

УДК 622.648: 621.867.7.8

DOI: <https://doi.org/10.31474/2415-7902-2024-1-12-85-95>

Єгорченко Р.Р., Косенко А.В., Кононенко М.М.

ЦИФРОВЕ МОДЕЛЮВАННЯ РУЙНУВАННЯ ДЕГАЗАЦІЙНИХ ТРУБОПРОВОДІВ У ПІДЗЕМНИХ ГІРНИЧИХ ВИРОБКАХ

Мета. Мета роботи полягає у моделюванні процесу корозійного утворення на дегазаційному трубопроводі за допомогою програмних продуктів Solid Works та COMSOL Multiphysics 5.6.

Методи дослідження. розроблення математичної моделі для встановлення зон корозії сталевого дегазаційного газопроводу та моделювання корозійного процесу в умовах шахтного середовища із застосуванням програмного комплексу SolidWorks та COMSOL Multiphysics 5.6.

Результати. Встановлено, що дегазаційна мережа шахт постійно знаходиться під впливом механіко-електрохімічної взаємодії, яка проявляється при поздовжніх деформаціях порід підповерхви виробки. Високий рівень корозійних процесів підземних трубопроводів є результатом взаємодії металу, який виконує роль електрода, з ґрунтовими водами, що виконують роль електроліту, воночас визначальними факторами корозійного процесу є електропровідність ґрунту та деформаційні процеси у трубопроводах. Першорядним корозійним захистом підземних дегазаційних трубопроводів можна вважати удосконалення методів контролю та підтримки технічного стану шахтних дегазаційних газопроводів для усунення механічних деформацій та впливу агресивних ґрунтових вод.

Наукова новизна. Встановлено, що високий рівень корозійних процесів підземних трубопроводів є результатом взаємодії металу, який виконує роль електрода, з ґрунтовими водами, що виконують роль електроліту. Водночас визначальними факторами корозійного процесу є електропровідність порід підповерхви виробки та деформаційні процеси у трубопроводах.

Практична значимість. Сформовано причини низького ресурсу підземних дегазаційних трубопроводів, що знаходяться під постійним впливом механіко-електрохімічної корозії.

Ключові слова: дегазація, підземний вакуумний газопровід, метаноповітряна суміш, моніторинг, корозія, пропускна спроможність.

Вступ. Актуальним завданням у сфері забезпечення безпечних умов експлуатації шатного дегазаційного газопроводу є прогнозування довговічності роботи системи та утворення корозії в її ланках [1, 2]. Шахтні дегазаційні газопроводи від впливом агресивного шахтного середовища та контактують внутрішньою поверхнею з агресивними флюїдами і мають малий термін експлуатації. Основною проблемою, що характеризує відмови дегазаційної системи, є критичне корозійне зніщення сталевих ланок газопроводу.

Для підвищення якості захисних заходів, прогнозування та запобігання розвитку раптових аварійних руйнувань, виникла потреба у розробленні моделі процесу корозійного руйнування сталевих газопроводів в умовах агресивного шахтного середовища [3, 4].

Однак, дане завдання є маловивченим і трудомістким за часом виконання. Так як вимагає застосування спеціальних підходів, що ґрунтуються на побудові комплексних математичних моделей поведінки сталевих дегазаційних газопроводів в складних гірничо-геологічних умовах експлуатації.

У зв'язку з цим були розроблені спеціальні програмні комплекси, що дозволяють у стислі терміни проводити оцінку довговічності різних конструкцій. В основі роботи цих програмних комплексів (ABAQUS, ANSYS, COMSOL, SolidWorks тощо) закладений метод кінцевих елементів [5], що дозволяє досліджувати вплив зовнішніх негативних чинники на дегазаційний газопровід та прогнозувати утворення корозії [6]. Використання CAE-систем (Computer Aided Engineering) допомагає проектним організаціям значною мірою скоротити час на проектування та знизити вартість проекту.

Одним із широко поширених програмних комплексів для інженерного аналізу є Solid Works та COMSOL Multiphysics. Їх багатоцільова спрямованість дозволяє

розв'язувати мультифізичні завдання, такі як моделювання корозійного утворення, міцність при тепловому навантаженні, вплив магнітних полів на міцність конструкції, вивчення кінетики електрохімічних та хімічних реакцій та ін.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Аналіз робіт [7, 8] показав, що на експлуатаційну надійність шахтних дегазаційних газопроводів, споруджених в підземних гірничих виробках, впливає зміна просторового положення під впливом деформацій гірського масиву. Водночас необхідно зазначити, що підземні води, які надходять у гірничі виробки та вироблений простір шахт, забруднені органічними і мінеральними частинками різного ступеня дисперсності, розчинними мінеральними солями (включаючи солі важких металів), різними видами бактерій, в окремих випадках набувають кислу реакцію ($\text{pH} < 6$), а у разі контакту з рухомими й обертовими механізмами забруднюються нафтопродуктами та провокують корозію газопроводів [9].

В таблиці 1 наведено аналіз шахтних вод та їх склад на різних вугледобувних підприємствах.

