

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

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра буріння та геології
Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технологій

До захисту
завідувач кафедри

19.01.2026 р.

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему Оцінювання зміни фільтраційно-ємнісних властивостей порід колекторів у присвердловинній зоні за даними буріння

Пояснювальна записка

Керівник К.т.н., с.н.с. Михайловська О.В.,
посада, наук. ступінь, ПІБ

група 601-НБ

Лобовський Р.В.
студент, ПІБ

Консультант за 1 розділом

зав. кафедр. з д.т.н. проф.
П.В.Бонд Бондаренко П.В.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

К.т.н., доц. П.В.Бонд
П.В.Бонд
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

к.т.н. доц. Михайловська О.В.
О.В. Михайловська
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

Робке М.О.
М.О. Робке
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 20.01.2026 р.

Полтава, 2026

Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут: Нафти і газу
Кафедра: Буріння та геології
Освітньо-кваліфікаційний рівень: Магістр
Спеціальність: 185 Нафтогазова інженерія та технологій
Освітня програма: Буріння нафтових і газових свердловин

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри буріння та геології
Винников Ю.Л.

« 3 » 09 2025 року

ЗАВДАННЯ

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТА

Лобовський Роман Валерійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Оцінювання зміни фільтраційно-ємнісних властивостей порід колекторів у присвердловинній зоні за даними буріння

2. Керівник роботи доц. кафедри буріння та геології, с.н.с. к.т.н. Михайловська О.В.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навч. закладу від « 3 » 09 2025 року № 1015-фа

3. Строк подання студентом роботи 20.09.2026р.

4. Вихідні дані до роботи

1. Нормативно-технічна література, періодичні видання, патенти на винаходи, конспекти лекцій за темою роботи.

2. Проєкти розробки чи технологічні схеми розробки родовищ (за необхідності).

3. Геологічні звіти за звіти фінансової діяльності підприємств за профілем роботи.

4. Технологічні режими роботи свердловин та експлуатаційні карточки свердловин.

Зміст роботи (перелік питань, які потрібно розробити)

Анотація

Вступ

1. Інформаційно-оглядова частина

2. Експериментальна частина

3. Теоретична частина (Аналітика. Моделювання).

4. Впровадження результатів дослідження. Висновки по проєкту.

Загальні висновки по роботі

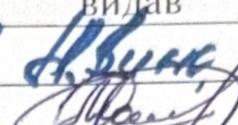
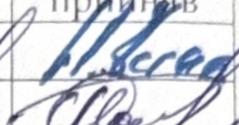
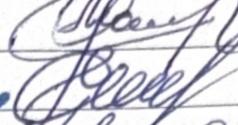
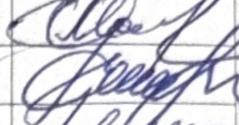
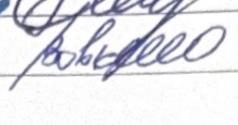
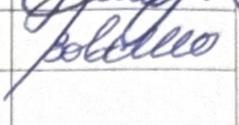
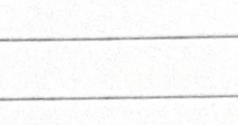
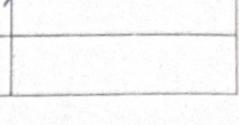
Список використаних джерел

Додатки (за необхідності)

6. Перелік графічного матеріалу

Презентація із основними результатами кваліфікаційної роботи

7. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	Винників В.Л., д.т.н., проф., зав. кафедр.		
2	Матус О.П., к.т.н., доц.		
3	Михайловська О.В., к.т.н., с.а.с., доц.		
4	Зобка М.О., с.в.б.с.		

8. Дата видачі завдання 2.09.2025 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

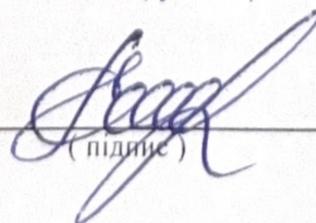
№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Аналіз літературних джерел та сучасного стану проблеми	13.10.2025 – 02.11.2025
2	Формування мети, задач, обґрунтування об'єкта і предмета дослідження	03.11.2025 – 16.11.2025
3	Виконання основної частини роботи (розрахунки / експерименти / аналіз)	17.11.2025 – 28.12.2025
4	Узагальнення результатів, формування висновків	29.12.2025 – 05.01.2026
5	Оформлення та узгодження кваліфікаційної роботи	06.01.2026 – 12.01.2026
6	Попередній захист кваліфікаційної роботи	13.01.2026 – 15.01.2026
7	Захист кваліфікаційної роботи	19.01.2026 – 23.01.2026

Студент


(підпис)

Лобовський Р.В.
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи


(підпис)

