

Міністерство освіти і науки України  
Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»  
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

**МАТЕРІАЛИ**  
**КРУГЛОГО СТОЛУ «ОСНОВНІ ТЕНДЕНЦІЇ РОЗВИТКУ**  
**НАФТОГАЗОВОЇ ГАЛУЗІ – 2024»**



**Полтава, НУПІ, 16 грудня 2024 року**

**УДК 622.2/.6(06)**  
**М34**

Рекомендовано до друку кафедрою нафтогазової інженерії  
та технологій Навчально-наукового інституту нафти і газу  
Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»  
(протокол №13 від 11.02.2025)

Відповідальна за випуск: в.о. завідувача кафедри нафтогазової інженерії та технологій к.т.н., доцент В.І. Дмитренко

**Основні тенденції розвитку нафтогазової галузі – 2024:** збірник матеріалів Круглого столу (16 груд. 2024 р., Полтава). – Полтава: Національний університет імені Юрія Кондратюка, 2025. – 87 с.

*Учасники конференції – аспіранти, магістранти, викладачі – розглядають проблеми і перспективи розвитку нафтогазової галузі для забезпечення енергонезалежності держави.*

*Матеріали подано мовами оригіналів. За викладення, зміст і достовірність матеріалів відповідають автори.*

© Національний університет  
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

**УДК 622.2***Ю.Л. Винников, д.т.н., професор**М.О. Харченко к.т.н., доцент**М.О. Рибалко, к.т.н.**Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

## **ПРОПОЗИЦІЇ ЩОДО ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ УПРАВЛІННЯ ПРОЄКТАМИ БУДІВНИЦТВА СВЕРДЛОВИН НА НАФТУ І ГАЗ**

Сучасні тренди розробки газових родовищ характеризуються необхідністю бурити свердловини великої глибини, а значить у надзвичайно складних гірничо-геологічних і технічних умовах без наявності достатнього досвіду. Також все більшої актуальності набуває похилоскероване і горизонтальне буріння, що призводить до зростання складності проєктів та зростання вірогідності виникнення аварійних ситуацій та аварій.

Ефективне управління проєктами будівництва свердловин та удосконалення нормативної бази є ключовим фактором для забезпечення безаварійного їх спорудження, а також до конкурентоспроможності, оптимального використання ресурсів та досягнення стратегічних цілей організацій. Проте, багато бурових компаній і компаній-операторів нафтогазовидобутку стикаються з проблемами недосконалості існуючих систем управління, таких як низька адаптивність, слабка інтеграція сучасних технологій і недостатня аналітична підтримка прийняття рішень. Тому вдосконалення системи управління проєктами, зокрема через впровадження цифрових інструментів, гнучких методологій та підвищення рівня професійної підготовки фахівців з буріння, є актуальним завданням гірництва та нафтогазових технологій.

Контроль технологічних операцій при спорудженні свердловини виконується буровим супервайзером, а також деякі процеси і конструкції передбачають геофізичні випробування, і випробування тиском, лабораторні випробування бурового розчину, тампонажного розчину, кернового матеріалу і т.і. Ці дані дуже часто призводять до необхідності перегляду передбачених проєктом технологічних і конструктивних рішень щодо спорудження свердловини. Тобто буріння свердловин це такий процес, який дуже важко якісно виконувати лише за умови дотримання проєктної документації, оскільки багато рішень доводиться коригувати за

даними оперативної інформації, яка отримується в результаті спорудження свердловини.

В [1] передбачено таку процедуру як авторський нагляд за спорудженням свердловини і коригування проектної документації залежно від фактичних гірничо-геологічних умов. Але вимоги до проектних організацій і фахівців, які мають право виконувати авторський нагляд за спорудженням свердловин відсутні. При цьому частка дефектних закінчених будівництвом свердловин сягає десятків відсотків. Тому в більшості випадків потреба в їх ремонті виникає вже після кількох років експлуатації та витрати на підтримання технічного стану свердловин досягають 20% щорічних сумарних витрат компаній-операторів нафтогазовидобутку. Звідси випливає, що покращення якості свердловин і, як наслідок, скорочення витрат на підтримання їх технічного стану – це важливий резерв підвищення прибутковості нафтогазових компаній.

В [1] регламентовано, що за якість виконаних робіт відповідає бурове підприємство (підрядник), а контроль за цим покладено на користувача надрами (замовника). Повноцінної процедури яким саме чином це виконувати також в нормативних документах не прописано. Відсутнє вичерпне поняття що відноситься до якості свердловини. Це лише функціональність свердловини? Це її відповідність проектним параметрам? Всі ці питання наразі відкриті і кожна окрема компанія самостійно їх вирішує у відповідності із своїм баченням, досвідом.

Рівень надійності свердловини на етапі проектування залежить від достовірності вишкувальної інформації (в основному геологічних даних), рівня кваліфікації групи інженерів-проектувальників, рівня контролю якості проектних рішень (експертиза проектної документації). При цьому наразі в Україні відсутня система підвищення кваліфікації інженерів-проектувальників, системи їх сертифікації, а також відсутності системи експертизи проектної документації в частині контролю якості проектних рішень по технології буріння нафтогазових свердловин.

До розробників проектної документації і до представників технічного нагляду (бурового супервайзингу) відсутні чітко сформульовані вимоги. Ці вимоги розробляє кожен замовник окремо. Це призводить до відсутності прозорості щодо вибору проектної організації, фахівців для бурового супервайзингу, до незрозумілих наслідків за неякісно виконані роботи (все це регулюється лише договірною документацією), до відсутності прозорого розуміння фаховості виконавців цих робіт тощо. Все це в свою чергу

### *ОСНОВНІ ТЕНДЕНЦІЇ РОЗВИТКУ НАФТОГАЗОВОЇ ГАЛУЗІ – 2024*

ускладнює правильне управління проектами і збільшує ризики помилок на різних етапах будівництва свердловин. За умов ускладнення умов будівництва свердловин відсоток помилок вірогідно буде зростати.

Для досягнення необхідного рівня надійності свердловин потрібно також підвищувати якість проектних рішень, а для цього є сенс розробити професійний стандарт для інженерів-проектувальників щодо буріння свердловин, а також для експертів в частині експертизи розробленої проектувальниками проектної документації. Тому пропонується розробити професійний стандарт «Інженер-проектувальник з буріння», в якому рекомендується передбачити наступні кваліфікаційні рівні:

1) Інженер-проектувальник з буріння II категорії – має право розробляти проекти буріння свердловин на нафту і газ під керівництвом інженера-проектувальника I категорії або провідного інженера-проектувальника; присвоюється кваліфікація при наявності освітньої кваліфікації магістр «Гірництва і нафтогазових технологій» або освітньої кваліфікації бакалавр «Гірництва і нафтогазових технологій» з досвідом роботи у проектній буровій організації не менше 2-х років;

2) Інженер-проектувальник з буріння I категорії – має право самостійно розробляти проекти буріння свердловин на нафту і газ глибиною до 4500 м або під керівництвом провідного інженера-проектувальника глибоких свердловин на нафту і газ глибиною понад 4500 м; присвоюється кваліфікація при наявності освітньої кваліфікації магістр «Гірництва і нафтогазових технологій» та/або кваліфікаційного сертифікату інженер-проектувальника з буріння II категорії, а також досвіду проектування свердловин на нафту і газ не менше 3-х років;

3) Провідний інженер-проектувальник з буріння – має право самостійно розробляти проекти буріння свердловин на нафту і газ; присвоюється кваліфікація при наявності кваліфікаційного сертифікату інженер-проектувальник з буріння I категорії і досвіду проектування свердловин на нафту і газ не менше 5-ти років;

4) Експерт з буріння – має право проводити експертизу проектів буріння свердловин на нафту і газ; присвоюється кваліфікація при наявності кваліфікаційного сертифікату провідного інженера-проектувальника з буріння або кваліфікаційного сертифікату бурового супервайзера або кваліфікаційного сертифікату інженера з буріння, та наявності досвіду проектування або супервайзингу або керуванням спорудження свердловин на нафту і газ не менше 5-ти років.

*ОСНОВНІ ТЕНДЕНЦІЇ РОЗВИТКУ НАФТОГАЗОВОЇ ГАЛУЗІ – 2024*

Для підвищення рівня надійності свердловин на етапі їх будівництва є сенс розробити професійний стандарт «Буровий супервайзер». При цьому слід передбачити мінімум два рівні кваліфікації. Зокрема:

1) Буровий супервайзер I категорії – має право самостійно контролювати спорудження свердловин на нафту і газ глибиною до 4500 м або під керівництвом провідного бурового супервайзера глибоких свердловин на нафту і газ глибиною понад 4500 м; присвоюється кваліфікація при наявності освітньої кваліфікації магістр «Гірництва і нафтогазових технологій» та/або кваліфікаційного сертифікату інженер-проектувальника з буріння I категорії чи вище або кваліфікаційного сертифікату інженера з буріння;

2) Провідний буровий супервайзер – має право самостійно контролювати спорудження свердловин на нафту і газ; присвоюється кваліфікація при наявності кваліфікаційного сертифікату бурового супервайзера I категорії або кваліфікаційного сертифікату провідного інженер-проектувальника з буріння, та наявності досвіду супервайзингу або керуванням спорудження свердловин на нафту і газ не менше 5-ти років.

Таким чином, щоб підвищити ефективність управління проектами будівництва свердловин і досягнути необхідний рівень їх надійності рекомендовано:

1. Сформулювати чіткі вимоги щодо нормативного рівня надійності свердловини на всіх етапах її життєвого циклу в нормах.

2. Розробити (адаптувати / гармонізувати) норми щодо проектування, спорудження та експлуатації свердловин.

3. Розробити (адаптувати / гармонізувати) норми щодо якості матеріалів, деталей і конструкцій, а також бурового обладнання й інструменту, які використовують для спорудження та експлуатації свердловин.

4. Розробити вимоги щодо сертифікації та підвищення кваліфікації всіх учасників реалізації бурових проектів. А саме, розробити і затвердити професійні стандарти «Інженер-проектувальник з буріння», «Буровий супервайзер».

5. Розробити чіткі процедури щодо проектування, експертизи, будівництва та експлуатації свердловин.

*Література*

1. *Правила розробки нафтових і газових родовищ. Затверджено Міністерством екології та природних ресурсів України 15.03.2018 № 118.*

УДК 622.276.63

Є.О. Басанець, магістрантка

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

## ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ПРИПЛИВУ ВУГЛЕВОДНІВ ЗА ДОПОМОГОЮ СОЛЯНО-КИСЛОТНОЇ ОБРОБКИ

У процесі первинного розкриття продуктивного розрізу відбувається порушення природної рівноваги флюїдонасичення продуктивних пластів. Змінюється характер насичення порового простору порід у привибійній зоні внаслідок проникнення фільтрату, твердої фази промивальних, тампонажних і технологічних рідин, також мають місце інші процеси, зумовлені фізико-хімічною взаємодією вказаних компонентів з породою і пластовими флюїдами. Вплив перелічених чинників призводить до погіршення природних фільтраційних властивостей порід. Збереження природних властивостей продуктивних пластів, а в багатьох випадках штучне їх покращення, є надзвичайно важливим питанням буріння, ремонту і відновлення свердловин, оскільки саме отримання максимально можливої кількості продукції є кінцевим результатом, за яким визначають ефективність геологорозвідувальних робіт на нафту і газ [1].

Соляно-кислотна обробка (СКО) застосовується найчастіше через простоту технології, наявність сприятливих умов для її застосування і високу ефективність. Вона застосовується при наявності карбонатних колекторів чи пісковиків з карбонатним цементом, також застосовується для очищення привибійної зони від забруднення в нагнітальних свердловинах, для розчищення відкладів солей і очищення від глини, цементу та ін. [2].

В основу дослідження покладено аналіз впливу розчину на основі соляної кислоти на фільтраційно-ємнісні характеристики пластів.

Для вивчення було обрано зразки керну, які за своїми фізико-літологічними та фільтраційно-ємнісними характеристиками подібні на керновий матеріал зі свердловини Сахалінського НГКР, а дослідження було виконано за допомогою установки УДПКПУ, розробленої спеціалістами ДП «Укрнаукагеоцентр» (рис. 1). Всі дослідження проводилися згідно регламенту проведення робіт та блок-схеми, в якому вказуються всі роботи, які плануються провести при дослідженні зразку керну та їх послідовність з

**СЕКЦІЯ «РОЗРОБКА РОДОВИЩ ТА ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ»**

визначення конкретних операцій та параметрів при кожному пункті в процесі виконання.

У результаті виконаних досліджень встановлено, що розчин інтенсифікації на основі соляної кислоти ( $\text{HCl} + \text{HBF}_4$ ) негативно впливає на досліджувані зразки кернавого матеріалу, погіршуючи його фільтраційно-ємнісні властивості в декілька разів.

Отже, однією з причин зниження продуктивності свердловин є кольматація привибійної зони в процесі закінчення свердловин при бурінні та капремонті, накопичення рідини на вибії через недостатню швидкість газорідного потоку для його виносу на поверхню. Соляно-кислотна обробка – один із шляхів запобігання кольматації пласта. Ефективність СКО може бути змінена за допомогою додавання інших кислотних композицій до класичних рецептур.



*Рисунок 1 – Установа по дослідженню проникності керну в пластових умовах (УДПКПУ)*

*Література*

- 1. Методика тестування ефективності соляно-кислотних обробок порідколекторів (на прикладі нижньопермських відкладів Дніпровсько-Донецької западини) / В.М. Владика, М.Ю. Нестеренко, Р.С. Балацький, Т.В. Здерка // Наук. вісн. Івано-Франків. нац. техн. ун-ту нафти і газу. – 2013. – № 2. – С. 103 – 110.*
- 2. Петруняк М.В. Хімічні методи дії на привибійну зону пласта / М.В. Петруняк, В.Ю. Гризодуб // Тези 74-ї наукової конференції професорів, викладачів, наукових*

працівників, аспірантів та студентів Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» (Полтава, 25 квітня–21 травня 2022 р.). – Полтава : НУПП імені Юрія Кондратюка, 2022. – Т. 2. – С. 103–104.

3. COY 73.1-41-08.11.09:2007. *Визначення параметрів порового простору порід-колекторів. Методичні вказівки.* – К.: Держгеолслужба України.

4. Sayed, M. A. *A New Emulsified Acid to Stimulate Deep Wells in Carbonate Reservoirs: Coreflood and Acid Reaction Studies [Электронный ресурс]* / M. A. Sayed., H. A. Nasr-El-Din., J. Zhou., L.Zhang and S. Holt. SPE 151062, *The North Africa Technical Conference and Exhibition. 2012.* Режим доступу: <https://doi.org/10.2118/151062-MS>.

5. Sayed, M. A. *A New Emulsified Acid to Stimulate Deep Wells in Carbonate Reservoirs [Электронный ресурс]* / M. A. Sayed., H. A. Nasr-El-Din., J. Zhou., S. Holt and H. Al- Malki. SPE 151061, *international symposium and exhibition on formation damage control. 2012.* Режим доступу: <https://doi.org/10.2118/151061-MS>.

**УДК 622.279:622.276.42**

*Т.М. Бугрова, к.т.н., доцент*

*Т.Г. Власенко, магістрант*

*К.А. Фисуненко, магістрант*

*А.В. Буньковський, магістрант*

*Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

## **ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ДОРІЗРОБКИ ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ ВИТІСНЕННЯ ЗАЛИШКОВОГО ПРИРОДНОГО ГАЗУ АЗОТОМ**

Велика кількість газових родовищ України значною мірою виснажена, окремі з них перебувають на завершальній стадії видобутку газу. Виснажені родовища природних газів ще мають значні залишкові запаси вуглеводнів. Згідно із результатами досліджень і промисловими даними про розробку родовищ за газового режиму у пласті може залишатися до 10-15 % газу від початкових запасів.

Проблемі витіснення залишкового газу з виснаженого газового покладу неуглеводневими газами присвячена значна кількість лабораторних і теоретичних досліджень [1]. Можливість використання неуглеводневих газів у промисловості розглядалась ще у 10-20-х роках минулого століття. Неуглеводневі гази знаходять все більше застосування у нафтогазовій галузі. Їх використовують у промислових масштабах для підтримання

**СЕКЦІЯ «РОЗРОБКА РОДОВИЩ ТА ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ»**

пластового тиску у нафтових покладах або як замітник буферного газу на підземних газосховищах [2].

Результати лабораторних досліджень з витіснення природного газу неуглеводневими газами з горизонтальних однопластових та двопластових моделей пласта з різним розміщенням низькопроникного прошарка (верхнім або нижнім) за наявності непроникної перетинки між прошарками або їх взаємодії безпосередньо чи через дротяну сітку між ними свідчать про високу технологічну ефективність цього методу підвищення кінцевого коефіцієнта газовилучення [1]. З усіх досліджених неуглеводневих газів найбільшою витіснювальною здатністю характеризується діоксид вуглецю, який у пластових умовах має більшу густину і в'язкість порівняно з метаном, а також має високу розчинність у пластовій воді. Тому він пізніше надходить у видобувні свердловини, ніж

інші неуглеводневі газу. Коефіцієнт витіснення газу діоксидом вуглецю в окремих дослідах досягав значень 81-97,4 %. Деяко нижчими, але досить високими витіснювальними властивостями характеризуються димові газу та азот.

Згідно з результатами математичного моделювання процесу витіснення залишкового природного газу з виснаженого газового покладу діоксидом вуглецю коефіцієнт газовилучення буде тим більший, чим за меншого тиску здійснюється нагнітання неуглеводневого газу в пласт. Проте витіснення залишкового газу з виснаженого газового покладу неуглеводневим газом після зниження пластового тиску до мінімального тиску, який відповідає гранично рентабельному річному видобутку газу, не завжди може бути доцільним через низькі дебіти свердловин.

Висновки: раціональним є використання азоту як неуглеводневого газу [3, 4]. Його можна отримати з повітря в будь-якому нафтогазовидобувному районі із допомогою установок мембранного, адсорбційного або кріогенного типів, що випускаються промисловістю. Тому у дослідженнях для витіснення залишкового природного газу з виснаженого газового покладу використано азот.

*Література*

1. SPE 94129. CO<sub>2</sub> Injection for Enhanced Gas Recovery and Geo-Storage: Reservoir Simulation and Economics / A. Al-Hasami, S.R. Ren, SPE, and B. Tohidi, SPE, Inst. of Petroleum Engineering, Heriot Watt U.

**СЕКЦІЯ «РОЗРОБКА РОДОВИЩ ТА ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ»**

2. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Хайдарова Л.І. Видобування залишкового природного газу з виснажених газових покладів нагнітанням азоту. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2019. № 2(71). С. 20-29. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2019-2\(71\)-20-29](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2019-2(71)-20-29)

3. Kondrat R.M., Khaidarova L.I. Enhanced gas recovery from depleted gas fields with residual natural gas displacement by nitrogen. Науковий вісник Національного гірничого університету. 2017. № 5. С.23-28.

4. Кондрат О.Р. Гедзик Н.М. Дослідження впливу адсорбційних процесів на розробку родовищ природних газів з низько проникними колекторами. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2014. № 4(53). С.7-17.

**УДК 622.279:622.276.66**

*О.В. Михайловська, к.т.н., доцент*

*І.О. Ващенко, магістрантка*

*Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

**ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ ПІДВИЩЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ  
ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН З ВИКОРИСТАННЯМ ГРП**

Процес гідравлічного розриву пласта є найбільш затребуваним і ефективним методом інтенсифікації роботи як видобувних, так і нагнітальних свердловин. [1] ГРП дозволяє не тільки збільшити видобуток запасів, але і суттєво долучити до розробки слабкодреновані зони і, відповідно, досягнути більш високих нафто- і газовіддачі. [2]

Об'єктом дослідження є реальне газоконденсатне родовище, що розташоване в Україні. Дане родовище відкрите в 1990 році параметричною свердловиною №671, введено в промислово-дослідну розробку у грудні 1995 року. На родовищі поклади газу і конденсату виявлені в пачках пісковиків регіональних відкладів М-1 та М-5, причому тільки для першого горизонту доведений промисловий характер продуктивності.

Провівши аналіз родовища встановлено, що свердловина 1 ліквідована за геологічними умовами; у свердловині №2 обірвані НКТ і має незначні дреновані запаси, які здатна видобути сама; свердловина №52 технічно несправна. На свердловинах №№3б і с, 4, 50, 55, 671 проведено ГРП. Отже, з нинішнього фонду свердловин перспективними для гідророзриву є свердловини №№5 і 54.

**СЕКЦІЯ «РОЗРОБКА РОДОВИЩ ТА ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ»**

ГРП на родовищі почали застосовувати з 2018 року. Надрокористувачем за час розробки родовища з метою інтенсифікації видобутку вуглеводнів проведено 5 свердловино-операцій з гідророзриву пластів на 5-х свердловинах.

Проаналізувавши всі свердловини, на яких проводилися операції ГРП встановлено, що збільшення видобутку відбулося в середньому в 4,6 разів (табл. 1).

Таблиця 1 – Порівняння продуктивної характеристики роботи свердловин до та після ГРП

Свердловина	Тип свердловини	Початок експлуатації	Протестовано після буріння	Денний базовий дебіт до ГРП	Плановий початковий добовий дебіт газу	Плановий початковий добовий приріст дебіту	Фактичний початковий добовий стабілізований дебіт газу після ГРП	Фактичний початковий добовий приріст дебіту (стабілізований)	Накопичений приріст дебіту газу після ГРП	В скільки разів збільшення
671	Пошукова	14.06.2018		19 000	100 000	81 000	105 000	86 000	105,240	5,5
4	У бурінні	24.09.2018	-	94087	250 000	-	432 803	338716	423,909	4,6*
3bis	Пошукова	03.05.2020		10 099	36 098	25 999	51 010	40 911	51,064	5,1
50	Пошукова	05.04.2021		16 387	44 200	27 813	70 364	53 977	58,851	4,3

У рамках дослідження для проведення розрахунку та прогнозу видобутку використано пакет програмного забезпечення Petex IPM (Prosper, MBAL).[3] На графіках представлена динаміка прогнозованого видобутку газу після ГРП на свердловинах-кандидатах №5 (рис. 1) і №54 (рис. 2) на наступні 5 років.

