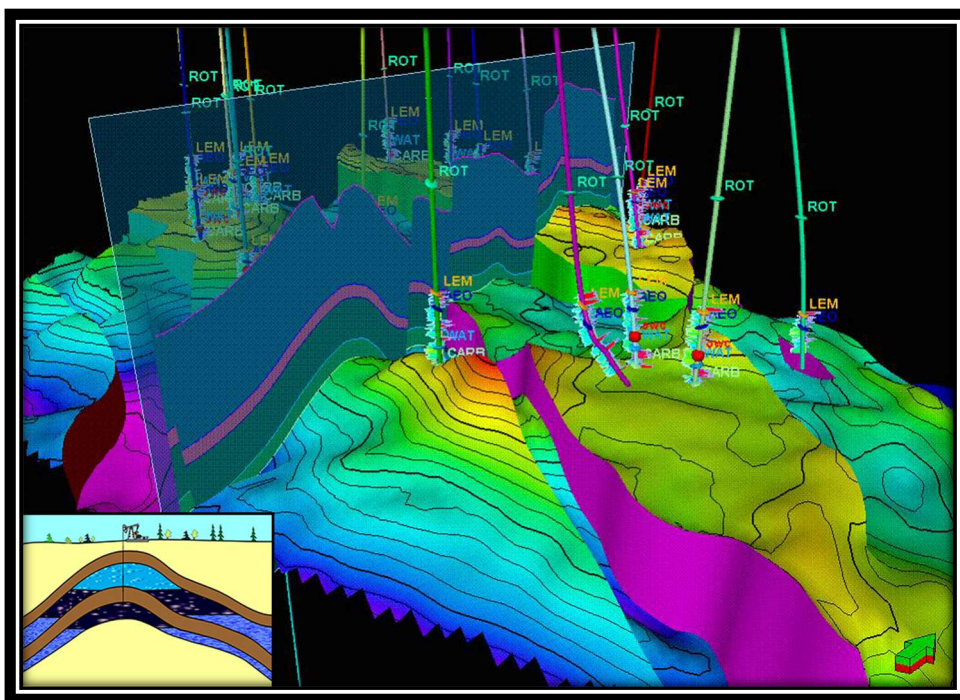


Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»
Український науково-дослідний інститут природних газів



ГЕОЛОГІЯ НАФТИ І ГАЗУ

МАТЕРІАЛИ
ВСЕУКРАЇНСЬКОЇ НАУКОВО-ПРАКТИЧНОЇ КОНФЕРЕНЦІЇ
СТУДЕНТІВ ТА АСПІРАНТІВ

м. Харків, 15 січня 2025 р.

Харків
2025

УДК 553.981+553.982(082)

Г36

Реєстраційне посвідчення у ДНУ «Укр ІНТЕЛ» МОНУ України
(№790 від 14 грудня 2020 р.)

*Затверджено до друку рішенням
Науково-методичної ради
Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна
(протокол № 2 від 25.12.2025 р.)*

Редакційна колегія: **В.А. Пересадько**, д. геогр. н., проф. (голова ред. колегії), **І.М. Фик**, д. техн. н., проф. (заступник голови ред. колегії), **В.Г. Суярко**, д. геол.-мін. н., проф., **А.В. Матвєєв**, д. геол. н., доц., **А.Й. Лур'є**, д. геол.-мін. н., проф., **О.В. Барташук**, д. геол. н., проф., **О.О. Клевцов**, к. геол. н., доц., **О.В. Чуєнко**, зав. лаб., **Д.В. Римчук**, к. техн. н., доц.

Адреса редакційної колегії: Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна, м. Свободи, 4, м. Харків, 61022, к. 1-34, e-mail: geology@karazin.ua

Геологія нафти і газу: матеріали всеукраїнської науково-практичної конференції студентів та аспірантів (15 січня 2025 року, м. Харків) / Гол. ред. колегії В.А. Пересадько. – Харків: ТО Ексклюзив, 2025. – 86 с.

Тексти представлено у авторській редакції. Автори несуть повну відповідальність за зміст доповідей, а також добір, точність наведених фактів, цитат, власних імен та інших відомостей.

Публікації пройшли внутрішнє рецензування.

ISBN 978-617-7666-43-0

© Харківський національний університет
імені В.Н. Каразіна,
Національний технічний університет
«Харківський політехнічний інститут»,
оформлення, 2025.

Зміст

**Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
Національний технічний університет
«Харківський політехнічний інститут»**

ПЛЕНАРНІ ДОПОВІДІ

СЕКЦІЯ 1

НАФТОГАЗОВІ ТЕХНОЛОГІЇ ТА ІНЖЕНЕРІЯ

Представлення роботи SPE Kharkiv Students у 2024 році.



Kharkiv SPE Students chapter – харківська студентська секція союзу нафтогазових інженерів (SPE) на базі кафедри видобування нафти, газу та конденсату НТУ «ХПІ».

УЧАСТЬ У ЩОРІЧНІЙ ТЕХНІЧНІЙ КОНФЕРЕНЦІЇ ТА ВИСТАВЦІ SPE 2024: ВПЛИВ НА РОЗУМІННЯ СУЧАСНИХ ВИКЛИКІВ ТА ПЕРСПЕКТИВ НАФТОГАЗОВОЇ ГАЛУЗІ

А.А. Михайленко

9

А.В. Лузан

*Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна
керівник- ст. викладач О. О. Сердюкова*

11

**ОСАДОВІ ПІРСЬКІ ПОРОДИ ЯК ОСНОВНІ НАФТОГАЗОНОСНІ
КОМПЛЕКСИ**

Д.Д. Берднік <i>Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»</i> керівник-ст. викл. Бурова М.Я.	15
ВИКОРИСТАННЯ МАГНІТНОГО ПОЛЯ ДЛЯ ПІДГОТОВКИ НАФТИ НА ПРОМИСЛАХ.	
Р.В. Владимиров <i>Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна</i> кер. док. тех. наук, професор І.М. Фик	18
РОЗВИТОК ФУНКЦІОНАЛУ ЗБІЛЬШЕННЯ ДЕТАЛІЗАЦІЙ У ГЕОЛОГІЧНИХ ДОСЛІДЖЕННЯХ	
А.Р. Мазуркевич <i>Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна</i> кер. док. тех. наук, професор І.М. Фик	22
ВИКОРИСТАННЯ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ПРИ ОЦІНЦІ ГАЗОВИХ РЕСУРСІВ У НЕТРАДИЦІЙНИХ КОЛЕКТОРАХ	
О.С. Шевердін <i>Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»</i> кер. к.т.н. Д.В. Римчук	24
ДОСЛІДЖЕННЯ ГІДРАВЛІЧНИХ ВТАРТ У СВЕРДЛОВИНІ В ЗАЛЕЖНОСТІ ВІД КОНСТРУКЦІЇ ГНУЧКИХ НАСОСНО-КОМПРЕСОРНИХ ТРУБ РОЗТАШОВАНИХ В СЕРЕДИНІ НКТ Ø73x5,51 ММ	
Д.О. Махлай <i>Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»</i> керівник- доцент Римчук Д.В.	26
АНАЛІЗ ПРИЧИН ВИХОДУ З ЛАДУ ПЛУНЖЕРНИХ НАСОСІВ ШТАНГОВИХ СВЕРДЛОВИННИХ НАСОСНИХ УСТАНОВОК У НГВУ «ЧЕРНІГІВНАФТОГАЗ»	
М.С. Стеценко <i>Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»</i> керівник- ст. викладач Н.Ф. Мінчукова	29
ТЕОРЕТИЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЇ «VELOCITY STRING»	

O.V. Martus, postgraduate student

National University «Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic»

scientific supervisor, professor, B. Cvetkovic

IMPACT OF LITHOLOGICAL HETEROGENEITY ON OIL RECOVERY
COEFFICIENT FORECASTING

33

СЕКЦІЯ 2

РЕГІОНАЛЬНА ГЕОЛОГІЯ

A.P. Lunyachek A.P.

Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна

керівник- доцент Клевцов О.О.

ЗВ'ЯЗОК КІМБЕРЛІТОВИХ ТРУБОК З ТЕКТОНІЧНИМИ
СТРУКТУРАМИ СВІТУ

35

M.O. Lesnyak M.O.

Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна

керівник – д. геол. наук, професор І.В.Удалов

ЕКСПЛУАТАЦІЯ СИСТЕМ МОНІТОРИНГУ СТАНУ ҐРУНТОВИХ ВОД
НА ДІЛЯНКАХ РОЗТАШУВАННЯ НАФТОГАЗОВИДОБУВНИХ ТА
ПЕРЕРОБНИХ ПІДПРИЄМСТВ В УМОВАХ ВОЄННОГО СТАНУ

39

D.A. Zhmironov

Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна

керівник - к.г.-м.н. С.В.Горайнов

ПІДҐРУНТЯ АНАЛІЗУ ГАЗОНОСНОСТІ ГОРИЗОНТУ ПІСКОВИКУ
ПІВНІЧНОГО БОРТУ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ В
МЕЖАХ ХАРКІВСЬКОЇ ОБЛАСТІ

43

D.V. Barabai

ХНУ імені В.Н. Каразіна

керівник - к.г.-м.н. Горайнов С.В.

ПІДҐРУНТЯ АНАЛІЗУ ГАЗОНОСНОСТІ ГОРИЗОНТУ ПІСКОВИКУ
Н₅Sh₁₀ ПІВНІЧНОГО БОРТУ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ
В МЕЖАХ ХАРКІВСЬКОЇ ОБЛАСТІ

45

S.A. Berezhnii

Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна

керівник – канд.гео.-мін. наук, С.В. Горайнов

ПРИНЦИПИ ПРОГНОЗУВАННЯ ОПТИМАЛЬНИХ ЗЕМЕЛЬНИХ
ДІЛЯНОК ДЛЯ РОЗТАШУВАННЯ ВІТРОВИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

47

А.В. Дьомінов ХНУ імені В.Н. Каразіна керівник –ст. викладач Е.І.Хрипко	48
АТТИЧНІ ДЕФОРМАЦІЇ ТЕРИТОРІЇ УКРАЇНИ ФОРАМІНІФЕРИ	
О.М. Маслов ХНУ імені В.Н. Каразіна керівник-д.геолог.наук Матвієв	49
ФОРАМІНІФЕРИ ТУРОНУ ВОЛИНИ ОСТРАКОДИ ПІДЛУЖНОЇ СВІТИ	
О.М. Ніконенко керівник- д.геолог.наук Матвієв ХНУ імені В.Н. Каразіна	50
ОСТРАКОДИ ПІДЛУЖНОЇ СВІТИ	
О.С. Раїна ХНУ імені В.Н. Каразіна керівник-д.геолог.наук Матвієв	51
ФАЦІАЛЬНА ЗАЛЕЖНІСТЬ КОМПЛЕКСІВ ФОРМІНІФЕР СЕНОМАНУ ПОДІЛЛЯ ВАПНЯНИЙ НАНОПЛАНКТОН АЛЬБУ ТА СЕНОМАНУ	
І.М. Саламашенко ХНУ імені В.Н. Каразіна керівник-д.геолог.наук Матвієв	52
ВАПНЯНИЙ НАНОПЛАНКТОН АЛЬБУ ТА СЕНОМАНУ ПОДІЛЛЯ	
Я.І. Ступаченко ХНУ імені В.Н. Каразіна керівник-д.геолог.наук Матвієв	53
ААЛЕНСЬКІ-РАННЬОБАЙОСЬКІ КОМПЛЕКСИ ФОРАМІНІФЕР ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОГО ДОНБАСУ	
А.М. Лещенко - аспірант ХНУ імені В.Н. Каразіна керівник-канд.геол.наук, доцент В.В.Сухов	55
ТРАНСФОРМНІ РОЗЛОМИ ЯК ЗАКОНОМІРНА РИСА ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ СЕРЕДИННО-ОКЕАНІЧНИХ ХРЕБТІВ ЗАХІДНОЇ ЧАСТИНИ ЧОРНОГО МОРЯ	

О.О. Корхов - аспірант
ХНУ імені В.Н. Каразіна
керівник - д. г.-м. н. Суярко В.Г
ТЕКТОНІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ФОРМУВАННЯ ШЕЛЬФУ
ПІВНІЧНО - ЗАХІДНОЇ ЧАСТИНИ ЧОРНОГО МОР 56

А.І. Запаранюк - аспірант
ХНУ імені В.Н. Каразіна
керівник – канд.тех.наук В.А.Соколов 57
ЛАРАМІЙСЬКА СКЛАДЧАТА ОБЛАСТЬ ЯК ЕЛЕМЕНТ
ТЕКТОНІЧНОГО РАЙОНУВАННЯ УКРАЇНИ У СХІДНІЙ УКРАЇНІ

О.С. Савченко- аспірант
ХНУ імені В.Н. Каразіна
керівник - канд.гео-мін.наук, И.М.Самчук 59
СТРУКТУРНА ПОЗИЦІЯ ОБЛАСТІ СУЧАСНОЇ ГАЗОГЕНЕРАЦІЇ
У СХІДНІЙ УКРАЇНІ

СЕКЦІЯ 3

РОЗРОБКА РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ

А.А. Михайленко
Національний технічний університет «Харківський політехнічний
інститут»
керівник-ст. викладач Д.В. Римчук 61
ЗАХИСТ НКТ ТА ГИРЛОВОГО ОБЛАДНАННЯ ВІД КОРОЗІЇ

Д.М. Пелих
Національний технічний університет
«Харківський політехнічний інститут»
керівник- канд. тех. наук, Д.В. Римчук 64
ВПЛИВ ГУСТИНИ РІДИНИ ГЛУШІННЯ ТА ГЛИБИНИ СПУСКУ
НАСОСНО-КОМПРЕСОРНИХ ТРУБ НА ТИСК ЗАКАЧУВАННЯ АЗОТУ

Д.Б.Процюк
Національний технічний університет «Харківський політехнічний
інститут»
керівник- викладач Д.В. Римчук 67
ШЛЯХИ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ УСТАНОВОК
ЕЛЕКТРОВІДЦЕНТРОВИХ НАСОСІВ

- В.Ю. Половинка,**
Національний технічний університет
«Харківський політехнічний інститут» 69
ОБҐРУНТУВАННЯ ВИБОРУ КОНСТРУКЦІЇ ГНУЧКИХ НАСОСНО-КОМПРЕСОРНИХ ТРУБ ДЛЯ КОЛТЮБІНГОВИХ ОПЕРАЦІЙ
- В.О.Жигулін, студент**
Національний технічний університет
«Харківський політехнічний інститут»
керівник- ст. викл. Н.О.Корягіна 73
РОЗРОБКА НАФТОВОЇ ОБЛЯМІВКИ ЗА ДОПОМОГОЮ САЙКЛІНГ-ПРОЦЕСУ
- А.Ткачов**
ХНУ імені В.Н. Каразіна
керівник-док.тех.наук, І.М.Фик 76
ПРОЦЕС ГІДРАВЛИЧНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТА ПРИ ГАЗОВИДОБУВНИХ РОБОТАХ ЯК ЧИННИК ВПЛИВУ НА ГЕОЛОГІЧНЕ ТА ГЕОГРАФІЧНЕ СЕРЕДОВИЩЕ
- Д.В.Горбунов – аспірант**
ХНУ імені В.Н. Каразіна
керівник – док.гео.-мін. наук, А.І Лур'є 78
ГЕОТЕРМІЧНІ УМОВИ У ОТОЧЕННІ ГАЗОВИХ РОДОВИЩ ПІВНІЧНОЇ ПРИБОРТОВОЇ ЗОНИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ
- Б.В. Пащенко-Бережний, студент**
Національний технічний університет
«Харківський політехнічний інститут»
керівник- професор І.В. Сінкевич 80
ДОСЛІДЖЕННЯ ЕРОЗІЙНОЇ БУФЕРНОЇ І ТАМПОНАЖНИХ СУМІШЕЙ, ЩО РОЗШИРЮЮТЬСЯ.

ПЛЕНАРНІ ДОПОВІДІ

СЕКЦІЯ 1

НАФТОГАЗОВІ ТЕХНОЛОГІЇ ТА ІНЖЕНЕРІЯ

УЧАСТЬ У ЩОРІЧНІЙ ТЕХНІЧНІЙ КОНФЕРЕНЦІЇ ТА ВИСТАВЦІ SPE 2024: ВПЛИВ НА РОЗУМІННЯ СУЧАСНИХ ВИКЛИКІВ ТА ПЕРСПЕКТИВ НАФТОГАЗОВОЇ ГАЛУЗІ

*А. А. Михайленко, студентка
Національний технічний університет «Харківський політехнічний
інститут»
керівник- доцент М. І. Фик*

Анотація. У вересні 2024 року я взяла участь у Щорічній Технічній Конференції та Виставці SPE (ATCE 2024) у Новому Орлеані. Цей захід об'єднав понад 6 тисяч учасників з усього світу, включаючи провідних науковців, представників енергетичних компаній, студентів та молодих професіоналів. Моя участь була спрямована на представлення України та Kharkiv SPE Students' Chapter, а також на ознайомлення з новітніми досягненнями у галузі. Конференція стала платформою для обговорення ключових напрямків розвитку енергетики, включаючи інтеграцію відновлюваних джерел енергії та впровадження інновацій у видобуток вуглеводнів.

Ключові слова: інновації в нафтогазовій галузі, геотермальні ресурси, енергетична безпека, міжнародна співпраця, підготовка молодих фахівців.

Участь у ATCE 2024 стала визначною подією, яка значно вплинула на моє розуміння сучасних викликів і перспектив нафтогазової галузі. Захід об'єднав понад 6 тисяч учасників з усього світу, серед яких були провідні науковці, представники енергетичних компаній, студенти, дослідники та молоді професіонали. Україну представляли четверо студентів, включаючи мене, завдяки підтримці SPE Central Ukraine Section. Головною метою мого візиту було представлення України та Kharkiv SPE Students' Chapter, а також знайомство з найновішими досягненнями у галузі [2].

До цього я мала нагоду виступити з доповідями на кількох міжнародних конференціях, зокрема:

- у жовтні 2023 року з темою “Conversion of old wells for geothermal purposes” на 6-му Міжнародному паливному конгресі “Нові технології – чиста енергія” (Івано-Франківськ, Україна);

- у травні 2024 року з темою “Preliminary estimation of energy recovery of transferred oil and gas wells to the geothermal fund in the conditions of nanotechnology: Dnipro-Donets basin, Eastern Ukraine” на 2024 AAPG Europe Regional Conference (Краків, Польща).

Конференція в Новому Орлеані стала логічним продовженням цього досвіду і відкрила нові горизонти для розвитку моїх знань. Подія стала платформою для обговорення ключових напрямків розвитку енергетики: інтеграції відновлюваних джерел енергії, впровадження інновацій у видобуток вуглеводнів, використання геотермальних ресурсів і розробки технологій для підвищення ефективності виснажених родовищ [1]. Особливий акцент був зроблений на важливості глобальної співпраці у пошуку шляхів досягнення енергетичної безпеки та стійкості.

На мою думку, базуючись на подіях та семінарах в Новому Орлеані, молоді інженери нафтогазової справи в 21 столітті працюють над різноманітними напрямками, які відповідають сучасним вимогам і викликам. Ось кілька ключових напрямків:

- екологічно чисті технології видобутку: розробка методів зменшення викидів парникових газів і забруднення навколишнього середовища під час видобутку та переробки нафти і газу;
- відновлювані джерела енергії: інтеграція відновлюваних джерел енергії, таких як сонячна та вітрова енергія, в нафтогазову інфраструктуру;
- цифровізація та автоматизація: використання цифрових технологій, таких як Інтернет речей (IoT), штучний інтелект (AI) та великі дані для оптимізації процесів видобутку та переробки;
- безпека та управління ризиками: розробка нових методів і технологій для підвищення безпеки працівників і зменшення ризиків аварій та катастроф;
- енергоефективність: впровадження технологій, що дозволяють зменшити енергоспоживання та підвищити ефективність використання ресурсів.

Тренди в грантовій роботі студентів включають:

- інноваційні проекти: студенти активно залучаються до розробки нових технологій та рішень, які можуть бути впроваджені в нафтогазову галузь;
- міждисциплінарні дослідження: проекти, що об'єднують знання з різних галузей, таких як хімія, фізика, інженерія та екологія;
- глобальне співробітництво: спільні проекти з університетами та дослідницькими центрами з різних країн для обміну знаннями та досвідом.
- сталий розвиток: проекти, спрямовані на досягнення цілей сталого розвитку, зокрема зменшення впливу на довкілля та підвищення соціальної відповідальності.

Ці напрямки та тренди відображають сучасні виклики та можливості, з якими стикаються молоді інженери в нафтогазовій галузі.

Висновки

1.Інновації та ефективність: розвиток нафтогазової галузі неможливий без впровадження інновацій, спрямованих на підвищення ефективності використання природних ресурсів. Україна має значний потенціал для використання геотермальних технологій, нанотехнологій та штучного інтелекту для оптимізації видобутку.

2.Міжнародна співпраця: міжнародна співпраця є ключовим елементом у подоланні глобальних викликів енергетичної безпеки. Інтеграція зусиль між країнами та спільні проєкти можуть значно прискорити розробку екологічно чистих та економічно вигідних рішень.

3.Підготовка нового покоління: АТСЕ 2024 нагадала про важливість підготовки нового покоління фахівців, здатних впроваджувати зміни на всіх рівнях енергетичної галузі. Участь у конференції надихнула на розширення міжнародної співпраці та дала можливість поділитися українським досвідом із міжнародною спільнотою.

Список використаних джерел:

1. Михайленко А. А., Фик М. І. Вибір схем та оцінки трансформації свердловин Єфремівського родовища в геотермальні сайти енергогенерації. *Geotechnologies*. 2023. № 6. С. 52–65. 2. Михайленко А. А. Технічна конференція та виставка SPE (ATCE 2024). *Geotechnologies*. 2024. № 7. С. 101–105.

ОСАДОВІ ГІРСЬКІ ПОРОДИ ЯК ОСНОВНІ НАФТОГАЗОНОСНІ КОМПЛЕКСИ

*А. В. Лузан, студентка
Харківського національного університету
імені В. Н. Каразіна
керівник-ст. викладач О. О. Сердюкова*

Анотація: Розглянуто умови утворення та особливості осадових гірських порід. Підкреслена їх роль, як нафтогазогенеруючих та нафтогазовміщуючих літологічних комплексів.

Ключові слова: осадові гірські породи, екзогенні процеси, седиментогенез, діагенез, катагенез, вуглеводні.

Вуглеводні разом із водою циркулюють в літосфері в породах-колекторах, що характеризуються великою проникністю. Ці породи в основному мають осадовий генезис і за мінеральним складом поділяються на кварцові, кварц-польовошпатові, карбонатні та евапоритові (хемогенні) [1].

Гірські породи, які утворюються шляхом руйнування чи випадіння в осад первинних порід у поверхневих умовах земної кори в результаті природних процесів називають осадовими породами [4].

Продуктивні пласти-колектори, які вміщують нафту і газ характеризуються великим розмаїттям, що зумовлюється різним мінеральним складом скелета, типом міжзернового цементу, глинистістю, розміром пор і зерен породи та ін.

За типом порового простору виділяються: міжзернові, міжзерново-тріщинні, тріщинні, тріщинно-кавернові і кавернові.

Осадкові породи, в яких знаходиться велика кількість керогену (в основному, рослинних решток) часто є нафтогазоматеринськими в яких відбуваються процеси утворення вуглеводнів різних фракцій [2, 6].

В осадкових породах утворюється найбільша кількість нафтогазових пасток в яких знаходяться скупчення вуглеводнів. Саме через це геологам важливо знати особливості формування осадкових комплексів в різних палеогеографічних та геологічних умовах.

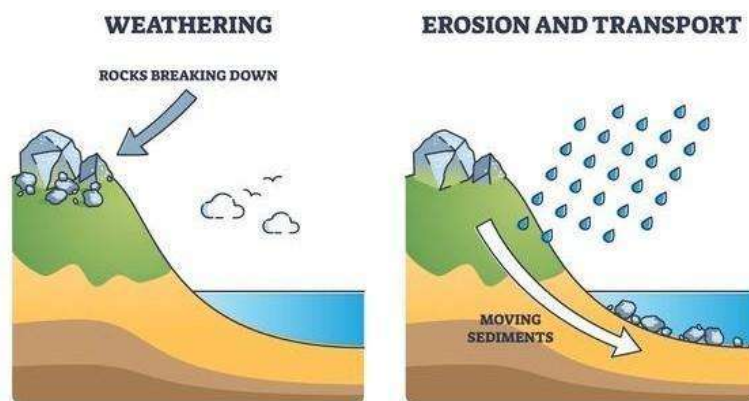
Осадкові породи утворюються в океанічних, морських і річкових басейнах, в озерах та болотах в процесі випадіння в осад принесених поверхневими водами, вітром та іншими джерелами міграції різних за розміром механічних часток мінералів і гірських порід.

Вони переважно утворюються у верхніх частинах літосфери, вкриваючи її шарами різної товщини. Їх поширення велике як на континентальних ділянках земної кори, так і на дні океанів. Товщина шарів порід досягає 10 км, 20 км і більше [5].

Основною ланкою перетворення осадів у осадкові гірські породи є сукупність природних процесів їх подальшого накопичення та перетворення, які мають загальну назву літогенез.

Цей процес протікає у декількох стадіях: хімічного чи фізичного вивітрювання та інших явищ руйнування первинних порід (стадія гіпергенезу), після чого настає стадія седиментогенезу – накопичення та перенесення утворених осадів. Стадія діагенезу завершує його перетворення у менш пухкі. Основним наслідком діагенезу є зневоднення осадів і перетворення їх у породу [3].

Джерелом цих процесів в першу чергу є екзогенні процеси, які, за рахунок енергію сонця та сили гравітації Землі, запускають ланцюжок руйнування, перенесення та накопичення матеріалу (рис. 1).



<https://slideplayer.com/slide/6839865/>

Рис. 1. Приклад екзогенних процесів (вивітрювання, перенесення)

Осадові породи, як вже було згадано є вторинними. Вони утворюються з мінералів гірських порід, які є продуктами геологічного вивітрювання. З часів раннього протерозою, 3,5 млрд років тому, до сучасності вони утворюються майже на всій поверхні земної кори [3, 4].

Зважаючи на різноманітні способи їх утворення, було запропоновано класифікацію осадових порід за генетичною ознакою, тобто за їх походженням. Існує три великих групи: уламкові, або теригенні, хімічні (хемогенні) та органігенні, які проілюстровані на рис. 2.

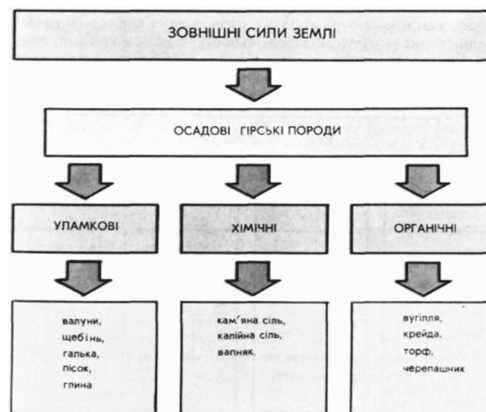


Рис. 2 Види осадових порід та їх приклади (А. В. Іваніна, 2008)

Уламкові гірські породи утворюються за рахунок вивітрювання материнських порід, після чого продукти вивітрювання можуть або залишитися на місці, або бути перенесеними на деяку відстань під впливом сил гравітації, води, вітру тощо. Вони виділяються структурними ознаками та за ними ж класифікуються: розміри зерен (псаміти або великоуламкові, псефіти – середньоуламкові, алеврити або дрібноуламкові та пеліти або тонкоуламкові), форма їхньої поверхні (обкатані чи гострі, вид зв'язку між ними (залежно від типу цементу, його складу тощо).

Текстура уламкових порід також свого роду особлива. Для сипучих порід (таких піски, галька, щєбінь, гравій, жорства тощо) притаманна безладна текстура, адже розташування їх часток не має якоїсь закономірності; тоді як для зв'язних, або глинистих порід характерна землиста, крихкотіла текстура. Зцементовані зв'язні породи, такі як алевроліти та аргіліти (піщані сланці та глинисті сланці відповідно) мають сланцеву текстуру [2, 4, 5].

Хемогенні породи утворюються в результаті випадіння солей з розчинів чи за рахунок інших реакцій, що протікають на або всередині земної кори. Їх вирізняють завдяки їхньому переважно мономінеральному складу, кристалічній структурі та щільній масивній текстурі. Прикладом хемогенних порід можуть бути хлоридні та калієві солі, гіпси, доломіти тощо. Вони виконують роль як регіональних, так і локальних покриток-флюїдоупорів у нафтогазових пластах і пастках

Органогенні породи цілком чи частково залежать від діяльності організмів та складені відмерлими залишками морських молюсків (коралові рифи). Ці древні, поховані, викопні структури через кавернозність вміщують часто великі

запаси вуглеводнів [2].

Серед осадових порід є група каустобіоліти, до яких входять тверді породи: горючі сланці, торф, вугілля. В процесі геологічної еволюції (катагенезу) вугілля стає джерелом метану та його гомологів, а також нафти в гірських породах.

Принципова схема утворення осадових гірських порід складається з чотирьох стадій:

1. Гіпергенез – зміни та руйнування порід під впливом вивітрювання різного типу.

2. Седиментогенез (осідання) – стадія накопичення осаду та подальшого його перенесення;

3. Діагенез, «переродження» – перетворення пухкого осаду на породу в процесі ущільнення, зневоднення та перекристалізація осадового матеріалу, перша зміна осадових гірських порід;

4. Катагенез – подальша зміна похованих під новими відкладами осадових гірських порід в результаті впливу тиску та температур [6].