Михайловська О.В.
(прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	5
ANOTATION.....	6
ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ.....	10
1.1 Сучасний стан вивчення зміни фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів при бурінні	10
1.2 Визначення фізичних і фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів в комплексній аналітичній лабораторії.....	15
1.3 Установки з дослідження керну в пластових умовах.....	16
1.3.1 Визначення проникності в пластових умовах за допомогою установки ПУМА-650.....	16
1.3.2 Опис установки по дослідженню проникності керну в пластових умовах.....	23
1.4 Відбір і підготовка зразків до лабораторних досліджень.....	26
1.5 Висновки за розділом 1 і постановка основних задач досліджень.....	31
РОЗДІЛ 2. ЛАБОРАТОРНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ КЕРНУ В ПЛАСТОВИХ УМОВАХ.....	32
2.1 Підготовка та характеристика зразків керну, відібраних для досліджень....	32
2.2 Аналіз результатів досліджень керну на установці УДПКПУ.....	34
2.3 Висновки за розділом 2	69
РОЗДІЛ 3. МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ПРОЦЕСУ ПРОНИКНОСТІ ПІЩАНОГО КОЛЕКТОРУ	71
3.1 Опис програмного забезпечення Comsol.....	71
3.2 Вихідні дані для розрахунку розробки Ковраківського родовища.....	74
3.3 Детальний опис процесу моделювання.....	75
3.3.1 Удосконалення моделі проникності піщаного колектора.....	75
3.3.2 Створення геометрії.....	76
3.3.3 Опис процесу розв'язання задачі моделювання.....	78

3.4 Висновки за розділом 3.....	81
РОЗДІЛ 4. ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕННЯ НА ПРИКЛАДІ КОВРАКІВСЬКОГО РОДОВИЩА.....	82
4.1 Загальні відомості про Ковраківське родовище.....	82
4.2 Геолого-технологічні параметри свердловини.....	89
4.3 Характеристика технології кислотної обробки привибійної зони пласта та розрахунок необхідної кількості реагентів, матеріалів та технічних засобів.....	91
4.4 Техніко-економічне обґрунтування розробки родовища.....	94
4.4.1 Вихідні дані для розрахунку економічних показників.....	94
4.4.2 Капітальні вкладення, експлуатаційні витрати та собівартість видобутку вуглеводнів.....	95
4.4.3 Економічна оцінка застосування кислотної обробки для інтенсифікації видобутку вуглеводнів.....	96
4.5 Охорона праці при проведенні солянокислотної обробки.....	100
4.6 Охорона надр і навколишнього середовища.....	105
4.7 Висновки за розділом 4.....	111
ОСНОВНІ ВИСНОВКИ.....	112
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	113

АНОТАЦІЯ

Лобовський Р.В. Оцінювання зміни фільтраційно-ємнісних властивостей порід колекторів у присвердловинній зоні за даними буріння. Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технологій». – Полтава; Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». – 2026.

Роботу присвячено актуальному питанню – дослідженню впливу бурового розчину на колекторські властивості порід колекторів і рідин інтенсифікаторів, які можуть покращити ці ж властивості після на прикладі Ковраківського родовища.

В першому розділі аналізовано сучасний стан питання, при первинному розкритті продуктивних пластів. Виконано огляд існуючих методик розкриття продуктивних пластів та факторів, які спричиняють забруднення привибійної зони пласта-колектора.

В другому розділі розглянуто поняття рідин для розкриття продуктивних пластів, їх властивості. Вивчено механізми пошкодження колекторських властивостей пласта-колектора. Досліджено типи та способи застосування рідин для розкриття продуктивних пластів.

В третьому розділі проведено дослідження, щодо вибору промивальної рідини для розкриття продуктивного пласта, а також оцінка впливу на фільтраційно-ємнісні властивості пласта.

В четвертому розділі наведено рекомендації щодо практичного використання результатів досліджень особливостей розкриття продуктивних пластів з обґрунтуванням типу промивальної рідини під час спорудження свердловин у складних гірничо-геологічних умовах Ковраківського нафтогазоконденсатного родовища.

Ключові слова: пористість, проникність, буровий розчин, керн, фільтраційно-ємнісні властивості

ANOTATION

Lobovsky R.V. Assessment of changes in filtration and capacity properties of reservoir rocks in the near-well zone according to drilling data. Master's degree thesis in specialty 185 "Oil and Gas Engineering and Technologies". - Poltava; National University "Poltava Polytechnic named after Yuriy Kondratyuk". - 2026.

The work is devoted to the current issue - the study of the influence of drilling fluid on the reservoir properties of reservoir rocks and intensifier fluids that can improve these same properties after the example of the Kovrakiv field.

The first section analyzes the current state of the issue during the initial development of productive layers. A review of existing methods for developing productive layers and factors that cause pollution of the bottomhole zone of the reservoir layer is carried out.

Another section considers the concept of fluids for developing productive layers, their properties. The mechanisms of damage to the reservoir properties of the reservoir are studied. The types and methods of using fluids for the development of productive reservoirs are investigated.

In the third section, a study was conducted on the choice of a flushing fluid for the development of a productive reservoir, as well as an assessment of the impact on the filtration and capacity properties of the reservoir. In the fourth section, recommendations are given on the practical use of the results of studies on the features of the development of productive reservoirs with a justification of the type of flushing fluid during the construction of wells in difficult mining and geological conditions of the Kovrakiv oil and gas condensate field. Keywords: porosity, permeability, drilling fluid, core, filtration and capacity properties

ВСТУП

Актуальність теми дослідження. Розробка нафтогазових родовищ веде до зміни природного флюїдонасичення продуктивних пластів. Під час проникнення технологічних та твердої фази промивальних рідин, фільтрату перетворюються властивості насичення порового простору порід у привибійній зоні пласта, проходять процеси, які викликані фізико-хімічним контактом бурових розчинів з породою та вуглеводнями, які істотно погіршують фільтраційні-ємнісні властивості порід.

