

## **ВПЛИВ ТРИВАЛОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТА ГІДРАТОУТВОРЕННЯ НА ДОВГОВІЧНІСТЬ МАТЕРІАЛУ ШЛЕЙФІВ**

**Л.Я. Побережний, А. В. Грицанчук, М.П. Мазур**

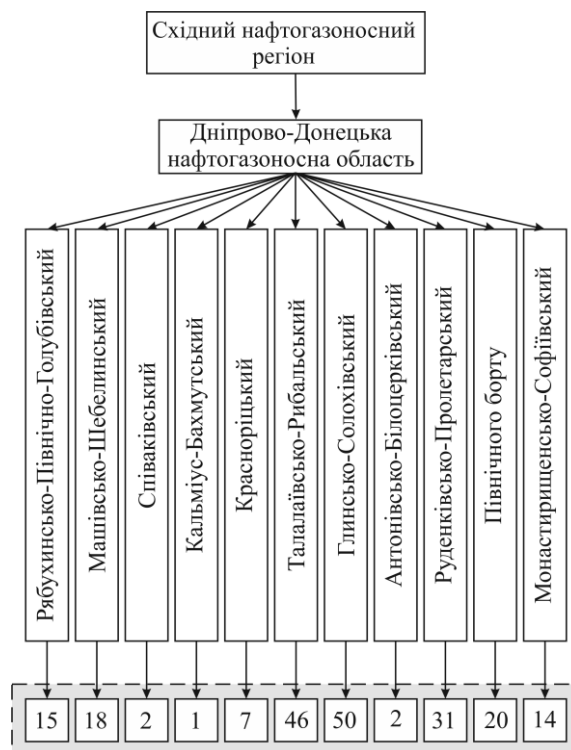
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. Україна, 76019, Івано-Франківськ, Карпатська, 15. [kindix@i.ua](mailto:kindix@i.ua)

З розвитком нафтогазової промисловості необхідно розв'язувати проблеми охорони навколишнього середовища, оскільки ґрунт, вода, повітря, які виступають безпосередніми факторами технологічного процесу, зазнають несприятливої трансформації, і тільки зниження або усунення негативних наслідків гарантує екологічну та економічну безпеку.

Закупорка газовими гідратами промислових газопроводів в осінньо-зимовий період завжди супроводжується сприятливими термодинамічними умовами середовища, високим тиском та низькою температурою транспортування. Газові гідрати утворюються при високому тиску і низькій температурі в результаті фізичного поєднання молекул води і деяких малих молекул рідких вуглеводнів, таких як метан, етан, пропан та мають льодоподібну форму з кристалічною решіткою характерною для твердих речовин. Для того щоб в газопроводах не утворювалися гідрати, вологість газу повинна бути мінімальною.

Метою роботи є дослідження впливу газових гідратів та тривалої експлуатації на довговічність матеріалу шлейфів газових свердловин.

Найбільше родовищ у [Талалаївсько-Рибальському](#) – 46, [Глинсько-Солохівському](#) – 50 та Руденківсько-Пролетарському – 31 нафтогазоносному районах. У [Антонівсько-Білоцерківському](#) нафтогазоносному районі відомо два родовища, [північного борту](#) – 20. В газоносних районах: Рябухинсько-Північно-Голубівський – 15, Машівсько-Шебелинський – 18, Співаківський – 2, Кальміус-Бахмутський – 1, Красноріцький – 7 родовищ. На Монастирищенсько-Софіївському нафтоносному районі – 14 родовищ. На рис. 1 наведено розподіл існуючих родовищ Східного нафтогазоносного регіону.