Первинні породи, які є джерелом речовини для утворення осадових гірських порід, можуть бути:

- продукти вивітрювання більш давніх осадових магматичних, метаморфічних порід;
- компоненти водних розчинів;
- продукти життєдіяльності організмів (органічні рештки, гази тощо);
- продукти вулканічних вивержень (гази, гарячі розчини, тверді уламки та частки);
- космічний пил, уламки метеоритів, астероїдів (частки заліза, нікелю, силікатів, уламки різних розмірів);
- віднедавна, для відкладів четвертинного періоду, це також продукти життєдіяльності людини (техногенез).

Отже, попри поширеність процесів седиментації, вони обмежені певними місцевостями та хімічними, термодинамічними умовами.

Осадкові породи поділяються на три групи: континентальні, морські й прибережні [3].

Осадкові породи характеризуються тріщинуватістю, пористістю, які забезпечують проникність і відповідно міграцію в них вуглеводневих флюїдів та пластових вод.

Таким чином осадові породи відіграють величезну роль в нафтогазоутворенні та нафтогазонагромадженні. Про це свідчить той факт, що більшість родовищ вуглеводнів знаходиться у пластах осадових порід та утворених осадовими породами антиклінальних структур у склепіннях яких утворюються зони розуцільнення.

Список використаних джерел: 1. Гірничий енциклопедичний словник / за редакцією проф. В. С. Білецького. – Донецьк : Східний видавничий дім. – Т. 1. – 2001. – 512 с.; Т. 2. – 2002. – 632 с.; Т. 3. – 2004. – 752 с. 2. Загальна та нафтогазова геологія: навчальний посібник / В. Г. Суярко, О. О. Сердюкова, В.

В. Сухов. – Х.: ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2013. – 212 с. 3. Седиментологія: навчально-методичний посібник / А. В. Іваніна – Львів.: Вид. центр ЛНУ ім. Ів. Франка, 2008. – 144. 4. Осадові породи. Посібники онлайн. URL: https://web.posibnyky.vntu.edu.ua/iebmd/vaganov_inzhenerna_geologiya/3.5.1.htm (дата звернення: 17.11.2024). 5. Седиментогенез та осадові гірські породи. StudFiles. URL: <https://studfile.net/preview/9797550/page:7/> (дата звернення: 17.11.2024). 6. Contributors to Wikimedia projects. Sedimentary rock - Wikipedia. Wikipedia, the free encyclopedia. URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Sedimentary_rock (date of access: 17.11.2024).

ВИКОРИСТАННЯ МАГНІТНОГО ПОЛЯ ДЛЯ ПІДГОТОВКИ НАФТИ НА ПРОМИСЛАХ

Д.Д.Берднік, студентка

*Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»
керівник- ст. викл. Бурова М.Я.*

Анотація. Розглянуті технології обробки магнітними полями водонафтової емульсії для скорочення часу відстоювання нафти і води та деемульгатора для збільшення його активності.

Ключові слова. Емульсія, деемульгатор, магнітне поле, зневоднення.

Попередня підготовка нафти на промислах посідає важливе місце серед основних процесів, пов'язаних із видобутком, збиранням і транспортуванням товарної нафти споживачеві - нафтопереробним заводам або на експорт. Від якості підготовленої нафти залежать ефективність і надійність роботи магістрального трубопроводного транспорту, якість отриманих з неї продуктів. До нафти, що надходить на переробку, висуваються досить жорсткі вимоги щодо вмісту емульгованої води, хлористих солей, механічних домішок тощо, які зумовлюють корозію устаткування, значною мірою визначають якісні характеристики одержуваних нафтопродуктів, терміни служби дорогих каталізаторів.

Важливим завданням при цьому є створення оптимальних умов здійснення технологічних процесів по всьому ланцюжку, включно з видобутком вуглеводневої сировини, її зберіганням, транспортуванням і переробкою, а також зберіганням і застосуванням нафтопродуктів. З цією метою нафтові та газоконденсатні системи на різних стадіях піддають різним впливам: механічним, електричним, хімічним і різним їх комбінаціям. До механічних методів відносять відстоювання, фільтрування, центрифугування [2]. Ці методи малопродуктивні й у чистому вигляді практично не застосовуються. Під час хімічного впливу в нафтові та нафтогазові системи вводять спеціальні реагенти, що сприяють створенню найкращих умов проведення технологічних процесів. До подібних реагентів слід віднести деемульгатори в процесах зневоднення і

знесолення, інгібітори корозії і парафіновідкладення, піногасники тощо. Хімічні методи знайшли широке застосування в практиці, оскільки вирізняються гнучкістю, простотою і використовуються як на промислах, так і на нафтогазопереробних заводах. Але, незважаючи на переваги цього методу, найкращі показники якості нафтової та нафтогазової сировини і продуктів досягаються в його поєднанні з іншими способами [1].

Висока ефективність процесу знесолення і зневоднення нафти досягається завдяки оптимізації технологічних параметрів, використанню деемульгаторів, модернізації обладнання, все це тягне за собою великі витрати, і в цілому знижує економічну ефективність. Таким чином, актуальним є пошук менш дорогих методів, які не потребують великих капітальних вкладень та енергетичних витрат і дають змогу домогтися ефективнішого видалення небажаних компонентів із нафти або зміни її фізичних властивостей. Значного підвищення ефективності виробництва на діючих установках можна домогтися шляхом впровадження нетрадиційних методів, а саме впливом на сировину різного типу полями (магнітним, електричним, акустичним). Використання таких полів дає змогу за короткий проміжок часу досягти значного рівня руйнування структури нафти і підтримувати цей рівень протягом часу, необхідного для здійснення масообмінних процесів. За останні десятиліття накопичено значну кількість дослідних даних щодо застосування впливу магнітного поля в динамічному режимі на рідкі системи. Емпірично встановлено, що в низці випадків це дає змогу істотно поліпшити техніко-економічні показники процесів видобутку, транспортування, перероблення та застосування нафти і нафтопродуктів.

На можливість використання магнітного поля нафтовика звернули увагу приблизно в 1960-х роках. Під час розроблення та експлуатації нафтових родовищ застосування магнітного оброблення давало змогу знижувати відкладення неорганічних солей і парафіно-асфальто-смолистих інкрустацій, розділяти воднонафтові емульсії та полегшувати транспортування нафти.

Були здійснені спроби розв'язання проблеми розділення високостійких водонафтових емульсій шляхом додаткової обробки емульсії магнітним полем після додавання в неї деемульгатора. Встановлено, що під дією магнітного поля низької частоти (до 50 Гц) на водонафтову дисперсну систему відбувається руйнування емульсій, які містять мікрочастинки феромагнітних сполук заліза, парафіни, асфальтени та солі, що є основними стабілізаторами бронювальних оболонок стійких емульсій. Згідно з прийнятою гіпотезою, магнітне поле спричиняє поляризацію крапель води емульсії та їхнє взаємне тяжіння, що призводить до значного прискорення коагуляції та коалесценції крапель і їхнього швидкого відстоювання.

На прикладі дослідження зразків різних нафт відзначається підвищення ступеня зневоднення на (10 - 16 %) кожного з трьох розглянутих зразків [3]. Водночас відзначається негативний ефект магнітного впливу на процеси знесолення: у 80 % випадків вміст солей у зразках нафти збільшився порівняно зі зразками, що не зазнавали обробки.

Згідно з теорією, вплив магнітного поля на руйнування феромагнітних

частинок призводить до багаторазового збільшення центрів кристалізації структурних компонентів нафти у верхній частині нафтової фази з подальшим утворенням на них бульбашок газу.

Технологія впливу на промислові рідини змінним магнітним полем різної частоти і напруженості полягає в тому, що під час підготовки нафти на промислах для економії деемульгатора та енерговитрат потік рідини, що надходить на обробку, ділять на рівні частини, кожен частину потоку піддають впливу магнітного поля і відстоюванню в малогабаритних трубчастих відстійниках. Як показують експерименти [3], обробка емульсії магнітними полями скорочує час відстоювання нафти і води в 2-3 рази, застосування малогабаритних апаратів за такого способу зменшує металоємність установки не менше ніж у 2 рази.

Для збільшення активності властивостей деемульгатора застосовуються способи обробки деемульгатора магнітним полем. Для впливу на деемульгатор використовують слабе високочастотне магнітне поле. Обробці піддається товарна форма деемульгатора. Цей спосіб дає змогу в кілька разів збільшити швидкість і глибину поділу водонафтових емульсій за незмінної концентрації деемульгатора або досягти зниження концентрації деемульгатора в 2-3 рази без зниження швидкості та глибини зневоднення. За іншого способу зневоднення нафти товарну форму деемульгатора попередньо розчиняють у воді до 1-4 % і впливають постійним магнітним полем на водний розчин деемульгатора під час його протікання через прорізи омагнічувального пристрою. Після цього емульсію змішують з деемульгатором, причому концентрація деемульгатора у водонафтовій емульсії становить 5-10 мг/л, і відстоюють. Цей спосіб дає змогу збільшити ступінь зневоднення водонафтової емульсії за мінімальних кількостей деемульгатора в 1,3-1,5 рази [3].

Проте лабораторні дослідження та промислові випробування на низці родовищ виявили як позитивні ефекти, так і негативні наслідки використання магнітоактиваторів для боротьби з солевими і асфальтосмолопарафіновими відкладеннями. В отриманій водонафтовій системі в результаті магнітної обробки не відбувається необхідна екстракція й осадження солей і досягається прямо протилежний ефект - збільшення дисперсності частинок солей.

Список використаних джерел: 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. Братичак М.М., Гринишин О.Б. Технологія нафти і газу. — Львів: Львівська політехніка, 2002. — 180 с. 3. Стадник О. Д. Електричні та магнітні технології зневоднення нафти і палива / О. Д. Стадник, Л. М. Черняк, В. М. Харьков // Вісн. Сум. держ. ун-ту. Сер. Фізика, математика, механіка. - 2002. - № 5-6. - С. 95-99. Братичак М.М., Гринишин О.Б. Технологія нафти і газу. — Львів: Львівська політехніка, 2002. — 180 с.

РОЗВИТОК ФУНКЦІОНАЛУ ЗБІЛЬШЕННЯ ДЕТАЛІЗАЦІЙ У ГЕОЛОГІЧНИХ ДОСЛІДЖЕННЯХ

Р.В. Владимиров, аспірант

*Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна
керівник-док.тех.наук, І.М. Фик*

Анотація: Метою роботи є аналіз методології геологічної інтерпретації геофізичних досліджень що виконується за допомогою на сам перед спеціалізованих програмних платформ з використанням підходів інтегральної геології. Що ми можемо розуміти під цим терміном- міждисциплінарний напрямок, який об'єднує різні методи та підходи комплексного вивчення геологічних систем і структур. Термін підкреслює необхідність поєднання традиційного методу геологічних досліджень із сучасними та міждисциплінарними методологіями.

Терміни та визначення: *Сейсмічні кутові стеки. Гетерогенно-оптимізовані обчислювальні технології. Адаптивність обчислювальних процесів. Мультифізичне моделювання. Адаптивне управління. Глибинні нейронні мережі. Сейсмічні атрибути, Нелінійне моделювання, Параметризація петрофізичних властивостей виділеного геологічного об'єму. Анізотропії сейсмічних характеристик.*

Головною метою геологічної інтерпретації геофізичних досліджень є виявлення та деталізація геологічної будови, визначення колекторських властивостей порід, прогнозування флюїдонасичених зон і оцінка перспективності розвідуваних об'єктів. За умов виснаження більшості родовищ нафти й газу зростає необхідність вдосконалення структурно-літологічної, петрофізичної та геохімічної вивченості що до переоцінки потенціалу малоперспективних до накопичення та утримання вуглеводнів, геологічних структур та об'єктів. Найактивніше долучення до геологічного дослідження програмних систем прямої графічної побудови геологічної товщі порід є велике досягнення суміжних наук але не в якому разі не знімає необхідність уточнення, інтерпретації, такого зображення. Програмними засобами геологічної інтерпретації сьогодні є загально відомі комплекси **Petrel (Schlumberger)** графічна інтерпретація ГІС, сейсмічні інтерпретації, геологічного моделювання та підготовки до гідродинамічного моделювання. **T-Navigator (Rock Flow Dynamics)** – потужна платформа для гідродинамічного моделювання, що підтримує паралельні обчислення та інтеграцію з геологічними моделями. **ECLIPSE (Schlumberger)** – один із найпоширеніших симуляторів пластової гідродинаміки, стандарт в індустрії для прогнозування розробки родовищ. **Kingdom Suite (IHS Markit)** – система для інтерпретації сейсмічних і свердловинних даних, структурного моделювання. **Roxar RMS (Emerson)** – комплекс для 3D-моделювання родовищ і аналізу невизначеностей у геологічних моделях, та інші. Особливий інтерес можуть викликати програмні

комплекси геохімічного аналізу які дозволяють проводити глибоку інтерпретацію хімічного складу порід, флюїдів і мінералів, а також моделювати геохімічні процеси, що впливають на генерацію, міграцію та акумуляцію вуглеводнів. Зокрема, **Geochemist's Workbench (GWB)** є ефективним інструментом для термодинамічного аналізу та гідрогеохімічного моделювання, що використовується для оцінки умов формування нафтових і газових покладів. Комплекс **PetroMod** від Schlumberger дозволяє створювати геохімічні моделі осадових басейнів, прогнозуючи генезис і динаміку вуглеводневих систем. Також варто зазначити, що українські фахівці активно використовують геоінформаційні системи (ГІС) та геоінформаційні технології (ГІТ) для цифрового геологічного картографування та інтерпретації даних. Наразі відомо, що програмні комплекси геологічної інтерпретації геофізичних досліджень використовують підходи до аналізу даних, засновані на складних інтегрованих методологіях. Це дозволяє суттєво підвищити рівень деталізації та інформативність геологічних структур, що, у свою чергу, сприяє більш точній оцінці їхніх параметрів і прогнозуванню геологічних процесів. Попри активний розвиток програмних комплексів геологічної інтерпретації, відсутність єдиної уніфікованої термінології та стандартизованих методичних підходів до їхнього використання залишається відкритим питанням. У зв'язку з цим доцільно видокремити та класифікувати основні принципи використання інтегрованих методів

геологічної інтерпретації (ІМГІ), що може створювати формування методологічного підходу, який дозволить забезпечити комплексність аналізу та підвищити достовірність отриманих даних. Найбільш поширене використання набуває впровадження у системи та методи геологічного дослідження наступні інтегровані методології, адаптивність обчислювальних процесів, просте, глибинне машинне навчання, нейронні мережі. Наприклад, у загальновідомому комплексі геологічного моделювання **Petrel** реалізацію машинного навчання у параметризації петрофізичних властивостей — пористості, ефективної проникності та насиченості флюїдами, впроваджено у аналізі сейсмічних кутових стеків. У геофізичній практиці сейсмічні кутові стеки застосовуються в задачах прогнозування колекторських властивостей порід, виділення зон флюїдонасичення та розмежування геолого-структурних особливостей продуктивних горизонтів. Основною перевагою інтеграції алгоритмів машинного навчання в аналіз сейсмічних кутових стеків у **Petrel 2024** є підвищення точності параметризації петрофізичних властивостей за рахунок нелінійного моделювання взаємозв'язку між сейсмічними атрибутами та характеристиками колекторів. Це дозволяє значно покращити якість прогнозування пористості, ефективної проникності та флюїдонасичення, що підвищує достовірність розрахунків у зонуванні продуктивних горизонтів та виділенні перспективних покладів вуглеводнів. Як середовище виконання розрахунків і параметризації використовувалася уніфікована математична платформа **Matlab**, яка забезпечує широкі можливості для чисельного моделювання та аналізу даних. Для перевірки застосовності описаних методологій використовувалися змодельовані гіпотетичні дані, що не прив'язані

до конкретного родовища або горизонту. Це дозволило створити універсальну основу для аналізу, виключивши вплив локальних геологічних факторів. Такий підхід зосереджує увагу на методологічних аспектах дослідження, що підтверджує його універсальність та потенційну застосовність у широкому спектрі геологічних завдань.

Виконано аналіз змін деталізації петрофізичних характеристик продуктивного горизонту, встановлених за показниками сейсмічних кутових стеків з інтегрованим функціоналом машинного навчання.

Модель продуктивного горизонту представлена у вигляді 3D-**Figure 1** геометричної структури, яка відображає просторовий розподіл його колекторських властивостей.

За результатами аналізу даних ГІС **Figure 2** візуалізовано просторовий розподіл загальної пористості продуктивного горизонту:

Figure 1

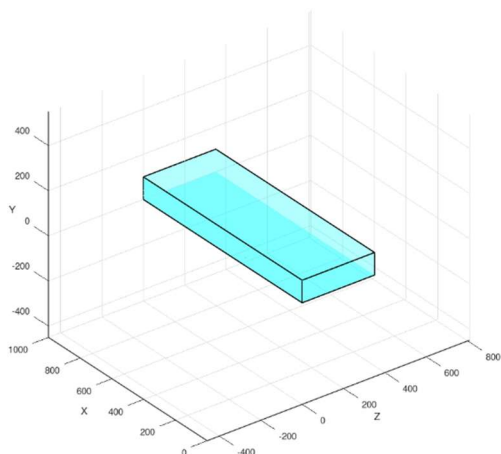
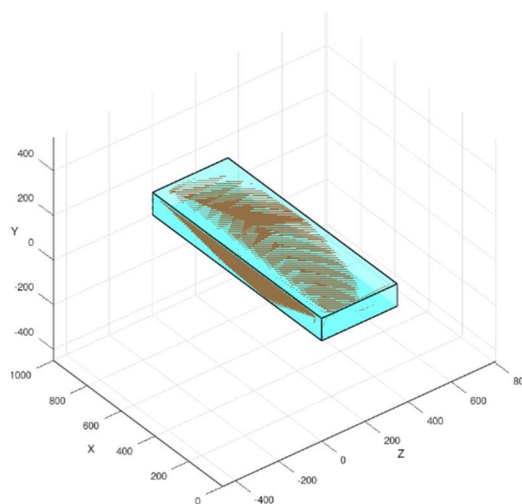


Figure 2



Графічний аналіз демонструє вихідні (первинні) дані щодо пористості продуктивного горизонту, де V — загальний об'єм досліджуваного масиву, а ϕ — загальна пористість, встановлена за результатами ГДС у відсотковому значенні.

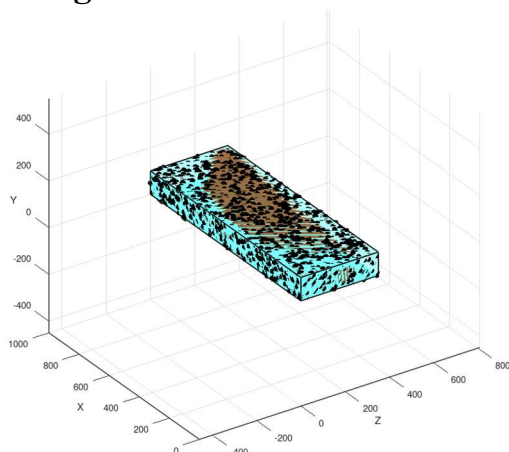
$$V=100\ 000\ \text{м}^3$$

$$\phi = 16\% = 0.16$$

$$V_{\text{пор}} = \phi * V = 16\ 000\ \text{м}^3$$

Використання засобів деталізації геологічних досліджень зумовлено передусім врахуванням та аналізом локальної, регіональної геологічної структури. Пористість пластів змінюється в просторі, що ускладнює визначення реального запасу колекторських властивостей. Використання спеціалізованих методів уточнення дозволяє враховувати локальні зміни. Моделювання результатів аналізу сейсмічних кутових стеків представлено у вигляді 3D-геометричної структури, що відображає просторовий розподіл пористості продуктивного горизонту, а саме зональну неоднорідність пористості.

Figure 3



Метод сейсмічних кутів стегів дозволяє деталізувати пористість шляхом врахування анізотронії сейсмічних характеристик.

$$A\varphi = \frac{\varphi_{\parallel}}{\varphi_{\perp}}$$

*Aφ- коефіцієнт анізотронії пористості
φ ∥- пористість горизонтальний напрямок
φ ⊥- пористість вертикальний напрямок*

Як було зазначено, «аналіз сейсмічних кутів стегів» у програмному комплексі **Petrel** використовує інтегрований функціонал машинного навчання (**ML**). У чому полягає доцільність використання **ML** у геологічному моделюванні? Доцільність використання **ML** полягає у існуванні комплексу умов у геологічному моделюванні, що значно ускладнює створення геологічної моделі, наприклад обробки великого об'єму даних, встановлені залежностей, які складно виявити, встановити, та використати у створенні моделі. Використання **ML** полягає у здатності знаходити ці складні нелінійні залежності, наприклад, між сейсмічними характеристиками та петрофізичними параметрами. Це дозволяє виконувати обробку великого об'єму даних, за малий час, а головне знаходити, та впроваджувати у геологічну модель ці складні нелінійні залежності знов ж таки вдосконалюючи результат. Таким чином **ML** виконує так зване нелінійне моделювання, виконуючи обробку великого об'єму даних та знаходячи значні що до загального вигляду моделі залежності.

Загальні висновки: Методологія геологічних досліджень за умов ускладнення видобутку вуглеводнів постійно вдосконалюється, знаходячи нові залежності та методології інтерпретації. Використання програмного забезпечення на сьогодні є невід'ємною складовою геологічного дослідження. Поєднання класичних методів геофізичного аналізу, таких як сейсмічні кутові стегі (СУС), із сучасними цифровими технологіями забезпечує комплексний підхід до дослідження колекторських властивостей. Як було зазначено, відсутність єдиної уніфікованої термінології та стандартизованих методичних підходів до використання сучасних методологій залишається відкритим питанням. Необхідність методичного опису та розробки методологій у геологічних дослідженнях сприяє збільшенню їх застосування у вирішенні питань пов'язаних з розвитком геологічною вивченості.

Використані джерела:

- Білецький В.С. *Моделювання у нафтогазовій інженерії: навчальний посібник.* / В.С. Білецький – Львів: Видавництво "Новий Світ – 2000", – Харків: НТУ «ХП», 2021. – 306 с

- *Науковий вісник Міжнародного гуманітарного університету УДК*

519.86./ Ніколаєва О.Г., «Прогнозування видобутку нафти і газу за допомогою нейромережевого моделювання і трендових моделей»

- Мельник В.Д., Піх М.М. Роль машинного навчання у створенні інтелектуальних систем контролю та управління процесами нафтогазової інженерії. Збірник матеріалів проблемно-наукової міжгалузевої конференції “Інформаційні проблеми комп’ютерних систем, юриспруденції, енергетики, моделювання та управління” (ICSM-2023), 20-21 листопада 2023 року.

ВИКОРИСТАННЯ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ПРИ ОЦІНЦІ ГАЗОВИХ РЕСУРСІВ У НЕТРАДИЦІЙНИХ КОЛЕКТОРАХ

А.Р. Мазуркевич, аспірант

*Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
керівник- док. тех. наук, І.М. Фик*

Оцінка газових ресурсів у нетрадиційних колекторах є важливою складовою процесу розвідки, включаючи використання різних геофізичних методів для детального вивчення геологічної структури, властивостей гірських порід та наявності газів у цих колекторах. Нетрадиційні пласти, такі як сланці, вугілля та карбонатні пласти, складні за своєю будовою і вимагають точного аналізу для їх оцінки.

Ключові слова: геофізичні дослідження свердловин, оцінка газових ресурсів, нетрадиційні колектори, геологічні умови, газові поклади.

Estimation of gas resources in unconventional reservoirs is an important component of the exploration process, including the use of various geophysical methods to study in detail the geological structure, rock properties and the presence of gases in these reservoirs. Unconventional reservoirs, such as shales, coal and carbonate reservoirs, are complex in structure and require accurate analysis for their evaluation. Keywords: geophysical surveys, gas resource estimation, unconventional reservoirs, geological conditions, gas deposits.

Проблема пошуків нетрадиційних джерел вуглеводнів, насамперед сланцевого газу і газу ущільнених порід-колекторів, пов'язана з поступовим виснаженням традиційних родовищ нафти і газу. З 2010 р. АТ НАК "Нафтогаз України" проводить дослідження щодо пошуків сланцевого газу та інших нетрадиційних джерел вуглеводнів в Україні з метою нарощування енергетичної бази нашої держави.

Практично на кожному родовищі вуглеводнів існують певні додаткові видобувні ресурси, які пов'язані з так званими нетрадиційними колекторами. Це, як відомо, газ або нафта сланцегазових товщ, ущільнених порід-колекторів і метан вугільних басейнів. Перспективи відкриття родовищ або покладів сланцевого газу у Східному нафтогазоносному регіоні України вже не викликає сумнівів

Технології виявлення таких газо/нафтонасичених порід у розрізах

свердловин за даними геолого-геофізичних досліджень достатньо добре відпрацьовані та застосовуються в першу чергу на родовищах сланцевого газу. У той же час, коли в геологічному розрізі відсутні типові сланцеві товщі потужністю в сотні і більше метрів, виявлення перспективних об'єктів суттєво ускладнюється. У першу чергу це зумовлено недосконалістю методик інтерпретації даних ГДС, спрямованих на визначення вмісту органічного вуглецю (далі - ТОС) та інших характеристик гірських порід, в яких може вміщуватись в значних кількостях згенеровані газ або нафта, якщо їх літолого-петрофізичні характеристики відрізняються від еталонних сланцевих товщ. Теж саме стосується й виявлення та діагностики ущільнених порід-колекторів, визначення вмісту в них природного газу.

Методики оцінки петрофізичних характеристик гірських порід, які вміщують сланцевий газ або є потенційно нафтогазоматеринськими за даними геофізичних досліджень свердловин, розробляються майже три останні десятиліття. Аналіз можливостей різних методик щодо оцінки вмісту ТОС у гірських породах свідчить, що універсальних підходів тут немає. Одні методики орієнтовані на використання одного геофізичного параметра (наприклад, потужності експозиційної дози гамма-випромінення в методі ГК) і застосовують рівняння регресії, адаптоване для конкретних фізико-геологічних або фаціальних умов. Інші базуються на використанні рівнянь регресії, до складу яких входять геофізичні параметри, отримані за допомогою декількох методів, наприклад, густина, гамма-випромінення, позірний електричний опір і таке інше. Цілком зрозуміло, що ефективність їх застосування визначається певними фаціальними умовами та геофізичними параметрами для яких розроблялись стохастичні інтерпретаційні моделі.

При оцінці наявності ущільнених колекторів та розрахунках ресурсів газу об'ємним методом слід виконувати переінтерпретацію даних ГДС у межах встановлених інтервалів газонасиченості порід. Коефіцієнт газонасиченості таких порід слід приймати на рівні 0,4; коефіцієнт пористості – за результатами інтерпретації даних ГДС за стандартними методиками. Результати виділення ущільнених газонасичених пластів слід використовувати при створенні або уточненні гідродинамічних моделей покладів вуглеводнів, проектуванні додаткових заходів підвищення продуктивності видобувних свердловин.

Список використаних джерел: 1. Вакарчук С.Г. *Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Кн. VI. Перспективи освоєння ресурсів газу ущільненого газу в Східному нафтогазоносному регіоні* / Вакарчук С.Г., Довжок Т.Є., Філюшкін К.К. та ін. – К.: ТОВ «ВТС ПРИНТ», 2013б. – 208 с. 2. Михайлов В.А. *Нафта і газ сланцевих порід, ущільнених колекторів, метан вугільних басейнів. Навчальний посібник* / Михайлов В.А., Карпенко О.М., Огар В.В. – К.: «Ніка-Центр», 2015. – 374 с. 3. Куровець І.М. *Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Кн. I. Нетрадиційні джерела вуглеводнів: огляд проблеми* / Куровець І.М., Михайлов В.А., Зейкан О.Ю. та ін. – К.: Ніка-центр, 2014¹. – 210 с.

ДОСЛІДЖЕННЯ ГІДРАВЛІЧНИХ ВТРАТ У СВЕРДЛОВИНІ В ЗАЛЕЖНОСТІ ВІД КОНСТРУКЦІЇ ГНУЧКИХ НАСОСНО-КОМПРЕСОРНИХ ТРУБ РОЗТАШОВАНИХ В СЕРЕДИНІ НКТ Ø73x5,51 ММ

О.С. Шевердін

*Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»
керівник-канд.тех.наук, Д.В.Римчук*

Анотація. У роботі досліджено гідравлічні втрати у свердловині при закачуванні технологічної рідини в гнучкі насосно-компресорні труби, розташованих в середині НКТ Ø73x5,51 мм і її виході з кільцевого простору. Дослідження проводились для різних конструкцій ГНКТ.

Ключові слова: гнучка насосно-компресорна труба, гідравлічні втрати, насосно-компресорна труба, технологічні рідини.

На сучасному етапі розвитку нафтогазової промисловості важливим завданням є підвищення ефективності видобутку вуглеводнів. Одним із ключових напрямів цього процесу є інтенсифікація роботи свердловин, яка дозволяє збільшити дебіт вуглеводнів та оптимізувати технологічні процеси.

Проте ефективність таких технологій значною мірою залежить від гідравлічних втрат, які виникають у свердловині внаслідок циркуляції технологічної рідини при закачуванні в гнучку насосно-компресорну трубу та вихід в кільцевий простір між ГНКТ та НКТ.

Дослідження виконувались у програмному забезпеченні демо-версії Cerberus в моделі Hydra при наступних вихідних даних:

- глибина свердловини – 5000 м;
- НКТ Ø73x5,51 мм – 4800 м;
- ГНКТ Ø38,1x 4,45/3,4/3,18/4,45-3,4 мм – 6200 м;
- глибина спуску ГНКТ – 4000 м;
- густина прісної води - 1000 кг/м³;
- густина пластової води – 1060 кг/м³;
- полімерний розчин з концентрацією ксантанової камеді 1,2 та 2,4 кг/м³;
- подача насоса – 50/80/100/120/150/200 л/хв.

