

**ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ
ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ**

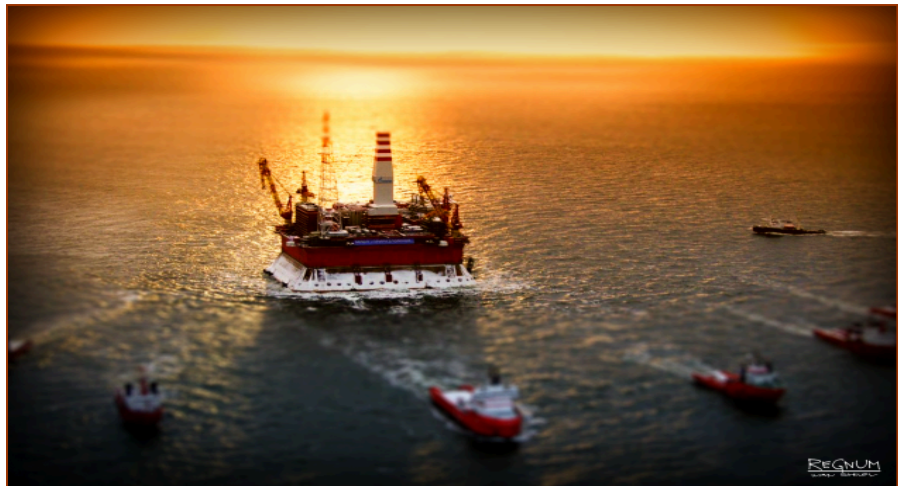


Нафтогазові технології

Дайджест



2020



Міністерство освіти і науки України

**ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ
ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ**

Науково-технічна бібліотека



Нафтогазові технології

Дайджест

Випуск 10

Івано-Франківськ

2020

**УДК 016:622.24
Н 34**

У к л а д а ч : Н. В. Федяніна

**Відповідальний
за випуск : Р. Б. Пуйда**

Н34 Нафтогазові технології : дайджест. Вип. 10 / [уклад.
Н. В. Федяніна] ; Наук. техн. б-ка. - Івано-Франківськ :
НТБ ІФНТУНГ. – 2020. – 50 с.

Дайджест «Нафтогазові технології» підготовлений на основі матеріалів науково-практичних журналів: «Науковий Вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу», «Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ», «Нафтова галузь України», «Нафтогазова енергетика», «Прикладная механика», «Методи та прилади контролю якості», «Технічна діагностика та неруйнівний контроль» за 2019-2020 роки.

Дайджест адресований науковцям, викладачам, студентам вищих навчальних закладів нафтогазового профілю та тим, хто зацікавлений в отриманні актуальної інформації про нафтогазову галузь промисловості бурін- ня свердловин, видобування вуглеводнів, нетрадиційні технології та енергоефективність.

УДК 016:622.24

Науково-технічна бібліотека
ІФНТУНГ, 2020

Зміст

Від укладача.....	6
1. Прогнозування, перспективи та можливості.....	7
2. Техніка і технологія розвитку.....	21
3. Практика застосування.....	27

Від укладача

Нафтогазовий комплекс України посідає провідне місце серед базових галузей паливно-енергетичного комплексу (ПЕК). Сьогодні нафтогазовий комплекс України відіграє ключову роль у цілому в економіці країни. Забезпечення достатнього рівня розвитку нафтогазового комплексу виступає необхідною умовою стабільного розвитку будь-якої країни, адже, крім суто комерційної діяльності, підприємства цього комплексу відіграють важливу соціальну роль, забезпечуючи населення, бюджетні установи та комунальних споживачів природним газом.

Нестача власних енергоносіїв, постачання їх зовні дестабілізують політичне та економічне становище, тому проблеми та перспективи розвитку сучасного нафтогазового комплексу в Україні є досить актуальним.

Науково-технічна бібліотека Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу пропонує читацькій аудиторії десятий випуск дайджесту «Нафтогазові технології», підготовлений на основі матеріалів журналів: «Науковий Вісник Івано-Франківського національного університету нафти і газу», «Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ», «Нафтогазова галузь України», «Нафтогазова енергетика», «Прикладная механика», «Методи та прилади контролю якості», «Технічна діагностика и неруіривний контроль».

Наведені у виданні матеріали покликані допомогти в освоєнні базових знань при вивченні нафтогазових технологій.

Матеріал в дайджесті згруповано по розділах, а в межах кожного розділу - в алфавітному порядку авторів та назв статей. Короткий виклад змісту документів подається мовою оригіналу.

Видання адресоване науковцям, викладачам, студентам закладів вищої освіти нафтогазового профілю та тим, хто зацікавлений в отриманні актуальної інформації про нафтогазову галузь промисловості, буріння свердловин,

видобування вуглеводнів, нетрадиційні технології та енергоефективність.

Прогнозування, перспективи та можливості

***Дослідження впливу форми і розмірів полімерних
гранул на їхні трибологічні властивості /
В. М. Витвицький, А. Я. Карвацький, І. О. Мікульо-
нок, О. Л. Сокольський // Розвідка та розробка
нафт. і газ. родовищ. – 2020. – № 2. – С. 52-61.***

«Останнім часом на зміну традиційним металевим і залізобетонним трубам приходять пластмасові, що використовуються для транспортування найрізноманітніших рідких і газоподібних речовин, зокрема нафти й газу. Для виробництва пластмасових труб та ущільнювальних пристроїв трубопровідної арматури широко застосовуються полімерні матеріали, одним з основних методів переробки яких є екструзія.

Полімерні гранули є сипким середовищем, яке складається з великої кількості твердих частинок, які втрачають і набувають механічної енергії через взаємодію між собою. За характером поведінки ці матеріали займають проміжне положення між рідинами та твердими тілами.

Найближчим до реальної поведінки полімерних гранул у робочому каналі зони живлення черв'ячного екструдера є опис руху сипкого середовища на базі МДЕ, який полягає в дослідженні взаємодії окремої частинки з іншими частинками шару сипкого матеріалу та границями розрахункової області. При цьому для виконання відповідних числових розрахунків необхідним є дослідження коефіцієнтів тертя і бічного тиску оброблюваних матеріалів та їх залежностей від конструктивно-технологічних параметрів робочого обладнання.

Під час моделювання процесів руху сипкого матеріалу методом МДЕ необхідним є задання форми частинок

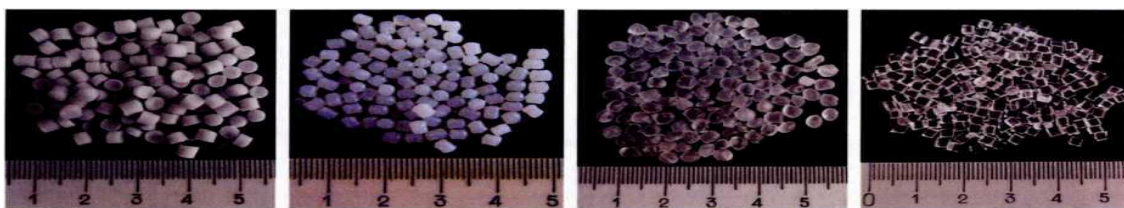
матеріалу, при цьому серед усіх можливих тривимірних фігур, якими можна задавати форму окремої частинки, найбільш простою та ефективною є сфера, оскільки її форма не лише близька до форми реальної частинки, а й істотно зменшує час числового моделювання.

Проте в деяких випадках необхідним є моделювання неоднорідної форми частинок, наприклад у процесі живлення черв'ячного екструдера полімерною сировиною або транспортування полімерних гранул, оскільки в таких процесах форма частинок істотно впливає на рух сипкого матеріалу. Найчастіше використовується метод мультисфер, за якого форма частинки апроксимується за допомогою сфер, що стикаються або перекривають одна одну. Перевагою цього методу є забезпечення наближення до фактичної форми частинки при збереженні розрахункової ефективності.

Для проведення експериментальних досліджень були відібрані гранули таких полімерів:

- поліетилен високої густини марки Marlex ННМ 5502ВН (ПЕВГ);
- співполімер етилену з вінілацетатом (севілен) марки Kazan EVA 11104-030 (СЕВ);
- полістирол марки Denka Styrol MW-1-301 (ПС) [25];
- полівінілхлорид марки SorVyl G 2171/9005 11/01 (ПВХ).

Зазначені полімери були відібрані тому, що вони широко використовуються у промисловості та одночасно різняться між собою за розмірами, формою і фізико-механічними характеристиками (що призводить до різних моделей поведінки). На рис. 1 наведено фотознімки досліджених гранул.



а - ПЕВГ

б-СЕВ

в-ПС

г- ПВХ

Рисунок 1 - Фотознімки полімерних гранул, що використовувались під час проведення експериментів

Результати проведених розрахунків підтверджують можливість застосування методу МДЕ для розв'язання задач, пов'язаних з поведінкою сипких середовищ, зокрема для процесу живлення черв'ячного екструдера полімерною сировиною».

Достовірність прогнозу нафтогазоносності перспективних об'єктів Дніпровсько-Донецької западини / М. В. Харченко, Л. С. Пономаренко, О. М. Ковалко, П. М. Чепіль // Нафтогаз. галузь України. – 2019. – № 5. – С. 9-13.

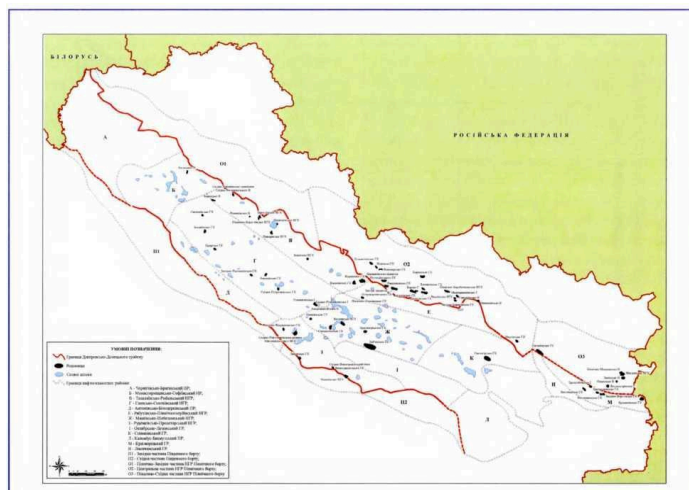
«Основним резервом нарощування видобутку нафти і газу є ресурсна база вуглеводнів (ВВ) фонду підготовлених до глибокого буріння об'єктів. Проте зазвичай не на всіх об'єктах під час подальшого проведення геолого-розвідувальних робіт (ГРР) відкриваються нові родовища ВВ. Крім того, запаси на відкритих родовищах не зіставляються із попередньо оціненими ресурсами.

Для оцінки достовірності прогнозу нафтогазоносності перспективних об'єктів у Східному нафтогазоносному регіоні України в попередні роки нами проаналізовано підтверджувальність локального прогнозу нафтогазоносності за результатами проведених ГРР за останні 20 років (1998-2017 рр.).

Всього в 1998-2017 рр. у Східному нафтогазоносному регіоні було відкрито 62 родовища ВВ (рис. 2), на 6 з них (Східно-Руновщинське, Малокринківське газові, Крутогорівське, Розсипнянське, Журавинське газоконденсатні, Бахмацьке нафтове) не було виконано офіційної оцінки (із внесенням об'єкта до Фонду об'єктів у нафтогазоносних регіонах України) перспективних ресурсів до буріння. Крім того, відкриті в 2009 р.

Мигринське нафтогазоконденсатне і в 2010 р. Північно-Мигринське нафтове родовища об'єднані в єдине Мигринське нафтогазоконденсатне родовище. Таким чином, зіставлення оцінок перспективних ресурсів та запасів відкритих родовищ ВВ виконано для 55 родовищ Східного нафтогазоносного регіону.

