає його змінене значення в діапазоні 4 – 20 мА. Створений електричний сигнал подається на модуль радіоканалу 6, який перекодує його в звичайний цифровий сигнал і надсилає дані в диспетчерську.

Покази описаних датчиків мають бути виведені на монітор комп'ютера в диспетчерській службі. Оскільки живлення модулів має низьку напругу, та роботу датчиків температури забезпечено звичайними елементами АА (лужними або NiCd), що підходить для шахтових умов експлуатації.

Перевага такої системи контролю – відносно невелика вартість датчиків, мінімальний час їхнього встановлення, коли немає потреби прокладати кабельні лінії, а також виконувати вогневі й газонебезпечні роботи для моніторингу цих засобів.

Ділянки шахтових дегазаційних газопроводів, споруджених у підземних виробках, де спостерігаються активні прояви гірського тиску, справедливо вважають потенційно небезпечними, через те, що всередині труб формуються зони газогідратів, механічні відкладення часток породного

та вугільного пилу, унаслідок чого зменшується гідравлічний діаметр, що суттєво погіршує параметри каптованої МПС та знижує ефективність роботи дегазаційних систем.

Суттєве падіння пропускної здатності вакуум-насосів, як важливої складової дегазаційної мережі, пояснюється утворенням скупчень рідини у вузлових з'єднаннях деформованого газопроводу, унаслідок зменшення на 50 % і більше прохідних перерізів труб.

Регулярний моніторинг показників температури й тиску газу в деформованих частинах газопроводу забезпечує вчасне й оперативне реагування на будь-які їхні зміни, що створює умови для безаварійної роботи ШДС та зменшує трудовитрати персоналу, який обслуговує обладнання.

Швидке й систематизоване надходження інформації про параметри роботи шахтової дегазаційної системи до диспетчерської служби дозволить отримувати повну і достовірну інформацію щодо режимних параметрів дегазаційної системи і занесення їх в електронні журнали в автоматизованому режимі.

4.3. Аналіз та обґрунтування інноваційних технологій підвищення пропускної здатності шахтових дегазаційних газопроводів

Збільшення навантаження на очисні вибої та підвищити швидкості їхнього просування завдяки застосуванню нової техніки й технологій ведення гірничих робіт зумовило зростання кількості метану, що виділяється у вироблений простір.

Наявна технологія дегазації вуглепородного масиву й виробленого простору базується на застосуванні ШДС та їхнього основного елемента – металевих газопроводів. Традиційно згадані конструкції монтуються за допомогою опор, що розташовані на підшві підземних виробок, або підвішуються до елементів кріплення виробки. У процесі експлуатації дегазаційні мережі зазнають впливу агресивного шахтового середовища, що викликає корозію труб [30]. При цьому в газопроводах спостерігаються

лінійні деформації, зумовлені зміною просторового розташування виробок під дією гірського масиву.

В світовій практиці експлуатації дегазаційних систем спостерігається тенденція до використання довгомірних труб виготовлених із композитних матеріалів. У своїх дослідженнях [30] спеціалісти дійшли висновку, що застосування композитних трубопроводів у системах дегазації вугільних шахт – перспективний напрям в технічному та економічному плані. Порівняно із традиційними сталевими трубопроводами, композитні мають на порядок меншу величину коефіцієнта гідравлічного опору, меншу кількість стикових з'єднань, їх не загрожує корозія. Перелічені чинники сприяють суттєвому зниженню аеродинамічному опору в газопроводі і, як наслідок, стають меншими енергетичні витрати на транспортування МПС. При цьому на підприємствах вугільної галузі ще не розроблено методичних рекомендацій з обґрунтуванням доцільності використання дегазаційних полімерних трубопроводів в умовах шахтового середовища.

Сьогодні, коли відбувається інтенсивна розробка газонесних вугільних пластів, гостро стоїть питання своєчасного відведення МПС з очисних вибоїв й виробленого простору діючих лав. Також не менш важливе забезпечення якісних показників цієї сировини для подальшого її використання як енергетичного джерела. Питання потрібно вирішувати з огляду на значення аеродинамічного опору сталевих трубопроводів (якщо порівнювати з композитними), на появу численних зон підсмоктування рудникового повітря внаслідок корозії металу та порушення герметичності стикових з'єднань труб під впливом деформацій гірського масиву. Схильність сталевих газопроводів до корозійного руйнування в агресивному шахтному середовищі викликає потребу заміни металу в цих конструкціях на композитні матеріали, термін експлуатації яких може сягати 40 – 60 років [31]. Трубопровід виготовлений з таких матеріалів має ряд переваг над сталевим, а саме: зниження витрат на спорудження та експлуатацію; стійкість до електрохімічної корозії; менша

шорсткість внутрішньої поверхні, а тому підвищена на 20 % пропускна здатність труби.

Як показує аналіз наявних шахтових дегазаційних газопроводів [2], експлуатація дегазаційної системи, виконаної зі сталевих трубопроводів, супроводжується значними економічними витратами, спричинених такими явищами:

- 1) значним аеродинамічним опором дегазаційного трубопроводу, що призводить до збільшення спожитої вакуум-насосами електроенергії;
- 2) проведенням капітальних ремонтів, частота яких залежить від несприятливих умов експлуатації трубопроводів;
- 3) зниженням якості газової суміші внаслідок підсмоктування рудникового повітря у дегазаційну трасу через корозійні отвори й стикові з'єднання між трубами.

У зв'язку з визначення та обґрунтування параметрів дегазаційних трубопроводів, що експлуатуються в умовах шахтового агресивного середовища, являє собою важливе для вугільної галузі завдання.

Спорудження газопроводів на основі сучасних композитних матеріалів поширено в зарубіжній практиці нафтогазової промисловості [30]. Загально відомо, що композитні трубопроводи використовуються у створенні надійних напірних систем для транспортування газу й нафти, викидних ліній свердловин, збірних колекторів і різних трубопровідних систем інженерної інфраструктури нафтогазової галузі.

Досвід експлуатації трубопроводів виготовлених з композитних матеріалів, під час транспортування нафти й газу показує, що в різних середовищах та умовах експлуатації потрібно використовувати ті чи інші композитні труби, оскільки їх неправильний вибір ще на етапі проектування призводить до аварійних ситуацій.

Рекомендації застосування газопроводів із композитних матеріалів у вугледобувній галузі подано в літературі [4]. При цьому автори відзначають позитивну властивість таких труб, зокрема низьку шорсткість внутрішньої

поверхні і, як наслідок, низький гідравлічний опір вакуумного трубопроводу. Втрати тиску в згаданих газопроводах, абсолютна еквівалентна шорсткість внутрішньої поверхні стінки труби, в яких $K_e = 0,0002$ мм, рекомендовано визначати за такою залежністю:

$$\Delta P = 43,39 \frac{V_p^{1,75}}{d^{4,75}} \rho_o v^{0,25} L_p, \quad (4.8)$$

де ΔP – втрати тиску на ділянці газопроводу, Па; V_p – розрахункова витрата газу, м³/год; d – внутрішній діаметр газопроводу, см; ρ_o – щільність газу за нормальних умов, кг/м³; v – коефіцієнт кінематичної в'язкості газу, м²/с; L_p – розрахункова довжина ділянки газопроводу, м.

На базі проведених спеціалістами експериментів встановлено [30], що розрахункова шорсткість нових сталевих труб за наявності локальних розривів на стиках дорівнює від 0,02 та 0,10 мм, а це суттєво перевищує шорсткість композитних труб.

На сьогодні в опублікованих інформаційних джерелах не містяться методики розрахунку експлуатаційних параметрів шахтових дегазаційних мереж, споруджених з композитних труб.

За результатами проведених досліджень [32] було зроблено висновки, що на експлуатаційні параметри шахтових дегазаційних систем впливають такі чинники: корозія металевих трубопроводів, шорсткість внутрішніх стінок труб, гідравлічний опір під час транспортування МПС, потрапляння рудникового повітря, вугільного та породного пилу з атмосфери гірничих виробок всередину труб, що свідчить про негерметичність фланцевих з'єднань між ними. Одночасно треба визнати, на разі не існує результатів експериментальних досліджень експлуатаційних параметрів шахтових дегазаційних систем, виготовлених з композитних матеріалів. Отже, показники виконаних теоретичних розрахунків і характеристики цих систем вважаються умовними. Це пов'язано з тим, що в попередніх теоретичних обґрунтуваннях не розглядались умови транспортування довгомірних

композитних труб і доставки їх в підземні виробки та витрати на монтаж їх з урахуванням параметрів шахтового середовища. У зв'язку з цим виникла потреба розробки методики визначення доцільності використання дегазаційних полімерних трубопроводів в умовах шахтового середовища при формуванні дегазаційних систем для забезпечення безпечної роботи у високонавантажених лавах.

Тривалий досвід експлуатації сталевих дегазаційних газопроводів показав, що нормативний термін їхньої роботи не підтверджено практикою, бо він перевищує 10 років [33].

Сталеві труби шахтових дегазаційних мереж і магістральних газопроводів до тепер визначаються як елемент транспортно-технологічної системи, що забезпечує баланс її вартості, міцності, доступності та придатності до ремонту.

Отже, традиційно загальні витрати, пов'язані з спорудженням й експлуатацією шахтових дегазаційних трубопроводів включають вартість сталевих труб, витрати на їх доставку в шахту та на виконання монтажних робіт, у тому числі на герметизацію стикових з'єднань труб, а також на заміну ушкоджених корозією елементів конструкції та на їхній ремонт .