Таблиця 1 – Склад шахтних вод різних шахт

Перелік фізико-хімічних показників	Результати аналізу шахтної води			
	шахта Павлоградська	шахта ім. Героїв Космосу	Шаха Західно-Донбаська	Шахта Благодатна
Зважені речовини, мг/дм ³	98,80	445,00	308,20	75,1
Показник рН, од. рН	8,55	7,36	8,09	7,75
Хлор-вільний, мг/дм ³	–	–	–	–
Жорсткість загальна, мг-екв/дм ³	36,40	161,79	116,28	45
Лужність загальна, мг-екв/дм ³	4,8	1,8	2,5	
Окиснюваність перманганатна, мг/дм	–	–	–	–
Сухий залишок, мг/дм ³	6703,50	43807,00	28497,00	14136,5
Кальцій, мг/дм ³	368,81	1621,15	1175,33	430,62
Магній, мг/дм ³	218,87	2983,69	700,88	285,89
Залізо загальне, мг/дм ³	1,2	0,97	0,4	0,89
Хлориди, мг/дм ³	2642,97	22314,94	15351,41	8022,7
Сульфати, мг/дм ³	576,36	441,88	365,03	577,17
Нафтопродукти, мг/дм ³	0,75	0,65	0,63	0,8

Необхідно зазначити, що на стінках сталевого газопроводу протікає дві електрохімічні реакції, а саме окислення сталі для анодної реакції та виділення водню для катодної реакції. Пов'язано це з агресивними шахтними водами, які мають високу кислотність.

Відомо, що високий рівень корозійних процесів сталевих трубопроводів є результатом взаємодії металу, що виконує роль електрода, з ґрунтовими водами, що виконують роль електроліту, при цьому визначальним фактором корозійного процесу є електропровідність ґрунту. Електрохімічна корозія часто має місцевий характер, тобто при ній на трубопроводі виникають місця корозії та каверни великої глибини, які можуть

перетворитися в свищі в стінці труби. Така корозія значно небезпечніша за суцільну корозію [10, 11].

За результатами діагностики технічного стану шахтних газопроводів і досліджень умов взаємодії його з масивом гірських порід було встановлено, що в зонах фланцевих з'єднань його ланцюгів під впливом деформацій гірського масиву утворюються прогини трубопроводу та, як наслідок, зони скупчення води, інтенсивної корозії внутрішніх стінок труб і механічних відкладень з вугільного та породного пилу [12, 13].

Водночас агресивне середовище, яке викликає корозію металу, в нормальних умовах не приводить до його руйнування, проте, у разі дії механічних напружень, воно може привести до утворення тріщин (рис.1).

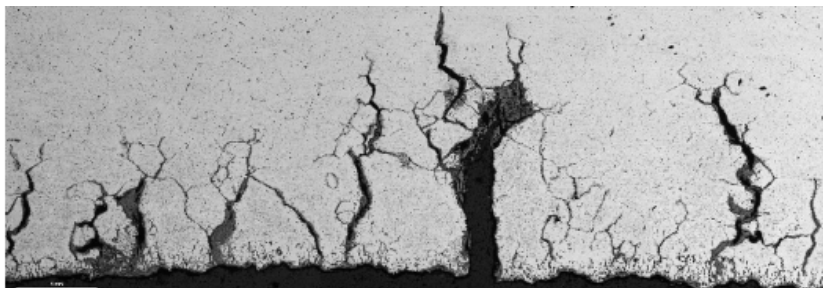


Рисунок 1 – Поверхня металу, що піддалася корозійному розтріскуванню

Необхідно зазначити, що в умовах шахтного середовища спостерігається процес корозійної втомлюваності сталевих ланок дегазаційного газопроводу. Значною мірою подібна тому, як у разі поєднання статичних напружень з корозією виникає корозійне розтріскування. У разі поєднання циклічних навантажень з корозією виникає корозійна втома. Вона виражається в руйнуванні металу, що виникає у разі істотно більш низькій межі втоми, ніж неагресивних умовах.

Експериментально підтверджено, що до дії деформацій гірського масиву та механічних руйнувань найбільш схильні стикові з'єднання ланок шахтного газопроводу, що провокує зниження пропускну здатності газопроводу і потребують розробки нових технічних рішень щодо його модернізації. Тому вивчення процесу корозійного утворення на дегазаційному трубопроводі має вагоме науково-практичне значення.

Мета та завдання дослідження. Мета роботи полягає у моделюванні процесу корозійного утворення на дегазаційному трубопроводі за допомогою програмних продуктів Solid Works та COMSOL Multiphysics 5.6.

Для досягнення мети поставлені такі завдання:

встановити закономірності зміни профілю траси шахтного дегазаційного газопроводу в потенційно небезпечних зонах підготовчих виробок;

розробити математичну модель для визначити ймовірність розподілу піттингових зон корозії сталевих дегазаційних газопроводу в умовах агресивного шахтного середовища;

встановити максимальні показники щільності анодного струму під постійним впливом механіко-електрохімічної корозії сталевих дегазаційних трубопроводів.

Методика дослідження Методика дослідження містить в собі розроблення математичної моделі для встановлення зон корозії сталевих дегазаційних газопроводу та моделювання корозійного процесу в умовах шахтного середовища із застосуванням програмного комплексу SolidWorks та COMSOL Multiphysics 5.6. Дегазаційний газопровід перебуває в умовах одночасної дії корозійного середовища та постійних чи тимчасових напружень. Цей процес можна уявити таким чином: спочатку на поверхні

виробу виникає місцева корозія у вигляді виразок, які починають діяти в якості концентраторів напружень. Максимальне значення напруження буде на дні виразки, яке має більш від'ємний потенціал, ніж стінки, в результаті чого руйнування металу буде йти в глибину, а виразка буде переходити в тріщину.

