

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



***Нафтогазові технології***

***Дайджест***



***2017***



*Міністерство освіти і науки України*

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

**Науково-технічна бібліотека**



**Нафтогазові технології**

**Дайджест**

**Випуск 7**

**Івано-Франківськ**

**2017**

**УДК 016:622.24**  
**Н 34**

**У к л а д а ч : Л. М. Локотош**  
**Р е д а к т о р : Л. А. Жолобко**

**Відповідальна**  
**за випуск : Я. А. Пилип**

**Н34** Нафтогазові технології : дайджест. Вип. 7 / [уклад. Л. М. Локотош ; ред. Л. А. Жолобко] ; Наук. техн. б-ка. - Івано-Франківськ : НТБ ІФНТУНГ. – 2017. – 49 с.

Дайджест «Нафтогазові технології» підготовлений на основі матеріалів науково-практичних журналів «Нафтогазова галузь України», «Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ», «Автоматическая сварка», «Техническая диагностика и неразрушающий контроль» за 2017 рік.

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

УДК 016:622.24

Науково-технічна бібліотека  
ІФНТУНГ, 2017

## **Зміст**

<b><i>Від укладача.....</i></b>	<b><i>6</i></b>
<b><i>1 Прогнозування, перспективи та можливості.....</i></b>	<b><i>7</i></b>
<b><i>2 Техніка і технологія розвитку.....</i></b>	<b><i>10</i></b>
<b><i>3 Практика застосування.....</i></b>	<b><i>29</i></b>
<b><i>4 Обладнання та інструменти.....</i></b>	<b><i>39</i></b>

## ***Від укладача***

Нафтогазова галузь України – це стратегічна галузь паливно-енергетичного комплексу, яка забезпечує економічну та енергетичну безпеку кожної держави.

Одним із найважливіших стратиграфічних та пріоритетних напрямів розвитку нафтогазового комплексу є забезпеченість країни власними ресурсами нафти та газу. Проте самозабезпечення неможливо буде досягти без комплексного оновлення цієї галузі. Розвиток нафтогазовидобування в Україні є проблемою, вирішення якої значною мірою залежить від впровадження нових технологій та удосконалення механізму фінансування інноваційних проектів.

Науково-технічна бібліотека Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу пропонує читацькій аудиторії сьомий випуск дайджесту «Нафтогазові технології», підготовлений за матеріалами журналів «Автоматическая сварка», «Нафтогазова галузь України», «Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ», «Техническая диагностика и неразрушающий контроль» за 2017 рік. Подані матеріали допоможуть 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 вищих навчальних закладів 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***



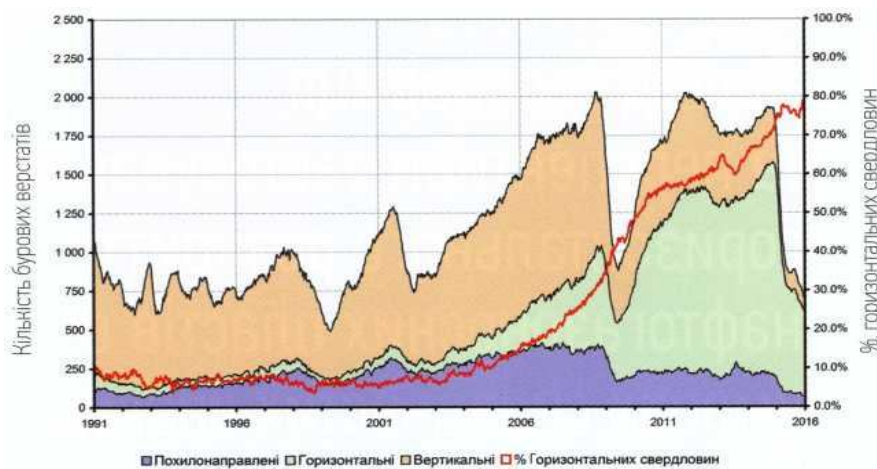
***Прокопів В. Й. Досвід геонавігації та перспективи застосування горизонтального розкриття нафтогазоносних пластів в умовах складчастих споруд Передкарпатського прогину / В. Й. Прокопів, С. П. Тивончук // Нафтогаз. галузь України. – 2017. – № 1. – С. 7-10.***

«У світовій нафтогазовидобувній промисловості горизонтальні свердловини успішно використовуються для розв'язання широкого кола задач, пов'язаних із розробкою бітумних пісковиків та сланцевого газу, покладів, що знаходяться у важкодоступних місцях у зв'язку зі складними поверхневими умовами, підвищенням видобутку вуглеводнів із тонких пластів і тонких нафтових облямівок у газонафтових покладах.

Ефективність використання горизонтального закінчення свердловин з метою розробки нафтогазових покладів на виснажених родовищах, що знаходяться на пізній стадії розробки, була підтверджена фахівцями ПАТ «Укрнафта» завдяки бурінню подібних свердловин на родовищах ДДЗ. До того ж були напрацьовані певні методики геонавігації, котрі дозволяли з високою точністю прогнозувати як поведінку цільового пласта, так і положення точки його розкриття свердловиною, що є вирішальним для успішної реалізації проекту з буріння горизонтальної свердловини.

Процесу геонавігації у світовій практиці буріння горизонтальних свердловин приділяється досить багато уваги. Це пов'язано з тим, що світові обсяги горизонтального буріння вже давно перевищили обсяги вертикального та похило-скераваного. Подібне добре простежується на прикладі динаміки розподілу діючих бурових верстатів у Північній Америці (рис. 1), де частка горизонтальних свердловин на кінець 2015 р. склала близько 80%.

Кількість задіяних бурових верстатів у Північній Америці (1991-2015 рр.)



**Рис. 1.** Динаміка розподілу задіяних бурових верстатів за типом траєкторії свердловин у Північній Америці  
**Джерело даних:** Baker Hughes <http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=79687&p=irol-reportsother>



**Рис. 2.** Приклад простеження границь пласта вздовж стовбура горизонтальної свердловини

Інтенсивний розвиток методів геонавігації пов'язаний з тим, що у випадку горизонтального розкриття пласта



недостатньо лише запроектувати найоптимальніше положення активної частини свердловини, а їй потрібно відстежувати процес реалізації проекту з метою вчасного визначення моменту, коли необхідно внести зміни у процесі наближення до цільового об'єкту або проходження в межах його кращої частини. Досвід реалізованих нами проектів горизонтальних свердловин показав, що необхідності в корегуванні початкової проектної траєкторії, як правило, не виникає при використанні високоточної детальної цифрової геологічної моделі у процесі проектування місцеположення горизонтальної свердловини. Виняток становлять лише випадки відхилення від проекту в результаті різних технологічних причин і необхідності повернення на проектну траєкторію.

Світовий досвід геонавігації більше зосереджений на етапі буріння горизонтального стовбура в межах цільового пласта з метою запобігання виходу свердловини в непродуктивну або водоносну зону та розташування горизонтального стовбура в найоптимальнішій його частині. На виконання відповідних завдань спрямовано удосконалення свердловинних приладів, які за досить короткий період перейшли від простих замірів траєкторії та природної радіоактивності під час буріння (MWD/LWD) до азимутальних замірів різними геофізичними методами та навіть до прогнозу положення границі пласта або водонафтового контакту на певній віддалі від стовбура свердловини (рис. 2). Така технологія, що в зарубіжній літературі отримала назву «Mapping-While-Drilling», дозволяє бурити горизонтальні свердловини з доволі довгою ефективною горизонтальною ділянкою в межах відносно тонких продуктивних горизонтів зі складною тектонічно-структурною будовою.

На сьогодні найдовші горизонтальні свердловини у світі вже перейшли за межу 10 000 м, а горизонтальне зміщення таких свердловин дуже часто перевищує їхню вертикальну глибину більше ніж у чотири рази. В умовах України поклади вуглеводнів з достатніми розмірами для розміщення подібних свердловин наразі, на жаль, відсутні, тому більш реальними є свердловини, довжина горизонтальної частини яких складає перші сотні метрів. І хоча проведення

горизонтального стовбура в середині продуктивного пласта в цих умовах також залишається дуже важливим етапом, при наявності багатьох невеликих за площею та тонких продуктивних пластів перше місце з важливості та складності посідає етап розкриття продуктивного пласта горизонтальною свердловиною. Це пов'язано з тим, що, на відміну від вертикальної свердловини, для успішного завершення горизонтальної важливо не лише розкрити покрівлю продуктивного горизонту в потрібному місці та на потрібній глибині, а й не менш важливо розкрити покрівлю пласта під потрібним кутом. Враховуючи невеликі за площею поклади, при найменшій похибці, простору для виправлення помилки може не бути».

### ***Техніка і технологія розвитку***

***Жеманюк П. Д. Результаты внедрения орбитальной сварки при изготовлении и ремонте тонкостенных трубопроводов / П. Д. Жеманюк, И. А. Петрик, С. Л. Чигилейчик // Автомат. сварка. – 2017. – № 9. – С. 48-51.***

«Основной задачей при проектировании и производстве авиационного двигателя (АД) является обеспечение его ресурса. Ресурс АД определяется долговечностью его конструктивных элементов. На долю трубопроводов внешней обвязки АД (в связи с повреждениями в зоне сварных и паяных швов) приходится около 7 % отказов АД.

Типичные повреждения трубопроводов внешней обвязки двигателя: усталостные трещины; изломы, забоины, вмятины; разрушения, связанные с дефектами сварных и паяных швов; коррозионные повреждения паяных конструкций.

Все эти дефекты условно можно разделить, как связанные с производством, эксплуатацией и конструкцией.

Основные способы сварки и пайки, ранее применяемые при изготовлении и ремонте трубопроводов АД (ручная аргонодуговая сварка (АДС), индукционная и газовая

пайка), имеют при этом ряд технологических трудностей, влияющих на стабильность процесса и качество швов:

газовая пайка — человеческий фактор, необходимость удаления остатков флюса и необходимость применения специального метода контроля;

АДС — человеческий фактор, сложность сварки встык труб малых толщин (0,5...1,0 мм), из-за сложной конфигурации большинства труб невозможность их вращения во время сварки (неповоротный стык), высокая трудоемкость процесса;

индукционная пайка — существенно ограничена область применения из-за невозможности пайки деталей сложной конфигурации в стальной оснастке.

Актуальность данной проблемы связана с получением при сварке трубопроводов внешней обвязки АД сварных и паяных швов с высокой прочностью и стабильным качеством.

Для решения проблем, связанных с повышением стабильности качества сварных и паяных соединений, на предприятии принято решение о механизации и автоматизации процессов получения неразъемных соединений.

Таким образом, перед технологами стояла проблема механизации процессов сварки и пайки и улучшения за счет этого качества продукции, получения соединений, более устойчивых к усталостным нагрузкам.

Из условий усталостной прочности наиболее приемлемыми являются паяные соединения и сварка встык.

Следует отметить, что механизация газовой пайки затруднительна, так как требует громоздкого и сложного в эксплуатации оборудования, специальной аппаратуры. Для механизации сварки неповоротных стыков труб в последнее время в мире широко применяется орбитальная сварка. Широкое распространение этого метода сварки труб связано с тем, что данный метод обеспечивает нужную глубину проплавления и форму провара, качественно формирует корень шва, поддерживает дугу в необходимом состоянии и обеспечивает одинаковые в любых направлениях условия сварки. Понятие «орбитальная сварка» обозначает выполнение кольцевых сварочных швов на

закрепленной детали. При этом сварочная горелка движется вокруг трубы по определенной круговой орбите.

Известные в отечественной и мировой практике применение орбитальной сварки на момент создания проекта (2003 г.) — применение сварки стыковых соединений труб на весу с толщиной стенки от 1 мм.