Вплив промивальних рідин на продуктивні пласти зумовлений проникненням у поровий простір колектора фільтрату і дисперсної фази, набуханням глинистого цементу, утворенням твердих осадів та емульсій під час взаємодії з пластовими флюїдами, зменшенням ефективного об'єму пор. Все це призводить до погіршення продуктивних характеристик свердловин.

Для досягнення і збереження максимальної продуктивності пластів-колекторів при їх розкритті в процесі буріння актуальною є розробка й впровадження у виробництво нових перспективних технологій детального вивчення нафтогазовмістких порід-колекторів та прогнозування зміни ефективної пористості і проникності привибійної зони пласта.

Одним з перспективних напрямків вивчення зміни фільтраційно-ємнісних властивостей пластів є петрофізичні дослідження, значна ефективність котрих може бути досягнута за рахунок вимірювання петрофізичних параметрів керну в умовах, наближених до пластових. Виходячи із вищенаведеного проблема прогнозування зміни ефективної пористості і проникності присвердловинної зони пластів при їх розкритті бурінням на сьогодні залишається недостатньо вивченою та актуальною.

Метою роботи є удосконалення методологічних основ оцінювання зміни фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів у присвердловинній зоні за результатами петрофізичних досліджень свердловин.

Задачі дослідження:

1. Аналіз сучасного стану проблеми та існуючих методів вивчення фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів в умовах наближених до пластових.

2. Проведення комплексу лабораторних досліджень на установці по дослідженню керну в пластових умовах для вибору кращого бурового розчину та кислотної композиції інтенсифікації.

3. Комп'ютерне моделювання проникності породи-колектора для окремої свердловини.

4. Визначення техніко-економічних показників прийнятих рішень.

Об'єкт досліджень – процес фільтрації флюїдів у піщаних колекторах на прикладі Ковраківського родовища

Предмет досліджень – збільшення видобутку вуглеводнів у результаті солянокислотної обробки привибійної щони пласта.

Методи досліджень – стандартні - лабораторні дослідження зміни проникності зразків керну; статистичні — обробка результатів дослідження; математичні — удосконалення моделі.

Наукова новизна:

- на прикладі Ковраківського родовища отримано нові дослідженні дані щодо проникності зразків керну в умовах наближених до пластових.

- удосконалено математичну модель процесу проникності піщаного колектора з використанням програмного забезпечення для моделювання Comsol Multiphysics

Практичне значення роботи полягає у:

- отримано закономірні особливості будови продуктивних пластів Ковраківського родовища;

- доцільно використати для збільшення видобутку вуглеводнів у результаті солянокислотної обробки привибійної зони пласта і підвищенні газовидобутку за рахунок солянокислотної очистки привибійної частини пласта від бурового розчину.

Особистий внесок автора:

- проведено лабораторні дослідження залежності зміни проникності керну від дії різних бурових розчинів та кислотних композицій рідин.
- проведено економічні розрахунки проведених лабораторних досліджень.
- за допомогою програмного забезпечення Comsol Multiphysics удосконалено будову колектору певного геологічного об'єкту.

Апробація результатів роботи. Шляховий В.П. Шиян Р.В. Єльченко-Лобовська А.С. **Лобовський Р.В.** Тези 77-ї наукової конференції професорів, викладачів, наукових працівників, аспірантів та студентів Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». ТОМ 2 (Полтава, 16 травня – 22 травня 2025 року) – Полтава: Національний університет імені Юрія Кондратюка, 2025. - 198 -199 с.

Результати лабораторних досліджень використані для проектування розробки однієї з свердловин Дніпровсько-Донецької западини і можуть бути розглянуті та впроваджені надрокористувачами.

Структура та обсяг магістерської роботи. Магістерська робота складається із вступу, 4 розділів, загальних висновків, списку використаних джерел (41 найменувань). Робота викладена на 119 сторінках, у тому числі 107 сторінок основного тексту, 3 сторінки списку використаних джерел, 38 рисунків і таблиць.

РОЗДІЛ 1. ДОСЛІДЖЕННЯ КЕРНУ В ПЛАСТОВИХ УМОВАХ

1.1 Сучасний стан вивчення зміни фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів при бурінні

Вивчення фільтраційно-ємнісних властивостей ґрунтується на окремих розділах фізичної хімії, фізики нафтогазового пласта, геофізичних досліджень свердловин та петрофізики. Дослідження зміни фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів у своїх працях висвітлювали Ф.С. Абдулін, В.А. Ам'ян, Г.І. Антонишин, В.С. Афанас'єв, В.С. Бойко, А.О. Васильченко, М.С. Вінарський, Ш.К. Гіматудінов, Ю.С. Губанов, В.Н. Дахнов, В.М. Добринін, І.Н. Єльцов, М.М. Іванюта, К.Ф. Жигач, Б.В. Касперський, А.А. Кашеваров, Н.Н. Михайлів, М.Ю. Нестеренко, Г.Т. Овнатанов, Л.І. Орлов, В.Й. Петерсіл'є, С.Д. Пірсон, О.В. Серженьга, В.А. Сідоровський, В.О. Федішин, Б.А. Фукс, О.А. Черемісінов, М.Н. Епов, Р.С. Яремійчук та інші дослідники. Проведений огляд робіт показує, що суттєві зміни фільтраційно-ємнісних властивостей привибійної зони пласта відбуваються внаслідок проникнення до неї в процесі буріння чужорідних для пласта рідин і частинок твердих речовин.