Відповідно до розробленої методики програмного моделювання режимів роботи ШДС, отримані за результатами маркшейдерської зйомки висотні позначки профілю газопроводу послужили базою для моделювання лінійних деформацій трубопроводу під впливом спучених порід підшоши.

Відповідно до рекомендацій [14, 15] просторові зміни траси шахтного дегазаційного газопроводу розглядаються з урахуванням ізотропних властивостей і фізико-механічних характеристик сталевих труб, які деформуються в усіх напрямках однаково. У зв'язку з цим деформації матеріалу сталевих труб в процесі просторової зміни траси шахтного дегазаційного газопроводу розглядаються ідентично, але з урахуванням впливу поведінки масиву гірничих порід.

Вихідними параметрами, для визначення ймовірності розподілу піттингових зон корозії для першої моделі та моделювання електропровідності ґрунту під впливом деформації, що призводять до виникнення напружень у трубопроводах для другої моделі, слугували дані, які наведені в табл. 1.

Виклад основного матеріалу й обговорення результатів. У ході проведеного моделювання технічного стану шахтного дегазаційного трубопроводу, з урахуванням фактичних даних про величини деформацій порід підшоши виробок, були встановлені особливості взаємодії елементів транспортно-технологічної системи шахтний газопровід – гірничавиробка «ШГ–ГВ».

Перша модель показала частоту розвитку піттингової корозії, з урахуванням результатів аналізу шахтної води та сторонніх матеріалів, які є сприятливими умовами для корозійного процесу.

У якості об'єкта дослідження було обрано викривлений в профілі траси дегазаційний трубопровід, який складається з 6 ланок труб довжиною 4,0 м, діаметром 300 мм і товщиною стінки 4,0 мм. Труби для дегазації, що поставляються шахтам, виготовлені з простої вуглецевої сталі без спеціального покриття.

Розглянемо першу модель процесу утворення піттингової корозії.

Запропоновані у роботах [16–18] залежності потенціалу корозії від потенціалу піттингоутворення та базису пітингоустійкості від вмісту іонів хлору в пластовій воді (що є найбільш активним іоном, що сприяє корозійному руйнуванню трубних сталей), з урахуванням відомих концентрацій хлорид-іона [19] був розрахований потенціал корозії $E_{кор} = -1,303$ В.

Після чого було встановлено ймовірність утворення та середній час моменту початку формування піттингу. Отримані значення були використані як база вихідних даних із введенням відповідних рівнянь у модель на основі яких були побудовані моделі профілю дегазаційного газопроводу в різні моменти часу (рис.2).

Моделювання електропровідності ґрунту під впливом деформації, що призводять до виникнення напружень у трубопроводах розглядалися на другій моделі.

Фізико-механічні властивості матеріалу дегазаційних труб, що розглядаються в сформованих САД-моделях, наведені в таблиці 2.

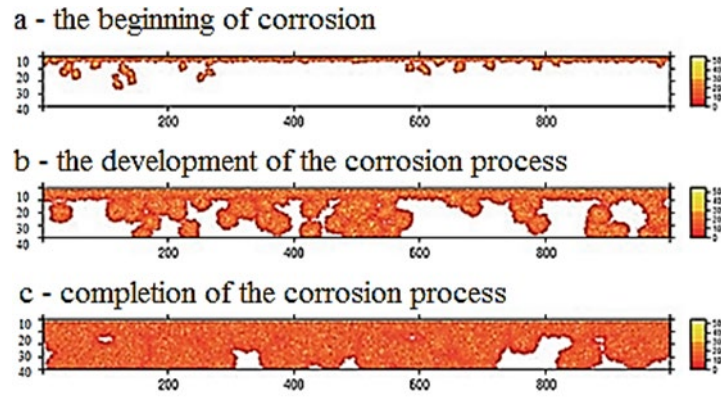


Рисунок 2 – Зміна динаміки піттингової корозії залежно від часового інтервалу контакту з агресивним середовищем: *a* – початок процесу корозії; *b* – розвиток процесу корозії; *c* – завершення процесу корозії

Таблиця 2 – Основні властивості вуглецевої сталі

Властивості	Значення	Одиниці 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·К)
Питома теплоємність	440	Н/м ²

Моделювання дозволило дослідити розподіл напружень, корозійний потенціал, а також щільності анодного та катодного струму залежно від розміру корозійної тріщини і поздовжньої деформації порід підосви виробки (рис.3).

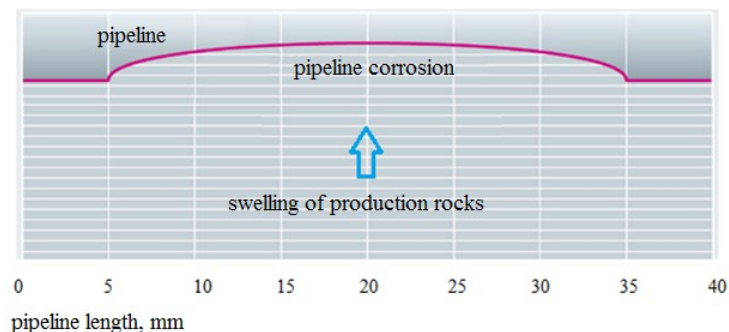


Рисунок 3 – Геометрична модель трубопроводу з корозійним дефектом

Моделювання пружно-пластичних напружень у сталі газопроводу проводилося з використанням моделі пластичності при малих деформаціях та критерію течії фон Мізеса [20, 21].