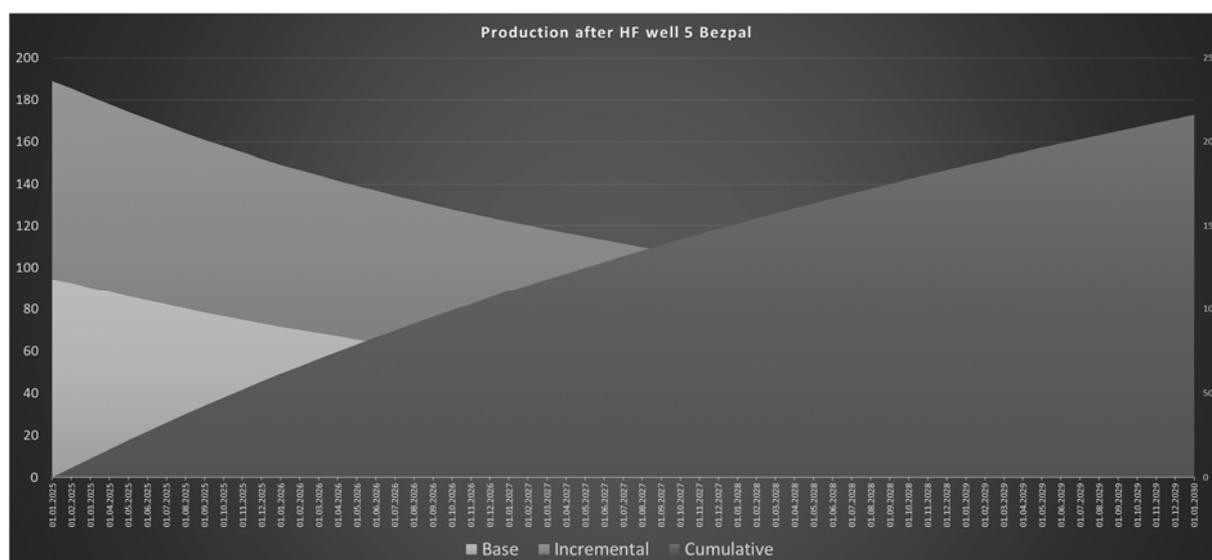


Рисунок 1 – Результати прогнозування видобутку газу після ГРП на свердловині №5

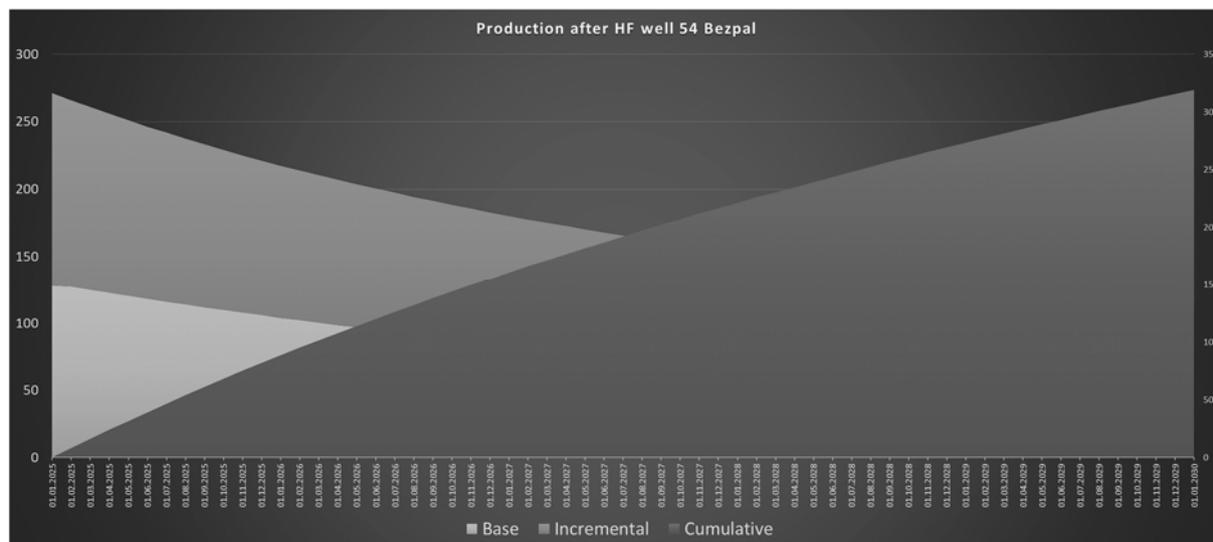


Рисунок 2 – Результати прогнозування видобутку газу після ГРП на свердловині №54

За результатами моделювання ГРП на двох свердловинах-кандидатах розрахована економічна складова цих заходів. Економічні показники свердловини №5: IRR = 432,5%, NPV = 13,35 млн. дол.; свердловини №54: IRR = 703,3%, NPV = 19,858 млн. дол.

За підсумками дослідження можна зробити висновок, що свердловини №№ 5 і 54 є перспективними для проведення ГРП, на них рекомендовано виконати замір КВТ глибинним манометром.

#### Література

1. Zendejboudi S., Bahadori A. *Shale Oil and Gas Handbook: Theory, Technologies, and Challenges*; Gulf Professional Publishing, 2017. – 415 p. – ISBN: 978-0-12-802100-2.
2. Uddameri V., Morse A., Tindle K.J. (Eds.) *Hydraulic Fracturing Impacts and Technologies: A Multidisciplinary Perspective*; CRC Press, 2016. – 303 p. – ISBN 978-1-4987-2121-9.
3. Bunger A.P., McLennan J., Jeffrey R. (eds.) *Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing*; InTech, 2013. – 1070 p. – ISBN: 978-953-51-1137-5.

УДК 622.276.64

*Т.М. Бугрова, к.т.н., доцент**Є.М. Стеблина, магістрант**А.Е. Ватуля, магістрант**Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

## **ДОСЛІДЖЕННЯ ВИТІСНЕННЯ ЗАЛИШКОВОЇ НАФТИ З МОДЕЛЕЙ ОБВОДНЕНИХ НАФТОВИХ ПЛАСТІВ ІЗ ВИКОРИСТАННЯМ ПОВЕРХНЕВИХ РЕЧОВИН**

**Актуальність.** При розробці обводнених нафтових пластів значна частина залишкової нафти залишається у пласті через складність витіснення її з пористих середовищ. Однією з основних причин є високий міжфазний натяг між водою та нафтою, що ускладнює їхній рух. Використання поверхнево-активних речовин (ПАР) дає змогу знижувати міжфазний натяг і покращувати змочуваність порід, що сприяє витісненню залишкової нафти. Дослідження ефективності застосування ПАР у моделюванні витіснення нафти є актуальним завданням для підвищення нафтовилучення, особливо на етапах пізньої розробки родовищ.

**Метою роботи** є дослідження впливу поверхнево-активних речовин (ПАР) на процес витіснення залишкової нафти з моделей обводнених пластів.

**Досягнення поставленої мети роботи** було реалізовано шляхом виконання таких завдань:

- зібрати, проаналізувати та узагальнити інформацію про нафтові пласти, залишкову нафту та вплив дії ПАР на неї;
- дослідити витіснення залишкової нафти з моделей обводнених нафтових пластів із використанням поверхневих речовин;
- надати характеристику отриманим результатам та проаналізувати поведінку залишкової нафти під впливом ПАР.

**Методика та організація дослідження.** Дослідження проводиться за допомогою експериментального моделювання процесів витіснення нафти із зразків порід. Методика включає:

- 1) Підготовку моделей пористого середовища. Використовуються лабораторні моделі, що імітують пластові умови. Зразки гірських порід насичуються водою та синтетичною нафтою з дотриманням умов,

характерних для обводнених пластів, яку готують з подрібненої зневодненої та дегазованої сирової нафти (в'язкість 1,76 мПа·с при 55 °С) і газу в об'ємному співвідношенні 3:2. В'язкість становить 2,35 мПа·с. Значення рН пластової води становить 5,75, з високим  $\text{Cl}^-$ , високим  $\text{Ca}^{2+}$ , високим  $\text{Mg}^{2+}$  і високою солоністю 44 590 мг/л.

2) Вибір і підготовка ПАР. Для дослідів використано 13 поверхнево-активних речовин (AES, CAB, CHSB, LAB, OA-12, LAO, AEO, KD-2, BS-12, BS 14-16, 1227, WLW та XBS), що вибрано на основі їх розчинності у пластовій воді. Усі розчини поверхнево-активних речовин готують із синтетичної пластової води з концентрацією 0,3% мас.

**Результати досліджень:** використання ПАР дозволило знизити міжфазний натяг до 40 – 60%, що сприяло збільшенню нафтовилучення на 20 – 30% у порівнянні з контрольними групами. Спостерігалось покращення змочуваності поверхонь порід, що сприяло більш рівномірному розподілу рідини у пласті.

**Висновок.** У роботі представлено експериментальне дослідження закачування поверхнево-активної речовини для підвищення продуктивності пластів у пісковикових обводнених колекторах. Основні спостереження підсумовані таким чином:

Використання поверхнево-активних речовин є ефективним методом для підвищення нафтовилучення з обводнених пластів.

Застосування ПАР знижує міжфазний натяг і покращує змочуваність порід, що сприяє витісненню залишкової нафти навіть у складних пластових умовах.

Результати досліджень можуть бути використані для оптимізації методів розробки старих родовищ із високим ступенем обводнення.

Впровадження ПАР на етапі пізньої розробки родовищ може забезпечити економічно вигідне збільшення нафтовилучення і скорочення втрат нафти у пласті.

#### *Література*

1. Мороз Л.Б. Дослідження витіснення залишкової нафти з моделей обводнених нафтових пластів із використанням поверхневих речовин / Л.Б. Мороз, А.В. Угриновський // *The XXII th international scientific and practical conference «Theoretical foundations for the implementation and adaptation of scientific achievements in practice» (22 – 23 June, 2020). Helsinki, Finland 2020.*

2. Мороз Л.Б. Огляд впроваджень технологій з інтенсифікації видобування нафти і збільшення нафтовилучення на родовищах світу / Л.Б. Мороз // Фізико-технічні проблеми видобування енергоносіїв. Нафтогазова енергетика. 2014. № 1(21). – С. 22 – 31, ISSN 1993-9868.

3. Купер І.М. Причини обводнення свердловин у ранній період / І.М. Купер // Матеріали XXIII міжнародної науково-практичної інтернет-конференції «Проблеми та перспективи розвитку науки на початку третього тисячоліття у країнах Європи та Азії»: Зб. наук. праць. – Переяслав-Хмельницький, 2017. – 332 с.

**УДК 622.276.43:622.276.42**

*В.А. Берсим, магістрант*

*О.П. Лижнюк, магістрант*

*О.В. Михайловська, к.т.н., доцент*

*Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

## **ПІДВИЩЕННЯ ВИДОБУТКУ ШЛЯХОМ ВПРОВАДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ВОДОГАЗОВОГО ВПЛИВУ НА ПЛАСТИ**

У даний час зростає інтерес до технології водогазового впливу (ВГВ) на нафтові пласти із застосуванням технологій заводнення та закачування в пласт вуглеводневого газу.

На даний час заводнення – один із основних методів розробки нафтових родовищ, але його можливості обмежені внаслідок фізичних явищ процесу. Коефіцієнт нафтовіддачі при заводненні не перевищує 0,3 – 0,5 балансових запасів залежно від пластових умов. Його можна збільшити, якщо заводнення здійснюється за наявності у пласті вільної газової фази. Газовий метод впливу на нафтові пласти вважається перспективним і широко використовується за кордоном.

Однак є недоліки методу, з причини можливого потрапляння газу у видобувні свердловини через різницю в рухливості нафти і газу. Тому доцільно разом із газом закачувати у пласт воду. Спочатку метод ВГВ реалізовувався через почергове закачування в пласт води та газу. У деяких роботах запропоновано закачувати воду та газ у пласт не облямівками, а у вигляді суміші попутного газу або газу, який утворюється при розгазуванні нафти у процесі її промислової підготовки.

Це дозволяє відмовитися від його спалювання на факелах. До

**СЕКЦІЯ «РОЗРОБКА РОДОВИЩ ТА ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ»**

теперішнього часу техніка та методики, що використовується при водогазовій дії, не дозволяли досягти високої рентабельності розробки. Для успішного застосування водогазової дії потрібно провести дослідження витіснення нафти дрібнодисперсною водогазовою сумішшю.



*Рисунок 1 – Оглядова карта Прокопенківського нафтового родовища [1]*

Пошуково-розвідувальні роботи на Прокопенківській площі (рис. 1) проводились протягом 1975 – 1978 років. 18 лютого 1976 року було завершено буріння пошукової свердловини №1, з якої при випробуванні було отримано промисловий приплив нафти. За період розробки Прокопенківського родовища було пробурено 9 свердловин.

У пробну експлуатацію свердловина №1 була введена в серпні 1976 року відповідно горизонту В-16.

Для підтримання пластового тиску було впроваджено площове заводнення (вода нагніталась в основному в інтервали гор. В-16. Знову ж таки через складну геологічну будову забезпечити якісне заводнення пластів не вдалось. В основному реалізоване заводнення пластів проявило себе в тому, що вдалось стабілізувати величини пластового тиску в основних покладах на рівні 25 – 27 МПа. Встановлено, що одним з перспективних способів підвищення нафтовіддачі в карбонатних колекторах є водогазовий ефект. При регулюванні роботи експлуатаційних свердловин обводнення нерівномірних колекторів відбувається поступово. Крім того, за рахунок перерозподілу фільтраційних потоків і пружною енергії пласта збільшується дебіт нафтової свердловини (порівняно з варіантом зі стаціонарною роботою свердловин).

*Література*

1. Атлас родовищ нафти і газу України // гол. ред. М. М. Іванюта. – Львів: Центр Європи, 1998. – Т. II. – 924 с.
2. Юрків М.І. Фізико-хімічні основи нафтовилучення. – Львів, 2008. – 374 с.

УДК 622.24

*Е.О. Гагарін, студент**Ю.І. Ковальчук, к.т.н., доцент**Київський національний університет будівництва і архітектури**М.А. Кириченко, магістрант**Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

## **МОЖЛИВОСТІ НАРОЩУВАННЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ ПРИ ГОРИЗОНТАЛЬНОМУ БУРІННІ В УКРАЇНІ**

Буріння для видобутку рідких і газоподібних корисних копалин існує досить давно. Сучасна історія буріння починається з кінця ХІХ – початку ХХ століття, на сьогоднішній день одним із найбільш сучасних і технологічно складних видів буріння є горизонтальне буріння (ГБ). Горизонтальні свердловини (ГС) широко застосовуються через значне виснаження старих, вже розроблених, родовищ, а вивченню проблем похило-скерованих і горизонтальних свердловин зараз присвячується багато досліджень.

В Україні до важковидобувних відносяться понад 72 % запасів нафти, 10 – 15 % запасів природного газу. Близько 45 % газових родовищ мають початкові видобувні запаси менше за 1 млрд. м<sup>3</sup>, 88 % нафтових родовищ мають запаси менше 1 млн. т. і за класифікацією відносяться до «дуже дрібних» [1]. Вуглеводневі родовища за часи свого існування зазнали великого виснаження легкодоступних запасів, залишаючи, здебільшого, залишкові запаси вуглеводнів у важкодоступних, слабкодренованих і низькопроникних зонах (болота, гірські масиви, водойми тощо). Багато українських родовищ перебуває на завершальній стадії розробки і володіють низькими дебітами. Саме тому, розвиток технологій горизонтального буріння в Україні має посідати одне з найпріоритетніших місць.

В Україні буріння похило-скерованих свердловин (ПСС) було розпочато в 1957 р. на Бориславському родовищі за глибин у 2800 – 2900 м. Дебіти такого нового типу свердловин вже тоді в декілька разів перевищували дебіти вертикальних [2]. У чорноморському басейні горизонтальне буріння поки що не зазнало широкого застосування за багатьох причин, проте потенційно дозволяє розробити великі поклади

*СЕКЦІЯ «РОЗРОБКА РОДОВИЩ ТА ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ»*

Українського морського шельфу. На українському шельфі Чорного та Азовського морів розвідано значні запаси корисних копалин, зокрема до 1583,5 млрд. куб. метрів природного газу і до 409,8 млн. тонн сирової нафти, що становить понад 30 відсотків загальних запасів вуглеводнів України [3].

Горизонтальне буріння також суттєво змінило принципи розробки великих важкодоступних і глибоководних покладів вуглеводнів, забезпечуючи максимальний контакт з продуктивним горизонтом і зменшуючи таким чином кількість необхідних свердловин для видобування значних обсягів вуглеводнів. ГБ застосовується і для покращення видобутку з вже існуючих вертикальних свердловин, метод дозволяє суттєво збільшити ефективність видобутку нафти та газу у глибоководних і сланцевих покладах, реабілітуючи таким чином чисельні родовища України, розробка яких до цього вважалася недоречною та неефективною, максимізуючи видобуток нафти і газу без необхідності буріння нових свердловин, що є економічно доречним. Але сам метод потребує складних технічних рішень і спеціального обладнання.

Розробка промивальних рідин під такі задачі – один з найважливіших напрямків інвестування та розвитку в нафтогазовій галузі України. Проблеми стійкості гірських порід, накопичення шару осаду, утворення дюн на нижній стінці свердловини і винесення шламу на поверхню при буріння горизонтальних свердловин не можуть бути вирішені при використанні традиційних глинистих промивальних рідин [4].

В цих умовах максимально актуальним є внутрішнє і іноземне фінансування робіт, впровадження сучасних вітчизняних розробок у нафтогазову галузь України, широке фінансування розробки сучасних бурових промивальних рідин і науково-дослідницьких робіт у цій галузі.

*Література*

1. Карпенко О. До прогнозу освоєння вуглеводневих ресурсів східної частини ДДЗ / О. Карпенко, В. Михайлов // Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. 2015. С.49 – 54.

2. Кунцяк Я.В. Експериментальні та промислові дослідження і прогнозування стійкості стовбурів горизонтальних свердловин у нестійких породах / Я.В. Кунцяк, Р.Я. Кунцяк // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. 2011. № 1 (38). – С. 62 – 68.

3. Кабінет Міністрів України від 7 жовтня 2009 р. № 1307. Про затвердження Морської доктрини України на період до 2035 року.

4. Розробка та впровадження комплексу технічних засобів і технологій буріння похило-скерованих і горизонтальних свердловин (для умов нафтогазових родовищ України) : дис. ... д-ра техн. наук : спец. 05.15.10 «Буріння свердловин» : Дата захисту 04.07.13 / Я. В. Кунцяк. - Івано-Франківськ, 2013. - 388 с.

**УДК 622.276.1**

*Є.В. Фуртас, магістрант*

*О.В. Смірнов, магістрант*

*О.В. Михайловська, к.т.н., доцент,*

*Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

## **ОСНОВНІ ПРИЧИНИ ЗНИЖЕННЯ ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПЛАСТА**

Дебіт свердловини багато в чому залежить від стану привибійної зони і пласта (ПЗП), її фільтраційних характеристик. Навіть несуттєва зміна проникності або погіршення стану свердловини, може значно знизити продуктивність свердловини.

Гідродинамічний зв'язок пласта зі свердловиною відбувається через привибійну зону пласта.

Високий опір фільтрації може бути обумовлений властивостями пласта, способом відкриття та навіть факторами, що викликають часткове блокування мікроканалів і, таким чином, зниження проникності пласта.

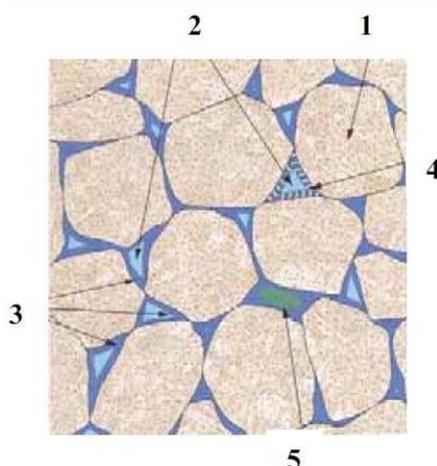
Фактори, що підвищують опір фільтрації ПЗП [1]:

- низька проникність пласта;
- відсутність гідродинамічного зв'язку породи колектору;
- погіршення фільтраційних властивостей пласта ПЗП.

Будова породи-колектору представлена на рис. 1.

При плоско-радіальній фільтрації рідин у продуктивному пласті площа поверхні фільтрації зменшується, а швидкість збільшується по мірі наближення до свердловини (для постійної сумарної витрати).

У високопроникних пластах цей опір істотно не впливає на досягнення дебітів у стовбурі свердловини. Низька проникність може зменшити потік свердловини, особливо в пластах з аномально низьким пластовим тиском, де великі депресії на один пласт неможливі.



*Рисунок 1 – Зразок породи-колектору піщаника:*

*1 – зерна піщаника; 2 – вільна вода; 3 – капілярно-зв'язана вода;  
4 – вода, що утримується глинистими часками; 5 – нафта.*

У цих умовах необхідні заходи для посилення припливу рідини для підвищення проникності привибійної зони пласта. Надходження рідини в реальний стовбур свердловини є гідродинамічно повним, оскільки викривлення та потовщення ліній потоку створюють додатковий опір фільтру в присвердловинній зоні та на вибію свердловини.

Відомо, що в пластах-колекторах утворюються дві зони зміненої проникності, а саме зона інфільтрації та зона погіршених властивостей

Привибійна зона пласта є одним з елементів єдиної технологічної природної системи. В даному випадку такою системою є «свердловина – ПЗП – міжсвердловинні ділянки пласта». Різноманітні елементи цієї системи взаємопов'язані і взаємодіють один з одним, і їх статус визначає загальну ефективність розробки нафтових родовищ.

#### *Література*

- 1. Юрків М.І. Фізико-хімічні основи нафтовилучення.. – Львів, 2008. – 374 с.*
- 2. Оцінка ефективності інвестицій у розвідку і розробку нафтових родовищ. Монографія / За ред. Витвицького Я.С. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2006. – 248 с.*

УДК 622.276.42:622.279

*Я.В. Ареф'єв, магістрант**В.М. Скляр, магістрант**К.С. Фоменко, магістрантка**І.І. Ларцева, к.т.н., доцент**Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

## ПІДВИЩЕННЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ ГАЗОВИМИ МЕТОДАМИ

У сучасних умовах виснаження традиційних запасів вуглеводнів та зростання попиту на енергоресурси питання підвищення ефективності видобутку нафти й газу є надзвичайно актуальним. Традиційні методи розробки покладів часто не забезпечують повного вилучення залишкових запасів, що обумовлює необхідність застосування сучасних технологій інтенсифікації видобутку.

Методи підвищення вилучення вуглеводнів або EOR (Enhanced Oil Recovery) відносяться до витіснення залишкових запасів вуглеводнів шляхом закачування речовин, що не присутні в колекторі.

Для підвищення вилучення вуглеводнів та покращення показників видобування, родовища розробляють з підтриманням пластового тиску шляхом нагнітання сухого газу (сайклінг-процес), сухого газу нафтових родовищ та інших неуглеводневих газів (азоту  $N_2$ , діоксиду вуглецю  $CO_2$ , повітря, димових і вихлопних газів), а також штучного вуглеводневого газу, який отримують шляхом конверсії вуглеводнів водяною парою. Також можна нагнітати суміші вуглеводневого і неуглеводневого газів, газоводні суміші з водою. Вибір того чи іншого методу залежить від пластових умов і властивостей флюїду, що витісняється [1, 2].