На рис. 1, рис. 2, рис. 3 рис. 4 зображено графіки гідравлічних втрат у свердловині в залежності від продуктивності насоса та закачування в ГНКТ 38,1 з різними товщинами стінок прісної, пластової води та полімерного розчину з вмістом ксантанової камеді 1,2 та 2,4 кг/м³ та вихід в НКТ Ø73x5,51 мм.

Конструкція ГНКТ значно впливає на загальні гідравлічні втрати для всіх типів рідин. Збільшення товщини стінки призводить до зменшення площі поперечного перерізу труби. Це, в свою чергу, збільшує швидкість потоку рідини, що призведе до збільшення гідравлічних втрат на тертя.

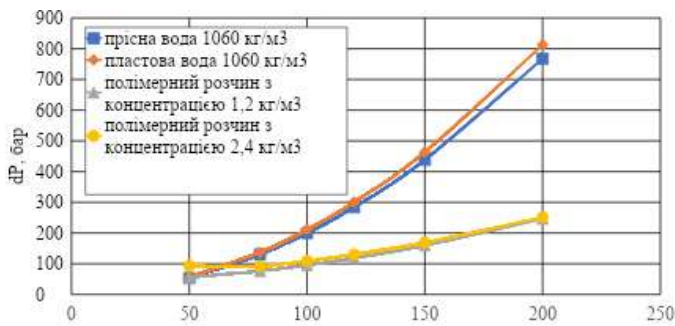


Рисунок 1 – Графік гідравлічних втрат у свердловині в залежності від продуктивності насоса та закачування в ГНКТ Ø38,1x4,45 мм прісної, пластової води та полімерного розчину з вмістом ксантанової камеді 1,2 та 2,4 кг/м³ та вихід з кільцевого простору між

НКТ Ø73x5,51 мм та ГНКТ Ø38,1x4,45 мм

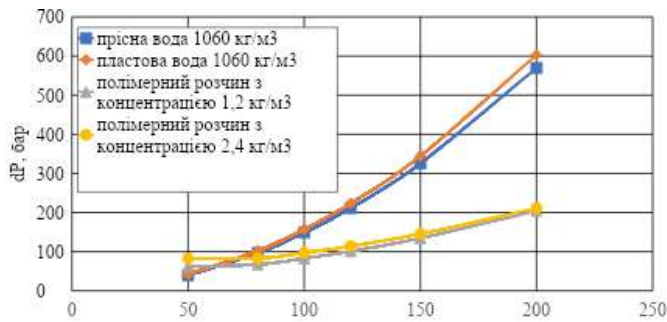


Рисунок 2– Графік гідравлічних втрат у свердловині в залежності від продуктивності насоса та закачування в ГНКТ Ø38,1x3,4 мм прісної, пластової води та полімерного розчину з вмістом ксантанової камеді 1,2 та 2,4 кг/м³ та вихід з кільцевого простору між

НКТ Ø73x5,51 мм та ГНКТ Ø38,1x4,45 мм

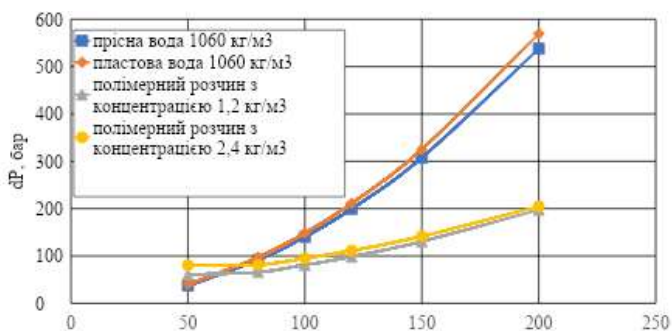


Рисунок 3 – Графік гідравлічних втрат у свердловині в залежності від продуктивності насоса та закачування в ГНКТ Ø38,1x3,18 мм прісної, пластової води та полімерного розчину з вмістом ксантанової камеді 1,2 та 2,4 кг/м³ та вихід з кільцевого простору між

НКТ Ø73x5,51 мм та ГНКТ Ø38,1x3,18 мм

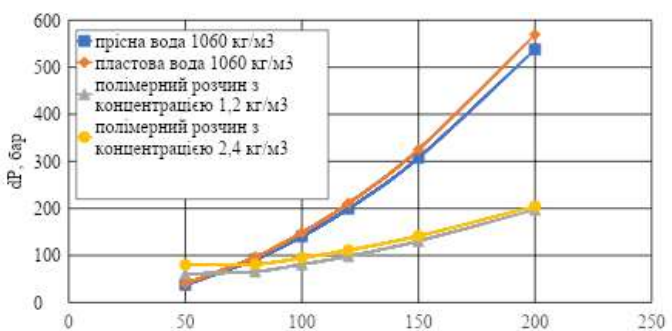


Рисунок 4 – Графік гідравлічних втрат у свердловині в залежності від продуктивності насоса та закачування в ГНКТ Ø38,1x4,45-3,4 мм прісної, пластової води та полімерного розчину з вмістом ксантанової камеді 1,2 та 2,4 кг/м³ та вихід з кільцевого простору між

НКТ Ø73x5,51 мм та ГНКТ Ø38,1x4,45-3,4 мм

Зменшення товщини стінки призводить до збільшення внутрішнього діаметру труби, площі поперечного перерізу труби. Це, в свою чергу, зменшує швидкість потоку рідини, що призведе до зменшення гідравлічних втрат. Використання полімерних розчинів з оптимальним вмістом ксантанової камеді, є ефективним методом зниження гідравлічних втрат при інтенсифікації

нафтогазових свердловин. Для мінімізації втрат рекомендується використовувати ГНКТ з меншою товщиною стінки, але треба враховувати додаткове навантаження, що впливає на втому та ресурс ГНКТ.

На підставі аналізу результатів досліджень гідравлічних втрат у свердловині при закачуванні технологічної рідини в трубний простір ГНКТ Ø38,1 мм і вихід з кільцевого простору між НКТ Ø73x5,51 мм та ГНКТ Ø38,1 мм можна зробити наступні висновки:

- технологічна рідина, яка дає найменші гідравлічні втрати є полімерний розчин з вмістом ксантанової камеді 1,2 кг/м³;
- найбільші гідравлічні втрати є при використанні пластової води з густиною 1060 кг/м³;
- найменші гідравлічні при закачуванні полімерного розчину з вмістом ксантанової камеді 1,2 кг/м³ з кільцевого простору між ГНКТ Ø38,1x3,18 і вихід у кільцевий простір між НКТ Ø73x5,51 мм та ГНКТ Ø38,1x3,18 мм. Але оптимальною концентрацією полімерного розчину є 2,4 кг/м³. Наприклад, при вимиванні пропанту зі свердловини використання даного розчину з мінімальною кількістю полімеру може бути недостатньо для стабільного виносу залишків пропанту на поверхню під час циркуляції;
- найбільші гідравлічні при закачуванні пластової води з густиною 1060 кг/м³ в трубний простір ГНКТ Ø44,5 x4,45 і вихід з кільцевого простору між НКТ Ø73x5,51 мм та ГНКТ Ø44,5 x4,45 мм.

Список використаних джерел:

1. Полінник М.М., Ясюк В.М., Яремійчук Р.С. *Колтюбінг в нафтогазовидобуванні*. – Львів: Центр Європи. – 336с.
2. Катеринчук П.О. *Освоєння, інтенсифікація та ремонт свердловин*. /П.О. Катеринчук, Д.В. Римчук, С.В. Цибулько, О.Л. Шудрик – Х.: Пром-Арт, 2018.-608с.

АНАЛІЗ ПРИЧИН ВИХОДУ З ЛАДУ ПЛУНЖЕРНИХ НАСОСІВ ШТАНГОВИХ СВЕРДЛОВИННИХ НАСОСНИХ УСТАНОВОК У НГВУ «ЧЕРНІГІВНАФТОГАЗ»

Д.О. Махлай, студент

*Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»
керівник- канд.тех.наук, Д.В.Римчук*

Анотація. У цій роботі розглянуто конструкцію, особливості застосування та переваги штангових свердловинних насосних установок, які складають основу експлуатації нафтових свердловин. Проаналізовано причини виходу з ладу плунжерних насосів штангових свердловинних насосних установок у НГВУ «Чернігівнафтогаз».

Ключові слова: штангові свердловинні насосні установки, вставний насос, невставний (трубний) насос, несправності плунжерних насосів.

Нафтогазовидобувне управління «Чернігівнафтогаз» входить до складу ПАТ «Укрнафта», яке є найбільшою нафтогазовидобувною компанією України, що видобуває понад 86 % нафти, 28 % газового конденсату та 16 % газу від загального видобутку вуглеводнів в Україні.

Штангові свердловинні насосні установки з приводом від верстатів-качалок (ШСНУ) широко застосовуються в нафтовій промисловості для видобування нафти. Близько 75% діючого фонду нафтових свердловин експлуатуються ШСНУ. [2]

Основними перевагами ШСНУ є: технічно нескладний і швидкий монтаж; наявність штангових свердловинних насосів (ШСН) різних діаметрів, вузли яких виготовляються з різних матеріалів, що забезпечує експлуатацію свердловин в широкому діапазоні дебітів і корозійної активності середовища; можливість адаптації до зміни режиму роботи свердловини шляхом регулювання довжини переміщення плунжера і частоти обертання кривошипа та зміни діаметра ШСН; відносно високий коефіцієнт корисної дії; невимогливість до технічного обслуговування; довгий середній термін амортизації; незначні витрати на ремонт ШСН. [2]

Штангові свердловинні насоси є основною складовою ШСНУ.

Штангові свердловинні насоси призначені для відкачування із нафтових свердловин рідини з температурою не більше 130 °С, обводненістю не більше 99 % за об'ємом, в'язкістю 0,3 Па·с, мінералізацією води до 10 г/л, вільного газу на прийомі не більше 25 %, сірководню не більше 50 мг/л і концентрацією іонів водню рН 4,2-8,0, механічних домішок до 1,3 г/л. [2]

Сучасні свердловинні штангові насоси по конструкції і способу їх установки в нафтовій свердловині поділяються на дві основні групи: вставні (рис. 1) і невставні (трубні) (рис. 2). [1]

Вставний насос спускають в свердловину в повністю зібраному вигляді (циліндр разом із плунжером і клапанами) на насосних штангах і витягають його на денну поверхню також в зібраному вигляді шляхом підйому колони насосних штанг.

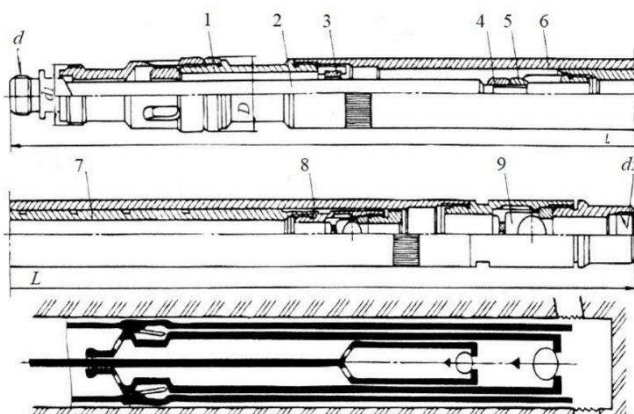


Рисунок 1 – Конструкція і схема вставного насоса

1 – замок; 2 – шток; 3 – упор; 4 – контргайка; 5 – клітка плунжера; 6 – циліндр; 7 – плунжер; 8 – нагнітальний клапан; 9 – всмоктуючий клапан

Насос встановлюють і закріплюють в свердловині за допомогою спеціального замкового пристосування – замкової опори, що заздалегідь встановлюється на заданій глибині в НКТ і спускається разом з ними. [1]

Трубні насоси характеризуються тим, що їх основні вузли – циліндр і плунжер – спускаються в свердловину окремо: циліндр – на НКТ, а плунжер в зборі зі всмоктуючим і нагнітальним клапанами – на насосних штангах. Підйом насоса з свердловини також здійснюється в два прийоми: спочатку витягають штанги з плунжером і клапанами, а потім труби з циліндром.

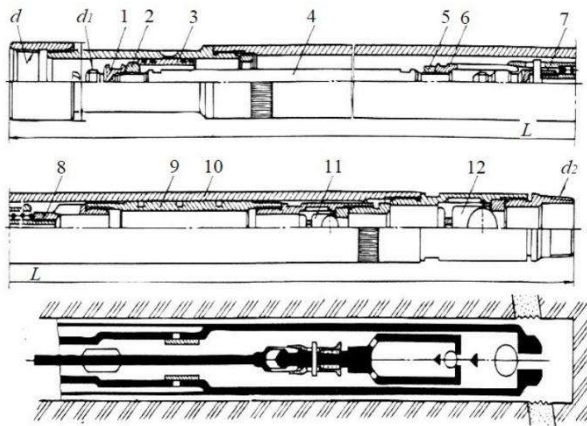


Рисунок 2 – Конструкція і схема невставного (трубного) насоса

1 – перекладач штока; 2 – центратор; 3 – зливний пристрій; 4 – шток; 5 – контргайка; 6 – цангове захоплення; 7 – зчіпний пристрій; 8 – клітка плунжера; 9 – плунжер; 10 – циліндр; 11 – нагнітальний клапан; 12 – всмоктувальний клапан

Порівняння конструкцій обох типів насосів показує, що при однаковому діаметрі НКТ діаметр плунжера (циліндра) вставного насоса завжди буде менше діаметра плунжера трубного насоса і відповідно при інших рівних умовах (довжина ходу і число качань) подача вставного насоса завжди буде менше подачі трубного. [1]

У цьому принципова відмінність вставних і трубних насосів. Але цей недолік вставного насоса компенсується можливістю швидкого його підйому на насосних штангах без підйому НКТ. Трубний же насос витягують із свердловини, як і при спуску, в два прийоми, але навпаки: спочатку на насосних штангах витягують плунжер з клапанами, а потім циліндр разом з підйомом НКТ. Цей фактор часу особливо характерний при заміні зношеного насоса на новий. Для зміни вставного насоса досить підняти на денну поверхню тільки насосні штанги, а НКТ постійно залишаються в свердловині.

Таким чином, зміна вставного насоса вимагає значно менше часу, ніж трубного. Крім того, при використанні вставного насоса менше зношуються як різьбові кінці НКТ, так і самі НКТ, оскільки немає необхідності їх спускати і піднімати, а також згвинчувати-розгвинчувати при кожній зміні насоса. [1]

Характерними несправностями плунжерних насосів у НГВУ «Чернігівнафтогаз», які спричиняють підйом насоса або проведення ремонтних робіт у свердловинах НГВУ, є:

- абразивне зношення пар "циліндр-плунжер";
- абразивне зношення нагнітальних і приймальних клапанів (зношення пар "сідло-кулька");

- абразивне зношення сполучених поверхонь сідла конуса з наконечником конуса (для трубних насосів);
- абразивне зношення конуса з кільцем замкової опори (для вставних насосів);
- абразивне зношення різьбових з'єднань циліндра і плунжера;
- поломка штока;
- поломка клітки плунжера і штанг;
- забивання піском, парафіном або сіллю клапанних вузлів;
- заклинювання або заїдання плунжера в циліндрі насоса;
- негерметичність колони НКТ.

При виникненні несправностей насос необхідно підняти і відправити в майстерню. Якщо в найближчій час це неможливо, необхідно видалити плунжер з циліндра, промити від забруднень і змазати малов'язким маслом для попередження корозії.

Список використаних джерел: 1. Римчук Д. В. *Обладнання для буріння свердловин і видобутку нафти і газу: [навчальний посібник]* / Д. В. Римчук, В. В. Пономаренко, О. Л. Шудрик – Х.: ХНАДУ, 2019.-252 с. 2. 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 – Х.: КП Міська друкарня, 2014. – 352 с.

ТЕОРЕТИЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЇ «VELOCITY STRING»

*М.С. Стеценко, студент
Національний технічний університет
«Харківський політехнічний інститут»
керівник- ст. викладач Н.Ф.Мінчукова*

Анотація. Наведена суть технології «Velocity String». Теоретично обґрунтовано можливості відновлення стабільності роботи свердловини за допомогою заданої конструкції ліфтової колони, а також тривалості її роботи без накопичення конденсату.

Ключові слова: *технологія, «Velocity String», ліфтова колона, вибій, гирло, газ, конденсат, гнучкі насосно-компресорні труби.*

Velocity String – це технологія, яка забезпечує стабільну експлуатацію свердловини з підтриманням тиску, необхідного для її роботи на шлейф, і швидкості потоку газу в башмаці ліфтової колони, достатньої для винесення конденсату з вибою до гирла.

Основою технології VS є використання ГНКТ як ліфтової колони з меншим внутрішнім діаметром, ніж у НКТ, які встановлені в свердловині. Зменшення прохідного перерізу ліфтової колони сприяє збільшенню швидкості потоку газу в башмаці. Завдяки високій швидкості потоку газу конденсат виноситься з вибою, запобігаючи його накопиченню, що дозволяє свердловині працювати стабільно. Якщо конденсат накопичується на вибої, в трубному чи

затрубному просторі, свердловина припиняє працювати.

Для видалення конденсату доводиться застосовувати азотну чи компресорну установку, що призводить до періодичних витрат на відновлення працездатності свердловини, які можуть перевищувати вартість добутої продукції. У таких випадках ефективним рішенням є технологія «Velocity String». Використання ГНКТ за цією технологією дозволяє безперервно видаляти конденсат з вибою, запобігаючи його накопиченню, і тим самим знижувати витрати на обслуговування свердловин.

Критичну швидкість, необхідну для винесення конденсату, визначають двома методами: практичним і теоретичним.

Практичний метод передбачає, що мінімальна критична швидкість у башмаці для видалення конденсату з вибою становить 3 м/с. При цій швидкості конденсат не накопичується, а піднімається разом із газом на гирло.

Теоретичний метод базується на аналізі режимів припливу флюїдів із пласта. Для запобігання накопиченню конденсату він має перебувати у вигляді туману або бульбашок. У таких умовах визначається швидкість потоку газу, яка перевищує швидкість осідання бульбашок на тривалий час, що забезпечує винос конденсату на вибої.

Для теоретичного визначення можливості відновлення стабільності роботи свердловини за допомогою заданої конструкції ліфтової колони, а також тривалості її роботи без накопичення конденсату, необхідно провести порівняльний аналіз характеристик припливу газу з пласта до вибою і його підйому до гирла через ГНКТ.

Для цього будують два графіки:

- графік продуктивності припливу газу з пласта до вибою свердловини;
- графік, що характеризує рух газу від вибою до гирла по ГНКТ (j-подібна крива).

Графік (рис. 1) відображена залежність між вибійним тиском і дебітом свердловини, враховуючи фільтраційно-ємкісні властивості пласта. Він будується на основі двочленної формули припливу:

$$P_{пл2} - P_{виб2} = AQ + BQ^2, \quad (1)$$

або

$$Q = -A + A^2 + 4B(P_{пл2} - P_{виб2}) / 2B, \quad (2)$$

де Q – дебіт свердловини, фут³/добу; $P_{пл}$ – пластовий тиск, бар; $P_{виб}$ – тиск на вибої, бар; A – коефіцієнт фільтраційного опору, що враховує втрати тиску через тертя, бар²·добу/фут³; B – коефіцієнт, що враховує інерційну складову фільтраційного опору, бар²·добу/фут³.

Графік, який характеризує рух газу, від вибою до гирла, по ГНКТ (рис.2), показує, що загальне зниження тиску дорівнює сумі змін у потенційній енергії, кінематичній енергії та втрат енергії в системі через тертя всередині труби:

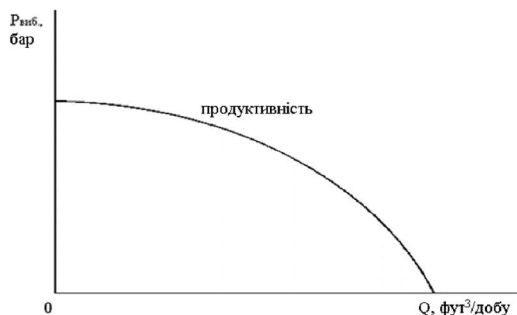


Рисунок 1 – Графік продуктивності припливу газу з пласта до вибою свердловини

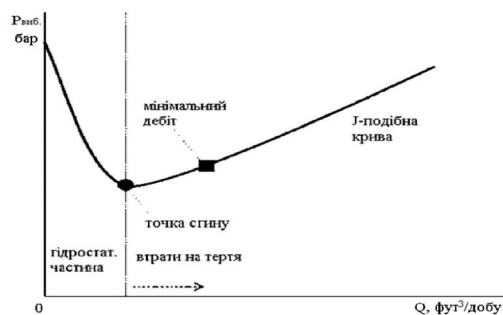


Рисунок 2 – Графік, який характеризує рух газу від вибою до гирла по ГНКТ (J-подібна крива)

$$\Delta p_g = g g_c \Delta Z + \Delta(v^2) 2 g_c + E l, \quad (3)$$

де Δp – перепад тиску на вході та виході в ГНКТ, бар; g – густина газу, фунтфут³; $g g_c \Delta Z$ – зміна потенційної енергії; $\Delta(v^2) 2 g_c$ – зміна кінетичної енергії; $E l$ – втрати енергії на тертя.

Це відношення можна записати в диференціальній формі для будь-якої рідини, для труб з будь-яким нахилом:

$$- dp/dL = g g_c m \sin \theta + \rho v g_c dv/dL + 2 f f v^2 g_c d, \quad (4)$$

де p – тиск у трубі, бар; L – довжина труби, фут; g – прискорення вільного падіння футс²; g_c – коефіцієнт перетворення; θ – кут нахилу свердловини відносно горизонту; ρ – густина під час прискорення, фунтфут³; v – швидкість двофазної течії, футс; f – коефіцієнт тертя; f – густина під дією тертя, фунтфут³;

d – діаметр труб, дюйм; m – густина двофазної течії, фунтфут³:

$$m = k \cdot H + \gamma 1 - H, \quad (5)$$

де k – густина конденсату, фунтфут³; γ – густина газу, фунтфут³; H – стабільність двофазної течії.

Графік (рис. 2) розділяється на гідростатичну частину і втрати через тертя в трубі. На кривій показано мінімальний дебіт, за якого рідина з вибою ще буде виноситись. Він визначається критичною швидкістю:

$$V_{кр} = 1,9214 (k - \gamma) 14 \gamma 12, \quad (6)$$

де $V_{кр}$ – мінімальна критична швидкість, футс (для переведення 1 футс = 0,3048 мс);

– поверхневий натяг, динасм; k – густина конденсату, фунтфут³; γ – густина газу, фунтфут³.

Виходячи з цього, визначається мінімальний критичний дебіт, при якому конденсат ще буде виноситись на гирло:

$$Q_{к} = 1,166 \cdot 520,1 \cdot D^2 k z \cdot T - 348,3 \cdot \gamma p p^2 \cdot k (348,3 \cdot \gamma)^2 T^2 \cdot z^3 14 \quad (7)$$

де Q_k – мінімальний критичний дебіт, фут³/добу; D – діаметр труби, дюйм; k – густина конденсату, фунтфут³.; z – коефіцієнт стисливості газу; T – температура на вибої, К; γ – відносна густина газу; p – тиск на вибої, бар; k – поверхневий натяг на контактi газ-конденсат, динасм.

Якщо поєднати ці два графіка, можна визначити дебіт газу в точці перетину кривих. Порівнявши точку перетину з мінімальним дебітом, можна з'ясувати, яка з трьох наступних ситуацій спостерігатиметься в свердловині:

- свердловина працюватиме без накопичення конденсату на вибої (рис. 3);
- свердловина працюватиме нестабільно, з накопиченням конденсату на вибої, і в кінці свердловина захлинеться (рис. 4);
- свердловина не працюватиме, не даючи продукції взагалі (рис. 5).

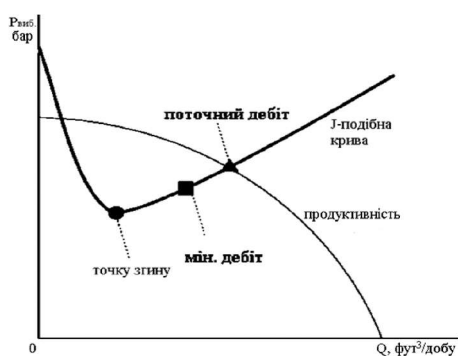


Рис. 3 – *Свердловина працює без накопичення конденса*

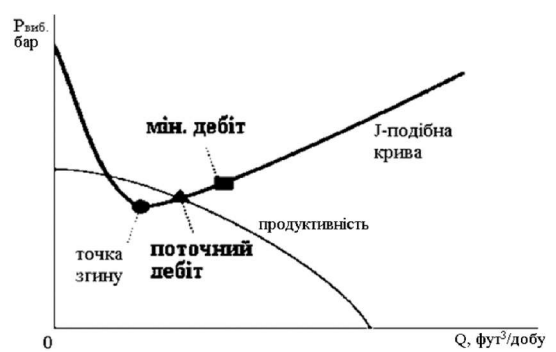


Рис.4 – *Свердловина працює з накопиченням конденсату*

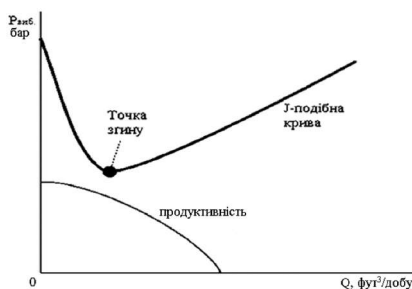


Рис. 5 – *Свердловина не буде працювати взагалі*

Якщо точка перетину знаходиться праворуч від мінімального дебіту газу, свердловина може працювати з більшою швидкістю у башмаці, ніж при мінімальному дебіті газу, і накопичення конденсату на вибої не буде відбуватися. Якщо точка перетину знаходиться між точкою згину та мінімальним дебітом газу, відбувається накопичення конденсату на вибої, і свердловина незабаром припинить давати продукцію. Для відновлення працездатності свердловину потрібно періодично продувати.

Якщо криві не перетинаються або перетинаються зліва від точки перегину, забійний тиск занадто низький для того, щоб свердловина могла працювати з таким діаметром труби на такій глибині, в такому випадку потрібно підібрати ГНКТ іншого діаметра (рис. 5).

Список використаних джерел: 1. Катеринчук П.О. Освоєння, інтенсифікація та ремонт свердловин / П.О. Катеринчук, Д.В. Римчук, С.В. Цибулько, О.Л. Шудрик – Х.: Пром-Арт, 2018. – 608 с. 2. Поліник М.М. Колтюбінг в нафтогазовидобуванні / М.М. Поліник, В.М. Ясюк, Р.С. Яремійчук – Львів: Центр Європи, 2014 - 336 с.

IMPACT OF LITHOLOGICAL HETEROGENEITY ON OIL RECOVERY COEFFICIENT FORECASTING

O.V. Martus, postgraduate student
National University «Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic»
scientific supervisor, professor, B. Cvetkovic

Abstract

This study aims to enhance the methodology for forecasting the oil recovery coefficient by considering lithological heterogeneities within the reservoir. Current calculation methods, such as the state standard of Ukraine and the Buckley-Leverett method, overlook the impact of lithology on filtration processes. This paper proposes adapting these methods to incorporate lithological dissection, which will improve the accuracy of the forecasts.

Keywords: oil recovery coefficient, lithological heterogeneities, filtration processes, forecasting methods, Buckley-Leverett method.

The oil industry requires accurate forecasting methods for oil recovery coefficient, particularly in flooding situations [1]. The State Standard of Ukraine, established in 2000, relies on absolute permeability for its calculations and does not consider relative permeability, gravitational effects, or lithological heterogeneity [2]. In contrast, methods based on the Buckley-Leverett equation offer a more nuanced approach by incorporating relative permeability and gravitational factors [3 - 4]. However, in its basic form, this method also needs to account for lithological variations, which limits its effectiveness in heterogeneous layers [5].

To evaluate and enhance the accuracy of the Buckley-Leverett method in comparison to the state standard of Ukraine, the following methodological steps were undertaken:

1. Conducting Laboratory Tests: Laboratory experiments were performed to ascertain the relative permeability oil recovery coefficient, considering the influence of lithological distribution [6].

2. Three-Dimensional Reservoir Model Construction: A comprehensive three-dimensional reservoir model was developed in the field under investigation.

3. Generation of Distribution Scenarios: One hundred distinct property distribution cases within the three-dimensional reservoir model were generated, both with and without considering lithological dismemberment. This step allowed for an in-depth comparison of various scenarios.

4. Calculation of oil recovery coefficient: The oil recovery coefficient was calculated for each method, considering both the presence and absence of lithological

distribution. This analysis was crucial for understanding the models' performance under different conditions.

5. Conducting a Comparative Analysis: A thorough comparative analysis was executed to assess the impact of the studied factors on the accuracy of oil recovery coefficient during flooding [7].

The results indicated that integrating lithological distribution into the Buckley-Leverett method led to an 11% improvement in prediction accuracy compared to scenarios that did not account for it. In contrast, the state standard of Ukraine exhibited substantial errors in its predictions. The technique based on absolute permeability showed slight improvement, even when considering lithological heterogeneity. The absence of relative permeability components in the state standard formula was identified as a significant factor contributing to inaccuracies.

Although the gravitational component had a negligible impact on the results due to the use of layers with slight slopes in the calculations, it is essential to note that under conditions of steeper angles, the incorporation of gravitational effects could prove significant.

Integrating lithological dismemberment into the Buckley-Leverett method effectively reduced the variability in oil recovery coefficient values, highlighting the importance of considering reservoir heterogeneity to enhance forecast reliability.

Furthermore, it is recommended that the state standard of Ukraine undergo modernization to incorporate essential factors such as:

- Relative permeability curves;
- Gravitational effects;
- Lithological dismemberment of the formation.