**Рис. 2.
Родовища
вуглеводнів,
відкриті в
Східному**



нафтогазоносному регіоні України в 1998-2017 рр.

Для повноти аналізу використані три варіанти оцінки запасів ВВ (за даними Державного балансу запасів корисних копалин України):

- тільки балансових запасів ВВ (накопичений видобуток та запаси кодів класів 111 + 121 + 122);
- балансових запасів ВВ і запасів із невизначеним промисловим значенням (накопичений видобуток та запаси кодів класів 111 + 121 + 122+332);
- загальних запасів ВВ, підрахованих на родовищах.

Для зіставлення оцінок перспективних ресурсів ВВ у пастках із фактичними значеннями запасів у родовищах, відкритих у цих пастках, були побудовані відповідні графіки.

Усі три варіанти зіставлення свідчать про суттєве розходження оцінок перспективних ресурсів нафто-газоперспективних об'єктів і підрахованих запасів відкритих за подальшими ГРР родовищ ВВ - завищення ресурсів порівняно із запасами. Відмінності в наведених варіантах стосуються лише ступеня

розходження, яке, природно, максимальне у разі порівняння перспективних ресурсів і балансових запасів (рис. 3).

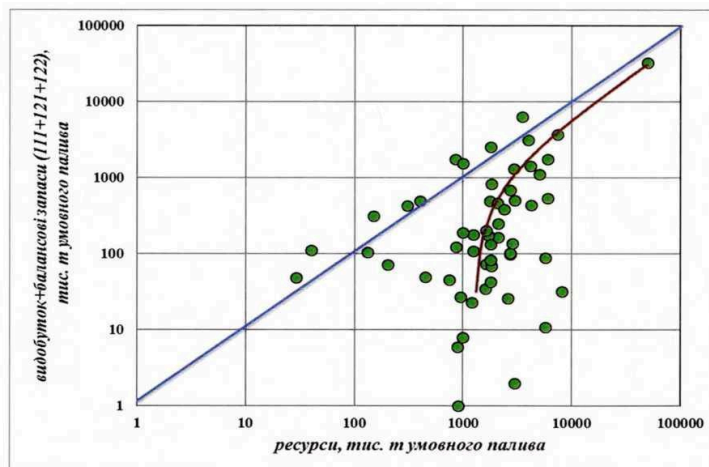


Рис. 3. Зіставлення оцінок перспективних ресурсів об'єктів та балансових запасів відкритих на них родовищ ВВ у Східному регіоні в 1998-2017 рр.

Впровадження отриманих результатів та рекомендацій дасть змогу значно підвищити достовірність геолого-економічної оцінки перспективних об'єктів та підвищити достовірність та ефективність ГРР».

Крупський Ю. З. Минулі результати і подальші перспективи західного нафтогазоносного регіону України / Ю. З. Крупський, В. П. Марусяк // Нафтогаз. галузь України. – 2019. – № 4. – С. 6-10.

«Тепер у Західному нафтогазоносному регіоні (НГР) доцільно проводити геологічне і нафтогазогеологічне районування (рис. 1). У геологічному відношенні тут виділяють: Євразійську плиту з її Східно- і Західноєвропейською мікроплитами, границя між якими трасується по зоні Тейссейра-Торнквіста (зона ТТЗ) і які відрізняються більш давнім архей-протерозойським фундаментом на сході і молодшим палеозойським фундаментом на заході. В сучасному

розумінні зона ТТЗ є результатом дроблення західної окраїни Євразійської плити на повздовжні тектонічні блоки. Вона має ширину від 100 км біля границі з Польщею до 10 км біля границі з Румунією, де вона ховається під покров Покутських складок і Карпат. У складі плит виділяють платформову область Волино-Поділля.

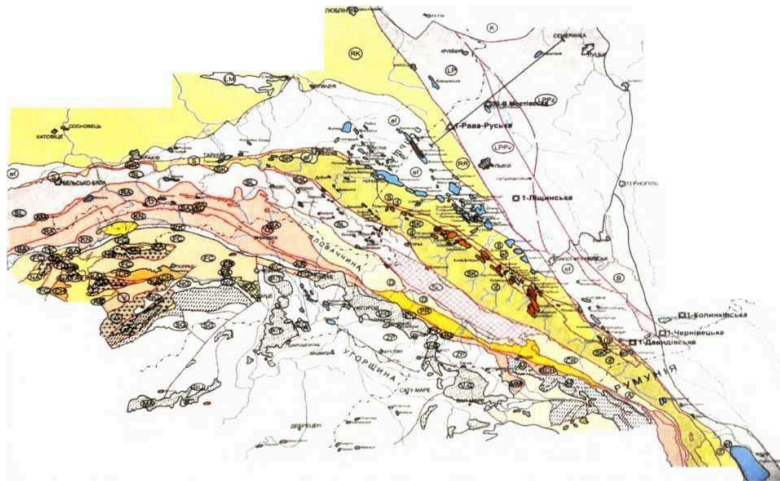


Рис. 1. Тектонічна карта, розміщення на ній родовищ нафти і газу та розташування перспективних площ для пошуків сланцевого газу і газу щільних колекторів

У Передкарпатському прогині виділяють: Зовнішню зону, Зону насунутих молас (попередня назва - Самбірська зона або Стебницький насув), Зону насунутих структур з моласами і флішом (попередня назва - Внутрішня зона).

Як встановлено новими дослідженнями, велике значення в розумінні геологічної будови і нафтогазоносності Зовнішньої зони мали давні пост-палеогенові субсиквен-тні і консеквентні палеоріки, найбільші з яких – Коло-мийська на південному сході і Ходорівська на північно-му заході. У Складчастих Карпатах виділено низку відомих зон-покровів: Скибовий, Сілезький (Кросненський), Дуклянський, Магурський, Поркулецький, Рахівський, Чорногорський. По зоні Пенінських скель, які є продовженням Татрид Польщі на українській території проводять границю між Зовнішніми і Внутрішніми Карпатами.

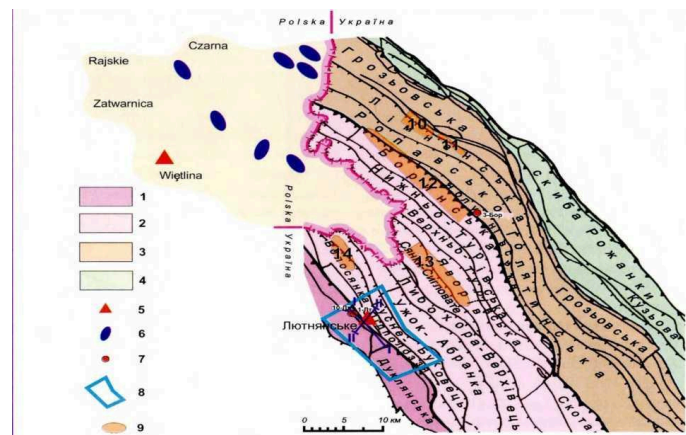
Західний НГР багатий на нетрадиційні джерела вуглеводнів. Розташування перспективних площ для пошуків сланцевого газу і газу щільних колекторів показано на рис. 1. Попередня прогнозна оцінка перспективних видобувних ресурсів газу тільки з чорносланцевих порід силуру Волино-Подільської НГО засвідчує, що це може бути понад 600 млрд м³, а газу щільних колекторів в Західному НГР - десятки млрд м³. Не слід забувати і про газ-метан вугільних пластів карбону Львівсько-Волинського вугільного басейну. Це можуть бути десятки млрд м³ газу».

Потенціал нарощення ресурсної бази вуглеводнів у Кросненській зоні Складчастих Карпат / В. М. Владика, В. П. Бодлак, М. В. Дорохов [та ін.] // Нафтогаз. галузь України. – 2019. – № 5. – С. 14-18.

«Кросненська зона Складчастих Карпат, як і вся центральна частина Карпатської гірської споруди, вивчена значно менше порівняно з іншими структурно-тектонічними одиницями регіону. Тут багато причин, і серед них - важкодоступний гірський рельєф для проведення польових геофізичних і особливо сейсмічних досліджень. Тим не менше в межах цієї зони виконано на окремих ділянках і поодиноких регіональних перетинах певний обсяг польових сейсморозвідувальних робіт, особливо в північно-західній (Бориня-Бітля) та південно-західній (Люта) частинах.

Незважаючи на відносно низький ступінь вивченості порівняно з Передкарпатським прогином, район робіт характеризується високою перспективністю виявлення нових покладів вуглеводнів, про що свідчить наявність нафтогазопроявів у природних відслоненнях. Із пробурених свердловин у межах Боринської, Гринявської та Лютнянської площ одержали припливи газоконденсатної суміші різної інтенсивності. За результатами випробування свердловин дві останні

площі переведені в ранг родовищ. У цьому структурно-тектонічному елементі на території Польщі також відкриті родовища : Чарна, Ростокі, Поток, де припливи вуглеводнів отримали з еоценових кросненських пісковиків (рис. 1).



Умовні позначення:

- 1 - Дуклянська зона ; Сілезька зона ; 2 - Бітлянська підзона ;
- 3 - Турківська підзона ; 4 - Скибова зона ; 5 - родовища газу ; 6 - родовища нафти ;
- 7 - окремі пробурені свердловини; 8 - контур Лютнянського спецдозволу ;
- 9 - виділені нафтогазоперспективні об'єкти за даними УкрДГРІ, 2011 р. :
- 10-Вовченський ; 11 - Шум'яцький ; 12 – Боринський ; 13 – Бітлянський ;
- 14 - Волосянський

Рис. 1. Фрагмент тектонічної карти північно-західної частини Кросненської зони з нанесеними нафтогазоперспективними об'єктами (за даними Кузовенка В. В. та УкрДГРІ)

Кросненська зона за літофаціальними і структурно-тектонічними особливостями поділяється на дві підзони: Турківську і Бітлянську.

Турківська підзона простягається від кордону з Польщею до межиріччя Тиси і Прута. Для неї властива лусконасувна структурно-тектонічна будова. У фрон-тальній частині підзони виділяється досить своєрідний тектонічний елемент - Розлуцький. У межах Турківської підзони з північного заходу на південний схід виділяються чотири скиби (луски): Грозьовська, Лімненська, Горчанська й Опорецька.

(Жденієвська площа), що дасть змогу в короткі терміни суттєво наростити ресурсну базу Західного нафтогазоносного регіону».

Прогнозування фільтраційно-ємнісних властивостей і нафтопромислових характеристик складно-побудованих карбонатних колекторів (на прикладі Північно-західної частини ДДЗ) / О. В. Олійник, С. А. Вижва, В. В. Антонюк, І. М. Безродна // Розвідка та розробка нафт. і газ. родовищ. – 2020. – № 2. – С. 78-87.

«Проблема виділення та діагностування карбонатних порід-колекторів з пустотами вторинного типу в розрізі резервуару існує давно і до теперішнього часу залишається остаточно не вирішеною. У вітчизняній практиці на даний час відсутні універсальні методи надійного прогнозування і визначення фільтраційно-ємнісних властивостей та нафтопромислових характеристик складнопобудованих тріщинно-кавернозних колекторів.

Це викликано, в першу чергу, складною будовою карбонатних відкладів, які характеризуються значною неоднорідністю літологічного складу, структурних і текстурних характеристик, мінливістю мінерального складу, складною будовою пустотного простору та значною диференціацією петрофізичних властивостей порід-колекторів.