На рис. 1 наведена схема вилучення нафти витісненням газовими методами з ущільнених колекторів за допомогою горизонтальних свердловин, яка успішно зарекомендувала себе на родовищах Китаю та США, яка включає три стадії:

I – нагнітання газу;

II – закриття свердловини для розповсюдження газу в покладі;

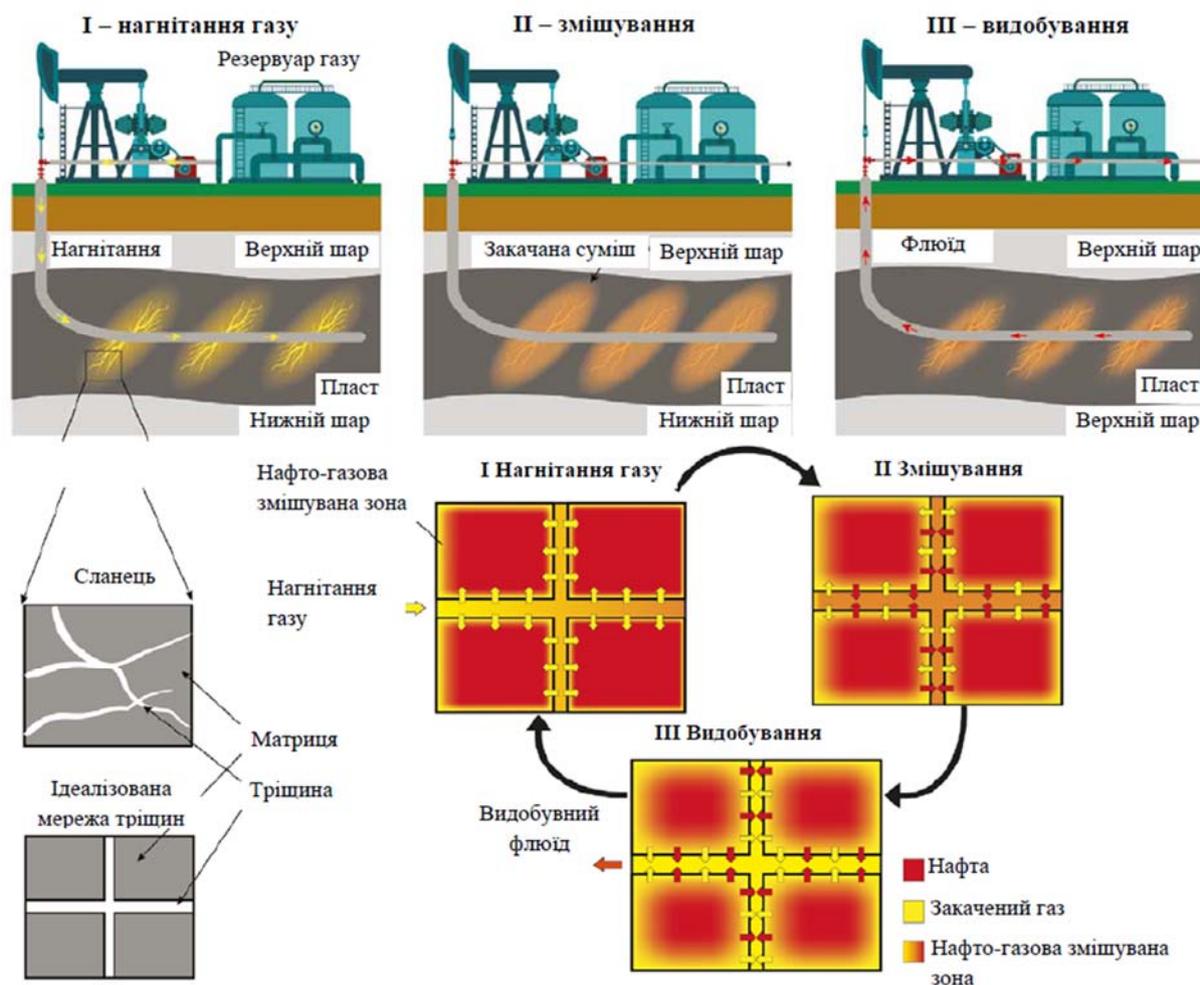
III – видобування пластового флюїду.

Після первинного видобутку, газ закачується в пласт при високих тисках, швидко протікаючи через мережу тріщин та пор. Потім свердловину

**СЕКЦІЯ «РОЗРОБКА РОДОВИЩ ТА ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ»**

закривають, щоб витримати час на проникнення газу в матрицю колектору та змішування з залишками нафти чи конденсату. Після достатнього часу витримки ту саму свердловину експлуатують на зменшених тисках, в результаті чого суміш газу та нафти розширюється та виходить із пласта. Цей процес «Nuff ‘n’ Puff» (HnP) зазвичай повторюється кілька разів.

В традиційних колекторах газ закачується для поповнення природної енергії, витісняючи нафту до видобувної свердловини [3].



*Рисунок 1 – Схема закачування газу в низькопроникний нафтовий колектор [3]*

Можливості реалізації сайклінг-процесу можуть бути обмежені економічними, технічними та іншими причинами. На період запровадження ця технологія потребує додаткових капіталовкладень, зберігання значного об'єму газу, а також суттєвих енергетичних витрат на рециркуляцію.

Так, газоконденсатний поклад Т-1 Тимофіївського та Куличихінського

нафтогазоконденсатних родовищ розробляється шляхом підтримання пластового тиску сайклінг-процесом [1].

Основними перевагами застосування технології нагнітання діоксиду вуглецю в продуктивні поклади є його здатність підвищувати рухомість нафти та одночасно зменшувати рухомість пластової води. А основним недоліком є висока корозійна активність діоксиду вуглецю.

Переваги азоту як нагнітального агенту полягають у його доступності, інертності та можливості створення додаткового гідродинамічного бар'єру, що сповільнює водонапірний вплив. Оптимізація процесів нагнітання азоту сприяє підвищенню кінцевого коефіцієнта вилучення вуглеводнів до 90%, що є важливим економічним та екологічним чинником.

#### Література

1. Бікман Є.С. Оптимізація сайклінг-процесу в умовах розробки фаменських покладів Тимофіївського та Куличихинського НГКР / Є.С. Бікман // *Нафтогазова енергетика 2017: тези доп.; міжнар. наук.-техн. конф., м. Ів.-Франківськ, 15-19 трав.* – Івано-Франківськ: Голіней О. М., 2017. – С. 89 – 93.

2. Бурачок О.В. Підвищення ефективності вилучення вуглеводнів на різних стадіях розробки газоконденсатних родовищ: дис. докт. філософ. за спец. 185 – *Нафтогазова інженерія та технології.* – Івано-Франківськ: ІФНТУНІГ, 2021.

3. Emami-Meybodi, H., Ma, M., Zhang, F., Rui, Z., Rezaeyan, A., Ghanizadeh, A., Hamdi, H., & Clarkson, C. R. (2024). Cyclic Gas Injection in Low-Permeability Oil Reservoirs: Progress in Modeling and Experiments. *SPE Journal*, 29(11), 6217-6250. <https://doi.org/10.2118/223116-PA>

**УДК 622.279:622.245**

*Д.Д. Бедрицький, магістрант*

*О.О. Федоренко, магістрант*

*І.І. Ларцева, к.т.н., доцент*

*Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

## **ЗАРІЗАННЯ БОКОВИХ СТОВБУРІВ ЯК МЕТОД РЕАБІЛІТАЦІЇ СТАРОВОГО ФОНДУ СВЕРДЛОВИН**

Нафтогазова галузь України потребує ефективного використання існуючих ресурсів для забезпечення сталого енергетичного розвитку країни та задоволення зростаючого попиту на енергоносії. Старий фонд свердловин, що активно експлуатується багато років, зазвичай

*СЕКЦІЯ «РОЗРОБКА РОДОВИЩ ТА ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ»*

характеризується зниженим дебітом та потребує відновлення для підтримання рівня видобутку вуглеводнів. Враховуючи високі витрати на буріння нових свердловин і складні геологічні умови, реабілітація старих свердловин може стати економічно доцільним і технічно ефективним рішенням.

У державі наявна значна кількість старих вертикальних свердловин, які перебувають у консервації або близькі до завершення експлуатації. В процесі експлуатації родовищ у ПАТ «Укранфта» виявлено, що до категорії нерентабельних і бездіяльних свердловин належить 24 % від фонду всіх свердловин. Тому актуальним рішенням є використання нових технологій для відновлення (реабілітації) цих свердловин для продовження видобутку.

Ключовим напрямком підвищення видобутку в таких свердловинах є застосування методів зарізання бокових стовбурів (ЗБС), горизонтального буріння та проведення багатостадійного гідророзриву пласта. Завдяки цьому значно зростає дебіт і збільшується коефіцієнт вилучення вуглеводнів із родовищ на пізніх етапах розробки.

Перші ЗБС, включаючи горизонтальне закінчення, виконували ще у 30-х роках ХХ століття. Перші бічні горизонтальні стовбури пробурили на ділянці Бориславського родовища на глибинах 450 – 500 метрів наприкінці 1950-х років, а в 1970-х роках – на Долинському родовищі на глибинах 2800 – 2900 метрів. У цих свердловинах було досягнуто значно вищих дебітів нафти порівняно з вертикальними свердловинами [1].

Через недостатню кількість позитивних результатів у багатьох випадках інтерес до буріння бокових стовбурів (рис. 1) поступово знизився і відновився лише у 80-х роках минулого століття. На сьогодні будівництво горизонтальних свердловин та бокових стовбурів набуває все більшої популярності у світі. Зростає кількість компаній, які спеціалізуються на бурінні бокових стовбурів, зокрема з горизонтальним закінченням, таких як *Horwell*, *VecField Horizontal*, *Drilling Service* та інші [2].

Вартість операції з буріння бокового стовбура в 3 – 4 рази менше, ніж вартість буріння нової свердловини. Якщо порівняти вартість, то, умовно, свердловина на 3 км коштує \$3 – 4 млн, тоді як боковий стовбур – \$1 – 1,2 млн, тобто у 3 рази менше. На вартість впливає глибина забурювання, довжина та відхід від вертикалі, але в будь-якому разі здешевлення значне. Чим більше глибина свердловини, що відновлюється, тим більше економія

витрат [3].

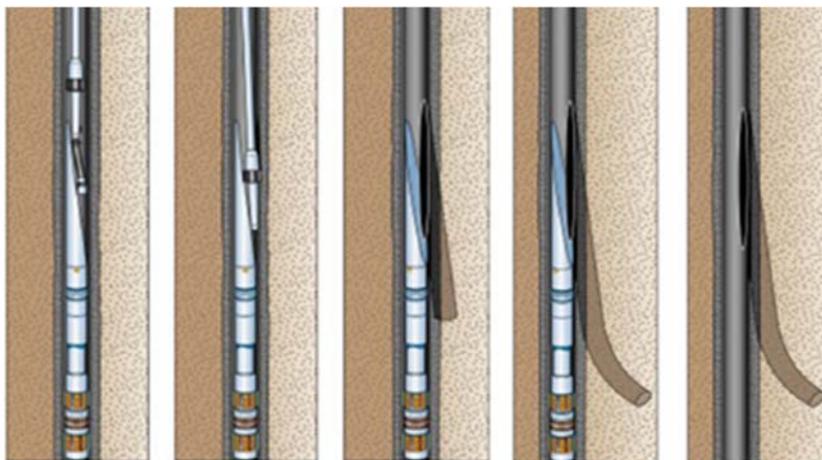


Рисунок 1 – Зарізання бокових стовбурів

Основними перевагами ЗБС є:

- скорочення часу на виконання операцій;
- низька затратна частина через відсутність необхідності підведення нових комунікацій, зниження витрат на техніку та витратні матеріали;
- зменшення обсягу металевого шламу;
- вартість робіт значно менша за буріння нової свердловини;
- заощадження на освоєнні родовища через високу нафтогазовіддачу.
- значно нижчий ризик аварійних ситуацій під час прорізання вікна завдяки використанню інструментів без рухомих чи розсувних елементів;
- швидкість відновлення стовбуру свердловини [2].

Використання ЗБС дозволить збільшити запаси нафти та газу, покращити енергетичну безпеку та зменшити екологічний вплив, що робить цю тему надзвичайно актуальною для нафтогазової галузі.

#### Література

1. Прокопів В. Свердловини з горизонтальними стовбурами – спосіб підвищення нафтовилучення [Текст] / В.Й. Прокопів // Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України. – 2003. – №1. – С.54-60.
2. Давиденко О.Ю. Перспективи збільшення рівнів видобутку вуглеводнів шляхом буріння бокових стовбурів / О.Ю. Давиденко, І.О. Давиденко, О.І. Рудик // Вісник Харківського національного університету імені В.Н. Каразіна: Серія «Геологія. Географія. Екологія». Вип. 43. 2015. – С. 38 – 45.
3. Романюк О. Виробничий потенціал «Укргазвидобування» / О. Романюк // Нафта і газ України. №5 (48). 2021.

УДК 622.276.6:622.276.43

*В.П. Рубель, к.т.н., доцент**Т.С. Соколенко, магістр**А.І. Львов, магістр**Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

## **ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ПРИПЛИВУ НАФТИ ПРИ ПІДВИЩЕНІЙ ОБВОДНЕНОСТІ ПРОДУКЦІЇ СВЕРДЛОВИН**

В останні роки видобуток нафти з карбонатних колекторів продовжує ускладнюватися через зростаюче обводнення продукції свердловин. При цьому ефективність традиційно застосовуваних для збільшення припливу нафти СКО постійно знижується. У зв'язку з цим потрібне постійне вдосконалення технології проведення та розробка нових видів кислотних обробок свердловин. Вивчення сучасних напрямків розвитку кислотних обробок показало необхідність за один геолого-технічний захід проводити дві послідовні стадії, коли спочатку виконується вплив на високопроникні обводненні прошарки – обмеження водопривливу, а потім солянокислотний вплив на низькопроникну порову нафтонасичену частину карбонатного колектору. У найближчі роки – це активно розвинений напрямок проведення обробок, що дозволяють як збільшити видобуток нафти, так і одночасно знизити обводнення видобутої продукції.

Зараз знаходяться в розробці та широко застосовуються різні двостадійні обробки [1]. Відповідно до цього їх вдосконалення ведеться за двома напрямками:

1) за технологією обмеження водопривливу і використаних при цьому реагентів;

2) за механізмом кислотного впливу і використаних при цьому різних кислот та їх модифікацій з додаванням поверхнево-активних речовин (ПАР), інгібіторів корозії, розчинників, гідрофобізуючих композицій та інших реагентів.

Широке застосування на родовищах центральної України знайшли деякі різновиди двостадійних обробок, наприклад, латексно-кислотні, полімер-кислотні, гіпано-кислотні та їх різновиди, обробки із застосуванням смол, алюмохлориду та ін. Як ізолюючий матеріал використовуються

полімери (ПАА, КМЦ, ПВВ, гіпан) [2], різні склади на основі латексу, стиролу, смоли (на основі карбомидоформальдегідної смоли).

Найбільшого поширення для обмеження припливу води при проведенні двостадійних обробок з СКО отримав гіпан, а як коагулянти осадко-гелеутворення використовуються хлориди кальцію, заліза, алюмінію, високомінералізовані хлоридно-кальцієві води та інші реагенти.

Для здешевлення обробок рекомендується застосування відходів хімічних продуктів. Замість гіпану пропонується застосування гідролізовані в лузі неутилізовані відходи волокон або тканин поліакрилонітрила, що отримали назву гідролізованого волокнистого поліакрилонітрила (гіпан). Його коагуляція проводиться алюмомісткою рідиною – відходом виробництва, одержуваного в процесі алкілування бензолу пропиленом шляхом відмивання реакційної маси від відпрацьованого каталізаторного комплексу розчинами хлористого амонію. Основним з'єднувальним ефектом в полімерному розчині володіє алюмохлорид [3].

З більшості різновидів двостадійних обробок, що проводяться на родовищах центральної України, значно ефективними в умовах підвищеного обводнення продукції свердловин виявилися гіпанохлоридні обробки (ГКО) свердловин [4].

#### Література

1. Matkivskiy, S., & Khaidarova, L. (2021, November). *Increasing the Productivity of Gas Wells in Conditions of High Water Factors*. In *SPE Eastern Europe Subsurface Conference* (p. D022S011R004). SPE.
2. Petruniak, M., Rubel, V., Chevhanova, V., & Kulakova, S. (2021). *Application of grout slurries with the defecate addition for effective well cementing*. *Mining of Mineral Deposits*.
3. Rubel, V., Rubel, V., Surzhko, T., & Goshovskyi, S. (2024). *DETERMINING THE EFFECT OF VIBRATING WAVE SWABBING ON THE FUNCTIONAL PROCESSES IN CARBONATE LOWPERMEABILITY RESERVOIRS*. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, 128(1).
4. Malozyomov, B. V., Martyushev, N. V., Kukartsev, V. V., Tynchenko, V. S., Bukhtoyarov, V. V., Wu, X., ... & Kukartsev, V. A. (2023). *Overview of methods for enhanced oil recovery from conventional and unconventional reservoirs*. *Energies*, 16(13), 4907.

УДК 622.276.4

В.П. Рубель, к.т.н., доцент

А.О. Ворчак, магістр

Д.О. Куценко, магістр

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

## СУЧАСНІ МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВІДДАЧІ

У наш час відомі, вивчаються і впроваджуються в промислову практику десятки різних методів впливу на нафтові поклади і підвищення нафтовилучення (первинні, вторинні, третинні). Серед них можна виділити чотири головні групи [1]:

1) *гідродинамічні методи* – циклічне заводнення, зміна напрямку фільтраційних потоків, створення високих тисків нагнітання, форсоване відбирання рідини, а також методи впливу на привибійну зону пласта;

2) *фізико-хімічні методи* – заводнення із використанням активних домішок (поверхнево-активних речовин – ПАВ, полімерів, лугів, сірчаної кислоти, міцелярних розчинів);

3) *газові методи* – водогазовий циклічний вплив, витіснення нафти газом високого тиску, закачування діоксиду вуглецю, азоту, димових газів;

4) *теплові методи* – витіснення нафти теплоносіями (гарячою водою, паром), пароциклічне оброблення пласта, внутрішньопластове горіння, використання води як терморозчинника нафти.

Використання методів підвищення нафтовилучення із покладів визначається геолого-фізичними умовами. Відомі методи характеризуються різною потенційною можливістю збільшення нафтовилучення із покладів (від 2 до 35% балансових запасів) і різними факторами їх застосування (табл. 1).

Для родовищ з малов'язкими нафтами, які розробляються з застосуванням заводнення, до найперспективніших можна віднести такі методи [2]: гідродинамічні, використання діоксиду вуглецю, водогазових сумішей, міцелярних розчинів, а для родовищ з високов'язкими нафтами – використання водяної пари, застосування внутрішньопластового горіння.

Решта методів будуть використовуватися, головним чином, для інтенсифікації видобування нафти і регулювання процесу розробки родовищ.

**СЕКЦІЯ «РОЗРОБКА РОДОВИЩ ТА ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ»**

*Таблиця 1 – Геолого-фізичні умови ефективного застосування методів збільшення нафтовіддачі пластів*

Методи	Пластова нафта		Вода		Колектор			Умови залягання		
	В'язкість мПа·с	Склад	Насиче- ність %	Мінералі- зація, г/м <sup>3</sup>	Неоднорід- ність	Проник- ність	Фізико-хімі- чні	Пластовий тиск, МПа	Темпера- тура, °С	Товщи- на, м
Закачування ПАР	До 50	Наявність асфаль- тенив і смол	До 30	До 0,2	Неоднорід- ний, відсут- ність тріщин	10 і більше	Глинистість не більше 5-10 %	-	< 90	До 15
Полімерне заводнення	10-100	-	До 30	Обмежений вміст іонів Ca <sup>2+</sup> та Mg <sup>2+</sup>	Неоднорід- ний, відсут- ність тріщин	> 100	Глинистість не більше 5-10 %	-	< 90	-
Міцелярні розчини	До 10	-	До 70	Обмежений вміст іонів Ca <sup>2+</sup> та Mg <sup>2+</sup>	Однорідний	> 100	Обмежений вміст карбо- натів	-	< 65-90	-
Лужне заводнення	До 100	Наявність орга-нічних кислот	До 60	Вміст іонів Ca <sup>2+</sup> до 0,000025	Неоднорід- ний, відсут- ність тріщин	> 100	Глинистість не більше 5-10 %	-	-	-
Сірчаноокси- лотне завод- нення. Засто- сування CO <sub>2</sub>	1-30	Наявність аро- матичних сполук	До 30	-	Помірно- однорідний	< 500	Теригенний з вмістом карбонатів 1-2%	-	-	-
Застосуван- ня облямівки CO <sub>2</sub>	До 50	Обмежений вміст асфальте- нів і смол	До 60	Обмежений вміст іонів Ca <sup>2+</sup> та Mg <sup>2+</sup>	Неоднорід- ний	5 і більше	-	Вище тиску насичення	-	До 15 при пологову заляганні
Застосування CO <sub>2</sub> разом з заводненням	До 50	Обмежений вміст асфальте- нів і смол	До 60	-	Неоднорід- ний, відсут- ність тріщин	Більше 50	-	Вище тиску насичення	< 90	-
Застосуван- ня вуглевод- невого газу	До 10	-	До 60	-	Однорідний	5 і більше	-	Вище тиску насичення	< 90	До 15 при пологову заляганні, при кру- тому – не обмежена
Водогазовий вплив	До 50	-	До 60	-	Неоднорід- ний, відсут- ність тріщин	Більше 50	-	Вище тиску насичення	< 65-90	-
Внутрішньо- пластове горіння	До 100	Обмежений вміст сірки	До 50	-	Відсутність тріщин	Більше 100	-	-	-	Більше 3
Закачування в пласт пару	Більше 50	Наявність легких компонен- тів	-	-	Помірно- однорідний	Більше 100	-	-	-	Більше 6

Сучасні методи підвищення нафтовилучення з 70-х років минулого сторіччя набули широкого промислового застосування і випробування.

Практика показала, що застосування методів підвищення нафтовилучення [3]: із пластів є у 7 – 10 разів дорожчі, ніж заводнення. Тому рентабельність їх визначається ціною на нафту. Проте в майбутньому [4], з урахуванням зростання споживання нафтопродуктів і обмеженості світових ресурсів нафти, тенденцій економії нафти і підвищення ефективності її використання в усіх сферах споживання, інтенсивних пошуків альтернативних джерел її заміни як палива і сировини, методи підвищення нафтовилучення із покладів стануть широко застосовуваними.

#### Література

1. Hasan, M. M. (2021). *Various techniques for enhanced oil recovery: A review. Iraqi Journal of Oil & Gas Research*, 2(1).
2. Malozyomov, B. V., Martyushev, N. V., Kukartsev, V. V., Tynchenko, V. S., Bukhtoyarov, V. V., Wu, X., ... & Kukartsev, V. A. (2023). *Overview of methods for enhanced oil recovery from conventional and unconventional reservoirs. Energies*, 16(13), 4907.
3. Rubel, V., Rubel, V., Surzhko, T., & Goshovskyi, S. (2024). *DETERMINING THE EFFECT OF VIBRATING WAVE SWABBING ON THE FUNCTIONAL PROCESSES IN CARBONATE LOWPERMEABILITY RESERVOIRS. Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, 128(1).
4. Panchal, H., Patel, H., Patel, J., & Shah, M. (2021). *A systematic review on nanotechnology in enhanced oil recovery. Petroleum Research*, 6(3), 204-212.

**УДК 622.276**

*В.П. Рубель, к.т.н., доцент*

*В.І. Пономарьов, магістр*

*І.С. Фадєєв, магістр*

*Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

## **ВПЛИВ РІЗНИХ ЧИННИКІВ НА ФІЛЬТРАЦІЙНІ ВЛАСТИВОСТІ КОЛЕКТОРІВ**

Відомо, що раціональна розробка нафтових і газових родовищ, що забезпечує максимальне вилучення вуглеводнів, можлива лише при глибокому вивченні фізичних властивостей колекторів і їх змін залежно від різних чинників.

Одним з найбільш практично важливих фізичних властивостей є проникність гірських порід, яка істотно залежить від самих незначних змін літолого-петрографічного складу порід, фізико-хімічних властивостей агентів, що фільтруються, насиченості порового об'єму різними флюїдами і термобаричних умов фільтрації. При цьому, як свідчать лабораторні і промислові дослідження, найбільш схильні до впливу різних чинників низькопроникні породи, що характеризуються складнішою структурою порового простору і більшою питомою поверхнею. Залежно від початкової проникності і механічних властивостей частина тонкопорових колекторів в певних умовах практично втрачає свої фільтраційні властивості і переходить в клас флюїдоупорів.

Згідно з численними дослідженнями одним з основних чинників, що впливають на фільтраційні властивості низькопроникних колекторів, є їх деформація при зміні об'ємного напруженого стану. Наявні результати проведених до теперішнього часу досліджень в цьому аспекті зводяться до наступного:

1. Зі збільшенням глинистості порід і з ускладненням структури порового простору посилюється залежність проникності від ефективного тиску (різниці між тиском обтиску порід і внутрішньо поровому тиску) [1].