The comparative analysis demonstrates that the Buckley-Leverett method, mainly when accounting for lithological dismemberment, is the most effective approach for predicting oil recovery coefficient in complex reservoir conditions. This methodology reduces forecast uncertainty, optimizes field development costs, and enhances the efficiency of flooding operations.

References:

1. Ahmed, T. (2018). *Reservoir engineering handbook*. Gulf professional publishing.
2. Blunt, M. J. (2017). *Multiphase flow in permeable media: A pore-scale perspective*. Cambridge university press.
3. Buckley, S. E., & Leverett, M. (1942). *Mechanism of fluid displacement in sands*. *Transactions of the AIME*, 146(01), 107-116.
4. Welge, H. J. (1952). *A simplified method for computing oil recovery by gas or water drive*. *Journal of Petroleum Technology*, 4(04), 91-98.
5. Dake, L.P. (2001). *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Elsevier.
6. Martus, O., & Cvetkovic, B. (2024). *Increasing the accuracy of oil recovery factor predictions by integrating lithology data*. *Technology audit and production reserves*, 3(1 (77)), 47-52.
7. Martus, O., & Cvetkovic, B. (2023). *Development of oil extraction screening methodology taking into account innovative methods using the example of the Ukrainian field*. *Technology audit and production reserves*, 6(1/74), 47-53.

СЕКЦІЯ 2. РЕГІОНАЛЬНА ГЕОЛОГІЯ.

ЗВ'ЯЗОК КІМБЕРЛІТОВИХ ТРУБОК З ТЕКТОНІЧНИМИ СТРУКТУРАМИ СВІТУ

*А.Р. Лунячек аспірант
Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна
керівник- доцент О.О. Клевцов*

Анотація: Досліджується просторовий розподіл кімберлітових трубок по тектонічних структурах світу. Показано, що кімберлітові трубки розташовані на підняттях фундаменту архейського та ранньопротерозойського віку, таких як щити, антеклізи, та поблизу рифтових зон. Вік кімберлітових трубок та вік порід, які їх вміщують, між собою не корелюють.

Ключові слова: кімберлітові трубки, тектонічні структури, кратони, щити, рифтові зони.

Кімберлітові трубки – це унікальні геологічні утворення, що мають виняткове значення для розуміння процесів, що відбуваються в надрах Землі. Їх вивчення дає можливість не лише отримати цінну інформацію про склад та структуру мантії, але й розробити більш ефективні методи пошуку корисних копалин, зокрема алмазів.

Одним із ключових аспектів дослідження кімберлітових трубок є встановлення закономірностей їх розташування. Ми спробуємо узагальнити сучасні дані про зв'язок кімберлітових трубок з тектонічними структурами світу. Ми розглянемо місця їх локалізації, тектонічні структури, на яких вони знаходяться, вік утворення кімберлітових трубок і гірських порід, які їх вміщують.

Актуальність теми пов'язана з тим, що з'ясування закономірностей розміщення кімберлітових трубок по тектонічних структурах веде до кращого розуміння геологічних процесів в надрах Землі. Це знання може бути використано для розробки більш ефективних методів пошуку нових родовищ алмазів та інших корисних копалин, а також для реконструкції тектонічної історії регіонів, де розташовані кімберлітові трубки.

Існує декілька поглядів, які намагаються пояснити зв'язок між кімберлітовими трубками та тектонічними структурами. Усі вони базуються на положенні, що формуванню кімберлітових трубок сприяє наявність розломів та ослаблених ділянок літосфери.

Одна з теорій полягає в тому, що кімберлітові трубки можуть утворюватися в результаті впливу мантійних плюмів на певні ділянки

літосфери, що призводить до ослаблення земної кори над плюмом. Водночас кімберлітова магма генерується частковим плавленням мантії в зоні плюма [5, 7].

З іншого боку, вважається, що кімберлітові трубки можуть також утворюватися в зонах рифтогенезу, де літосфера розтягується, внаслідок чого виникають розломи та тріщини. Це створює сприятливі умови для підйому мантійної магми [4].

Кімберлітові трубки виявлено на всіх континентах світу. Їх розподіл нерівномірний, з чітко вираженими провінціями, де сконцентрована більшість трубок. Основні провінції, де сконцентровані кімберлітові трубки (мал. 1): Південна Африка, Якутія, Канада, Австралія. Кімберлітові трубки також знаходяться і в інших регіонах світу, таких як Південна Америка, Західна Африка, Північна Європа, Індія, Китай [1].

Одним з прикладів розташування кімберлітових трубок є Амазонський кратон архейсько-ранньопротерозойського віку – найбільший з кратонів Південної Америки. Він складається з північної та південної частин – Гвіанського та Центрально-Бразильського щитів, які відокремлені один від одного Амазонським рифтом [6, 8].

Кімберлітові трубки виявлено як на північному (Гвіанський щит), так і на південному (Центрально-Бразильський щит) краях Амазонської рифтової зони (мал. 2). Трубки Гвіанського щита мають пізньопротерозойський вік (718-706 млн років тому), а трубки Центрально-Бразильського щита – пізньокрейдовий (94-91 млн років тому) [2, 3].

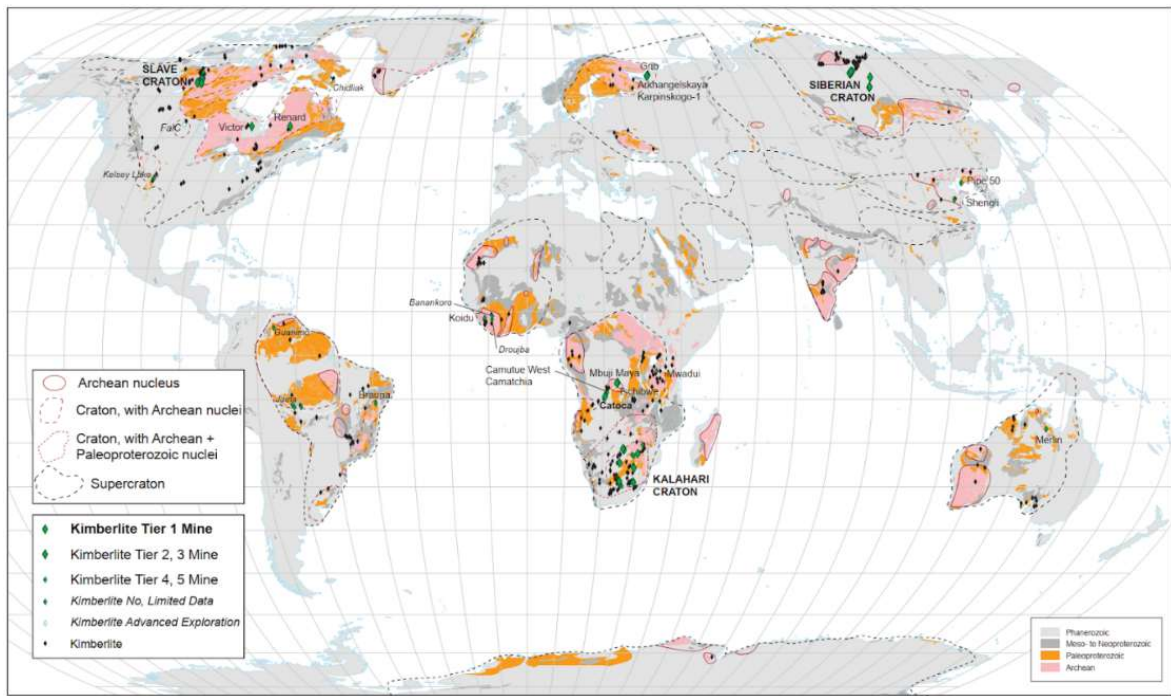
Інший приклад розташування кімберлітових трубок – Індійська платформа, де трубки виявлено в архейських та протерозойських породах кратонів Бастар та Дхарвар, відокремлених один від одного рифтом Годаварі. Більшість з них розташовано на півночі кратону Дхарвар, де виявлено 120 кімберлітових трубок протерозойського (1100-550 млн років тому) та крейдового (90-85 млн років тому) віку (мал. 3) [1].

Висновки:

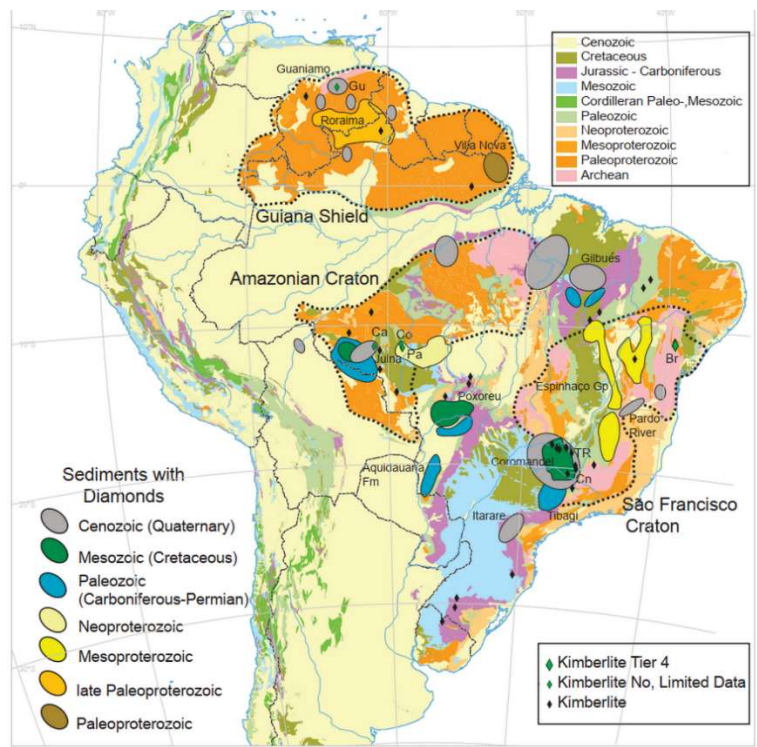
1. Аналіз просторового розподілу кімберлітових трубок дозволяє стверджувати, що вони розташовані виключно на материках в межах древніх платформ (кратонів) з фундаментом архейського та ранньопротерозойського віку.
2. В океанах кімберлітові трубки відсутні.
3. У більшості випадків кімберлітові трубки знайдено на підняттях фундаменту, таких як щити, та поблизу рифтових зон.
4. Вік кімберлітових трубок та вік порід, які їх вміщують, між собою не корелюють.
5. В межах більшості алмазозносних провінцій спостерігається наявність кімберлітових трубок, які розташовані відносно близько одна від одної, але дуже відрізняються за віком утворення.
6. Розуміння закономірностей зв'язку кімберлітових трубок з тектонічними структурами має допомогти визначити перспективні райони для пошуку нових трубок, що може призвести до відкриття нових родовищ алмазів.

Подальші дослідження мають бути пов'язані з детальним вивченням тектонічної структури районів поширення кімберлітових трубок та з виявленням трубок, які наразі приховані під осадовими породами або льодовиками, за допомогою геофізичних методів.

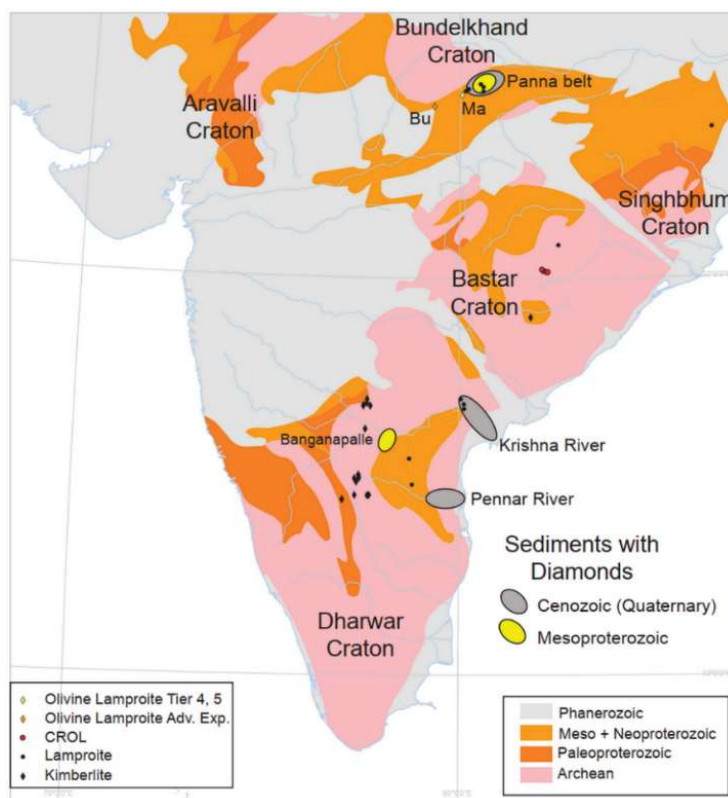
Список використаних джерел: 1. Bruce A. Kjarsgaard, Mike de Wit, Larry M. Heaman, D. Graham Pearson, Johann Stiefenhofer, Nicole Janusczyk, Steven B. Shirey; *A Review of the Geology of Global Diamond Mines and Deposits. Reviews in Mineralogy and Geochemistry* 2022;; 88 (1): 1–117. doi: 10.2138/rmg.2022.88.01. 2. Felix V. Kaminsky, Olga D. Zakharchenko, William L. Griffin, Dominic M. DeR. Channer, Galina K. Khachatryan-Blinova. *Diamond from the Guaniamo area, Venezuela. The Canadian Mineralogist* 2000, 38 (6): 1347–1370. doi: 10.2113/gscanmin.38.6.1347. 3. Felix V. Kaminsky, Sergei M. Sablukov, Elena A. Belousova, Paulo Andreatza, Mousseau Tremblay, William L. Griffin. *Kimberlitic sources of super-deep diamonds in the Juina area, Mato Grosso State, Brazil. Lithos, Volume 114, Issues 1–2, 2010, Pages 16–29, ISSN 0024-4937. doi: 10.1016/j.lithos.2009.07.012.* 4. Gernon, T.M., Jones, S.M., Brune, S. et al. *Rift-induced disruption of cratonic keels drives kimberlite volcanism. Nature* 620, 344–350 (2023). doi: 10.1038/s41586-023-06193-3. 5. Grabreck A, Flament N, Bodur ÖF. *Mapping global kimberlite potential from reconstructions of mantle flow over the past billion years. PLoS One. 2022 Jun 9;17(6):e0268066. doi: 10.1371/journal.pone.0268066.* 6. Kroonenberg, Salomon & de Roever, Emond. (2010). *Geological Evolution of the Amazonian Craton.* doi: 10.1002/9781444306408.ch2. 7. N.V. Chalapathi Rao, B. Lehmann. *Kimberlites, flood basalts and mantle plumes: New insights from the Deccan Large Igneous Province. Earth-Science Reviews, Volume 107, Issues 3–4, 2011, Pages 315–324, ISSN 0012-8252. doi: 10.1016/j.earscirev.2011.04.003.* 8. U.G. Cordani, W. Teixeira, M.S. D'Agrella-Filho, R.I. Trindade. *The position of the Amazonian Craton in supercontinents. Gondwana Research, Volume 15, Issues 3–4, 2009, Pages 396–407, ISSN 1342-937X. doi: 10.1016/j.gr.2008.12.005.*



Мал.1. Розташування кімберлітових трубок на платформах світу [1].



Мал.2. Розташування кімберлітових трубок та розсіпних родовищ алмазів на території Південної Америки [1].



Мал.3. Розташування кімбер літових і лампроїтових трубок та розсипних родовищ алмазів на території Індії [1].

ЕКСПЛУАТАЦІЯ СИСТЕМ МОНІТОРИНГУ СТАНУ ҐРУНТОВИХ ВОД НА ДІЛЯНКАХ РОЗТАШУВАННЯ НАФТОГАЗОВИДОБУВНИХ ТА ПЕРЕРОБНИХ ПІДПРИЄМСТВ В УМОВАХ ВОЄННОГО СТАНУ.

М.О. Лесняк аспірант

*Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна,
керівник – док. гео. наук, І.В. Удалов*

У роботі розглянуто нові підходи при створенні систем моніторингу та систем інженерного захисту на ділянках розташування нафтогазовидобувних та переробних підприємств в умовах воєнного стану.

Ключові слова: *екологічний моніторинг, мінна небезпека, поверхневі води, підземні води, системи моніторингу.*

Експлуатація систем моніторингу стану ґрунтових вод на ділянках розташування нафтогазовидобувних та переробних підприємств була складним комплексним завданням навіть у мирний час. Виклики сьогодення, а саме: ворожі обстріли нафтогазових об'єктів, можливість дистанційного мінування територій, широке використання безпілотних літальних апаратів, є причинами пошкодження будівель та обладнання підприємств, їх зупинки, а також

вимушеного припинення моніторингових досліджень.

Розмінування небезпечних територій потребує: кропіткої та дуже небезпечної роботи саперів та інших фахівців у сфері протимінної діяльності; коштів; десятків років.

В умовах мінного забруднення території, знешкодження протипіхотних мін часто є неможливим без їх підриву. Крім того, погана якість виробництва, додаткові втручання в механізм вибухового пристрою, знаходження у воді, корозія, вплив високих та низьких температур унеможливають прогнозування сили контакту з міною, від якої вона спрацює [1].

Це, звичайно, вносить корективи у проведення моніторингових досліджень, оскільки доступ до деяких ділянок унеможливується взагалі.

Таким чином, актуальність експлуатації складових систем моніторингу стану ґрунтових вод, доступ до яких зберігається в умовах мінної небезпеки та аварій на підприємствах, є безсумнівною.

Під час виконання досліджень, вивчалася питання забруднення ґрунтових вод у районах розташування об'єктів нафтогазовидобувних та переробних підприємств зі значним терміном експлуатації [2;3].

Основними джерелами забруднення виявилася обладнання (комунікації та трубопроводи важливих підприємств), що облаштовувалося у підземному виконанні в часи холодної війни, на випадок пошкодження поверхневої інфраструктури внаслідок глобальних бойових дій. З часом такі підземні трубопроводи ставали причиною аварійних втрат сировини, нафтопродуктів та технічних рідин у межах проммайданчиків нафтогазовидобувних та переробних підприємств внаслідок корозії та інших процесів.

Розташування підприємств теж часто враховувало лише логістичні фактори, як наприклад, близькість до родовищ корисних копалин чи транспортних вузлів. При цьому на захищеність водоносних горизонтів на ділянках розташування потенційно небезпечних об'єктів іноді звертали недостатню увагу.

В умовах воєнного стану до вказаних причин забруднення ґрунтових вод додаються аварійні втрати сировини, продукції та технічних рідин при руйнуванні обладнання, пошкодженні комунікацій внаслідок ворожих обстрілів.

У разі обстрілу, після обстеження території проммайданчика підприємства фахівцями з мінної безпеки та першочергової ліквідації наслідків аварій, саме системи моніторингу дозволяють виявити нові джерела забруднення ґрунтових вод та місця пошкодження підземних комунікацій.

Так, нехарактерна зміна рівню води, її температури, хімічного складу, або виявлення у спостережній свердловині шару нафтопродукту, дозволяє локалізувати пошук пошкоджених ділянок підземних трубопроводів.

Вплив довготривалої діяльності великих нафтогазовидобувних та переробних підприємств, а також аварійних ситуацій на підземні води здебільшого може виявлятися у забрудненні останніх вуглеводнями, хлорид-іонами, іонами натрію та калію, важкими металами тощо. При цьому вуглеводні, що потрапили до зони аерації, накопичуються на поверхні

ґрунтових вод, а мінералізовані води поступово переміщуються до водотриву, в нижню частину даного водоносного горизонту.

Для роботи систем екологічного моніторингу важливим є контроль рівнів рідин у спостережних свердловинах, що дозволяє визначити поточне положення зон забруднення. Прокачування свердловин та подальший відбір проб води для проведення хімічного аналізу дозволяє визначити близькість лінзи вільного нафтопродукту до свердловини (за вмістом розчинених нафтопродуктів), а також близькість шару солоної води (за вмістом хлорид-іонів, іонів натрію та калію).

У межах промайданчика підприємства, доступ до спостережних свердловин після обстрілу та ліквідації аварій відновлюється досить швидко, чого не можна стверджувати, розглядаючи системи моніторингу більших розмірів (наприклад у районі розташування родовища вуглеводнів), де фахове обстеження під'їзних шляхів та точок моніторингу потребує значної кількості часу.

Просування зони забруднення по горизонту ґрунтових вод супроводжується формуванням вторинних вуглеводневих лінз та ділянок виходу вуглеводнів та забруднених вод на денну поверхню у зонах розвантаження (у ярах, балках та долинах рік), з подальшим забрудненням поверхневих водойм.

На рис.1 зображено поверхневі водойми до яких потрапляють забруднені ґрунтові води.



Рис.2 Поверхневі водойми з ознаками вуглеводневого та сольового забруднення.

Якщо нижче за потоком від ділянки розташування нафтогазовидобувного чи переробного підприємства є населений пункт, цілком імовірно, що просування зони забруднення з часом унеможливить використання колодязів та неглибоких приватних свердловин у межах тієї частини населеного пункту, яка знаходиться між підприємством та зоною розвантаження ґрунтових вод у населеному пункті з урахуванням напрямку потоку.

Потрапляння вуглеводневої сировини, нафтопродуктів та солоних вод до поверхневих водойм спричиняє негативний вплив на біорізноманіття.

Мешканці населених пунктів, будинки та городи яких знаходяться близько до зон розвантаження забрудненого водоносного горизонту відмічають появу запаху нафтопродуктів у підвалах та погребях, наявність плівки або навіть шару нафтопродукту у межах городів та у підземних спорудах у випадках підйому рівня ґрунтових вод навесні.

Проблема забруднення ґрунтових вод у таких випадках швидко загострює відносини між підприємством і місцевим населенням і потребує щонайшвидших дій.

Разом з тим, мінна небезпека унеможлиблює доступ до території та потребує введення нових підходів при створенні систем моніторингу та систем інженерного захисту.

До таких підходів слід віднести:

- належний інструктаж фахівців, що здійснюють моніторингові дослідження щодо мінної небезпеки, правил поведінки при потраплянні на заміновану територію;

- ріномірний розподіл спостережних свердловин на території проммайданчика підприємства. Крім того, з точки зору можливих втрат сировини, продукції та технологічних рідин, особливу увагу слід звертати на ділянки розташування скупчень шлейфів, промканалізації, старих резервуарів, пунктів наливу нафтопродуктів, очисних споруд, відстійників тощо;

- розташування трубопроводів систем інженерного захисту ближче до землі, оскільки осколкових пошкоджень більше зазнають комунікації, що знаходяться на висоті більше 0,5 м від земної поверхні;

- розташування елементів систем інженерного захисту подалі від пожежонебезпечних об'єктів (ємностей з нафтопродуктами тощо);

- повну автоматизацію систем вилучення забруднених ґрунтових вод у межах проммайданчика підприємства;

- обов'язкове використання під'їзних шляхів з твердим покриттям (або їх облаштування) до точок моніторингу у межах значних за площею об'єктів;

- обстеження точок моніторингу саперами та розуміння фахівцями, які виконують моніторингові дослідження меж ділянок безпечного проведення робіт;

- відбір проб води тільки з мостів або дамб, без наближення до берегів водойм, у разі неможливості обстеження території профільними спеціалістами;

- використання безпілотних літальних апаратів для відбору проб води з віддалених водойм.

Отже, системи інженерного захисту ґрунтових вод на ділянках розташування нафтогазовидобувних та переробних підприємств мають враховувати можливості ворожих обстрілів та функціонувати в автоматичному режимі.

Особливості формування зон забруднення у зоні аерації та першому від поверхні водоносному горизонті, а саме зв'язування частини об'єму втрачених вуглеводнів з породами, а також повільне просування шару солоних вод,

зумовлюють утворення вторинного джерела забруднення, безпосередньо у водоносному горизонті, яке продовжує негативно впливати на навколишнє середовище упродовж десятиліть, навіть після виявлення та ліквідації первинних джерел забруднення.

Системи моніторингу стану ґрунтових вод нафтогазових об'єктів мають бути обов'язковою умовою їх роботи і закладатися ще на етапі проектування. Конфігурація та належне облаштування даних систем дозволить максимально швидко відновлювати моніторингові дослідження, виявляти та локалізувати нові джерела забруднення, що з'явилися внаслідок ворожих обстрілів.

Ліквідація зон забруднення є складним завданням, потребує залучення значних капіталовкладень та великого обсягу робіт як з вилучення забруднюючих речовин – так і з подальшої санації підземного простору.

Список використаних джерел: 1. *Матеріали тренінгу Швейцарського міжнародного фонду з протимінної діяльності в Україні. [Електронний ресурс]. – Доступно за адресою: [FSD Ukraine Швейцарський фонд протимінної діяльності | Київ | Facebook.](#)* 2. *Звіт про науково-дослідну роботу (Шифр НДР 32.0000578) "Моніторингові спостереження за станом підземних вод навколо виробничих об'єктів Технологічного цеху стабілізації конденсату (ТЦСК) та Машівського ореолу забруднення ґрунтових вод під територією виробничих об'єктів Управління з переробки газу та газового конденсату (УППГК) (остаточний)". УкрНДІгаз. Харків, 2023.* 3. *Звіт про науково-дослідну роботу (Шифр НДР 32.0000579) «Моніторингові спостереження за станом підземних вод навколо виробничих об'єктів Шебелинського відділення з переробки газового конденсату і нафти (ШВПГКН) та Андріївської зони забруднення ґрунтових вод (остаточний)". УкрНДІгаз. Харків, 2023.*

ПІДҐРУНТЯ АНАЛІЗУ ГАЗОНОСНОСТІ ГОРИЗОНТУ ПІСКОВИКУ

D₅¹SD₆

ПІВНІЧНОГО БОРТУ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ В МЕЖАХ ХАРКІВСЬКОЇ ОБЛАСТІ

Д.А. Жмиров

*Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна
керівник – канд.гео.-мін. наук, С.В. Горяйнов*

1. Територія дослідження відноситься до Дніпровсько-Донецького нафтогазоносного басейну Східної України, зокрема до його північного борту. Поверхня території досліджувалась геологічними зйомками і забезпечена геологічними картами середнього масштабу, в тому числі останнього покоління. Дніпровсько-Донецького нафтогазоносний басейн Східної України є водночас і артезіанським басейном, тому в його межах проведені численні гідрогеологічні дослідження з метою пошуків підземних вод для

водопостачання.

2. Оскільки територія є газоносною, вона на протязі десятиріч досліджувалась газопошуковими роботами. Вони вмщували:

- профільне картувальне буріння структурних свердловин для уточнення геологічної будови території;

- регіональні геофізичні роботи, в тому числі гравірознавдвальні, магнітороззнавдвальні, сеймороззнавдвальні;

- детальні сеймороззнавдвальні роботи різних модифікацій на пошукових ділянках та виявлених родовищах;

- глибинне параметричне буріння на ключових ділянках;

- газопошукове буріння на ділянках, де геофізичними роботами біли встановлені перспективи газоносності;

- роззнавдвальне буріння на виявлених родовищах для оконтурення газоносних об'єктів та підрахунку запасів;

- експлуатаційне буріння на родовищах газу, які розробляються.

Вся бурові роботи супроводжувались комплексом геофізичних каротажних досліджень та випробуваннями потенційно газоносних пластів.

3. В районі майбутніх досліджень вже виявлені Аксютівське, Безлюдівське, Безпалівське, Білозірське, Борисівське, Борове, Васищівське, Вишневе, Волохівське, Гашинівське, Денисівське, Дробишівське, Західно-Борисівське, Іскрівське, Коробочкинське, Лебязинське, Максальське, Платівське, Північно-Голубівське, Північно-Коробочкинське, Ртищевське, Чкалівське, Шевченківське, Шуринське родовища вуглеводнів. Це вказує на високу перспективність території у відношенні газоносності.

4. Перше узагальнення регіональних досліджень газоносності та складу газів вугленосних відкладів з позиції вивчення вуглеводневих газів як мінеральної сировини було виконано у 1974 в УкрНДІГазі [1].

5. Колективом авторів, в тому числі науковим керівником даної роботи - Горяйновим С.В., у 2018 р. проводилось районування Східної України з метою виявлення найбільш перспективних зон нафтогазонакопичення і їхньої кількісної оцінки. Було встановлено, що найбільш перспективними у відношенні газоносності на досліджуваній території є літологічно обмежені пастки у невитриманих пісковиках палеозойського розрізу [2, 3].

6. Для аналізу газоносності пісковиків Східної України була складена база даних по 135 пісковикових горизонтах кам'яновугільного віку. На підставі цих даних побудовані карти розповсюдження кожного пісковика, його товщини, результатів випробування водо- та газоносності, розміщення виявлених у горизонті балансових покладів вуглеводнів.

7. Дана дослідницька робота присвячена деталізації аналізу газоносності перспективної зони Північного борту Дніпровсько-Донецького нафтогазозного басейну Східної України. Дослідження буде присвячено аналізу одного з горизонтів пісковиків серпухівського ярусу нижнього карбону, перспективного у відношенні газоносності.

8. Очікуваними результатами досліджень будуть:

- структурна карта залягання досліджуваного горизонту;

- карта товщин цільового горизонту з результатами вивчення насиченості його порового простору (вода, газ з водою, газ, нафта та ін.);
- карта прогнозування можливих місць розміщення покладів вуглеводнів;
- прогнозні ресурси вуглеводнів для кожного потенційного покладу.

9. Такі прогнози неможливо сформулювати на підставі традиційних геофізичних досліджень тому, що розрізна здатність сейсмозв'язки недостатня для характеристики окремого горизонту товщиною у перші метри на глибині у 3 - 4 км. Але саме такі прогнози є основою проектування та проведення газопошукових робіт. Це і обумовлює актуальність та практичну значущість даного дослідження.