Методика дослідження

Для вирішення поставленого завдання авторами були використані всі доступні методичні прийоми обробки даних ГДС та обрані з них найбільш ефективні. При такому підході потенційні колектори виділяються за наявності хоча б двох із трьох позитивних діагностичних ознак.

Комп'ютерна обробка матеріалів ГДС проводилась з використанням програмних засобів «ГЕОПОШУК», «АКУСТИКА» та «ОПТКОМ». За програмою «ОПТКОМ» був визначений також компонентний склад порід в чотирьох градаціях: пористість, вапняк, кремій (кварц) і аргіліт.

При вивченні наведених карбонатних відкладів була використана комп'ютерна технологія обробки та інтерпретації карбонатних колекторів, розроблена в Ніжинській ЕГДС (Ніжинській експедиції з геофізичних дослідженнях в свердловинах). Вона заснована на теорії пружних властивостей пористого середовища, системі лінійних петрофізичних рівнянь і методиці функціональних перетворень.

Впроходження повздовжньої хвилі та вмісту водню в пластах ($\Delta T = f(w)$) Південно-Берестівського родовища з метою точної оцінки літологічного складу досліджуваних інтервалів. Встановлено, що більшість пластів представлені вапняками з різним вмістом глинистих мінералів, що також підтверджено дослідженнями кернавого матеріалу (рис. 1).

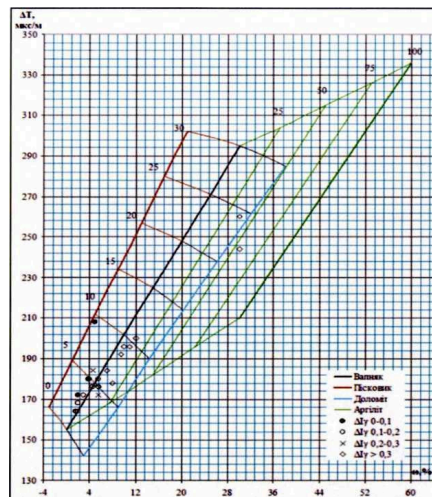


Рисунок 1 - Крос-плот $\Delta T = f(w)$ для визначення мінеральних компонентів порід нижньовізейської карбонатної плити

Для оцінки типу порід-колекторів візейської карбонатної товщі авторами використано результати

почасових вимірів нейтронних методів, методику балансу пористості і методику функціональних перетворень (нормалізація) бокового та нейтронного каротажу (рис. 2).

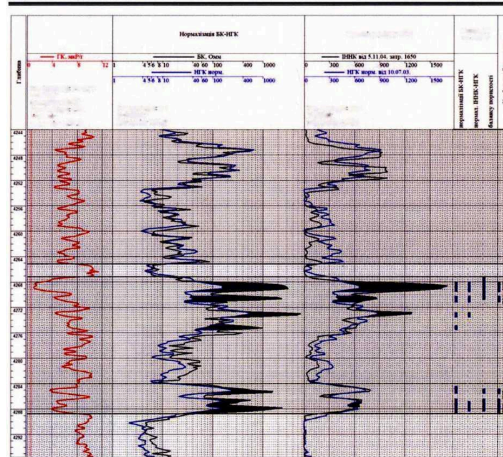


Рисунок 2 - Планшет з нормалізованими кривими ядерного та електричного каротажу для оцінки розрізу свердловини та виділення порід-колекторів та типу пустотного простору візейської карбонатної товщі свердловини № 3 Південно-Берестівського родовища

З отриманих результатів встановлено, що досліджувані інтервали з вторинними порожнинами відносяться до третього типу за Nelson, тобто матриця має доволі незначну проникність, проте вміщує в собі майже всі вуглеводні, а рух флюїду забезпечують вторинні порожнини».

Управління ресурсами корисних копалин на основі рамкової класифікації ООН (національна класифікація запасів і ресурсів корисних копалин України) / Г. І. Рудько, В. І. Ловинюков, С. Ф. Литвинюк, О. В. Нецький // Розвідка та розробка нафт. і газ. родовищ. – 2019. – № 4. – С. 7-15.

«Класифікації запасів та ресурсів корисних копалин складаються для ефективного управління, обліку та контролю за їх використанням. Будь-яка система

класифікації створює єдину базу порівняння і дозволяє знизити суб'єктивність при проведенні оцінки обсягів запасів та ресурсів корисних копалин.

У зв'язку із глобалізацією ринків мінерально-сировинних та енергетичних ресурсів у світі визначилась тенденція до зменшення кількості класифікаційних систем та розроблення єдиної Класифікаційної системи запасів і ресурсів корисних копалин для опрацювання Глобального Кодексу звітності щодо користування надрами Землі.

На міжнародному рівні відзначається ряд найбільш відомих Класифікаційних систем, що застосовуються та використовуються для підрахунку і геолого-економічної оцінки запасів корисних копалин, у тому числі:

- Рамкова класифікація ООН викопних енергетичних і мінеральних запасів і ресурсів 2009 року (РКООН-2009);
- кодекс звітності сімейства CRIRSCO;
- Система управління вуглеводневими ресурсами (PRMS).

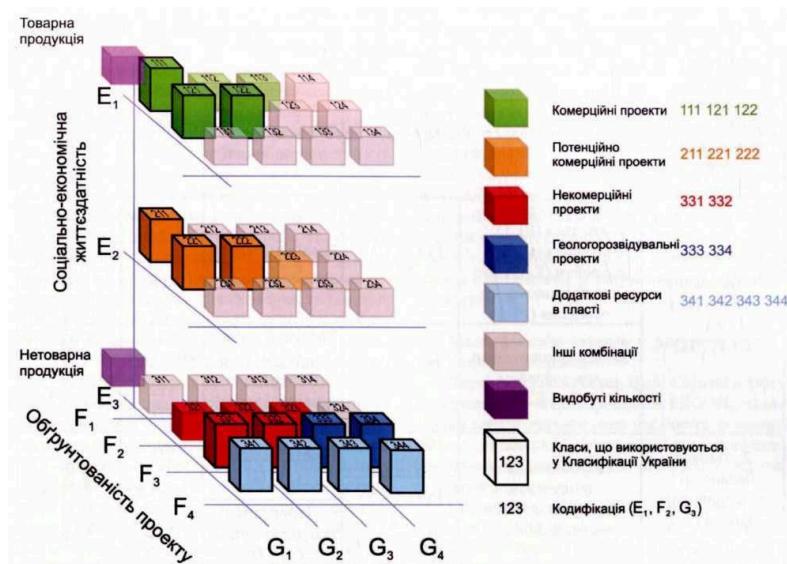
Рамкова класифікація ООН - це одна з найсучасніших спроб розробки універсальної і застосовуваної на міжнародному рівні системи оцінки запасів/ресурсів родовищ твердих горючих копалин і мінеральної сировини у ринкових умовах.

Україна першою серед країн Європи й світу на державному рівні впровадила РКООН, згідно з якою запаси ділянки надр оцінюють за економічною доцільністю, економіко-технологічною (екологічною) і геологічною вивченістю запасів та їх вірогідністю.

Чинна Класифікація містить групування запасів і ресурсів за наступним переліком ознак:

1. За ступенем геологічного вивчення.
2. За ступенем техніко-економічного вивчення.
3. За промисловим значенням.
4. За умовами видобутку і використання.
5. За ступенем підготовленості до промислового освоєння.
6. За складністю геологічної будови.

Запаси і ресурси корисних копалин, що характеризуються певними рівнями промислового значення (E_{xx}) і ступенями техніко-економічного (xF_x) й геологічного вивчення (xG), розподіляють на класи, які ідентифікують за допомогою трипорядкового цифрового коду (рис. 1).



Геологічна вивченість

Рисунок 1 - Принципи розподілу запасів і ресурсів корисних копалин, що прийняті в Класифікації України, гармонізуються з Міжнародною рамковою класифікацією запасів і ресурсів твердих горючих і мінеральних корисних копалин (РКООН)

Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр - головний нормативний документ, який регламентує проведення геолого-економічної оцінки родовищ корисних копалин, встановлює загальні вимоги та підходи до її проведення. Конкретні методики, показники оцінювання різних видів родовищ корисних копалин наведено у відповідних документах ДКЗ, зокрема, в Положенні про порядок розробки та обґрунтування кондицій на мінеральну сировину для підрахунку запасів твердих корисних копалин та інших».

Техніка і технологія розвитку

Болонний В. Т. Зміна режимних параметрів магістральних нафтопроводів в умовах розгерметизації / В. Т. Болонний // Розвідка та розробка нафт. і газ. родовищ. – 2020. – № 1. – С. 26-25.

«Обладнання нафтотранспортної системи хоч утримується в надійному стані, є морально застарілим і потребує додаткових експлуатаційних витрат. Забезпечення надійності функціонування нафтотранспортної системи на найближчу перспективу потребуватиме фінансових витрат на суму близько 4 млрд. грн., з них для реалізації першочергових заходів - 2,3 млрд. грн.

Однак, реальна картина завантаженості нафтотранспортної системи України отримала неочікувано інший розвиток. На теперішній час із 16 нафтопроводів та експлуатаційних ділянок 10 знаходяться в режимі транспортування, 5 тимчасово звільнені від нафти і знаходяться у режимі утримання в безпечному стані, 1 звільнена від нафти і знаходиться на тимчасово окупованій території.

Аналіз аварійності лінійної частини магістральних нафтопроводів можна виділити п'ять основних причин їх розгерметизації (рис. 2):

- зовнішні фізичні (силові) дії на трубопроводи, включаючи кримінальні врізання, що призвели до витоків - 34,7 %;

- порушення норм і правил проведення робіт при будівництві та ремонті, відхилення від проектних рішень - 24,7 %;
- корозійне пошкодження труб, запірної і регулюючої арматури - 23,5 %;
- порушення технічних умов при виготовленні труб і устаткування - 12,4%;
- помилкові дії експлуатаційного і ремонтного персоналу - 4,7%.

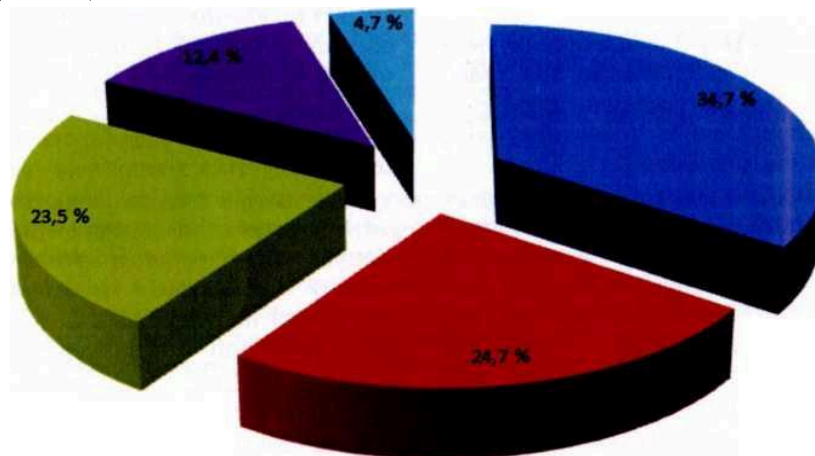


Рисунок 2 - Діаграма причин розгерметизації нафтопроводів України

Розгерметизація нафтопроводу визначається низкою параметрів гідродинамічного характеру. Основним параметром пошкодження трубопроводу є падіння тиску в ньому і перевантаження двигунів відцентрових насосних агрегатів внаслідок порушення рівнянь енергетичного і матеріального балансів. В даній статті автором розроблено методику оцінки аварійних втрат нафти в магістральних нафтопроводах, що дасть змогу визначити обсяги витоків нафти і встановити екологічні збитки від виникнення подібних аварійних ситуацій».