2. Інтенсивніший характер зміни проникності мають тріщинуваті породи [2].

3. Відновлення проникності при розвантаженні породи від зовнішнього тиску може мати як оборотний, так і безповоротний характер [3].

4. З підвищенням ефективного тиску зменшується інтенсивність зниження проникності, причому в деяких випадках з певних величин тиску обтиску можливе збільшення проникності порід внаслідок того, що порода розущільнюється [4].

5. В одновікових порід близького мінералогічного складу відносна зміна проникності зростає зі зменшенням початкової її величини.

6. Зміна температури в інтервалі від 20 до 100 °С значно впливає на залежність проникності від ефективного тиску породи.

Розробка та експлуатація багатьох газових і газоконденсатних родовищ також свідчать про істотний вплив деформації порід, викликаній зростанням ефективного тиску, на фільтраційні властивості низькопроникних і тріщинуватих колекторів. Так, наприклад, при розробці багатьох родовищ

Північного Кавказу, продуктивні відклади яких приурочені до низькопроникних колекторів порового типу, були виявлені особливості роботи свердловин, характерні для умов гірських порід, що деформуються:

1) після порівняно високих дебітів в початковій стадії експлуатації свердловин в їх продукції з'являється вода, тиски і дебіти газу різко знижуються (впродовж декількох місяців), і свердловини після відбору невеликої кількості газу виходять з експлуатації;

2) в умовах чисто газового режиму розробки покладів при такому ж короткому терміні роботи свердловин з відносно високою продуктивністю, подальший період повільного «згасання» свердловин триває приблизно від двох до п'яти років;

3) при зупинках свердловин навіть на тривалий термін (до десяти місяців) тиски на вибоях практично не зростають, і робочі дебіти при подальшому пуску не збільшуються, радіуси зон дренавання дуже обмежені.

Оскільки при дренаванні низькопроникних колекторів промислові дебіти газу досягаються за рахунок дуже високих депресій (понад 30 – 40 МПа), то приведені вище особливості обумовлені: ущільненням колекторів в привибійній зоні пласта (ПЗП); розширенням зв'язаної води і закупоркою звужень порових каналів; витісненням під високим тиском в газонасичений колектор вод з перекриваючих і підстилаючих глинистих пластів. У результаті підвищується водонасиченість фільтраційних каналів через «внутрішнє обводнення» і знижується фазова проникність для газу.

#### Література

1. Gao, J., Wang, W., Cao, C., Huang, L., Hou, Y., Xu, Y., ... & Zeng, L. (2024). The relationship between the resistance characteristics and structural parameters of the elongated filter cartridge in the dust collector. *Energy and Built Environment*.

2. Rubel, V., Rubel, V., Surzhko, T., & Goshovskyi, S. (2024). DETERMINING THE EFFECT OF VIBRATING WAVE SWABBING ON THE FUNCTIONAL PROCESSES IN CARBONATE LOWPERMEABILITY RESERVOIRS. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, 128(1).

3. Lamiel, C., Hussain, I., Ma, X., & Zhang, K. (2022). Properties, functions, and challenges: current collectors. *Materials Today Chemistry*, 26, 101152.

4. Petruniak, M., Rubel, V., Chevhanova, V., & Kulakova, S. (2021). Application of grout slurries with the defecate addition for effective well cementing. *Mining of Mineral Deposits*.

УДК 622.276

*І.Г. Жуков, магістрант**В.М. Діхтенко, магістрант**С.П. Табашний, магістрант**Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

## **БОРОТЬБА З ПЕРЕДЧАСНИМ ОБВОДНЕННЯМ НАФТОВИХ ПОКЛАДІВ ШЛЯХОМ ПОЛІМЕРНОГО ЗАВОДНЕННЯ**

Передчасне обводнення нафтонасичених пластів є однією з найбільш гострих проблем сучасної нафтогазової промисловості, оскільки воно призводить до зниження видобутку вуглеводнів, підвищення витрат на розробку родовищ та погіршення економічної ефективності виробництва. Проблема обводнення також негативно впливає на якість сировини, що збільшує витрати на її зневоднення. Через обводнення та потрапляння великої кількості води у свердловину виникає корозія, викликана мінералізованою та агресивною по відношенню до обладнання водою. Це призводить до розбалансування системи розробки.

Для подолання проблеми обводнення часто використовують розчини полімерів, які відзначаються високою в'язкістю, псевдопластичністю та тиксотропністю [1].

Більш висока в'язкість полімерного заводнення, порівняно з традиційним методом заводнення, сприяє підвищенню ефективності охоплення та зменшує поверхневий натяг, що може перешкоджати потоку нафти в пласті (рис. 1). Це дозволяє краще контролювати рухливість між вуглеводнями та водою, що нагнітається. При введенні рідини з більшою в'язкістю, ніж у нафти, знижується її рухливість, що призводить до витіснення нафти [3].

З усіх методів інтенсифікації вилучення нафти 11 % припадає на хімічне заводнення, з яких 77% з використанням полімерів і 23% – полімерів з поверхнево-активними речовинами (ПАР).

Ефект від полімерного заводнення контролюється коефіцієнтом рухливості  $M$  [3]. Коефіцієнт рухливості – це співвідношення рухливості води ( $W$ ) як витісняючої фази до рухливості нафти як витісненої фази ( $O$ ), як показано в рівнянні (1). Фазова рухливість  $\lambda$  – це відношення відносної проникності фази  $k_r$  до в'язкості фази  $\mu$ . В'язкість вказує на ступінь опору

СЕКЦІЯ «РОЗРОБКА РОДОВИЩ ТА ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ»

течії рідини, оскільки вона зростає у випадку збільшення густини рідини, що в свою чергу призводить до зменшення її рухливості.

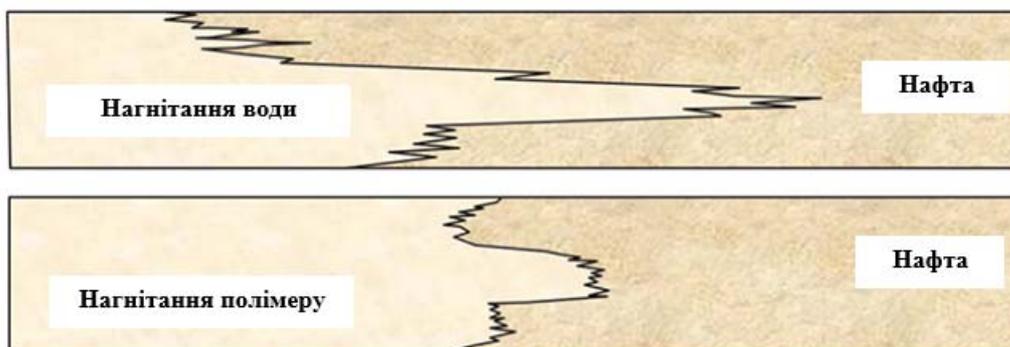


Рисунок 1 – Прорив води і полімеру при заводненні [2]

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{\frac{k_{rw}}{\mu_w}}{\frac{k_{ro}}{\mu_o}} \quad (1)$$

Підвищення в'язкості внаслідок застосування полімерного заводнення призводить до прискорення швидкості видобутку нафти в заводнених зонах. Також може відбутися покращення ефективності макроскопічного охоплення, оскільки адсорбція полімеру в зонах заводнення зменшує рухливість води. Це в свою чергу зменшує утворення зон в'язкості, відомих як «ефект пальців», оскільки нафта матиме більшу рухливість, ніж вода.

До факторів, які обмежують використання методу полімерного заводнення, відносяться:

- тріщинуватість: у сильно тріщинуватих пластах при низькому охопленні і малому додатковому видобутку нафти настає межа економічної рентабельності процесу;
- наявність газової шапки: неефективна витрата робочих агентів пов'язана з їх проривами в газонасичені частини пласта;
- нафтонасиченість: чим вище вихідна нафтонасиченість, тим вище ефективність полімерного заводнення (при водонасиченні більше за 70 – 75% застосування заводнення вже проблематичне через низьку витіснювальну здатність агентів );

*СЕКЦІЯ «РОЗРОБКА РОДОВИЩ ТА ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ»*

- в'язкість нафти;
- властивості води: нафтовилучення різко знижуються при високій мінералізації (солі кальцію, магнію) внаслідок деструкції молекул, адсорбції хімреагентів і зниженні витіснювальної здатності розчинів;
- глинистість колектору: високий вміст глин > 10% протипоказаний.

Інтервали значень густини нафти для ефективного застосування полімерного заводнення знаходяться в діапазоні від 770 до 966 кг/м<sup>3</sup> [3].

З розвитком технологій підвищення нафтовилучення у світі полімерне заводнення можна використовувати для таких умов: в'язкість нафти – більше 10 000 мПа·с, температура – більше 120 °С, проникність – більше 10 мД і мінералізація пластових вод – більше 200 г/л.

Для закачування в нафтові пласти переважно використовують полімери на основі поліакриламід (ПАА), різноманіття на ринку яких доволі широке.

*Література*

1. Щодо впровадження полімерного заводнення на нафтових родовищах України / В.М. Дорошенко, В.Й. Проконів, М.І. Рудий, Р.Б. Щербій // *Нафтогазова галузь України*. – 2013. – №3. – С. 29 – 32.
2. Thomas Antoine. *Polymer Flooding*. 2016. DOI: 10.5772/64623.
3. Standnes, D. C. & Skjevraak, I. (2014). *Literature review of implemented polymer field projects*. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, July 2020. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2014.08.24>

УДК 622.276:622.279

*Н.В. Чепурна, магістрантка**В.М. Савик, к.т.н., доцент**В.А. Рамазанов, к.т.н., доцент**Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

## ОПТИМІЗАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЧНОГО РЕЖИМУ СВЕРДЛОВИНИ ПРИ НАЯВНОСТІ АВАРІЙ ТА УСКЛАДНЕНЬ

Конкретні приклади значущості оптимізації технологічного режиму свердловин можна знайти у досвіді міжнародних компаній, таких як Shell. У їхній діяльності відзначено значний вплив аварій на економіку та екологію. Наприклад, якщо розглядати економічні втрати, можемо стверджувати, що аварії на свердловинах не лише впливають на продуктивність, але й вимагають великих інвестицій у відновлення. Shell наголошує, що негаразди під час видобутку нафти призводять до прямих втрат для компанії, додаткових витрат на капітальний ремонт і зупинок виробництва [1].

Аварії та ускладнення в свердловинах суттєво підвищують витрати на видобуток. Наприклад, витрати на капітальний ремонт свердловин можуть складати до 30% загальних операційних витрат компанії. Також ускладнення призводять до простою обладнання, що зменшує обсяги видобутку і впливає на фінансові показники компанії. Аварії можуть призвести до ланцюгових ускладнень, таких як пошкодження обсадних колон або заклинювання інструменту. Неналежне реагування на аварії збільшує ризики подальшого ускладнення, що може зробити свердловину нерентабельною. Застосування превентивних заходів, наприклад моніторингу за параметрами роботи свердловини, дозволяє мінімізувати ці ризики.

Аварії у свердловинах можуть спричиняти забруднення ґрунтів, підземних вод і атмосфери через викиди нафти, газу чи бурових розчинів. Якщо брати до уваги екологічні наслідки, то один із відомих випадків – аварія на платформі Deerwater Horizon, яка вилилась у значне забруднення навколишнього середовища. Ця подія стала каталізатором для впровадження більш суворих правил і технічних стандартів у галузі [2]. Вирішенням даної проблеми є оптимізація технологічного режиму, що

### **СЕКЦІЯ «БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН»**

забезпечить більш стабільну експлуатацію свердловини, а також впровадження екологічно чистих технологій для ліквідації аварій (наприклад, безреагентне фрезерування дозволяє мінімізувати вплив на довкілля.)

У технічних рішеннях для мінімізації наслідків виникає потреба у впровадженні інноваційних технологій, наприклад, сенсорні системи для моніторингу стану свердловин і використання автоматизованих інструментів для усунення аварій. Це дозволяє зменшити ризик повторних проблем і забезпечує швидше відновлення процесів видобутку. На родовищі Полтавщини компанія «Укрнафта» у 2020 році змогла скоротити час ліквідації заклинювання обладнання на 25% завдяки впровадженню інноваційних ловильних інструментів з фрезерами нового типу.

Оптимізація режиму роботи обладнання допомагає знизити механічні навантаження на бурильні колони, насосно-компресорні труби та інше обладнання. Використання шарнірних з'єднань або інноваційних різьбових конструкцій сприяє зменшенню впливу крутних моментів, а завчасна оптимізація режиму дозволяє уникнути зношування різьбових з'єднань, що є однією з головних причин аварій.

Впровадження цифрових технологій, а саме: дистанційний моніторинг, прогнозування стану свердловини за допомогою штучного інтелекту, тощо дають змогу оптимізувати режим роботи [3]. Наприклад, системи автоматизації і роботизації процесів ліквідації аварій зменшують вплив людських факторів, що часто є причиною помилок. Аварійні ситуації, такі як обриви труб або заклинювання обладнання, часто провокують каскадні ускладнення. Наприклад: обрив труб може пошкодити обсадну колону, що значно ускладнить відновлювальні роботи. Неправильно підібраний ловильний інструмент може спричинити повторні аварії, зокрема залишення уламків у свердловині. Своєчасний аналіз ризиків та правильна діагностика зменшують ймовірність таких ускладнень [4].

Наведені напрямки оптимізації режиму роботи спрямовані на збільшення ефективності видобутку та зменшення витрат при збереженні екологічної безпеки та довгострокової стабільності видобувних процесів.

#### *Література*

1. Сайт URL: <https://www.shell.com/what-we-do/digitalisation/artificial-intelligence.html> (дата звернення: 12.12..2024).

**СЕКЦІЯ «БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН»**

2. Вибух нафтової платформи Deepwater Horizon URL: [https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%92%D0%B8%D0%B1%D1%83%D1%85\\_%D0%BD%D0%B0%D1%84%D1%82%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D1%97\\_%D0%BF%D0%BB%D0%B0%D1%82%D1%84%D0%BE%D1%80%D0%BC%D0%B8\\_Deepwater\\_Horizon](https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%92%D0%B8%D0%B1%D1%83%D1%85_%D0%BD%D0%B0%D1%84%D1%82%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D1%97_%D0%BF%D0%BB%D0%B0%D1%82%D1%84%D0%BE%D1%80%D0%BC%D0%B8_Deepwater_Horizon) (дата звернення: 12.12..2024).

3. Цифрова трансформація в енергетиці URL: <https://www.shell.com/what-we-do/digitalisation/artificial-intelligence.htm> (дата звернення: 12.12..2024).

4. Петров В.І. Аварії в нафтових і газових свердловинах: причини та ліквідація. – Харків: ТехноПрогрес, 2018.

**УДК 622.276.6**

*А.О. Ірклієнко, магістрант*

*О.В. Михайловська, к.т.н., доцент*

*Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

**ЗАСТОСУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ЕЛЕКТРОХІМІЧНОГО ВПЛИВУ  
З МЕТОЮ ЗАПОБІГАННЯ УТВОРЕННЯ ВІДКЛАДІВ СОЛЕЙ В  
СВЕРДЛОВИНАХ**

Характерними особливостями сучасного етапу розвитку нафтовидобувної галузі країни є зменшення обсягів видобутку нафти, збільшення недіючого та малодобітного фонду свердловин, збільшення обводненості продукції, що видобувається, зростання солевідкладення, збільшення твердих відкладів тощо. Актуальним завданням галузі в даний час є зниження кількості недіючих та ускладнених свердловин.

Відомо, що утворення в'язких емульсій та асфальтосмолопарафінових відкладень (АСПВ) у видобувних свердловинах супроводжується виникненням аварійних ситуацій, в основному через обривання насосних штанг та полірованого штока, що багаторазово знижує їх міжремонтний період (МРП) та об'єм видобутку.

Відомі хімічні методи, що нині застосовуються (деемульгатори, інгібітори, розчинники), а також пристрої, дію яких засновано на використанні принципу послідовного відкачування нафти і води через насос, є витратними, хоча і доволі ефективними.

Застосування магнітних полів (МП) та термічного впливу також не забезпечило необхідного результату. Недоліками є використання дорогого

**СЕКЦІЯ «БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН»**

обладнання та значних витрат електричної енергії, порівняно з потужністю самих насосів.

Таким чином, до цього часу в нафтовидобутку постала проблема зниження інтенсивності емульгування рідини, кількості асфальтосмолих відкладень у видобувних свердловинах. Це питання особливо загострилося останнім часом у зв'язку зі зростанням обводненості свердловин.



*Рисунок 1 – Відкладення солей в трубах НКТ*

У свою чергу більшість проблемних свердловин інтенсивно викривлені, схильні до відкладення смол, парафіну або солей, виносу абразивних частинок, мають агресивне середовище і великий газовий фактор. Пропонується використовувати метод електрохімічного впливу на АСПВ, з метою запобігання утворенню відкладів.

Як відомо, частинки асфальтенів заряджені і тому можуть реагувати зі смоляними компонентами нафти шляхом електростатичної, полярної та дисперсної взаємодії, тому легко адсорбуються на поверхні НКТ (рис. 1). Використання електростатичного поля протилежної полярності дозволить знизити адгезію продуктів відкладення поверхні глибиннонасосного устаткування.

Як свідчить досвід використання фізичних методів у боротьбі з АСПВ і відкладами солей, в результаті електрохімічного впливу сформована плівка надає пасивності сталі, яка може піддаватись процесам корозії, або катодним реакціям забезпечуючи захист від корозії. Також ця плівка має низьку адгезійну властивість, що перешкоджає налипанню та накопиченню твердих відкладень на поверхні обладнання.

*Література*

1. Юрків М.І. Фізико-хімічні основи нафтовилучення. – Львів, 2008. – 374 с.
2. Дорошенко В.М. Напрямки вирішення проблеми розробки виснажених родовищ нафти і газу / В.М. Дорошенко, Д.О. Єгер, Ю.О. Зарубін, РМ. Кондрат // Розвідка та розробка нафтових та газових родовищ. – 2007. – № 4. – С. 108 – 110.

УДК 622.323

*В.В. Черненко, аспірант**А.С. Кольчик, студент**Т.М. Нестеренко, к.т.н., доцент**Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

## **ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВІДДАЧІ З ВИКОРИСТАННЯМ САМОРЕГУЛЮЮЧИХ ГРІЮЧИХ ЕЛЕМЕНТІВ**

Одним із перспективних напрямів підвищення нафтовіддачі є застосування термічних методів підвищення нафтовіддачі, зокрема із використанням саморегулюючих гріючих елементів. Ці технології дають змогу локально впливати на в'язкість нафти, забезпечуючи таким чином більш повне вилучення вуглеводнів із пластів.

Саморегулюючий гріючий елемент (кабель) – це тип кабелю, що гріє, який автоматично регулює вихід тепла в залежності від температури навколишнього середовища. У цьому кабелі елементи, що гріють, вбудовані в напівпровідну матрицю, опір якої змінюється в залежності від температури. Таким чином, кабель може забезпечити різну потужність тепловіддачі різних ділянок. Кабель приєднується до електромережі з одного боку і може бути приєднаний та перехрещений при монтажі, а також використаний у достатній довжині. У разі досягнення граничного значення опору напівпровідник вимикає подачу живлення.

Переваги саморегулюючого гріючого кабелю [1]:

- висока надійність, пристрій не перегріється і не згорить навіть при перехрещенні ділянок;
- його технологічні особливості дозволяють нарізати кабель на зручні секції, що полегшує монтажні та ремонтні роботи;
- автоматичне регулювання тепла в залежності від температури навколишнього середовища;
- простота монтажу – можливість схрещування, зрощування та відрізання кабелю по потрібній довжині;
- мінімальний ризик перегріву, можливість заміни ділянок конструкції, що знаходяться вище;
- високий коефіцієнт корисної дії та суттєва економіка енергетики.

Недоліки: ціна перевищує вартість резистивних кабелів. Незважаючи на більш високу вартість, нагрівальний кабель, що саморегулюється,

**СЕКЦІЯ «БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН»**

виправдовує свою ціну завдяки своїй передовій технології, що значно перевершує резистивний кабель.

Типове застосування нагрівального саморегулюючого кабелю – підтримання температури нафти або мазуту в надземних або підземних нафтопроводах, запобігання замерзанню водоводів. Конструкція саморегулюючого кабелю показано на рис. 1.



Рисунок 1 – Саморегулюючий гріючий кабель

Розміри нагрівальних провідників вибираються так, щоб забезпечити бажане тепловиділення для необхідної довжини ланцюга. Нагрівальні кабелі приєднуються безпосередньо до трифазної мережі живлення або, при необхідності, до спеціального підвищуючого трансформатора.

Залежно від способу видобутку та конструкції свердловини можливі різні схеми реалізації електропрогрівань, зображені на рис. 2 [2]:

- нагрівальний кабель прокладається по зовнішній поверхні НКТ;
- вантажний гріючий кабель опускається безпосередньо в НКТ.

Наведено порівняльний аналіз двох варіантів розміщення нагрівального кабелю [3]. На рис. 3 наведено порівняльний аналіз розподілу теплового поля за температурою в розрізі свердловини, при розташуванні кабелю зовні колони НКТ відповідно до рис. 3, а і всередині її, як показано на рис. 3, б.

Доведено, що при розташуванні нагрівального кабелю всередині дозволяє нагріти нафту в колоні НКТ до 47 °С з витратами потужності

**СЕКЦІЯ «БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН»**

24Вт/м у 4 рази меншим значенням, ніж при розташуванні кабелю зовні колони НКТ – 100 Вт/м.