Таблица 1. Требования к подготовке кромок под орбитальную сварку

Тип сварочной головки	Толщина стенки S, мм	b, мм	$l_1$ , мм	$l_2$ , мм
Открытая	$\leq 1,0$	0...0,10	$\geq 100$	$\geq 5$
	1.0...1.5	0...0,15		
	1.5...3.0	0...0,20		
Закрытая	$\leq 1,0$	0...0,10	$\geq 19$	$\geq 19$
	1.0...1.5	0...0,15		
	1.5...3.0	0...0,20		

Примечание: b — зазор под сварку;  $l_1$  — длина необходимого прямолинейного участка;  $l_2$  — расстояние от сварочного стыка до арматуры.

Целью настоящей работы явилось рассмотрение особенностей технологии механизации процессов получения неразъемных соединений труб.

При этом необходимо было обосновать целесообразность замены газовой пайки и АДС на автоматическую АДС (ААДС) по критериям прочности и работоспособности; выработать основные принципы проектирования соединений орбитальной сварки при переходе с АДС и пайки, а также при ремонте; предложить основные технологические подходы при сварке труб встык сложной конфигурации, обеспечивающие получение сварных швов высокого качества на весу с толщиной стенок от 0,5 до 1 мм; внедрить новый техпроцесс в существующий производственный цикл изготовления трубопроводов.

Предполагалось, что будет обеспечено повышение производительности или сохранение ее на прежнем уровне; обеспечены требуемые условия сборки под орбитальную сварку за счет применения современных технологий

торцовки, калибровки, спецснастки для центровки и сборки; сформированы требования к выбору оборудования (основного и вспомогательного) на основе поставленных технологических задач.

Технология должна была обеспечить стабильное качество и высокую усталостную прочность сварных соединений; повышение ресурса работы трубопроводов; расширение областей применения автоматической орбитальной сварки при изготовлении и ремонте трубопроводов АД.

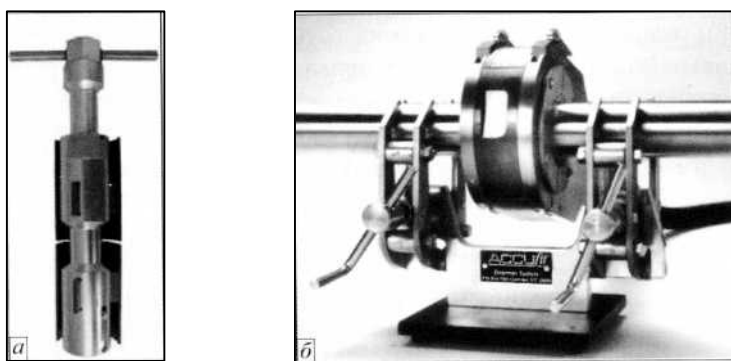


Рис. 1. Центраторы для сборки труб (а — тип 1; б — тип 2)

Эксперименты проводили на тонкостенных деталях (трубопроводы, ниппели, штуцеры), изготовленных из сталей 12Х18Н10Т и 14Х17Н2. Сварку проводили на комплексе специального оборудования, в состав которого входили: источники питания для сварки (фирм Fronius и Polysoude) с блоком программного управления и набором головок для сварки различных конструкций труб и типов соединений (фирма Polysoude). Для получения сварных швов с усилением применяются сварочные головки открытого типа (MU IV 38 и MUIV 115), а без усиления головки закрытого типа (MW40 и MW 65). Испытания усталостной прочности проводили согласно ОСТ 1.41972-80.

В результате проведенных экспериментов разработан и внедрен техпроцесс орбитальной сварки трубопроводов АД, основными этапами которого являются: подготовка кромок под сварку; сборка; сварка; контроль качества сварки.

Подготовка кромок и сборка под сварку осуществляется в соответствии с требованиями, представленными в табл. 1.

Для обеспечения необходимого зазора под сварку (см. табл. 1) использовали отрезные и торцевальные станки (фирм Georg Fisher и Protom), полностью исключаящие ручную подготовку кромок под сварку, после обработки, на которых неперпендикулярность торца трубы не превышала 0,1 мм относительно оси трубы.

Сборка и последующая прихватка осуществлялась в специальных центраторах (рис. 1). Смещение кромок под сварку стыковых соединений должно быть не более 0,15. Контроль качества сварных швов, выполненных орбитальной сваркой, проводится внешним осмотром, аппаратным контролем режимов сварки и, в зависимости от ответственности и назначения трубопроводов, одним из неразрушающих методов контроля:

для топливных трубопроводов — 100%-й рентгенконтроль, испытания на герметичность;

для масляных трубопроводов — 20%-й рентгенконтроль, испытания на герметичность;

для воздушных трубопроводов — рентгенконтроль одной детали от партии.

Аппаратный контроль заключается в сверке текущих режимов сварки, которые выводятся на принтер с режимами, занесенными в технологию.

Усталостная прочность является основным критерием в обеспечении надежной работы трубопровода в составе АД. Поэтому основной аргументацией при внедрении орбитальной сварки для конструктора — обеспечение высоких прочностных характеристик сварных соединений при действии циклических знакопеременных нагрузок. С этой целью были проведены опытные работы по определению предела выносливости трубопроводов различной конфигурации. Проверка выполнялась в диапазоне диаметров от 10 до 80 мм по ОСТ 1.41972-80».

**Киричок В. В. Інженерний підхід до визначення коефіцієнта інтенсивності напружень та параметрів росту осьової тріщини в кільцевому зварному шві трубопроводу / В. В. Киричок, В. М. Торон // Автомат. сварка. – 2017. – № 9. – . 63-66.**

«В роботі наведено результати вдалого поєднання можливостей Ansys Workbench та Abaqus/ CAE для отримання необхідних параметрів тріщиностійкості. Задача вирішувалася на прикладі труби 133x13 мм, що виготовлена із сталі 20. Механічні та фізичні властивості матеріалу зразка, а також їх залежність від температури, моделювалися за допомогою програми «JMatPro» (цей модуль дозволяє отримати широкий спектр властивостей матеріалу в залежності від його хімічного складу та структури). Також бралось до уваги те, що характеристика тріщиностійкості (в'язкість руйнування)  $K_{Ic}$  для гарячекатаних трубних зразків зі сталі 20 складає близько  $160 \text{ МПа}\cdot\text{м}^{0.5}$ , а порогове значення  $K_I$  приймали рівним  $8 \text{ МПа}\cdot\text{м}^{0.5}$ .

Відповідно до роботи сталеві трубопроводи з товщиною стінки до 16 мм і межею текучості до 600 МПа не схильні до крихкого руйнування. Проте, якщо коефіцієнт інтенсивності напружень перевищує значення  $K_{Ic}$  в області змінних навантажень, то слід очікувати підростання тріщини втоми. Процес росту тріщини втоми описується рівнянням Уолкера:

$$\frac{da}{dN} = \frac{C(\Delta K)^p}{(1-R)^{u(1-\gamma)}}, \quad (1)$$

де  $da/dN$ — це швидкість підростання тріщини за 1 цикл;  $\Delta K$ — розмах КІН складової  $K_I$ ;  $R$  — коефіцієнт асиметрії циклу по КІН;  $p, C, u$  — константи матеріалу.

Для моделювання термічного циклу зварювання застосовувався Abaqus/CAE спільно зі скриптом Python (загалом підпрограми Python мають ті ж можливості, що й інтерфейс CAE, проте їх зручно застосовувати для автоматизації побудови моделі з великою кількістю операцій). Для зменшення часу розрахунку розглядалася одна восьма частина труби з прикладенням до неї симетричних

граничних умов (рис. 1). Термічний цикл моделювався для двохпрохідного зварювання. Перший прохід умовно виконувався по внутрішньому радіусу труби, другий після

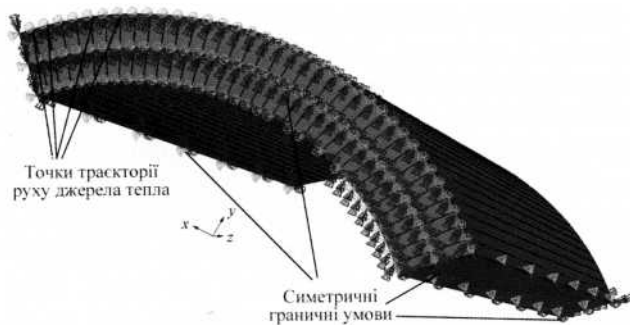


Рис. 1. Розрахункова модель тепломеханічної задачі

охолодження першого — по зовнішньому. Для імітації руху дуги та енерговиділення від дугового процесу по траєкторії зварювання в масивах точок почергово активувалися, деякий час діяли і де-активувалися точкові джерела тепла. Детально дана методика описана в роботі. За допомогою скрипту Python вдалося створити густе автоматичне розбиття траєкторії руху дуги таким чином, щоб мінімізувати «ривкоподібність» цього процесу.

Результат тепломеханічної задачі по кільцевим напруженням показано на рис. 2. Після імітації процесу зварювання до труби було прикладено робочий тиск величиною 22,5 МПа.

При навантаженні звареної труби робочим внутрішнім тиском виявилось, що додаткова пластична деформація в околі зварного шва практично відсутня, що дає право на наступному етапі знаходження КІН застосувати для даного зразка пружну модель.

Внесення тріщини в модель реалізували за допомогою ANSYS Workbench. Для цього було використано процедуру мапінгу полів напружень з першого етапу. Додатково було побудовано частину труби в осьовому напрямку для можливості моделювати тріщину при несиметричному її розташуванні відносно шва. Якщо область, що розглядається, ніяк не закріпити, то внесені за допомогою мапінгу напруження перерозподіляться і ми не зможемо отримати адекватну картину. Тому до розглядуваних



зразків було застосовано жорстке закріплення по торцях та циліндрична фіксація в радіальному напрямку. Це дало можливість залишити залишкові напруження та забезпечити можливість розкриття берегів тріщини при її внесенні. В даному випадку похибка перенесення компоненти кільцевих залишкових напружень SI 1 з Abaqus до Ansys після врівноваження напружень не перевищує 10 %.

В роботі розглядався постульований осьовий дефект напівеліптичної форми зовні труби довжиною 16 та глибиною 8 мм. Тріщина почергово розташовувалася в центрі шва і на різних відстанях від нього в зоні дії залишкових напружень.

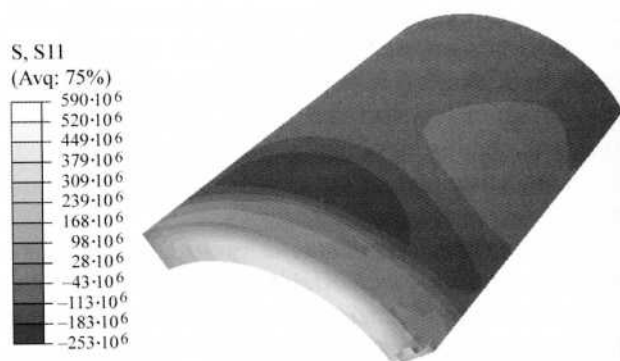


Рис. 2. Розподіл кільцевих залишкових напружень після зварювання

Для прикладу, результати розподілу КІН від залишкових напружень в центрі шва представлено на рис. 3.

При віддаленні тріщини від зварного шва максимальний КІН спочатку зменшується до 0, а потім збільшується. Розподіл цієї величини в залежності від відстані до центру показано на рис. 4.

Наступним завданням стало оцінити, яким чином буде змінюватися КІН в зоні термічного впливу при прикладанні до труби робочого тиску. Для цього проводилося аналогічне моделювання з тою різницею, що на першому етапі в Abaqus після зварювального процесу прикладався внутрішній тиск. Розподіл КІН в залежності від відстані до центру шва при робочому навантаженні показано на рис. 4.