Глибина проникнення в породу-колектор фільтрату і частинок твердої фази промивної рідини визначається комплексом чинників, головними з яких є: перепад тиску, розмір пор породу-колектора, тріщин і частинок твердої фази промивної рідини. Кількість проникаючого фільтрату переважно визначається водовіддачею промивної рідини, проникністю породи й величиною репресії.

Дані результатів лабораторного дослідження керну (Б.В. Касперський, Л.І. Орлов, Д.Б. Панов, Ф.В. Роджерс, В.А. Сідоровський, Ф.І. Фіонов) показують незначну глибину проникнення твердих частинок у пористе середовище (0,01 - 0,05 м). Завдяки цьому існує точка зору стосовно того, що можна нехтувати зоною кольматації. У працях Ам'яна А.В. з метою

попередження проникнення бурового розчину та його компонентів у пласт-колектор обґрунтована необхідність створення штучної кольматації продуктивних пластів при бурінні свердловин додаванням до промивної рідини спеціальних інертних добавок [1, 2, 3].

Тому, подібні дії цілком могли би бути виправдані за умов наявності чистого порового гранулярного колектору. Однак, в реальному пласті, що містить мікро- і макротріщини, розміри зони проникнення промивної рідини можуть бути значно більшими за глибину перфораційних каналів і досягати декількох метрів. Тобто, поряд з вивченням причин виникнення кольматації присвердловинної частини продуктивних пластів, особливу увагу треба приділяти дослідженню процесів, які відбуваються в зоні проникнення фільтрату промивної рідини. Це ґрунтується на тому, що радіус зони проникнення набагато перевищує глибину кольматації й складає за даними деяких дослідників 0,2-28 м (М.М. Іванюта, М.І. Зазуляк, М.Н. Свіхнушин, С.Д. Пірсон). У цій зоні відбуваються складні фізико-хімічні процеси, значна частина яких є недослідженою внаслідок складності моделювання пластових умов у лабораторіях.

Різноманітність фізико-хімічних явищ, що відбуваються при розкритті нафтогазоносних пластів у процесі буріння свердловин, тісно пов'язана з наявністю в породах-колекторах глинистих мінералів, які за рахунок своєї підвищеної сорбційної здатності можуть в присутності води значно збільшувати свій об'єм. Ступінь збільшення об'єму глинистих частинок в породі і, внаслідок цього, зниження проникності продуктивного пласта, залежить від типу глинистого мінералу, його дисперсності, природи обмінних катіонів, властивостей фільтрату промивної рідини та ін. [4, 5].

Лабораторні дослідження та промислові спостереження за впливом фільтратів промивних рідин на колекторські властивості порід (С.Ф. Абдулін, В.А. Ам'ян, Ю.С. Губанов, П.С. Лапшин, Т.Г. Овнатанов, Б.Д. Павлов, Ф.К. Паус, О.В. Серженьга, У.Л. Скальська і ін.) дають підставу визначити загальні причини зниження первинної проникності порід у

привибійній зоні пласта (ПЗП). Серед них можна виділити природні та штучні чинники, які сприяють закупорці привибійної зони пласта. До перших належить висока глинистість колектора, неактивність нафти, що міститься в ньому, низькі водонасичення колектора і його карбонатність. До штучних – значні репресії на пласт під час розкриття його у процесі буріння, збільшення часу контакту пласта з відкритим стовбуром свердловини, низька мінералізація фільтрату промивної рідини, висока її лужність і наявність у ній різних хімічних реагентів. Розробка методики і технології оперативної оцінки закупорки привибійної зони пласта за геолого-геофізичними параметрами є актуальним завданням. У зв'язку з цим у роботі було у лабораторних умовах досліджено на прикладі Ковраківського родовища Дніпрово-Донецької можливість такої оцінки за комплексом петрофізичних даних [6, 7].

Актуальність 3D моделювання

Найважливішим фактором розвитку нафтогазовидобувної промисловості в даний час є підвищення детальності вивчення геологічних товщ, що вміщують родовища вуглеводнів, як основи створення ефективного інформаційного забезпечення процесів розвідки і розробки покладів нафти і газу.

Обмеженість інформації про геологічну будову родовищ у багатьох випадках є гальмом при впровадженні сучасних економічно доцільних технологій інтенсифікації видобутку нафти і підвищення коефіцієнта вилучення нафти і газу. У цих умовах уточнення геологічної будови родовищ і геологічних запасів вуглеводнів, що містяться в них, локалізація залишкових запасів в просторі і в часі, вироблення заходів по їх залученню до розробки є обов'язковою процедурою моніторингу розвідки і експлуатації родовищ[26].