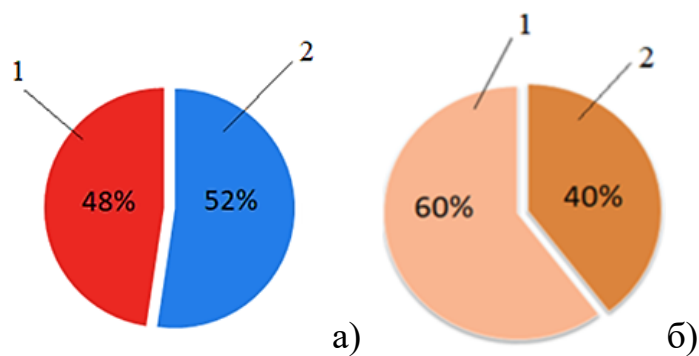
Шляхом проведення експериментів було встановлено, що агресивне шахтове середовище провокує значні корозійні руйнування сталевих дегазаційних газопроводів, а це суттєво впливає на їхній технічний стан, знижуючи експлуатаційні показники конструкцій [2]. Слід зазначити, що традиційна технологія виробництва труб з простої вуглецевої сталі, кі постачаються шахтам для створення дегазаційних систем, не передбачає спеціального їхнього покриття (хімічного захисту) для запобігання корозії. Як бачимо найбільш ефективним методом вирішення цієї проблеми може бути спорудження газопроводу з корозійностійких труб, які широко використовуються в суміжних галузях.

Відповідно до нормативних документів [33 – 36] альтернативу традиційним сталевим трубам складають труби з композитних матеріалів, які мають низку позитивних якостей, таких як:

- висока корозійна стійкість до агресивного середовища;
- незначна вага та легкість монтажу;
- підвищена пропускна здатність (приблизно на 20 %), зумовлено гладкою поверхнею стінок (еквівалентна шорсткість стінки сталеві труби $K_e = 0,01$ мм, композитної – $K_e = 0,0007$ мм) [36];

- високі характеристики міцності, еластичності та гнучкості;
- низька газопроникність.

Аналіз техніко-економічних показників таких трубопроводів показав, що основною перешкодою для їх застосування виступає їхня вища порівнянні зі сталевими аналогами вартість. Одночасно невисока вага полімерних труб, можливість транспортувати їх сформованими у вигляді бухт, простота роботи з ними, усе це сприяє зникненню витрат на доставку та монтаж ланок труб (рис. 4.10) [30].



а – вартість труб: 1 – сталевих; 2 – полімерних;

б – витрати на монтаж трубопроводу: 1 – сталевих; 2 – виготовлені із композитних матеріалів

Рисунок 4.10 – Порівняльні показники витрат на спорудження металевих і полімерних трубопроводів

Відомо, що доставка сталевих труб з поверхні в шахту і далі через гірничі виробки відбувається згідно з чинною системою «ПАКОД» та відповідає правилам транспортування довгомірних вантажів [37].

Коли ж для переміщення й монтажу довгомірних трубопроводів використовують бухти, то це дозволяє суттєво зменшити кількість стикових з'єднань між ланками труб і знизити витрати на монтажні роботи.

Отже виходить, що на етапі спорудження конструкції вартість змонтованого погонного метра композитної труби значно знижується і стає меншою від вартості змонтованого погонного метра сталеві труби.

Серед найважливіших переваг композитних труб, які суттєво впливають на експлуатаційні параметри газотранспортної системи, потрібно згадати низькі показники їхньої шорсткості й гідравлічного опору. Як вже було зазначено еквівалентна шорсткість полімерних труб $K_{ш} = 0,0007$ мм, сталевих – $K_{ш} = 0,01$ мм.

Беручи до уваги всі розглянуті фактори з огляду на умови шахтового середовища, провели порівняльне оцінювання техніко-економічної доцільності спорудження газопроводів з композитних труб і традиційних сталевих.

За результатами досліджень і нормативних документів [38], встановлено, що впровадження композитних трубопроводів в технологію дегазації шахт має низку позитивних техніко-економічних наслідків за рахунок збільшення пропускної здатності трубопроводу його низького гідравлічного опору та уникнення необхідності спорудження системи електрозахисту.

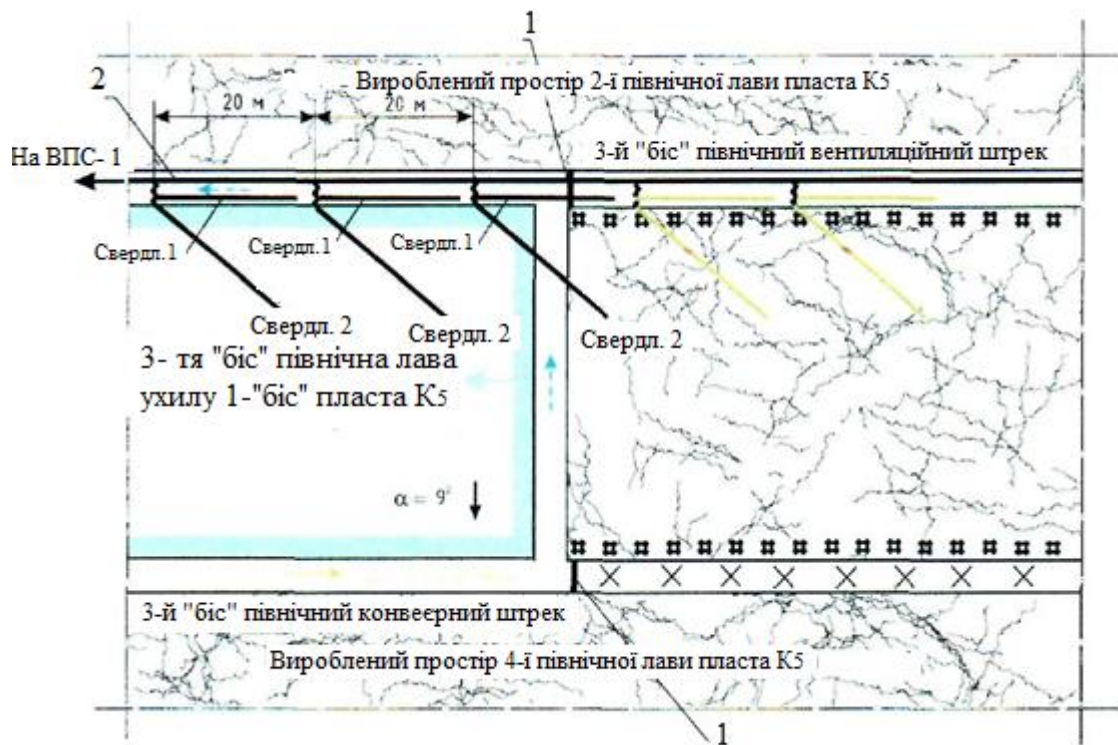
Необхідно зауважити, що в процесі проектування дегазаційних систем особливу увагу приділяли розрахунку їхньої пропускної спроможності, який виконували, взявши за основу такі параметри: прогнозований об'єм МПС, що надходить у трубопровід, тиск у вузлових його точках, питомі втрати тиску під час транспортування та раціональні величини діаметра трубопроводу у відповідних його ділянках.

Техніко-економічне оцінювання системи базувалось на вимогах галузевої методики Нафтогазу України [36], в якій проте не було проаналізовано транспортно-технологічні чинники функціонування системи

та конструктивні особливості труб, а також витрати на доставку їх в шахту та виконання монтажно-демонтажних робіт при спорудженні підземних газопроводів.

Оцінювання економічного ефекту заміни традиційного сталевого дегазаційного трубопроводу на сучасний композитний було здійснює на прикладі дегазаційної системи шахти «Краснолиманська» з використанням методики ефективності інвестиційних проектів [39].

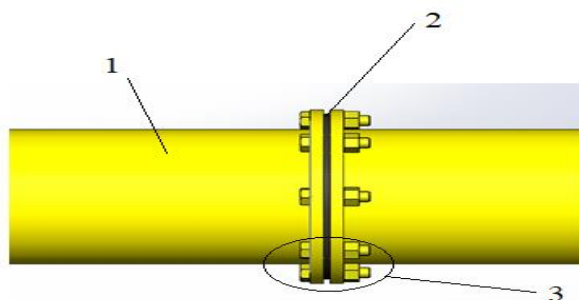
Реальну схему з'єднань між ділянками дегазаційних трубопроводів на шахті «Краснолиманська» з розташуванням свердловин та процесу надходження МПС до поверхневої вакуум-насосної станції зображено на рис. 4.11.



1 – переносна перемичка; 2 – дільничний дегазаційний газопровід.

Рисунок 4.11 – Схема реального шахтового дегазаційного газопроводу

Розрахунок було виконано в поточних цінах базового періоду без урахування ПДВ на прикладі роботи реального шахтового газопроводу DN 320 (рис. 4.12).



1 – ланка газопроводу ($L = 4,0$ м); 2 – прокладка з пароніту; 3 – фланцеве з'єднання.

Рисунок 4.12 – Конструктивні особливості шахтового дегазаційного газопроводу

Було взято тривалість розрахункового періоду 10 років. Витратну частину було виражено в питомих показниках із розрахунку на 5 км траси.

Як уже було зазначено, заміна сталевих труб на композитні означає зменшення кількості фланцевих з'єднань, тим самим уповільнюється процес формування зон відкладення механічних домішок та ділянок звуження діаметра газопроводу, а це врешті – решт підвищує ефективність експлуатації шахтової газотранспортної системи загалом.

Вихідні дані для розрахунку показників заміни сталевого дегазаційного трубопроводу на композитний газопровід для шахті «Краснолиманська» наведено в табл. 4.1.

Розрахунок ефективності P_m застосування трубопроводу, виготовлених із композитних матеріалів, на різних стадіях оцінювання виконують за таким виразом [39]:

$$P_T = \sum_t^T \frac{V_t}{(1 + E)^{t-t_0}}, \quad (4.9)$$

де V_t – грошові вкладення підприємства на впровадження проекту в t -му році розрахункового періоду; E – норма дисконту у якій враховано зменшення цінності пізніших витрат, відносні одиниці; t_0 – витрати протягом базового часу, здійснювані в момент t .