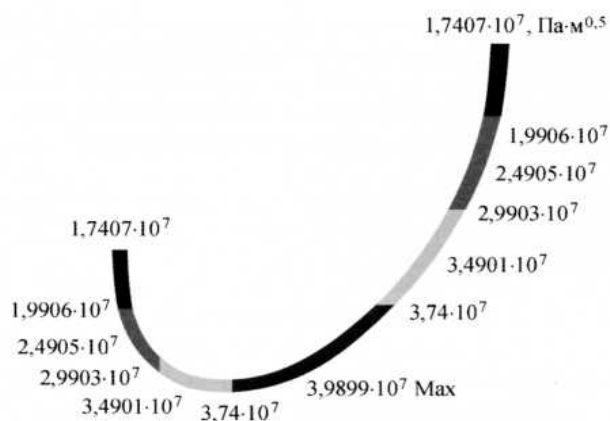


Рис. 3. Розподіл КІН тріщини від залишкових напружень

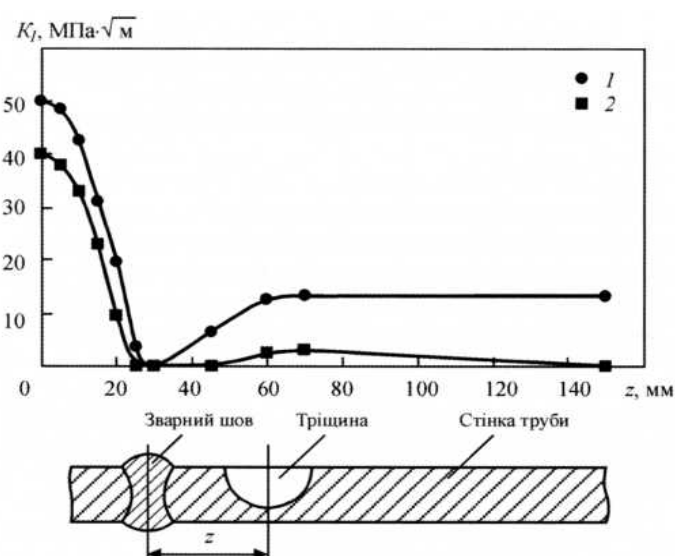


Рис. 4. Розподіл максимального КІН по осі труби в околі зварного шва (див. схему): 1 — зварювання+робочий тиск; 2 — зварювання

Для трубопроводу було проведено оцінку величини підростання дефекту за один цикл по формулі (1) в залежності від розташування тріщини щодо осі шва (рис. 5). При цьому величини  $p$ ,  $c$ ,  $u$  отримано з графіків роботи. Відповідно до роботи ці константи для різних феритно-перлітних сталей практично не відрізняються.

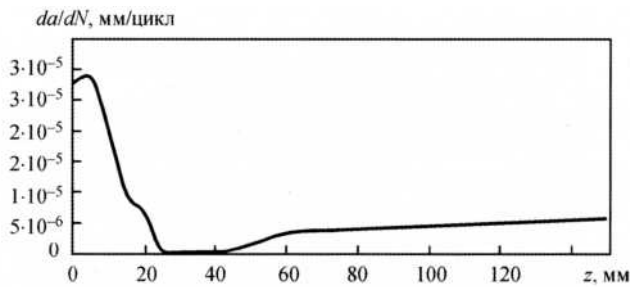


Рис. 5. Розподіл швидкості росту тріщини в залежності від її розташування в околі зварного шва

Для розглядуваного зразка при зварюванні мартенситна фаза майже не утворюється, тому для шва приймалися ті ж параметри тріщиностійкості, що і для основного металу. Результати розрахунків показали, що в зоні термічного впливу розмахи  $A_{X_1}$  є меншими, ніж для безшовної області труби, але асиметричність циклу сприяє тому, що швидкість підростання дефекту в області зварного шва в декілька разів перевищує швидкість росту в області труби, віддаленій від зони розташувань пластичних деформацій».

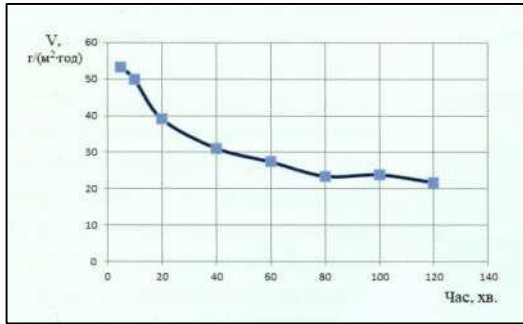
**Мельник А. П. Порівняльні дослідження впливу соляної кислоти на сталь НКТ під час солянокислотних обробок пласта / А. П. Мельник, С. В. Кривуля, Д. О. Дегтярьов // Нафтогаз. галузь України. – 2017. – № 2. – С. 27-30.**

«Виходячи з того, що соляна кислота, зумовлює високі швидкості корозії, особливо при збільшенні температури, для зменшення їх корозійної агресивності необхідно застосовувати інгібітори корозії. Одним з відомих інгібіторів, що застосовується при соляно-кислотних обробках свердловин, є інгібітор корозії КІ-1. Результати дослідження впливу цього інгібітору на швидкість корозії сталі НКТ групи міцності Д при різних концентраціях соляної кислоти порівняно з розчином без інгібітору корозії (рис. 2). Одержані результати свідчать про те, що у водних розчинах соляної кислоти при температурі 40°C відбувається поступове збільшення швидкості корозії сталі НКТ в межах концентрацій 2,5 % мас. - 18 % мас.

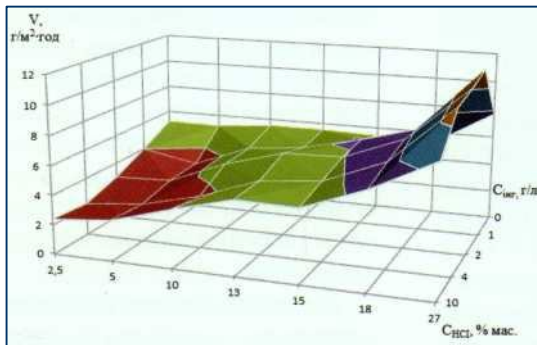
При цьому швидкість корозії з інгібітором менша швидкості корозії без інгібігара. Подальше збільшення концентрації HCl зумовлює різке зростання швидкості корозії. При додаванні до 2,5 % мас. -10 % мас. розчинів соляної кислоти інгібітору корозії KI-1 в концентраціях 1 г/л - 10 г/л швидкість корозії знижується порівняно з швидкістю корозії без домішок. У той же час в межах -10% мас. -15 % мас. концентрацій HCl спостерігається ділянка для кожної концентрації інгібігатора, на якій швидкість корозії майже не змінюється. Після ділянки постійної швидкості корозії відбувається її різке зростання. При цьому для всіх розглянутих концентрацій інгібігара на цій ділянці швидкість корозії з інгібітором вища, ніж без домішок інгібігатора.

Для порівняння також досліджено зміни швидкості корозії сталі НКГ групи міцності Ду присутності інгібігара корозії СТР-1/18 (рис. 3). Як і в присутності інгібігара KI-1, домішки цього інгібітору також зменшують швидкість корозії порівняно з контролем в межах 2,5 % мас. - ~ 16 % мас. концентрацій HCl. При цьому, на відміну від попереднього інгібітору KI-1, в межах 13 % мас. -15 % мас. концентрацій HCl спостерігається ділянка не постійної швидкості корозії, а її зниження. Особливо це помітно при збільшенні концентрацій інгібігатора корозії. Збільшення концентрацій HCl вище 15 % мас. зумовлює більшу, порівняно з інгібітором KI-1, швидкість корозії, особливо при концентраціях інгібітору СТР-1/Ш1 - 1 г/л. Необхідно підкреслити те, що у присутності інгібітору С77М/18 в 10 % мас. -15 % мас. в розчинах соляної кислоти, швидкість корозії менша порівняно зі швидкістю корозії в присутності інгібітору корозії KI-1 при всіх концентраціях цього інгібітору. При цьому найменша швидкість корозії спостерігається при концентрації 20 г/л інгібітору СШ-1/18.

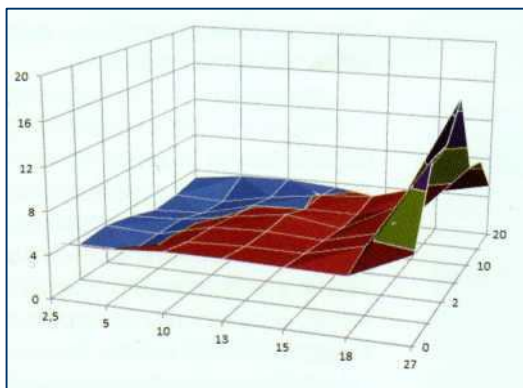
На основі проведених досліджень надано практичні рекомендації по захисту від корозії ряду свердловин ГПУ "Шебелинкагазвидобування", на яких здійснено кислотні обробки, що дозволило збільшити видобуток вуглеводнів



**Рис. 1.** Зміни швидкості корозії V сталі НКТ групи міцності Д з часом експозиції при температурі 60 °С



**Рис. 2.** Залежність швидкості корозії сталі НКТ групи міцності Д від концентрації інгібованої соляної кислоти СНСІ при температурі 40 °С в присутності інгібітору корозії КІ-І.



**Рис. 3.** Залежність швидкості корозії сталі НКТ групи міцності Д від концентрації інгібованої соляної кислоти СНСІ при температурі 40 °С в присутності інгібітору корозії СТР- 1/18».

***Розроблення методичного підходу до дослідження корозійного розтріскування від напруження з урахуванням комплексного впливу чинників / Л. І. Ниркова, С. Л. Мельничук, С. О. Осадчук [та ін.] // Розвідка та розробка нафти і газу родовищ. – 2017. – № 2. – С. 59-65.***

«Аварії, що відбуваються на магістральних нафто- і газопроводах, істотно впливають на екологію навколишнього середовища. Тому вивчення механізмів явищ, які призводять до аварій, має важливе наукове і практичне значення. Аналізуючи досвід експлуатації магістральних трубопроводів, можна виділити три найбільш значущі причини їх руйнування: корозійний знос, втома, корозійне розтріскування від напруження (КРН). Всі інші явища менш вагомі, але можуть прискорювати руйнування за тим чи іншим механізмом. У світі з проблемою КРН вперше зіткнулися у 60-ті роки, в нашій країні - у 80-ті роки минулого сторіччя. Здавалося, що за цей час, враховуючи важливість та масштабність явища, вже мали вирішити цю проблему, але дотепер її актуальність тільки зростає, а кінцеве рішення відсувається на невизначений час. Механізм перебігу стрес-корозійних процесів відрізняється від інших видів корозії і руйнування, оскільки на них впливає сукупність багатьох чинників. Це обумовлює необхідність більш детального дослідження явища корозійного розтріскування віднапруження, що дозволить розроблювати ефективні заходи для його контролю та запобігання.

**Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій**

На цей час проблема КРН для ряду газотранспортних підприємств ПАТ «НАК «Нафтогаз України» стала однією з найгостріших у зв'язку аваріями. КРН - це руйнування трубопроводів при одночасному тривалому впливі специфічного зовнішнього середовища та напруження, що розтягує. КРН розвивається із зовнішньої, катоднозахищеної поверхні труби, під покривом, що відшарувалося, при впливі ґрунтового електроліту, який містить солі вугільної кислоти (карбонати і бікарбонати), зовнішніх і внутрішніх

механічних напружень, які виникають при експлуатації газопроводів. Таке середовище пасивує поверхню труби і уповільнює загальну корозію сталі. У місцях пошкодження пасивуючої плівки виникають ділянки локальної корозії. У цей час основною ознакою КРН вважають наявність на зовнішній поверхні труб колоній поздовжніх тріщин. Особливий інтерес для розуміння процесу КРН представляють ненаскрізні тріщини, оскільки вони характеризують стан металу в процесі руйнування. Ще одним джерелом візуальної інформації про ознаки КРН є характер зламу. Остаточному руйнуванню труби при КРН обов'язково передують стадія стабільного росту тріщини, тому на зламі видно, щонайменше, дві зони: стабільного росту тріщини й катастрофічного руйнування (долому). Є дані про те, що властивості металу на ділянках утворення та поширення стрес-корозійних тріщин не відрізняються від його властивостей на інших ділянках та відповідає вимогам технічних умов на труби і тріщини не мають жорсткої прив'язки до поверхневих концентраторів напружень. Крім того, тріщини зароджуються на ділянках металевої поверхні, що не містять дефектів, та розташовані на відстані від монтажного зварного шву. Більшість аварій через КРН відбувається на відстані до 30 км від компресорної станції за ходом газу. Метал труби в цій зоні, крім контакту з ґрунтовим електролітом на ділянках з пошкодженим захисним покриттям піддається додатковому впливу підвищеної температури - до (25-35) °С., що прискорює електрохімічні процеси. Вібрації, за певних умов, також можуть сприяти зародженню стрес-корозійних тріщин.

За сучасними уявленнями існує два основних механізми КРН - механізм локального анодного розчинення і водневого руйнування, які взаємопов'язані, але якісно різні, тому обґрунтовуючи провідну роль одного з механізмів, слід мати на увазі можливість перебігу КРН іншим. Для трубної сталі типу Х70 за катодної поляризації при рН, близьких до нейтрального, існує критичний діапазон потенціалів, (наприклад, від -730 мВ до -920 мВ (відносно стандартного каломельного електроду)), в якому реакція анодного розчинення може перебігати за катодної поляризації: якщо

поляризаційний потенціал знаходиться в цій області, ІСРН перебігає за сумісного впливу обох механізмів.

Чинниками КРН, яким приділяють увагу сучасні вітчизняні та закордонні дослідники, є: рН середовища, стан захисного покриву, рівень потенціалу катодного захисту, особливості мікроструктури, металургійний чинник, нерівноважні термодинамічні процеси під дією терморухливих сил тощо.

Спираючись на вищенаведене, сформульовано мету роботи, яка полягала у розробленні методичного підходу до дослідження процесу КРН з урахуванням впливу найважливіших зовнішніх та внутрішніх чинників в лабораторних умовах.

### **Матеріали і методи досліджень**

Дослідження проводили на зразках трубної сталі типу Х70, виготовлених з труби діаметром 1420 мм з товщиною стінки 15,7 мм такого хімічного складу (у ваг. %): 0,095 С, 1,39 Мп, 0,255 Si, 0,005 S, 0,017 P, 0,032 Al, 0,04 Ni, 0,03 Мо, 0,004 Ti, 0,05 V, 0,027 Nb, 0,04 Cr. Механічні характеристики сталі: тимчасовий опір розриву  $\sigma_{\text{в}} = 588$  МПа, границя текучості  $\sigma_{\text{T1}} = 441$  МПа.

В роботі використовували розчини на основі модельного ґрунтового електроліту (МґЕ):

- розчин № 1 - МґЕ складу, г/л: 0,037 KCl + 0,559 NaHCO<sub>3</sub> + 0,008 CaCl<sub>2</sub> + 0,089г/л MgSO<sub>4</sub>, рН 8,0;
- розчин № 2 - МґЕ +0,5 г/л CN<sub>2</sub>H<sub>4</sub>O, рН 8,6;
- розчин № 3 — МґЕ +10,8 г/л KSCN, рН 9,0;
- розчин № 4 - МґЕ + буферний розчин у співвідношенні 9:1, рН 8,2. Буферний розчин готували на дистильованій воді згідно з змішуванням в потрібному співвідношенні гідрофосфатів натрію і калію-  $1/15\text{M Na}_2\text{HPO}_4 \times 2\text{H}_2\text{O}$  та  $1/15\text{M KH}_2\text{PO}_4$ .

Швидкість корозії сталі в досліджуваних розчинах визначали методом поляризаційного опору на двоелектродних давачах за допомогою корозиметра універсального УІСК-101. Потенціали корозії трубної сталі вимірювали в вищенаведених розчинах відносно хлорсрібного електроду порівняння за допомогою потенціостату ПІ-50 впродовж 1 год. Анодні та катодні поляризаційні криві знімали в потенціодинамічному режимі за триелектродною схемою зі



швидкістю розгортки потенціалу  $5 \times 10^4$  В/с. Робочим електродом слугував зразок трубної сталі, допоміжним - платиновий. Дослідження проводили методом деформації з повільною швидкістю 10 м/с плоских зразків у корозійному середовищі за наведеного потенціалу на розривній машині АИМА-5-1. Напружено-деформований стан контролювали за показниками: подовження, час до руйнування, площа перерізу зразка в місті руйнування, відносне звужування, ступінь стійкості зразка до КРН - К (безрозмірна величина), що дорівнює відношенню відносного звужування у повітрі та у розчині. Оцінювання схильності до ІСРН проводили за зовнішнім виглядом зразків після руйнування: вважали, що трубна сталь схильна до КРН, якщо характер руйнування – крихкий або крихкий з в'язким доломом, і коефіцієнт ступені схильності до КРН більше 1,6».

***Троцкий В. А. Мониторинг технического состояния магистральных трубопроводов / В. А. Троцкий // Технич. диагностика и неразрушающий контроль. – 2017. – № 3. – С. 29-39.***

«Для подземных нефте-газопроводных магистралей используется много непрерывно совершенствующихся видов диагностики, число которых непрерывно увеличивается. Наиболее распространенными из них являются: внутритрубная, магнитная (акустическая); низкочастотная ультразвуковая; электрометрическая изоляции; коэрцитивно-метрическая; магнитометрическая на основе магнитной памяти; акустоэмиссионная; тензометрическая; термографическая, визуально-оптическая и пр.

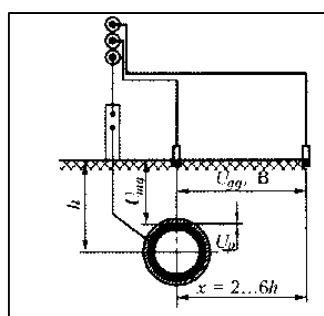
Каждое из этих испытаний дает свою специфическую информацию о состоянии подземных трубопроводов, которая воспринимается ремонтниками только после ее подтверждения ручными средствами дефектоскопии. Для уменьшения механических нагрузений шурфление, вскрытие должно производиться только части трубы. К сожалению, в настоящее время по дефектограммам каждого из перечисленных видов диагностики нельзя называть трубу, в которой имеются опасные дефекты, поскольку

трубы обезличены, т. е. не имеют своих номеров (кодов). Эта неопределенность порождает много проблем, включая понижение надежности трубопроводов из-за протяженных раскопов, повышение расходов на ремонт и пр.

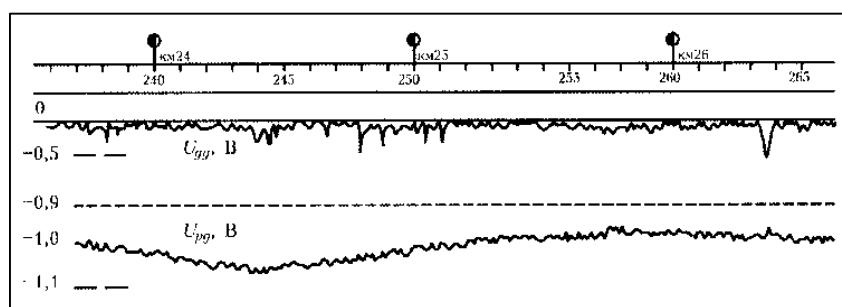
Все перечисленные выше физические методы технической диагностики имеют собственные точки начала и средства отсчета координат, правила и средства привязки своих результатов к поверхности магистрали. Для этого часто используют устройства систем космической навигации GPS. Поэтому трудно сравнивать результаты разных видов диагностики, тогда как они должны дополнять друг друга. Для каждого вида испытаний всегда остро стоит вопрос ошибок первого (перебор, лишнее забраковано) и второго (недобор, пропуск дефектоскопии) рода при сравнении результатов всех видов диагностики. Опишем некоторые виды диагностики, уточнить и объединить результаты которых могут только присвоенные трубам собственные номера, зная которые можно наблюдать историю жизни каждой трубы многие десятилетия.

На рис. 1, а показана схема мониторинга состояния изоляции за счет измерения поляризационного потенциала трубопровода, используемого для изучения влияния агрессивной среды грунта, которая приводит к разрушению изоляции и металла трубопроводов. Для защиты металла применяют противокоррозионную защиту и периодически ее проверяют. Подземные трубопроводы защищают от коррозии изоляционным покрытием и катодной поляризацией. Основным критерием состояния изоляции считают разницу потенциалов между металлом и средой, называемую поляризационным потенциалом. В электропроводной среде значение потенциала следует контролировать и поддерживать в определенном диапазоне. Для этого используется соответствующая точная электронная аппаратура. Такое обследование подземных трубопроводов электрометрическими методами (электродами) с поверхности земли может быть контактным (рис. 1, л) и бесконтактным. Последнее существенно повышает оперативность, но не дает уверенной информации. В этом виде диагностики имеется много оригинальных решений. На рис. 1, а показана упрощенная схема измерения поляризационного

потенциала. Здесь изображен пункт измерений, электрод, заглубляемый в грунт через 5...15 м по оси трубопровода, и дополнительный электрод, перемещаемый параллельно оси на расстоянии (2...6)h. С помощью измерительного пункта с такой комплектацией можно на сотнях метров получать сведения о распределении переходного сопротивления «труба - земля» вдоль трассы (рис. 1, б), измерять сопротивление изоляции, распределение потенциала «земля - земля» и U- поляризационного потенциала вдоль трубы, оценивать состояние изоляции.



а



б

Рис. 1. Оценка качества изоляции трубопровода по результатам измерений поляризационного потенциала  $U_p$ : а - схема, б - результаты измерений,  $U_{mg}$  - напряжение между трубой и электродом,  $U_{gg}$  — то же на расстоянии  $x$  от оси,  $h$  — глубина залегания трубопровода



а



б

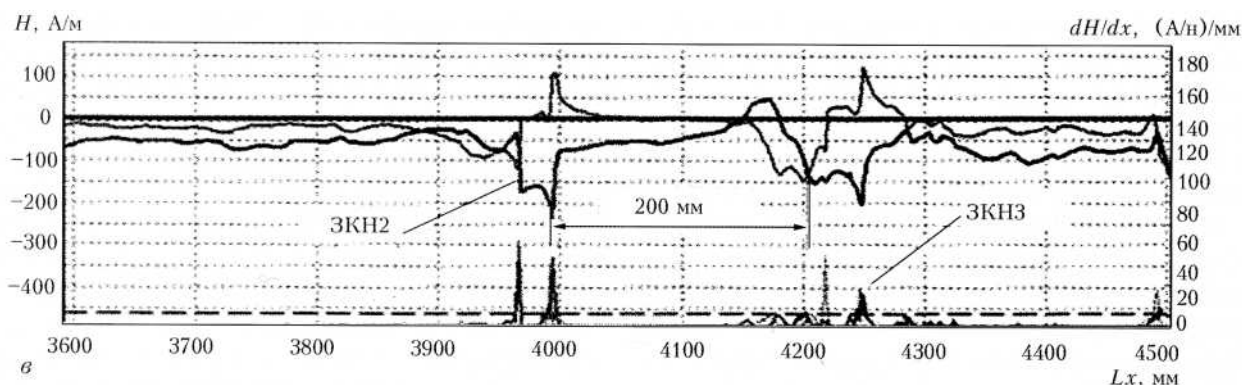


Рис. 2. Магнитометрическая диагностика, определяющая зоны концентраций напряжений (ЗКН): а, б - процесс измерений; в - распределение напряженности  $H$  (А/м) магнитного поля на поверхности и его градиент  $dH/dx$  вдоль оси магистрали

Магнитометрический метод (рис. 2) находит зоны концентраций напряжений. В этих зонах при полноценной изоляции могут быть утонения металла и другие дефекты. Здесь магнитограмма, как и результаты измерений поляризационного потенциала, не привязана к конкретным трубам.