Для моделювання використовували інтерфейс SolidWorks та визначували користувачем модель ізотропного зміцнення. У процесі корозійного розтріскування протікають дві електрохімічні реакції [22] (водночас передбачається, що електрохімічно активною є лише поверхня корозійної тріщини):

- 1) анодна – розчинення заліза ($Fe \rightarrow Fe^{2+} + 2e$);
- 2) катодна – виділення водню ($2H_2O + 2e \rightarrow H_2 + 2OH^-$).

Для моделювання реакції розчинення заліза використовували анодний вираз Тафеля, за допомогою якого встановлювалась локальна катодна щільність струму, а також розрахований рівноважний потенціал анодної реакції, що використовували для моделювання реакції розчинення заліза.

Моделювання проводили в кілька етапів. На першому етапі були обрані типи фізичних вирішувачів (механіка твердого тіла та вторинне розподілення струму) та тип розрахунку (стаціонарний). На другому етапі було виконано побудову геометричної моделі підземного трубопроводу з еліптичною тріщиною (рис. 3), задано модель ізотропного зміцнення, параметри процесу електрохімічної корозії, механічні властивості матеріалу трубопроводу, величина поздовжньої деформації трубопроводу тощо. На третьому етапі виконано побудову сітки скінчених елементів і здійснено розрахунок розподілу напружень фон Мізеса, а також розподілу корозійного потенціалу, щільності анодного і катодного струмів по довжині корозійної тріщини залежно від ступеня поздовжньої деформації.

Вплив поздовжніх переміщень ґрунту на корозійний процес підземних дегазаційних газопроводів продемонстровано з використанням різних можливих деформацій трубопроводу [23, 24]. Напруження по фоні Мізеса в сталевій трубі, розподіл потенціалу електроліту та напрям струму в навколишньому ґрунті показані на рис. 4.

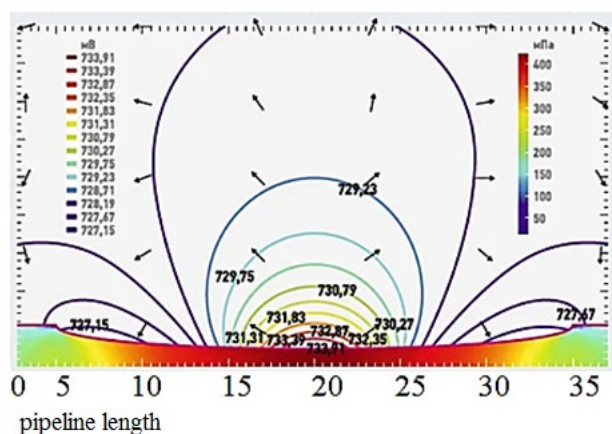


Рисунок 4 – Розподіл напружень в трубопроводі по фон Мізеса (МПа), потенціалу електроліту (мВ) та лінії струму в масиві ґрунту

На рисунку рис. 4 представлені напруження по фоні Мізеса, яке зростає зі збільшенням можливих деформацій трубопроводу та виявляється максимальною в центрі дефекту корозії. Для менших значень можливих деформацій спостерігається повний дефект корозії в діапазоні пружних деформацій та напруження досягає відповідно 300 та 350 МПа.

Необхідно зазначити, що розподіл потенціалу електроліту нерівномірний поблизу дефекту корозії. Стрілки, спрямовані вздовж ліній струму, вказують напрямок і розподіл густини струму в ґрунті.

Порівняльний аналіз результатів розподілу напружень по фон Мізесу за довжиною дефекту корозії для окремих значень деформацій показано на рис. 5 а. Видно, що напруження зростає зі збільшенням деформації розтягування і виявляється максимальною у центрі дефекту корозії. Для деформації 2,0 і 2,25 мм локальне напруження в центрі дефекту корозії перевищує межу плинності високоміцної легованої сталі (403 МПа). Це призводить до пластичної деформації в центрі дефекту корозії, а в іншій ділянці дефект корозії залишається в діапазоні пружності.

На рис. 5 б наведено розподіл потенціалу корозії електрода та щільності анодного і катодного струму за довжиною дефекту корозії.