Список використаних джерел: 1. Джамалова Х.Ф. Изучение состава газов и характер их распределения в угленосной толще Донецкого бассейна: отчет / Джамалова Х.Ф. – Харьков: УкрНИИГаз, 1974. – 207 с. 2. Горяйнов С.В. Прогноз локалізації та газоносності літологічних пасток південного сходу ДДЗ в межах ліцензійних ділянок ГПУ Шебелинкагазвидобування". Ч. 1. Створення структурно-геологічної основи: звіт про НДР / С. В. Горяйнов, Ю. О. Склярєнко. – Харків: УкрНДІГаз, 2017. – 203 с. 3. Горяйнов С.В. Аналіз газогологічної зональності палеозою південного сходу ДДЗ з метою прогнозу локалізації та газоносності літологічних пасток в межах ліцензійних ділянок ГПУ "Шебелинкагазвидобування". Частина 2. Виявлення газогологічної зональності: Звіт про НДР (заключний) / С. В. Горяйнов, Ю. О. Склярєнко. – Харків: УкрНДІГаз, 2018. – 150 с.

ПІДГРУНТЯ АНАЛІЗУ ГАЗОНОСНОСТІ ГОРИЗОНТУ ПІСКОВИКУ H_5Sh_{10} ПІВНІЧНОГО БОРТУ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ В МЕЖАХ ХАРКІВСЬКОЇ ОБЛАСТІ

***Д.В. Барабаш** – аспірант
Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна
керівник – канд.гео.-мін.наук, С.В.Горайнов*

1. Питання глибинної геології та тектоніки, переважно у зв'язку з газонафтоносністю території, узагальнені в колективних працях Б.С. Воробйова, М.Є. Долуди, Ю.І. Лапкіна, О.В. Рябих, Б.П. Стерліна (1959), Н.Ф. Клочко та ін. (1962, 1963), І.Г. Баранова (1960), В.Н. Крамаренко та ін. (1960), та ін. Із робіт подібного характеру, в той чи іншій мірі стосуються питань глибинної геології і тектоніки території, слід назвати роботи Н.Ф. Балуховського (1959), В.Я. Клименко (1957) В.К. Козлова (1962), М.В. Чирвінської (1959), В.В. Глушко, І.Ф. Кліточенко, В.Н. Крамаренко, С.П. Максимова і М. В. Чирвінської (1963), а також колективні роботи "Геологічна будова та нафтогазоносність Дніпровсько-Донецької западини" (1954), "Геологія СРСР" (т. V - Українська і Молдавська РСР, 1958). Були проведені

узагальнення геолого-геофізичних матеріалів по північному борту ДДЗ. Побудовано трансформаційні карти гравітаційного та магнітного полів, розроблені схеми локальних форм рельєфу поверхні кристалічного фундаменту.

2. На території досліджень виявлені Аксютівське, Безлюдівське, Безпалівське, Білозірське, Борисівське, Борове, Васищівське, Вишневецьке, Волохівське, Гашинівське, Денисівське, Дробишівське, Західно-Борисівське, Іскрівське, Коробочкинське, Лебяжинське, Максальське, Платівське, Північно-Голубівське, Північно-Коробочкинське, Ртищевське, Чкалівське, Шевченківське, Шуринське родовища вуглеводнів [2].

3. Висока вивченість газоносності території дозволила почати виявляти закономірності у просторовому розміщенні газових покладів в осадовому розрізі [1, 5]. Виявлені закономірності покладені в основу газогеологічного районування території, до якої відноситься і площа досліджень.

4. Встановлено, що на цій території найбільш газоносно-перспективними є літологічні пастки у невитриманих пісковиках палеозойських стратиграфічних підрозділів [3], зокрема башкирського ярусу середнього карбону.

5. Саме до цього ярусу відноситься цільовий горизонт пісковика H_5Sh_{10} . Він розміщується у верхній частині смолянинівської свити C_2^3 за донбаською стратиграфічною схемою. Він добре відомий у Донбасі як потужний та рукавоподібний "першинський" пісковик алювіально-руслового походження [4].

6. На досліджуваній території Північного борту Дніпровсько-Донецької западини цей горизонт пісковика розкритий сотнями свердловин. Аналіз даних, отриманих в завдяки такому обсягу буріння, дозволяє розпочати побудови структурних, літологічних та прогнозних карт для цього горизонту.

Список використаних джерел: 1. Аналіз і узагальнення матеріалів структурного буріння по відкладам середнього та нижнього карбону в межах Донецької складчастої споруди з метою виявлення найбільш перспективних зон нафтогазонакопичення: Звіт про НДР / Горяйнов С.В., Бережний В.В., Лакоба М.В. та ін. – Харків: УкрНДІГаз, 2006. – 225 с. 2. Атлас родовищ нафти і газу України. / Під ред. М.М. Іванюти – Львів: Українська нафтогазова академія, 1998. - У 6 томах. 3. Височанський І.В. Наукові засади пошуків несклепінних пасток вуглеводнів у Дніпровсько-Донбаському авлакогені: монографія / І.В. Височанський. - Х. : ХНУ ім. В.Н. Каразіна, 2015. - 236 с. 4. Геологія месторождений угля и горючих сланцев СССР / Кузнецов И.А., Лагутина В.В., Левенштейн М.Л. и др. / Под ред. И.А. Кузнецова – Москва: Госгеолтехиздат. – 1963. – 1210 с. 5. Горяйнов С.В. Наукове обґрунтування і кількісна оцінка перспектив газоносності нових літологічних пасток Бригадирівсько-Платівської зони в районах ліцензійних ділянок ГПУ "Шебелинкагазвидобування" : Звіт про НДР (заключний) / С. В. Горяйнов, Ю. О. Склярєнко, П. В. Шмігірін. – Харків: УкрНДІГаз, 2016. – 158 с.

ПРИНЦИПИ ПРОГНОЗУВАННЯ ОПТИМАЛЬНИХ ЗЕМЕЛЬНИХ ДІЛЯНОК ДЛЯ РОЗТАШУВАННЯ ВІТРОВИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

С.А. Березний. – аспірант

*Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна
керівник – канд.гео.-мін. наук, С.В. Горайнов*

1. Процес вибору ділянки місцевості задля певних цілей можна сформулювати як задачу відбракування: за основу береться територія країни, за визначеними умовами проводиться покрокове відбракування непотрібних або недоступних площ до тих пір, поки не буде отримана потрібна локальна ділянка.

2. Такі задачі вирішуються методом класифікацій. Класифікування проводиться за певними правилами з додержанням основних принципів, сформульованих ще у ХІХ ст. (повноти поділення, єдності ознак поділення на кожному кроці, виключної приналежності тощо). Порушення цих принципів робить класифікацію непридатною. Тому вибір вихідних принципів для проведення класифікаційних процедур - це основа, яка забезпечує позитивний результат.

3. Для вибору оптимальних земельних ділянок для розташування вітрових електростанцій можна запропонувати наступні принципи, послідовність яких є водночас кроками дослідження та алгоритмом прогнозування. Прогнозування ведеться кроками від характеристики майбутнього споживача до характеристики потрібної йому ділянки.

3.1. Ранжування користувачів за потребами у електричній енергії (обсяги, стабільність постачання). Це дозволяє ще на першому кроці визначитись, який саме тип електростанції потрібен у даному випадку і чи вистачає для цього споживача вітрової електростанції взагалі. В разі негативної відповіді прогнозування припиняється. Якщо користувач такий, що його задовольняє електростанція певного типу, можна переходити до наступного кроку класифікації.

3.2. На підставі можливостей обраного типу електростанції визначається максимальна відстань технологічно та економічно доступної передачі генерованої нею електроенергії.

3.3. Аналіз географічного розташування майбутнього користувача. На цьому кроці визначається його ландшафтне розміщення: природні умови, наявна оточуюча інфраструктура, забудова тощо.

3.4. Від місцеположення майбутнього користувача окреслюється коло максимально доступної відстані до електростанції. В межах цього кола і буде проводитись вибір можливих ділянок її розміщення. Якщо у цьому колі відсутні можливості встановлення електростанції та/або природні умови не дозволяють їй працювати, прогноз є негативним і на цьому кроці припиняється. Якщо умови придатні, можна переходити до наступного кроку прогнозування.

3.5. В колі доступності електростанції до користувача обирається ділянка для її встановлення, проводиться обрахування створення необхідної мережі

постачання енергії до користувача з урахуванням існуючої інфраструктури. У разі виявлення декількох таких ділянок проводиться обрахування декількох конкуруючих варіантів для вибору найоптимальнішого.

АТТИЧНІ ДЕФОРМАЦІЇ ТЕРИТОРІЇ УКРАЇНИ

*А.В.Дьомінов. - аспірант
ХНУ імені В.Н. Каразіна
керівник – ст.викладач Е.І.Хрипко*

1. Аттична фаза складчастості відноситься до альпійської складчастої епохи. Її вік відноситься до неогенового періоду і визначається як післяміоценовий - допліоценовий.

2. У аттичну фазу були в основному сформовані Карпати, Кримські та Кавказькі гори. Решта території України теж зазнала цих деформацій, хоча і меншої інтенсивності.

3. Аттичні складчасто-насувні деформації на території України встановлюються як спрямовані на північний схід [2]. Інтенсивність цих деформацій змінюється від регіону до регіону. Поза альпійськими гірсько-складчастими спорудами вони встановлені в межах Українського щита, Донбасу, у Приазов'ї та на території Дніпровсько-Донецької западини. Але ці спостереження є розрізненими, вони не покривають всю територію країни.

4. Для складання загальної картини обрано метод аналізу форми опорної стратиграфічної поверхні - підосви кайнозою. Вона обрана тому, що:

- 1) розповсюджена на більшості території України;
- 2) формувалась як абразійна поверхня при палеогенових трансгресіях і тому її первинна орієнтація - субгоризонтальна;
- 3) формувалась приблизно на рівні тодішнього моря, що є важливим та зручним репером.

5. Аттичні деформації, які розпочались на десятки мільйонів років пізніше формування опорної поверхні, обов'язково призведуть до її деформацій та зміни положення відносно рівня моря - як коливальними, так і складчастими та розривними рухами.

6. Для аналізу обрано метод побудови стратоізогіпс опорної поверхні.

7. Вихідними даними для аналізу є Державні геологічні карти середнього масштабу (1:200000) останнього покоління, а також результати бурових та геофізичних робіт на різні види мінеральної сировини (газорозвідувальні, вуглерозвідувальні, гідрогеологічні, картувальні, структурно-параметричні і інші свердловини).

8. Таку карту залягання підосви кайнозою вже почали складати для Східної України [3]. Наявні матеріали охоплюють частково Луганську, Донецьку, Харківську та Дніпропетровську області. Потрібно доповнити ці матеріали на інші області України.

9. Карти, які вже побудовані, мають роздільну здатність на рівні ± 10 м по

вертикалі. Така детальність дозволяє виявляти не тільки регіональні насуви Донбасу, але й малоамплітудні підняття та компенсаційні прогини, пов'язані з соляною тектонікою [1]. Тому побудова карт з кроком між ізогіпсами поверхні у 20 м є достатньо представницькою.

10. Побудови планується проводити методами структурної геології у програмному ГІС-середовищі. Після побудови загальної карти України можна буде перейти до аналізу зональності інтенсивності аттичних деформацій у різних регіонах України.

Список використаних джерел: 1. Горяйнов С. В. Альпійські тектонічні рухи і соляна тектоніка Східної України / С. В. Горяйнов // Вісник Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна, серія «Геологія. Географія. Екологія», 2022. – Вип. 56. – С. 67-75. <https://doi.org/10.26565/2410-7360-2022-56-04>. 2. *Метаморфические и метасоматические комплексы Украинского щита. Приазовье и Южный Донбасс.* / Горяйнов С.В., Аксенов С.В., Алтухов А.С., Воробьев С.В., Исаева Е.П., Коренев В.В. – Lambert Academic Publishing. – 2019. – 333 с. 3. *Прогноз локалізації та газоносності літологічних пасток південного сходу ДДЗ в межах ліцензійних ділянок ГПУ Шебелинкагазвидобування". Частина 1. Створення структурно-геологічної основи.* : Звіт про НДР (заключний) / С.В. Горяйнов, Ю.О. Склярєнко. – Харків : УкрНДІГаз, 2017. – 203 с.

ФОРАМІНІФЕРИ ТУРОНУ ВОЛИНИ

О.М.Маслов

ХНУ імені В.Н. Каразіна

керівник- док.геолог.наук Матвієв

Нами були досліджені матеріали буріння геологокартувальних свердловин, пробурених біля населених пунктів Єльне, Залав'я, Старе Село, Вежиця, Переброди, Великий Черемель, які розташовані на півночі Рівненської області.

Туронські відклади представлені білою писальною крейдою, місцями крейдоподібним мергелем. Форамініфери зустрічаються в великій кількості гарної збереженості.

Кількість встановлених видів форамініфер становить 46, вагома частка (у кількісному співвідношенні) яких є родами планктонної асоціації помірних та бореальних поясів. Співвідношення планктон/бентос по видах в середньому становить 50/50, а за кількістю черепашок – 70-85/30-15.

Планктонні форми представлені наступними видами: *Dicarinella canaliculata* (Reuss, 1846), *Hedbergella delrioensis* (Carsey, 1926), *Archaeoglobigerina bosquensis* Pessagno, 1967, *Archeoglobigerina blowi* Pessagno, 1967, *Muricohedbergella delrioensis* (Carsey, 1926), *Ramulina chapmani* Barnard, 1972; *Ramulina aculeata* (d'Orbigny), *Ramulina wrightii* Barnard, 1972, *Ramulina*

laevis Jones, 1875, *Arunobulimina* sp., *Praebulimina angulata* Sliter, 1968, *Strictocostella pseudoscripta* (Cushman, 1937), *Haplophragmium aequale* (Roemer); *Haplophragmoides herbichi* Neagu, 1968; *Dicarinella imbricata* (Mornod), 1976; *Globigerinella ultramicra* Subbotina, 1949, *Marginotruncana schneegansi* (Sigal, 1952), *Whiteinella archaeocretacea* Pessagno, 1967.

Бентосна асоціація представлена: *Palmula ornata* (Reuss, 1833), *Planularia decora* Lipnik, 1974, *Epistomina caracolla* (Roemer, 1841), *Eggerellina micra* Voloshina, 1972, *Ataxophragmium initiale* Voloshinova, 1972, *Gaudryina pyramidata* Cushman, 1926, *Anomalina umbilicata* (Brotzen), *Anomalina stelligera* (Marie), *Tritaxia pyramidata* Reuss, 1863, *Nodosaria monile* Hagenow, 1842, *Frondicularia archiacana* d'Orbigny, 1840, *Frondicularia ortocarena* Marie, 1937, *Stensioeina gracilis* Brotzen, 1945, *Nodosarella texana* Cushman, 1938, *Frondicularia striatula* Reuss, 1863, *Gaudryina piramidata* Cushman, 1926, *Gavelinella moniliformis ukrainica* (Vassilenko, 1954), *Tribrachia trianguena* Lypnyk, 1976, *Sitella laevis* (Beissel, 1891); *Gavelinella thalmani* (Brotzen, 1936), *Marssonella oxycona* Reuss, 1860, *Gyroidinoides* sp., *Lenticulina subangulata* (Reuss), 1863, *Neoflabellina jarvisi* (Cushman, 1935), *Nodosaria* sp., *Vaginulina truncate* Reuss, 1863, *Palmula elliptica* (Nilsson, 1826).

Аналізуючи комплекс асоціації в цілому, можна сказати, що вивчена територія відносилася до зовнішнього шельфу або мілководного окраїнного моря. Характерний набір планктонних форм із тонкою шипуватою стінкою та вираженою скульптурою, а також зниження кількості видів із лівим навиванням камер вказує на деяке похолодання.

ОСТРОКОТИ ПІДЛУЖНОЇ СВІТИ

О.М.Ніконенко

ХНУ імені В.Н. Каразіна

керівник- док.геолог.наук Матвієв

В пізньому байосі – ранньому баті на території північного та північно-західного Донбасу, а також на прилеглих околицях Дніпровсько-Донецької западини встановлюється нормально морський режим, який відповідає максимуму середньоюрської трансгресії. В цьому басейні відбувається накопичення доволі однорідних синьо-сірих глин з проверстками сидеритів, які виділяються в підлужну світу. Глини зазвичай безкарбонатні, тонковідмучені та слабоалевритові, нешаруваті, пластичні. Містять залишки достатньо багаті морської фауни, в тому числі амонітів, що дало змогу встановити вік цих утворень до зони.

Нами були досліджені наступні розрізи підлужної світи: хутір Підлужний (стратотип світи), яри лівого борту Топальської балки, околиці с. Суха Кам'янка, керн свердловини біля с. Велика Комишуваха, околиці м. Слав'янськ.

Протягом підлужного часу морський басейн мав досить сталий характер – достатньо великі глибини (максимальні для юрського періоду Східно-

Європейської платформи), відсутність суттєвої фаціальної диференціації. Лише в межах локальних тектонічних піднять (кам'янська та сухокам'янська антиклінали) спостерігається зменшення потужності розрізу та збільшення уламкової складової.

В цих умовах сформувався досить обмежений комплекс остракод представлений родами *Pleurocythere* та *Palaeocytheridae*:

Pleurocythere (Pleurocythere) connexa Triebel, 1951; *Pleurocythere (Pleurocythere) favosa* Triebel, 1951; *Pleurocythere (Pleurocythere) regularis* Triebel, 1951; *Pleurocythere (Pleurocythere) impar* Triebel, 1951; *Pleurocythere (Pleurocythere) richteri* Triebel, 1951

Palaeocytheridae laevis Permjakova, 1974; *Palaeocytheridae bakirovi* Mandelstam, 1947; *Palaeocytheridae rara* Permjakova, 1974; *Palaeocytheridae subtilis* Permjakova, 1974;

Невелике різноманіття остракод може вказувати на стійкі палеобіологічні умови існування протягом всього часу накопичення підлужної світи та про обмежену кількість біофаціальних одиниць. Відмічається, що в алевритових різновидах глин кількість та систематичний склад остракод не змінюється, що вказує на незмінність фаціальних умов в областях антиклінальних піднять та значну глибину осадконакопичення.

Зміни систематичного складу остракод по розрізу поки що встановити не вдалось, що обмежує можливість їх використання в стратиграфічних цілях.

ФАЦІАЛЬНА ЗАЛЕЖНІСТЬ КОМПЛЕКСІВ ФОРАМІНІФЕР СЕНОМАНУ ПОДІЛЛЯ.

О.С.Раїна

*ХНУ імені В.Н. Каразіна
керівник- д.геолог.наук Матвієв*

Сеноманські відклади мають широке поширення в межах Волино-Подільської плити та відслонюються по долинам річок в південній частині Хмельницької, Тернопільської та Івано-Франківської областей, а також вскриті низкою кар'єрів в районі м. Тернопіль та м. Здолбунів. Сеноманські відклади представлені глауконіт-кварцовими мілководними пісками та пісковиками, вапняковими глауконіт-кварцовими пісковиками та іноцерамовими вапняками. Зміна літологічно складу відбувається закономірно з півдня – південного заходу до північного сходу.

Кількість залишків форамініфер та їх збереженість залежить від літологічного складу порід. Зазвичай уламкові породи містять дуже мало залишків, переважно поганої збереженості. В міцних іноцерамових вапняках залишки часто бувають перекристалізовані і не завжди можуть бути достовірно ідентифіковані. Найбільша кількість добре збережених залишків характерно для відносно м'яких вапнякових глауконітових пісковиків.

В глауконіт-кварцових пісках форамініфери зустрічаються рідко, мушлі, як правило, поганої збереженості. Бентосні форамініфери складають 80% комплексу та представлені родами *Arenobulimina*, *Plectina*, *Gavelinella*, *Cibicides*; планктонні складають 20% та представлені родом *Hedbergella*.

В районі м. Тернопіль, в вапнякових глауконітових пісковиках бентосні форамініфери складають 85% та представлені родами *Tritaxia*, *Arenobulimina*, *Lenticulina*, *Gyroidinoides*, *Gavelinella*, *Cibicides*, *Tarpanina*. Планктонні форамініфери представлені родом *Hedbergella*.

В іоцерамових вапняках району м. Тернопіль в комплексі форамініфер переважають планктонні форми (70%) роду *Hedbergella*. Бентосні форми мають підлегле положення та представлені родами *Tritaxia*, *Nodosaria*, *Lenticulina*, *Palmula*, *Globorotalites*, *Gyroidinoides*, *Tarpanina*. Для іоцерамових вапняків характері також стенофаціальні види: *Praeglobotruncana aff.stephani* (Gand.), *Gaudrinella ambigua* Plotnikova, *Hedbergella brittonensis* Loeblet Tapp., *Globotruncana hagni* (Scheibn.), *Rotalipora cushmani* (Morrow.).

Таким чином, однаковий комплекс планктонних форамініфер вказує на схожість умов існування та однорідність морського басейну. Різний рівень вмісту планктонних форм в різнофаціальних відкладах пояснюється скоріш кількістю бентонських форм, чим вмістом планктону в басейні.

Склад бентосних форм чітко корелює як по кількості – чим вище уламкова складова, тим менший вміст залишків, так і по якості - різні групи характерні для певних літофаціальних типів.

ВАПНЯНИЙ НАНОПЛАНКТОН АЛЬБУ ТА СЕНОМАНУ ПОДІЛЛЯ

І.М.Саламашенко

ХНУ імені В.Н. Каразіна

керівник док.гео.наук Матвієв

Було досліджено низку відслонень теригенних відкладів альбу-сеноману вздовж лівого берега р. Дністер та деяких його лівих припливів в районі сіл: Лядова, Слобода-Яришевська, Муровані Курилівці, Бакота, Миньківці, Жванчик, Худиківці. Породи альбу залягають на карбонатних палеозойських чи теригенних докембрійських утвореннях. На захід і північний захід і схід відбувається виклинювання альбських відкладів. Представлений альб переважно пісковиками сіліцитоподібними і пісками потужністю до 35 м.

У пісках і пісковиках верхнього альбу зустрінутий відносно бідний, середньої збереженості комплекс нанопланктону. Для нього найбільш характерні *Eiffellithus turriseiffeli* (Defl.), *Watznaueria biporta* (Bukgy), *Podorhabdus albianus* (Stov.), *Cyclogellosphaera margereli* Noel., *Stephanolithion laffittei* Noel. В верхній частині верхнеальбського розрізу відмічені останні знахідки *Broinsonia enormis* Bukgy., *Markalius circumradiatus* (Stov.), скорочується кількість *Cretarhabdus crenulatus* (Braml. et Mart.), *Podorhabdus albienus* (Stov.).

Нижньосеноманські відклади території здебільшого залягають незгідно безпосередньо на докембрійських утвореннях, крім районів, де підстилаються альбськими породами. У розрізі різко переважають мергелі, виділяються не витримані за простяганням пласти вапняків, а в основі практично повсюдно залягає прошарок пісковиків. Потужність нижньосеноманських порід змінюється від 10 до 30 м. У всіх вивчених розрізах карбонатні відклади сеноману перекриваються теригенними утвореннями тортону. Залишки нанопланктону зустрінуті у всіх досліджених зразках. Особливо багаті нанопланктоном мергельні товщі.

У вапняках і пісковиках нижньої частини сеноманського розрізу вперше з'являються рідкісні *Chiastozygus amphipons* (Graml. et Mart.), *Zygodiscus variatus* (Carat.). Збереженість матеріалу погана, практично відсутні цілі, нерозчинні коколіти. У мергелях, що змінюють вгору по розрізу вапняки та пісковики, різко зростає кількість нанопланктону, покращується його збереженість. Тут зустрінутий багатий комплекс нанопланктону, в якому переважають представники родів *Zygodiscus* та *Chiastozygus*. Найбільш поширені *Zygodiscus variatus* (Carat.) та *Z. diplogrammus* (Défi.).

Вертикальний розподіл вапняного нанопланктону у вивчених розрізах практично однаковий. У всіх розрізах встановлюються два комплекси нанопланктону, відзначаються певні зміни у їх видовому складі, що відбуваються на межі верхнього альбу та нижнього сеноману. Однак ці зміни відбуваються в основному на видовому рівні і, як правило, відображені у зміні співвідношень кількості екземплярів представників деяких родин.

ААЛЕНСЬКІ-РАННЬОБАЙОСЬКІ КОМПЛЕКСИ ФОРАМІНІФЕР ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОГО ДОНБАСУ

Я.І. Ступаченко

ХНУ імені В.Н. Каразіна

керівник д.геолог.наук Матвієв

Початок середньоюрської епохи на північно-західному Донбасі характеризується переходом від лагунних перехідних умов осадконакопичення до суто морських. Наприкінці ааленського віку формується верхня частина кожулинської світи, складена переважно косоверстуватими пісками та пісковиками, які сформувались в дуже мілководних умовах.

На ній залягає черкаська світа, складена морськими глинами, які вверх поступово переходять в пісковики.

Комплекс форамініфер повністю змінюється з переходом від лагунних до морських відкладів. Як в ааленському так і в байоському комплексах переважають представники роду *Lenticulina*. Втім, якщо в ааленських лагунних відкладах вони представлені видами: *Lenticulina orbigny*, *L. crepidula*, *L. subalata*, *L. quadricostata*, *L. cordiformis*, *L. protracta*, *L. hoplites*, *L. prima*, *L. tinnia*, *L. filosa*, *L. terquemi*, *L. tainiina*, *L. polygonat*; то в байоському

нормально сольному басейні їх стає значно менше, і представлені вони іншими видами: *Lenticulina polytorpha*, *L. salva*, *L. centralis*, *L. volubilis*, *L. subalatifomis*, *L. pulchella*, *L. alla*, *L. clara*, *L. tironovi*, *L. volganica*, *L. imodulata*, *L. interrumpa*.

Також змінюється і інші представники комплексів. Для ааленських відкладів характерні: *Fronicularia tenerrima*, *F. spatulata*, *Palmula obliqua*, *P. oolithica*, *Vaginulina hechti*, *V. flagelloides*, *V. proxima*, *Planularia cordiformis*, *P. crepidula*, *P. tinuia*, *Praelamarckina humilis*, *Lamarckina prima*, *Pseudolamarckina inflecta*, *P. discorbisi*, *Lamarckella quadrilobata*, *L. antiqua*, *L. media*, *Ammodiscus incertus*, *Glomospira gordialis*, *Spirophthalmidium infraoolithicum*, *Nodosaria opalina*, *N. Sinemuriensis*, *Dentalina ventricosa*, *D. bicornis*, *D. communis*, *D. nodigera*, *Marginulina lliasica*, *Lagena globosa*. В ранньому байосі родовий склад майже не міняється, а видовий повністю інший: *Planularia crepidula*, *P. concinna*, *P. ex gr. semiinvoluta*, *Lamarckina dreheri*, *Lamarckella media*, *L. perlucens*, *L. quadrilobata*, *L. costifera*, *Fronicularia oolithica*, *Planularia instabilis*, *P. inconstans*, *Fronicularia oolithica*, *Marginulina oolithica*, *Garantella media*, *G. stellata*, *Planularia semiinvoluta*, *Haplophragmoides canariense*, *H. complanatus*.

Також треба відзначити, що ааленські відклади містять більш різноманітний комплекс, що можна пояснити більшою мінливістю умов існування в мілководному басейні. В ранньому байосі загальне різноманіття падає, втім кількість екземплярів форамініфер значно більше, що показує на більш стабільні та сприятливі умови існування.

ТРАНСФОРМНІ РОЗЛОМИ ЯК ЗАКОНОМІРНА РИСА ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ СЕРЕДИННО-ОКЕФНІЧНИХ ХРЕБТІВ

А.М. Лещенко - аспірант

ХНУ імені В.Н. Каразіна

керівник - канд. геол. наук, доцент В.В. Сухов

1. Відкриття серединно-океанічних хребтів (СОХ) на дні Світового океану стало видатним географічним відкриттям ХХ ст. Їхнє вивчення показало широку розповсюдженість протяжних, вузьких та глибоких поперечних (трансформних) ущелин, зорієнтованих переважно вхрест вісі СОХ. Кількість таких трансформних ущелин вимірюється багатьма сотнями - тисячами [1].

2. Встановлено, що по боки цих ущелин вісі СОХ зміщуються на десятки, сотні, а то й тисячі кілометрів правобічними та лівобічними зсувами [3–6]. Тому такі ущелини, проявлені у рельєфі, назвали трансформними розломами.

3. Детальні дослідження СОХ та трансформних розломів проводились методами геоморфології, драгування порід морського дна та геофізичними методами. Зокрема, дослідження сейсмічності цих областей показали велику та парадоксальну сейсмічну активність самих розломів: 1) по правобічним зсувам відбувались землетруси з лівобічними зміщеннями, і навпаки; 2) сейсмічна активність локалізувалась лише на відрізках розломів між зміщеними вісями

СОХ, а решта довжини розлому (сотні й тисячі кілометрів) залишалась сейсмічно пасивною. Розшифровка цих парадоксів дозволила виявити процес спрединга морського дна і формування океанічних літосферних плит [1].

4. Встановлений механізм спредингу - розходження двох океанічних плит від вісі СОХ - начебто не потребує наявності трансформних розломів. Але їхня велика кількість та розповсюдженість по всіх океанах підказує, що трансформні розломи є якоюсь закономірною рисою будови СОХ та самого механізму спредингу. Вона наразі незрозуміла.

5. Трансформні розломи поділяють вісі СОХ на окремі ланки. Вони можуть бути зміщеними або не зміщеними одна відносно іншої. Зміщення може проходити по правобічному або лівобічному здвигу. Позначимо можливі варіанти відносних зміщень ланок СОХ як (0; Пр; Л).