На рис. 3 показан пример диагностики магистрального трубопровода с помощью низкочастотного (НЧ) ультразвукового контроля (УЗК). Здесь измерения, отсчет координат идет от места установки кольцевой антенны на теле трубы. Это уже какое-то более конкретное начало отсчета по телу изучаемого объекта. Метод НЧ УЗК на новых



Рис. 3. Низкочастотная ультразвуковая диагностика

трубопроводах может дать информацию о качестве большого числа кольцевых монтажных швов магистрали до нескольких километров. Такую оценку важно делать перед опусканием трубопровода в траншею. По протяженности проникновения НЧ-колебаний в металл старых труб можно судить об износе его структуры. НЧ УЗК является дальнедействующим контролем. Он успешно применяется для диагностики различных трубопроводов, включая Аляскинский нефтепровод».

### ***Практика застосування***

***Вплив рівня катодної поляризації на захисні властивості нового та зістареного стрічкового покриттів для магістральних трубопроводів / С. О. Осадчук, Л. І. Норкова, А. О. Робаков, С. Л. Мельничук // Наук. вісн. Івано-Франків. нац. техн. ун-ту нафти і газу. – 2017. – № 1. – С. 61-66.***

«Дослідження впливу рівня катодної поляризації на відшарування захисного полімерного покриття, нанесеного на поверхню трубної сталі типу Х70, проводили за потенціалів катодного захисту, застосовуючи метод контролю катодного відшарування на основі стандартної методики ДСТУ 4219 (додаток Д). Катодне відшарування проводили у притискній комірці, фотографію якої зображено на рис. 1 за наведеного потенціалу (з омичною складовою) -1,45 В і -0,8 В відносно хлорсрібного електроду порівняння. Полімерне покриття на основі поліетиленової стрічки (далі - стрічковий) товщиною 1,8 мм конструкції: ґрунтівка - 1 шар, полімерна стрічка - 2 шари, полімерна обгортка - 1 шар наносили на зразки трубної сталі типу Х70 розміром (100x100) мм з поверхнею після піскоструминного оброблення.

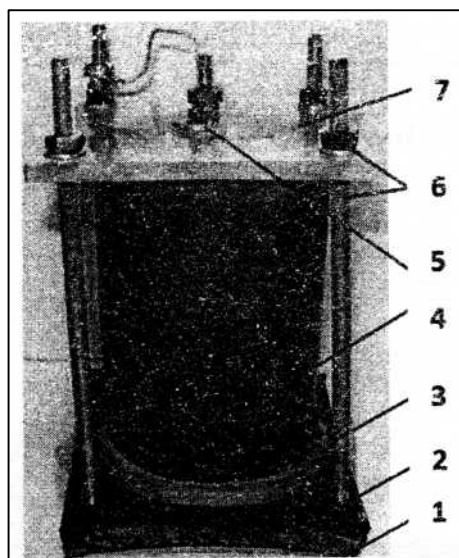
У покритті виконували штучний дефект діаметром 6 мм. Досліджували стрічкове покриття у вихідному стані та після старіння, яке виконували витриманням його за температури 50 °С впродовж 1000 год. Розчин 3 % NaCl мав

електропровідність 0,110 См/см, водневий показник рН - 6,6. Вихідний об'єм розчину в комірці становив 250 мл.

Дослідження проводили впродовж 1 місяця:

- за кімнатної температури;

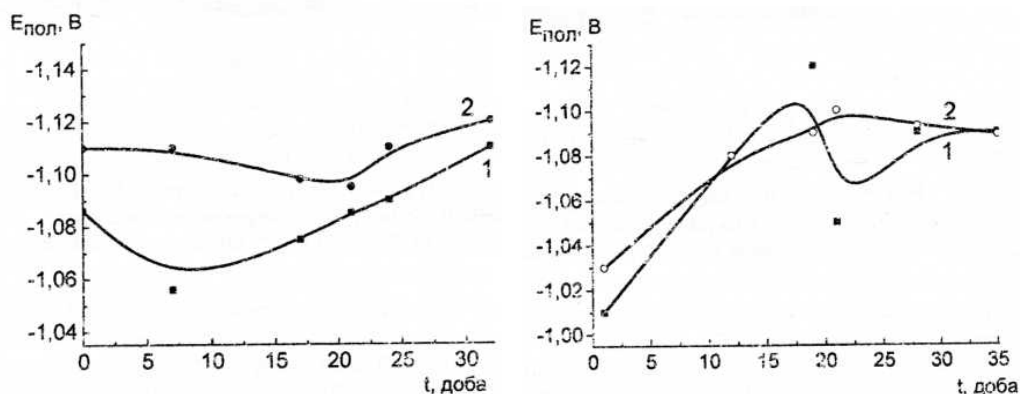
- за циклічної зміни температур, а саме за кімнатної - впродовж 4,5 діб на тиждень і за 50 °С - 2,5 доби на тиждень.



1 - металева пластина; 2 — захисне стрічкове покриття; 3 - ущільнююча прокладка;

4 - комірка, заповнена робочим розчином 3% NaCl; 5 - анод; 6 - кришка з полімерного матеріалу; 7 — з'єднувальні деталі

**Рисунок 1** - Комірка для досліджень катодного відшарування захисного покриття



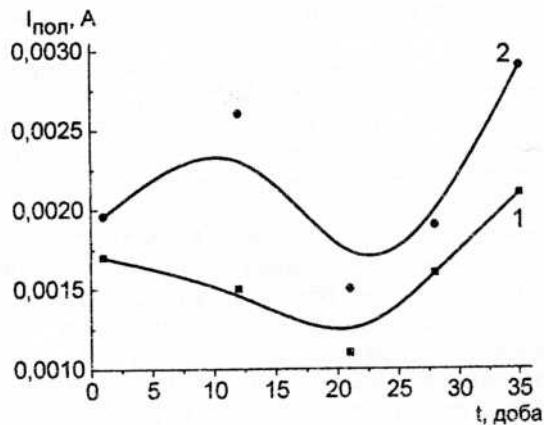
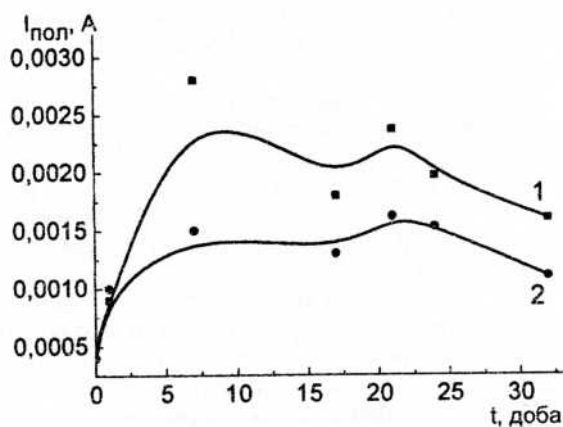
**Рисунок 2** — Зміна поляризаційного потенціалу впродовж 1 місяця за кімнатної температури (а) та циклічної зміни температур (б) в комірці з новим (1) та зістареним (2) покриттям

Вплив катодної поляризації оцінювали за радіусом відшаровування покриття, який визначали на оголеній до металу поверхні (адгезійне відшаровування). Звертали увагу на наявність змочування розчином сталеві поверхні за катодної поляризації, про що свідчило кільце темно-сірого кольору навколо дефекту, яке утворилося під час катодного відшаровування. Когезійне відшарування покриття до уваги не брали.

Під час дослідження за наведеного потенціалу  $-1,45$  В вимірювали поляризаційний потенціал та поляризаційний струм. За потенціалу  $-0,80$  В значення поляризаційного потенціалу наближуються до потенціалу з омичною складовою, тому контролювали тільки потенціал з омичною складовою.

### Результати досліджень та їх обговорення

На рис 2. 3 наведено зміну поляризаційного потенціалу та струму впродовж 1 місяця за кімнатної температури та циклічної зміни температури з новим та зістареним покриттям за потенціалу  $-1,45$ В.



а

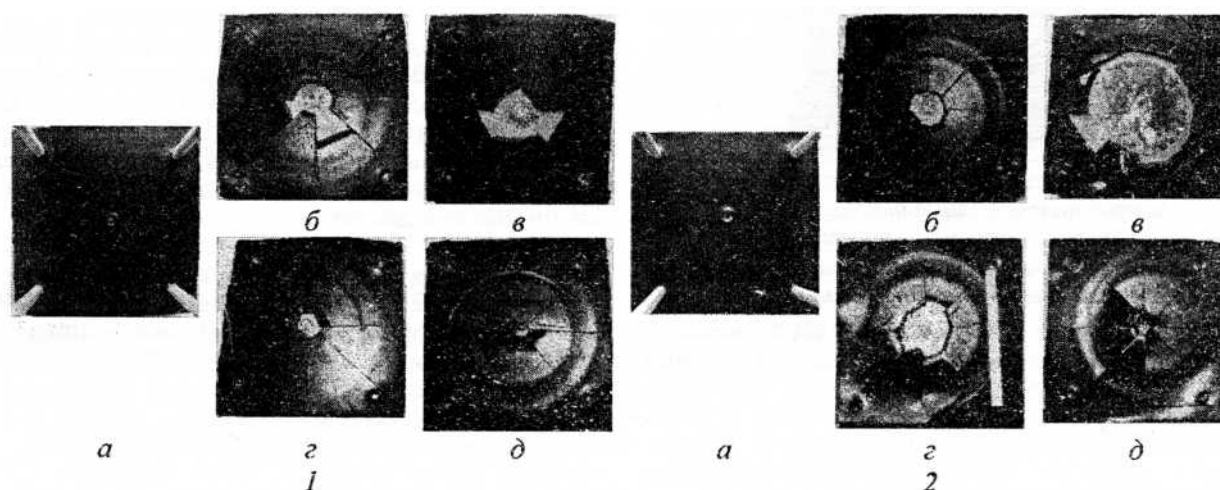
б

**Рисунок 3** - Зміна поляризаційного струму впродовж 1 місяця за кімнатної температури та циклічної зміни температур (б) в комірці з новим (1) та зістареним (2) покриттям

**Таблиця 1** - Полярizaційні характеристики нового та зістареного стрічкового покриттів за потенціалу з омичною складовою -1,45 В через 1 місяць експонування

Характеристика покриття	Температура випробувань	Полярizaційна складова захисного потенціалу, В	Полярizaційний струм, А	Полярizaційний опір, Ом
Новий	кімнатна	-0,52	0,0028	267
Зістарений		-0,47	0,0016	294
Новий	циклічна	-0,43	0,0021	205
Зістарений		-0,42	0,0029	145

Примітка. Потенціал корозії сталі Х70 становить - 0,683 В



а - покриття до випробувань, б - за потенціалу -1,43 В за кімнатної температури, в - за потенціалу  $-J_s$  45 В і циклічної зміни температур, г - за потенціалу -0,8 В за кімнатної температури, д - за потенціалу -0,8 В і циклічної зміни температур

**Рисунок 4** - Вплив потенціалу поляризації -1,45 В відносно х.с.е. та -0,80 В за кімнатної температури та циклічної зміни температур впродовж 1 місяця на відшаровування нового (1) і зістареного (2) захисного стрічкового покриттів

Як видно з даних (рис. 2, 3), поляризаційні потенціали та струми змінювалися немонотонно, як за кімнатної температури, так і за циклічної зміни температур, що пояснити на підставі наявних експериментальних даних неможливо.