Світова практика, в тому числі і вітчизняна, останніх 25 років показала, що кардинальним вирішенням проблеми підвищення глибини і достовірності вивчення геологічної будови і властивостей родовищ нафти і газу є масове

впровадження у виробництво технології геологічного моделювання родовищ, створення на її основі постійно діючих геолого-технологічних моделей (ПДГТМ) всіх введених в експлуатацію родовищ, супровід ПДГТМ з метою моніторингу розробки[27].

Розвиток технологій побудови моделей пов'язаний з ускладненням геологічної будови досліджуваних покладів, необхідністю моделювання родовищ як єдиного об'єкта, збільшенням обсягу використовуваної геологічної, геофізичної і промислової інформації, необхідністю моделювання неоднорідної будови колектора, пласта і всього родовища[28].

Для детального підрахунку початкових балансових запасів, локалізації залишкових запасів в розроблюваних покладах, проектування розробки необхідне створення математичної тривимірної, а точніше чотиривимірної сітчастої геологічної моделі.

Тип моделі і способи її розрахунку визначаються кінцевою метою її створення. У практиці зазвичай використовуються пошарові і детальні тривимірні сіткові цифрові геологічні моделі. Крім геологічного вивчення, цифрова геологічна модель є основою для створення фільтраційної моделі. Фільтраційна модель – це сукупність гідродинамічної і імітаційної моделей.

Створення вже перших моделей показало необхідність ретельного збору та оцінки, а іноді і відбракування вихідних даних [29, 30]. При побудові моделі велика частина часу витрачається на створення інформаційної бази і оцінки її якості.

Використання 3D геологічних моделей для підрахунку геологічних і видобутих запасів ознаменувало перехід від описово-цифрової геології при поданні родовищ до точної цифрової геології родовища. Цифрова геологічна модель стає об'єктом експлуатації в прикладних задачах підрахунку запасів, гідродинамічних розрахунках і складаних проектах експлуатації. Як будь-який об'єкт експлуатації, 3D геологічна модель повинна характеризуватися основними параметрами експлуатації: точністю, достовірністю, надійністю.

Надійність геологічної моделі визначається ступенем вивченості геологічного об'єкта – пласта або родовища в цілому, а також складністю його будови. Надійність моделі буде вимірюватися тимчасовим періодом, протягом якого можна планувати геологічні і технологічні параметри розробки родовища з використанням створеної геологічної моделі. З позицій створення цифрових геологічних моделей поняття достовірності (обґрунтованості знання) геологічної моделі слід розглядати як міру несуперечності всіх вихідних і підсумкових даних, що складають геологічну модель. Оскільки достовірність повністю залежить від інформації, то з цим поняттям пов'язані такі якості інформації як повнота, актуальність, достатність і ін.

Точність геологічної моделі - точність встановлення числових значень геолого-промислових параметрів родовища, що визначають його конфігурацію, умови і характеристику залягання колекторів нафти і газу і промислову оцінку в цілому.

Основні розділи технології включають не тільки побудову 3-х вимірних сіток з геологічними параметрами і фільтраційно-ємнісними властивостями, що відбивають будову родовища, а й розділи, узагальнення результатів яких відбувається на етапі створення цифрової геологічної моделі [31].

На світовому ринку в даний час представлений ряд програмних продуктів, які дозволяють якісно виконувати роботи по тривимірному моделюванню покладів вуглеводнів з одночасним використанням широкого комплексу геофізичних і геологічних даних. Прикладом таких програмних комплексів можуть служити PETREL (Schlumberger), Comsol, IRAP RMS (ROXAR), GOCAD (Paradigm).

1.2 Визначення фізичних і фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів в комплексній аналітичній лабораторії

Дослідження керну на наявність насичення вуглеводнями в ультра-фіолетових променях.

При наявності насичення циліндрики та кусочки керна (50 г) екстрагуються в хлороформі для видалення бітумів та правильної оцінки сухої ваги.

Циліндрики використовуються для визначення газопроникності, об'ємної ваги, пористості, питомого електричного опору та залишкового водонасичення. Кусочки керна – для визначення карбонатності та гранулометричного складу породи.

Газопроникність визначається при стаціонарній фільтрації в лінійному потоці шляхом заміру об'ємної швидкості проходження газу через зразок досліджуваного керну на приладі ГК-5.

Об'ємна густина (об'ємна вага) визначається методом парафінування з наступним гідростатичним зважуванням циліндрика.

Мінералогічна густина (питома вага) керну визначається пікнометричним методом[16].

При необхідності визначення залишкової води, питомого опору породи та швидкості поширення пружних хвиль, зразки насичують моделлю пластової води, характерної для даного регіону, в вакуометрі ПОРП-3.

Метод визначення швидкості поширення пружних хвиль заключається в замірюванні часу проходження пружного імпульсу по зразку гірської породи.

Метод вимірювання залишкової води та питомого опору ґрунтується на моделюванні пластових умов водонасичення для зразків з наступним їх центрифугуванням на різних режимах.