Таблиця 4.1.

Данні для порівняння експлуатаційних та економічних показників
композитних і сталевих трубопроводів

Показник показників	Одиниця виміру	Значення показників	
		Композитний трубопровід	Сталевий трубопровід
Термін експлуатації	років	60	10
Вартість трубопроводу	тис. дол.	197,34	179,4
Витрати на монтажні роботи	тис. дол.	212,7	333,13
Капітальні витрати	тис. дол.	410	518,5
Витрати на капітальний ремонт	тис. дол.	23,92	29,9
Пропускна спроможність	м ³ /хв	120	100
Економічний ефект	тис. дол./рік	80,5	72,68

Розрахунок індексу ефективності проекту проводиться за виразом [39]:

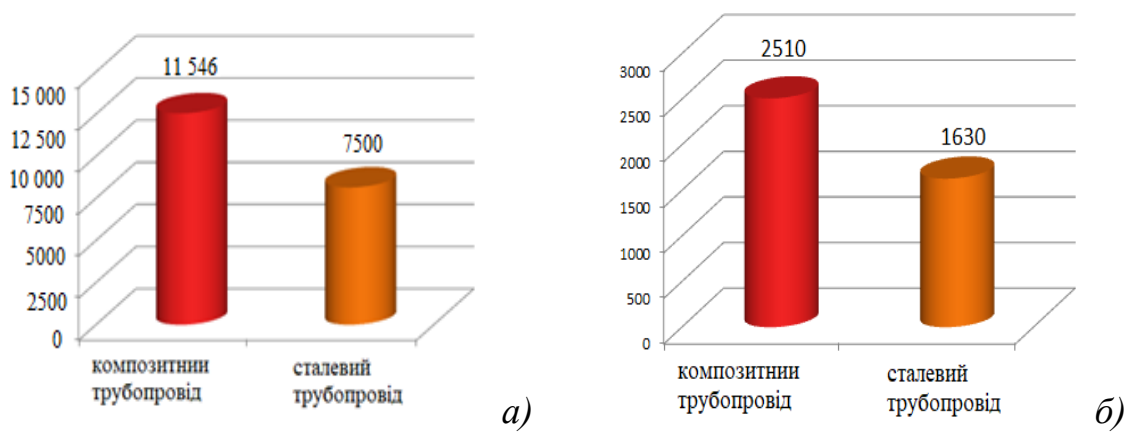
$$IE_{\pi} = \frac{E_{\pi}}{\sum_t \frac{K_t}{(1+E)^{t-t_0}}} + 1, \quad (4.10)$$

де K_t – капітальні вкладення в реалізацію проекту.

Аналіз показників E_m та IE_p свідчить, що композитні труби в 1,5 раза ефективніші з економічного погляду, а їхній індекс ефективності на 40 % вищий, якщо порівнювати зі сталевими системами.

Чинні методики визначення основних параметрів дегазації вугільних шахт України розроблені відповідно до конкретних гірничо-геологічних умов, причому вони носять рекомендаційний характер.

Порівняльний аналіз показників ефективності варіантів монтажу полімерних і сталевих газопроводів відображено на рис. 4.13.



а) ефективність трубопроводу E_m тис. дол.; б) індекс ефективності IE_p , в.о.

Рисунок 4.13 – Показники ефективності впровадження газопроводів

Однак, попри велику кількість запропонованих методик розрахунку параметрів дегазації, їх не можна ефективно застосовувати до оцінювання дегазаційних газопроводів з композитних матеріалів, бо в цьому випадку фактичні параметри роботи мережі не завжди відповідають розрахунковим.

З урахуванням вищезазначеного виникла необхідність розробки рекомендацій для удосконалення чинної методики розрахунку параметрів ШДС [40], і це являє собою актуальне науково-практичне завдання.

Створена й рекомендована до застосування методика включає способи обчислення оптимальних значень руху МПС через ділянки композитних труб, діаметра труб на цих ділянках, аеродинамічного опору 1 погонний метр ділянки. За критерій оцінювання ефективності роботи дегазаційної системи було взято суму амортизації та вартості ремонту ділянки труби протягом 1 року, а також вартість електроенергії, витраченої на роботу ВНС під час транспортування метану на цій ділянці. Витрати на амортизацію й ремонт трубопроводу виражають у відсотковому відношенні від вартості труби. Цей показник у перерахунку на 1 м труби визначають за таким виразом [41]:

$$K_m = b_0 + b_1 D + b_2 D^2, \quad (4.10)$$

де D – діаметр труби на заданій ділянці, м; b_0 , b_1 , b_2 – коефіцієнти емпіричної формули.

Вартість електроенергії, витраченої на транспортування метану ділянкою трубопроводу з композитних матеріалів визначають із такої залежності [41, 42]:

$$Z_e = \frac{Q \cdot h_d}{1000\eta_v} T \cdot c, \quad (4.11)$$

де Q – витрата повітря, що проходить через ділянку, м³/с; h_d – депресія тиску на ділянці, Па; η_v – коефіцієнт корисної дії ВНС, част. од.;

T – тривалість роботи ВНС протягом року, год; c – вартість 1 кВт·год споживаної енергії, грн.

Розраховуючи параметри ділянки, необхідно встановити допустиму швидкість руху метану через композитний газопровід, необхідний діаметр трубопроводу й допустимі втрати тиску на 1,0 м трубопроводу.

Слід зазначити, що гранично допустима довжина дегазаційних труб, що поставляються виробниками металургійної промисловості довжиною 4,0 м, обумовлена вимогами доставки негабаритних вантажів у шахту [33].

Чинні в гірничій галузеві обмеження стають перешкодою для застосування сучасних технологій спорудження шахтових сталевих газопроводів, коли на кожні 1,0 км їхньої довжини припадає до 250 стикових з'єднань. Звісно, що під впливом інтенсивних деформацій порід гірського масиву відбуваються численні порушення герметичності стикових з'єднань, що провокує втрати тиску в системі, зниження концентрації метану в МПС в результаті підсмоктування рудникового повітря та підвищення коефіцієнта гідравлічного опору.

Перевагою труб із полімерних матеріалів є висока їхня пластичність, що забезпечує технологію транспортування в бухтах із сумарною довжиною до 1000 м, залежно від діаметра [30]. Пластичні властивості композитних труб та їх фізико-механічні характеристики надають можливість використовувати довгомірні ланцюги для спорудження газопроводів в криволінійних гірничих виробках з мінімальною кількістю стикових з'єднань.

Річна вартість витрат електроенергії, що споживається вакуумною станцією для транспортування МВС у трубопроводах з композитних матеріалів, а також сума амортизаційних відрахувань та ремонтних робіт протягом року відповідає такому виразу [40]:

$$W = \frac{Q}{1000\eta_B} \left[\frac{4\alpha L}{D} V^2 TC \right] + 0,01rL(b_o + b_1D + b_2D^2), \quad (4.12)$$

де α – коефіцієнт аеродинамічного опору трубопроводу, $\text{H}\cdot\text{с}^2/\text{м}^4$; L – довжина дегазаційного газопроводу, м; r – частка вартості ділянки труби, яку відраховують на амортизацію та ремонт, %; V – швидкість руху МПС в дегазаційному трубопроводі, м/с.

Оскільки транспортування МПС дегазаційними трубопроводами підпорядковується закону безперервності потоку, діаметр трубопроводу визначаємо залежністю [40]:

$$D = 1,13 \frac{Q^{0,5}}{V^{0,5}}, \quad (4.13)$$

Після підстановки виразу (4.13) в залежність (4.12) формула для обчислення вартості витрат електроенергії набуває такого вигляду:

$$W = \frac{Q}{1000\eta_B} \left[\frac{2,12\beta L V^{0,5}}{Q^{0,5}} V^2 TC \right] + \frac{rL}{100} * \left[b_o + 1,13b_1 \frac{Q^{0,5}}{V^{0,5}} + 1,28b_2 \left(\frac{Q^{0,5}}{V^{0,5}} \right)^2 \right], \quad (4.14)$$

де β – безрозмірний коефіцієнт тертя.

Швидкість транспортування МПС композитним трубопроводом обчислимо з такої залежності [39]:

$$V = \frac{4Q}{\pi D^2} = \frac{1,27Q}{D^2}, \quad (4.15)$$

Відомо, що в місцях стикових з'єднань труб спостерігається місцевий опір, депресію якого визначаємо за таким виразом [41]:

$$h_{\text{м.с.}} = \frac{\xi \rho V^2}{2}, \quad (4.16)$$

де ξ – коефіцієнт місцевого опору.

Середньоквадратичне падіння тиску $A_{\text{сер}}$ в дегазаційній мережі з композитного матеріалу відповідає такій залежності:

$$A_{\text{сер}} = \frac{P_{\text{н}}^2 - P_{\text{к}}^2}{(1 + K) \sum L}, \quad (4.17)$$

де $P_{\text{н}}, P_{\text{к}}$ – абсолютний тиск газу на початку та в кінці мережі, МПа;
 $\sum L$ – сумарна довжина дегазаційної ділянки, км; K – коефіцієнт, що враховує втрати тиску на місцевих опорах у частках від лінійних.

Треба зауважити, що кількість рудникового повітря, яке підсмоктується в труби в місцях фланцевих з'єднань, можна описати величинами q_1, q_2, \dots, q_n та Q_0 , де Q_0 – кількість повітря в початковому (кінцевому) перерізі трубопроводу, м³.