Після закінчення експонування поляризаційні характеристики були такими, як наведено в табл. 1.

На рис. 4 наведено фото зразків покриття після впливу катодної поляризації за потенціалів  $-1,45$  В та  $-0,80$  В. Як видно з рис. 4, відшарування стрічкового покриття за потенціалу  $-1,45$  В за різних температур проходило адгезійно, розшарування між шарами не виявлено. За потенціалу  $-0,80$  В за кімнатної температури відмічено розшарування стрічкового покриття, що пояснити без додаткових досліджень впливу електрохімічних потенціалів на окислювально-відновлювальну деструкцію його складових за наявними даними неможливо. Навколо штучного дефекту на поверхні сталі внаслідок відшарування покриття утворилася плівка темно-сірого кольору, розташована по кільцю навколо дефекту (рис.4, 1б, 2б). Це, імовірно, обумовлено змочуванням випробувальним розчином, рН якого змістився в лужку область під час катодної поляризації і внаслідок виходу продуктів деструкції з клейового шару стрічки в розчин. За потенціалу  $-0,80$  В кільце плівки сірого кольору тонке (рис. 4, 1г) або відсутнє (рис. 4, 2г), що свідчить про те, що деструкція клейового шару тільки почалася. Кільця цих оксидних плівок навколо штучного дефекту, за підвищеної температури візуально більше, ніж за кімнатної, рис. 4, (1-2), в.

***Мазурок П. С. Високоякісне цементування свердловин - ключ до видобування газу на родовищах сланцевих покладів України / П. С. Мазурок // Нафтогаз. галузь України. – 2017. – № 2. – С. 17-22.***

«Геологічні дослідження вказують, що великі об'єми СГ розчинені в керогені та органоглинистій речовині. У нафтогазоносних регіонах України можливо назвати цілий ряд чорносланцевих формацій різного геологічного віку, що перспективні на СГ. Це передусім Дніпровсько-Донецька западина та Донбас (Східний нафтогазоносний регіон) з ресурсами близько  $8,5$  трлн  $\text{м}^3$ , основною тут є Юзівська ділянка; Волино-Поділля тут маємо величезний регіон з

безсумнівними, але остаточно не з'ясованими перспективами нафтогазоносності, основною тут є Олеська ділянка; Переддобруджинський прогин (Західне Причорномор'я), враховуючи геологічні та фізико-географічні умови, можемо вважати регіоном, перспективним на СГ. Необхідно зауважити, що вивчення природи СГ та ефективний прогноз та пошук його родовищ можливий тільки на основі достатньо глибоких комплексних аналітичних досліджень на сучасному рівні. Загалом маємо не менше ніж 15 покладів перспективних на СГ (у Закарпатській області два поклади, Івано-Франківській - шість, Львівській п'ять, Чернівецькій - один, також маємо відкриті родовища між Кіровоградською та Черкаською областями, що здатні за оцінками вітчизняних геологів забезпечити нашу державу приблизно запасами 10...30 трлн м<sup>3</sup>, а за оцінками Американської інформаційної енергетичної агенції (U.S. EIA) під назвою «Світові ресурси сланцевого газу» ресурс СГ становить 119 трлн м<sup>3</sup>.

Технологія видобутку сланцевого газу складається з трьох основних етапів: вертикальне буріння до газоносного пласта (LA км), горизонтальне - вздовж пласта (до 1,2 км) і гідравлічний розрив пласта (ГРП) на радіус у 150...200 м навколо магістрального каналу. Необхідно зазначити, що найбільший досвід у галузі газосланцевих родовищ мають США. Дослідження спрямовані на з'ясування запасів СГ у світі, проведені у 2008-2011 рр. управлінням енергетичної інформації міністерства енергетики США та незалежною консалтинговою компанією Advanced Resources International Inc. для 48 басейнів у 32 країнах світу, показали, що прогнозні ресурси СГ досягають близько 1200 трлн м<sup>3</sup>. Головною ж проблемою у розробці родовищ СГ до останнього часу вважалось забезпечення якомога довше максимальних дебітів. Але досвід експлуатації таких свердловин на родовищах тієї ж Пенсильванії США вказує нам на наявність серйозної загрози для екологічної безпеки, а конкретно потрапляння небезпечних реагентів до джерел прісної води. Аналіз причин цього показав, що саме ГРП з використанням токсичних реагентів призводять до таких наслідків. Основні показники розроблюваних газосланцевих родовищ США, про які йшла мова вище,

мають певну специфіку: глибини залягання газосланцевих покладів, так само як і традиційних родовищ нафти і газу розташовані у досить широкому діапазоні 150...4100 м, потужності пластів 6...600 м, пористість 2...14%.

Висока густина породи і, як наслідок, низькі фільтраційно-ємнісні властивості зумовлюють необхідність буріння більшої кількості горизонтальних сквердловин та неодмінного застосування технології ГРП. При розробці таких газосланцевих покладів застосовують від 5 до 12 стадій ГРП. Довжина горизонтального стовбура знаходиться в межах 700...3000 м. Наведені дані показують на суттєвий вплив цих заходів на вартість свердловини та собівартість видобутого СГ. Опубліковані дані показують, що вартість свердловини з врахуванням проведення ГРП знаходиться у межах від 3...10 млн USD, при цьому собівартість видобутку СГ - знаходиться у межах 100... 175 \$/тис. м<sup>3</sup>. Якщо дивитись на об'єми видобутку СГ, необхідно зазначити, що вони щорічно зростають і оціночні показники за підсумками 2011 р. складають 210 млрд м<sup>3</sup>. Орієнтовно за період 2010-2011 рр. на основних газосланцевих родовищах США, оціночний рівень видобутку склав 150... 155 млрд м<sup>3</sup>. Практика показує, що зростання видобутку СГ є прямим наслідком значного збільшення кількості свердловин. Так розрахунок необхідної кількості введення нових свердловин для підтримання сталого рівня видобутку у об'ємі 14 млрд м<sup>3</sup>/рік і експлуатації газосланцевого покладу протягом 40 років показав на необхідність щорічного приросту нових свердловин, у перші три роки він складає 1220...670 на рік. У наступні періоди потрібне введення не менш ніж 285 свердловин на рік. Отже, загальний фонд свердловин за повний період експлуатації газосланцевого покладу складе 14549 одиниць, що, як бачимо, значно перевищує кількість свердловин на традиційних родовищах, а також нашу уяву про це і наші можливості.

Крім того видобуток СГ зіштовхується і з досить серйозними екологічними обмеженнями, через велике площадне охоплення значного та інтенсивного порушення цілісності надр. Фахівці України також дотримуються поглядів необхідності дотримання суворих правил у зв'язку з

значними екологічними ризиками під час видобування СГ. Серед основних екологічних проблем, притаманних розробці газосланцевих покладів, потрібно вирізняти:

- забруднення ґрунтових вод;
- викиди;
- сейсмічні ризики;
- поверхневі забруднення води та ґрунту.

Так склалось, що сьогодні практично у всіх країнах, де є можливість промислового видобутку СГ, а також і у США, створені екологічні комісії з розгляду можливих екологічних наслідків (катастроф) від розробки газосланцевих покладів».

***Очистка оливних дистилатів з нігерійських нафт n-метилпролідоном та одержання базових олив / С. В. Бойченко, О. О. Бабатунде, П. І. Романчук В. В. Топільницький, Л. М. Черняк // Нафтогаз. галузь України. – 2017. – № 1. – С. 27-31.***

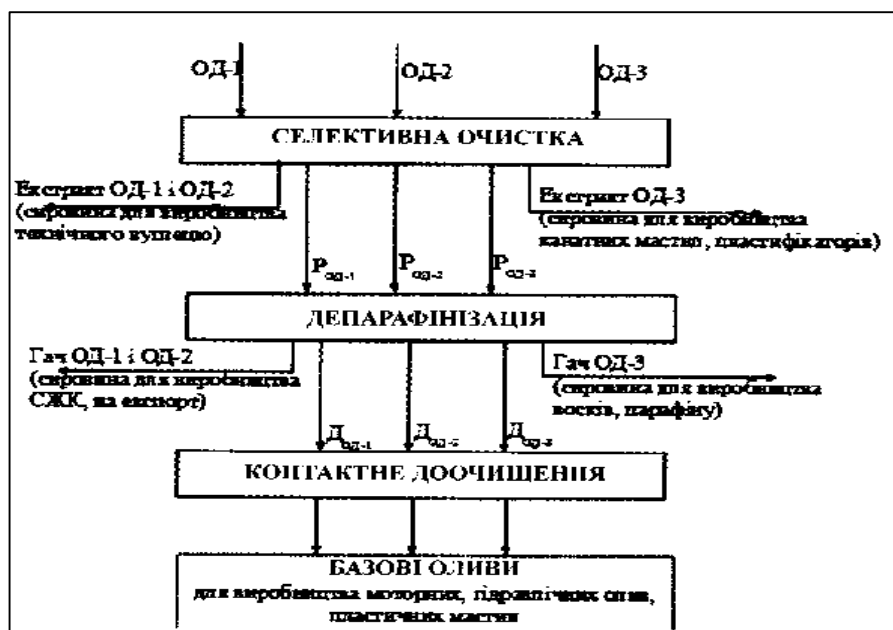
«Вуглеводневий груповий склад дистилатних олив вивчений методом хроматографії. Адсорбційний метод визначення групового складу олив не стандартизований, тому він застосовується різними дослідниками по-різному. Використовуються різні марки силікагелю, колонки різних типів, різні розчинники, по-різному групуються вуглеводневі фракції тощо.

Як адсорбенти використовували силікагель марки АСК з розміром зерен 0,2-0,6 мм. Розподіл оливи на фракції проводили в колонці завдовжки 2500 мм діаметром 35 мм. У колонку завантажували 800 г силікагелю, попередньо висушеного при 200 °С протягом 6 годин у сушильній шафі. Вагове співвідношення продукту та силікагелю 1:8. Наважку оливи двократно розбавляли ізооктаном. Фракції вуглеводнів послідовно елюювали ізооктаном, сумішшю ізооктану з бензолом (4:1, 1:1, 1:9) і чистим бензолом. Смолисті речовини десорбували з силікагелю спирто-бензольною сумішшю 1:1. Увесь процес розділення проводили при підвищеній температурі. Після відгонки розчинника в потоці азоту одержані елюенти змішували з

метою одержання парафіно-нафтової ароматичних груп вуглеводнів.

Нами була прийнята схема групування вуглеводнів, розроблена у ВНИИ НП, тобто олива ділилась на парафіно-нафтову і три ароматичні фракції, смолисті речовини. До парафіно-нафтових належать вуглеводні з  $n_d^{20}$  до 1,49. Ароматика розділена на групи: легка від  $n_d^{20} = 1,49$  до  $n_d^{20} = 1,53$ , середня - від  $n_d^{20} = 1,53$  до  $n_d^{20} = 1,59$  і важка - з «гівицимза 1,59».

Класичними процесами одержання базових олив є селективне очищення, депарафінація та гідро- або адсорбційне доочищення. Перспективними - гідрокрекінг, гідроізомеризація та депарафінація. Схема переробки та використання продуктів оливних дистилатів наведена на рис. 1. Оливні дистилати, одержані в процесі вакуумної розгонки мазуту, направляють на процес селективної очистки - основний процес технології виробництва нафтових олив за допомогою селективних розчинників, призначений для вилучення з оливних дистилатів смолистих речовин та поліциклічних ароматичних і нафто-ароматичних вуглеводнів із короткими боковими ланцюгами, а також сірковмісних і металовмісних сполук.