6. Проведене картування морського дна показало, що орієнтація простягання трансформних розломів відносно СОХ може бути перпендикулярною, а також розгорнутою праворуч чи ліворуч на різних ділянках навіть одного й того ж СОХ. Позначимо можливі варіанти відносних розгортань як (Ort; R; L)

7. Таким чином, все різноманіття співвідношень орієнтацій СОХ та трансформних розломів складає $(0; \text{Пр}; \text{Л}) \times (\text{Ort}; \text{R}; \text{L}) = 9$ варіантів.

8. Така або аналогічна формалізація може служити основою просторового районування усієї глобальної системи СОХ Світового океану. Для проведення такої роботи вже складені оглядові карти усіх океанів та їхніх окремих ділянок. Вони є у вільному доступі [4–6].

9. Результати такого районування будуть порівнюватись з моделями об'ємної морфології мантийних потоків для виявлення закономірностей формування СОХ [2], уточнення механізмів спредингу та встановлення закономірного місця трансформних розломів у будові СОХ.

Список використаних джерел: 1. Аглонов С.В. Геодинамика – Изд. СПб. ун-та, 2001. – 345 с. 2. Горяйнов С.В. Трехмерное моделирование форм мантийных потоков // Геоинформатика. – 2012. – №3. – С. 1-7. 3. Age of Oceanic Lithosphere (m. y.) (2008) / R.D. Muller, M. Sdrolias, C. Gaina, W.R. Roest // <http://www.ngde.noaa.gov/mgg/> 4. Atlantic Ocean (1:34000000) / R. Freeman-Linde Jr., M. Tharp // Geological World Atlas – UNESCO, Paris, 1980 – Sh. 22. 5. Indian Ocean (1:29000000) / B.C. Heezen, R.P. Lynde Jr., D. Fornari // Geological World Atlas – UNESCO, Paris, 1980 – Sh. 21. 6. Pacific Ocean (1:36000000) / B.C. Heezen, D. Fornari // Geological World Atlas – Unesco, Paris, 1980 – Sh. 20.

ТЕКТОНІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ФОРМУВАННЯ ШЕЛЬФУ ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОЇ ЧАСТИНИ ЧОРНОГО-МОРЯ

О.О. Корхов - аспірант

ХНУ імені В.Н. Каразіна

керівник - док. гео.-мін. наук. Суярко В.Г.

1. Шельфова частина північно-західного флангу Чорного моря має продовження у геологічних структурах Північної Добруджі та Західного Криму. Тому аналіз геологічної будови шельфової частини північного заходу Чорного моря повинен враховувати тектонічні риси будови узбережжя.

2. У Північній Добруджі встановлюються ларамійські деформації, які деформують мезозой та більш древні породи, але не деформують кайнозойський осадовий чохол. Складки та розломи Північної Добруджі мають південно-східне простягання і продовжуються на північний шельф Чорного моря [1].

3. У Кримських горах встановлюється два етапи кайнозойських деформацій - ларамійський (палеоценовий) та аттичний (післяміоценовий - пліоценовий). Ларамійські деформації проявлені серією меланжевих зон та олістостромів. Аттичні деформації представлені переважно правобічними підкидо-зсувами з опірюючими насувами. Меланжеві зони та зсуви Криму мають північно-східне простягання і продовжуються на північний шельф Чорного моря [2].

4. З іншого боку, шельф має властивості, які не притаманні узбережжю Чорного моря. Зокрема, він має підвищену товщину осадового чохла, яка зменшується як на північ, в бік суходолу, так і на південь, в бік Західно-Чорноморської западини. Осадовий чохол ускладнений лістричними скидами, які притаманні пасивним континентальним окраїнам. Встановлюються також сучасні тектонічні деформації, які проявляються сейсмічністю та грязьовим вулканізмом (як наземним, так і підводним).

5. Таким чином, у структурі шельфу північно-західної частини Чорного моря проявлені:

- ларамійські деформації північно-західної вергентності допалеогенових порід, пов'язані з колізіями Мізійського та Анатолійського мікроконтинентів до південної окраїни Європи;

- лістричні скиди, що формували північний край Чорноморської западини у ранньому кайнозої, після відходу Анатолійського мікроконтиненту на південь, у бік Східного Середземномор'я, що спричинило розкриття Чорноморського басейну; вони мають переважно південне падіння;

- осадовий чохол, який формувався паралельно з розкриттям цього басейну і тому має велику кількість тектонічно-консидиментаційних ускладнених структур (поховані лістричні блоки, зменшення та збільшення товщин стратонів тощо);

- широтні правобічні зсуви та підкидо-зсуви північно-східної та східної вергентності аттичного та сучасного віку (продовження Балканід), які розвинуті

також вздовж Південного Криму;

- сучасні тектоногенно-гідротермальні прояви на морському дні.

Такі перехресні різновікові деформації потрібно врахувати при побудовах моделей геологічної інтерпретації геофізичних (сейсмозв'язувальних) даних.

Список використаних джерел: 1. *International Geological Map of Europe and Mediterranean Region (1:5000000)* / H.-R. v. Gaertner, H.W. Walther – UNESCO, Germany, 1971. 2. Юдин В.В. *Геодинамика Крыма - Симферополь : ДИАЙПИ, 2011. - 336 с.*

ЛАРАМІЙСЬКА СКЛАДЧАСТА ОБЛАСТЬ ЯК ЕЛЕМЕНТ ТЕКТОНІЧНОГО РАЙОНУВАННЯ УКРАЇНИ

А.І. Запаранюк - аспірант

ХНУ імені В.Н. Каразіна

керівник – канд.тех.наук В.А.Соколов

1. Ларамійська складчастість як тектонічна подія встановлена на заході у Північній Америці. Її вік визначений як пізня крейда - ранній палеоген (палеоцен). Наслідком її стало формування протяжного складчастого поясу Скелястих гір, що простягається від Аляски до Мексики. Назву складчаста епоха отримала від гірського хребта Ларамі у штатах Вайомінг та Колорадо.

2. Складкоутворення цього віку встановлено у Східній Україні ще у ХІХ сторіччі при складанні детальних карт Донецького вугільного басейну.

3. У структурі України ця складчаста епоха відображається регіональним кутовим неузгодженням між складчастими мезозойськими осадовими утвореннями та нескладчастими стратиграфічними підрозділами кайнозою.

4. Ці структурні співвідношення зафіксовані на Державних геологічних картах України усіх поколінь, включаючи новітні карти ХХІ ст. [1, 2].

5. Аналіз геологічних карт України показує, що зазначене кутове неузгодження не охоплює всю територію країни. Воно не спостерігається на північний схід від умовної лінії Лисичанськ - Чернігів, а також на північному заході у Поліссі та північній частині Передкарпаття. Це свідчить про згасання ларамійських складчастих рухів у північному напрямку [1].

6. Цим даним відповідають також результати регіональних досліджень ларамійських деформацій, проведених геологами Харківського національного університету впродовж 90-х років ХХ ст. - 10-х років ХХІ ст. [3, 4]. Було встановлено, що ларамійські тектонічні рухи мали північно-західну вергентність (напрямок зміщення породних масивів). Попередній аналіз розповсюдження ларамійських деформацій також показав, що Український щит, найбільша одиниця тектонічного районування України, має ларамійський вік формування у сучасному вигляді.

7. Проте ларамійська складчастість та утворювана нею складчаста область відсутня на тектонічних картах України також усіх поколінь, включаючи найновіші. Це потребує додаткового аналізу [5].

8. Згасання інтенсивності складчастих перетворень у північному напрямку підказує, що на південь вони повинні посилюватись. Ларамійські деформації встановлені у акваторіях Чорного та Азовського морів, а також у північному Криму під кайнозойським осадовим чохлам. У Південному Криму на поверхню виходять численні зони тектонічних меланжів [6], які мають північно-західну, ларамійську вергентність [4].

9. Аналогічні деформації встановлюються і на території Польщі [8], Німеччини, Угорщини, Швеції та ін. європейських країн [7]. Але у тектонічному районуванні Європи ларамійські складчасті області також відсутні.

10. Всі ці дані потребують тектонічного аналізу розповсюдження ларамійської складчастості не тільки по території України, а й суміжних країн.

Список використаних джерел: 1. Геологічна карта докайнозойських утворень України. Масштаб 1:1000000 / Під ред. В.І. Калініна. – Держ. геол. служба України. – 2007. 2. Геологічна карта України. Масштаб 1:1000000 / Під ред. В.Я. Великанова – Держ. геол. служба України. – 2007. 3. Горяйнов С.В. Об альпийском усложнении геологической структуры в различных регионах Украины // *Доповіді НАНУ*, 1999 №8. – С. 106-111. 4. Горяйнов С.В. Тектонічна природа Українського щита / С.В. Горяйнов // *Вісник Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна, серія «Геологія. Географія. Екологія»*, 2023. – Вип. 59. – С. 38-48. <https://doi.org/10.26565/2410-7360-2023-59-02>. 5. Тектонічна карта України. Масштаб 1:1000000 / Під ред. С.С. Круглова, Д.С. Гурського – Держ. геол. служба України. – 2007. 6. Юдин В.В. Геодинаміка Крима - Симферополь : ДІАЙПІ, 2011. - 336 с. 7. *International Geological Map of Europe and Mediterranean Region (1:5000000)* / H.-R. v. Gaertner, H.W. Walther – UNESCO, Germany, 1971. 8. Karnkowski P.H. Computer-aided modelling for exploration in the Polish Basin // *Геоінформатика: теоретичні та прикладні аспекти. Праці 6-ої Міжнародної конференції (Київ, 21-23 березня 2007 р.)*. – Київ: ІГН НАНУ, 2007.

СТРУКТУРНА ПОЗИЦІЯ ОБЛАСТІ СУЧАСНОЇ ГАЗОГЕНЕРАЦІЇ У СХІДНІЙ УКРАЇНІ

О.С. Савченко, аспірант

ХНУ імені В.Н. Каразіна

керівник - канд.гео.-мін. наук. И.М.Самчук

1. У нафтогазоносній провінції Східної України відомі родовища вуглеводнів, які за довготривалий час експлуатації тільки не вичерпали повністю свій потенціал, а й мають тенденцію до часткового відновлення запасів вуглеводнів з часом (Шебелинське, Співаківське та ін. родовища) [1].

2. Таке відновлення запасів газу незначне і не компенсує повністю видобуток вуглеводнів. Але дані моніторингу режимів експлуатаційних свердловин дозволяють встановити такий ефект.

3. Головним джерелом вуглеводнів у родовищах Східної України є похована органічна речовина, розсіяна у осадових породах палеозойського структурного поверху Дніпровсько-Донецького газоносного басейну [2, 8]. Кам'яновугільні відклади території до того ж є вугленосними, але у вугіллі зосереджено тільки близько 5% загальної маси органіки [4].

4. Головним чинником генерації вуглеводнів у осадовому розрізі є температура, яка зростає з глибиною [2, 7]. Літостатичний тиск має другорядне значення.

5. Вплив температури та тиску на осадовий розріз проявляється як катагенетичні перетворення осадових порід [8].

6. Зональність катагенезу та її вплив на газоносність вугленосного розрізу ретельно вивчались у Донецькому вугільному басейні впродовж останніх 150 років. Тому отримані там дані є базовими для розуміння основних закономірностей генерації та міграції вуглеводнів у осадовому розрізі.

7. Зональність катагенезу відображається у марковому складі вугілля. Для Донбасу та його околиць під керівництвом М.Л. Левенштейна складені оглядові карти змін маркового складу вугілля та ступеня катагенетичних перетворень відкладів карбону [7].

8. Основним експерес-методом визначення ступеня катагенезу є вимірювання відбиваючої здатності вітриніту рослинних залишків. Цей метод широко використовується також в практиці газопошукових робіт.

9. Катагенетична зональність осадового розрізу опосередковано відображає палеотемператури катагенетичних перетворень.

10. При геофізичних дослідженнях нафтогазорозвідувальних свердловин обов'язково проводяться вимірювання температури надр (термокаротаж). Ці роботи охоплюють всю Східну Україну. Це дало змогу скласти карти розповсюдження сучасних температур у об'ємі нафтогазоносного басейну [5, 6].

11. Наявність карт катагенезу осадового розрізу, які відображають палеотемператури, та карт сучасного розподілу температур дозволяють проводити їх порівняння за глибиною розміщення [3, 4].

12. Області, де температури сучасності вищі за палеотемператури

осадового розрізу, є областями сучасної додаткової газогенерації [4]. Вони і є об'єктом наступних досліджень.

Список використаних джерел: 1. Атлас родовищ нафти і газу України. / Під ред. М.М. Іванюти – Львів : Українська нафтогазова академія, 1998. - У 6 томах. 2. Вассоевич Н.Б. Образование газов на разных стадиях литогенеза / Н.Б. Вассоевич, А.Л. Киреев, И.В. Лопатин // Вестн. МГУ. Сер. геол.; 1975 – С. 35-43. 3. Горяйнов С.В. Співвідношення газоносної та ртутно-поліметалічної провінцій Східної України // Питання розвитку газової промисловості України. – Вип. 44 – Харків: УкрНДІГаз: зб. наук. праць. – 2016. – С. 50-53. 4. Горяйнов С.В. Зона сучасної газогенерації Східної України // Питання розвитку газової промисловості України. – Вип. 45 – Харків: УкрНДІГаз: зб. наук. праць. – 2017. – С. 15-22. 5. Заріцький О.П. Пріоритетний напрямок нафтогазових пошукових робіт у Дніпровсько-Донецькій западині / О.П. Заріцький // Питання розвитку газової промисловості України : зб. наук. праць; вип. 36. – Харків : УкрНДІГаз, 2007. – С. 3-6. 6. Карта глибини ізотермічної поверхні 110 °С у Дніпровсько-Донецькій западині (1 : 400 000) / О.П. Заріцький, А.О. Ковшиков - Харків : УкрНДІГаз, 2007. 7. Карта метаморфізма углей Донецького басейна (1 : 500 000) / М.Л. Левенштейн, О.И. Спирина и др. – Артемовск : Донбассгеология, Артемовская ГРЭ, 1990. 8. Лопатин Н.В. О естественных границах шкалы катагенеза // Накопление и преобразование седиментитов / Под ред. Н.Б. Вассоевича - М. : Наука, 1979. С. 209-217.

СЕКЦІЯ 3

РОЗРОБКА РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ

ЗАХИСТ НКТ ТА ГИРЛОВОГО ОБЛАДНАННЯ ВІД КОРОЗІЇ

А. А. Михайленко, студентка

*Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»
керівник- ст. викладач Д.В. Римчук*

Анотація. Метою дослідження є розробка та аналіз ефективних методів захисту насосно-компресорних труб (НКТ) та гирлового обладнання від корозії, викликані агресивними середовищами, зокрема CO_2 . Особлива увага приділяється механізмам корозії, впливу зовнішніх факторів та використанню інгібіторів і захисних покриттів для збільшення терміну служби обладнання.

Ключові слова: корозія, інгібітори, захист насосно-компресорних труб (НКТ), вуглекислий газ CO_2 , нафтогазова промисловість.

Проблема корозії металів, особливо сталі, є одним із ключових викликів нафтогазової промисловості. Взаємодія сталевих конструкцій із агресивними середовищами, такими як вуглекислий газ, сірководень, хлориди та органічні кислоти, викликає електрохімічні процеси, що призводять до утворення корозійних продуктів і поступового руйнування матеріалу [2]. Це спричиняє дострокову заміну обладнання, фінансові збитки, екологічні проблеми та аварійні ситуації.

Особливу увагу слід приділити НКТ і обладнанню гирла свердловин, які безпосередньо контактують з агресивним середовищем. Вони піддаються впливу високих температур, тиску та корозійно-активних компонентів, що значно знижує їхній термін служби [1], [2]. Розуміння механізмів корозії та факторів, які впливають на її швидкість, є важливим для розробки ефективних рішень і забезпечення надійності роботи обладнання.

Корозія сталі в середовищі з високим вмістом вуглекислого газу CO_2 – це електрохімічний процес, що поступово руйнує метал. Основу цього процесу складають анодні й катодні реакції: окислення атомів металу з утворенням іонів та відновлення водню з утворенням молекулярного водню.

Пасивація – утворення на поверхні металу щільної оксидної плівки – уповільнює корозію, але її ефективність залежить від мікроструктури сталі та наявності дефектів [1].

Локалізована корозія, як-от пітінг і тріщинна корозія під напругою, виникає на обмежених ділянках через механічні пошкодження, включення чи напруження [2]. Пітінг характеризується глибокими порожнинами, а тріщинна корозія зумовлена одночасною дією напруги та агресивного середовища.

На швидкість і характер корозійних процесів значно впливають зовнішні фактори:

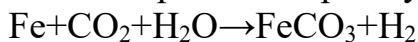
- температура: з підвищенням температури швидкість корозійних процесів зазвичай зростає;
- тиск: збільшення тиску може як прискорювати, так і сповільнювати корозію, залежно від конкретних умов;
- концентрація CO₂: зі збільшенням концентрації CO₂ в середовищі швидкість корозії зазвичай зростає;
- рН середовища: зміна рН середовища впливає на розчинність продуктів корозії і, відповідно, на швидкість корозійних процесів;
- швидкість потоку: швидкість потоку електроліту впливає на масоперенос реагентів до поверхні металу і продуктів корозії від поверхні металу, що може як прискорювати, так і сповільнювати корозію.

Розуміння механізмів корозії та впливу зовнішніх факторів є необхідною умовою для розробки ефективних методів захисту нафтогазових трубопроводів від корозії.

Корозія сталі в середовищах з високим вмістом CO₂ – поширена проблема, яка призводить до руйнування обладнання в промисловості, зокрема в нафтогазовій галузі. Основний процес – взаємодія сталі з CO₂, розчиненим у воді, що викликає електрохімічні реакції:

- розчинення CO₂ у воді: $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2\text{CO}_3$;
- дисоціація вугільної кислоти: $\text{H}_2\text{CO}_3 \rightarrow \text{H}^+ + \text{HCO}_3^-$;
- взаємодія водневих іонів із залізом: $\text{Fe} + 2\text{H}^+ \rightarrow \text{Fe}^{2+} + \text{H}_2$;
- утворення карбонатів: $\text{Fe}^{2+} + \text{CO}_3^{2-} \rightarrow \text{FeCO}_3$.

Загальна реакція корозії у середовищі, збагаченому CO₂, виглядає так:



Карбонат заліза (FeCO₃) може створювати частковий захисний шар, але він не завжди ефективний.

Сучасна наука пропонує різноманітні методи боротьби з корозією сталі в агресивних середовищах. Їх можна поділити на пасивні та активні.

1. Пасивні методи:

- захисні покриття (органічні, неорганічні, полімерні) створюють бар'єр проти агресивного середовища;
- легування сталі (додавання хрому, нікелю) формує на поверхні пасивну плівку.

2. Активні методи:

- катодний захист: введення зовнішнього струму для пригнічення корозійних процесів;
- інгібітори корозії: речовини, що знижують швидкість реакцій корозії.

3. Комбіновані методи: поєднання пасивних та активних підходів для максимального захисту.

Сучасні дослідження зосереджені на розробці нових матеріалів, інтелектуальних систем моніторингу та екологічно чистих інгібіторів, що підвищують ефективність захисту обладнання.

Нафтогазова промисловість часто стикається з корозією обладнання через агресивні середовища, високі температури й тиск, що прискорюють руйнування металів. Ефективним методом боротьби з цим явищем є застосування інгібіторів.

Інгібітори корозії – це спеціальні хімічні речовини, які, додаючись у невеликих кількостях до корозійного середовища, значно знижують швидкість корозійних процесів. Механізм їх дії полягає в утворенні захисної плівки на поверхні металу, яка перешкоджає прямому контакту металу з корозійним середовищем. Ця плівка може утворюватися в результаті адсорбції молекул інгібітора на поверхні металу, утворення нерозчинних сполук або зміни потенціалу корозії [2].

Інгібітори класифікують за складом (органічні, неорганічні) та механізмом дії (анодні, катодні, змішані). Їх вибір залежить від середовища, типу металу та умов експлуатації. Ефективність визначається концентрацією, температурою, тиском і складом середовища, а оптимальна доза підбирається експериментально. Наприклад, інгібітор “РЕНА-Нафтохім-8” призначений для захисту обладнання від корозії, викликаній сірководнем, киснем і мінералізованими водами. Він забезпечує захист 90–95% при концентрації 25–50 г/т середовища, не впливає на якість нафтопродуктів і запобігає росту бактерій. У складі відсутні хлор, сірка й фосфор.

Сучасні дослідження зосереджені на створенні екологічних інгібіторів, зокрема з використанням нанотехнологій та адаптивних систем. Використання інгібіторів залишається ефективним способом захисту обладнання за умови правильного вибору і застосування.

Таким чином, розуміння механізмів корозії та впливу зовнішніх факторів є ключовими аспектами для забезпечення надійної експлуатації НКТ та гирлового обладнання. Використання інгібіторів корозії, захисних покриттів і комбінованих підходів дозволяє значно зменшити швидкість руйнування металів в агресивних середовищах, таких як ті, що містять CO₂. У той же час, наукові дослідження активно спрямовані на розробку нових екологічно чистих матеріалів і технологій, які підвищують ефективність захисту обладнання в умовах нафтогазової промисловості.

Список використаних джерел:

Божко О.Є. Розробка технологій технічних заходів для забезпечення надійності постачання вуглеводнів в Україні / О.Є. Божко, О.В. Кравченко, Я.В. Коцкулич, П.І. Огородніков [та ін.]. – Харків: Новое слово, 2010. – 548 с. 2.
Мельник А.П. Оцінка швидкості корозії сталі свердловин у присутності соляно-кислотних розчинів та деяких інгібіторів корозії [Текст] / А.П. Мельник, В.М. Світлицький, К.М. Діхтенко, Д.О. Дегтярьов, Т.І. Марценюк, В.П. Кравець // Питання розвитку газової промисловості України: зб. наук. праць. – Харків: УкрНДІгаз. – 2012. – Вип. XL. – С. 151–155.

ВПЛИВ ГУСТИНИ РІДИНИ ГЛУШІННЯ ТА ГЛИБИНИ СПУСКУ НАСОСНО-КОМПРЕСОРНИХ ТРУБ НА ТИСК ЗАКАЧУВАННЯ АЗОТУ

*Д.М. Пелих, студент
Національний технічний університет
«Харківський політехнічний інститут»
керівник- канд. тех. наук, Д.В. Римчук*

Анотація. Досліджено вплив густини рідини глушіння та глибини спуску насосно-компресорних труб на необхідний тиск закачування азоту для освоєння свердловин. Результати демонструють важливість оптимального вибору цих параметрів для забезпечення герметичності свердловин та мінімізації ризиків під час їх експлуатації.

Ключові слова: глушіння свердловин, густина рідини, НКТ, азот.

У сучасних умовах розробки вуглеводневих родовищ оптимізація технологічних процесів освоєння свердловин є ключовим завданням. Значну роль відіграє вибір фізичних характеристик рідини глушіння та параметрів експлуатації, зокрема глибини спуску насосно-компресорних труб (НКТ). Контроль тиску на гирлі свердловини під час закачування азоту дозволяє знизити ризики ускладнень, зберегти герметичність колони та забезпечити ефективність освоєння свердловин.

Мета цього дослідження полягала у визначенні залежності між густиною рідини глушіння, глибиною спуску НКТ та необхідним тиском закачування азоту.

Дослідження проводились на основі наступних вихідних даних:

- густина рідини глушіння, кг/м³: 1000, 1050, 1100, 1150, 1200, 1250, 1300, 1350, 1400, 1450, 1500;
- глибина спуску НКТ, м: 2000, 2500, 3000, 3500, 4000, 4500, 5000, 5500, 6000.

Гідростатичний тиск рідини глушіння на вибої свердловини визначався за наступною формулою:

$$P_{\text{виб}} = \rho g L, \text{ Па}, \quad (1)$$

де: $P_{\text{виб}}$ - тиск на вибої свердловини (на рівні башмака НКТ), Па;

ρ - густина рідини, якою заповнена свердловина, кг/м³;

g - прискорення вільного падіння, м/с²; $g=9,81$ м/с²;

L - глибина спуску НКТ, м.

Необхідний тиск закачування азоту на гирлі свердловини для освоєння розраховано за формулою:

$$P_{\text{гир}} = P_{\text{виб}} e^{1,2 \cdot 10^{-4} \cdot L \cdot \rho}, \text{ МПа}, \quad (2)$$

де: $P_{\text{гир}}$ - необхідний тиск закачування азоту, МПа;

$P_{\text{виб}}$ - тиск на вибої свердловини (на рівні башмака НКТ), МПа;

e - число Ейлера; $e \approx 2,72$;

L - глибина спуску НКТ, м.

$\rho_{\text{аз}}$ - відносна густина азоту за повітрям.

Відносна густина азоту за повітрям:

$$az = \frac{MN_2}{M_{\text{повітря}}}, \quad (3)$$

де: аз- відносна густина азоту за повітрям;

MN_2 - молярна маса азоту, г/моль;

$M_{\text{повітря}}$ - молярна маса повітря, г/моль; $M_{\text{повітря}}=29$ г/моль.

$$az = \frac{28}{29} = 0,97.$$

Результати досліджень показані в табл. 1 і 2.

Таблиця 1 – Результати досліджень гідростатичного тиску рідини глушіння на вибої свердловини в залежності від густини рідини та глибини спуску НКТ

Ч.ч.	ρ, кг/м³	L, м								
		2000,0	2500,0	3000,0	3500,0	4000,0	4500,0	5000,0	5500,0	6000,0
		Рвиб, Мпа								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	1000,0	19,61	24,52	29,42	34,32	39,23	44,13	49,03	53,94	58,84
2	1050,0	20,59	25,74	30,89	36,04	41,19	46,34	51,48	56,63	61,78
3	1100,0	21,57	26,97	32,36	37,76	43,15	48,54	53,94	59,33	64,72
4	1150,0	22,56	28,19	33,83	39,47	45,11	50,75	56,39	62,03	67,67
5	1200,0	23,54	29,42	35,30	41,19	47,07	52,96	58,84	64,72	70,61
6	1250,0	24,52	30,65	36,77	42,90	49,03	55,16	61,29	67,42	73,55
7	1300,0	25,50	31,87	38,25	44,62	50,99	57,37	63,74	70,12	76,49
8	1350,0	26,48	33,10	39,72	46,34	52,96	59,58	66,19	72,81	79,43
9	1400,0	27,46	34,32	41,19	48,05	54,92	61,78	68,65	75,51	82,38
10	1450,0	28,44	35,55	42,66	49,77	56,88	63,99	71,10	78,21	85,32
11	1500,0	29,42	36,77	44,13	51,48	58,84	66,19	73,55	80,90	88,26

Таблиця 2 – Результати досліджень необхідного тиску закачування азоту на гирлі свердловини для освоєння в залежності від густини рідини та глибини спуску НКТ

Ч.ч.	ρ, кг/м³	L, м								
		2000,0	2500,0	3000,0	3500,0	4000,0	4500,0	5000,0	5500,0	6000,0
		Ргир, Мпа								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	1000,0	15,55	19,44	23,33	27,22	31,11	35,00	38,89	42,77	46,66
2	1050,0	16,33	20,42	24,50	28,58	32,66	36,75	40,83	44,91	49,00
3	1100,0	17,11	21,39	25,66	29,94	34,22	38,50	42,77	47,05	51,33
4	1150,0	17,89	22,36	26,83	31,30	35,77	40,25	44,72	49,19	53,66
5	1200,0	18,67	23,33	28,00	32,66	37,33	42,00	46,66	51,33	56,00
6	1250,0	19,44	24,30	29,16	34,03	38,89	43,75	48,61	53,47	58,33
7	1300,0	20,22	25,28	30,33	35,39	40,44	45,50	50,55	55,61	60,66
8	1350,0	21,00	26,25	31,50	36,75	42,00	47,25	52,50	57,75	62,99
9	1400,0	21,78	27,22	32,66	38,11	43,55	49,00	54,44	59,88	65,33
10	1450,0	22,55	28,19	33,83	39,47	45,11	50,75	56,38	62,02	67,66
11	1500,0	23,33	29,16	35,00	40,83	46,66	52,50	58,33	64,16	69,99

На базі результатів досліджень з табл.2 побудовано графік залежності

необхідного тиску закачування азоту на гирлі свердловини для освоєння від глибини спуску НКТ, який показано на рис.1.

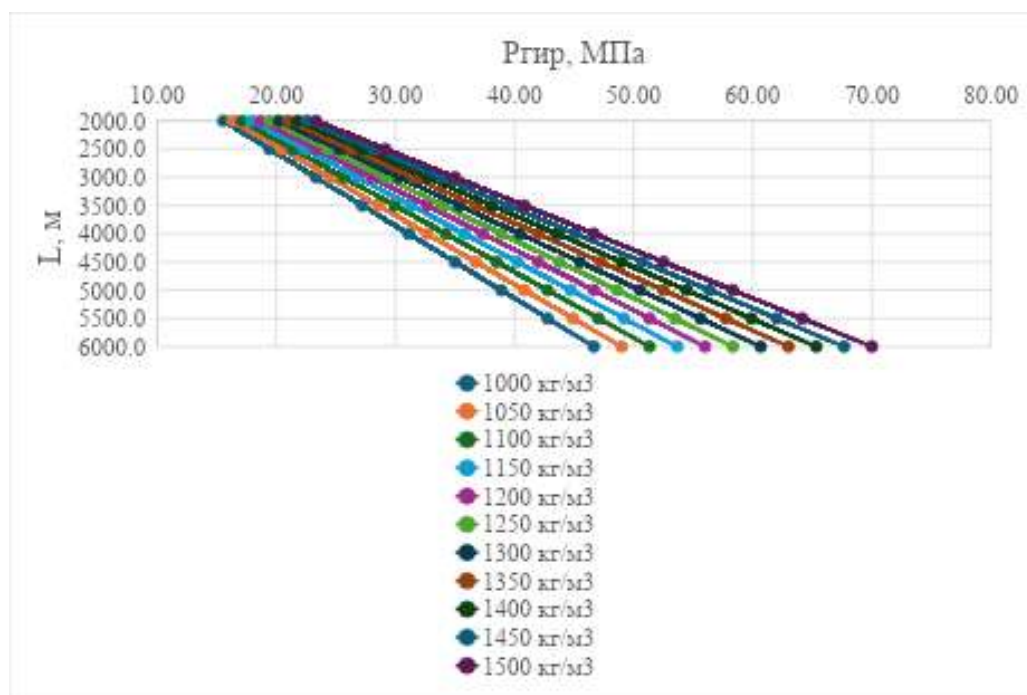


Рисунок 1 – Графік залежності необхідного тиску закачування азоту на гирлі свердловини для освоєння від глибини спуску НКТ

Аналіз отриманих результатів свідчить, що зі збільшенням густини рідини глушіння та глибини спуску НКТ спостерігається зростання необхідного тиску закачування азоту. Це підтверджує важливість оптимального вибору цих параметрів для забезпечення герметичності та стабільної роботи свердловини.