Таким чином кількість МПС, що проходить на кожній з ділянок, буде дорівнюватися: ділянка перша Q_0 , ділянка друга $(Q_0 + q_1)$, ділянка третя $(Q_0 + q_1 + q_2)$, ділянка n – $(Q_0 + \sum_{i=1}^{n-1} q_i)$.

Довжину кожної ділянки трубопроводу позначають як L_1, L_2, L_n .

Загальний опір мережі дорівнює сумі значень опору у всіх ділянках, а саме:

$$H_0 = H_1 + H_2 + H_3 + \dots + H_n = \sum_{i=1}^{n-1} H_i, \quad (4.18)$$

Вартість щорічних витрат для дегазаційної установки розраховується за виразом:

$$W_{\text{ел}} = \left(Q_0 + \sum_{i=1}^{n-1} q_i \right) H_i \frac{TC}{1000\eta} + 0,01 r L_{\text{Т}} n_{\text{д}} (b_0 + b_1 D + b_2 D^2), \quad (4.19)$$

де $Q_0 + \sum_{i=1}^{n-1} q_i$ – продуктивність дегазаційної установки, м³/с;
 $\sum_{i=1}^{n-1} H_i$ – втрати тиску в мережі, Па; n_0 – кількість ділянок трубопроводу, шт.

Як бачимо у запропонованій методиці визначення витрат на транспортування МПС через полімерний газопровід враховано особливості дегазаційних мереж, створених на основі композитних матеріалів. Завдяки цьому з'являється можливість виявити потенційні резерви підвищення експлуатаційних параметрів газотранспортної системи. Це може відбуватися за рахунок зниження опору руху МПС поліпшення якісних показників каптованого газу шляхом значного зменшення кількості стикових з'єднань між трубами.

Тепер зрозуміло, що застосування композитних трубопроводів у системах дегазації вугільних шахт є перспективним з технічної та економічної точок зору. Порівняно зі сталевими трубами пластикові мають на порядок менший коефіцієнт гідравлічного опору, що дозволяє суттєво знизити енергетичні витрати на транспортування МПС. Крім того, композитні трубопроводи в 1,5 рази економічно вигідніші та мають індекс ефективності на 40 % більший порівняно зі сталевими системами. Запропонована методика розрахунку дозволяє розширити можливості застосування композитних трубопроводів у системах дегазації вугільних шахт та підвищити якість МПС.

4.4. Оцінювання ефективності проектів способів і засобів шахтової дегазації метановугільних родовищ

Відповідно до Закону України «Про газ (метан) вугільних родовищ» прибуток підприємств, отриманий від господарської діяльності з видобутку та використання газу (метану) вугільних родовищ, звільняється від оподаткування [42]. Актуальність прийняття такого рішення підтверджено такими факторами: підвищення надійності й безпеки експлуатації копалень; ефективне використання газу метану вугільних родовищ; зменшення залежності від імпорту традиційних видів енергоносіїв, а також поліпшення

екологічної ситуації в регіонах. Єдиним реальним джерелом видобутку шахтового метану в Україні є дегазаційні системи діючих шахт [43].

Якщо розглядати економічний аспект, то основною проблемою експлуатації засобів видобутку метану з вугільних пластів є їхня низька економічна ефективність. Метан у вугільних пластах перебуває в сорбованому стані, тому для його каптування необхідно робити додаткові витрати [44].

Результати досліджень [45, 46] підтверджують, що експлуатаційні показники ефективності та параметри роботи газових свердловин, пробурених у вугільні пласти, нижчі за ті, що характеризують свердловини природного газу. Обумовлено це тим, що процеси видобування метану з вугільних пластів характеризуються більшими витратами та меншою виручкою порівняно з видобуванням газу з традиційних джерел. В той же час, вилучення метану вугільних родовищ вирішує низку технологічних проблем та проблем з охорони праці, що в комплексі забезпечує додатковий економічний ефект, при врахуванні якого, можна суттєво покращити показники ефективності проектів із вилучення метану з вугільних пластів.

Потреби державної економіки у природному газі та продуктах його переробки диктують необхідність залучення у розробку нетрадиційних джерел видобутку газу, до яких відносяться вугільні пласти, що містять метан. Промисловий видобуток метану дозволить не лише підвищити економічну ефективність роботи вугледобувних підприємств, а й додатково залучити до господарського обороту цінну вуглеводневу сировину, що робить менш гострою проблему обмеженості наявних ресурсів.

В умовах сьогодення при інтенсивній розробці газонесних вугільних пластів гостро стоїть питання своєчасного відведення МПС з очисних вибоїв і виробленого простору діючих лав та забезпечення її якісних показників для подальшого використання.

Питанням вирішення проблем безпеки, ефективності управління газовиділенням і вдосконалення систем дегазації вугільних шахт присвячені

роботи вітчизняних та зарубіжних спеціалістів [47 – 49]. Проте проблема залишається актуальною через складнощі виконання технологічних операцій з дегазації та забезпечення контролю її ефективності. Дослідженнями [50, 51] встановлено, що продуктивність очисних ділянок, які працюють з дегазацією, зростає на 20 – 50 %, а собівартість тони видобутого вугілля при цьому знижується на 8 – 10 %. Означені розбіжності між технологічними і економічними показниками обумовили при оцінці ефективності дегазації необхідність урахування економічного ефекту від підвищення темпів проведення підготовчих виробок, навантаження на очисний вибій та попутного використання метану.

Автори роботи [52] відзначають, що отриманий при дегазації метан може бути використаний: для побутових потреб, для вироблення пари та електроенергії, для хімічної промисловості та отримання кристалогідратів.

Прибуток від реалізації метану, або продукції, отриманої при його переробці, розраховується за виразом:

$$B = V_{\text{пр}} * C_{\text{од пр}}, \quad (4.20)$$

де $V_{\text{пр}}$ – об'єм виробленої продукції, (1000 м³ метану, 1 кВт · год електроенергії, 1 Гкал · год тепла, 1 т сажі і т. д.); $C_{\text{од пр}}$ – ціна реалізації одиниці продукції, грн.

Слід відзначити, що сумарний ефект від дегазації та використання каптованого метану в раніше опублікованих матеріалах не розглядався.

Експериментально підтверджено [53], що при високій метановості виробок, яка в середньому на 10% скорочує ефективний робочий час підприємства через уповільнення або зупинки видобутку, можуть призвести до втрати доходів підприємства у розмірі від 8 до 16 млн. дол. на рік [54].

Чисельні виробничі ситуації обумовили необхідність систематизувати основні економічні ефекти від дегазації вугільних шахт та обґрунтувати вибір організаційно-економічного механізму щодо реалізації проектів дегазації.

Формування методологічного підходу до оцінки ефективності дегазації вугільних шахт повинно проводитись на основі аналізу наступних факторів, що визначають особливості проектів дегазації. Для кожного проекту мають бути визначені індивідуальні технологічні заходи та супутні їм витрати, які дозволять досягти заданих результатів у специфічних умовах конкретного підприємства, наприклад:

- підвищення ефективності вуглевидобутку шляхом дегазації вуглепородного масиву та використання попутно видобутого метану;
- утилізація видобутого метану з підвищенням екологічної ефективності регіону;
- аварії, спричинені вибухами та спалахами метану, що призводять до збільшення травматизму, руйнування шахтової інфраструктури, зниження обсягів видобутку вугілля.

Загалом усі проекти щодо вилучення метану вугільних пластів можна розділити на два види:

- проекти дегазації пластів для створення безпечних умов праці;
- проекти промислового видобутку метану вугільних пластів як корисної копалини.

Технологічна ефективність роботи дегазаційної системи в шахті оцінюється величиною коефіцієнта дегазації, який дорівнює відношенню кількості метану, що каптується дегазацією, до сумарної кількості метану, що видаляється дегазацією і вентиляцією. Коефіцієнт дегазації шахти $K_{дег}$ визначається за виразом [55]:

$$K_{дег} = \frac{\sum_{f=1}^k G_{д,i}}{\sum_{f=1}^k (G_{д,i} + I_i)}, \quad (4.21)$$

де k – кількість дегазованих підготовчих та очисних виробок; j – індекс дегазованої ділянки; $G_{д,i}$ – дебіт каптованого засобами дегазації метану на i - тій ділянці, що дегазується, м³/хв; I_i – метановиділення у вентиляційну мережу на ділянці, що дегазується, м³/хв.

Необхідне значення коефіцієнта дегазації виробки (вибійного простору лави, виїмкової ділянки або підготовчої виробки) визначається за виразом:

$$K_{\text{дег}} = 1 - \frac{I_{\text{в}}}{k_{\text{н}}}, \quad (4.22)$$

де I – багатометановість виробки (фактична або за прогнозом), м³/хв;
 $I_{\text{в}}$ – допустиме за фактором вентиляції метановиділення у виробку без дегазації джерел метановиділення, м³/хв; $k_{\text{н}}$ – коефіцієнт нерівномірності метановиділення, який приймається згідно з нормативним документом з проектування вентиляції вугільних шахт.

Слід відзначити, що необхідне значення коефіцієнта дегазації обумовлено нормативними актами, а витрати на його забезпечення є *обов'язковими* для вугледобувного підприємства. Таким чином, вимоги безпеки зумовлюють необхідні мінімальні витрати на проведення дегазації вугільних шахт [56]. При цьому витрати на дегазацію можуть перевищувати мінімально необхідні, якщо це необхідно підприємству для досягнення інших завдань. Наприклад, для отримання та використання додаткових обсягів метану, зниження впливу «газового фактору» на продуктивність вугільних комбайнів, скорочення викидів метану в атмосферу та ін.

Також необхідно враховувати, що виконання існуючих вимог безпеки не гарантує повної відсутності аварій. Тому витяг додаткових обсягів метану понад тих, які встановлені вимогами безпеки, знижує ймовірність виникнення аварійних ситуацій.