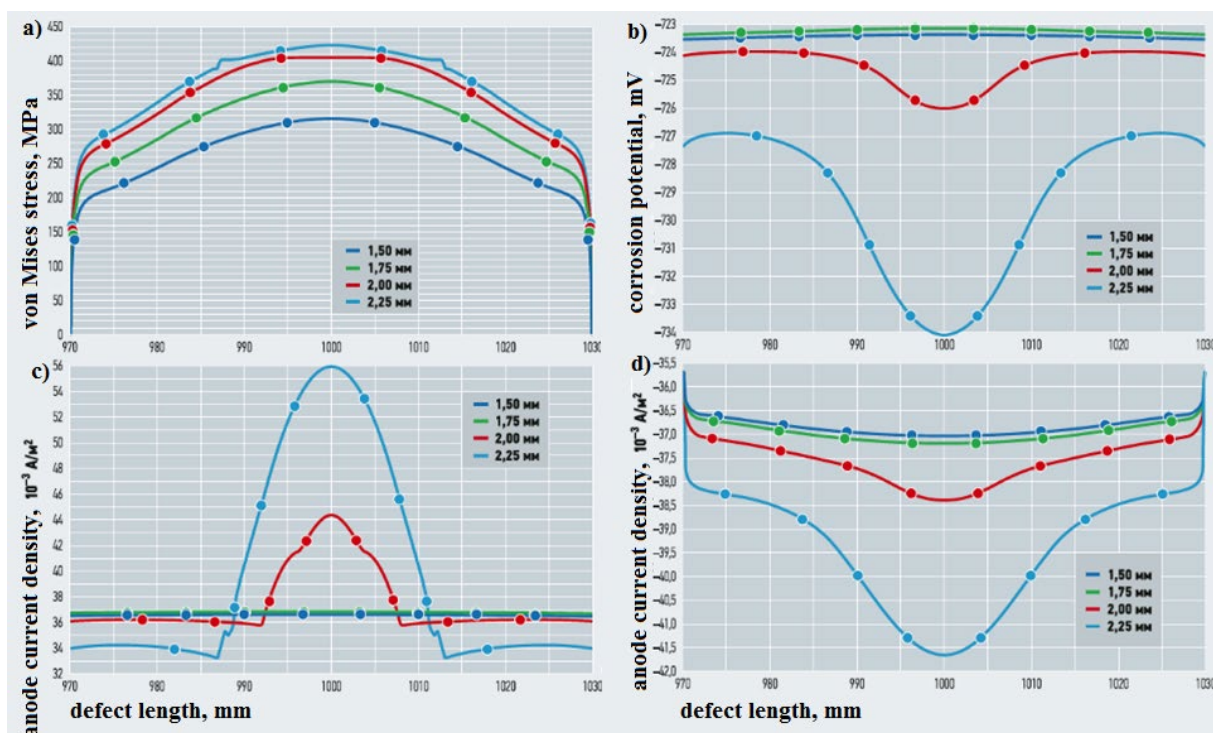


Рисунок 5 – Розподіл потенціалу корозії електрода та щільності анодного та катодного струму по довжині дефекту корозії

Графік локального потенціалу електрода вздовж дефекту корозії підтверджує той факт, що рівномірний розподіл змінюється нерівномірним зі збільшенням деформації розтягування. Водночас у центрі корозійного дефекту досягається більший за абсолютною величиною негативний потенціал корозії, ніж на обох краях. Такий ефект пояснюється великим за абсолютною величиною негативним потенціалом рівноважної анодної реакції в області пластичності дефекту при вищих можливих поздовжніх деформаціях.

Збільшення густини анодного струму для розтягувань 2,0 та 2,25 мм пояснюється пластичною деформацією, що спостерігається в центрі корозійного дефекту. Найбільш сильний негативний струм виявляється у центрі дефекту корозії та розподіл щільності катодного струму виявляється найбільш нерівномірно для деформації, що розтягує, 2,25 мм.

Загальна щільність струму є сумою анодної і катодної щільності струму та для деформацій 2,0 і 2,25 мм загальна щільність струму в центрі дефекту корозії визначається переважно щільністю анодного струму, а з обох боків дефекту щільністю катодного струму. Тому розподіл загальної щільності струму нерівномірно для великих деформацій, що розтягують, а напрям струму поблизу дефекту корозії змінюється на протилежний.³

Отримані результати показують, що більш високі значення можливих деформацій трубопроводу, викликані деформацією порід підшови виробки, що призводять до пластичної деформації в зоні корозійного дефекту сталеві труби і тим самим до більшого за абсолютною величиною негативного потенціалу локального електрода та більш високої щільності анодного струму, а саме, провокує більш швидку корозію трубопроводу. У цьому полягає одна з причин низького ресурсу підземних дегазаційних трубопроводів, які знаходяться під постійним впливом механіко-електрохімічної корозії.

Висновки. 1. Результати моделювання та дослідження корозійного процесу підземних трубопроводів програмними забезпеченнями SolidWorks та COMSOL Multiphysics дозволили показати, що дегазаційна мережа шахт постійно знаходиться під впливом механіко-електрохімічної взаємодії, яка проявляється при поздовжніх деформаціях порід підшови виробки.

2. Високий рівень корозійних процесів підземних трубопроводів є результатом взаємодії металу, який виконує роль електрода, з ґрунтовими водами, що виконують роль електроліту, воночас визначальними факторами корозійного процесу є електропровідність ґрунту та деформаційні процеси у трубопроводах.

3. Першорядним корозійним захистом підземних дегазаційних трубопроводів можна вважати удосконалення методів контролю та підтримки технічного стану шахтних дегазаційних газопроводів для усунення механічних деформацій та впливу агресивних ґрунтових вод.