Василів О. Б. Моделювання режимів транспортування природного газу магістральними газопроводами в умовах недовантаження / О. Б. Василів, О. С. Тітлов, Т. А. Сагала // Нафтогаз. енергетика – 2019. – № 2. – С. 35-42.

«Газотранспортна система України (далі ГТС) вважається однією з найбільших в Європі і світі. Загальна протяжність магістральних газопроводів української ГТС становить понад 38 тисяч кілометрів.

ГТС України виконує такі важливі функції, як забезпечення природним газом споживачів в межах країни, а також транзит газу до європейських держав територією України. Пропускна здатність ГТС сягає на вході понад 280 млрд. м³ газу на рік, а на виході - понад 170 млрд. м³ газу на рік.

За даними ПАТ "Укртрансгаз" (рис. 1) Україна в 2018 році зменшила транзит природного газу через свою ГТС на 7,1% порівняно з 2017 роком - до 86,8 млрд м³.

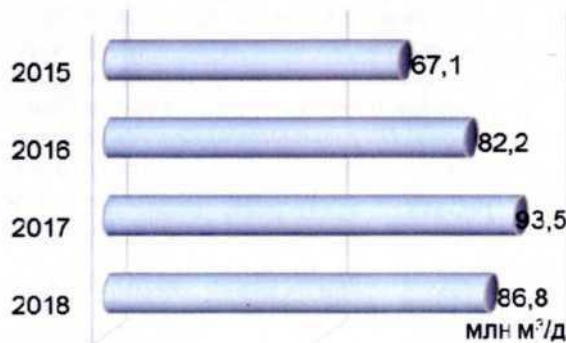


Рисунок 1 - Транзит газу через ГТС України протягом 2014-2018 рр.

Прогноз попиту на російський газ в ЄС - один з найважливіших факторів при прогнозуванні необхідної потужності для транзиту. Тут можна виділити наступні аспекти:

1. Падіння європейського видобутку газу і попиту на газ в ЄС.
2. Співвідношення об'ємів імпорту скрапленого природного газу на Європейському ринку і мережевого газу на європейському ринку.
3. Політична готовність європейських країн перевищувати певний поріг в залежності від російського мережевого газу.

4. Конкуренція газу і відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в рамках кліматичної стратегії ЄС.

Транзит російського газу через Україну розділений на два напрямки, які не перетинаються: «південний» і «західний» напрямки транзиту.

Отже, з огляду на те, що транзит газу через ГТС України в майбутньому падатиме, актуальним напрямком досліджень є, зокрема, моделювання та оптимізація режимів експлуатації газопроводів в умовах недовантаження.

У якості об'єкту дослідження вибрано ділянку газопроводу Тарутине-Орлівка з компресорною станцією «Тарутине» («південний напрямок»), через який очікується значене (в декілька разів) зменшення обсягів транзиту.

Поставлена мета реалізується шляхом вирішення наступних завдань:

- аналіз фактичних даних експлуатації газопроводу АТІ на ділянці Тарутине-Орлівка;
- розробка алгоритму визначення пропускної здатності та енерговитратності газопроводу для заданої комбінації працюючих газоперекачувальних агрегатів;
- розробка алгоритму розрахунку режиму роботи компресорної станції;
- розробка оригінального програмного забезпечення визначення пропускної здатності та енерговитратності газопроводу;
- проведення оптимізації режимів експлуатації ділянки Тарутине-Орлівка за критерієм мінімальних витрат потужності.

Оскільки алгоритм визначення пропускної здатності та енерговитратності газопроводу для заданої ГПА передбачає циклічні багатоваріантні розрахунки та необхідність використання функцій інтерполяції, методів оптимізації та ін., було прийнято рішення про розробку програмного забезпечення у мові програмування MATLAB. Ця мова програмування орієнтована на технічні і математичні розрахунки і

здатна перевершити можливості традиційних мов програмування, котрі багато років використовувались для реалізації чисельних методів.

Особливості реалізації алгоритму

1. Математичні моделі нагнітачів реалізовані у вигляді функцій в залежності від вхідного параметра Q_w . Для кожної з функцій реалізований вбудований в систему MATLAB метод інтерполяції. Наприклад, функція для визначення політропічного ККД має наступний формат:

```
function y = f eta(Q zv)
y = interp1([252 408 492], [0.72 0.84 0.775], Q_zv,
'rchip');
end
```

Функція `interp1` реалізує декілька методів побудови сплайну. Лінійна сплав-інтерполяція, інтерполяція кубічним поліномом, інтерполяція кубічним сплайном та «Rchip» - інтерполяція кубічним ермітовим сплайном, що вибрана в даній моделі розрахунку.

Матриці з числами [252 408 492] та [0.72 0.84 0.775] - координати трьох точок з паспортних характеристик нагнітача, причому кількість точок може бути збільшена для забезпечення заданої точності характеристик нагнітача.

2. Пошук оптимального значення режимів роботи компресорного цеху здійснюється наступним чином:

- задається продуктивність газопроводу, або річна у млрд. m^3 /рік, або добова у млн. m^3 /добу;
- задається коефіцієнт завантаження кожного ГПА в межах 1.. 0,5 при роботі двох нагнітачів та одиниці у випадку використання одного ГПА;
- організовується цикл зміни частоти нагнітачів[^]) при умові дотримання технологічних обмежень;
- проводиться розрахунок за методикою, наведеною в [5, 6];
- для кожної частоти та коефіцієнта завантаження фіксуються отримана сумарна потужність ГПА та умови, при яких вона отримана;

- для кожної певної заданої продуктивності визначається мінімальні витрати потужності.

Отримані результати оптимальних режимів експлуатації записуються у файл Excel для подальшої обробки та побудови графічних залежностей.

Транзит природного газу через газовимірвальну станцію (ГВС) «Орлівка» протягом 2014...2018 років наведено на рис. 2. Аналіз фактичних даних експлуатації газопроводу АТІ на ділянці Тарутине-Орлівка показав, що добова продуктивність змінюється в межах від 23...63 млн.м³/д.

Таким чином, регулювання режимів роботи компресорної станції в широкому діапазоні обсягів транспортування природного газу може здійснюватися шляхом регулювання частоти обертання, включення різної кількості ГПА, байпасуванням частини газу при низькому завантаженні.

млрд м³/рІК

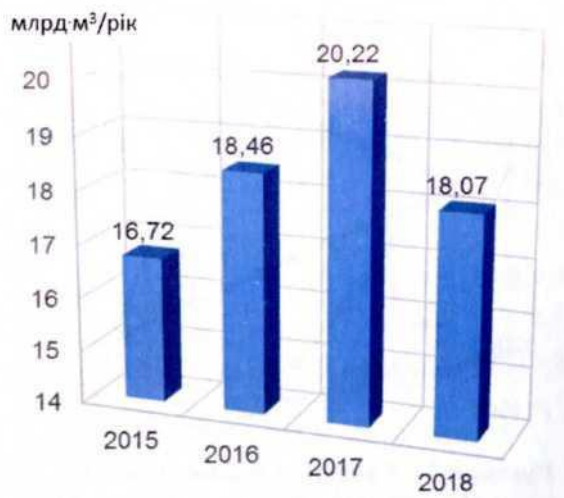


Рисунок 2 - Річні обсяги транзиту природного газу через ГВС «Орлівка»

При низькому індивідуальному завантаженні $q_0 \sim 42,6...46,5$ млн.м³/д або $q_0 < 23$ млн.м³/д робота нагнітача(ів) відбувається в зоні помпажу, або не відповідає технологічним обмеженням. У цьому випадку необхідно проводити байпасування частини газу.

На основі розробленого програмного забезпечення у мові програмування MATLAB було виконано багатоваріантні розрахунки визначення пропускної здатності та енерговитратності газопроводу для різних комбінацій працюючих ГПА».

Практика застосування

Васьковський М. І. Динамічний скрут підземного трубопроводу від раптового повороту фрагмента основи / М. І. Васьковський // Нафтогаз. енергетика. – 2020. – № 1. – С. 66-72.

«Числові розрахунки виконали для підземного магістрального трубопроводу з такими параметрами:

$D = 1420 \text{ мм}$, $h = 18 \text{ мм}$, $G = 8,1 \cdot 10^{10} \text{ Па}$, $V = 0,3$,

$\rho = 7,8^3 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$, $\sigma_{\tau} = 400 \text{ МПа}$, а для шару ґрунтової засипки $k_{\tau} = 2 \text{ МПа/м}$. Внутрішній тиск вважали таким, що створює у трубі тангенціальне напруження

$\sigma_{\theta} = 300 \text{ МПа}$. Кут повороту правого блоку довкола осі труби $\theta = 0,1 \text{ рад.} \approx 6^{\circ}$.

За формулами (5)-(9) побудували графіки нестационарних полів кута повороту, кутової швидкості і кутової деформації трубопроводу, а також розподілу еквівалентного напруження в стінці труби (рис. 2-5). Задля наочності усі рисунки виконано у просторовому та плоскому ракурсі.

Проведемо аналіз хвильової картини. Характеристики, задані рівнянням $c_2 t = |z|$, поділяють

просторово-часову область на дві частини - передфронтону $c_2t < |z|$ та післяфронтону $c_2t > |z|$. До приходу збурення від місця пошкодження ліва частина трубопроводу ($z < 0$) є нерухомою, а права його частина ($z > 0$) коливається без деформації як тверде тіло подібно до гармонічного осцилятора. Після приходу збурення труба зазнає динамічного скруту як деформівне тіло; при цьому крутна деформація локалізується поблизу початку координат. З плином часу коливальний процес повільно загасає, і всі досліджувані характеристики динамічного поля наближаються до їх статичних значень, які узгоджуються з раніше отриманими розв'язками.

Детальний аналіз даних, наведених на рис. 4, 5, показав, що найбільше значення деформації скруту, а отже й еквівалентного напруження, спостерігається в місці розлому при $t \approx 0,02$ с: $\max \gamma_z \approx 1,9 \cdot 10^{-3}$ та $\max \sigma_{eq} \approx 380$ МПа. Вказані величини перевищують їхні статичні аналоги відповідно у 1,43 та у 1,18 рази. Враховуючи прийняту тут межу пластичності матеріалу, бачимо, що міцність труби забезпечується. Проте, якщо при статичному повороті блоку на 6° коефіцієнт запасу міцності становить $n_{cm} \approx 1,24$, то в разі раптового динамічного повороту запас міцності зменшується до $n_{дин} \approx 1,05$.