Відкрита пористість визначається методом насичення в вакуометрі ПОРП-3 з наступним гідростатичним зважуванням в гасі, після визначення

об'ємної ваги. Якщо, відкрита пористість визначається після визначення залишкової води, то зразки відмиваються від солі холодним екстрагуванням в дистильованій воді до відсутності реакції на хлор-йон[17, 18].

1.3 Установки дослідження керну в пластових умовах.

1.3.1 Визначення проникності в пластових умовах за допомогою установки ПУМА-650

Для обрахунку проникності керна в пластових умовах необхідно враховувати: літостатичний або гірничий тиск, поровий тиск і температура. Для створення даних умов використовується автоматизована установка моделювання пластових умов ПУМА-650 (Рисунок 1.1), що працює під управлінням спеціалізованої програми «ТЕНАКОН-ПЛАСТ». Установка призначена для проведення досліджень керна в умовах, що моделюють пластові, в широкому діапазоні задаються значень тисків і температур.

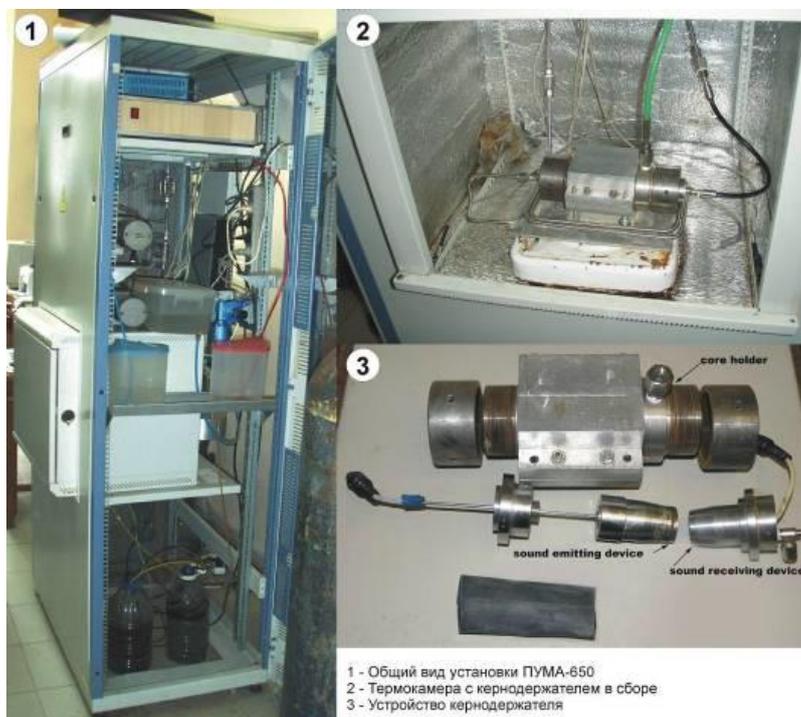


Рисунок 1.1. Загальний вигляд автоматизованої установки моделювання пластових умов ПУМА-650 і її складові

Установка дозволяє визначати наступні параметри:

- коефіцієнт відкритої пористості;
- коефіцієнт стисливості порового простору;
- коефіцієнт абсолютної проникності по рідині в прямому і зворотному напрямках;
- питомий електричний опір;
- швидкості поширення поздовжніх і поперечних пружних акустичних хвиль.

Принцип дії установки заснований на вимірюванні пройденого через досліджуваний зразок обсягу робочої рідини при створенні пластового і гірського тиску в кернотримачі на зразок, при постійному перепаді тисків на вході і на виході в умовах заданого температурного режиму, як в прямому, так і в зворотному напрямках.

В установці конструкцією не передбачено одночасне проведення робіт, пов'язаних з вимірюванням проникності і вимірюванням швидкості поширення акустичних хвиль, питомого електричного опору. У зв'язку з цим порядок роботи по визначенню фільтраційно-ємнісних властивостей досліджуваного зразка на установці розділений на два етапи:

1-й етап - визначення проникності;

2- й етап - визначення швидкості поширення пружних акустичних хвиль і питомої електричного опору.

Завдання і введення необхідних умов фільтрації і геометричних розмірів керна виробляються за допомогою керуючої програми «ТЕНАКОН-ПЛАСТ». Схема установки для роботи в прямому напрямку приведена на рисунку 1.4. Стандартний циліндричний зразок керна поміщається в кернотримач, схема якого наведена на рисунку 1.2.