Дослідженнями [57] доведено також, що метан газувугільних родовищ – потужне додаткове джерело вуглеводнів в Україні. Тому державна політика у сфері використання метану вугільних родовищ має бути спрямована на підвищення безпеки і ефективності експлуатації вуглевидобувних підприємств, на диверсифікацію джерел отримання енергоносіїв, захист довкілля і раціональне використання надр, що особливо актуально на тлі глобальної кризи в умовах постійного росту цін на енергоносії. При цьому неприпустимо, щоб при вирішенні завдань, пов'язаних з утилізацією метану,

виникали утруднення для дегазації або знижувалася її ефективність, а відтак, падали темпи зростання видобутку вугілля [47].

Аналіз і синтез експлуатаційних показників вилучення, відведення та утилізації шахтового метану, що застосовуються в галузі [58] та результатів досліджень ефективності шахтових дегазаційних систем [59] дозволив виділити основні економічні ефекти, що характеризують дегазацію вугільних шахт, а саме:

- використання вугільного метану, як супутнього енергоносія. Кожні 1000 м³ метану за теплою згоряння дорівнюють 1,3 – 1,5 т вугілля; ціна моторного палива з метану на 15 – 20 % менша від ціни традиційно застосовуваного рідкого палива; використання 1 м³ метану дозволяє виробляти 3,1-3,3 кВт·год електроенергії [60].

- підвищення ефективності вуглевидобутку, пов'язаного зі зниженням впливу «газового фактору». Інтенсивний розвиток і концентрація гірничих робіт обмежуються газовиділенням, пилоутворенням, раптовими викидами вугілля, порід і газу, самозайманням вугілля. Продуктивність очисних ділянок, що працюють із дегазацією, зростає на 20 – 50 %. Собівартість тони видобутого вугілля знижується на 8 – 10 % [61].

- скорочення витрат на ліквідацію наслідків аварій, викликаних вибухами та спалахами метану, які призводять до збільшення травматизму, руйнування шахтової інфраструктури, зниження обсягів видобутку вугілля [62].

- скорочення викидів метану в атмосферу, що дозволяє забезпечити екологічно чисту комплексну безвідходну технологію вуглевидобутку. Стійкий парниковий газ, яким є метан, обсягом 71,5 м³ еквівалентний 1 т діоксиду вуглецю [63]. Тому при оцінці ефективності дегазації необхідно враховувати економічний ефект від зниження емісії метану в атмосферу.

- проектна система дегазації замінює діючу систему, необхідно передбачити ефект від скорочення витрат на попередню дегазацію.

Для проектів з видобутку метану вугільних пластів як самостійної корисної копалини можна виділити тільки економічний ефект від використання метану.

Для визначення економічного ефекту від зниження аварійності, спричинених вибухами та спалахами МВС, $Y_{ав}$ можна визначити за фактичними даними за формулою:

$$Y_{ав} = Y_{пр} + Y_m + H_n, \quad (4.23)$$

де $Y_{пр}$ – прямі втрати, пов'язані з руйнуванням промислових об'єктів, грн;

Y_m – сума втрат пов'язаних з травматизмом шахтарів, грн; H_n – втрати, пов'язані з недоотриманням продукції у зв'язку з аварією, грн

$$Y_{пр} = C_{м.до} - C_{м.піс}, \quad (4.24)$$

де $C_{м.до}$ – вартість майна шахти до аварії, грн.; $C_{м.піс}$ – вартість майна шахти після аварії, грн.;

$$Y_m = Y_1 + Y_2 + Y_3 + Y_4, \quad (4.25)$$

де Y_1 – відшкодування бюджету державного соціального страхування витрат на виплату допомоги з тимчасової непрацездатності, грн.;

Y_2 – відшкодування органам соціального забезпечення сум пенсій (або частини пенсії) інвалідам праці, грн; Y_3 – виплата допомоги непрацездатним членам сім'ї у разі смерті працівника від травми, пов'язаної з виробництвом (за втрату годувальника), грн.; Y_4 – витрати підприємства на професійну підготовку і перепідготовку працюючих, які приймаються на роботу замість колишніх працівників у зв'язку з травмою, грн;

$$H_n = DV_{сер/доб}(C_{т\ вуг} - C_{уг}Y_{у-пер}), \quad (4.26)$$

де D – кількість днів, втрачених внаслідок аварії; $V_{сер/доб}$ – середньодобовий видобуток аварійної ділянки до моменту аварії, т; $C_{т\ вуг}$ –

ціна 1 т вугілля, грн/т; $C_{т\text{ вуг}}$ – собівартість 1 т вугілля, грн/т; $Y_{у-пер}$ – питома вага умовно-змінних витрат у собівартості 1 т вугілля, частки од.

Експериментально встановлено, що на шахтах небезпечних по газу та пилу навантаження на очисні вибій в 1,5–2 рази нижчі від проектного навантаження [64]. У метанонебезпечних шахтах встановлюється система сигналізації, яка в автоматичному режимі припиняє роботу вугільних комбайнів, при перевищенні вмісту метану в шахтній атмосфері вище за величину, визначену вимогами безпеки. Таким чином, так званий «газовий фактор» є серйозною перешкодою збільшення ефективності роботи вугільних підприємств.

Економічний ефект від поліпшення використання фронту гірничих робіт у вугільних шахтах $E_{ш}$, пов'язаного зі зниженням впливу газового фактору, складається з ефекту від підвищення темпу проведення підготовчих виробок у шахтах $E_{підг}$ та ефекту від підвищення навантаження на очисний вибій $E_{оч}$:

$$E_{ш} = E_{підг} + E_{оч} \quad (4.27)$$

Економічний ефект від підвищення темпу проведення підготовчих виробок у шахтах $E_{підг}$ розраховується за виразом:

$$E_{підг} = (v_{п} - v_{д})NC_{1м}Y_{у-пост}, \quad (4.28)$$

де $v_{п}$, $v_{д}$ – швидкість проведення підготовчих виробок у зоні дегазації відповідно після та до її впровадження, м/добу; N – число робочих днів на рік, діб; $C_{1м}$ – собівартість проходки 1 м підготовчих виробок після проведення дегазації, грн/м; $Y_{у-пост}$ – питома вага умовно-постійних витрат у собівартості проходки 1 м підготовчих виробок, частки од.

Економічний ефект від підвищення навантаження на очисний вибій $E_{оч}$ розраховується за виразом:

$$E_{оч} = ((t_{п.до} - t_{п.пос})\Pi_k N)(C_{т\text{ уг}} - C_{т\text{ уг}}Y_{у-пер}), \quad (4.29)$$

де $t_{n,\text{до}}$, $t_{n,\text{noc}}$ – час простоїв очисних комбайнів, що працюють у зоні дегазації, через вплив газового фактору до і після проведення дегазації, хв/добу;

Π_k – продуктивність очисних комбайнів, т/хв.

Слід відзначити, що економічний ефект може бути отриманий від використання метану з вугільних пластів як паливо для вироблення пари та електроенергії; для вироблення моторного палива; для побутових потреб; як теплоносій на різних заводах, у тому числі металургійних; як сировина для хімічної промисловості; для отримання кристалогідратів. При цьому необхідно враховувати, що напрям використання залежить від обсягів видобутку, якості газу, що видобувається, його вмісту в МВС.

Вибір конкретного варіанта використання метану залежить від таких економічних та організаційних факторів, як величина витрат на створення переробного виробництва за відповідним напрямом використання, організаційно-економічний механізм взаємодії учасників проекту щодо вилучення метану, специфічні потреби учасників проекту у певних продуктах переробки.

Економічний ефект від використання метану E_i складається з ефектів від різних напрямів його використання, які визначаються виручкою від реалізації метану та (або) продуктів, отриманих при його переробці:

$$E_i = \sum_{t=1}^n B_i = \sum_{t=1}^n (Q_i + C_i), \quad (4.30)$$

де Q_i – обсяг реалізації метану та (або) продуктів, отриманих при його переробці (1000 м³ метану, 1 кВт·год. електроенергії); C_i – ціна реалізації метану та (або) продуктів, отриманих при його переробці (грн/1000 м³, грн/1 кВт·год електроенергії); i – напрям використання видобутого метану.

Економічний ефект від зниження емісії метану в атмосферу $E_{\text{ем}}$ є скорочення витрат вугледобувного підприємства на платежі за викиди метану в атмосферу.

При визначенні платежу необхідно порівняти величину попереднього викиду Q , переведену в тонни (маса 1 м^3 метану при температурі 293 К дорівнює $6,679 \cdot 10^{-4} \text{ т}$) із встановленими нормативами. Слід зазначити, що зниження виплат можливе лише за умови повного чи часткового використання вилученого метану. Таким чином, для запобігання викиду відносяться тільки обсяги використаного метану.

$$\text{Якщо } Q \leq H_{\text{гдк}}, \text{ то } E_{\text{ем}} = (Q \cdot Z_{\text{гдк}})k_e,$$

$$\text{Якщо } H_{\text{гдк}} < Q \leq H_{\text{лім}}, \text{ то } E_{\text{ем}} = (H_{\text{гдк}} Z_{\text{гдк}} + (Q - H_{\text{гдк}}) Z_{\text{лім}})k_e,$$

$$\text{Якщо } H_{\text{лім}} < Q, \text{ то } E_{\text{ем}} = (H_{\text{гдк}} Z_{\text{гдк}} + (H_{\text{лім}} - H_{\text{гдк}}) Z_{\text{лім}} + (Q - H_{\text{лім}}) 5 \cdot Z_{\text{лім}})k_e$$

де $H_{\text{гдк}}$ – гранично допустимий викид, т; $H_{\text{лім}}$ – викид у межах встановленого ліміту, т; $Z_{\text{гдк}}$ – базовий норматив плати за викид 1 т у розмірах, що не перевищують гранично допустимі нормативи викидів, грн/т; $Z_{\text{лім}}$ – плата за викиди в межах встановлених лімітів, грн/т; k_e – коефіцієнт екологічної ситуації та екологічної значимості атмосфери в даному регіоні (застосовується з додатковим коефіцієнтом $1,2$ при викиді в атмосферне повітря міст).