**Рис. 1.** Принципова схема переробки оливних дистилатів

У цьому процесі визначаються такі важливі експлуатаційні характеристики олив, як в'язкісно-температурні властивості та стабільність проти окиснення. Ефективність селективного очищення зумовлена такими чинниками: якістю сировини, природою та витратою розчинника, температурою процесу, кратністю обробки та конструктивними особливостями оформлення блоку екстракції.

Після селективної чистки одержані рафінати направляють на процес депарафінізації, метою якого є вилучення з оливної сировини твердих вуглеводнів. Під твердими вуглеводнями розуміють всі вуглеводні, які при кімнатній температурі мають кристалічну будову. Вуглеводні цієї групи при пониженні температури викристалізуються з розчину в оливі, утворюючи структуровану систему, що зв'язує рідку фазу. Тверді вуглеводні оливних фракцій так само, як і рідкі, є багатоконпонентною системою парафінових вуглеводнів (від C<sub>16</sub> і вище), які відрізняються за структурою і числом атомів вуглецю в молекулі, твердих нафтонових, які містять 1-3 кільця в молекулі та мають довгі бокові ланцюги нормальної та ізобудови, а також твердих ароматичних і нафто-ароматичних, що відрізняються за загальним числом кілець в молекулі, співвідношенням ароматичних і нафтонових кілець, довжиною і структурою бокових ланцюгів. Хімічний склад твердих вуглеводнів оливних фракцій залежить від характеру нафти, з якої вони виділені».

## **Обладнання та інструменти**



***Лігоцький А. М. Щодо універсальної формули прогину та стійкості балок і стояків залежно від кута нахилу / А. М. Лігоцький, М. В. Лігоцький // Нафтогаз. галузь України. – 2017. – № 2. – С. 23-26.***

«В інженерній практиці, в тому числі під час проектування нафтових і газових трубопроводів, а також колонних трубних конструкцій для буріння, кріплення й експлуатації свердловин, часто доводиться розв'язувати задачі, пов'язані зі згином та втратою стійкості трубних конструкцій у залежності від типу кріплення кінців, навантаження та кута нахилу. Для цього використовують різні теорії та формули з опору матеріалів, які часто між собою не пов'язані. Тому закономірно виникає необхідність у розробці універсальної методики та формул для визначення прогинів та стійкості трубних конструкцій, балок і стояків у залежності від навантаження, кута нахилу та типу закріплення кінців.

У класичній теорії опору матеріалів розглядаються як окремі завдання:

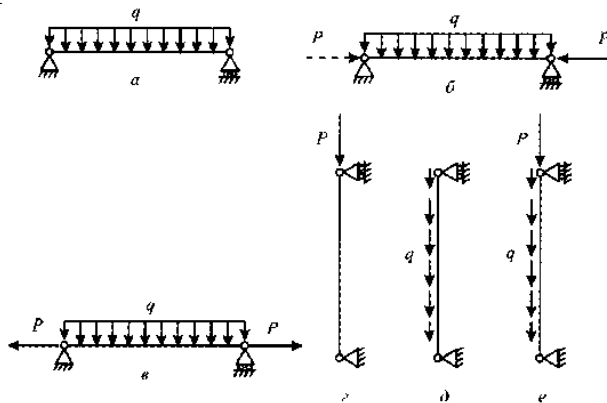
- плоского поперечного згину прямих балок;
- поздовжньо-поперечного згину зі стисненням прямих балок;

- поздовжньо-поперечного згину з розтягом прямих балок;
- стійкості вертикальних стояків (балок).

Ці задачі вирішуються з використанням різних методик розрахунків, що не пов'язані між собою. Саме тому кінцеві формули для визначення прогинів балок є також різними й не пов'язаними між собою. Це створює певні труднощі під час оцінки інженерних конструкцій, які в процесі своєї роботи можуть змінювати знак навантаження (стиснення, розтяг) та орієнтацію в просторі (кут нахилу до вертикалі). У нафтогазовидобувній промисловості до таких задач належать розрахунки компоновок низу бурильної колони (КНБК), бурильних та обсадних колон, колон насосно-компресорних труб та ін.

У статті розглядається варіант методики виведення універсальної формули розрахунку прогинів балки, навантаженої поперечними силами (власною вагою) та поздовжніми силами (стиснення або розтяг) у залежності від кута нахилу балки до вертикалі.

Для прикладу розглянемо балку з шарнірно закріпленими кінцями. Розрахункові схеми наведено на рис. 1.



З горизонтальним розміщенням: а - під власною вагою; б - під власною вагою та осьовим стисненням; в - під власною вагою та осьовим розтягом.

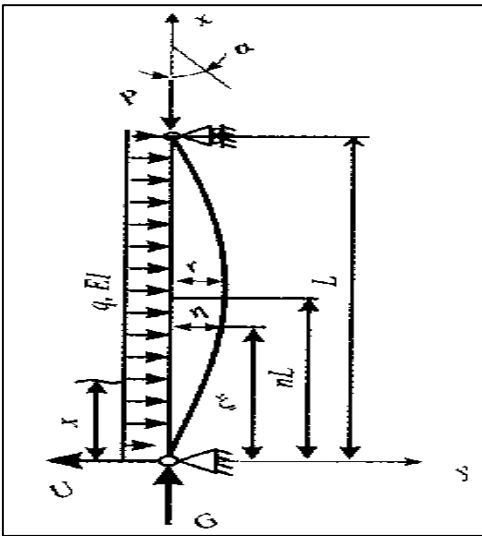
З вертикальним розміщенням: г- під осьовим навантаженням; д - під власною вагою; е - під власною вагою та осьовим навантаженням

**Рис. 1. Схеми навантажень балок із шарнірно закріпленими кінцями**



Рівняння прогину горизонтальної прямої балки під дією власної ваги (рис. 1, а) можна визначити з системи рівнянь:

$$\begin{cases} EI \frac{d^4 y}{dx^4} = q, \\ EI \frac{d^3 y}{dx^3} = qx + C, \\ EI \frac{d^2 y}{dx^2} = q \frac{x^2}{2} + Cx + C_1, \\ EI \frac{dy}{dx} = q \frac{x^3}{6} + C \frac{x^2}{2} + C_1 x + C_2, \\ Ely = q \frac{x^4}{24} + C \frac{x^3}{6} + C_1 \frac{x^2}{2} + C_2 x + C_3 \end{cases} \quad (1)$$



**Рис. 2. Розрахункова схема балки із шарнірно закріпленими кінцями**

за граничних умов

$$y=0; \frac{d^2 y}{dx^2} = 0 \text{ при } x = 0, \quad y=0; \frac{d^2 y}{dx^2} = 0 \text{ при } x = L. \quad (2)$$

Виконавши відповідні розрахунки, отримаємо:

$$y = \frac{5}{384} \frac{qL^4}{EI} \times \frac{16}{5} \left( \frac{x^4}{L^4} - 2 \frac{x^3}{L^3} + \frac{x}{L} \right), \quad (3)$$

де  $EI$  - жорсткість балки;  $L$  - довжина балки;  $q$  - вага одиниці довжини балки;  $y, X$  - осі координат.

При  $x = \frac{L}{2}$  максимальний прогин балки (стріла прогину) отримає  $r$ :

$$r = \frac{5}{384} \frac{qL^4}{EI} \quad (4)$$

З урахуванням (4) рівняння пружної осі прогину (3) отримаємо наступне:

$$y = r \frac{16}{5} \left( \frac{x^4}{L^4} - 2 \frac{x^3}{L^3} + \frac{x}{L} \right). \quad (5)$$

Розглянемо загальну схему (рис. 2) балки, нахиленої до вертикалі та навантаженої власною вагою і зосередженою осьовою силою.

Інтегрально-диференціальне рівняння моментів пружної осі балки запишемо у вигляді:

$$EI \frac{d^2 y}{dx^2} = -Ux - Gy + \int_0^x [(y - \eta)q \cos \alpha + (x - \xi)q \sin \alpha] d\xi \quad (6)$$

за граничних умов (2),

де  $U$  - нормальна складова сили реакції в шарнірі;  $\eta, \xi$  - координати довільної точки вигнутої осі балки на довжині  $L$ ;  $L, \alpha$  - кут нахилу до вертикалі (зенітний кут);  $G$  - осьова сила реакції в шарнірі:

$$G = P + gL \cos \alpha$$

де  $P$  - сила осьового навантаження на балку».

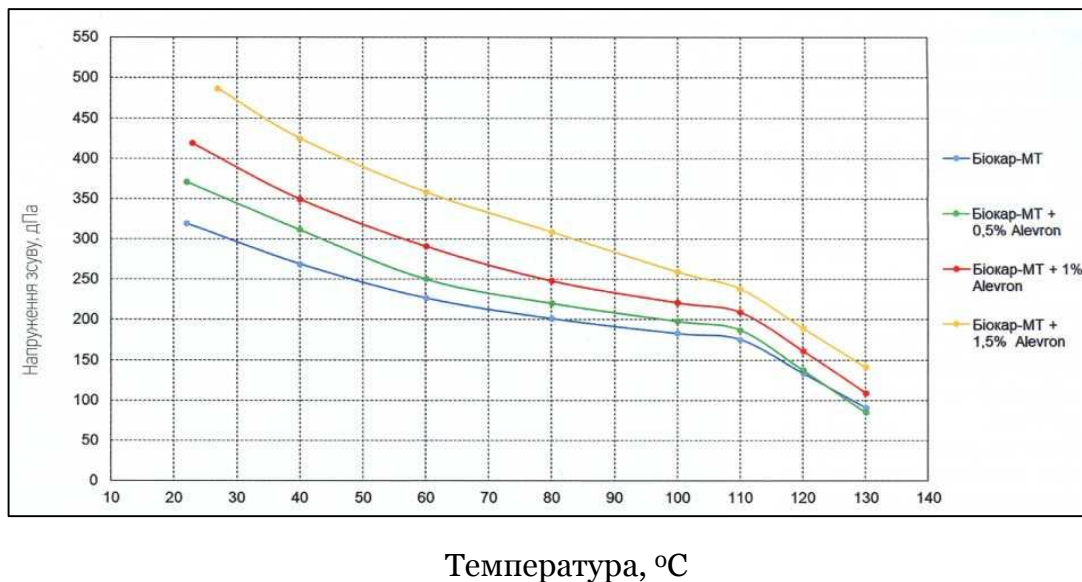
**Лубан С. В. Фільтрація безглинистих промивальних рідин та методологія її зменшення / С. В. Лубан, Ю. В. Лубан // Нафтогаз. галузь України. – 2017. – № 1. – С. 11-16.**

«Відомо, що збереження високих показників в'язкості при пластових температурах створює умови для збільшення гідравлічного опору руху рідини в поровому просторі колекторів та обмеження фільтрації. Ефективність застосування реагенту Alevron® як регулятора в'язкості промивальної рідини в умовах температурної дії на вибої свердловини вивчали за допомогою НРНТ віскозиметра OFI 1100. Встановлено, що добавки реагенту суттєво збільшують реологічні і структурно-механічні властивості безглинистої системи Біокар-МТ в усьому діапазоні температур і концентрацій, які досліджувалися (рис. 3).

Показовим є вплив реагенту Alevron® на характер зміни НРНТ фільтрації безглинистої промивальної рідини внаслідок збільшення перепаду тиску (рис. А).