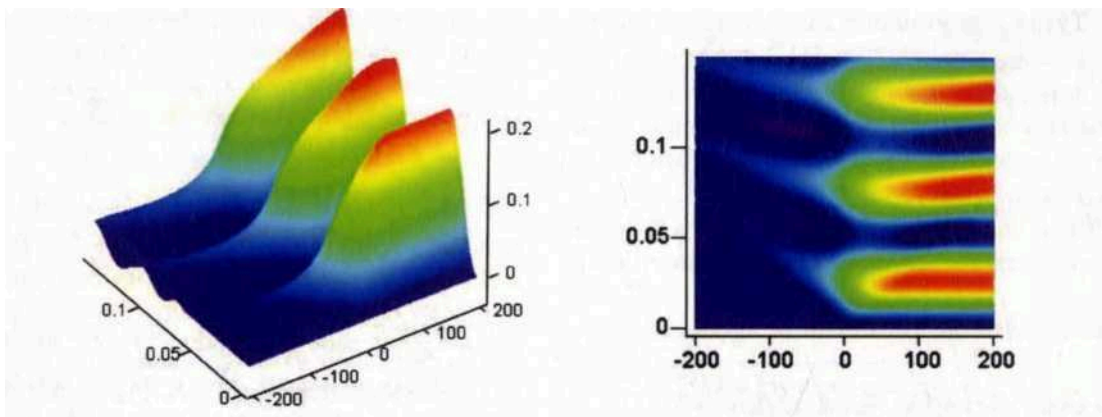


Рисунок 2 - Кут повороту перерізів труби від раптового повороту фрагмента основи

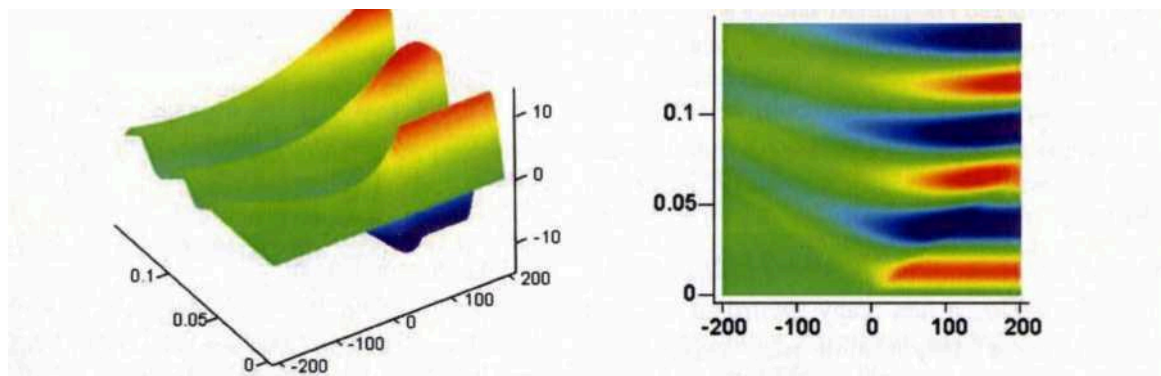


Рисунок 3 - Поле кутової швидкості перерізів труби

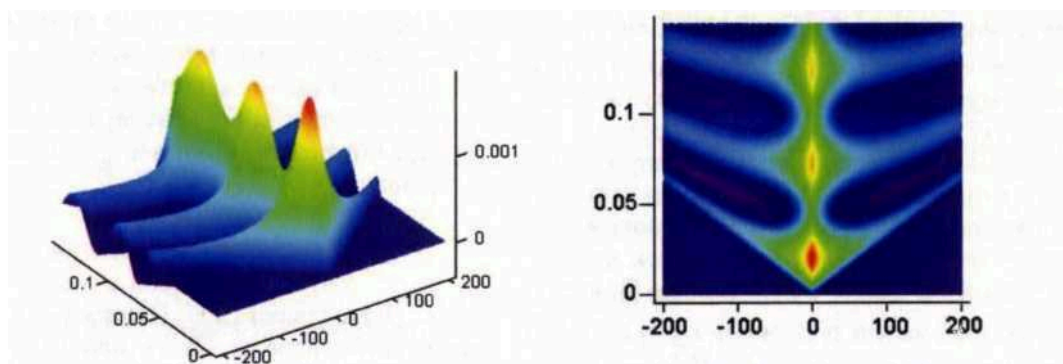


Рисунок 4 - Деформація скруту трубопроводу

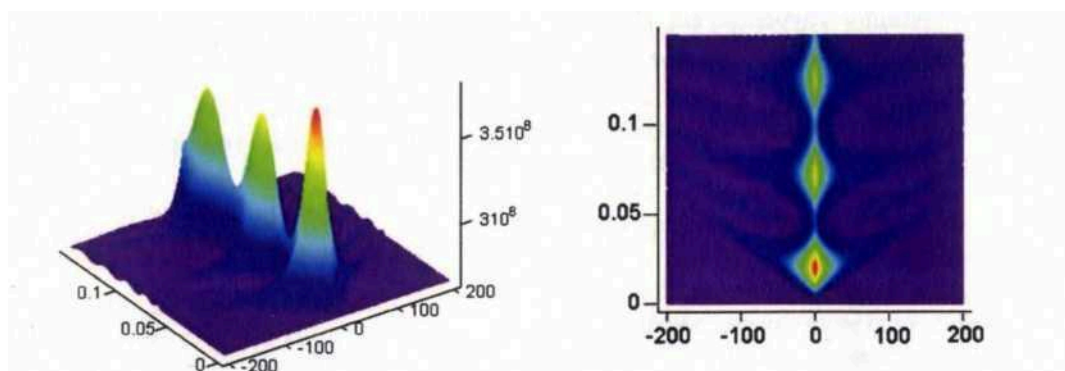


Рисунок 5 - Еквівалентні напруження у трубі від раптового повороту фрагмента основи

Розроблена модель деформування підземного трубопроводу на пошкодженій основі дозволяє оцінити кінематику, напружено-деформований та граничний

стан труби за заданими параметрами нестационарного розвороту фрагментів основи.

Досліджено хвильову картину розповсюдження збурень уздовж осі трубопроводу. Встановлено, що динамічний ефект полягає у збільшенні максимальної позаштатної деформації зсуву в 1,43 рази, а сукупного еквівалентного напруження - в 1,18 рази проти відповідних значень за статичного скруту.

Започатковані у цій статті дослідження доцільно продовжувати, враховуючи ефекти інтерференції розломів під час рухів пошкодженої основи».

Відношення струму катодного захисту до граничного дифузійного як додатковий критерій катодного захисту / Л. І. Ниркова, С. О. Осадчук, А. В. Клименко [та ін.] // Наук. вісн. Івано-Франків. нац. техн. ун-ту нафти і газу. – 2019. – № 2. – С. 23-31.

«Під час обстеження корозійного стану магістральних газопроводів для оцінювання стану їх електрохімічного захисту застосовують критерії, які теоретично і експериментально обґрунтовані та наведені в нормативних документах різних країн в сфері захисту від корозії.

Такими критеріями є мінімальний та максимальний захисні потенціали, мінімальна захисна густина струму, мінімальне захисне зміщення потенціалу (мінімальна поляризація).

Дослідження проводили на зразках трубної сталі контрольованої прокатки X70. Хімічний склад сталі: (ваг. %): 0,095 C; 1,39 Mn; 0,255 Si; 0,005 S; 0,017 P; 0,032 Al; 0,04 Ni; 0,03 Mo; 0,004 Ti; 0,05 V; 0,027 Nb; 0,04 Cr.

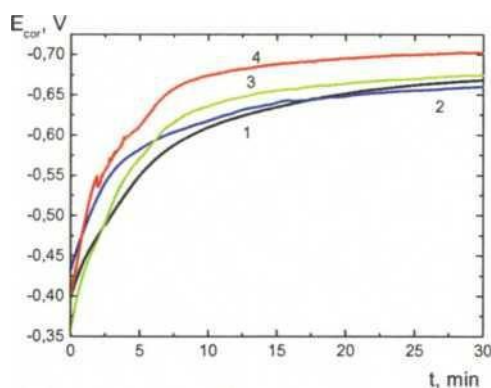
Випробування проводили у розчині NS_4 такого хімічного складу (г/л): 0,037 $KSCl$ + 0,559 $NaHCO_3$ + 0,008

$\text{CaCl}_2 + 0,089 \text{ MgSO}_4$, рН 8,2. Розчин готували на дистильованій воді, застосовували реактиви марки ЧДА.

Швидкість корозії визначали методом поляризаційного опору за допомогою корозиметра універсального УИСК-101.

На рис. 1 наведено, як змінюється потенціал корозії в часі за різних температур. Аналізуючи експериментальні дані, можна відмітити, що потенціал корозії сталі Х70 при 20 °С (рис. 1, крива 1) спочатку швидко зміщуються у від'ємний бік впродовж 7-10 хв, потім процес уповільнюється, і через 30 хв потенціал досягає значення близько -0,667 В. З підвищенням температури характер зміни потенціалу залишається таким самим, але його стабілізування відбувається через менший проміжок часу (рис. 1 криві 2-4); потенціал корозії за температур 40, 60 і 80 °С досягає значень -0,659, -0,674 і -0,704 В відповідно. Зміщення потенціалу до більш від'ємних значень свідчить про можливість прискорення корозійного процесу з підвищенням температури.

З підвищенням температури швидкість корозії також збільшувалася - від 0,038 мм/рік при 20 °С до 0,235 мм/рік при 80 °С, не зважаючи на зменшення концентрації розчиненого кисню (рис. 2). Найбільш різке зростання швидкості корозії спостерігається при підвищенні температури від 40 до 80 °С, що вказує на превалюючий вплив температури на швидкість корозії сталі Х70 порівняно із впливом концентрації кисню.



1 - 20 °С; 2 - 40 °С; 3 - 60 °С; 4 - 80 °С

Рисунок 1 - Зміна потенціалу корозії сталі X70 в часі у розчині NS4 в умовах вільного доступу кисню за різних температур

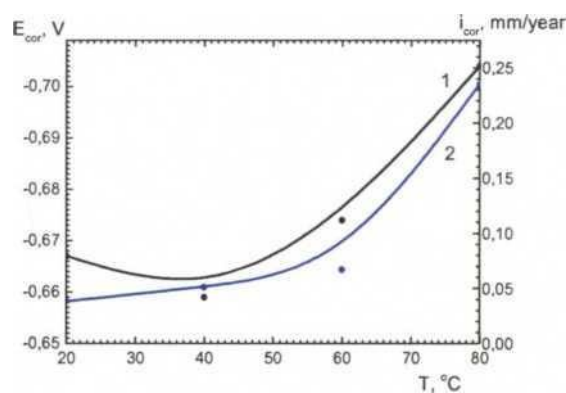


Рисунок 2 - Зміна потенціалу корозії (1) та швидкості корозії (2) сталі X70 залежно від температури у розчині NS4 в умовах вільного доступу кисню

Підсумовуючі експериментальні результати, можна відмітити, що в деаерованому розчині з підвищенням температури від 20 до 80 °C потенціал корозії зміщується на близько 130 мВ в бік більш від'ємних значень, що корелює із ростом швидкості корозії сталі X70 та свідчить про прискорення корозійного процесу з температурою».

Козбур Г. В. Побудова узагальненої кривої зміцнення для ізотропних пластичних металевих матеріалів / Г. В. Козбур, О. К. Шкодзінський, І. Р. Козбур // Наук. вісн. Івано-Франків. нац. техн. ун-ту нафти і газу. – 2020. – № 1. – С. 38-46.

«Одним з основних шляхів підвищення надійності та водночас зменшення матеріалоємності труб під тиском, що використовуються у нафтогазотранспортній системі, є удосконалення теоретично-розрахункового апарату для прогнозування критичних навантажень, що виникають в їх стінках. Базовою для таких досліджень є

задача підвищення точності та достовірності розрахунків на етапі визначення механічних характеристик конструкційних матеріалів. Прогнозування граничних напружень і деформацій в матеріалі здійснюють, апроксимуючи дані експериментів деформаційними кривими або граничними поверхнями плинності. Розробка нових конструкційних матеріалів та зростаючі вимоги до пропускну здатності та робочого тиску в трубах, і, разом з тим, зменшення матеріалозатратності їх виготовлення посилюють вимоги до точності інженерних розрахунків. Експериментальна реалізація всього спектру напружено-деформованих станів зразків конструкційних елементів є складною та затратною, оскільки вимагає руйнування великої кількості зразків, створення і утримання вартісного обладнання. Тому пошук ефективних методів розрахунку прогнозних значень критичних навантажень на стінки труб, що працюють під тиском, та визначення реалістичного коефіцієнта запасу залишається актуальною задачею. Підвищити точність та достовірність прогнозних значень можна через удосконалення методик розрахунку та використання комп'ютерної техніки.