Отримані результати дослідження свідчать, що збільшення густини рідини глушіння та глибини спуску насосно-компресорних труб суттєво впливає на підвищення вимог до тиску закачування азоту. Контроль цих параметрів є важливою складовою процесу, оскільки дозволяє мінімізувати ризики ускладнень під час освоєння свердловин та підвищити ефективність їх експлуатації. Застосування цих висновків у практиці може стати основою для вдосконалення існуючих методик проектування та управління свердловинами, що забезпечить стабільну та надійну роботу родовищ вуглеводнів.

Список використаних джерел: 1. Методичні рекомендації до виконання контрольної роботи №1 з дисципліни "Інноваційні методи інтенсифікації нафтогазових свердловин" [Електронний ресурс] : для студентів спец. 185 Нафтогазова інженерія та технології / уклад.: Римчук Д. В., Козирець С. Г., Бахшиєв Ф. З. ; Нац. техн. ун-т "Харків. політехн. ін-т". – Електрон. текст. дані. – Харків : НТУ "ХПІ", 2023. – 53 с. – URI: <https://repository.kpi.kharkov.ua/handle/KhPI-Press/78283>. 2. Римчук Д.В. Інноваційні методи інтенсифікації нафтогазових свердловин. Курс лекцій. – Х.: НТУ «ХПІ», 2022. – 420с. Електронний підручник.

ШЛЯХИ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ УСТАНОВОК ЕЛЕКТРОВІДЦЕНТРОВИХ НАСОСІВ

Д.Б. Процюк, студент

*Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»
керівник- викладач Д.В. Римчук*

Анотація. У роботі висвітлено основні причини відмов обладнання, зокрема вплив корозії, механічних пошкоджень, а також порушень технології експлуатації. Особливу увагу приділено розробці методів прогнозування часу відмови УЕВН, оптимізації їх роботи у складних умовах та підвищенню якості технічного обслуговування.

Ключові слова: установка електровідцентрового насоса, надійність обладнання, механічні домішки, оптимізація, прогнозування.

Будь-які дії, спрямовані на підвищення ефективності нафтовидобутку, мають поєднуватися з показниками надійності обладнання. Технологія нафтовидобутку багато в чому залежить від надійності обладнання. Підвищення надійності насосних агрегатів є техніко-економічною проблемою, оскільки показники надійності можуть бути підвищені тільки при мінімальних сумарних витратах ресурсів на розробку та експлуатацію насосних агрегатів. Тому оптимізація технічного обслуговування і ремонту електровідцентрових насосів є актуальним завданням. Серед інших способів частка видобутку рідини за допомогою установки електровідцентрового насоса (УЕВН) становить у середньому 50% по країні. В основному УЕВН застосовують на родовищах Східної України, де доля даних установок складає 80%.

Обладнання, яке застосовується на родовищах, які увійшли в більш пізню стадію розробки, яким притаманні підвищена обводненість, зниження дебіту свердловин та часті ремонти свердловин, стикається зі зниженням надійності та терміну ефективного функціонування. Також потрібно зважати увагу і на вище згадане загальне ускладнення умов експлуатації (значний вміст механічних домішок, збільшення глибини підвісу та ін.), що також скорочує термін роботи. За таких умов електровідцентровий насос починає працювати нестабільно, що спричиняє додаткові механічні втрати та збільшує витрати енергії. Все це і є пов'язано з багаточисленними відмовами та аваріями установок електровідцентрового насоса[1].

Вплив різноманітних негативних факторів в сумі з порушеннями технології експлуатації може призводити до пошкодження різних вузлів і деталей, і - відповідно, до різних причин відмов обладнання. Відзначимо, що найбільший вплив на динаміку руйнування механічної частини системи мають вібрація, що має схильність до зростання в міру експлуатації системи і абразивна дія механічних домішок. Щодо електричної частини: вплив на руйнування механізму старіння гідрозахисту пояснюється таким чином. Видобуток збільшує зазори в опорах ковзання, а витрата видобутої рідини зумовлює проникнення газорідинної суміші у внутрішню порожнину двигуна.

На динаміку зростання зазорів і швидкості масообміну впливають: абразивна дія мех.домішок і обводненість[2]. А відсутність опору ізоляції, в свою чергу, відбувається через невідповідність установки умовам, за яких відбувалася її експлуатація. Це буває через заводський брак, несумлінне обслуговування свердловинного обладнання, низький залишковий ресурс установки, незабезпечений приплив, неправильно підібрану УЕВН до свердловини, та інше.

Слід звернути увагу на типи пошкодження найбільш вразливих деталей – кабелів та двигунів. Фактори, що призводять до «нульового» значення опору ($R=0$) кабелю або двигуна: перегрів жил – поплавлення ізоляції, механічні пошкодження кабелю, потрапляння води в двигун, що може відбутись через спрацьований чи пошкоджений гідрозахист, негерметичність муфти кабельного вводу з струмоводом двигуна, потрапляння води з подальшим перегрівом двигуна[1].

Причини виходу з ладу вузлів УЕВН можна поділити на дві групи. Перша - причини пов'язані з порушенням технології експлуатації свердловин: геолого-технічні заходи, солевідкладення, засмічення мех.домішками, зниження динамічного рівня, неякісне виведення на режим, неякісний підбір УЕВН, корозія, безконтрольна експлуатація[2]. Друга - причини, пов'язані з порушенням технології підземного ремонту свердловин: негерметичність НКТ, мех.пошкодження кабелю, порушення технології спуско-підйомної операції, політ по НКТ, неякісна підготовка свердловини, відмова заглибного електродвигуна, відмова кабельної лінії, неякісний ремонт.

Висвітливши основні проблеми та причини виходу з ладу УЕВН розглянемо деякі рішення для підвищення надійності УЕВН. Відсутність опору ізоляції - для боротьби з цією проблемою необхідна хороша організованість роботи на всіх рівнях, між цехами видобутку нафти і газу та іншими обслуговуючими підприємствами. Також не слід також забувати про застосування програмного забезпечення для підбору УЕВН до свердловин. Виніс механічних домішок - застосування фільтрів різної конструкції не є найефективнішим засобом боротьби з виносом механічних домішок, оскільки вони мають властивість засмічуватися через певний час після їхнього використання, що призводить до обмеження припливу рідини до свердловини. Саме тому існують й інші способи для боротьби з коефіцієнтом завислих частинок флюїду, що надходить в УЕВН. Одним із таких методів є використання сепараторів механічних домішок. Вони забезпечують сепарацію механічних частинок, захист УЕВН від виносу механічних домішок із пласта, двоступеневу сепарацію газу[1].

Одним з дієвих рішень в попередженні негативних наслідків в описуваній темі та підвищення надійності є виокремлення основних чинників, що впливають на ресурс свердловини, обладнаної УЕВН. Можна побудувати модель оцінювання залишкового ресурсу УЕВН і прогнозувати час відмови установки в будь-який момент часу для кожної працюючої одиниці заглибного обладнання.

Здебільшого залишковий ресурс визначають, використовуючи середню

арифметичну величину напрацювання на відмову устаткування за останній час. Такий підхід до визначення часу напрацювання обладнання на відмову є занадто простим і не дає прив'язки до конкретних умов експлуатації УЕВН. Тим більше він неприйнятний при введенні в експлуатацію нових свердловин.

Тому, кращою може стати модель, що застосовує метод множинної регресії. При побудові моделі множинної регресії відбір найбільш істотних факторів, що впливають на результативну ознаку, проводиться на основі якісного, теоретичного аналізу у поєднанні з використанням статистичних прийомів. При цьому в процесі такого дослідження можна кілька разів повертатись до етапу специфікації моделі, уточнюючи перелік незалежних змінних та вид функції, що застосовується.

Але дана модель має і недоліки, одними з яких є відображення специфіки лише окремих родовищ та те, що вона не враховує всіх факторів, а деякі з них можуть бути взаємозв'язаними. Тому приведена модель потребує допрацьовування, для повноцінного ефективного застосування.

Розпізнавання та своєчасне усунення негативних явищ, які виникають при експлуатації УЕВН дає змогу забезпечити якісну та довготривалу роботу електроцентрових насосів. Цьому сприяє застосування вимірювальних систем для виявлення відмов обладнання електровідцентрових насосів з використанням автоматизованої діагностики робочих параметрів.

Вміння підвищити надійність УЕВН є вагомим вкладом у досягнення більш ефективного і простого у роботі функціонування процесу експлуатації нафтогазових свердловин.

Список використаних джерел:

1. Римчук Д. В. Обладнання для буріння свердловин і видобутку нафти і газу: [навчальний посібник] / Д. В. Римчук, В. В. Пономаренко, О. Л. Шудрик – Х.: ХНАДУ, 2019.-252 с. 2. 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 – Х.: КП Міська друкарня, 2014. – 352 с.

ОБҐРУНТУВАННЯ ВИБОРУ КОНСТРУКЦІЇ ГНУЧКИХ НАСОСНО-КОМПРЕСОРНИХ ТРУБ ДЛЯ КОЛТЮБІНГОВИХ ОПЕРАЦІЙ

***В.Ю. Половинка, студент**
Національний технічний університет
«Харківський політехнічний інститут»
керівник канд. тех. наук, Д.В. Римчук*

Анотація. У роботі обґрунтовано вибір конструкцій гнучких насосно-компресорних труб, які використовуються для виконання колтюбінгових операцій у свердловинах. Досліджено конструкції з одним, двома і трьома фрагментами різних товщин стінок.

Ключові слова: ГНКТ, колтюбінгові операції, міцність, глибина спуску, фрагмент, конструкції, напруження, навантаження.

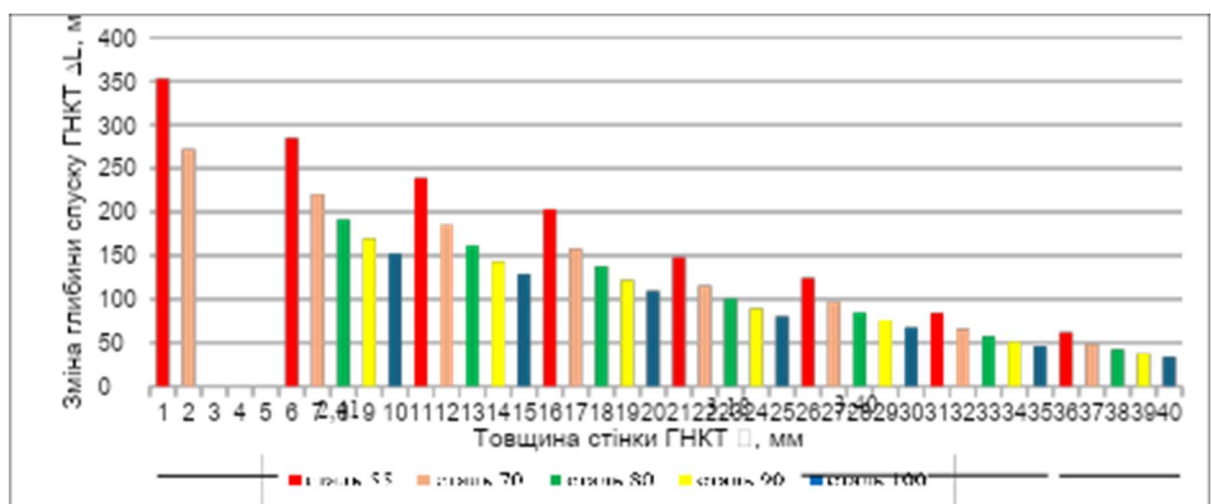
Гнучкі насосно-компресорні труби (ГНКТ) є основним елементом колтюбінгових установок. Ефективність їх застосування залежить від оптимальної конструкції, яка забезпечує баланс між гнучкістю і міцністю.

Однофрагментні ГНКТ характеризуються однаковою товщиною стінки по всій довжині, що впливає на їхню міцність і допустиму глибину спуску. Наприклад, труби з товщиною стінки 2,21 мм зі сталі 55 можна використовувати на глибинах до 3750 м, тоді як з товщиною 4,45 мм допустима глибина - 4200 м. Сталі груп міцності 70, 80, 90 і 100 дозволяють збільшити робочу глибину завдяки вищій межі текучості. Дослідження максимальної допустимої глибини спуску однофрагментних ГНКТ (LB) виконувалися за формулою (1), яка враховує максимальне розтягуюче навантаження, яке відповідає межі текучості (QT), умовне поперечне навантаження, напруження від якого в верхньому перетині ГНКТ еквівалентне напруження, яке виникає в тілі труби від дії тиску закачування технологічної рідини у трубний простір (QM), масу одного метра ГНКТ (q) та прискорення вільного падіння (g).

$$LB = QT^2 - QM^2 q \cdot g \cdot 0,8, \text{ м} \quad (1)$$

За результатами досліджень побудовано діаграму, яка показана на рис.1

Двофрагментні конструкції ГНКТ включають перехідний елемент між фрагментами різної товщини стінок. Це рішення дозволяє оптимізувати трубу для роботи в умовах змінних навантажень. Застосування труб з меншою товщиною стінки забезпечує гнучкість і маневреність у складному профілі свердловини, тоді як більша товщина гарантує міцність на глибоких ділянках із високим тиском.



* - ГНКТ 38,1×2,21 із сталей груп міцності 80; 90; 100 – не виготовляються

Рисунок 1 – Діаграма залежності інтенсивності зменшення глибини спуску ГНКТ від збільшення товщини стінки та зміни груп міцності

Перехідний фрагмент із конічною формою мінімізує концентрацію напружень у місцях з'єднання. Дослідження допустимої глибини спуску

виконувалися за формулою (2), в якій додатково враховується розтягуюче навантаження від маси ГНКТ нижньої секції ($Q_{Pн}$) та розтягуюче навантаження від маси перехідного фрагменту ($Q_{Pп}$).

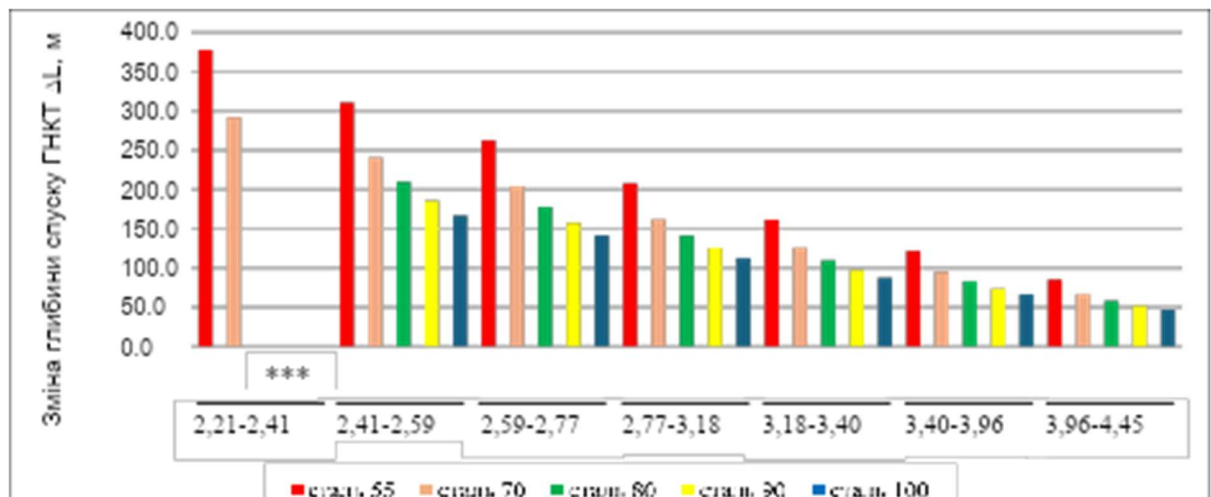
$$LВ = Q_{T2} - Q_{M2} - Q_{Pн} - Q_{Pп} \cdot g \cdot 0,8, \text{ м} \quad (2)$$

За результатами досліджень побудовано діаграми, що показані на рис.2 і 3.

Трифрагментні конструкції ГНКТ є найбільш адаптивними до складних умов. Розподіл функцій між трьома фрагментами дозволяє досягти оптимального балансу між гнучкістю верхньої секції та міцністю нижніх. Використання матеріалів із різною міцністю та товщиною стінок дозволяє зменшити загальну вагу конструкції, не знижуючи її надійності. Для таких конструкцій дослідження проводилися за формулою (3), з врахуванням розтягуючого навантаження від маси ГНКТ середньої секції ($Q_{Pс}$).

$$LВ = Q_{T2} - Q_{M2} - Q_{Pн} - Q_{Pс} - Q_{Pп1} - Q_{Pп2} \cdot g \cdot 0,8, \text{ м} \quad (3)$$

За результатами досліджень побудовано діаграми, що показані на рис.4 і 5.



* - ГНКТ 38,1×2,21-38,1×2,41 із сталей груп міцності 80; 90; 100 – не виготовляються

Рисунок 2 – Діаграма залежності інтенсивності зменшення глибини спуску ГНКТ від плавного збільшення товщини стінки та зміни груп міцності

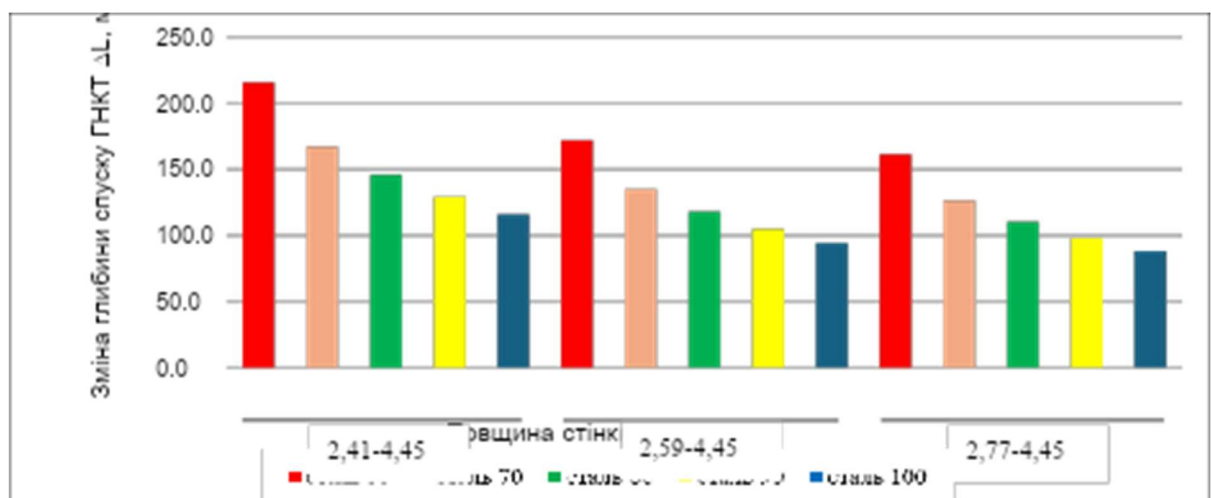
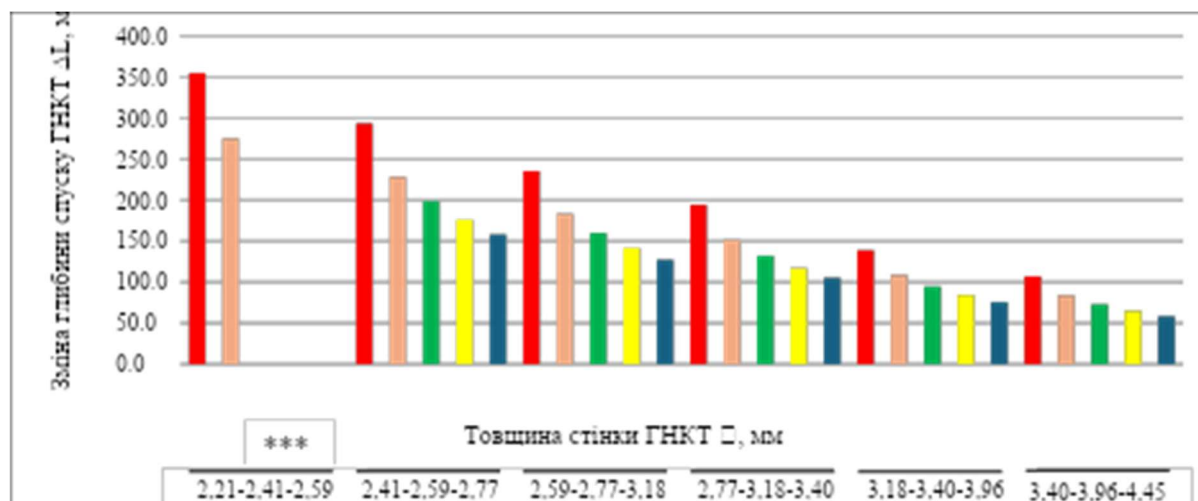


Рисунок 3 – Діаграма залежності інтенсивності зменшення глибини спуску ГНКТ від інтенсивного збільшення товщини стінки та зміни груп міцності

Практичне застосування конструкцій ГНКТ дозволяє рекомендувати для свердловин із тиском ≤ 20 МПа використання труб із сталі 55 або 70, тоді як для глибоких свердловин із високим тиском (>20 МПа) оптимальним вибором є трифрагментні конструкції зі сталі груп міцності 90 і 100. Використання перехідних фрагментів забезпечує плавність роботи труби навіть за складних умов профілю свердловини.



* - ГНКТ 38,1×2,21-38,1×2,41 із сталей груп міцності 80; 90; 100 – не виготовляються

Рисунок 4 – Діаграма залежності інтенсивності зменшення глибини спуску ГНКТ від плавного збільшення товщини стінки та зміни груп міцності

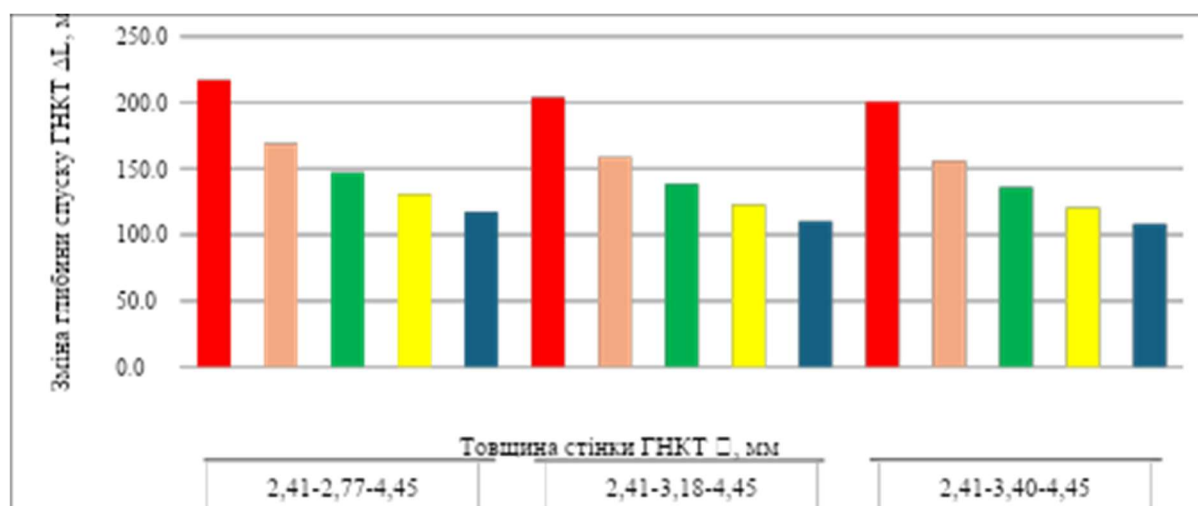


Рисунок 5 – Діаграма залежності інтенсивності зменшення глибини спуску ГНКТ від інтенсивного збільшення товщини стінки та зміни груп міцності

ГНКТ із трьома фрагментами поєднують гнучкість і міцність, зменшують вагу труби та підвищують її довговічність, підтверджуючи важливість комплексного підходу до вибору конструкції залежно від умов свердловини.

РОЗРОБКА НАФТОВОЇ ОБЛЯМІВКИ ЗА ДОПОМОГОЮ САЙКЛІНГ-ПРОЦЕСУ

*В.О. Жигулін, студент
Національний технічний університет
«Харківський політехнічний інститут»
керівник- ст. викл. Н.О.Корягіна*

Анотація: В даній роботі було розглянуто перспективний спосіб розробки нафтових облямівок за допомогою сайклінг-процесу.

Ключові слова: сайклінг-процес, нафтогазоконденсатний поклад, пластовий тиск, нафтова облямівка.

Нафтогазові і нафтогазоконденсатні родовища характеризуються наявністю нафтових облямівок різної товщини, які підстилаються підшошною водою. Ефективним та нетрадиційним способом розробки нафтогазоконденсатного родовища є технологія сайклінг-процесу в газовій частині родовища. Нетрадиційність способу полягає у тому, що нафтову облямівку зміщують в газову частину газоконденсатного покладу.

Запропонований спосіб спрямований на підвищення коефіцієнта нафтовилучення тонких нафтових облямівок шляхом переміщення нафти в газову частину покладу та створення двофазної системи вуглеводневої суміші з наступним витісненням її при сайклінг-процесі до нафтогазовидобувних свердловин.

Для цього у свердловинах газоконденсатного покладу розкривається перфорацією весь продуктивний розріз, причому нижні отвори перфорації в нагнітальних свердловинах збігаються з положенням газонафтового контакту (ГНК), а у видобувних - на 3 - 4 м вище ГНК. Потім здійснюють обмежений відбір газу, конденсату і нафти всіма свердловинами з таким розрахунком, щоб водонафтовий контакт (ВНК) перемістився на рівень початкового положення ГНК за рахунок витіснення нафти водою, що надходить, тобто по суті переміщують нафтову облямівку в газову частину покладу.

В опублікованих раніше дослідженнях зазначалося [1], що залишкова газонасиченість завжди більша залишкової нафтонасиченості, навіть для дуже в'язких нафт при однакових колекторських властивостях. У більшості випадків залишкову газонасиченість слід вважати рівною 30 %; залишкова нафтонасиченість промитого пласта може коливатися від 10 % для легкої нафти до 20 % для важкої, тобто в середньому складає 15 %.

Таким чином, втрати нафти при переміщенні нафтової облямівки в газову частину покладу за рахунок защемлення водою, що надходить, досягнуть у середньому 15% її запасів за умови, що ВНК переміститься у положення ГНК. Залишкова ж газонасиченість при витісненні газу нафтою в зоні переміщеної нафтової облямівки становитиме 30%. З наведених міркувань випливає, що товщина штучно створеної облямівки буде не менша початкової її товщини і при жорсткому водонапірному режимі для однорідного водоплаваючого

покладу.

Об'єм газу, який необхідно відібрати з покладу, щоб перемістити ВНК у положення ГНК по суті визначає об'єм газу, що видобувається за рахунок переміщення нафти і нафтової облямівки в газову частину покладу. Штучна облямівка являтиме собою не суцільний нафтовий шар, а газонафтову суміш за рахунок залишкової газонасиченості, яка створює сприятливі умови для двофазної фільтрації та витіснення цієї суміші газом при сайклінг-процесі.

Позитивним моментом при розробці штучно утвореної нафтової облямівки із залишковою газонасиченістю є те, що тут можливе ефективне застосування реагентів і речовин, які розчиняють або переводять в газоподібний стан нафту (наприклад вуглекислий газ або широка фракція легких вуглеводнів - ШФЛВ). "Розрихлений" газом стан нафтової облямівки і двофазна фільтрація забезпечать більшу площу взаємодії цих реагентів з нафтою, що підвищують ефективність її вилучення, з одного боку, та нафтовилучення - з іншого. На рис. 1 наведено принципову схему [1] переміщення нафтової облямівки в газову частину покладу і подальшої її розробки в режимі сайклінг-процесу.

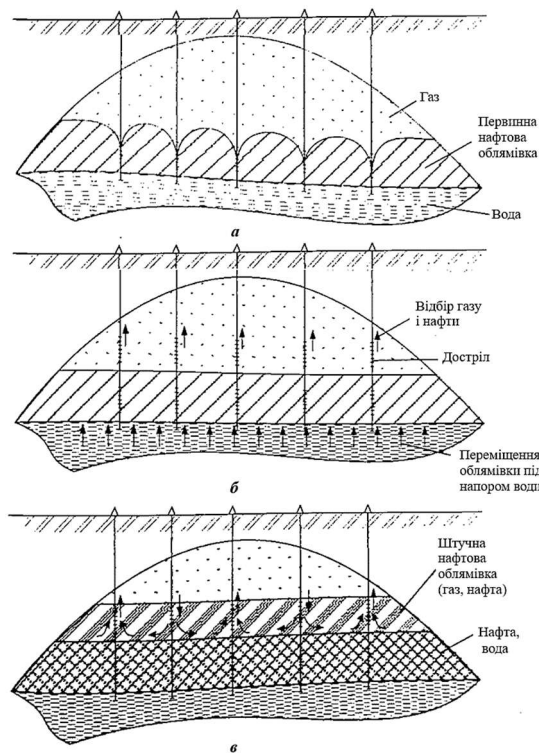


Рисунок 1 - Принципова схема розробки нафтової облямівки з її зміщенням в газову частину покладу:

а – початковий стан;

б – розробка газоконденсатної частини покладу;

в – розробка нафтової облямівки в режимі сайклінг-процесу.