Слід відзначити, що скорочення викидів метану в атмосферу дозволяє поліпшити екологічну ситуацію у вугледобувних регіонах, скоротити негативний вплив на стан озонового шару.

При застосуванні інноваційних технічних рішень для підвищення ефективності дегазації вугільних шахт можливо отримати економічний ефект від скорочення витрат за попередню дегазацію $E_{\text{п.д}}$, за виразом:

$$E_{\text{п.д}} = Q_{\text{вуг}} C_{\text{т вуг}} Y_{\text{н.д}} Y_{\text{с.з}}, \quad (4.31)$$

де $Q_{\text{вуг}}$ – річний видобуток вугілля в зоні дегазації, т; $Y_{\text{н.д}}$ – частка витрат на попередню дегазацію у собівартості видобутку 1 т вугілля, частки од.;

$У_{с.з}$ – частка, яку можна скоротити витрати на попередні методи дегазації без зниження загальної ефективності дегазації, частки од.

Необхідно відзначити, що виникнення цього економічного ефекту можливе, якщо нова система дегазації, що впроваджується, повністю або частково замінює проведення попередньої дегазації.

Сумарний економічний ефект від дегазації $E_{дег}$ дорівнює сумі п'яти перелічених ефектів:

$$E_{дег} = E_{ав} + E_{ш} + E_i + E_{ем} + E_{п.д}. \quad (4.32)$$

Слід відзначити, що економію електроенергії при роботі дегазаційних установок можливо отримати за рахунок наступних заходів:

- підвищення герметичності вакуумних газопроводів дегазаційної мережі;
- використання для постачання вакуум-насосів напірного бака замість підкачувальних насосів;
- застосування більш економічних вакуумних насосів.

З перерахованих заходів найефективнішим є підвищення герметичності вакуумних газопроводів дегазаційної мережі. Зниження кількості рудникового повітря, який підсмоктується з гірничої виробки, дозволить зменшити питому витрату електричної енергії на транспортування одиниці об'єму МПС у перерахунку на 100% концентрацію метану та отримати на цій основі економію електричної енергії по шахті.

Порівняльний аналіз економічного ефекту, що транспортується по шахтній дегазаційній мережі визначається за виразом:

При концентрації 30%:

$$Q_{доб.1} = \frac{Q_{доб} \cdot 30}{100}, \text{ м}^3 \quad (4.33)$$

де $Q_{доб}$ – кількість метану, що транспортується по ШДС, м^3 ;

При концентрації 40 %:

$$Q_{\text{доб.2}} = \frac{Q_{\text{доб}} \cdot 40}{100}, \text{ м}^3 \quad (4.34)$$

Добова витрата електроенергії вакуум-насосами дорівнює:

$$W_{\text{доб}} = 24 \cdot P_c, \text{ кВт. ч.} \quad (4.35)$$

де P_c – потужність двигунів вакуум-насосів, кВт.

Питома витрата електроенергії на транспортування 1 м³ метану визначається за виразом

При концентрації 30%:

$$\omega_1 = \frac{W_{\text{доб}}}{Q_{\text{доб.1}}}, \text{ кВт. ч/м}^3 \quad (4.36)$$

При концентрації 40 %:

$$\omega_1 = \frac{W_{\text{доб}}}{Q_{\text{доб.2}}}, \text{ кВт. ч/м}^3 \quad (4.37)$$

Таким чином, підвищення концентрації метану за рахунок зниження підсмоктування повітря в дегазаційну мережу на 10% дозволить знизити питому витрату електроенергії на 25%.

Річні витрати на споживання електроенергії установкою розраховується за виразом:

$$W_{\text{річ}} = 8760 \cdot P_c, \text{ кВт. ч} \quad (4.38)$$

Очікувана річна економія по шахті від запровадження цього заходу розраховується за виразом:

$$\Delta\omega = 0,25 \cdot W_{\text{річ}}, \text{ кВт. ч.} \quad (4.39)$$

Проведений аналіз дегазації вугільних шахт за запропонованою методикою розрахунку дозволили встановити економічний ефект:

- від зниження аварійності, пов'язаної з вибухами метану;
- підвищення використання фронту гірничих робіт у вугільних шахтах, обумовленого зниженням впливу «газового фактора»;
- зниження викидів метану в атмосферу;
- використання видобутого метану.

Висновки до розділу 4

В умовах інтенсифікацій розробки газоносних вугільних пластів розглянуті методи оцінювання, контролю роботи та керування їхніми експлуатаційними та якісними показниками шахтових дегазаційних газопроводів сприяють формуванню системи моніторингу технічного стану конструкцій і створенню бази вихідних даних для подальшого дослідження особливостей функціонування газотранспортних систем у реальних умовах шахтового середовища.

За результатами оцінювання технічного стану наявних дегазаційних газопроводів було вивчено особливості їхнього функціонування у виробничих умовах, що дало можливість виявити критерії моніторингу та підтримки експлуатаційних показників цих засобів. Було показано, що шахтових дегазаційних газопроводів, споруджених у підземних виробках з активними проявами гірського тиску, слід відносити до потенційно небезпечних, оскільки під впливом цих факторів в конструкціях можуть утворюватись зони газогідратів, механічних відкладень частинок породного та вугільного пилу, що призводять до зменшення гідравлічного діаметра труб та суттєво погіршує параметри каптованої МПС і, зрештою знижує ефективність роботи цієї дегазаційних систем.

Було відзначено, що суттєве зниження пропускної здатності вакуум-насосів, які працюють у шахтовій дегазаційній мережі, є наслідком утворення скупчень рідини у вузлових з'єднаннях деформованого газопроводу, коли прохідні перерізи труб зменшуються на 50 % і більше.

Постійний моніторинг і контроль температури й тиску газу в деформованих частинах газопроводу дозволяє вчасно й оперативно реагувати на будь-які зміни цих параметрів, що створює можливість безаварійної роботи ШДС та зменшує трудовитрати персоналу.

У зв'язку з цим швидке та систематичне надходження даних про параметри функціонування підземної дегазаційної системи в диспетчерську службу підприємства стає надійним джерелом повної та достовірної

інформації стосовно режимної роботи дегазаційної системи і автоматичного занесення її в електронні журнали.

За результатами оцінювання сучасних тенденцій у визначенні економічної ефективності дегазації високонавантажених лав було встановлено, що в зарубіжну практику впроваджують принципово нові методи вибору інноваційних засобів реалізації цього процесу у вугільних шахтах за рахунок чого можна досягти економічного ефекту та скорочення витрат на дегазацію.

Було розроблено методику розрахунку економічної ефективності роботи дегазаційних систем з урахуванням попутного ефекту за рахунок підвищення герметичності вакуумних газопроводів дегазаційної мережі.

Перелік використаних у розділі 4 джерел

1. Ширін, Л.Н., Єгорченко, Р.Р., & Сергієнко, М.І. (2021). Особливості діагностики технічного стану транспортно – технологічної системи «шахтовий газопровід – гірнична виробка. *Науково–технічний журнал «ГЕОІНЖЕНЕРІЯ»*, Київ: КІП ім. Ігоря Сікорського, вип.6, 28- 37.

[doi: https://doi.org/10.20535/2707-2096.6.2021.241823](https://doi.org/10.20535/2707-2096.6.2021.241823)

2. Ширін, Л.Н., Барташевський, С.Є. & Єгорченко. Р.Р. (2021) Особливості моніторингу та підтримки технічного стану шахтових дегазаційних газопроводів в умовах інтенсифікації гірничих робіт. *Збірник наукових праць НГУ. – Дніпро: Національний ТУ «Дніпровська політехніка»*, № 67 – 153-164 с. <https://doi.org/10.33271/crpnmu/67.153>

3. Бунько, Т.В., Сафонов, В.В., & Мацук, З.М. (2018). Спосіб евакуації природного газу з ділянки магістрального газопроводу, яка підлягає ремонту. *Геотехнічна механіка; міжвід. зб. наук. праць*, Дніпро, вип. 140, 143 - 157.

<http://dspace.nbu.gov.ua/handle/123456789/174411>

4. Авдєєнко, А. П., Поляков, О. Є., & Холмовой, Ю. П. (2008) Корозія та захист металів. *навч.-метод. посіб. Краматорськ, ДДМА*, 235 с.

5 Митрофанов, А. В., & Киченко, С. Б. (2001). Расчет остаточного ресурса трубопроводов, эксплуатирующихся на объекте предприятия «Оренбурггазпрома». *Безопасность труда в промышленности*. вып. 3. 30—32.

6. Малашкина, В.А. (2020). Мониторинг эффективности системы дегазации угольной шахты – основа безопасного труда горнорабочих. *Горный информационно-аналитический бюллетень, МИАВ. Mining Informational and Analytical Bulletin*,(6-1),38-45.

[doi: 10.25018/0236-1493-2020-61-0-38-45.](https://doi.org/10.25018/0236-1493-2020-61-0-38-45)

7. Гриб, В.В. (2002). Диагностика технического состояния оборудования нефтегазо-химических производств. М.: Изд-во ЦНИИТЭнефтехим.

8. Бунько, Т.В., Сафонов В.В., Стрежекуров, Е.С., & Мацук, З.М. (2018). Безпека дальнього транспорту газу. *Геотехнічна механіка; міжвід. зб. наук. праць, Дніпро*, вип. 139, 106 - 115.