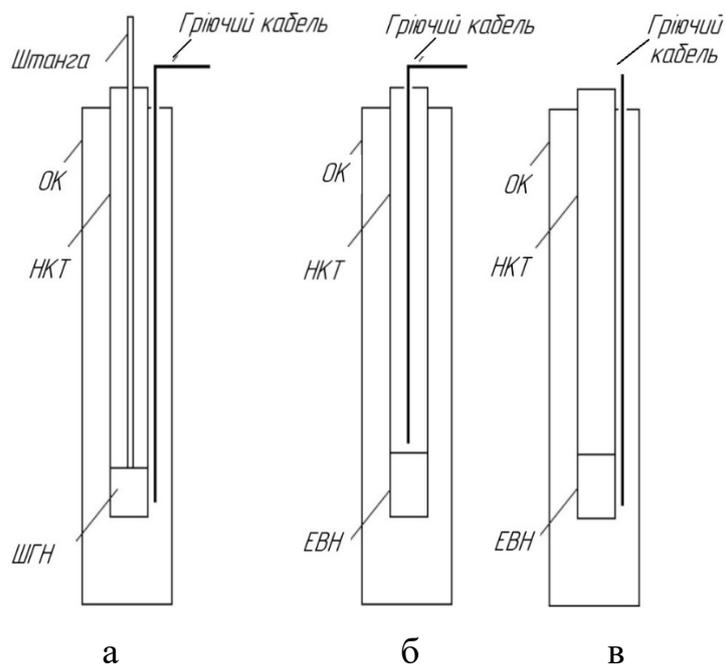


Рисунок 2 – Варіанти розташування нагрівального кабелю  
 а) зовні НКТ для свердловин із ШГН; б) усередині НКТ для свердловин з ЕЦН; в) зовні НКТ для свердловин з ЕЦН

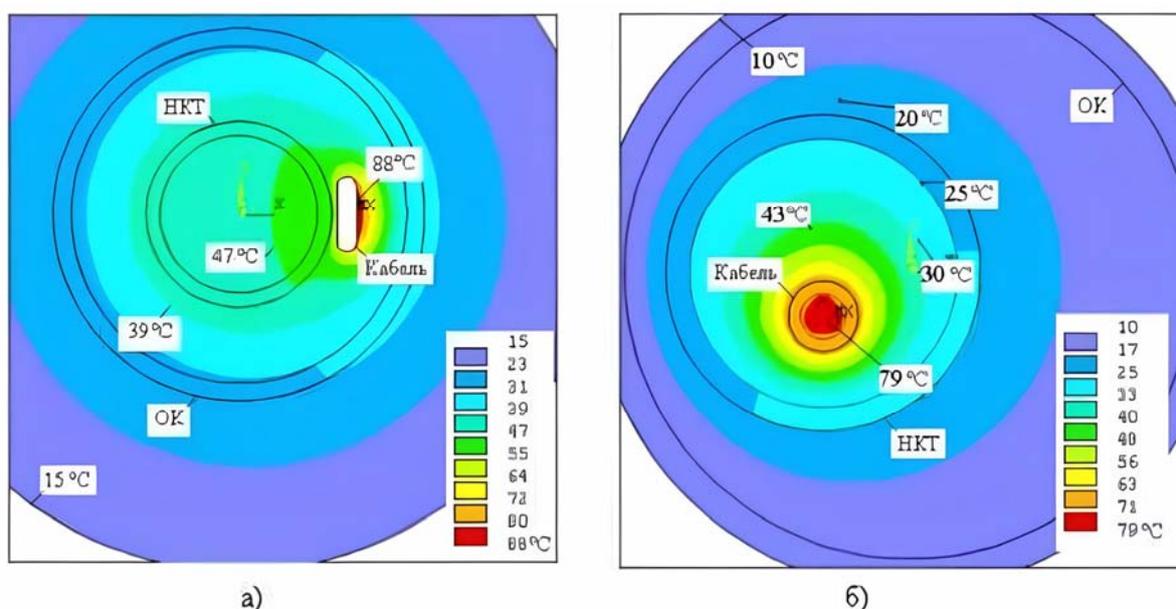


Рисунок 3 – Розподіл температури у поперечному перерізі свердловини

*Література*

1. Орловський В.М., Білецький В.С., Сіренко В.І. Нафтогазовилучення з

### СЕКЦІЯ «БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН»

важкодоступних і виснажених пластів. Харків: Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, НТУ «Харківський політехнічний інститут», ТОВ НТП «Бурова техніка», Львів, Видавництво «Новий Світ – 2000», 2023. – 312 с.

2. Gates I. D. Solvent-aided Steam-Assisted Gravity Drainage in thin oil sand reservoirs [Electronic resource] / Ian D. Gates // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2010. – Vol. 74, no. 3-4. – P. 138–146. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2010.09.003>

3. Al-Gosayir M. Optimization of SAGD and solvent additive SAGD applications: Comparative analysis of optimization techniques with improved algorithm configuration [Electronic resource] / Mohammad Al-Gosayir, Tayfun Babadagli, Juliana Leung // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2012. – Vol. 98-99. – P. 61–68. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2012.09.008>

**УДК 622.276.346:622.276.7**

*В.П. Рубель, к.т.н., доцент*

*О.В. Мотієнко, магістр*

*Д.О. Цибульник, магістр*

*Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

### АНАЛІЗ УСКЛАДНЕНЬ В СИСТЕМІ «ПЛАСТ – СВЕРДЛОВИНА»

До характерних причин зростання недіючого фонду свердловин, що вимагають капітального ремонту, в газодобувних регіонах відносяться:

- низький дебіт, приплив вод пластів і винесення піску;
- низький дебіт, приплив вод пластів і негерметичність експлуатаційних колон;
- низький дебіт або відсутність припливу. У інших регіонах, для свердловин характерні негерметичній затрубного простору і трубної головки, викликані інтенсивною корозійною дією газу [1].

На підставі узагальнення результатів ряду робіт [2] розроблена класифікація ускладнень в системі «свердловина – пласт» і причин тих, що їх викликають, розглянуті способи попередження і ліквідації порушень експлуатаційних властивостей пласта на різних стадіях: від будівництва свердловини до вторинних методів видобутку

До основних видів ускладнень при експлуатації свердловин відносяться: порушення зв'язків в системі «пласт – свердловина»,

### *СЕКЦІЯ «БОРТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН»*

водофторогазопроявлень, зминання і негерметичність обсадних колон, піскопроявлень і утворення піщано-глинистих і газогідратних пробок.

Ускладнення в системі «пласт – свердловина» викликані погіршенням природніх колекторних властивостей в привибійної зоні пласта в результаті взаємодії між [3]:

- породами і їх компонентами (карбонат-глина, піщаник-пісок-пил-глина-карбонат);
- флюїдами в колекторі (вода, нафта, газ);
- флюїдами і твердими речовинами, що проникли в колектор (буровий розчин, рідини для закінчення і ремонту свердловин, фільтрат тампонажного розчину, рідина, що нагнітається в свердловину при вторинних методах розробки).

Основні причини таких ускладнень обумовлені:

- по-перше – властивостями пласта (низька абсолютна проникність і слабка зцементованість порід) і флюїду, що видобувається (висока в'язкість і високий вміст парафінів, асфальтенів);
- по-друге – умовами і способами експлуатації свердловини (форсований відбір флюїда при великих депресіях на пласт, органічні і мінеральні відкладення, утворення піщаних і газогідратних пробок, наявність корозійного середовища і бактерій);
- по-третє – технологічними операціями, що проводяться на всіх стадіях її будівництва, експлуатації і ремонту [4].

Вказані причини значно впливають на зниження абсолютної проникності в результаті закупорювання пор (розміром від 10 до 100 мкм) твердою дисперсною фазою технологічних рідин, використаних при закачуванні і ремонті свердловин, дисперсійним середовищем (основою) тампонажного розчину і хімреагентів, «іржею» і бактеріями. Проникнення прісної води призводить до набрякання і диспергування глин і глиновміщуючих порід, розчинення міжгранулярного цементу і деструкції скелета породи. Проникнення мінералізованої води викликає порушення структури глин, слюди, польових шпатів. При несумісності солей і їх розчинів в порах утворюються осіди. Зниженню абсолютної проникності сприяють: ерозія фільтраційної (глинистою) кірки в процесі циркуляції; значний надлишковий тиск при перфорації і тривалий контакт між робочою рідиною і пластом; диспергуюча дія поверхнево-активних речовин (ПАР) на глини; неправильно вибраний при наміванні фільтра фракційний склад

### СЕКЦІЯ «БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИНИ»

гравію і його суміші з піском; органічні (парафіни, асфальтени, гідрати) і неорганічні осідання (карбонати або сульфати кальцію, сульфати барії, карбонати або сульфіді заліза), що утворюються в процесі експлуатації свердловини; зниження тиску пласта, що призводить до збільшення напруження в міжгранулярних зв'язках і порушення зцементованих часточок піску; піскопроявлень тощо.

Зниження відносної проникності обумовлене підвищенням водонасичення і утворенням водяних пробок; підвищенням поверхневого натягнення на межі розділу «вода – нафта»; проявам води, нафти або газу в процесі ремонту свердловини; зниженням тиску пласта, в результаті чого зростає об'єм розчиненого газу.

Утворення емульсій відбувається, як правило, двома різними шляхами: при нагнітанні води і соляної кислоти в нафтогазовий пласт або при насиченні води нафтою (газом), що обумовлює підвищення в'язкості флюїда. Цьому сприяє також пониження температури.

Кожен з розглянутих вище показників і їх сукупність у результаті визначають реальні значення коефіцієнта продуктивності свердловини.

#### Література

1. Кононов, М. І., & Судаков, А. К. (2021). Аналіз причин, що викликають поглинання промивальної рідини.
2. Shchekin, A., Verzhbitskaya, V., & Handzel, A. (2023, August). Applying Deterministic Factor Analysis to Study Gas Well Operation. In 2023 5th International Conference on Problems of Cybernetics and Informatics (PCI) (pp. 1-3). IEEE.
3. Alizadeh, S. M., Khodabakhshi, A., Abaei Hassani, P., & Vaferi, B. (2021). Smart identification of petroleum reservoir well testing models using deep convolutional neural networks (GoogleNet). *Journal of Energy Resources Technology*, 143(7), 073008.
4. Judin, E., Andrianova, A., Ganeev, T., Kobzar, O., Isaev, D., Polinov, M., ... & Ovechkin, V. (2022, November). Intelligent Methods for Analyzing High-Frequency Production Data to Optimize Well Operation Modes. In *SPE Annual Caspian Technical Conference* (p. D022S013R004). SPE

УДК 622.24

*В.П. Рубель, к.т.н., доцент**А.І. Липівець, магістр**Р.Ю. Склинський, магістр**Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

## ЗАГАЛЬНІ ПОНЯТТЯ ТА КЛАСИФІКАЦІЯ БУФЕРНИХ РІДИН

Основними моментами для забезпечення продуктивності та якості будівництва свердловин є їх кріплення обсадними колонами, рівномірне заповнення тампонажної сумішшю за колонного простору, формування у ньому непроникного кріплення, відсутність міжколонних тисків і перетоків газу, збереженням колекторських властивостей продуктивного пласта, збільшенням терміну експлуатації та надійності свердловини.

Буферна рідина – рідина, яка розділяє дві інші рідини з метою попередження їх змішування й утворення небажаних сумішей, збільшення повноти заміщення, руйнування глинистих кірок тощо; застосовується під час буріння і ремонту свердловин, головним чином, для попередження змішування бурового і тампонажного розчинів і очищення стінок свердловин [1].

Загальновизнаним напрямом підвищення якості цементування свердловин є застосування буферних рідин з необхідними експлуатаційними властивостями [2].

Використання буферних рідин є складовою частиною комплексу заходів, спрямованих на забезпечення високої якості витіснення промивальної рідини із затрубного простору і видалення фільтраційної кірки зі стінок свердловини. Як свідчать дослідження, за відсутності буферних рідин, утворюються важкопрокачувані суміші у зоні контакту промивальної рідини та тампонажного розчину, у результаті чого збільшується тиск прокачування в (1,4 – 1,8) рази, а коефіцієнт витіснення промивальної рідини знаходиться у межах (0,4 – 0,6). Унаслідок цього кріплення свердловин не відповідає вимогам, які до них висуваються [3].

На сьогодні у світовій практиці використовується більше 100 рецептур буферних рідин, що пояснюється різноманітністю завдань, які вирішуються у процесі тампонування, а також поглядами і можливостями щодо розроблення нових рецептур. Слід зазначити, що незважаючи на широкий

### СЕКЦІЯ «БОРТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН»

асортимент буферних рідин, вони не завжди відповідають гірничо-геологічним умовам цементування, оскільки результати лабораторних тестувань технологічних властивостей суттєво відрізняються від задекларованих показників, а придбання буферних матеріалів потребує значних матеріальних витрат. Крім того, ряд буферних рідин на основі порошкоподібних сумішей під час замішування потребують додаткових обробок хімреагентами, а також застосування інших матеріалів, що спричиняє додаткові затрати часу і коштів на їх приготування [4].

На родовищах України найбільшого поширення набули буферні рідини на основі технічної води, рідини замішування тампонажного розчину, водних розчинів солей, водних розчинів ПАР і різноманітних водорозчинних полімерів тощо. Ці рідини, що характеризуються хорошими відмиваючими властивостями, мають ряд недоліків, серед яких насамперед недостатня густина, незадовільні структурно-реологічні властивості та негативний вплив на якість розкриття продуктивних пластів.

Залежно від структурних властивостей буферні рідини можуть витіснити промивальну рідину (високов'язкі рідини при малій швидкості руху) або вимивати (низьков'язкі рідини при великій швидкості руху). Руйнування фільтраційної кірки може відбуватися механічним (ерозійна рідина) або хімічним (розчини кислот та лугів) способами. Використовують також буферні рідини комбінованої дії.

Види основних буферних рідин та їх призначення подані у таблиці 1.

Буферні рідини повинні відповідати наступним вимогам:

- ефективно витіснити промивальну рідину з кільцевого простору свердловини;
- змивати плівку промивальної рідини зі стінок свердловини і обсадної колони;
- при змішуванні з рідинами у свердловині запобігати можливості утворення важкопрокачувальних сумішей;
- не змінювати терміни тужавіння тампонажних розчинів;
- не зменшувати адгезію тампонажного каменю зі стінками свердловини і обсадної колоною;
- не чинити негативного впливу на гірські породи, які складають стінки свердловини, особливо в ускладнених інтервалах;
- не погіршувати фільтраційні властивості порід колекторів;

**СЕКЦІЯ «БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН»**

*Таблиця 1 – Класифікація буферних рідин*

№	Вид буферної рідини	Призначення та сфера застосування	Хімічна активність
1	Розділяючі буферні рідини		
1.1	<i>Не обважені</i>		
1.1.1	Вода	Розділення тампонажного розчину та промивальної рідини. Запобігання змішування різних розчинів	Інертна
1.1.2	В'язко-пружний розділювач на основі ПАА	Підвищення коефіцієнта витіснення промивальної рідини	Інертна
1.2	<i>Обважені</i>		
1.2.1	Водні розчини солей	Розділення тампонажного розчину та промивальної рідини в ускладнених розрізах свердловин	Інертна
1.2.2	Обважена буферна рідина на основі полімерів	Підвищення коефіцієнта витіснення промивальної рідини за наявності ускладнень у свердловині та АВПТ	Інертна
1.2.3	Водний розчин КМЦ (7%-й)	Те ж саме	Інертна
1.2.4	Емульсії	Те ж саме	Інертна
2	Відмиваючі буферні рідини		
2.1	<i>На водній основі</i>		
2.1.1	Аерована буферна рідина	Підвищення коефіцієнта витіснення промивальної рідини за наявності зон поглинання та АНПТ	Інертна
2.1.2	Ерозійна буферна рідина	Видалення залишків промивальної рідини та фільтраційної кірки	Інертна
2.1.3	Буферна рідина з пониженою водовіддачею	Підвищення коефіцієнта витіснення промивальної рідини за наявності зон поглинання та АНПТ	Інертна
2.1.4	Водний розчин соляної кислоти (9-15 %-й)	Видалення залишків промивальної рідини та фільтраційної кірки	Активна
2.1.5	Водний розчин сульфамінової кислоти (20 %-й)	Теж саме	Активна
2.1.6	Водний розчин каустичної соди (5 %-й)	Теж саме	Активна
2.1.7	Водний розчин кальцинованої соди (5 %-й)	Теж саме	Активна

**СЕКЦІЯ «БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИНИ»**

*Закінчення таблиці 1*

№	Вид буферної рідини	Призначення та сфера застосування	Хімічна активність
2.1.8	Водний розчин солей соляної кислоти	Теж саме	Активна
2.1.9	Водний розчин сірчаноокислого алюмінію (6-10 %-й)	Теж саме	Активна
2.1.10	Водний розчин сірчаноокислого заліза (6-10 %-й)	Теж саме	Активна
2.1.11	Водний розчин дигідропірофосфату натрію (0,05-0,28 %-й)	Видалення залишків промивальної рідини великої лужності з каверн і застійних зон та фільтраційної кірки з стінок свердловини.	Активна
2.2	<i>На вуглеводневій основі</i>		
2.2.1	Дегазована нафта	Підвищення коефіцієнта витіснення промивальної рідини на вуглеводневій основі	Інертна
2.2.2	Дизельне паливо	Теж саме	Інертна
2.2.3	Нафтопродукти з ПАР	Теж саме	Інертна
3	Комбіновані		
3	Комбіновані		
3.1	Трипорційна буферна рідина	Підвищення коефіцієнта витіснення промивальної рідини. Видалення залишків промивальної рідини та фільтраційної кірки	Інертно-активна
3.2	Буферна рідина з тампонуєчими властивостями (РТВ)	Підвищення коефіцієнта витіснення промивальної рідини. Покращення контакту тампонажного каменю зі стінками свердловини.	Активна
4.	Спеціальні		
4.1	Водний розчин ортофосфорної кислоти (35-70 %-й)	Створення умов для твердіння глинистої кірки	Активна
4.2	Буферні рідини, які здатні твердіти	Використовуються у випадку, якщо вони не витісняються з свердловини	Активна

**СЕКЦІЯ «БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН»**

- не викликати корозію обсадної колони чи обладнання у свердловині;
- по можливості забезпечувати турбулентний режим руху при низьких швидкостях закачування;
- забезпечувати можливість обважнення до необхідної густини;
- мати мінімальні показники седиментації і фільтрації;
- бути технологічними з точки зору можливості приготування у промислових умовах.

*Література*

1. Мала гірнича енциклопедія / [за ред. В. С. Білецького]. – Донецьк : Східний видавничий дім, 2013. – Т. 3. – 644 с.
2. Спеціальні тампонажні системи : навчальний посібник / М. В. Синюшкович, Б. А. Тершак, І. І. Витвицький, О. Б. Марценків. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2022. 407 с.
3. Rubel, V., & Pshyk, V. (2024). DESIGN OF THE INTENSIFICATION METHOD WITH THE HELP OF FRACCADE SOFTWARE. *Technology Audit & Production Reserves*, 2.
4. Коцкулич Я.С. Стан та перспектива забезпечення надійності за колонного простору кріплення свердловин на пізній стадії розробки родовищ / Я.С. Коцкулич, Б.А. Тершак, М.В. Сенюшкович // ВНТЖ «Розвідка та розробка нафтогазових родовищ». – 2007. – №2(23). – С.123–126.

**УДК 622.276**

*Є.О. Голінка, магістрант*

*Д.М. Скляр, магістрант*

*І.І. Ларцева, к.т.н., доцент*

*Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

**БОРОТЬБА З АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФІНІСТИМИ  
ВІДКЛАДАМИ ХІМІЧНИМИ МЕТОДАМИ**

Під час видобування нафти у свердловині проходять зміни термо- та гідродинамічних умов, а саме: зміни температури, швидкості потоку, тиску розгазування нафти, обводненості нафти, стінок трубопроводів тощо. В результаті цього відбувається утворення асфальтосмолопарафінових відкладів (АСПВ). На парафінізацію найбільший вплив чинить переохолодження нафти у свердловині під час руху від вибію до гирла.

*СЕКЦІЯ «БОРТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН»*

Багато родовищ України характеризуються умістом в нафті від 3,5 до 7 % асфальтосмолистих речовин і від 5,8 до 13,1 % парафіну (рис. 1). Кожен конкретний об'єкт розробки характеризується різним хімічним складом, фізико-хімічними властивостями АСПВ, що потребує диференційного підходу до депарафінації.



*Рисунок 1 – Відклади парафінів в НКТ [1]*

Практика видобування парафінових нафт на промислах показує, що основними місцями відкладів парафіну є: свердловинні насоси, підйомні колони в свердловинах, викидні лінії від свердловин, резервуари промислових збірних пунктів. Найінтенсивніше парафін відкладається на внутрішній поверхні підйомних труб свердловин. У викидних лініях парафіноутворення підсилюється в зимовий час, коли температура повітря стає значно нижчою температури газонафтового потоку.

З усього різноманіття методів боротьби з відкладами асфальтосмолопарафінових речовин (АСПР) одним із найбільш ефективних і перспективних є хімічний, суть якого полягає у використанні розчинників, які видаляють парафінові відклади, або реагентів, які запобігають їх відкладенню.

Хімічна депарафінація привибійної зони пласта та нафтопромислового обладнання включає в себе три основні методи дії:

– депарафінацію нафтопромислового обладнання з метою усунення негативного впливу асфальтосмолопарафінистих відкладів;

**СЕКЦІЯ «БОРТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН»**

– інгібування поверхні підземного обладнання та породи продуктивного пласта інгібіторами парафіновідкладень для попередження випадання асфальтосмолопарафіністих відкладів (АСПВ);

– обробку привибійної зони пласта з метою відновлення проникності продуктивних пластів шляхом пом'якшення, диспергування та розчинення АСПВ [2].

Різний фізико-хімічний склад АСПВ потребує диференційного підходу в роботі по депарафінізації об'єктів на кожному окремо взятому родовищі. В кожному конкретному випадку вибирається розчинник або композиція на його основі з урахуванням фізико-хімічних властивостей нафти, а також наявності сировинної бази в даному регіоні.

На прикладі нафти Східно-Решетняківського родовища, що за кількістю розчинених твердих вуглеводнів відносяться до парафінових (4,55 %), за вмістом сірки – до малосірчастих (0,033 %), за кількістю смол – до малосмолистих (2,5 %), і які потрапляють на групову трапну установку (ГТУ) «Решетняки», що призначена для збору продукції нафтових та експлуатацію спостережних газових свердловин Решетняківського, Східно-Решетняківського та Західно-Вільшанського родовищ, індивідуального заміру дебіту свердловин, підготовки нафти та природного і попутного газу для подальшого відвантаження та подачі місцевим споживачам та використанням для власних потреб, рекомендовано використання депресатору «РЕНА-2210» [3] для запобігання АСПВ як у свердловинах, так і у трубопроводах.

*Література*

1. Лотонова О. В. Причини та наслідки утворення парафінових відкладень на стінках нафтової свердловини / Лотонова О. В., Лістовицик Л. К. // *Матеріали Аспірантських читань пам'яті професора Артура ПРАХОВНИКА : збірник наукових праць (10-11 березня 2021 р., Київ )*. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, ІЕЕ, 2021. – С. 44-49.

2. Обладнання для попередження відкладень асфальтосмолистих речовин, парафіну та піску: монографія / Б. В. Копей, О. О. Кузьмін, С. Ю. Онищук. Серія «Нафтогазове обладнання», том 3 – ІваноФранківськ: ІФНТУНГ, 2014 – 216 с.

3. ТУ У 24.6-30084964-004-2003. Депресатор для нафти і нафтопродуктів «РЕНА-2210».

УДК 622.279

Ю.О. Гума, магістрантка  
Є.С. Федоренко, магістрантка  
І.І. Зезекало, д.т.н., професор

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

## ВИКОРИСТАННЯ ІНГІБІТОРІВ СОЛЕВІДКЛАДЕНЬ ДЛЯ ПОПЕРЕДЖЕННЯ І БОРОТЬБИ З СОЛЯМИ

Солевідкладення в обводнених свердловинах є однією з найбільш значущих проблем у нафтогазовидобувній галузі. Утворення солей на поверхнях технологічного обладнання, трубопроводах (рис. 1) і насосах призводить до зниження продуктивності свердловин, збільшення витрат на ремонтні роботи, а також до зниження кінцевого коефіцієнта видобутку вуглеводнів [1].



Рисунок 1 – Відклади солей в НКТ і на обладнанні свердловин

На практиці на газових і газоконденсатних свердловинах ПАТ «Укргазвидобування» для забезпечення стабільної експлуатації та запобігання утворенню відкладів солей вживають профілактичні заходи:

– закачування прісної води в затрубний простір свердловини, коли вона функціонує на установці підготовки газу;

**СЕКЦІЯ «БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИНИ»**

- закачування прісної води в трубний простір свердловини та запуск її на установку підготовки газу;
- закачування прісної води в затрубний простір свердловини з подальшим продуванням трубного простору на амбар;
- закачування розчину поверхнево-активних речовин (ПАР) низької концентрації (до 0,1 – 0,5%) в затрубний простір свердловини при її роботі на установку підготовки газу. Це спрямовано на зменшення ймовірності взаємодії солей та глинистого матеріалу, що може призвести до утворення міцної пробки;
- закачування гарячої води в затрубний простір свердловини з подальшим продуванням трубного простору на амбар;
- закачування розчину інгібітору солевідкладень в трубний або затрубний простір свердловини, а потім запуск його в роботу на установку підготовки газу;
- закачування розчину інгібітору солевідкладення в трубний та затрубний простір свердловини із зупинкою та подальшим запуском в роботу [2].