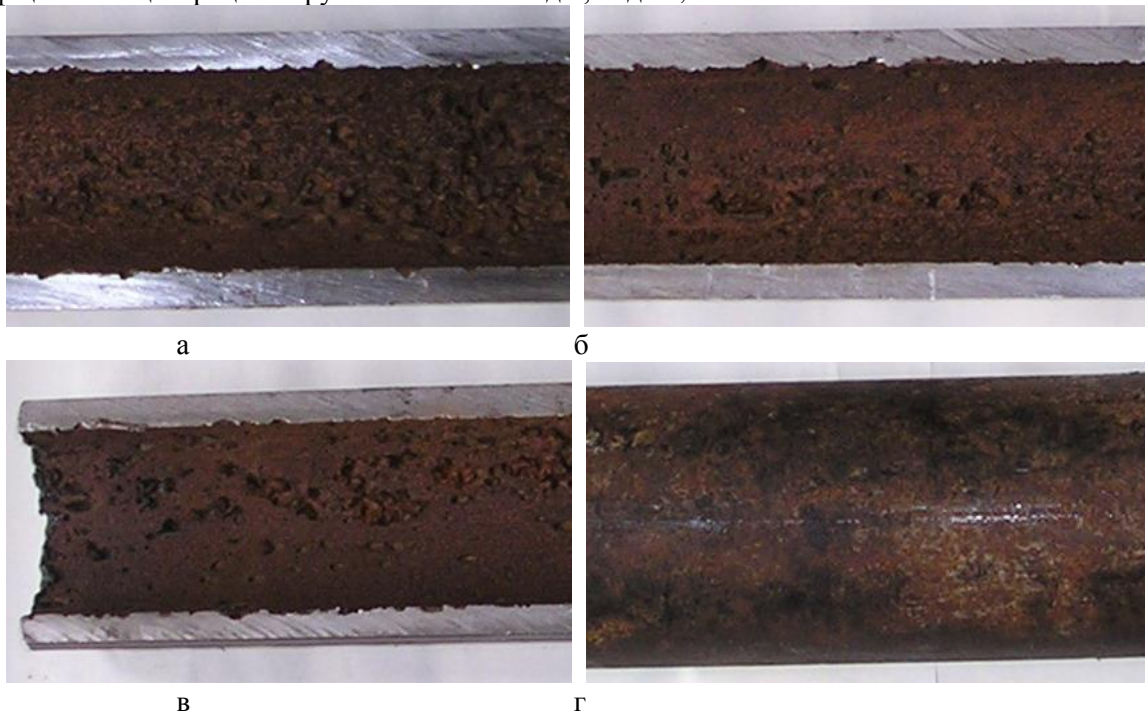


**Рисунок 1 – Схема Східного нафтогазоносного регіону із зазначенням кількості родовищ**

Нами проведено аналіз температурного розподілу по регіону в цілому, та встановлено, що найтеплішою областю в східному регіоні виступає Луганська обл., а найхолоднішою – Сумська.

З урахуванням кількості родовищ по всіх областях було підраховано усереднену температуру повітря в році, що стосуються нафтогазових регіонів з найвищими ризиками утворення гідратних корків. З праці [1] випливає, що найвищі ризики розвитку процесів гідратуутворення зосереджені на родовищах Машівсько-Шебелинського, Північного борту та Глинсько-Солохівського нафтогазоносних районів. Тому, для поглибленого вивчення впливу дії газових гідратів та тривалої експлуатації визначимо ефективний коефіцієнт концентрації.

Для внутрішньотрубної корозії промислових трубопроводів характерною є значна локалізація корозійних процесів з утворенням корозійних пітів та виразок (рис. 2). Теоретичні і експериментальні дослідження показують, що в зоні різкої зміни форми пружного тіла (концентратора), тобто механічні пошкодження (каверни, тріщини, виточки, корозійні ураження), виникають підвищені напруження. Наявність концентраторів напруження суттєво впливає на процес втомного руйнування [2]. Для оцінки впливу концентрації на міцність матеріалу вводиться ефективний коефіцієнт концентрації, який дорівнює відношенню руйнівного навантаження зразка без концентратора до руйнівного навантаження зразка з таким же перерізом з концентратором напружень. У випадку досліджуваних нами вирізок труб залежно від геометрії дефекту ефективний коефіцієнт концентрації напружень становив від 1,41 до 4,32.



**Рисунок 2 – Характер корозійних ушкоджень внутрішньої та зовнішньої поверхонь трубопроводу: а – верхня внутрішня частина; б – нижня внутрішня частина; в – середня внутрішня частина; г – зовнішня поверхня.**

Отже, з отриманих результатів розрахунку коефіцієнтів концентрації випливає, що реальні навантаження в трубі з дефектами, що ініційовані газовими гідратами в декілька разів перевищують номінально-розрахункові, що й зумовило вибір діапазону механічних напружень для втомних та корозійно-втомних випробовувань, результати яких наведені в табл. 1.