Опірність матеріалу пластичному деформуванню та руйнуванню визначають із найпростіших дослідів. Реалізуючи плоский напружений стан та вимірюючи зміни в розмірах зразків, отримують набори значень «напруження-деформації», які потім апроксимують поверхнями граничних станів у просторі головних напружень або кривими деформування.

Поверхні граничних станів, або граничні поверхні плинності (у двовимірному випадку - граничні криві) використовують для прогнозування критичних значень напружень, що виникають у зразках матеріалів. Причому залежно від умов експлуатації конструкції критичним навантаженням вважають таке, що спричиняє або появу пластичних деформацій, або досягнення певного їх рівня. Для визначення граничних

напружень в умовах складного напруженого стану в теорії пластичності використовують «класичні» теорію максимальних дотичних напружень Кулона-Треска та теорію питомої потенціальної енергії формозміни Мізеса.

Аналітично умова пластичності Треска описується співвідношенням (1):

$$\sigma_1 - \sigma_3 = \sigma_T, \quad (1)$$

умова пластичності Мізеса - формулою (2):

$$(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)^2 = 2\sigma_M^2, \quad (2)$$

де $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ – головні напруження,

σ_T – еквівалентні напруження Треска,

σ_M – еквівалентні напруження Мізеса.

Оскільки для більшості матеріалів експериментальні точки розташовуються між «класичними» кривими плинності - еліпсом Мізеса та шестикутником Кулона-Треска, було запропоновано узагальнити критерії (1) та (2) аналогічно, як це було зроблено Хосфордом. Як ваговий коефіцієнт, що відображає ступінь відхилення властивостей реального конструкційного матеріалу від ідеалізованого, було запропоновано ввести деяку константу матеріалу, позначену p . Запропонований критерій аналітично виражається формулою

$$\sigma_{eq} = \frac{p}{2} \left[\frac{|\sigma_1 - \sigma_2|^p + |\sigma_2 - \sigma_3|^p + |\sigma_1 - \sigma_3|^p}{2} \right]^{\frac{1}{p}}, \quad (3)$$

Гранична крива плинності при $p = 1$ збігається з кривою, що відповідає критерію Треска, при $p = 2$ - критерію Мізеса. При $1 < p < 2$ отримується низка кривих, що займають проміжне положення між еліпсом Мізеса та шестикутником Кулона-Треска (рис. 1).

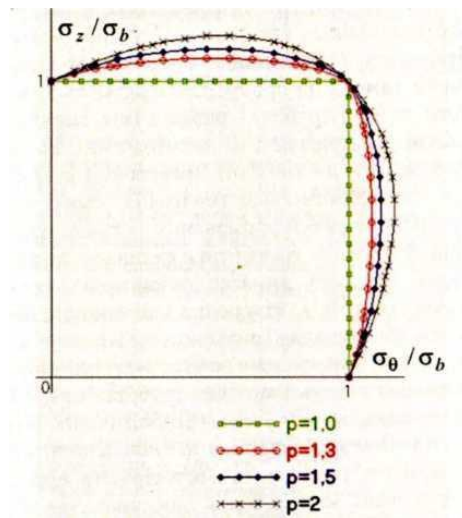


Рисунок 1 - Граничні криві плинності, отримані за формулою (3), при різних p ($1 \leq p \leq 2$)

На рис. 5 показано граничні діаграми міцності, побудовані за формулою (3) при чотирьох різних значеннях параметра p . Експериментальні дані взято для вуглецевої сталі 45, високолегованої сталі 15X2НМФА та титанового деформівного сплаву ВТ6С. Усі зразки матеріалів випробовувались статичним двоосним навантаженням при кімнатній температурі. Попередня обробка матеріалів та умови проведення експерименту описані в першоджерелах.

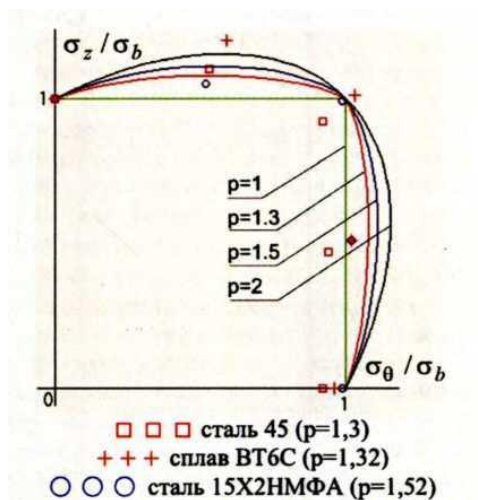


Рисунок 5 - Експериментальні точки та граничні криві плинності, побудовані за формулою (3) при різних p

Врахування особливостей фізико-хімічного стану матеріалів, попередньої термообробки, умов виконання експерименту, форми та розмірів зразків для більшої кількості матеріалів дозволить зробити висновки про узгодженість розрахункових граничних поверхонь плинності з експериментальними даними та, можливо, пояснити разові та систематичні відхилення.

Перевірка моделі для інших матеріалів та підбір додаткових показників якості дозволить із задовільною точністю описувати узагальнену криву деформування аналітично та прогнозувати напружено-деформований стан матеріалу».

Куліш В. А. Контроль технічного стану несучих конструкцій металевих шахтних копрів в процесі їх експлуатації / В. А. Куліш, Е. С. Крилов // Техніч. діагностика та неруйнівний контрол. – 2020. – № 2. – С. 37-42.

«В теперішній час в Україні одними з найрозповсюджених і відповідальних видів гірничотехнічних споруд шахтної поверхні є металеві копри (рис. 1), які були побудовані 40-60 років тому, в результаті чого спрацювання їх становить більше 50 % і має тенденцію до зростання. В той же час нормативний строк служби їх складає 35-55 років.

В металевих копрах основною частиною є металеві конструкції (МК), які складають 50-70 % маси копра, небезпека руйнування яких значно вища, ніж механізмів, і тому лімітуючим фактором працездатності є технічний стан МК.

Технічний стан копрів визначається в процесі їх оглядів, інструментальних обстежень та паспортизації, які являють собою комплекс заходів виявлення дефектів і пошкоджень конструкцій, оцінки технічного стану і визначення працездатності.

Результати проведених досліджень мають наукову новизну в вугільній галузі України в частині:

- класифікації дефектів і пошкоджень несучих МК споруд шахтної поверхні (зокрема копрів) з урахуванням:

а) гранично припустимих значень параметрів дефектів при працездатному технічному стані;

б) методів контролю та нормативних документів, по яких він здійснюється;

в) категорії небезпечності за ДБН 362-92.

Завдяки цьому в процесі обстеження МК копрів в першу чергу виявляються дефекти і пошкодження в місцях концентрації напружень металевих ферм і балок з урахуванням ступеню небезпеки цих дефектів.

- розробки методики акустико-емісійного контролю несучих МК, яка передбачає схему навантаження для кожного вузла (елемента) за допомогою робочих і холостих режимів роботи копрів (розроблені спеціальні карти режимів навантаження).

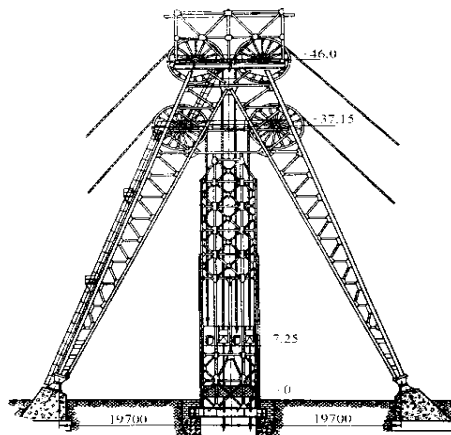


Рис. 1. Металевий шахтний копер шатрової системи

Конструкції копра та їх елементи поділяються на три категорії в залежності від наслідків, які викликані їх відмовою.

А - основні несучі конструкції або конструкції, які поєднують несучі і огорожувальні функції, а також елементи, відмова яких може призвести до повної

непридатності копра до експлуатації в цілому, або значної його частини;

Б - допоміжні несучі функції, які поєднують несучі і огороджувальні функції, а також елементи, відмова яких може призвести до утруднення нормальної експлуатації копра або до відмови інших конструкцій, які не належать до категорії А;

В - допоміжні несучі і огороджувальні конструкції, відмова яких не призводить до порушення експлуатаційних вимог, які пред'являються до інших конструкцій.

Результати контролю і оцінки технічного стану МК шахтних копрів (зокрема з використанням перевірного розрахунку) заносять в паспорт технічного стану згідно НПАОП 45.2-1.01. Паспортизація технічного стану копрів, забезпечувана їх періодичними обстеженнями силами спеціалізованих організацій, надає своєчасну інформацію для планування і здійснення ефективних заходів підтримування надійності, безпеки та експлуатаційної придатності копрів, а за потреби виведення їх із небезпечного стану (аж до ліквідації)».

Лимарченко В. О. Динамика трубопровода с жидкостью на вращающемся основании / В. О. Лимарченко, О. С. Лимарченко, Н. Н. Сапон // Приклад. механика. – 2020. – Т. 56, № 3. – С. 104-111.

«Трубопроводы с протекающей жидкостью являются составляющей частью многих транспортных, энергетических и других систем. Преобладающая часть исследований по таким объектам связана с трубопроводами, несущими сжатый газ или пар высокого давления и случаями, когда основание (место закрепления) трубопровода неподвижно. В случае трубопровода с жидкостью в отличие от случая легкого пара уже нельзя пренебрегать инерционными свойствами жидкости (массы жидкости и трубопровода на единице длины становятся одного порядка), что

приводит к необходимости рассмотрения связанной гидроупругой задачи. Движение в системе «трубопровод - жидкость» может возбуждаться как импульсными, так и вибрационными нагрузками на трубопровод и его основание. Впервые рассмотрено поведение трубопровода с протекающей жидкостью в режиме вращения несущего основания вокруг продольной оси трубопровода при наличии пульсаций скорости течения жидкости. Такого типа задачи порождены в первую очередь бурильными технологиями. Работа основана на подходах, где разработано смешанное (эйлерово - лагранжевое) описание движения составляющих системы и выведена дискретная модель системы на основе метода модальной декомпозиции. Математический аппарат основан на применении формулирования задачи в виде вариационного принципа Гамильтона - Остроградского, концепции амплитудного и пространственного разделения движений (методов нелинейной механики и вариационных методов математической физики). Особое внимание обращено на поведение системы в окрестности критических скоростей течения жидкости, когда возникают бифуркационные режимы поведения системы и возможны переходы на движение в окрестности разных форм динамического равновесного состояния.

Разработана нелинейная модель трубопровода с протекающей жидкостью при его вращении относительно продольной оси. В рамках нелинейной модели трубопровода с жидкостью, принимающей во внимание смешанный (эйлерово - лагранжевый) характер описания движения упругой и жидкой компоненты, центробежные силы, силы внутреннего давления жидкости, реактивные силы, силы Кориолиса и продольного сжатия - растяжения трубопровода построена нелинейная конечномерная модель динамики трубопровода с жидкостью в амплитудных параметрах возбуждения форм колебаний трубопровода с

покоющою жидкiстю. Исследовано изменение частот колебаний трубопровода от параметров движения жидкости и угловой скорости вращения трубопровода. На основе определения критических скоростей найдены диапазоны проявления до- и закритических режимов. Численное исследование показало, что увеличение скоростей течения (как средней, так и пульсационной составляющей) приводит к возрастанию частот и амплитуд колебаний трубопровода. Наиболее значимые перемены происходят в зоне достижения критической скорости. Устанавливаются колебания не относительно статически равновесного прямолинейного состояния, а в окрестности динамического положения равновесия, смещенного от прямолинейной формы. Для скоростей, близких к критическим, заметно проявление высших гармоник спектра, вклад которых для докритических режимов и скоростей, значительно превосходящих критическую скорость течения жидкости, значительно ослабевает. В случае больших пульсаций в закритическом режиме средней скорости течения система переходит на неустойчивую форму движения, в которой колебания трубопровода могут происходить попеременно в окрестности двух динамических положений равновесия и статической равновесной (прямолинейной) формы трубопровода».