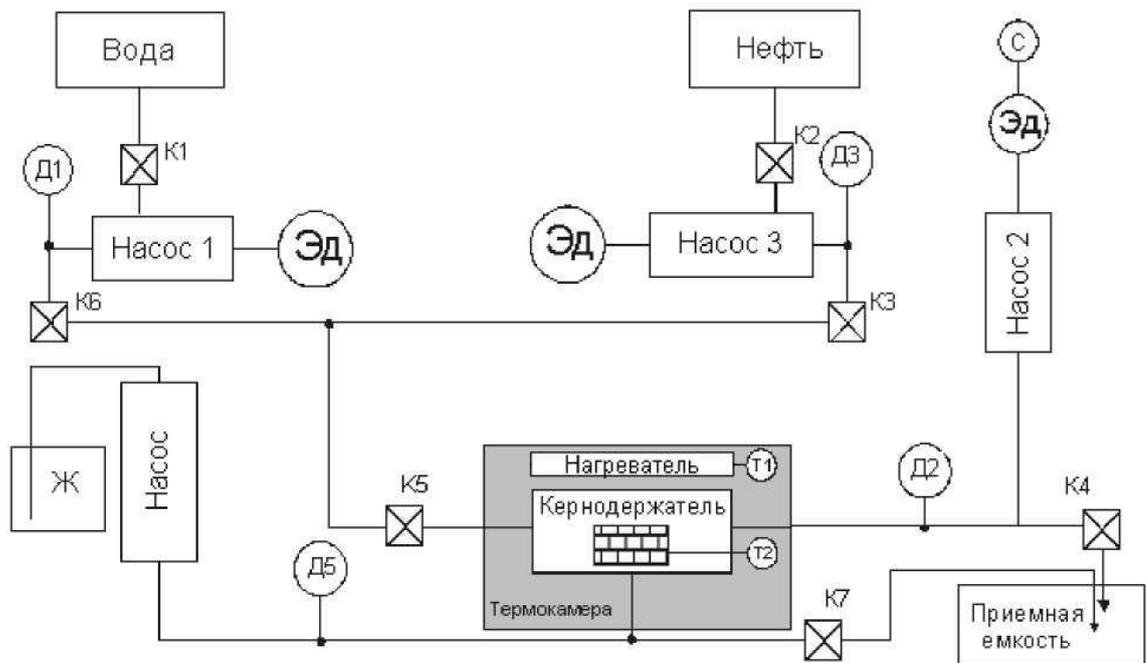


Рисунок 1.2. Гідралічна схема установки моделювання пластових умов.

«Вода», «Нафта» - ємності з рідинами. К1-К6 - кульові крани. Д1-Д3, Д5 - датчики тиску. Ед - електродвигуни, С - лічильник оборотів. Ж - ємність з рідиною для обтиску. «Насос» - насос високого тиску на обтиск. К7 - вентиль скидний. Т1, Т2 - температурні датчики.

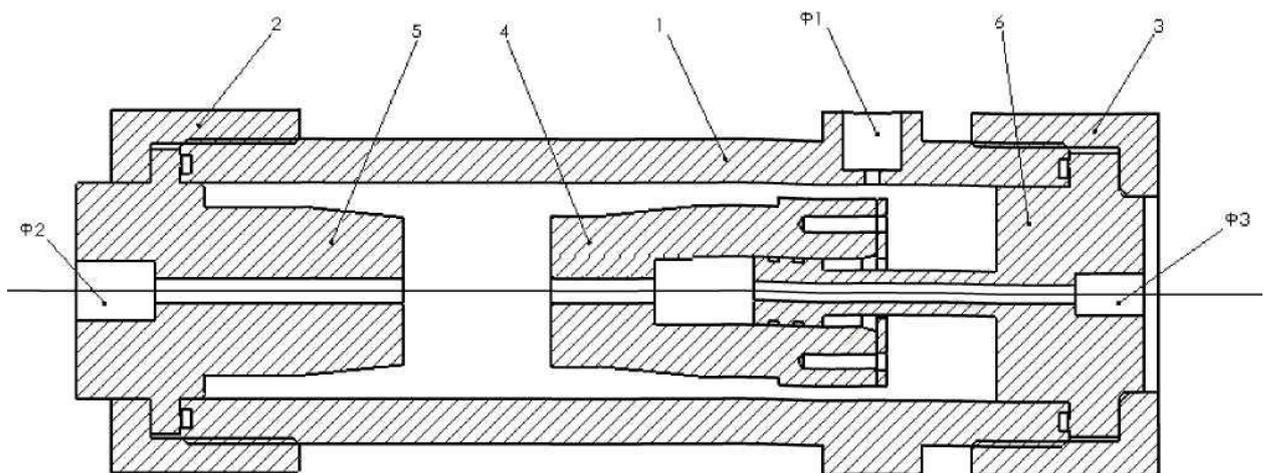


Рисунок 1.3. Схема кернотримача для вимірювання проникності по рідині.

1 – камера кернотримача, 2,3 - кришки, 4,5 - поршні, 6 шток, Ф1 ... Ф3 - фітинги (канали) для створення тиску.

Керн поміщається в гумову манжету і затискається між поршнями 4 і 5 в камері 1 за допомогою кришок 2 і 3. Фітинги Ф1 ... Ф3 служать для створення тисків робочих рідин як між торцями зразка, так і зовнішнього - на обжимаються гумову манжету [19].

Термокамера створює в кернотримачі (Рисунок 1.6) задану пластову температуру.

Програмне забезпечення установки. До установці «Пума-650» додається керуюча програма «ТЕНАКОН- ПЛАСТ».

Робоче вікно програми «Установка моделювання пластових умов», показано на рисунку 1.7. Вікно «Дані по досліджуваному зразку» - призначено для попереднього введення робочих параметрів, необхідних для проведення досвіду. Параметри «Проникність» і «Пористість» не вводяться, їх значення з'являються автоматично після завершення досвіду [20].