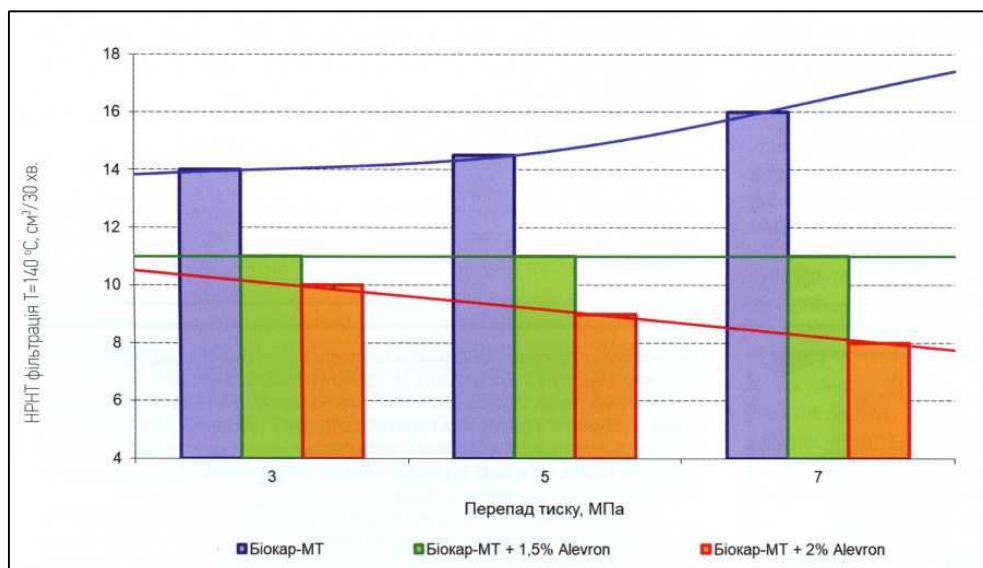
З'ясовано, що фільтрація промивальної рідини, яка у своєму складі не містить реагент Alevron®, при збільшенні

перепаду тиску має тенденцію до постійного зростання. Така поведінка є закономірною для безглинистої промивальної рідини, фільтраційна кірка якої під тиском не ущільнюється, тобто не змінює своєї проникності. Як і для моделі фіктивного ґрунту, швидкість фільтрації при цьому знаходиться у пропорційній залежності від величини перепаду тиску.



**Рис. 3.** Вплив реагенту Alevron® на залежність напруження зсуву від температури в системі безглинистої промивальної рідини Біокар-МТ

Фільтраційна поведінка безглинистої промивальної рідини, що містить реагент Alevron® є цілком протилежною. Залежно від концентрації реагенту фільтрація зі збільшенням перепаду тиску або залишається постійною, або навіть проявляє тенденції до зниження. Пояснити такі процеси можна зменшенням проникності фільтраційної кірки за рахунок пластичної деформації часток реагенту Alevron® у її структурі. Тобто така фільтраційна кірка набуває спроможності до ущільнення, через це пропорційна залежність фільтрації від перепаду тиску порушується. З практичної точки зору безглиниста промивальна рідина, оброблена реагентом Alevron®, виявляється стійкішою до збільшення величини репресії.



**Рис. 4.** Вплив реагенту Alevron® на характер зміни вибієної фільтрації безглинистої промивальної рідини Біокар-МТ внаслідок збільшення перепаду тиску

Таким чином реагент Alevron® у безглинистих системах спрямовано діє на всі складові формули (3), які впливають на швидкість фільтрації, що проявляється у погіршенні умов руху рідини через пористе середовище та обмеженні величини фільтрації в пластових умовах».

**Нова сепараційна насадка інерційного типу  
/ О. К. Раптанов, Б. М. Кукура, Р. А. Синельник,  
Є. О. Летюк // Нафтогаз. галузь України. – 2017. –  
№ 1. – С. 24-26.**

«Одним із найефективніших шляхів підвищення продуктивності технологічних установок промислової підготовки газу, підвищення ефективності їх роботи, зменшення втрат цінних продуктів та економії експлуатаційних витрат є модернізація діючого технологічного обладнання установок комплексної підготовки природного газу (УКПГ). основу якого складають різного виду сепаратори. Цим пояснюється той підвищений інтерес, який проявляють робітники газової галузі до питання покращення технічних характеристик сепараційного обладнання. Однак, незважаючи на те, що роботи по удосконаленню сепараторів ведуться в

багатьох країнах світу протягом тривалого часу, можливості подальшого удосконалення їхніх технічних характеристик ще далеко не вичерпані. На наш погляд, це спричинено тим, що при внесенні будь-яких удосконалень у конструкцію сепаратора не враховується гідродинамічна ситуація, яка має місце в сепараторі під час його роботи.

У зв'язку з цим авторами була зроблена спроба покращити показники сепараційного обладнання на основі аналізу траєкторій руху газорідинних потоків, які були отримані за допомогою моделювання гідродинамічної ситуації та механізмів сепарації в різних видах сепараційних елементів під час роботи сепаратора. Для вивчення процесу сепарації був розглянутий окремий випадок роботи сепаратора інерційного типу з жалюзійними сепараційними елементами.

Принцип роботи даного сепараційного елемента базується на наданні газорідинному потоку складного руху: прямолінійного відносно прямих ділянок стінок каналу та обертового при огинанні виступів цих стінок. Під час обертання частки рідини внаслідок більшої інерції, ніж частки газу, виділяються з потоку та осідають на поверхнях стінок каналу, протилежних виступу, утворюючи суцільний шар плівки. Після проходження чергового виступу обертовий рух потоку припиняється, його напрямок вирівнюється і потік рухається до наступного виступу, при проходженні якого він також починає обертатися, але в протилежному напрямку.

Аналіз роботи даного сепараційного елемента при нормальних умовах та питомій витраті рідини до  $500 \text{ см}^3 / \text{м}^3$  і швидкості тазу не більше  $2 \text{ м/с}$  (максимально допустима в сепараторах жалюзійного типу, показує, що при виникненні обертового руху в поперечному перетині потоку утворюються зони високого та низького динамічних тисків, причому зони низького тиску утворюються біля стінок, протилежних виступам (рис. 1, а). При наступному вирівнюванні руху потоку відбувається усереднення динамічних тисків з неминучим вихроутворюванням на межі розділення зон. Це явище при наявності певних швидкостей потоку сприяє появі відриву прикордонного шару та інтенсифікації вихрового руху. До того ж, як показали розра-

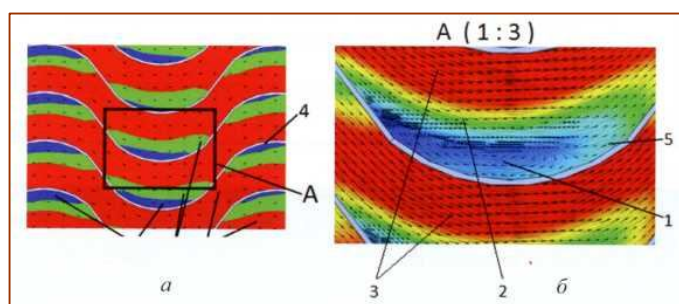
хунки, при появі хвиль на поверхні плівки рідини, яка сепарується з потоку, вірогідність відриву прикордонного шару збільшується, що призводить до суттєвої інтенсифікації вихрового руху.

На рис. 1, б наведені епюри швидкостей потоку в поперечному перетині жалюзійної гофрованої насадки, що зрошується при наявності суцільної плівки рідини, на якій утворюються хвилі висотою 1 мм. Як видно з рисунку, при русі газорідинного потоку у зонах зниженого динамічного тиску утворюється інтенсивний вихровий рух і, як наслідок, збільшується з боку потоку динамічний вплив на поверхню плівки. Це призводить до появи на ній додаткових хвиль зі збільшеною амплітудою, що, у свою чергу, є причиною зриву крапель з гребенів цих хвиль та утворення вторинного бризкоунесення.

Отже, із вищесказаного видно, що використання основного принципу роботи сепараційних елементів інерційного типу, при якому газорідинний потік різко змінює напрямок свого руху, призводить не тільки до можливості виділення крапель рідини, але й до появи інтенсивного локального вихрового руху, який при певних умовах різко знижує ефективність роботи сепаратора.

Для усунення даного недоліку та збільшення ефективності роботи інерційного сепараційного обладнання авторами запропонована конструкція жалюзійних пластин. Їхній принцип роботи передбачає відокремлення від основного потоку зони зниженого динамічного тиску, в якій відбувається вловлювання крапельної рідини та своєчасний відвід відсепарованої рідини без контактування з основним газовим потоком (рис. 2).

**Рис. 1.** Характер руху газорідинного потоку в поперечному перетині стандартної гофрованої жалюзійної насадки

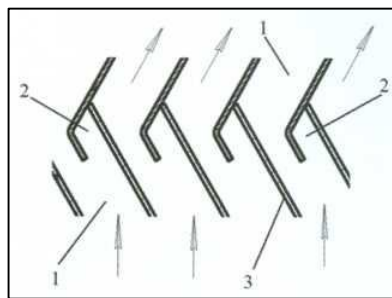


а - епюра динамічних тисків в поперечному перетині стандартної жалюзійної насадки, які виникають при русі газорідинного потоку через її канали; б - епюра

швидкостей газорідного потоку в поперечному перетині стандартної зрошуваної жалюзійної насадки (фрагмент А). 1 - зона зниженого динамічного тиску (зона інтенсивного вихроутворення за рахунок відриву прикордонного шару); 2 - зона перехідного режиму (перехід від безвихрового руху в вихровий); 3 - зона підвищеного динамічного тиску (безвихровий рух газового потоку); 4 - гофрована пластина жалюзійної насадки; 5 - зона накопичення крапельної рідини.

Запропоновані пластини з'єднані між собою попарно під певними кутами та утворюють у поперечному перетині А-подібну форму. При цьому в каналах 1 утворюються спеціальні кишені 2 для вловлювання плівки рідини. Як показав аналіз гідродинамічної ситуації, яка має місце під час роботи даних сепараційних елементів, у ці кишені потрапляє плівка рідини, котра осідає на поверхні пластин 3, та частина газового потоку. Плівка стікає вниз у збірник рідини, звідки вона виводиться без контактування з газовим потоком, а останній продовжує рухатися уздовж внутрішніх стінок каналу. Також у кишнях утворюється зона підвищеного статичного тиску, яка примушує основну масу потоку огинати їх (рис. 3), що запобігає негативному динамічному впливу на поверхні плівки з боку основного потоку.

Таким чином, конструкція жалюзійних пластин запобігає появі вторинного бризкоунесення та збільшує таким способом ефективність роботи сепараційного елемента.



1 - канал, по якому рухається газорідний потік;  
2 - кармани для вловлювання рідини;  
3 - поверхня пластин, на яку осідають дрібнодисперсні краплі рідини з утворенням суцільної плівки

**Рис. 2.** Поперечний перетин сепараційного елемента, складеного з запропонованих авторами жалюзійних пластин

Для підтвердження працездатності даної конструкції була виконана модернізація низькотемпературного ступеня сепарації на Семереньківській УКПГ. У якості сепараційних елементів були використані жалюзійні пластини, розроблені авторами. Як показали результати Л-подібної річної експлуатації модернізованого сепаратора (рис. А), ефективність його роботи збільшилась на 7 %, точка роси товарного газу знизилась на 5 °С<sub>1</sub> у результаті чого кількість отриманого конденсату збільшилась на 2 т за добу.





Довідкове видання

# Нафтогазові технології

Дайджест

Випуск 7

Українською мовою

Редагування

*Л. А. Жолобко*

Комп'ютерний набір

*Л. М. Локотюш*

Комп'ютерна верстка

*Т. С. Макар*

Відповідальна за випуск

*Я. А. Пилип*