Список літератури

1. Economic and environmental aspects of using mining equipment and emulsion explosives for ore mining. / Kononenko M., Khomenko O., Myronova I. Kovalenko I. Mining Machines. 2022. No 40(2). Pp. 88-97. <https://doi.org/10.32056/KOMAG2022.2.4>
2. Technology for increasing the level of environmental safety of iron ore mines with use of emulsion explosives. / Khomenko O. and etc. Mining Machines. 2023. No 41(1). Pp. 48-57. <https://doi.org/10.32056/KOMAG2023.1.5>
3. Shirin, L., Bartashevsky, S., Denyshchenko, O., Yegorchenko, R. Improving the capacity of mine degassing pipelines. / Shirin L., Bartashevsky S., Denyshchenko O., Yegorchenko R. Naukovyi visnyk natsionalnoho hirnychoho universytetu. 2021. No 6. Pp. 72–77. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2021-6/072>
4. Yegorchenko R., Mukha O., Shirin L. The methods to calculate expediency of composite degassing pipelines. Naukovyi visnyk natsionalnoho hirnychoho universytetu 2022. No 4. Pp. 23–27. <https://doi.org/10.33271/nvngu/2022-4/023>
5. Shirin L.N., Yegorchenko R.R. . Modeling the minds of the interaction of elements of the transport-technological system “mine gas pipeline – mining plant”. Oil and Gas Power Engineering. 2022. No 1(37). Pp. 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)
6. Mensah A., Sriramula S. Probabilistic finite element-based reliability of corroded pipelines with interacting corrosion cluster defects. International Journal of Pressure Vessels and Piping. 2024. No 207. P. 105086. <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2023.105086>
7. Frequency Characteristics Analysis of Pipe-to-Soil Potential Under Metro Stray Current Interference Using Continuous Wavelet Transform Method. / Dong, L. and etc. 2023. <https://doi.org/10.2139/ssrn.4487556>
8. Improving safety of transportation, extraction and utilization of methane of surface decontaminating wells. / Sofiyskiy K.K., Stasevich R.K., Pritula D.A., Dudlya E.E. Geotechnical Mechanics. Dnipropetrovsk. 2016. No 128. Pp. 216. http://nbuv.gov.ua/UJRN/gtm_2016_128_23
9. Maznytskyi A.S., Starovyrov V. S., Nikitenko K. O. An integral assessment of the impact of geological factors on the reliability of the operation of the main gas pipeline "Urengoi-Pomari-Uzhhorod".

Urban planning and territorial planning: *Nac.-techn. zb. Answer ed.* M. M. Ossetrin. K.: KNUBA. 2019. No 70. Pp. 516-527.

10. Trus. I.M., Grabitchenko, V.M. Petrychenko A.I. Purification of highly mineralized mine waters from sulfates using lime and metallic aluminum. *Bulletin of KrNU. Kremenchuk: KDPU.* 2012. No 2 (14). Pp. 77–79.

11. Probing top-of-the-line corrosion using coupled multi-electrode array in conjunction with local electrochemical measurement. / Wang M. and etc. *Npj Materials Degradation.* 2023. No 7(1). <https://doi.org/10.1038/s41529-023-00332-x>

12. Jiang F., Dong S.. Probabilistic-based burst failure mechanism analysis and risk assessment of pipelines with random non-uniform corrosion defects, considering the interacting effects. *Reliability Engineering & System Safety.* 2024. No 242. P. 109783. <https://doi.org/10.1016/j.res.2023.109783>

13. Some features of transportation and processing of methane-air mixture in coal mines. / Mineev S.P., Pymonenko D.M., Novikov L.A. Slashchev A.I. *Collection of scientific works of the National Mining University. Dnipro.* 2019. No 59. Pp. 98-107. <https://doi.org/10.33271/crpnmu/59.098>

14. Yegorchenko, R.R., Oksen Yu. I., Shirin L.N. Modeling the flow of a methane-burning mixture with degassing gas pipelines of a folding configuration. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields.* 2022. No 2(83). Pp. 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)

15. Frequency Characteristics Analysis of Pipe-to-Soil Potential Under Metro Stray Current Interference Using Continuous Wavelet Transform Method. / Dong L. and etc. 2023. <https://doi.org/10.2139/ssrn.4487556>

16. Electrochemical potential dependence of SCC initiation in X60 pipeline steel in near-neutral pH environment. / Zhang C. and etc. *Journal of Materials Research and Technology.* 2023. No 27. Pp. 4950–4961. <https://doi.org/10.1016/j.jmrt.2023.10.213>

17. Long-Term Strength of 22Kh2G2AYu Reinforcing-Bar Steel during Corrosion Cracking Tests in a Boiling Nitrate Solution. / Sergeev N.N. and etc. *Russian Metallurgy (Metally).* 2020. No 4. Pp.434-440.

18. Gvozdev, A.E. Extreme effects of strength and plasticity in metal highly alloyed ingot and powder systems: monograph. 2nd ed., correct. and additional Tula: TulsU Publishing House. 477 p.