9. Овчинников, В.В. (2017). Дефектация сварных швов и контроль сварных соединений: учебник для студ. *Учреждений сред. Проф. Образования, Издательский центр «Академия»* изд, 224. ISBN 978-5-4468-4152-3.

10. Денищенко, О.В., Барташевський, С.Є., & Ширін, Л.Н. (2019). Спосіб визначення місця розгерметизації шахтовихдегазаційних трубопроводів. пат. 131999 на корисну модель Україна: МПК E21F 7/00, B05D 1/00 (2018.01) та др., заявник і патентовласник Націон. гірн. ун-т. – № u201808489; заявл. 06.08.2018; опубл., бюл. № 3 – 2с.

11. Роговцев, В.Л. (1989). Устройство и эксплуатация автотранспортных средств. М.: *Транспорт*, 432.

12. Бойка, В.С., Кондрата, Р.М., & Яремійчука Р.С. (1996). Довідник з нафтогазової справи. *Львів*, 620.

13. Денищенко, О.В., Барташевський, С.Є., Посунько, Л.М. (2018). Спосіб герметизації дегазаційних шахтовихтрубопроводів: пат. на винахід

Україна: МПК F16L 55/168, E21F 7/00, B05D 1/00 (2018.01)., заявник і патентовласник Націон. гірн. ун-т. № а201705693; заявл. 08.06.2017; опубл. 10.04.2018, бюл. № 7, 2с.

14. Розгонюк, В.В. Руднік, А.А., Коломєєв, В.М. (2001). *Довідник працівника газотранспортного підприємства*. К.: Росток.

15. СТП 320.30019801.018-2000. Правила технічної експлуатації магістральних газопроводів.

16. Макогон, Ю.Ф. (1985). *Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование*. М.:Недра. 232 с.

17. Система управления безопасностью».

<https://www.corrosionpedia.com/performing-a-fitness-for-service-assessment-of-pressure-vessels/2/7279>.

18. Прахова, М. Ю., Краснов, А. Н., Хорошавина, Е.А. (2017). Аналіз методів діагностування гідратоутворення у шлейфах. *Електронний журнал №1 "Нафтогазова справа"*. с. 77-94.

19. Ширін, Л.Н., Литвин, А.Д. (2016). Попередження та оперативний контроль утворення гідратів у дегазаційних трубопроводах. *«Газогідратні технології у гірництві, нафтогазовій справі, геотехніці та енергетиці»*. с. 255- 259.

20. API RP 579-1. https://www.techstreet.com/standards/api-rp-579-1-asme-ffs-1?product_id=1924300.

21. BS 12/30210113 DC. <https://www.techstreet.com/searches/33201653>

22. Бондарев, Э.А., Габышева, Л.Н. & Каниболотский, М.А. (1982). Моделирование образования гидратов при движении газа в трубах. *Изв. АН СССР. Механика жидкости и газа*. №5. С. 105–112

23. Аргунова, К.К., Бондарев, Э.А. & Рожин, И.И. (2011). Математические модели образования гидратов в газовых скважинах. *Криосфера Земли*. №2. С. 65–69.

24. Мазур, М.П. & Побережний, Л.Я. (2014). Моделювання процесів гідратуутворення під час транспортування газу. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. № 4. с. 26-32.
25. Хайруллин, М.Х., Шамсиев, М.Н., Морозов, П.Е., Тулупов, Л.А. (2008). Моделирование гидратообразования в стволе вертикальной газовой скважины. *Вычисл. Технологии*. №5. С. 88–94. 12.
26. Bethune, J.D. (2009). *Engineering Design and Graphics with Solid Works. Upper Saddle River: Prentice Hall*. 552 p.
27. Побережний, Л.Я. & Мазур, М.П. (2013). Особливості корозії промислових трубопроводів під дією газогідратів. *Вісник СНУ*. № 13 (202). с. 167-177.
28. Новиков Л.А. (2008). *Математическая модель движения турбулентного потока газозвеси в дегазационном трубопроводе. Геотехническая механика: Межвед. сб. науч. тр.* Ин-т геотехнической механики. им. Н.С. Полякова НАН Украины. Днепропетровск. 76. – С. 126-131.
29. Product Data Sheet: Rosemount™ 3051. Pressure Transmitter. (2017). 00813-0100-4001, Rev TA. 80 p.
https://www.instrumart.com/assets/rosemount_3051_datasheet.pdf
30. Shirin, L. N., Bartashevsky, S. E, Denyshchenko, O. V. & Yegorchenko, R. R.. (2021). Improving the capacity of mine degassing pipelines. *Naukovyi visnyk natsionalnoho hirnychoho universytetu*, 6, 72 – 77.
<https://doi.org/10.33271/nvngu/2021-6/072>.
31. Дорошенко, Я. В., Кучерявий, В. А., Андріїшин, Н. М., Стецюк, С. М. & Левкович, Ю. М. (2019). Сучасні технології будівництва промислових газонафтопроводів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 3(72). 19 – 31. [DOI: 10.31471/1993-9973-2019-3\(72\)-19-31](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2019-3(72)-19-31)
32. Минеев, С.П., Пимоненко, Д.М., Новиков, Л.А., Слащев, А.И. (2019). Некоторые особенности транспортировки и переработки

метановоздушной смеси на угольных шахтах. *Сборник научных трудов Национального горного университета*, 59 , 98-107.

<https://doi.org/10.33271/crpnmu/59.098>

33. *Правила проектування дегазації вугільних шахт та експлуатації дегазаційних систем: СОУ-П.* (2020). Міністерство енергетики України.

http://sop.zp.ua/norm_npaop_10_0-1_01-10_01_ru.php

34. Ванчин, А.Г. (2014) Методы расчета режима работы сложных магистральных газопроводов. *Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело»* , (4), 192-214. <https://doi.org/10.17122/ogbus-2014-4-192-214>

35. Bratakh M.I. (2019). *Otsinka hidravlichnoho stanu promyslovykh hazoprovodiv i rozrobka sposobu yikh ochystky*: dis. Cand. tech. Sciences: 05.15.13. Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas. Ivano-Frankivsk., 205 p. [in Ukrainian].

DOI: [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2019-4\(73\)-35-45](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2019-4(73)-35-45)

36. ДСТУ 9003.(2020). *Технологія будівництва магистральних і промислових трубопроводів із гнучких композитних труб.* Загальні технічні вимоги. Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України». Наказ від 20.03.2020 № 77 про прийняття національного стандарту

http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=89722

37. Сирийчик, Т. (2010). *Транспортна політика України та її наближення до норм Європейського Союзу* [Електронний ресурс]. Т. Сирийчик та ін.; за ред. Марчіна Свенціцькі. – К.: Аналіт.-дорадч. центр Блакитної стрічки, 102 с. – Режим доступу:

http://www.undp.org.ua/files/en_76033Transport_System_Reform_Jun2010.pdf.

38. ДСТУ Б Д.2.2-25:(2012) Ресурсні елементні кошторисні норми на будівельні роботи. Магістральні та промислові трубопроводи газонафтопродуктів (Збірник 25) (ДБН Д.2.2-25-99, MOD). ЦМДБ «Созидатель».

http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=51789

39. Гречко А. В. & Гречухін А. С.(2016). Оцінка ефективності виробничої діяльності підприємства. *Ефективна економіка*. № 1. [URL: http://www.economy.nayka.com.ua/?op=1&z=4744](http://www.economy.nayka.com.ua/?op=1&z=4744)
40. Столбченко Е. В. & Пугач С. И. (2019). *Обоснование параметров участков труб шахтных сетей*. Социально-экономические и экологические проблемы горной промышленности, строительства и энергетики: сборник материалов 15-ой Международной конференции по проблемам горной промышленности, строительства и энергетики, Минск – Тула – Донецк. С. 198-204. <https://rep.bntu.by/handle/data/63094>
41. Новиков, Л.А. & Бокий, А. Б. (2019). *Расчет сетей дегазации с учетом накопления жидкой фазы*. Международная конференция Очерки горной науки и практики. № 109. – с. 7.
<https://doi.org/10.1051/e3sconf/201910900063>
42. Закон України від 21.05.2009 № 1392-VI «Про газ (метан) вугільних родовищ».
43. Рудько, Г., Ловинюков, В. & Григіль В. (2013). Перспективи видобутку вуглеводневої сировини нетрадиційного типу в Україні. *Геолог України*. № 3. С. 101—106.
44. Вергельська, Н.В. (2015). Структурно - тектонічні особливості формування покладів газу у вуглепородних масивах Донбасу. *Нафтогазова галузь України*. №2. С. 25-28.
45. Павлов, С. Д.(2005). *Пути освоения природных газов угольных месторождений*. Х. «Колорит», 2005. – 336 с.
46. Звягильский, Е.Л., Бокий, Б. В. & Касимов, О.И. (2011). *Добыча метана из угольных месторождений Донбасса*. Донецк: Изд-во «Ноулидж». 150 с.
47. Булат, А.Ф. Кирик, Г.В. & Шевченко, В.Г. (2014). Комплексное решение проблем безопасности при разработке месторождений углеводородов с применением компрессорного оборудования. *Геотехнічна механіка*. №119. С. 3 – 13.