Оскільки склади пластових вод і типи солевідкладень значно варіюються залежно від умов конкретного родовища, важливим є розроблення та впровадження адаптованих інгібіторів, здатних ефективно протидіяти утворенню осадів у широкому діапазоні термобаричних і хімічних параметрів.

За даними чисельних досліджень НДПІ ПАТ «Укрнафта» із солевідкладеннями слідує, що у разі карбонатних солей достатньо використовувати стандартний соляно-кислотний розчин з додавання або без додавання неіоногенного ПАР (для розчинення плівки нафтопродуктів).

У разі карбонатно-гіпсових солей більш ефективним є використання обважнених соляно-кислотних розчинів на основі суміші 10 % HCl та 7 % CaCl<sub>2</sub> або суміші 10 % HCl та 10 % NaCl.

У разі важкорозчинних солевідкладень або ущільнених солевідкладень рекомендується використовувати послідовне нагнітання 20% розчину гідроксиду натрію або Антисолу та обважнених соляно-кислотних розчинів на основі суміші 10 % HCl та 7 % CaCl<sub>2</sub> або суміші 10 % HCl та 10 % NaCl. При цьому час витримування перших розчинів може становити 6 – 12 год.

**СЕКЦІЯ «БОРТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН»**

Зростання обводненості пластів, зумовлене тривалою експлуатацією родовищ, поглиблює проблему солевідкладень. Впровадження ефективних інгібіторів солевідкладень є ключовим рішенням для мінімізації цих негативних явищ, дозволяючи: забезпечити стабільну роботу свердловин навіть за високої обводненості продукції; знизити технічні та економічні ризики, пов'язані з обмеженням пропускної здатності обладнання; підвищити рентабельність видобутку на пізніх стадіях розробки родовищ.

*Література*

1. *Особливості солевідкладення у газоконденсатних свердловинах / В. Б. Воловецький, А. В. Гнітко, О. М. Щирба // Вісник Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна. Серія : Геологія. Географія. Екологія. – 2018. – Вип. 48. – С. 30–38.*
2. *Боротьба із сольовими відкладеннями на родовищах ГПУ «Шебелинкагазвидобування» [Текст] / А. В. Гнітко, В. І. Жмурков, Д. М. Когуч, О. В. Корсун // Нафтогазова галузь України. – Київ. – 2016. – Вип. 4 (22). – С. 28–30.*

УДК 622.692.4:622.692.6

*П.М. Гламаздин, магістрант**В.М. Савик, к.т.н., доцент**Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

## **ВИКОРИСТАННЯ ГЕЛІОСИСТЕМ ПРИ ТРАНСПОРТУВАННІ НАФТИ ТА НАФТОПРОДУКТІВ**

Транспортування нафти та нафтопродуктів виконується двома шляхами – безперервно через трубопроводи або порційно з використанням транспортних засобів (залізниця, річковий та морський транспорт, автомобілі). В обох випадках має місце одна проблема – велика в'язкість деяких сортів нафти та нафтопродуктів, що призводить до необхідності нагрівати ці сорти нафти для зниження в'язкості і перед транспортуванням і в процесі транспортування, особливо в трубопроводах. Традиційно нафта та нафтопродукти обігрівалися двома способами – або прямим обігрівом в так званих конвективних печах або за допомогою насиченої водяної пари [1].

Перший спосіб більш простий – нафта та нафтопродукти пересувається в спіральних трубопроводах, які щільно стискаються між собою. Циліндричний простір між ними утворює топку, в якій горить паливо. На виході з топки розташована так звана конвективна поверхня нагріву, в якій нафта попередньо нагрівається перед подачею в топку. Конвективна поверхня нагріву – це теплообмінник газ – рідина. Ця технологія має дві вади – по-перше вона пожеженобезпечна, по – друге інтенсивність теплообміну між нафтою і продуктами спалювання обмежується через можливість коксування нафти в трубах. Це робить розміри і металоємність печей надто великими, а системи регулювання складними і дорогими. Крім того печі мають низький ККД.

Друга технологія – це нагрівання нафти в теплообмінниках при конденсації водяної пари в трубах, поверхні яких передають в той чи інший спосіб тепло конденсації водяної пари нафті. Крім відомих вад теплообмінних систем, що використовують водяну пару, така технологія потребує досить великої витрати води для реалізації процесу отримання пари в паровій котельні, яку не завжди можна реалізувати в місцях, де

необхідно нагрівати нафту. До того ККД парової котельні досить низький через великі витрати на власні потреби.

Обидві ці технології складно поєднуються з поновлювальними джерелами теплоти, зокрема з геліосистемами. Зазвичай в геліосистемах в якості теплоносія використовується водні розчини етиленгліколь або пропиленгліколь. При цьому виникає небезпека закипання теплоносія в години найбільшої інтенсивності інсоляції. Щоб цьому запобігти використовуються різні методи, але всі вони так чи інакше призводять до переривання опромінення інсоляцією сонячного колектора – основної частини будь – якої геліосистеми в години найбільшої інсоляції. Цей метод збільшує надійність експлуатації геліосистем, але не дозволяє повністю реалізовувати потенційно доступну теплоту сонячного випромінювання. Якщо не переривати роботу геліосистеми опівдні, можна нагріти теплоносій в плоскому геліоколекторі до температур на рівні 140°C, а в трубчастому вакуумованому – до 350°C. Якщо замінити теплоносій на високотемпературні органічні евтектики (ВОТ), то можна довести їх температуру без скипання до 400°C при тиску в системі 0,2 0,3 МПа [2]. Тобто геліосистема з вакуумованими колекторами вже може бути використана в сукупності з теплогенеруючою установкою, яка також призначена для нагрівання ВОТ. Взагалі використання ВОТ в якості теплоносія для нагрівання нафти і важких нафтопродуктів вирішує проблеми, які притаманні паровим системам теплопостачання та конвективним печам. Вони мають прості технологічні схеми, теплогенератори для нагрівання ВОТ мають ККД до 96%, самі ВОТ корозійно не активні, системи легко і точно регулюються [3].

#### Література

1. Білецький В. С. Основи нафтогазової справи / В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. І. Дмитренко, А. М. Похилко. – Полтава: ПолтНТУ, Київ: ФОП Халіков Р. Х., 2017. – 312 с.
2. Heat transfer technique with organic media/ by Obering. Walter Wagner with 2nd Edition 1997 © 1997 by Dr. Ingo Resch GmbH Maria-Eich StrasSe 77, 82166 Graefelfing, Germany.
3. Гламаздин, П. Енергоефективна оптимізація системи теплопостачання нафтотерміналу / П. Гламаздин, Е. Сірохіна // Вентиляція, освітлення та теплогазопостачання, Вип. 37. – К.: КНУБА, – С. 42 – 53. <https://doi.org/10.32347/2409-2606.2021.37.42-53>

УДК 622.7.06

*І.П. Старолат, магістрант**Б.І. Зайцев, магістрант**О.В. Михайловська, к.т.н., доцент**Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

## УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ОЧИЩЕННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ВІД СІРКОВОДНЮ

Сірководень знаходить досить широке застосування в різних областях промисловості та медицини, незважаючи на те, що в порівнянні з основними продуктами нафтогазової галузі його викиди невеликі. Тривалий період промислового очищення природних газів від сірководню призвів до того, що технології, що лежать в основі його отримання, досить швидко розвиваються. Існують такі основні технології вилучення сірководню:

- фізична абсорбція, заснована на розчинності газу в полярних розчинах (вода, метанол);
- хемосорбція, заснована на хімічному зв'язку сірководню, при взаємодії його з з'єднаннями;
- адсорбція, заснована на поглинанні твердими сорбентами (наприклад, цеолітами).

Очищення природних газів є актуальною проблемою для всіх виробничих об'єктів нафто- і газовидобувної промисловості. У даний час при великих об'ємах транспортування газу, його очищення є найбільш ефективним та економічним способом зменшення швидкості корозії та, як наслідок, безвідмовного функціонування обладнання. Вихід з цієї ситуації може бути досягнутий шляхом розроблення наукових основ і вдосконалення технічних рішень [1].

Технологія газогідратного поділу газових сумішей поділяється на кілька етапів. Першим етапом є нагнітання газової суміші в реактор високого тиску до певного тиску та охолодження до певної температури. При цьому повинен забезпечуватись контакт газової суміші із середовищем гідратоутворення. Після цього відбувається відділення компонентів газової

суміші шляхом укладання компонентів газовий гідрат до моменту, коли в системі не залишиться тільки метан.

Після цього необхідно видалити метан із установки та відправити його для подальшого використання. Частина середовища гідратоутворення, яка не перейшла в гідрат, може бути використана для нового циклу гідратоутворення. Крім того, гідрат, що вийшов, може бути розкладений на окремі газові компоненти шляхом послідовної дисоціації за відповідних умов.

Запропонована установка для очищення природного газу від сірководню з застосуванням газових гідратів має такі переваги:

- 1) гідратне розділення багатоконпонентних газових сумішей дозволяє комплексно розділяти як гідратоутворюючі, так і гідратонеутворюючі компоненти;
- 2) процес розділення виконується в дві стадії, що призводить до більш якісної очистки природного газу;
- 3) процес проводиться за допомогою води, яка після очищення може повертатися до установки на повторне використання;
- 4) температура, при якій проводиться розділення природного газу за допомогою даної установки не перевищує 277,5 К;
- 5) відсутність використання в установці кислот, що становлять небезпеку для персоналу;
- 6) дана установка становить меншу небезпеку для навколишнього середовища, в порівнянні з іншими технологіями очищення природного газу від діоксиду вуглецю [2].

#### *Література*

1. Михайлюк О.Л. Стан і перспективи використання ресурсів гідрату метану зони Чорного моря / О.Л. Михайлюк // Збірник матеріалів науково-практичної конференції «Проблеми соц.-економ. розвитку Укр. Причорномор'я в умовах фінансово-економічної кризи» Одеса, 3 березня 2009 р. – С. 151 – 160.

2. Педченко, Л.О. & Педченко, М.М. (2014). Застосування рідинно-газового струминного апарата з подовженою камерою змішування як контактного пристрою для утворення газових гідратів (Патент України на винахід №105208). Бюл. № 8, Україна. Вилучено з: <http://uapatents.com/5-105208-zastosuvannyaridinno-gazovogo-struminnogo-aparata-z-podovzhenoyu-kameroyu-zmishuvannyayak-kontaktного-pristroyu-dlya-utvorenniya-gazovikh-gidrativ.html>

УДК 622.276:504

*Д.В. Калач, магістрант**І.І. Щербак, магістрант**О.В. Михайловська, к.т.н., доцент,**Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

## ЕКОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ НАФТОВИДОБУВНОЇ ГАЛУЗІ

Пластові води потрапляють на поверхню під час видобутку нафти шляхом буріння свердловин. Такі води розташовуються в нафтоносних пластах у вигляді шару, що підстилає, або утворюють окремі водоносні горизонти. Обсяг таких вод може перевищувати обсяг видобутої нафти у 2,5 – 6 разів.

При вилученні нафти вода, яка супроводжує потік, містить від 200 до 1000 мг/л нерозчинних вуглеводнів, а також мінеральні речовини та зважені частки.

Забруднені пластові води потрапляють у навколишнє середовище при порушенні технологічного процесу видобутку корисних копалин, знос обладнання або неправильному виборі технологій очищення.

Забруднення нафтопродуктами і нафтопромисловими стічними водами впливає на гумусний стан, кислотно-лужну рівновагу, вміст рухомих форм азоту і фосфору, ферментативну активність і хімічний склад водної витяжки ґрунту солевий склад ґрунтових вод на території.

Хімічний склад нафти пластових вод у різних районах різний, що обумовлено їхнім формуванням в природному середовищі. Техногенні потоки свердловини, забруднюючи ґрунт, поверхневі і ґрунтові води, порушують ґрунтові та водні біоценози [1].

У 2013 році у складі стічних вод, що вимагають очищення, об'ємом 962,57 млн. м<sup>3</sup> у водні об'єкти Полтавщини надійшло 44645,03 тон хімічних речовин.

Маса інших забруднюючих речовин, що визначаються у складі скинутих у поверхневі води стічних вод, склала близько 14,3% від загальної маси забруднюючих домішок. Тим не менш, скидання деяких з них може призводити до погіршення якості води природних водних об'єктів (нітрити, СПАР, нафта та нафтопродукти, органічні речовини, мідь, цинк, свинець та

ін.) [2]. Вклад кожної забруднюючої речовини у загальне забруднення природних поверхневих вод краю представлений на діаграмі (рис. 1).

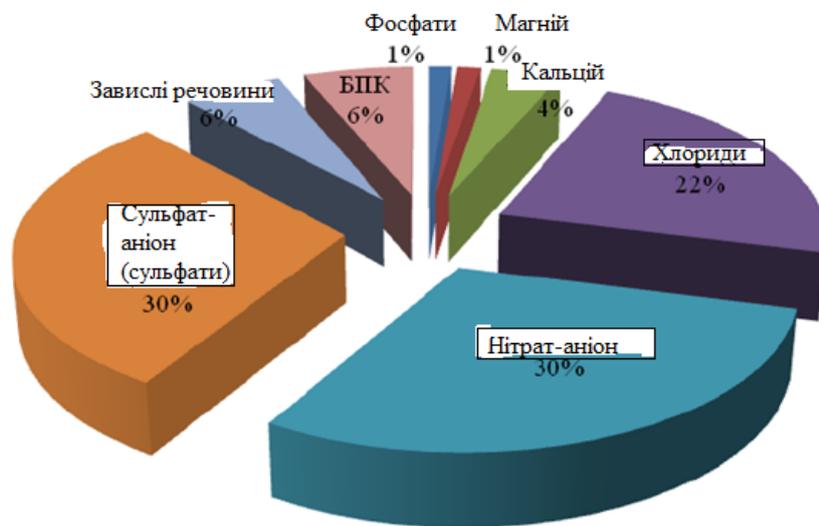


Рисунок 1 – Співвідношення маси забруднюючих речовин, що надійшли у водні об'єкти Полтавщини у 2019 році

Існуючі на даний час методи очищення стічних пластових вод досить дорогі, або не забезпечують достатнього ступеня очищення. У зв'язку з цим великий теоретичний та практичний інтерес являє аналіз можливості використання методу із застосуванням магнітного впливу очищення стічних пластових вод від нафтопродуктів.

#### Література

1. Юрків М.І. Фізико-хімічні основи нафтовилучення.- Львів, 2008. – 374 с.
2. Ярмак Л. П. Удосконалення системи методів ідентифікації проб нафтопродуктів з метою встановлення джерела забруднення [Текст]/ Л. П. Ярмак// Захист навколишнього середовища в нафтогазовому комплексі. – 2007. – № 4. – С. 18–23.

УДК 622.276:622.7.09

*В.О. Гончар, студент**В.В. Петрик, студент**О.О. Шевченко, аспірант**Т.М. Нестеренко, к.т.н., доцент**Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

## **ЕФЕКТИВНІСТЬ ВИКОРИСТАННЯ МУЛЬТИЦИКЛОННИХ СЕПАРАТОРІВ ДЛЯ ОЧИЩЕННЯ ПЛАСТОВИХ ВОД**

Однією з актуальних проблем є ефективне очищення пластових вод, що видобуваються разом з вуглеводнями. Пластові води, містять значну кількість механічних домішок, залишків вуглеводнів, а також хімічних реагентів, які використовуються в процесах розробки родовищ. Недостатня очистка пластових вод, а потім повторне використання їх для підтримки пластового тиску, може призвести до явища кольматації.

Перспективним напрямком вдосконалення технологій очищення є застосування мультициклонних сепараторів, які забезпечують високий рівень розділення фаз за рахунок інерційних та відцентрових сил. Завдяки конструктивним особливостям це обладнання може бути адаптовано до умов певного родовища.

Гідроциклонні сепаратори ефективно працюють лише за умови правильного профілю перепаду тиску. Суміш нафти і води подається тангенціально у вставку через вхідний отвір (або отвори). Швидкість потоку на вході та форма отвору змушують суміш обертатися у вигляді вихрового потоку. Прискорення обертання зростає в міру зменшення внутрішнього діаметра по довжині вставки [1].

Центробіжні сили, що утворюються в результаті такого потоку, забезпечують розділення двох нерозчинних рідин (нафти й води). Вода витісняється до внутрішньої стінки вставки, в той час як легша нафта переміщується до центру, де формує тонке «ядро» з нафти.

Вода відводиться вниз через хвостову трубу, утворюючи нижній потік (underflow). Контролюючи перепади тиску по довжині вставки, нафта (легка фаза) змушена текти у зворотному напрямку, формуючи центральне ядро. Це нафтове «ядро» виходить через центральний верхній отвір, утворюючи верхній потік або вихідний потік (reject), як показано на рис. 1.

Щоб підтримувати максимальну ефективність розділення в будь-якому гідроциклоні, необхідно, щоб вихідний потік (reject) зберігався на рівні або вище встановленого відсотка від загального потоку вхідної води. Чим складніша задача очищення, тим вищою має бути частка цього потоку. Типові значення вихідного потоку становлять 3 – 8%.

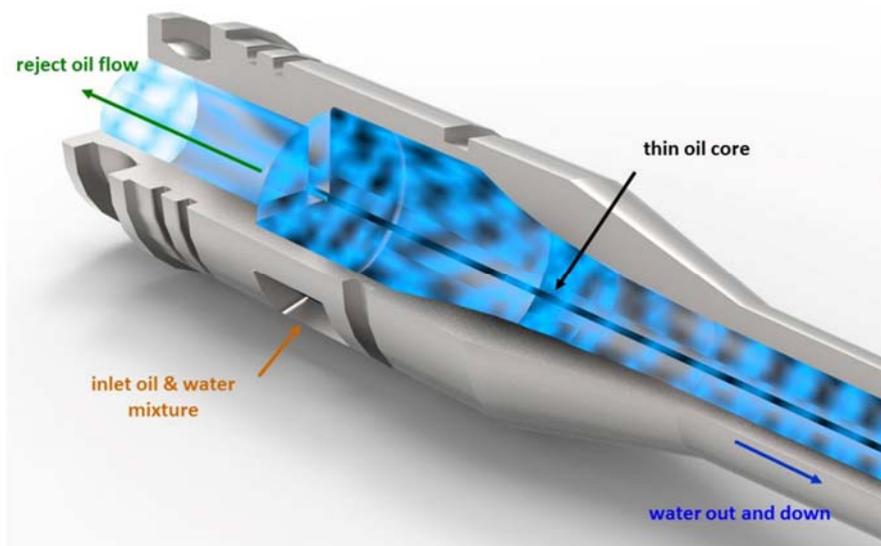


Рисунок 1 – Гідроциклонний елемент сепаратора

Профіль тиску, або коефіцієнт перепаду тиску (PDR), встановлюється вздовж вставки для забезпечення належного витoku відхідного потоку. Формула для розрахунку PDR [2]

$$PDR = \frac{P_{inlet} - P_{reject}}{P_{inlet} - P_{water}} \quad (1)$$

У загальному випадку коефіцієнт PDR визначається як різниця між вхідним тиском та тиском у вихідному (нафтовому) потоці, поділена на різницю між вхідним тиском і тиском на виході (потік води).

Коефіцієнт PDR, що дорівнює 1,8 – стандартна вихідна точка для проектування гідроциклону при стандартних або відносно простих умовах експлуатації. Складні умови вимагають вищого рівня вихідного потоку – 5–8%, що відповідає значенню PDR від 2,0 і вище.

Система гідроциклону з недостатнім коефіцієнтом PDR є однією з найпоширеніших причин зниження ефективності очищення пластової води.

Гідроциклонні елементи об'єднуються в кластери або батареї і можуть бути використані для більш якісного очищення пластових вод.

#### *Література*

1. César S. D. *The Role of Hydrocyclone and Induced Gas Flotation Technologies in Offshore Produced Water Deoiling Advancements*. [Electronic resource] / Sandro Duarte César, Debbie De Jager, Mahomet Njoya // *Petroleum Research*. – 2024. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2024.10.002>

2. Ditria J. C. *Produced Water Treatment with Deoiling Hydrocyclones – Misconceptions & Corrections* [Electronic resource] / John C. Ditria, Charles H. Rawlins // *SPE Western Regional Meeting, Anchorage, Alaska, USA, 22–25 May 2023*. – [S. l.], 2023. <https://doi.org/10.2118/213033-ms>

**УДК 622.279.4:621.515**

*С.Р. Булавчик, магістрант*

*М.В. Петруняк, к.т.н., доцент*

*Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

### **ПІДТРИМАННЯ ТА ЗБІЛЬШЕННЯ ВИДОБУТКУ ГАЗУ НИЗЬКОНАПІРНИХ СВЕРДЛОВИН ЗА РАХУНОК ВСТАНОВЛЕННЯ КОМПРЕСОРНОЇ УСТАНОВКИ**

Проблема забезпечення стабільного видобутку природного газу є надзвичайно важливою для енергетичної безпеки України. В умовах виснаження родовищ газу та зниження пластового тиску необхідно впроваджувати ефективні технічні рішення для збільшення видобутку газу [1].

Підтримання базового видобутку з цих родовищ в першу чергу пов'язано із оптимізацією робочих тисків на гирлі свердловин, отже, питання пошуку шляхів мінімізації допустимих тисків на гирлах свердловин є доволі актуальним [2]. Одним із таких рішень є використання малогабаритних дотискних компресорних станцій (МДКС), що дозволяє підвищити тиск газу низьконапірних свердловин і забезпечити його подальший транспорт до установок комплексної підготовки газу (УКПГ).

Головною метою експлуатації КУ є забезпечення підвищення видобутку природного газу на низьконапірних свердловинах. Установа

*СЕКЦІЯ «МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМ ЗБОРУ ТА ПІДГОТОВКИ СВЕРДЛОВИННОЇ ПРОДУКЦІЇ»*

дозволяє ефективно використовувати запаси газу, які неможливо транспортувати через недостатній тиск [3].

Для подальших досліджень було обрано Чутівське НГКР та Чутівська УКПГ з МДКС (з орендною КУ).

Для свердловин №№ 50, 52, 54, 57, 60 Чутівського НГКР було розраховано 2 варіанта газодинамічних розрахунків прогнозних показників.

За період 09.06.2025 до 08.06.2026 розглянуто базовий та інвестиційний варіанти видобутку, підготовки та транспортування низьконапірного природного газу свердловин № 50, 52, 54, 57, 60. Газ вказаних свердловин надходить до Чутівської УКПГ, а потім подається на Розпашнівську УКПГ разом з високонапірним газом.

У базовому варіанті газ 5 свердловин подавався на Чутівську УКПГ з тиском 0,95 МПа і далі на Розпашнівську УКПГ. Видобуток газу склав 57,7 – 75,2 тис м<sup>3</sup>/добу та в інвестиційному варіанті на Чутівській УКПГ з орендною КУ газ від 5 свердловин подавався на МДКС зі зниженим тиском: 0,5 МПа в 2025 році та 0,4 МПа в 2026 році. Це дозволило збільшити видобуток газу на вказаних свердловинах до 72,5 – 85,7 тис м<sup>3</sup>/добу. На МДКС підібрана одна орендна КУ потужністю 140 – 160 кВт.

У результаті проведення техніко-економічних розрахунків інвестиційного варіанту після встановлення орендної компресорної установки на МДКС Чутівської УКПГ додатковий видобуток природного газу 5 свердловин склав 5,209 млн м<sup>3</sup> за період 09.06.2025 – 08.06.2026, чистий прибуток отримано 43,04 млн грн, а термін окупності становить 3 місяці.