19. Moran A.J., Lillard R.S. A Modeling Approach to Understanding the Interrelated Nature of Cathodic Protection Current and AC Stray Current on Pipelines. *Corrosion.* 2023. No 79(5). Pp.526–538. <https://doi.org/10.5006/4272>

20. Hoomehr B., Pakshir M., Rahsepar M. (2022). Investigation of Individual and Synergistic Effects of Salinity and Temperature on CO2 Corrosion Performance of Low Carbon API N80 Steel. *Journal of Materials Engineering and Performance.* 2022. No 32(10). Pp. 4643–4654. <https://doi.org/10.1007/s11665-022-07439-3>

21. COMSOL Multiphysics: Corrosion Module. User' s Guide. 2019. 428 p.

22. COMSOL Multiphysics: Structural mechanics module. User' s Guide. 2019. 1406 p.

23. Pradhan S.K., Bhuyan P., Mandal S. Individual and synergistic influences of microstructural features on intergranular corrosion behavior in extra-low carbon type 304L austenitic stainless steel. *Corrosion Science.* 2018. No 139. Pp. 319–332. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2018.05.014>

24. Shirin L.N., Yegorchenko R.R. Improvement of methods of maintenance and renovation of mine degassing pipelines. *Institute of Superhard Materials named after V. M. Bakulya, National Academy of Sciences of Ukraine.* 2022. No. 25. Pp. 65–74. <https://doi.org/10.33839/2708-731X-25-1-74-82>

References

1. Kononenko M., Khomenko O., Myronova I. & Kovalenko I. (2022). Economic and environmental aspects of using mining equipment and emulsion explosives for ore mining. *Mining Machines*, 40(2), 88-97. <https://doi.org/10.32056/KOMAG2022.2.4>

2. Khomenko O., Kononenko M., Myronova I., Kovalenko I., Cabana Edgar Cáceres & Dychkovskiy R. (2023). Technology for increasing the level of environmental safety of iron ore mines with use of emulsion explosives. *Mining Machines*, 41(1), 48-57. <https://doi.org/10.32056/KOMAG2023.1.5>

3. Shirin, L., Bartashevsky, S., Denyshchenko, O. & Yegorchenko, 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>

4. Yegorchenko, R., Mukha, O. & Shirin., L. (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>

5. Shirin, L. N., & Yegorchenko, R. R. (2022). Modeling the minds of the interaction of elements of the transport-technological system “mine gas pipeline – mining plant”. *Oil and Gas Power Engineering*, 1(37), 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)
6. Mensah, A., & Sriramula, S. (2024). Probabilistic finite element-based reliability of corroded pipelines with interacting corrosion cluster defects. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 207, 105086. <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2023.105086>
7. Dong, L., ZHANG, S., Gan, T., Qiu, Y., Song, Q., & Zhao, Y. (2023). Frequency Characteristics Analysis of Pipe-to-Soil Potential Under Metro Stray Current Interference Using Continuous Wavelet Transform Method. <https://doi.org/10.2139/ssrn.4487556>
8. Sofiyskiy, K.K., Stasevich, R.K., Pritula, D.A. & Dudlya E.E. (2016). Improving safety of transportation, extraction and utilization of methane of surface decontaminating wells. *Geotechnical Mechanics*. Dnipropetrovsk, 128, 216. http://nbuv.gov.ua/UJRN/gtm_2016_128_23
9. Maznytskyi, A. S., Starovyerov, V. S. & Nikitenko K. O. (2019). An integral assessment of the impact of geological factors on the reliability of the operation of the main gas pipeline "Urengoi-PomariUzhhorod". *Urban planning and territorial planning: Nac.-techn. zb. Answer ed. M. M. Ossetrin. K.: KNUBA*, 70, 516-527
10. Trus. I. M., Grabitchenko, V. M. & Petrychenko A. I. (2012). Purification of highly mineralized mine waters from sulfates using lime and metallic aluminum. *Bulletin of KrNU. Kremenchuk: KDPU*, 2 (14), 77–79.
11. Wang, M., Tan, M. Y., Zhu, Y., Huang, Y., & Xu, Y. (2023). Probing top-of-the-line corrosion using coupled multi-electrode array in conjunction with local electrochemical measurement. *Npj Materials Degradation*, 7(1). <https://doi.org/10.1038/s41529-023-00332-x>
12. Jiang, F., & Dong, S. (2024). Probabilistic-based burst failure mechanism analysis and risk assessment of pipelines with random non-uniform corrosion defects, considering the interacting effects. *Reliability Engineering & System Safety*, 242, 109783. <https://doi.org/10.1016/j.res.2023.109783>
13. Mineev, S.P., Pymonenko, D.M., Novikov, L.A. & Slashchev, A.I.(2019). Some features of transportation and processing of methane-air mixture in coal mines. *Collection of scientific works of the National Mining University. Dnipro*, 59, 98-107. <https://doi.org/10.33271/crpnmu/59.098>
14. Yegorchenko, R. R., Oksen, Yu. I., & Shirin, L. N. (2022). Modeling the flow of a methane-burning mixture with degassing gas pipelines of a folding configuration. *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)
15. Dong, L., ZHANG, S., Gan, T., Qiu, Y., Song, Q., & Zhao, Y. (2023). Frequency Characteristics Analysis of Pipe-to-Soil Potential Under Metro Stray Current Interference Using Continuous Wavelet Transform Method. <https://doi.org/10.2139/ssrn.4487556>
16. Zhang, C., Wang, H., He, Y., Zheng, W., & Wang, Y. (2023). Electrochemical potential dependence of SCC initiation in X60 pipeline steel in near-neutral pH environment. *Journal of Materials Research and Technology*, 27, 4950–4961. <https://doi.org/10.1016/j.jmrt.2023.10.213>
17. Sergeev N. N., Kutepov S. N., Sergeev A. N., Kolmakov A. G., Izvol'skii V. V., Gvozdev A. E. (2020). Long-Term Strength of 22Kh2G2AYu Reinforcing-Bar Steel during Corrosion Cracking Tests in a Boiling Nitrate Solution // *Russian Metallurgy (Metally)*, 4, 434-440.
18. Gvozdev, A. E. (2019). *Extreme effects of strength and plasticity in metal highly alloyed ingot and powder systems: monograph*. 2nd ed., correct. and additional Tula: TULSU Publishing House, 477.
19. Moran, A. J., & Lillard, R. S. (2023). A Modeling Approach to Understanding the Interrelated Nature of Cathodic Protection Current and AC Stray Current on Pipelines. *Corrosion*, 79(5), 526–538. <https://doi.org/10.5006/4272>
20. Hoomehr, B., Pakshir, M., & Rahsepar, M. (2022). Investigation of Individual and Synergistic Effects of Salinity and Temperature on CO₂ Corrosion Performance of Low Carbon API N80 Steel. *Journal of Materials Engineering and Performance*, 32(10), 4643–4654. <https://doi.org/10.1007/s11665-022-07439-3>
21. COMSOL Multiphysics: Corrosion Module. User's Guide. 2019. 428.
22. COMSOL Multiphysics: Structural mechanics module. User's Guide. 2019. 1406.
23. Pradhan, S. K., Bhuyan, P., & Mandal, S. (2018). Individual and synergistic influences of microstructural features on intergranular corrosion behavior in extra-low carbon type 304L austenitic stainless steel. *Corrosion Science*, 139, 319–332. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2018.05.014>
24. Shirin, L.N., & Yegorchenko, R.R. (2022). Improvement of methods of maintenance and renovation of mine degassing pipelines. *Institute of Superhard Materials named after V. M. Bakulya, National Academy of Sciences of Ukraine*, 25, 65–74. <https://doi.org/10.33839/2708-731X-25-1-74-82>