48. Сухоченков, А.С. (2007). Эколого-экономическая оценка и выбор вариантов использования шахтового метана. *Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал) Mining informational and analytical bulletin (scientific and technical journal)*. № 9. – С. 191-196.
49. World Energy Outlook (2008). *OECD/IEA: International Energy Agency*, 578 p.
50. Кісь, С.Я., Яцюк, О.С., Юшков, Є.О. & Зінченко, С.А. (2013). *Обґрунтування економічної ефективності поточкових технологій спорудження дегазаційних свердловин на вугільних підприємствах*. Монографія. Івано-Франківськ: «СІМІК», 164 с.
51. Курьс, Ю.(2014) *Перспективи добычи метана угольних пластів и шахтового метана на території Донбасу*. Матеріали конференції, 13-я Международная конференция EAGE по геоинформатике - теоретические и прикладные аспекты. С. 396-420. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20140420>
52. Антощенко, Н.И., Филимонов, П.И., Костенко, В.К. & Завьялов, В.Д. (2013). *Геомеханические и технологические условия газодинамических процессов в угольных шахтах* [Текст]: монография Донбас. гос. техн. ун-т. – Алчевск: ДонГТУ, 291 с.
53. Qingquan Liu. (2014). Permeability distribution characteristics of protected coal seams during unloading of the coal body. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. Vol. 71. P. 105–116.
54. Лобов, Н. М. (1999). *Определение экономической эффективности использования метана угольных месторождений*. Актуальные проблемы горной науки и образования: сб. тр. науч.-метод. конф. СПб.: СПГГИ (ТУ). С. 91–93.
55. Столбченко Е. В. & Пугач С. И. (2019). *Обоснование параметров участков труб шахтных сетей*. Социально-экономические и экологические проблемы горной промышленности, строительства и энергетики: сборник материалов 15-ой Международной конференции по проблемам горной

промышленности, строительства и энергетики, Минск – Тула – Донецк. С. 198-204. <https://rep.bntu.by/handle/data/63094>

56. *Правила проектування дегазації вугільних шахт та експлуатації дегазаційних систем: СОУ-П.* (2020). Міністерство енергетики України.

http://sop.zp.ua/norm_npaop_10_0-1_01-10_01_ru.php

57. Наумко, М.І. Павлюк, Й.М. Сворень, & Зубик, М.І. (2015). Метан газувугільних родовищ - потужне додаткове джерело вуглеводнів в Україні *Вісн. НАН України*, № 6. С. 43-54.

58. Ширин, Л.Н. Дудля, Н.А. & Софийский, К.К. (2012). Перспективы добычи шахтового метана из угольных отложений Донбасса. *Научный журнал (Геология, Гірництво, Нафтогазова справа) Полтавського НТУ імені Юрія Кондратюка*. Вып 1 (1). С. 171-179.

59. Брюханов, П.А. & Шевченко, В.Г. (2012). Оценка эффективности дегазации подземными скважинами позади действующего очистного забоя. *Геотехническая механика*. С 26 – 33.

60 Рубан, А. Д.(2011). Нетрадиционные источники энергии: шахтный метан. *Газовая промышленность*. № 4. С. 28–29.

61. Бокий, Б.В. & Дудля Е.Е. (2015). *Оценка эффективности добычи метана на ПАО «Шахта им. А.Ф. Засядько» поверхностными скважинами*. Геотехнічна механіка: Міжвід. зб. наук. праць. Дніпропетровск: ІГТМ НАНУ, Вып. 124. С. 139-147.

62. СОУ-П 10.1.00174088.018. (2009). *Система управления производством и охраной труда в угольной промышленности Украины (типовое руководство):* Утверждено Приказом Министерства угольной промышленности Украины от 21.01.2010 г. № 7. Киев. 200 с.

63. Корогод, А., Огаренко, Ю, Ніцович, Р.(2021). *Стратегія ЄС зі скорочення викидів метану: можливості для України*. Аналітична записка. ГО «Діксі Груп», С.21. <http://dixigroup.org>

64. Лобов Н. М. (1999). *Определение экономической эффективности использования метана угольных месторождений*. Актуальные проблемы

горной науки и образования: сб. тр. науч.-метод. конф. СПб.: СПГГИ (ТУ). С. 91–93.

65. Бондаренко, В.И., Кузьменко, А.М., Грядущий, Ю.Б., Гайдук, В.А., Колоколов, О.В., Табаченко, Н.М., Почепов, В.Н. (2003). *Технология подземной разработки пластовых месторождений полезных ископаемых: Учеб. для Вузов* Днепропетровск. 708 с

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Дисертація є завершеною науковою роботою, у якій на підставі теоретичних висновків і результатів експериментальних досліджень виконано актуальне завдання, що полягає у визначенні обґрунтованих експлуатаційних параметрів і технічного стану шахтових газопроводів для ефективного видобування метану вугільних родовищ.

За результатами відображених у роботі досліджень можна зробити такі висновки й рекомендації:

1. Уперше розглядається технічний стан і параметри шахтового середовища як взаємодійної транспортно-технологічної системи «шаховий газопровід – гірнична виробка» («ШГ – ГВ»), у якій визначено, що просторове положення газопроводу змінюється експоненціально залежно від параметра деформації масиву;

2. Уперше виконано моделювання деформованих ділянок газопроводу та гірничої виробки за програмою SolidWorks, що дозволило виконати структурний аналіз поведінки системи при конвергенції масиву гірських порід та прогнозувати технічний стан газопроводу в реальних умовах шахтового середовища

3. Обґрунтовано інноваційні технічні рішення по модернізації діючих дегазаційних систем, що забезпечують підвищення пропускної здатності шахтових трубопроводів і збереження якості каптованої МПС в процесі її транспортування від свердловин до вакуум-насосних станцій.

4. Уперше запропоновано застосування композитних трубопроводів у системах дегазації вугільних шахт які мають на порядок менший коефіцієнт гідравлічного опору, що дозволяє суттєво знизити енергетичні витрати на транспортування МПС. Крім того, композитні трубопроводи в 1,5 рази економічно вигідніші та мають індекс ефективності на 40 % більший порівняно зі сталевими системами. Запропонована методика розрахунку дозволяє розширити можливості застосування композитних трубопроводів у системах дегазації вугільних шахт та підвищити якість МПС.

Додаток А

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»

ПОГОДЖЕНО:

Перший проректор

НТУ «Дніпровська політехніка»

техн. наук, професор

_____ А.В. Павличенко



ЗАТВЕРДЖУЮ:

Заступник директора

з наукової роботи ІГТМ НАН України

член-кореспондент НАН України

_____ О.П. Круковський



ПРОГРАМА ТА МЕТОДИКА

**ВИЗНАЧЕННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ТА ПОКАЗНИКІВ
ЕФЕКТИВНОЇ РОБОТИ ДЕГАЗАЦІЙНИХ ГАЗОПРОВОДІВ В УМОВАХ
ШАХТ ЗАХІДНОГО ДОНБАСУ**

2022

Додаток Б

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Проректор з наукової роботи

НТУ «Дніпровська політехніка»

Дітячак професор



А.С. Бешта

2021р.

МЕТОДИКА

МОДЕЛЮВАННЯ ПАРАМЕТРІВ ВЗАЄМОДІЇ ЕЛЕМЕНТІВ ТРАНСПОРТНО-
ТЕХНОЛОГІЧНОЇ СИСТЕМИ «ШАХТНИЙ ГАЗОПРОВІД – ГІРНИЧА ВИРОБКА»

2021

ДОДАТКИ
ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЙНОЇ РОБОТИ

Додаток В

АКТ

використання «Методики моделювання параметрів взаємодії елементів транспортно-технологічної системи «Шахтний газопровід – гірничавиробка»

В умовах інтенсивної розробки газоносних вугільних пластів на шахтах Західного Донбасу суттєво змінюються технічний стан дільничних гірничавиробок і споруджених в них дегазаційних газопроводів.

Дослідженнями технічного стану пластових підземних виробок виконаними ІГТМ ім. М.С. Полякова НАН України, Відділення фізики гірничавиробок ІГТМ ім. М.С. Полякова НАН України та НТУ «Дніпровська політехніка» встановлено, що деформації слабометаморфізованих гірських порід провокують просторові зміни мережі дільничних газопроводів. Доведено також, що інтенсивні здимання порід підповерхні призводять до порушення стикових з'єднань ланок газопроводу, утворення прогинів та скупчень в них води, пилу і бруду. З часом посилюється корозія внутрішньої поверхні трубопроводу, їх засмічення, а за певних умов також можливе утворення газогідратів.

Умови транспортування метаноповітряної суміші по деформованому газопроводу є малодослідженою проблемою гірничавиробництва, що вимагає виконання спеціальних досліджень.

Для діагностики технічного стану шахтних газопроводів та герметичності їх фланцевих з'єднань в НТУ «Дніпровська політехніка» розроблено програму і методику моделювання параметрів взаємодії елементів транспортно-технологічної системи «шахтний газопровід – гірничавиробка» з застосуванням програмного комплексу SolidWorks.

Методика комплексних досліджень дозволяє оцінити поведінку гірських порід, що вміщують гірничавиробки, та негативний їх вплив на технічний стан шахтного дегазаційного газопроводу, а також визначити характерні зони його пошкоджень та запаси міцності стикових з'єднань в реальних умовах експлуатації. Методика передбачає по результатам математичного та комп'ютерного моделювання прогнозувати ступінь впливу на експлуатаційні показники шахтних дегазаційних систем (ШДС) таких негативних чинників, як: зміна шорсткості стінок металевих труб, місцеві звуження трубопроводу та механічні відкладення.

Запропонована «Методика моделювання параметрів взаємодії елементів транспортно-технологічної системи «Шахтний газопровід – гірничавиробка» використовувалася науковцями ВФГП ІГТМ ім. М.С. Полякова НАН України при проведенні наукових досліджень за тематикою Інституту.

Моделювання технічних систем з застосуванням програмного комплексу SolidWorks доцільно використовувати при проектуванні шахтних дегазаційних систем та в навчальному процесі при вивченні спеціальних дисциплін.

Директор ВФГП
ІГТМ НАН України
доктор технічних наук, професор



(Signature)
Олександр МОЛЧАНОВ