*Література*

1. Довідник з нафтогазової справи / за заг. ред. докторів технічних наук В.С. Бойко, Р.М. Кондрат, Р.С. Яремійчук. К.: Львів, 1996. 620 с.
2. Бондаренко Г. А. Компресорні станції: навч. посібників: о 2 год. Ч. 1. Повітряні компресорні станції / Г. А. Бондаренко, Г. В. Кирик. – Суми: СумДУ, 2012. – 344 с.
3. Жарков П. Є. Газові компресорні станції / П. Є. Жарков, Г. А. Бондаренко, В. Н. Радзівський. – Суми: ВТД «Університетська книга», 2015. – 285 с.

УДК 622.279.4:661.93

*А.В. Семенюк, магістрант**М.В. Петруняк, к.т.н., доцент**Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

## **ОБҐРУНТУВАННЯ ДОЦІЛЬНОСТІ ВСТАНОВЛЕННЯ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНИХ РЕЖИМІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ АЗОТНОЇ СТАНЦІЇ**

У сучасній практиці видобутку вуглеводнів значну увагу приділяють підтриманню пластового тиску (ППТ) як методу підвищення продуктивності родовищ. Використання технічного азоту в якості агента ППТ є перспективним напрямком завдяки його фізико-хімічним властивостям, які дозволяють зменшити втрати вуглеводнів, забезпечити кращу витіснювальну здатність та підвищити ефективність розробки покладів [1].

Газоконденсатні родовища можуть розроблятися без штучної підтримки пластового тиску (на виснаження, як чисто газові родовища) [2] або з підтриманням тиску в пласті шляхом:

- заводнення пластів;
- сайклінг-процес;
- закачування неуглеводневих газів (азот, вуглекислий газ).

Особливо актуальним є обґрунтування доцільності впровадження азотних станцій на об'єктах, які застосовують сайклінг-процес, з метою часткової заміни природного газу азотом. Це дозволяє підвищити коефіцієнт вилучення вуглеводневого газу та зменшити втрати природних ресурсів.

У світовій практиці видобування вуглеводнів все більше поширюється використання технічного азоту [3]. Головним чинником, що стримує використання азоту, є економічно доцільні технології та обладнання для одержання азоту з повітря.

Існують три головних способи одержання азоту: розподіл повітря (криогенний); адсорбція; мембранний спосіб.

Доведено, що при впровадженні технологій дешевого одержання технічного азоту можливо підвищити ефективність розробки з ППТ в

порівнянні з сайклінг-процесом та забезпечити додатковий видобуток вуглеводневого газу.

Для подальших досліджень обрано Котелевську установку сайклінг-процесу (УСП) та досліджено властивості продукції, яка там готується. Визначено технологію отримання азоту для забезпечення часткової заміни природного газу азотом в сайклінг-процесі на Котелевському УСП.

Запропоновано для реконструкції Котелевської УСП, за рахунок часткової заміни природного газу азотом, установку вироблення та закачування азоту (УВЗА), що є блочно-модульною установкою ААВН-40/25 У1. Установка призначена для отримання з атмосферного повітря азоту в газовій фазі з концентрацією не менше 99% об. та подачі з тиском до 25 МПа, що забезпечують продуктивність по азотовмісній суміші 50 000 м<sup>3</sup>/добу.

У результаті проведення техніко-економічної оцінки ефективності реконструкції Котелевської УСП для часткової заміни природного газу азотом було виявлено, що дане впровадження є ефективним не лише в технологічному (додатковий видобуток газу складає 197,5 млн м<sup>3</sup>), але й в економічному аспекті, адже за результатами проведених розрахунків термін окупності додаткових капітальних вкладень складає 3 роки, а чистий прибуток за розглянутий період у 12 років складає 243 382,4 тис грн.

#### *Література*

1. Акульшин О.І. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу: навч. посіб. / О.І. Акульшин, О.О. Акульшин, В.С. Бойко – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 434 с.
2. Бондаренко Г. А. Технологія використання стиснених газів / Г. А. Бондаренко, В. І. Мілованов, В. М. Ярошенко. – Одеса: Зовнішрекламсервіс, 2015. – 449 с.
3. Байков Н.М. Перспективи розвитку паливно-енергетичного комплексу в світі на період до 2030 року / Н.М. Байков // Львів: Центр Європа, 2006. – 189 с.

**УДК 622.276.054**

*Д.О. Бацанов, магістрант*

*Д.Ю. Стогній, магістрант*

*Т.Ю. Якименко, магістрант*

*Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

## **ДОСЛІДЖЕННЯ СИЛОВИХ ПРИВОДІВ БУРОВИХ НАСОСІВ**

Ефективність функціонування бурових насосів напряму залежить від довговічності та надійності роботи деталей приводної частини насоса. У використуваних бурових насосів НБТ-600 недоліками є неможливість плавного регулювання подачі насоса, що значно погіршує енерговитратність процесу буріння. Пояснюється це тим, що зміна подачі у буровому насосі здійснюється шляхом заміни циліндрової втулки для забезпечення необхідного діаметра. Таким способом отримують дискретну зміну подачі і даний спосіб вимагає значних трудових та матеріальних затрат на операції по розбиранню-збиранню гідравлічної частини бурового насоса. Інший спосіб регулювання подачі бурового насоса передбачає зміну частоти обертання ведучого вала приводного двигуна. Це пов'язано з низкою складнощів, зокрема:

– у випадку використання двигуна внутрішнього згорання зміна частоти обертання може призвести до виведення двигуна з оптимального режиму роботи;

– при використанні асинхронного двигуна з короткозамкнутим ротором зміну частоти обертання проводять за допомогою зміни частоти струму тиристорними перетворювачами, які мають низьку надійність, високу вартість та складні в обслуговуванні;

– застосування електродвигунів постійного струму для приводу бурового насоса не завжди оправдане через складність їх конструкцій, низьку питому потужність та необхідність використання випрямлячів змінного струму на постійний.

Таким чином, на сьогодні конструкція приводної частини бурового насоса потребує модернізації та дослідження ефективності роботи модернізованого пристрою. Це все ще раз підтверджує актуальність проблеми і необхідність подальших науково-дослідницьких робіт, направлених на удосконалення конструкції бурового насоса з метою

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,  
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

забезпечення високої якості процесу промивання свердловин під час їх буріння, яка суттєво залежить від ефективності налаштувань та надійності роботи приводної частини бурових насосів.

**Мета роботи.** Модернізація приводної частини 3-х поршневого бурового насоса та дослідження роботи бурових насосів.

**Результати досліджень.** При запровадженні даної конструкції бурового насоса, що оснащений модернізованою приводною частиною, очікується: одержання можливості встановлення значення продуктивності бурового насоса, яка необхідна для конкретних технологічних та гірничо-геологічних умов буріння свердловини; оптимізація енерговитрат у процесі спорудження свердловин.

*Література*

1. Лівак І.Д. Експериментальні дослідження коефіцієнта витрати клапана поршневого насоса / І.Д. Лівак, З.М. Одосій, С.С. Чаплінський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – №3(8). – С. 13-16.
2. API Specification for Rotary drilling Equipment API Spec. 1, 2015, IV.
3. Чудик І. І. Енергетичні витрати в процесі буріння свердловини / І. І. Чудик // Нафтогазова енергетика. – 2007. – №2(3). – С. 5-8.

**УДК 622.276.054**

*Р.В. Гончаров, магістрант*

*В.Б. Бадула, магістрант*

*Я.М. Донченко, магістрант*

*Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

## **ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ШТАНГОВИХ СВЕРДЛОВИННИХ НАСОСНИХ УСТАНОВОК**

В основу експлуатації свердловин штанговою свердловинною насосною установкою покладене використання об'ємного насоса, який спускається в свердловину, а приводиться в дію за допомогою приводу, що розташований на поверхні. Привод та свердловинний насос з'єднані за допомогою колони насосних штанг. Більше ніж 60 % діючого фонду свердловин експлуатується штанговою свердловинною насосною установкою. Основними параметри даних установок є:

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,  
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

- подача пластової рідини, що піднімається в одиницю часу;
  - напір, що створюється глибинним насосом, зумовлений глибиною підвіски свердловинного насоса з урахуванням підпору на його прийомі;
  - коефіцієнт корисної дії штангової свердловинної насосної установки, який розраховується як відношення роботи привідного двигуна до корисної роботи установки з підйому пластової рідини;
  - гідравлічний коефіцієнт корисної дії штангової свердловинної насосної установки, який розраховується як відношення корисного об'єму вуглеводневої сировини, який видобувається за один робочий цикл установки, до теоретичного об'єму;
  - маса установки (мас підземного обладнання і надземної частини).
- Збільшення маси установок здорожує установку, ускладнює її обслуговування й ремонт.

Раціональна галузь застосування штангової свердловинної насосної установки обмежена подачею до 65 м<sup>3</sup>/добу і глибинами підвісок до 2000 м. В окремих випадках штангові свердловинні насосні установки можуть використовувати з підвісками насосів до 3500 м, а в неглибоких свердловинах – із дебітами до 200-300 м<sup>3</sup>/добу.

Застосовуваний свердловинний насос забезпечує:

- можливість видобування пластової рідини в об'ємі від одного до сотень кубічних метрів за добу при прийнятних енергетичних витратах;
- можливість проведення простого обслуговування і ремонту в промислових умовах;
- невеликий вплив фізико-хімічних властивостей рідини на роботу установки.

Недоліками відомих конструкцій установок є: її нестійкість, оскільки все обладнання монтується на траверсі, закріпленій на колоні НКТ; складна система обв'язки гідравлічних циліндрів, розміщених один над одним, що значно збільшує вертикальний габарит установки і ускладнює можливість її обслуговування.

Результати досліджень, які отримані в даній магістерській роботі, направлені на покращення штангових свердловинних насосних агрегатів, у зв'язку з чим є актуальними.

**Мета роботи.** Підвищення ефективності функціонування штангових свердловинних насосних установок на основі вибору раціонального

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,  
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

розміщення елементів свердловинного устаткування.

**Результати роботи.** Вдосконалення дозволить зменшити металоємкість, спростити його обслуговування, забезпечити можливість оперативного регулювання довжини ходу плунжера штангового глибинного насоса, що, у свою чергу, підвищить довговічність роботи і продуктивність устаткування та видобуток вуглеводнів.

*Література*

1. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ / Бойко В.С.– Київ: Міжнародна економічна фундація, 2008. – 488 с.
2. Пилипів, Л. Д. Основи нафтогазової справи: навч. посіб. / Л. Д. Пилипів. — Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2012. — 312 с.
3. Світлицький В.М. Машини та обладнання для видобування нафти і газу: Довідковий посібник. В.М. Світлицький, С.В. Кривуля, А.М. Матвієнко, В.І. Коцаба – Харків. – КП «Міська друкарня», 2014. – 352 с.

**УДК 622.276.054**

*О.С. Прийдак, магістрант  
М.Р. Бездітко, магістрант  
С.О. Костюк, магістрант*

*Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

## **МОДЕРНІЗАЦІЯ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ УЩІЛЬНЕННЯ ШТОКА БУРОВОГО НАСОСА**

Буровий насос призначений для нагнітання під високим тиском у свердловину бурового розчину з метою очищення вибію від вибуреної породи, винесення її на поверхню, охолодження долота та приводу вибійних двигунів.

До бурових насосів ставляться основні вимоги: потужність бурового насоса має бути достатньою для промивання свердловини і приведення вибійних гідравлічних двигунів; конструкція насосів повинна допускати праве і ліве розташування двигунів насосного агрегату; вузли та деталі, які контактують з промивальною рідиною, повинні мати достатню довговічність і бути пристосованими до зручної і швидкої заміни при виході з ладу; вузли і деталі привідної частини повинні бути захищені від

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,  
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

промивальної рідини та доступні для огляду і технічного обслуговування; подача насоса має бути регульованою в межах, які забезпечують ефективно промивання свердловини.

Напрямок по створенню одноманжетних ущільнень штока бурового насоса є вірним, оскільки дослідження різних конструкцій одноманжетних ущільнень штока і наступне їх використання у промислових умовах, дозволили відпрацювати і рекомендувати до серійного виробництва ущільнення. Проте в процесі випробовування дослідних зразків ущільнень виявлені деякі недоліки, до яких необхідно віднести: працемісткість витягування манжети, що пов'язано із необхідністю використання пристосувань; промивання манжети по зовнішній поверхні у випадку її встановлення у дещо зношені корпуси ущільнень; необхідність використання захисних ковпачків для різьби штока для запобігання поривів губи манжети при монтажі ущільнення; необхідність зупинки насоса для підтягування ущільнення; небезпека перетягування ущільнення, що приводить до зменшення терміну його служби.

Таким чином, на сьогодні конструкція ущільнень штока бурового насоса потребує модернізації та дослідження ефективності роботи модернізованого пристрою. Це підтверджує актуальність проблеми і необхідність подальших науково-дослідницьких робіт, направлених на удосконалення конструкції бурового насоса з метою підвищення терміну експлуатації ущільнень штока бурового насоса.

**Мета роботи.** Удосконалення конструкції та дослідження ущільнень штока бурового насоса.

**Результати досліджень.** Використання пропонованого вдосконалення бурового насоса завдяки збільшенню розмірів манжети і армуванню серцевин спеціальної конфігурації дозволили змінити характер і зменшити величину контактних напружень, що в значній степені підвищило термін служби ущільнення штока.

*Література*

1. Лівак І.Д. Експериментальні дослідження коефіцієнта витрати клапана поршневого насоса / І.Д. Лівак, З.М. Одосій, С.С. Чаплінський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – №3(8). – С. 13-16.
2. API Specification for Rotary drilling Equipment API Spec. 1, 2015, IV.
3. Чудик І. І. Енергетичні витрати в процесі буріння свердловини / І. І. Чудик // Нафтогазова енергетика. – 2007. – №2(3). – С. 5-8.

## **УДК 622.24**

*В.М. Савик, к.т.н., доцент*

*В.Г. Галат, магістрант*

*В.О. Киричук, магістрант*

*В.Ю. Кеда, магістрант*

*Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

## **МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ГАЛЬМУВАННЯ БУРОВОЇ ЛЕБІДКИ**

У процесі буріння нафтогазових свердловин широко використовуються бурові лебідки, які є невід'ємною частиною бурового обладнання і устаткування.

Бурова лебідка – основний механізм підйомної системи бурової установки. Вона призначена для проведення таких операцій: спуск, підйом і утримання бурильної колони та спуск обсадних колон; припідйом бурильної колони і труб при нарощуванні; розкріплення замків бурильних труб; допоміжні роботи по підтягуванню в бурову інструменту, обладнання і труб; монтаж і ремонт бурової установки. При підйомі обертання барабану лебідки, яке здійснюється приводом за допомогою талевого каната, перетворюється в поступальний рух талевого блоку. Під час спуску гальмівні пристрої бурової лебідки обмежують швидкість талевого блоку, який опускається під дією власної ваги і ваги підвішеного інструменту.

Недолік гідродинамічного гальма-аналога полягає в тому, що при збільшенні ваги бурової колони і малих обертах підйомного вала бурової лебідки пристрій не розвиває гальмівний момент, який достатній для підтримки заданої швидкості спуску бурової колони і при цьому збільшуються навантаження на стрічкове гальмо. Актуальність роботи обумовлена важливістю забезпечення високої якості процесу проведення спуско-піднімальних операцій, яка суттєво залежить від ефективності налаштувань та надійності роботи бурової лебідки. Для розширення функціональних можливостей бурової лебідки пропонується в модернізованій системі гальмування гідродинамічне гальмо забезпечити циліндричним мультиплікатором, елементи якого з одного боку встановлені між барабаном лебідки і елементом муфтового з'єднання, встановленим на підйомному валу, з іншого боку – між ротором і елементом муфтового з'єднання, встановленим на валу ротора.

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,  
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

**Мета роботи.** Модернізація бурової лебідки із встановленим циліндричним мультиплікатором.

**Результати досліджень.** При запровадженні модернізованої конструкції бурової лебідки забезпечується підвищення гальмівного моменту, що передається на підйомний вал бурової лебідки гідродинамічним гальмом, підвищення надійності роботи, міжремонтного ресурсу, довговічності та ремонтпридатності бурової лебідки.

*Література*

1. *Войтенко В.С. Технологія і техніка буріння: узагальнююча довідникова книга. – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.*
2. *Вольченко О.І. Експериментальні дослідження ефективності індукторного гальма бурової лебідки / [О.І. Вольченко, Д.О. Вольченко, М.В. Каиуба, В.І. Карась] // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2010. – Вип.2 (24). – С. 52 – 59.*
3. *J. Mitchell, Rig Math (Drilbert Engineering Inc.: Technical Training for the Drilling Industry: 2003).*

**УДК 622.276.054**

*В.М. Савик, к.т.н., доцент,  
В.М. Госедло, магістрант  
В.О. Паламарчук, магістрант*

*Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

**УДОСКОНАЛЕННЯ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ ПРИСТРОЇВ ДЛЯ  
ОЧИЩЕННЯ ПРОМИВАЛЬНОЇ РІДИНИ**

Насосно-циркуляційні системи бурових установок мають у своєму складі всмоктувальні та напірні лінії бурових насосів, ємності для зберігання розчину і матеріалів для їх приготування, жолоби, відстійники, контрольно-вимірювальні прилади. Загазованість бурового розчину перешкоджає веденню нормального процесу буріння. По-перше, унаслідок зниження ефективної гідравлічної потужності зменшується швидкість буріння, особливо в м'яких породах, по-друге, виникають осипи, по-третє, виникає небезпека вибуху або отруєння отруйними пластовими газами (наприклад, сірководнем).

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,  
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

Газ, що потрапляє в циркуляційний потік, приводить до зміни всіх технологічних властивостей бурового розчину, а також режиму промивання свердловини. Окрім очевидного зменшення густини розчину змінюються також його реологічні властивості – у міру загазування розчин стає в'язкішим як і будь-яка двофазна система. Бульбашки газу перешкоджають видаленню шламу з розчину, тому устаткування для очищення від шламу працює неефективно.

В технологічному процесі у дегазаційній установці внаслідок недоочищення від газу буровий розчин потрапляє знову в свердловину і ще більше накопичується газом. І такий процес недоочищення буде повторюватися. А це призводить до зниження ефективності буріння свердловини. Також недоочищення бурового розчину від газу та більшого його накопичення, попадання його в свердловину може привести до газопроявів та забруднення навколишнього середовища газом, що в свою чергу може привести до аварій на свердловині. Внаслідок цього може вийти з ладу обладнання, яке входить до бурової установки, що призведе до ще більших техніко-економічних витрат.

Це все ще раз підтверджує актуальність проблеми і необхідність подальших науково-дослідницьких робіт, направлених на удосконалення конструкції дегазатора.

**Мета роботи.** Удосконалення та дослідження обладнання циркуляційної системи бурової установки.

**Результати дослідження.** При використанні пропонованого вдосконаленого дегазатора підвищується ефективність дегазації та надійність його роботи, здійснюється автоматична підтримка вакууму на вході в робочу камеру і рівня розчину в ній, зменшуються маса і габаритні розміри дегазатора, спрощується його конструкція.

*Література*

1. Чудик І. І. Енергетичні витрати в процесі буріння свердловини / І. І. Чудик // *Нафтогазова енергетика*. – 2007. – №2(3). – С. 5-8.
2. Войтенко В.С. *Технологія і техніка буріння: узагальнююча довідникова книга*. – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.
3. Костриба І.В. *Основи конструювання нафтогазового обладнання: Навч. посібник*. – Івано-Франківськ: Факел, 2007 – 256 с.

**УДК 622.24**

*М.М. Мондич, магістрант*

*Д.В. Даниленко, магістрант*

*Д.Б. Оболенцев, магістрант*

*Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

## **УДОСКОНАЛЕННЯ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ УНІВЕРСАЛЬНОГО ПРЕВЕНТОРА**

Відкриті фонтани і викиди пластової рідини становлять небезпеку для обслуговуючого персоналу, призводять до забруднення навколишнього середовища і пожеж, гасіння яких вимагає великих матеріальних витрат. Противикидне обладнання призначено для герметизації гирла свердловини з метою запобігання відкритих викидів рідини або газорідинної суміші і фонтанів при бурінні, випробуванні та освоєнні свердловин. Основною причиною таких явищ є перевищення пластового тиску (тиску в продуктивному пласті покладу) над тиском стовпа промивальної рідини, яка заповнює свердловину.

Противикидне обладнання має мати абсолютну надійність та високу ступінь готовності. Лише за таких умов можна забезпечити своєчасне перекриття гирла свердловини при наявності або відсутності в ній бурильної колони.

Ефективність функціонування універсальних превенторів напряду залежить від довговічності та надійності роботи ущільнювальної манжети. На сьогодні найбільшого розповсюдження одержали універсальні превентори, які складаються із корпусу, кришки, запобіжної втулки і ущільнювальної манжети. Недоліком таких превенторів є неможливість визначення величини ходу ущільнювальної манжети і величини її зносу. Це суперечить вимогам безпеки праці. Універсальні превентори передбачають можливість розходження і провертання труб при закритій ущільнювальній манжеті. Це призводить до її зносу, а, отже, до збільшення ходу поршня. При граничній величині зносу ущільнювальної манжети ходу поршня буде недостатньо для закривання ущільнювальної манжети і герметизації гирла, що може призвести до відкритого фонтану. Тому відсутність у превенторі покажчика, який буде забезпечувати контроль стану та величини ходу поршня, знижує безпеку його експлуатації. Це підтверджує актуальність

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,  
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

проблеми і необхідність подальших науково-дослідницьких робіт, направлених на удосконалення конструкції універсального превентора з метою підвищення надійності його роботи за рахунок можливості здійснення візуального контролю відкривання або закривання універсального превентора.

**Мета роботи.** Модернізація універсального превентора та дослідження роботи противикидного обладнання для герметизації гирла свердловини.

**Результати досліджень.** При запровадженні модернізованої конструкції універсального превентора, який оснащений механізмом контролю положень плунжера, очікується: підвищення надійності роботи, міжремонтного ресурсу, загальної довжини бурильних труб із замками, що протягаються через закритий превентор під максимальним тиском, довговічність і ремонтпридатність превентора.

*Література*

1. Бойко В. С. *Розробка та експлуатація нафтових родовищ / Бойко В.С.– Київ: Міжнародна економічна фундація, 2008. – 488 с.*
2. *Войтенко В.С. Технологія і техніка буріння: узагальнююча довідникова книга. – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.*
3. *Світлицький В.М. Машини та обладнання для видобування нафти і газу: Довідковий посібник / В.М. Світлицький, С.В. Кривуля, А.М. Матвієнко, В.І. Коцаба. – Харків: КП «Міська друкарня», 2014. – 352 с.*
4. *J. Mitchell, Rig Math (Drilbert Engineering Inc.: Technical Training for the Drilling Industry: 2003).*

**УДК 622.24**

*В.М. Савик, к.т.н., доцент*

*В.В. Видюк, магістрант*

*М.М. Щербак, магістрант*

*Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

## **МОДЕРНІЗАЦІЯ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ РОБОТИ ТАЛЕВОЇ СИСТЕМИ БУРОВОЇ УСТАНОВКИ**

Актуальність роботи обумовлена важливістю забезпечення високої якості процесу проведення спуско-піднімальних операцій, яка суттєво

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,  
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

залежить від ефективності налаштувань та надійності роботи агрегатів та пристроїв талевої системи бурової установки. Ефективність функціонування обладнання талевої системи напряму залежить від довговічності та надійності роботи талевого каната, експлуатація його без послаблень ходової вітки і порушень його навивання на барабан бурової лебідки. У процесі буріння твердих порід виникають поздовжні коливання в бурильних трубах, які передаються через ведучу трубу, вертлюг і талеву систему нерухомому кінцю талевого каната. Внаслідок цього виникає явище втомності металу дротинок тієї частини каната, яка знаходиться на останньому шківі кронблока й барабані механізму кріплення нерухомого кінця талевого каната. За таких умов також можливий обрив каната, незважаючи на його невеликий знос. При цьому канат також необхідно періодично перепускати.