Ниркова Л. І. Вплив корозійної активності середо-вища на швидкість залишкової корозії сталі в нор-мованому діапазоні захисних потенціалів / Л. І. Ниркова, С. О. Осадчук, А. В. Клименко // Наук. вісн. Івано-Франків. нац. техн. ун-ту нафти і газу. – 2020. – № 1. – С. 7-15.

«Відповідно до вимог нормативних документів різних країн підземні трубопроводи підлягають комплексному захисту від впливу зовнішнього середовища полімерними захисними покриттями та наведенням

катодної поляризації. Однак, досвід експлуатації МГ свідчить, що значення захисних потенціалів можуть бути недостатніми, щоб забезпечити задовільний захист трубопроводу або невиправдано високими, або навіть важкозастосовними, що залежить від локальних властивостей ґрунту. Щоб оцінити ефективність захисту використовують швидкість залишкової корозії.

Швидкість залишкової корозії металу в дефекті захисного покриття - швидкість корозії за максимального захисного потенціалу, що забезпечує зниження швидкості корозії зовнішньої стінки трубопроводу до технічно допустимого рівня (менше ніж 0,01 мм/рік) без негативного впливу на метал та захисне покриття або за мінімального захисного потенціалу, який забезпечує зниження швидкості корозії зовнішньої стінки трубо-проводу до технічно допустимого рівня.

Дослідження проводили на зразках вуглецевої сталі марки 08кп.

Склад розчину	Назва показників	
	pH	Питомий опір, Ом-м
1,92 г/л HCOOH + 54,5 г/л HCOONa + 10 г/л KCNS	5,6	0,268
0,037КС1 + 0,559 NaHCO ₃ + 0,008CaCl ₂ + 0,089 MgSO ₄	8,2	12,2
0,1 М NaHCO ₃ + 0,1 М Na ₂ CO ₃	9,6	0,548

Випробування проводили у розчинах, в яких за даними різних дослідників спостерігали корозійне розтріскування магістральних трубопроводів табл. 1:

- модельний ґрунтовий електроліт NS4 (розчин з рН, близьким до нейтрального, для дослідження корозійного

розтріскування. Цей розчин найближчий за хімічним складом до складу витяжок з ґрунту та ґрунтових вод на території України);

- розчин на основі мурашиної кислоти (кислий розчин для дослідження корозійного розтріскування);

- карбонат-гідрокарбонатний розчин (лужний розчин для дослідження корозійного розтріскування. В розчинах такого складу відбувається корозійне розтріскування за високих рН. Перші випадки КР зареєстровані саме в карбонатов місних середовищах).

Випробування проводили за температури (25 ± 2) °С в умовах вільного доступу кисню.

Швидкість залишкової корозії оцінювали методом масометрії за стандартною методикою. Перед дослідженнями поверхню зразка зачищали наждаковим папером різної зернистості (мінімальна - 2000), знежирювали оксидом магнію, промивали проточною, потім дистильованою водою, висушували фільтрувальним папером. Зразки витримували за поляризаційних потенціалів -0,75 В, -0,95 В та -1,05 В впродовж 8, 24 (1 доба), 164 (1 тиждень) та 720 (1 місяць) годин.

Потенціали контролювали за допомогою потенціостату ПИ-50-1.1.

За результатами проведених досліджень встановлено, що залежність швидкості залишкової корозії від рН змінюється із часом: через малу тривалість досліджень (до 8 годин) – зменшується нелінійно, зі збільшенням тривалості досліджень до 1 тижня – спостерігається неоднозначна залежність від потенціалу з мінімальними значеннями в області слаболужного рН».

Римчук Д. В. Аналіз причин негерметичності колонних обв'язок у нафтогазовому комплексі України / Д. В. Римчук, А. І. Куц // Наук. вісн. Івано-Франків. нац. техн. ун-ту нафти і газу. – 2020. –

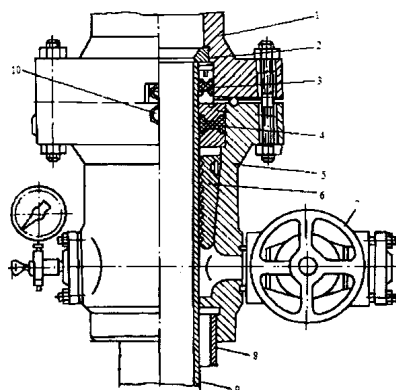
№ 1. – С. 77-85.

«Герметичність колонних обв'язок, як складової частини гирлового обладнання при бурінні та експлуатації свердловин є запорукою фонтанної та газової безпеки. При негерметичності колонних обв'язок відбувається перетікання пластового флюїду при загерметизованому гирлі в міжколонні простори. В міжколонних просторах тиск зростає до величин, значно більших за величину тиску опресування попередньої колони. І, як наслідок, руйнуються всі технічні колони, кондуктор і флюїд із свердловини виходить поза межами гирла - через грифони. Це може призвести до втрати свердловини, а інколи до втрати цілого родовища.

Всі колонні обв'язки, що експлуатуються на суходолі, за особливостями герметизації міжколонних просторів, можна умовно поділити на п'ять груп:

1 група - колонні обв'язки типу ОКК і їх аналоги (рис. 1).

Герметизація міжколонних просторів у колонних обв'язках цього типу здійснюється двома ущільнювачами - верхнім і нижнім. Кожен ущільнювач складається із Н-подібного гумового елемента та опорного і натискного кілець.



1 - фонтанна арматура; 2 - направляюча втулка; 3 - верхній ущільнювач; 4 - нижній ущільнювач; 5 - корпус; 6 - трубоутримувач; 7 - моніфольд колонної обв'язки; 8 - кондуктор; 9 - експлуатаційна колона; 10 - нагнітальний клапан

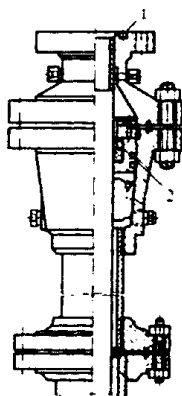
Рисунок 1 - Колонна обв'язка ОКК1-21-168x245

2 група - колонні обв'язки типу ООК і їх аналоги (рис. 2).

Герметизація міжколонних просторів між кондуктором і технічною колонною та між двома технічними колонами у колонних обв'язках цього типу здійснюється тільки зварними швами, а герметизація міжколонного простору між експлуатаційною та технічною колонами - пакерного ущільнення і зварного шва.

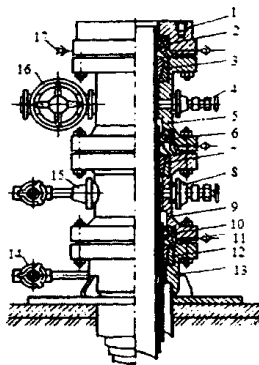
1- зварний шов, що з'єднує експлуатаційну колону з колонною обв'язкою; 2 - пакерне ущільнення

Рисунок 2 - Колонна обв'язка ООК2-35-168*245*324



3 група - колонні обв'язки типу КГ і їх аналоги (рис. 3).

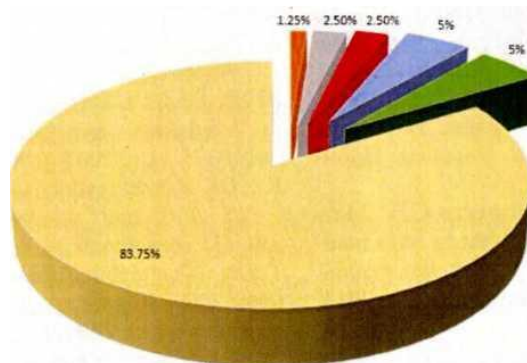
Герметизація міжколонних просторів колонних обв'язок цього типу здійснюється пакерними пристроями, що має тільки один Н-подібний гумовий ущільнювач.



1- фланець адаптор; 2, 6, 10 - пакерний пристрій ; 3, 7, 12 - трубуотримувач; 4 - вентиль; 5 - корпус колонної головки ГК2-350*35-280x70; 8 - фланець; 9 - корпус колонної головки ГК2 - 425 X21- 350*35; 11- зворотний клапан; 13 - корпус колонної головки ГК1-426-425 x21

Рисунок 3 - Колонна обв'язка ГК-4*70

Авторами проаналізовано близько 80 випадків негерметичності колонних обв'язок при бурінні та експлуатації свердловин у нафтогазовому комплексі України. Причини негерметичності показані на діаграмі (рис. 12).



- 1 відсутність тиску пластикового мастила, що прігріскає ущільнення «Р» до колони;
- 2 Зношення елементів колонної обв'язки в процесі буріння;
- 3 недосконалість конструкції колонної обв'язки
- 4 руйнування зварних швів, що з'єднують колону з колонною головкою;
- 5 відхилення зовнішнього діаметра колоші, що обв'язується, від номінального;
- 6 втрата герметизаційної здатності ущільнень із-за старіння та руйнування гуми

Рисунок 12 - Причини негерметичності колонних обв'язок

Світлицький В. М. Інтенсифікація поглиблення свердловини за рахунок використання кавітації під час руху промивальної рідини / В. М. Світлицький, П. І. Огородніков, М. В. Угрюмов // Нафтогаз. галузь України. – 2019. – № 5. – С. 27-30.

«Промивальна рідина від насосів рухається до кавітаційного пристрою і долота і змінює напрямок потоку. В такій конструкції долото з кавітаційним пристроєм можна вважати як форсунку за рахунок руху розчину через промивальні отвори долота зі значним тиском, який забезпечується статичним тиском стовпа рідини і буровими насосами.

Промивальні отвори в долоті розподіляються з таким розрахунком, щоб одночасно з вибуреними частинками породи забезпечити їх винос за допомогою промивки від

вибою свердловини. Для видалення вибурених часточок необхідно, щоб вимиваюча сила струменя промивки перевершувала утримуючу силу. Утримуюча сила складається з таких трьох складників, як: підйомна сила; сила, яка виникає під час проникнення зубців долота у вибій; сила, що виникає за рахунок взаємодії між пластовим тиском і тиском стовпа рідини у свердловині.

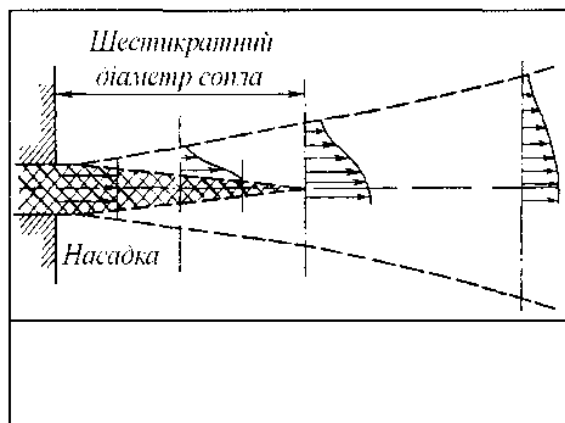


Рис. 1. Розподіл швидкостей потоку промивки, який витікає з насадок долота в рідині, залежно від відстані від місця витоку

Розподіл поля швидкостей у потоці, що виривається з сопла, показано на рис. 1. У разі збільшення відстані від сопла швидкість витікання потоку рідини (швидкість потоку) різко знижується.