Запропонований спосіб розробки нафтової облямівки принципово відрізняється від усіх існуючих, оскільки до нинішнього часу було загально-прийнятим, що переміщення нафтової облямівки в газову частину згубно

відіб'ється на вилученні нафти.

Для вивчення процесу витіснення нафти з нафтової облямівки при сайклінг-процесі за технологією, що пропонується, було проведено моделювання витіснення нафти на зразках гірських порід з горизонту Т-1 Куличихінського НГКР [1]. Експеримент провадився на модифікованій установці УПК-1М з врахуванням термобаричних, фільтраційних і фізико-хімічних умов горизонту Т-1 Куличихінського родовища.

Результати експерименту відображено на рис. 2, де три криві показують динаміку процесів витіснення газоконденсатної суміші нафтою (1), газованої нафти газоконденсатною сумішшю (2), нафти пластовою водою (3).

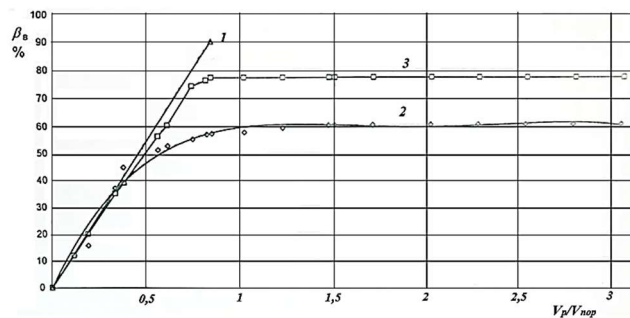


Рисунок 2 – Характеристика процесів витіснення

- 1 – газоконденсатної суміші нафтою;
- 2 – газованої нафти газоконденсатною сумішшю;
- 3 – нафти пластовою водою

При моделюванні процесу витіснення газованої нафти газоконденсатною сумішшю в початковому стані поровий об'єм моделі був заповнений нафтою, залишковою водою (13,2%) і газом (10,2 %).

На рис. 3 представлено залежність відносних фазових проникностей нафти k_n і газоконденсатної суміші k_r від насиченості порового простору газоконденсатною сумішшю S_2 при витісненні газової нафти газоконденсатною сумішшю.

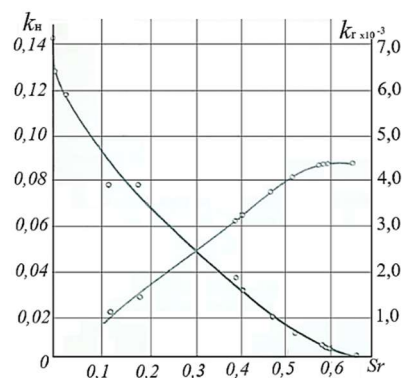


Рисунок 3 – Залежність відносних фазових проникностей нафти k_n , і газоконденсатної суміші k_r , від насиченості моделі горизонту Т-1 Куличихінського ГКР газоконденсатною сумішшю S_r , під час витіснення газованої нафти газоконденсатною сумішшю

У свердловини в процесі короткочасної роботи проривається підшовна вода або газ з газонасиченої частини розрізу, а нафта відтісняється від вибоїв свердловин.

Згідно зі способом, що пропонується, видобуток нафти вестиметься разом з жирним газом в умовах двофазної фільтрації при постійному пластовому тискові. Процес витіснення подібної газонафтової суміші газом вивчений ще недостатньо. Отже, у процесі проведення сайклінг-процесу у штучно утвореній нафтовій облямівці можливе подальше збагачення газу, який закачується більш жирними вуглеводнями.

За цих умов можна значно збільшити об'єм газу прокачування, тобто збільшити коефіцієнт охоплення витісненням газонафтової зони. Після припинення сайклінг-процесу деяка частина нафти може бути додатково вилучена попутно з газом, що видобувається. Об'єм цієї нафти приймається рівним 5 % запасів (запасів, не охоплених витісненням).

Висновок: альтернативний спосіб розробки тонкої нафтової облямівки шляхом її зміщення в газоконденсатній частині покладу з наступним використанням сайклінг-процесу в тій частині пласта, де сформована двофазна система у поровому просторі (нафта – газ) за рахунок залишкової газоконденсатонасиченості в зоні переміщення нафти, дасть можливість істотно підвищити коефіцієнт нафтовилучення в газоконденсатних родовищах з підстилаючою нафтовою облямівкою та активною водонапірною системою.

Список використаних джерел: 1. Фик І.М. *Геолого-технологічні основи підвищення коефіцієнта вуглеводневилучення з газоконденсатних родовищ: дис. д-ра техн. наук: спец. 05.15.06 «Розробка нафтових і газових родовищ»* / Фик Ілля Михайлович; Івано-Франківський державний технічний університет нафти і газу. — Івано-Франківськ, 1999. — 264 л – С. 97-109.

ПРОЦЕС ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТА ПРИ ГАЗОВИДОБУВНИХ РОБОТАХ ЯК ЧИННИК ВПЛИВУНА ГЕОЛОГІЧНЕ ТА ГЕОГРАФІЧНЕ СЕРЕДОВИЩЕ

*А.Ткачов - аспірант
ХНУ імені В.Н. Каразіна
керівник-док.тех.наук, І.М.Фик*

1. Гідравлічний розрив пласта (далі ГРП) стає ключовим методом активізації видобутку природних горючих газів і нафти. Це стає все більш актуальним, оскільки нафтогазова галузь змушена переходити до використання тих джерел вуглеводнів, які раніше були поза межами технологічної досяжності.

2. Практика застосування ГРП у різних країнах на протязі останніх десятиріч вказує, що ГРП може мати негативний вплив на довкілля. Цей негативний вплив стосується:

- забруднення підземних вод, зокрема питних, значною кількістю водяних розчинів шкідливих хімічних речовин, які використовуються для ГРП;
- активізації техногенних землетрусів;
- забруднення повітря парниковими газами (метаном та ін.).

3. Це спричиняє опозицію правозахисних та екологічних організацій застосуванню ГРП. Переваги та недоліки цього методу оцінюються з точки зору політичних, екологічних та економічних факторів.

4. Оцінка впливу ГРП на довкілля потребує індивідуального підходу до кожної ділянки його застосування.

5. Алгоритм оцінки такого впливу пропонується наступним.

5.1. Встановлення поточного (базового) стану довкілля ділянки до початку ГРП. Можливе прогнозування змін цього стану без впливу ГРП на основі екологічної та географічної інформації (фонові зміни).

5.2. Аналіз факторів довкілля, які будуть змінюватись впливом ГРП:

- здоров'я населення;
- стан біорізноманіття (фауни, флори);
- стан землі (у тому числі вилучення земельних ділянок), ґрунтів;
- стан води - поверхневої та підземних водоносних горизонтів;
- стан пордних масивів - збільшення тріщинуватості, проникності, водонасиченості та/або газонасиченості тощо;
- стан повітря, у тому числі викиди парникових газів;
- архітектурні, археологічні, культурні об'єкти;
- стан ландшафту;
- соціально-економічні умови (зокрема зайнятість населення або необхідність його переселення).

Аналізуються взаємозв'язки між цими факторами.

5.3. Аналіз оцінки можливого впливу ГРП на довкілля:

- кількісних параметрів такого впливу (площа території, чисельність населення, які можуть зазнати впливу);
- характеру впливу (прямого і опосередкованого, побічного, кумулятивного, транскордонного тощо), в тому числі позитивного і негативного;
- інтенсивності впливу (від непомітного до катастрофічного);
- ймовірності таких наслідків (від невірогідного до обов'язкового);
- очікуваного початку настання таких наслідків;
- характеру дії наслідків - постійного або тимчасового, а також частоти прояву в разі періодичності;
- тривалості дії наслідків (короткострокові, середньострокові та довгострокові);
- оберненості або невідворотності впливу;
- складності ліквідації можливих негативних наслідків.

Слід зазначити, що геологічний вплив ГРП очкується як прямий, кумулятивний, обов'язковий, постійний, довгостроковий та невідворотний, з можливими негативними наслідками.

5.4. Аналіз оцінки реального впливу ГРП на довкілля ґрунтується на

аналізі наслідків ГРП, які можуть настати від застосування технологій і речовин, що використовуються:

- виконання підготовчих робіт та власне ГРП, включаючи роботи з демонтажу після завершення та супутніх моніторингових досліджень;
- використання у ГРП природних ресурсів - земель, ґрунтів, вод тощо;
- утворення викидів та скидів забруднюючих речовин, здійснення операцій при управлінні відходами;
- появи шумового, вібраційного забруднення;
- пошкодження об'єктів культурної спадщини та довкілля, в першу чергу на територіях, які мають особливе природоохоронне значення;
- можливого виникнення надзвичайних ситуацій, які мають ризики для здоров'я людей;
- можливих викидів парникових газів.

6. Для оцінки реального впливу ГРП на довкілля потрібен постійний еколого-геологічний моніторинг ландшафтів та верхнього кілометра надр з достатнім технічним та аналітичним забезпеченням (аналізи газів, вод та розчинів, ґрунтів та інших твердих речовин на забруднюючі компоненти).

7. Потрібна подальша більш детально розробка методів прогнозування, які використовуються для оцінки впливів ГРП на довкілля (п. 5) у напрямках:

- формалізація даних про стан довкілля та надр;
- уточнення припущень, покладених в основу прогнозування;
- створення автоматичної системи урахування перелічених різноманітних факторів, розміщених на реальних ландшафтах регіону.

8. Для цього раціонально використовувати геоінформаційні системи.

Застосування такої системи у ГІС-середовищі значно полегшить та прискорить визначення впливу ГРП на довкілля.

Список використаних джерел: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2059-19#Text>

ГЕОТЕРМІЧНІ УМОВИ У ОТОЧЕННІ ГАЗОВИХ РОДОВИЩ ПІВНІЧНОЇ ПРИБОРТОВОЇ ЗОНИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

*Д.В.Горбунов - аспірант
ХНУ імені В.Н. Каразіна
керівник – док.гео.-мін. наук, А.І.Лур'є*

1. Північна прибортова зона Дніпровсько-Донецької западини простягається з північного заходу на південний схід в межах Чернігівської, Сумської, півночі Полтавської, Харківської та Луганської областей.

2. В межах цієї зони, за нафтогазогеологічним районуванням, розміщуються Талалаївсько-Рибальський та Рябухівсько-Північно-Голубівський нафтогазоносні райони (НГР). Вони мають приблизно рівні площі

розвитку.

3. В межах Талалаївсько-Рибальського НГР виявлені:

- газові родовища (Г) - Русанівське, Червонозаярське;

- газоконденсатні родовища (ГК) - Талалаївське, Миколаївське, Шумське, Ярмолинцівське, Кулябчинське, Побиванське, Валюхівське, Гадяцьке, П'рківське, Більське, Загорянське, Котелевське, Березівське, Степове;

- нафтогазоконденсатні родовища (НГК) - Матлахівське, Скороходівське, Нинівське Бабчинське, Великобубнівське, Артюхівське, Коржівське, Перекопівське, Анастасіївське, Липоводолинське, Південно-Панасівське, Куличихинське, Тимофіївське, Новотроїцьке, Качанівське, Рибальське, Качалівське, Сахалінське, Карайкозівське;

- нафтові родовища (Н) - Ромашівське, Східно-Рогінцівське, Житне, Роменське, Шатравинське, Сухівське, Ясенівське, Бугруватівське, Західно-Козіївське, Радянське, Козіївське.

4. В межах Рябухівсько-Північно-Голубівського НГР, який розташований на південний схід від попереднього, виявлені тільки газоконденсатні родовища (ГК) - Мар'їнське, Краснокутське, Кисівське, Коломацьке, Шуринське, Безпалівське, Білозірське, Волохівське, Південно-Граківське, Борисівське, Шевченківське, Іскрівське, Вишневецьке, Північно-Голубівське, Маскальське.

5. Наведений перелік родовищ вказує на зменшення кількості родовищ у північно-східному напрямку.

6. Паралельно з цим зменшується і різноманітність родовищ вуглеводнів. На зміну газовим, нафтовим, газоконденсатним та нафтогазоконденсатним родовищам Талалаївсько-Рибальського району з'являються тільки ГК-родовища Рябухівсько-Північно-Голубівського НГР.

7. Для регіону Східної України співробітниками УкрНДІГазу побудовано карту глибин залягання ізотермічної поверхні +110 °С. Карта побудована на підставі термокаротажних досліджень багатьох сотень газорозвідувальних свердловин за останні 50 років. Ця карта об'єктивно відображає СУЧАСНЕ поле температур регіону і може бути основою подальшого аналізу.

8. Співставлення ізоліній глибин залягання ізотермічної поверхні зі схемою тектонічного районування ДДЗ показує, що ізолінії глибин температури +110 °С перетинають межі тектонічних зон і проаналізованих НГР під різними кутами - від паралельних до перпендикулярних. Це вказує на незалежність сучасного температурного поля від тектонічної структури території.

9. Але власне глибини залягання ізотермічної поверхні в різних НГР відрізняються: якщо у Талалаївсько-Рибальському районі вона залягає на глибинах у -4000 - -5000, до -6000 м, то у Рябухівсько-Північно-Голубівському НГР вона залягає переважно на менших глибинах (-3000 - -4600 м).

10. З таким розподілом температур може бути пов'язана зміна кількості і складу родовищ вуглеводнів у цих суміжних НГР. Надра Рябухівсько-Північно-Голубівського НГР є більш прогрітими у сучасній обстановці.

11. Такий попередній аналіз може намітити тільки загальні тенденції у зональності нафтогазоносності території. Подальше дослідження потребує аналізу кореляцій складу вуглеводнів у покладах з:

- стратиграфічним положенням покладу;
- глибиною його розташування;
- гідродинамічними умовами в оточенні покладу;
- температурою порід, оточуючих той чи інший поклад вуглеводнів.

Список використаних джерел: 1. *Атлас родовищ нафти і газу України.* / Під ред. М.М. Іванюти – Львів : Українська нафтогазова академія, 1998. - У 6 томах. 2. *Зарицький О.П. Пріоритетний напрямок нафтогазових пошукових робіт у Дніпровсько-Донецькій западині / О.П. Зарицький // Питання розвитку газової промисловості України : зб. наук. праць; вип. 36. – Харків : УкрНДІГаз, 2007. – С. 3-6.*

ДОСЛІДЖЕННЯ ЕРОЗІЙНОЇ БУФЕРНОЇ І ТАМПОНАЖНИХ СУМІШЕЙ, ЩО РОЗШИРЮЮТЬСЯ.

***Б.В. Пащенко-Бережний, студент**
Національний технічний університет
«Харківський політехнічний інститут»
керівник- професор І.В. Сінкевич*

Анотація. Аналіз та узагальнення застосовуваних тампонажних матеріалів та розробка термостійкої пластифікуючої – розширюючої добавки з повітровтягувальним компонентом до бездодаткових портландцементів для отримання розширюваних тампонажних сумішей, що утворюють, з використанням різних рідин замішування, гідрогелеві дрібнопоризовані полегшені та нормальної щільності. твердинні термо - і корозійностійкі камені з великою (5% і більше) величиною об'ємного розширення.

Ключові слова: буферні рідини, тампонажні матеріали, обсадні колони

Підвищення якості цементування обсадних колон у свердловинах є актуальною та складною науково-технічною проблемою. Велика кількість свердловин після первинного цементування або після короткострокової експлуатації ускладнюється і вимагає проведення трудомістких і дорогих ремонтно-ізоляційних робіт. Різноманітні ускладнення значною мірою залежать від складів застосовуваних буферних і тампонажних матеріалів при первинному цементуванні всіх обсадних колон. Наявність на стінках свердловин товстих пухких фільтраційних кірок, а на поверхні колон плівок бурових розчинів, що зневоднюються розчинами, що твердіють - камінням, виключає напружений контакт каменів як зі стінками свердловин, так і з колонами. При обпресуванні виникають негерметичність заколонних і міжколонних просторів, що є наслідком появи мікроазорів різної розкритості між породами свердловин,

колонами і камінням. При введенні свердловин в експлуатацію, шляхом створення депресії проти продуктивних пластів, флюїди з горизонтів, що виявляють, продавлюють, проти непроникних перемичок, зневоднені фільтраційні кірки і плівки, розширюючи при цьому мікрозазори, що утворилися. У результаті навіть часткове проникнення пластових флюїдів у продукцію, що видобувається, є початковим етапом ускладнень свердловин. Безперервне розширення мікрозазорів призводить до інтенсифікації ускладнень, а збільшення їхньої протяжності в за колонних просторах при експлуатації свердловин – до виникнення міжпластових перетікань флюїдів та утворення техногенних покладів. У міжколонних просторах твердіння тампонажного каміння здійснюється без доступу води, тому їх об'ємна усадка підвищується, внаслідок чого виникають міжколонні тиски та за колонні прояви.

Таким чином, ускладнення процесу первинного цементування свердловин в різні періоди часу неминучі. Тільки системне вирішення основних завдань дозволить успішно, надійно та ефективно вирішити проблему суттєвого підвищення якості первинного цементування обсадних колон у різних гірничо-геологічних умовах.

Буферні рідини фізико-хімічної дії відрізняються від легкорухливих буферних рідин тільки тим, що добре змивають плівку бурових розчинів з колон, але менш ефективно відмивають глинисту кірку зі стінок свердловин. Аналізовані рідини не утворюють структуру, а отже, не можуть ефективно виносити шлам на денну поверхню. Крім того, дані буферні рідини корозійноактивні до металів, а, ймовірно, і до утворюють тампонажних каменів.

В якості буферних рідин рекомендується застосовувати в'язкопружні рідини на водній основі з добавками високомолекулярних водорозчинних полімерів (КМЦ, Тулоза, ОЕЦ, КМК, Натросол 250 EXP, МЦ, сульфацелл, гіпан, і ін.), які значно підвищують ступінь затіснення поверхні тампонажними розчинами. Недоліками в'язкопружних буферних рідин є складність компонентних складів при їх приготуванні в умовах бурової та великі витрати часу на проведення процесів цементування при низьких швидкостях висхідних потоків.

Ефективність підготовки за колонних та міжколонних просторів до заміщення тампонажними розчинами суттєво підвищується при послідовному продавці комбінованих буферних рідин.

Дослідження із застосуванням комбінованих буферних рідин, що містять у своїх складах ПАР (катіонат – 10 та ін.) та полімери (КМЦ, НЕСЦ та ін.), також показали високу ефективність. Механізм такої комбінованої обробки зводиться до того, що суттєво підвищується стійкість утвореної піни. У суттєвому недоліку комбінованих буферних рідин слід віднести можливе утворення стійкої піни з неконтрольованою щільністю всередині кондукторів, що цементуються, і в за колонних просторах. Крім того, хімічно оброблені комбіновані буферні рідини при змішуванні з тампонажними розчинами в зонах контактів погіршують їх технологічні властивості і призводять до утворення каміння з великою об'ємною усадкою.

Відомі матеріали буферні порошкоподібні миючого типу (МШП - М) і

структуровані (МШП - С), які, за рахунок своєї високої миючої здатності та підвищеної глиноємності, підвищують миючу здатність технічної води та водних розчинів ПАР. Буферна суміш МШП – С дозволяє готувати буферні розчини різної густини. Дослідження показують, що найбільш ефективно використовувати МШП – С для отримання буферних розчинів щільністю понад 1600 кг/м³, оскільки при менших значеннях щільності (у разі обтяження) ймовірно седиментаційне розшарування розчину.

Удосконалені порошкоподібні буферні матеріали МШП - МВ та універсальна МШП - СМ миючого типу, найбільш ефективні, т.к. не утворюють загущених пачок при змішуванні бурових розчинів із тампонажними.

Істотне підвищення якості підготовки заколонних та міжколонних просторів свердловин до заміщення тампонажними розчинами у складних гірничо-геологічних умовах може бути забезпечене внаслідок застосування високоефективних компонентних складів буферних ерозійних сумішей заводського виготовлення.

Високоефективна ерозійна буферна суміш повинна задовольняти низку специфічних вимог:

- виключати значне розведення тампонажних розчинів у зонах контактів та на протяжних інтервалах заколонних та міжколонних просторах;
- забезпечувати сумісність із застосовуваними буровими та тампонажними розчинами для виключення утворення загущених пачок у зонах контактів та на протяжних інтервалах заколонних та міжколонних просторів;
- забезпечувати сумісність з тампонажними розчинами, що розширюються, за мінералогічним і гранулометричним складами;
- використовувати мінімальний вміст у компонентному складі буферної суміші хімічних реагентів, що впливають на технологічні властивості тампонажних розчинів та фізико-механічні параметри каміння;
- мати високу рухливість (розтікання) розчинів при різних динамічних температурах у заколонних і міжколонних просторах;
- утворювати седиментаційно-стійкі розчини при різних водосумішових відносинах (В/С);
- здійснювати ерозійне руйнування пухких частин фільтраційних кір на стінках свердловин та плівок бурових розчинів на поверхнях обсадних колон;
- мати високу миючу та витісняючу здатність при різних швидкостях руху розчинів у процесі цементування обсадних колон;
- фізично та хімічно залучати до розчинів повітря, виключати агрегування та видалення його при інтенсивних гідродинамічних активаціях (перемішуваннях);
- мати відносно низьку, а ефективнішу регульовану в широких діапазонах щільність розчинів при продавках з великими витратами у заколоні та міжколонні простори свердловин;
- проводити приствольну кольматацію пористих та тріщинуватих порід у заколонних просторах для виключення поглинань розчинів при продавках з великими витратами;
- забезпечувати необхідні властивості розчинів при тривалому зберіганні

буферної суміші у несприятливих атмосферних умовах.

Досліджувані глинисті породи за мінералогічним складом, головним чином, представлена каоліном, а в якості інших мінералів присутні гідролуїди, монтморилоніт, мікроклін, плагіоклаз, слюда уламкова, кварц та ін. Каолін вторинного типу (перевідкладений) виходить у результаті розмиву та подальшого відкладення гірських порід. Товщина таких покладів складає до 20 метрів.

Вапняні породи за мінералогічним складом, в основному, представлені карбонатом кальцію, у складі також є кварц, польові шпати, опал, доломіт, халцедон, каолін.

В даний час при будівництві нафтогазових свердловин в умовах катастрофічних поглинань нерідко використовуються аеровані розчини тампонажу.

Застосовуються два методи аерації тампонажних розчинів: аерація з допомогою компресорів високого тиску чи азотних установок і хімічна аерація.

Аерація за допомогою компресорів високого тиску чи азотних установок здійснюється шляхом нагнітання у розчини повітря, азоту чи вихлопних газів двигунів внутрішнього згоряння. Для підвищення стабільності аерованих розчинів у їх складі вводять ПАР та пороутворювачі, за необхідності.

Введення в розчини ПАР призводить до зниження поверхневого натягу на межах розділу фаз "вода - тверда фаза" і сприяє змочуванню твердих частинок у розчинах. Крім того, плівки ПАР перешкоджають агрегації частинок, а тому не дозволяють їм наближатися одна до одної.

Повітряні компоненти належать до класу ПАР.

Розчини – піни, щільністю нижче 1000 кг/м³, що утворюються при нагнітанні повітря чи азоту під високим тиском в обсадні колони, зазвичай називаються аэрированными.

Застосовуваний у розробленому компонентному складі ерозійної буферної суміші повітрозтягуючий компонент з дозуванням 0,01 – 0,04 % є порошкоподібним негорючим, пожежо – та вибухобезпечним, згідно з сертифікатом відповідності, хімічним реагентом. Повітрязалучаючий компонент водорозчинний і повністю виробляється в процесі приготування розчинів.

Важливо відзначити, що при введенні даного повітрозтягуючого компонента в бездодатковий портландцемент або полегшені суміші на його основі в процесі гідратації утворюються розчини - піни, використання яких в практиці вимагає додаткового введення компонентний склад реагентів піногасників.

Повітрянопритягуючий компонент призначений для залучення з атмосфери значної кількості повітря (хімічна аерація), що рівномірно розподіляючись, створює систему замкнутих дрібних повітряних бульбашок, укладених між тонкими шарами рідини. Найдрібніші повітряні бульбашки збільшують об'єми дрібнопоризованих гідрогелевих полегшених ерозійних буферних розчинів, а тим самим підвищують їх седиментаційну стійкість і пластичність.

Найдрібніші бульбашки повітря, рівномірно розподілені в обсязі гідрогелевих дрібнопоризованих буферних ерозійних розчинів, але є при цьому самостійною фазою, не сплескуються при дії тисків, що перешкоджає їх злиттю (агрегації) і утворенню повітряних бульбашок. Молекули повітровтягуючого компонента адсорбуються на міжфазових межах повітря - вода або тверде тіло - вода, тобто. концентруються на міжфазових межах, що з особливостями їх будови, оскільки одна частина молекул полярна, іншу не полярна. Отже, молекулам властива двоїстість властивостей, обумовлена наявністю полярних та не полярних функціональних груп. Не полярна функціональна група складається з відносно довгого вуглеводневого радикалу, що містить понад 8 – 10 атомів вуглецю, що важливо для поверхневої активності молекул. Така дія повітровтягуючого компонента не тільки полегшує диспергування великих повітряних включень, що забезпечують збереження гідрогелевих дрібнопоризованих структур буферних ерозійних розчинів, але і підвищує міцність дрібних бульбашок повітря проти механічних впливів і тисків.

Об'єми втягнутого в гідрогелеві дрібнопоризовані ерозійні буферні розчини повітря залежать від кількості повітровтягуючого компонента, що вводиться, і тонкощі помелу термо і механохімічно активованого гідрофобного порошку – продукту термічної та механохімічної активації глинистої та вапняної порід.

У зв'язку з вищевикладеним, гідрогелеві дрібнопоризовані ерозійні буферні розчини по суті не є аерованими, а займають проміжне положення між аерованими розчинами - пінами і розчинами незмінної щільності при приготуванні.

Гідрогелеві дрібнопоризовані ерозійні буферні розчини дозволяють запобігати значному зниженню щільностей бурових і тампонажних розчинів у зонах контактів, ефективно видаляти пухкі фільтраційні кірки зі стінок свердловин і плівки з поверхонь обсадних колон, шлам з каверн і защемлені7 бурові розчини.

Аналіз даних показує, що поризація розчинів зберігається при використанні в якості рідини замішування прісних і слабосолених ($1030 - 1050 \text{ кг/м}^3$) вод, а при використанні високомінералізованої рідини замішування (1200 кг/м^3) поризація усувається. Щільності гідрогелевих дрібнопоризованих буферних ерозійних розчинів після 10 хв перебування в спокої збільшилися незначно, що вказує на утримання дрібних бульбашок повітря в гідрогелевих розчинах.

Таким чином, в результаті отримано компонентний склад ерозійної буферної суміші, утворений при змішуванні гідрофобного порошку – продукту термічної та механохімічної активації глинистої та вапняної порід у співвідношенні 80–20 %, повітровтягуючого компонента, суперпластифікатора та регулятора термінів загусання.

Гідрогелеві дрібнопоризовані буферні ерозійні розчини з регульованою в широких діапазонах щільністю при перемішуванні призначені для якісної підготовки заколонних і міжколонних просторів до заміщення тампонажними розчинами при збереженні природних колекторських властивостей

продуктивних пластів з низьким пластовим тиском.

Список використаних джерел: 1. *Liu, Gefei, Weber, Lawrence D. Centralizer Selection and Placement Optimization // 150345 – MS SPE Conference Paper – 2012. p. 150 – 160.*

2. [Jeffrey Thomas](#); [Simone Musso](#); [Sebastien Catheline](#); [Alice Chougnet-Sirapian](#); [Mickael Allouche](#) *Expanding Cement for Improved Wellbore Sealing: Prestress Development, Physical Properties, and Logging Response. Paper presented at the SPE Deepwater Drilling and Completions Conference, Galveston, Texas, USA, September 2014. Paper Number: SPE-170306-MS*

3. *Vitalii Orlovskyy , Volodymyr Bileckyy , Myroslav Malovanyy Research of lime ash plugging mixtures Chem. Chem. Technol., 2022, Chemical Vol. 16, No. 4, pp. 621–629*

4. *Hamid Soltanian* and Ali Reza Mortazavi / The Use of Nanoaccelerator in Cement Slurries in Low Temperature Well Conditions / Journal of Petroleum Science and Technology 2016, 6(1), 109- 114*

Наукове видання

ГЕОЛОГІЯ НАФТИ І ГАЗУ
МАТЕРІАЛИ ВСЕУКРАЇНСЬКОЇ НАУКОВО-ПРАКТИЧНОЇ КОНФЕРЕНЦІЇ
СТУДЕНТІВ ТА АСПІРАНТІВ

(15 січня 2025 року, м. Харків)

Українською мовою

Відповідальний за випуск: Фик І.М.

Комп'ютерне верстання: Владимиров Р.В., Чуєнко О.В.

Підписано до друку 15.01.2025 р.
Формат 60x84/16. Папір офсетний. Друк ризографічний.
Ум. друк. арк. 4,6. Обл.-вид. арк. 5,3.
Тираж 100 пр. Зам. №0594. Ціна договірна.

Надруковано ТОВ «ТО Ексклюзив»
Свідоцтво про держреєстрацію ДК № 347 від 28.02.2001 р.
м. Харків, вул. Серіківська, 41. Е-mail: exkluz@ukr.net