Надійшла до редакції 30.04.2024

R.R. Yegorchenko, A.V. Kosenko, M.M. Kononenko

DIGITAL MODELING OF DESTRUCTION OF DEGASSING PIPELINES IN UNDERGROUND MINE WORKINGS

Purpose. The purpose of the work is to simulate the process of corrosion formation on a degassing pipeline using Solid Works and COMSOL Multiphysics 5.6 software products.

Methodology. Development of a mathematical model for establishing corrosion zones of a steel degassing gas pipeline and modeling the corrosion process in a mine environment using the SolidWorks and COMSOL Multiphysics 5.6 software package.

Results. It has been established that the degassing network of mines is constantly under the influence of mechanical-electrochemical interaction, which manifests itself during longitudinal deformations of the rocks at the bottom of the mine workings. The high level of corrosion processes in underground pipelines is the result of the interaction of the metal, which acts as an electrode, with groundwater, which acts as an electrolyte; at the same time, the determining factors in the corrosion process are the electrical conductivity of the soil and deformation processes in pipelines. The primary corrosion protection of underground degassing pipelines can be considered as the improvement of methods for monitoring and maintaining the technical condition of mine degassing gas pipelines to eliminate mechanical deformations and the effects of aggressive groundwater.

Scientific novelty. It has been established that the high level of corrosion processes in underground pipelines is the result of the interaction of the metal, which acts as an electrode, with groundwater, which acts as an electrolyte. At the same time, the determining factors of the corrosion process are the electrical conductivity of the rocks at the bottom of the mine workings and deformation processes in pipelines.

Practical implication. The reasons for the low service life of underground degassing pipelines under the constant influence of mechanical and electrochemical corrosion have been determined.

Keywords: degassing, vacuum underground gas pipeline, methane-air mixture, monitoring, corrosion, throughput.

Відомості про авторів

Єгорченко Ростислав Русланович, доктор філософії, асистент кафедри транспортних систем та енергомеханічних комплексів (НТУ «ДП»), Дніпро, Україна, kikerovich@gmail.com.

Косенко Андрій Володимирович, кандидат технічних наук, науковий співробітник відділу управління станом гірничого масиву, Відділення фізики гірничих процесів Інституту геотехнічної механіки ім. М.С. Полякова Національної академії наук України (ВФГП ІГТМ НАН України), Дніпро, Україна, andreyvladimirovich@email.ua.

Кононенко Максим Миколайович, доктор технічних наук, доцент, доцент кафедри транспортних систем та енергомеханічних комплексів (НТУ «ДП»), Дніпро, Україна, kmn211179@gmail.com.

Yegorchenko Rostyslav Ruslanovich, Ph.D., Transport systems and energy-mechanical complexes Department, Dnipro University of Technology (DU of T), Dnipro, Ukraine, kikerovich@gmail.com

Kosenko Andrii Volodimirovich, Candidate of Technical Sciences (Ph.D.), Researcher of Department of Rock Mass Condition Control, Branch for Physics of Mining Processes of the M.S. Poliakov Institute of Geotechnical Mechanics of the National Academy of Sciences of Ukraine (BPMP of IGTM of the NAS of Ukraine), Dnipro, Ukraine, andreyvladimirovich@email.ua.

Kononenko Maksym Mykolayovych, Doctor of Technical Science, Associate Professor, Associate Professor of the Transport systems and energy-mechanical complexes Department, Dnipro University of Technology (DU of T), Dnipro, Ukraine, kmn211179@gmail.com.