Кінетична енергія змінюється паралельно зменшенню швидкості струменю, а приведена маса рідини на швидкість струменю або імпульс сили залишаються незмінними.

У рідині, яка рухається з великою швидкістю, тиск падає і може досягнути тиску пароутворення. Суцільність потоку у цьому разі порушується, і в утворені пустоти виділяються пухирці насиченого пару і газів.

Пухирці захоплюються потоком рідини і, потрапляючи до області підвищених тисків, конденсуються. Конденсація пухирців супроводжується місцевими

гідравлічними ударами, причому тиск може досягати дуже великих значень, наслідком є руйнування вибою.

Нестійкість кавітаційної зони і викликані появою цієї зони другорядні течії промивальної рідини за рахунок обертання долота призводять до значної пульсації тиску в потоці, що чинить динамічний вплив на поверхню вибою, який спрямовує потік промивального розчину в затрубний простір.

«Захлопування» кавітаційних пухирців під час переносу їх струменем до області з тиском вище критичного супроводжується гідравлічними ударами, що призводить до руйнування і поглиблення вибою.

Рух промивальної рідини по бурильній колоні і підведення її до долота здійснюється за рахунок різниці тисків на стояку і долоті плюс статичний тиск стовпа рідини та подається на долото (на насадки на долоті) через кавітаційний генератор. Тиск на генераторі (долоті) не є постійним. Він визначається конструкцією свердловини, низу колони, геолого-технічними умовами буріння, конструкцією насосів та іншими факторами, які необхідно враховувати під час проектування кавітаційних пристроїв для їхньої ефективної роботи».

Троцкий В. А. Радиационный контроль металло-конструкций и магистральных трубопроводов / В. А. Троцкий // Методи та прилади контролю якості. – 2020. – № 1. – С. 5-15.

«При оценке качества сварных соединений многих ответственных конструкций часто радиационный неразрушающий контроль (ПК) является основным.

Все трубопроводы имеют различные гибы, отводы, врезки разного диаметра и многие другие элементы, которые, как и основное тело магистрали, должны периодически диагностироваться. Не всегда и не везде может быть организовано прохождение внутритрубных дефектоскопов или пропускание кроулеров для панорамного просвечивания труб изнутри.

При строительстве и мониторинге состояния эксплуатируемых трубных магистралей, несмотря на обилие различных физических методов НК, главным остается радиационный контроль.

Чаще всего все разрушения магистральных трубопроводов происходят по кольцевым швам, производимым при их строительстве. Заводские продольные швы труб более надежны.

На рис. 1 показаны основные схемы просвечивания сварных соединений трубопроводов. Схем просвечивания, как и элементов, подлежащих контролю, намного больше, чем изображено на рис. 1. Со временем объемы пленочной радиографии будут сокращаться, радиационный контроль будет реализовываться преимущественно с помощью) твердотельных R-преобразователей, объемы производства которых во всем мире растет.

Это быстро, наглядно и намного дешевле, чем пленочная радиография. Пленочная радиография будет применяться только при отсутствии радиоскопического оборудования в исключительных случаях.

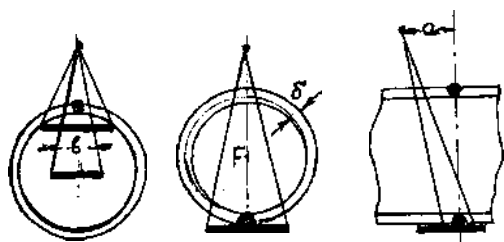


Рисунок 1 - Основные схемы просвечивания сварных соединений трубопроводов

Получат большое распространение малогабаритные R-аппараты и твердотельные R-преобразователи, которые будут крепиться и свободно перемещаться по объекту (по трубе), например, так, как показано на схемах рис. 2.

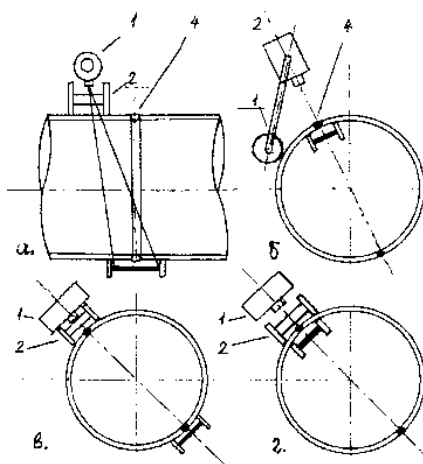


Рисунок 2 - Автономно перемещаемые R-аппарат и R-преобразователь по внешней и внутренней поверхностям труб большого диаметра».

Щодо сірководневої корозії свердловинного обладнання / А. П. Мельник, Л. М. Кузнецова, К. М. Діхтенко [та ін.] // Нафтогаз. галузь України. – 2019. – № 5. – С. 31-35.

«Практика експлуатації обладнання нафтових, газових і газоконденсатних свердловин, ємностей, газопроводів, комунікацій газових промислів і газопереробних заводів свідчить про те, що до 30% аварій відбувається через їх корозійні пошкодження, які інтенсифікуються у присутності сірководню, діоксиду вуглецю та різних інших корозійних середовищ. Тому вплив сірководню у природному газі на металеву поверхню газовидобувного обладнання є повсякденним актуальним завданням під час видобування такого газу.

До основних корозійних факторів родовища, що зумовляють корозію газовидобувного обладнання, належать концентрація сірководню і парціальний тиск сірководню. Парціальний тиск P_{H_2S} , розрахований з урахуванням загального вибієного тиску та отриманих значень концентрації C_{H_2S} по низці свердловин на кінець 2018 р., наведено в табл. 1. Відомо, що критичною величиною парціального тиску сірководню є тиск $> 0,35$

кПа. За цим показником усі свердловини родовища експлуатуються в корозійно небезпечних умовах.

Типові результати вимірювань, що стосуються змін концентрації сірководню, впродовж тривалого часу досліджень, як приклад, наведено на рис. 1.

Таблиця 1. Концентрація H_2S і парціальні тиски за свердловинами Локачинського ГРП									
Свердловина №	25	27	52	53	54	58	63	64	103
C_{H_2S} , % об. 10^{-2}	6,9	1,2	3,8	4,1	13,8	1,8	24,8	8,7	11,7
P_{H_2S} , кПа	1,93	0,35	1,06	1,14	3,95	0,52	7,07	2,47	7,14

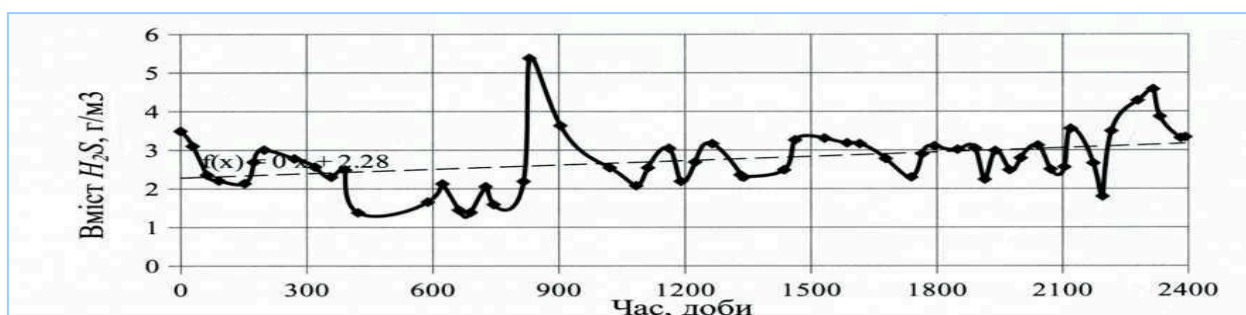


Рис. 1. Зміни концентрації H_2S від часу експлуатації св. 63 Локачинського ГРП

Порівняння концентрацій заліза і сірки на поверхні зразків сталі НКТ, які перебували у свердловинах, свідчить про те, що у 93,7% випадків вони суттєво відрізняються від концентрацій цих елементів у зразках, які не знаходились у корозійному середовищі свердловин, тобто нових НКТ. Із результатів дослідження (табл. 2) витікає те, що різниця між концентраціями заліза на поверхні зразків, які знаходились один і той же час у різних свердловинах, різна і перебуває у межах від 2,68% мас. до 30,86% мас. Це може свідчити про те, що у кожній свердловині перебіг корозійних процесів відбувається в різних корозійних умовах. При цьому відповідно до зменшення концентрації заліза спостерігається збільшення концентрації сірки (рис. 2). Такі зміни підтверджують відомі дані про те, що у сірководневому середовищі відбувається утворення осадів сполук сірки, які

створюють бар'єр і таким чином захищають поверхню металу від корозії.

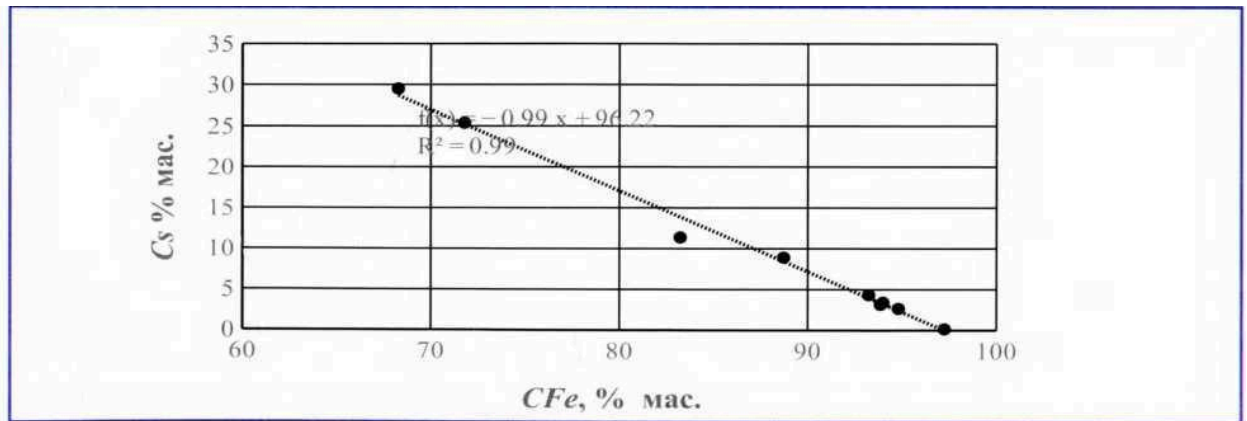


Рис. 2. Залежність зміни концентрації сірки (C_s) від зміни концентрації заліза (C_R) у середовищах свердловин

Водночас потрібно мати на увазі і те, що величини швидкості корозії можуть бути в декілька разів більшими у стовбурах свердловин, що підтверджує корозійне зношення впродовж = 2 років НКТ зі сталі групи міцності P110 у св. 103 Локачинського ГР. Очевидно, що для зменшення корозії свердловин у сірководневих середовищах необхідно використовувати металеве обладнання зі спеціальних сталей разом з інгібіторним захистом».

Довідкове видання

Нафтогазові технології

Дайджест

Випуск 10

Українською мовою

Відповідальна за випуск ***Р. Б. Пуйда***

Комп'ютерний набір ***Н. В. Федяніна***

Комп'ютерна верстка ***Ю. В. Кобітович***