**Таблиця 1 – Результати втомних та корозійно-втомних випробовувань**

Вид випробовувань	Різновид зразків	Кількість циклів	
		$\sigma_a = 240$ МПа	$\sigma_a = 400$ МПа
Втомні	контрольний	190000	1904
	після витримки в газовому гідраті	153000	1835
Корозійно-втомні	контрольний	104000	1790
	після витримки в газовому гідраті	92000	1730

## Висновки:

1. Проаналізовано структуру Східного нафтогазоносного регіону за районами та родовищами із структуруванням їх за типами покладів вуглеводнів.
2. Вибрано діапазон рівнів навантажень для втомних випробовувань з урахуванням концентрації напружень.
3. Показано, що внаслідок гідратної корозії довговічність матеріалу труб може зменшуватися до 20%.

## Література

1. Грицанчук А. В. Аналіз небезпек утворення гідратних корків у викидних лініях свердловин / А. В. Грицанчук. // Матеріали науково-практичної конференції "ЕКОГЕОФОРУМ - 2017". – 22-25 березня 2017. – С. 179–181.
2. Андрусак А. В. Методи визначення впливу пошкоджень на працездатність нафтопроводу / А. В. Андрусак. // Фізико-технічні проблеми транспорту та зберігання енергоносіїв. – 2008. – С. 23–25.

УДК 622.279.5

## **ЛАБОРАТОРНА УСТАНОВКА ДЛЯ СТВОРЕННЯ ТВЕРДИХ ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНИХ РЕЧОВИН**

**О.Р. Кондрат, С.М. Петрущак**

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. Україна, 76019, Івано-Франківськ, Карпатська, 15, [rengn@nung.edu.ua](mailto:rengn@nung.edu.ua)*

Однією з важливих проблем в області раціональної розробки газових і газоконденсатних родовищ є підвищення ступеня вилучення газу і газового конденсату із надр. Особливо актуальною ця проблема є при експлуатації газових і газоконденсатних свердловин на завершальній стадії розробки родовищ, що характеризується рядом ускладнюючих факторів. Одним із основних серед яких є значне зростання кількості рідини в продукції свердловини.

Тому, для вирішення завдання забезпечення рівня видобутку газу і газоконденсату важливе значення має підтримка експлуатаційного фонду свердловин у робочому стані. При цьому особлива увага приділяється удосконаленню технологій підвищення продуктивності свердловин, в тому числі: своєчасне видалення рідини із стовбура свердловин, інтенсифікації припливу вуглеводнів до вибою свердловин, ліквідація водопритоків, кріплення привибійної зони пласта і т.д.

По мірі розробки родовища знижується пластовий тиск, в стовбур свердловини починає надходити пластова вода, дебіт газу зменшується і тиск стає недостатнім для її винесення. Вода накопичується на вибої свердловини, створюючи цим самим додатковий протитиск на нижчезалягаючий продуктивний пласт. В результаті створюються умови, при яких виникає самоглушіння свердловини і її зупинка, а зона, розміщена нижче башмака насосно-компресорних труб (НКТ), по суті, перетворюється в «мертву» зону. Своєчасне видалення рідини із свердловин продовжує термін розробки родовища, призводить до збільшення об'ємів газу і конденсату, що видобувається. Ефективність видалення рідини з вибою свердловин за допомогою поверхнево-активних речовин (ПАР), визначається їх піноутворюючими властивостями в умовах свердловини. Враховуючи те, що на вибої може накопичуватися пластова вода різної мінералізації, а в газоконденсатних свердловинах і рідкі вуглеводні, вибір ефективного піноутворювача для таких сумішей є першочерговим завданням.[1]

Подачу піноутворюючих ПАР можна здійснювати як у вигляді різних розчинів, так і у вигляді зразків твердих ПАР. Із цих двох методів більш технологічним є метод централізованої подачі розчину рідких ПАР в свердловини по інгібіторопроводах з установки комплексної підготовки газу (УКПГ) за допомогою дозуючих насосів. В той же час виникає необхідність вибіркового оброблення свердловин шляхом застосування твердих ПАР, наприклад, для інтенсифікації роботи низькодебітних свердловин, які знаходяться на межі самоглушіння. В промисловій практиці подібні свердловини, зазвичай, запускають в роботу шляхом періодичного продування на факел, що