До недоліків існуючих конструкцій канатоукладчиків що зменшують їх ефективність в процесі експлуатації, відноситься: зміна напрямку переміщення гідроциліндра здійснюється за рахунок зростання тиску в гідролінії при упиранні поршня в кришку гільз гідроциліндра, але під час спрацювання клапана реверсування канат продовжує намотуватися на барабан, що призводить до неузгодженості швидкостей намотування канату і пересування каретки, причому похибка збільшується зі збільшенням шарів укладання; реверсування приводу барабана здійснюється за рахунок зусилля в канаті, що впливає на важіль, але при ненавантаженому канаті управління процесом укладання канату за рахунок важеля практично неможливо і в підсумку виникає неузгодженість рівномірного укладання канату на барабані, при чому у разі заклинювання важеля з канатом станеться неузгодженість між переміщенням пристрою укладання канату і напрямом навивки канату на барабан; складність конструкції, безліч датчиків керування, а також необхідність установки додаткового масляного бака.

В процесі проведення монтажно-демонтажних робіт спуск кронблока доводиться здійснювати через наголовники бурової вежі, що вимагає створення додаткової оснастки, і цим самим збільшуються матеріальні витрати, пов'язані з дублюванням несучих конструкцій кронблока і наголовника бурової вежі, що є суттєвим недоліком використовуваного кронблока.

**Мета роботи.** Модернізація та дослідження роботи талевої системи..

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,  
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

**Результати досліджень.** Застосування запропонованого спуско-підйомного комплексу бурової установки дозволяє знизити висоту козлів і, природно, висоту спуско-підйомного комплексу бурової установки. При цьому знижуються витрати на проведення спуско-підйомних операцій при проведенні ремонтних робіт кронблока і поліпшуються умови монтажних-демонтажних робіт.

*Література*

1. Войтенко В.С. *Технологія і техніка буріння: узагальнююча довідникова книга.* – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.
2. Гнип М.М. Підвищення довговічності фрикційних вузлів у нафтогазовій галузі / М.М. Гнип, Л.І. Криштопа, С.І. Криштопа // Прикарпатський вісник НТШ. Число. – 2017. - № 1(37). – С. 267 – 275.
3. Харченко Є.В. Розрахунок гальмівних режимів роботи підйомної системи бурових установок / Є.В. Харченко, В.М. Левринець // Динаміка, міцність та проектування машин і приладів: Вісник ДУ "Львівська політехніка" № 396 – Львів: Вид-во ДУЛП, 2000. – С. 98 – 103.

**УДК 622.24**

*Б.Ю. Волощенко, магістрант  
О.М. Засуха, магістрант*

*Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

**ДОСЛІДЖЕННЯ РОБОТИ МОДЕРНІЗОВАНИХ ПНЕВМАТИЧНИХ  
КЛИНІВ РОТОРА**

У процесі буріння нафтогазових свердловин широко використовуються бурові ротори, які є невід'ємною частиною бурового обладнання і устаткування.

Буровий ротор, скорочено званий ротором або обертачем, призначений для виконання наступних операцій: обертання поступально рухомої бурильної колони в процесі проходки свердловини роторним способом; сприймання реактивного крутного моменту і забезпечення подовжньої подачі бурильної колони при використанні вибійних двигунів; утримання бурильної або обсадної колони труб над гирлом свердловини при нарощуванні і спуско-підйомних операціях; повертання інструменту при

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,  
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

ловильних роботах та інших ускладненнях, що зустрічаються в процесах буріння і кріплення свердловини.

При спуско-підймальних операціях затискачі ведучої труби витягують з ротора, а для утримування колон труб на роторі використовують клиновий захват із пневматичним приводом.

Ефективність функціонування ротора з пневматичними клинами напряму залежить від надійності та безпеки роботи, зручності в експлуатації пневматичних клинів ротора. До недоліків існуючих конструкцій пневматичних клинів ротора слід віднести наступні: немає можливості безаварійного натискання на шарнірні вузли підвіски клинів завантаженим елеватором для зниження висоти різьбового з'єднання колони труб, підвищення зручності роботи на роторі, виключення згину автоматичним буровим ключем консольного кінця колони труб, які утримуються клинами; після захоплення труб клинами кран управління встановлюється в нейтральне положення з випусканням стисненого повітря з обох порожнин силового циліндра, при цьому надійність захоплення колони труб клинами при спуско-підйомних операціях без постійного підтискання силовим циліндром знижується. Проковзування колони труб в клинах може виникнути в будь-який момент і привести до аварійних ситуацій; використовувані пневматичні клини ротора не забезпечують необхідної довговічності вузлів і деталей через перевантаження при натисканні на підняті державки і планки пристрою завантаженим елеватором; кран управління має громіздку і недостатньо надійну конструкцію, особливо для зимових умов.

Таким чином, на сьогодні конструкція пневматичних клинів ротора потребує модернізації та дослідження ефективності роботи модернізованого пристрою. Це все підтверджує актуальність проблеми і необхідність подальших науково-дослідницьких робіт, направлених на удосконалення конструкції пневматичних клинів ротора з метою забезпечення надійності захоплення труб і довговічності вузлів та деталей клинового захвату із пневматичним приводом.

**Мета роботи.** Модернізація системи підведення повітря й крана керування клинами та дослідження роботи пневматичних клинів ротора.

**Результати досліджень.** При запровадженні даної конструкції пневматичних клинів ротора, що оснащені другим повітророзподільником

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,  
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

та удосконаленим краном керування, очікується: підвищення зручності робіт на роторі; виключення згину автоматичним ключем консольного кінця колони труб, утримуваної клинами; забезпечення надійності захоплення труб за рахунок постійного підтискання клинів силовим циліндром при спуско-підйомних операціях; підвищення довговічності вузлів та деталей пневматичних клинів ротора при натисканні на підняті державки завантаженим елеватором; спрощення конструкції крана керування клинами.

*Література*

1. Костриба І. В. *Основи конструювання нафтогазового обладнання: навч. посіб.* – Івано-Франківськ : Факел, 2007 – 256 с.
2. Копей Б.В. *Розрахунок, монтаж і експлуатація бурового обладнання. ІФДТУНГ, 2001 – 224 с.*
3. Чудик І. І. *Енергетичні витрати в процесі буріння свердловини / І. І. Чудик // Нафтогазова енергетика. – 2007. – №2(3). – С. 5-8.*

**УДК 622.24**

*Е.А. Гафаров, магістрант  
А.К. Чорний, магістрант*

*Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

## **ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ МОДЕРНІЗОВАНИХ КОМПРЕСОРИВ**

Компресор АК2-150М використовується для забезпечення елементів бурової установки стиснутим повітрям високого тиску. Даний компресор відноситься до вертикальних трьохступінчатих машин з одним диференціальним поршнем двохсторонньої дії. Максимальний робочий тиск становить 15 МПа.

Аналіз конструкції циліндра 3-ої ступені компресора АК2-150М вказує на його основний недолік, що полягає у невеликій площі границі порожнини охолодження з поршневою порожниною, камерами всмоктування і нагнітання. Для здійснення ефективного охолодження така площа границі недостатня. Недостатнє охолодження викликає погіршення змащення поверхонь тертя і перегрів деталей компресора, що призводить до зниження

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,  
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

їх міцності. При перегріві недостатній відвід тепла може призвести до заїдання і поломки деталей компресора. Створення компресорів без змащення на високий тиск часто утруднено через швидке зношення і екструзії неметалевого самозмащованого матеріалу поршневих кілець. Це свідчить про наявність в ущільненні навантажень, які перевищують допустимі для використовуваних матеріалів. Поршневе ущільнення розглядається як щілинне з послідовно розташованими щілинами по числу поршневих кілець.

Таким чином, на сьогодні конструкція компресора високого тиску потребує модернізації та дослідження ефективності роботи модернізованого пристрою. З метою визначення реальних навантажень, діючих на поршневі кільця в ущільненні без змащення високого тиску, потрібно розрахувати тиск по кільцях і знайти конструктивне рішення для їх зменшення. Це все ще раз підтверджує актуальність проблеми і необхідність подальших науково-дослідницьких робіт, направлених на удосконалення конструкції компресора високого тиску з метою підвищення терміну його експлуатації.

**Мета роботи.** Модернізація конструкції циліндра 3-ої ступені компресора АК2-150М з дослідженням його ущільнень.

**Результати дослідження.** При запровадженні даної конструкції компресора високого тиску, що оснащений модернізованими ущільненнями і циліндром 3-ої ступені, очікується: збільшення ефективності охолодження при збереженні мінімальних габаритів циліндра компресора, що в свою чергу приведе до зростання річного ефективного фонду роботи компресора АК2-150М.

*Література*

1. Kopey B. and all. *Experimental study of the reinforcement of damaged steel pipe by composite bandage. Wiertnictwo, nafta, gaz, r.21/1, AGH, Krakow, 2004, pp.125-133.*
2. Пилипів, Л. Д. *Основи нафтогазової справи: навч. посіб. / Л. Д. Пилипів. — Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2012. — 312 с.*
3. *API 579 FFP Fitness for purpose. — 2007. USA.*

**УДК 622.24**

*М.М. Шпотов, магістрант*

*М.Р. Малофеев, магістрант*

*В.О. Сулима, магістрант*

*Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»*

## **ДОСЛІДЖЕННЯ ЕЖЕКЦІЙНИХ СИСТЕМ ДЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ ЇХ РАЦІОНАЛЬНИХ ПАРАМЕТРІВ**

Насосно-циркуляційні системи бурових установок призначені для виконання наступних основних функцій: приготування бурових розчинів, їх очищення від вибуреної породи та інших шкідливих й небажаних домішок, прокачування і оперативного регулювання фізико-механічних властивостей бурового розчину.

Циркуляційні системи також мають у своєму складі всмоктувальні та напірні лінії бурових насосів, ємності для зберігання розчину і матеріалів для їх приготування, жолоби, відстійники, контрольно-вимірвальні прилади. Блочний принцип виготовлення циркуляційних систем забезпечує їх компактність, спрощує монтаж і технічне обслуговування. В комплект поставки бурових установок входять окремі блоки, з яких монтуються циркуляційні системи.

Якісне приготування, контроль і підтримання складу і фізико-механічних властивостей промивальної рідини є найважливішими вимогами, які ставляться до циркуляційних систем бурових установок. При виконанні цих вимог досягаються високі швидкості буріння і попереджаються аварії та ускладнення в свердловині в процесі її спорудження.

Ефективність функціонування насосно-циркуляційної системи напряму залежить від конструктивних особливостей обладнання, яке входить у його склад. Очищення бурових розчинів здійснюється шляхом послідовного видалення великих і дрібних часток вибуреної породи й інших домішок, що втримуються у буровому розчині. Для повного очищення бурових розчинів циркуляційні системи обладнаються комплексом очисних пристроїв. Недоліком вібросити, яке використовується в блоках очищення, є недостатня ефективність очищення сіток від шламу промивальної рідини через відсутність пристрою для виконання даної операції.

**СЕКЦІЯ «ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ,  
ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ»**

Це все ще раз підтверджує актуальність проблеми і необхідність подальших науково-дослідницьких робіт, направлених на удосконалення конструкції вібросита з модернізацією обладнання для очищення сіток вібраційного сита.

**Мета роботи.** Модернізація обладнання для очищення сіток вібраційного сита та дослідження роботи циркуляційної системи бурових установок.

**Результати досліджень.** При запровадженні модернізованої конструкції вібросита, який оснащений додатковим ежектором для очищення сіток, очікується швидке і якісне очищення сітки вібросита від глини і шламу при мінімальній витраті води.

*Література*

1. Чудик І. І. Енергетичні витрати в процесі буріння свердловини / І. І. Чудик // *Нафтогазова енергетика*. – 2007. – №2(3). – С. 5-8.
2. Войтенко В.С. *Технологія і техніка буріння: узагальнююча довідникова книга*. – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.
3. Лівак І.Д. Експериментальні дослідження коефіцієнта витрати клапана поршневого насоса / І.Д. Лівак, З.М. Одосій, С.С. Чаплінський // *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. – 2003. – №3(8). – С. 13-16.

## ЗМІСТ

<b>Винников Ю.Л., Харченко М.О., Рибалко М.О.</b> ПРОПОЗИЦІЇ ЩОДО ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ УПРАВЛІННЯ ПРОЄКТАМИ БУДІВНИЦТВА СВЕРДЛОВИН НА НАФТУ І ГАЗ.....	2
<b><i>РОЗРОБКА РОДОВИЩ ТА ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ</i></b>	<b>6</b>
<b>Басанець Є.О.</b> ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ПРИПЛИВУ ВУГЛЕВОДНІВ ЗА ДОПОМОГОЮ СОЛЯНО- КИСЛОТНОЇ ОБРОБКИ.....	6
<b>Бугрова Т.М., Власенко Т.Г., Фисуненко К.А., Буньковський А.В.</b> ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ДОРОЗРОБКИ ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ ВИТІСНЕННЯ ЗАЛИШКОВОГО ПРИРОДНОГО ГАЗУ АЗОТОМ.....	8
<b>Михайловська О.В., Ващенко І.О.</b> ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ ПІДВИЩЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН З ВИКОРИСТАННЯМ ГРП.....	10
<b>Бугрова Т.М., Стеблина Є.М., Ватуля А.Е.</b> ДОСЛІДЖЕННЯ ВИТІСНЕННЯ ЗАЛИШКОВОЇ НАФТИ З МОДЕЛЕЙ ОБВОДНЕНИХ НАФТОВИХ ПЛАСТІВ ІЗ ВИКОРИСТАННЯМ ПОВЕРХНЕВИХ РЕЧОВИН.....	13
<b>Берсим В.А., Лижнюк О.П., Михайловська О.В.</b> ПІДВИЩЕННЯ ВИДОБУТКУ ШЛЯХОМ ВПРОВАДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ВОДОГАЗОВОГО ВПЛИВУ НА ПЛАСТИ.....	15
<b>Гагарін О.Е., Ковальчук Ю.І., Кириченко М.А.</b> МОЖЛИВОСТІ НАРОЩУВАННЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ ПРИ ГОРИЗОНТАЛЬНОМУ БУРІННІ В УКРАЇНІ.....	17
<b>Фуртас Є.В., Смірнов О.В., Михайловська О.В.</b> ОСНОВНІ ПРИЧИНИ ЗНИЖЕННЯ ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПЛАСТА.....	19
<b>Ареф'єв Я.В., Скляр В.М., Фоменко К.С., Ларцева І.І.</b> ПІДВИЩЕННЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ ГАЗОВИМИ МЕТОДАМИ.....	21
<b>Бедрицький Д.Д., Федоренко О.О., Ларцева І.І.</b> ЗАРІЗАННЯ БОКОВИХ СТОВБУРІВ ЯК МЕТОД РЕАБІЛІТАЦІЇ СТАРОГО ФОНДУ СВЕРДЛОВИН .....	23
<b>Рубель В.П., Соколенко Т.С., Львов А.І.</b> ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ПРИПЛИВУ НАФТИ ПРИ ПІДВИЩЕНІЙ ОБВОДНЕНОСТІ ПРОДУКЦІЇ СВЕРДЛОВИН.....	26
<b>Рубель В.П., Ворчак А.О., Кущенко Д.О.</b> СУЧАСНІ МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВІДДАЧІ.....	28
<b>Рубель В.П., Пономарьов В.І., Фадєєв І.С.</b> ВПЛИВ РІЗНИХ ЧИННИКІВ НА ФІЛЬТРАЦІЙНІ ВЛАСТИВОСТІ КОЛЕКТОРІВ.....	30
<b>Жуков І.Г., Діхтенко В.М., Табашний С.П.</b> БОРОТЬБА З ПЕРЕДЧАСНИМ ОБВОДНЕННЯМ НАФТОВИХ ПОКЛАДІВ ШЛЯХОМ ПОЛІМЕРНОГО ЗАВОДНЕННЯ.....	33

## ***БОРОТЬБА З УСКЛАДНЕННЯМИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН*** **36**

<b>Чепурна Н.В., Савик В.М., Рамазанов В.А.</b> ОПТИМІЗАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЧНОГО РЕЖИМУ СВЕРДЛОВИНИ ПРИ НАЯВНОСТІ АВАРІЙ ТА УСКЛАДНЕНЬ .....	36
<b>Ірклієнко А.О., Михайловська О.В.</b> ЗАСТОСУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ЕЛЕКТРОХІМІЧНОГО ВПЛИВУ З МЕТОЮ ЗАПОБІГАННЯ УТВОРЕННЯ ВІДКЛАДІВ СОЛЕЙ В СВЕРДЛОВИНАХ.....	38
<b>Черненко В.В., Кольчик А.С., Нестеренко Т.М.</b> ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВІДДАЧІ З ВИКОРИСТАННЯМ САМОРЕГУЛЮЮЧИХ ГРІЮЧИХ ЕЛЕМЕНТІВ.....	40
<b>Рубель В.П., Мотієнко О.В., Цибульник Д.О.</b> АНАЛІЗ УСКЛАДНЕНЬ В СИСТЕМІ «ПЛАСТ – СВЕРДЛОВИНА» .....	43
<b>Рубель В.П., Липівець А.І., Склинський Р.Ю.</b> ЗАГАЛЬНІ ПОНЯТТЯ ТА КЛАСИФІКАЦІЯ БУФЕРНИХ РІДИН .....	46
<b>Голінка Є.О., Д.М. Скляр, І.І. Ларцева</b> БОРОТЬБА З АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФІНІСТИМИ ВІДКЛАДАМИ ХІМІЧНИМИ МЕТОДАМИ.....	50
<b>Гума Ю.О., Федоренко Є.С., Зезекало І.Г.</b> ВИКОРИСТАННЯ ІНГІБОРИВ СОЛЕВІДКЛАДЕНЬ ДЛЯ ПОПЕРЕДЖЕННЯ І БОРОТЬБИ З СОЛЯМИ.....	53

## ***МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМ ЗБОРУ ТА ПІДГОТОВКИ СВЕРДЛОВИННОЇ ПРОДУКЦІЇ*** **56**

<b>Гламаздін П.М., Савик В.М.</b> ВИКОРИСТАННЯ ГЕЛІОСИСТЕМ ПРИ ТРАНСПОРТУВАННІ НАФТИ ТА НАФТОПРОДУКТІВ .....	56
<b>Старолат І.П., Зайцев Б.І., Михайловська О.В.</b> УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ОЧИЩЕННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ВІД СІРКОВОДНЮ.....	58
<b>Калач Д.В., Щербак І.І., Михайловська О.В.</b> ЕКОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ НАФТОВИДОБУВНОЇ ГАЛУЗІ.....	60
<b>Гончар В.О., Петрик В.В., Шевченко О.О., Нестеренко Т.М.</b> ЕФЕКТИВНІСТЬ ВИКОРИСТАННЯ МУЛЬТИЦИКЛОННИХ СЕПАРАТОРІВ ДЛЯ ОЧИЩЕННЯ ПЛАСТОВИХ ВОД.....	62
<b>Булавчик С.Р., Петруняк М.В.</b> ПІДТРИМАННЯ ТА ЗБІЛЬШЕННЯ ВИДОБУТКУ ГАЗУ НИЗЬКОНАПІРНИХ СВЕРДЛОВИН ЗА РАХУНОК ВСТАНОВЛЕННЯ КОМПРЕСОРНОЇ УСТАНОВКИ..	64
<b>Семенюк А.В., Петруняк М.В.</b> ОБҐРУНТУВАННЯ ДОЦІЛЬНОСТІ ВСТАНОВЛЕННЯ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНИХ РЕЖИМІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ АЗОТНОЇ СТАНЦІЇ.....	66

## ***ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ ТА УДОСКОНАЛЕННЯ ОБЛАДНАННЯ, ЩО ВИКОРИСТОВУЄТЬСЯ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ*** **68**

<b>Бацанов Д.О., Стогній Д.Ю., Якименко Т.Ю.</b> ДОСЛІДЖЕННЯ СИЛОВИХ ПРИВОДІВ БУРОВИХ НАСОСІВ.....	68
<b>Гончаров Р.В., Бадула В.Б., Донченко Я.М.</b> ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ШТАНГОВИХ СВЕРДЛОВИННИХ НАСОСНИХ УСТАНОВОК.....	69

<b>Прийдак О.С., Бездітко М.Р., Костюк С.О.</b> МОДЕРНІЗАЦІЯ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ УЩІЛНЕННЯ ШТОКА БУРОВОГО НАСОСА.....	71
<b>Савик В.М., Галат В.Г., Киричук В.О., Кеда В.Ю.</b> МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ГАЛЬМУВАННЯ БУРОВОЇ ЛЕБІДКИ.....	73
<b>Савик В.М., Госедло В.М., Паламарчук В.О.</b> УДОСКОНАЛЕННЯ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ ПРИСТРОЇВ ДЛЯ ОЧИЩЕННЯ ПРОМИВАЛЬНОЇ РІДИНИ.....	74
<b>Мондич М.М., Даниленко Д.В., Оболенцев Д.Б.</b> УДОСКОНАЛЕННЯ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ УНІВЕРСАЛЬНОГО ПРЕВЕНТОРА.....	76
<b>Савик В.М., Видюк В.В., Щербак М.М.</b> МОДЕРНІЗАЦІЯ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ РОБОТИ ТАЛЕВОЇ СИСТЕМИ БУРОВОЇ УСТАНОВКИ.....	77
<b>Волощенко Б.Ю., Засуха О.М.</b> ДОСЛІДЖЕННЯ РОБОТИ МОДЕРНІЗОВАНИХ ПНЕВМАТИЧНИХ КЛИНІВ РОТОРА.....	79
<b>Гафаров Е.А., Чорний А.К.</b> ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ МОДЕРНІЗОВАНИХ КОМПРЕСОРІВ	81
<b>Шпотов М.М., Малофеев М.Р., Сулима В.О.</b> ДОСЛІДЖЕННЯ ЕЖЕКЦІЙНИХ СИСТЕМ ДЛЯ ВСТАНОВЛЕННЯ ЇХ РАЦІОНАЛЬНИХ ПАРАМЕТРІВ.....	83

*Електронне наукове видання комбінованого використання*

**КРУГЛИЙ СТІЛ**  
**«Основні тенденції розвитку нафтогазової галузі – 2024»**  
**16 грудня 2024 року**

**ЗБІРНИК МАТЕРІАЛІВ**  
Круглого столу  
**«Основні тенденції розвитку нафтогазової галузі – 2024»**  
(16 грудня 2024 року, Полтава)

---

Комп'ютерна верстка  
та редагування

Ірина ЛАРЦЕВА

Відповідальна за видання  
в.о. завідувача кафедри нафтогазової  
інженерії та технологій

Вікторія ДМИТРЕНКО

---

Обл.-вид. арк. 3,8

---

Видавець: Національний університет  
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»  
36011, Полтава, Першотравневий проспект, 24  
Свідоцтво про внесення суб'єкта видавничої справи  
до Державного реєстру видавців, виготівників і розповсюджувачів  
видавничої продукції. Серія ДК. №7019 від 19.12.2019 р.

---