Вікно «Параметри вимірювання зразка» призначене для введення оператором значень, що характеризують умови досвіду: пластовий тиск, градієнт тиску, обсяг прокачується рідини. У цьому вікні проводиться також вибір напрямку фільтрації рідини (пряма або зворотна) і критерію зупинки вимірювань (за часом проведення експерименту або за обсягом прокачуємої рідини).

Кнопка «Запуск вимірювання» призначена для здійснення запуску вимірювання в автоматичному режимі, відповідно до встановлених параметрах.

У нижній частині вікна програми розташовані кнопки «Продувка», «Запис», «Вимір. Кп »і« Запуск вимірювань ».

- Кнопка «Продувка» використовується при операції вилучення зразка.

- Кнопка «Запис» використовується для фіксації значень тиску обтиску, температури керна, значень питомої електричного опору керна і швидкості поширення пружних акустичних хвиль. У підміню «Акустика хвиль» вибирається вид акустичних хвиль: поздовжні або поперечні.

- Кнопка «Вимір. Кп »використовується при вимірюванні пористості зразка.

У верхній правій частині вікна розташовано підміну «Параметри».

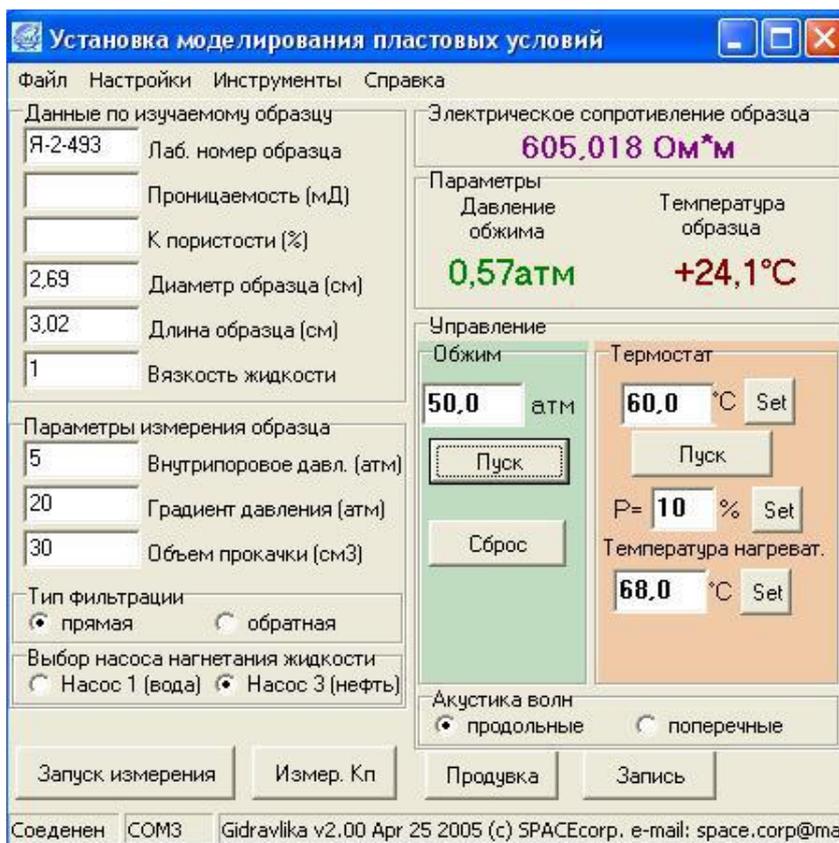


Рисунок 1.4. Головне вікно програми «ТЕНАКОН-ПЛАСТ»

У вікні відображаються змінюються в часі значення тиску обтиску, температури зразка і електричного опору зразка в поточний момент часу.

Підменю «Управління» включає в себе два вікна: «Обтиск» і «Термостат» [21].

У вікні «Обтиск» вводиться значення встановлюваного тиску обтиску. Кнопка «Пуск» здійснює запуск насоса високого тиску. Контроль процесу створення гірського тиску повністю автоматизований, і після досягнення заданого значення тиску процес набору припиняється. Кнопка «Скидання» здійснює скид тиску обтиску по завершенню досвіду.

Підменю «Термостат». У верхньому вікні підміню задається значення необхідної температури зразка. У вікні «P =>» задається значення необхідної потужності нагрівача у відсотках від максимальної потужності, необхідної для підтримання досягнутої температури зразка. Вікно «Температура нагрівача» служить для установки значення максимальної температури нагрівача (не більше 110°C). Кнопки «Set» слугує для фіксації набраних параметрів термостата. Кнопка «Пуск» здійснює запуск нагріву термостата. [

Вікно «Вибір насоса нагнітання рідини» призначене для встановлення типу робочої рідини: вода - нафта.

Опис роботи установки в режимі визначення фільтраційних властивостей керну. Принципи роботи насосів ідентичні, і тому розглянемо роботу фільтраційної системи на прикладі роботи з насосом 1. Залежно від обраного типу робочої рідини насос 2 працює спільно з насосом 1, або з насосом 3.

Після натискання у вікні програми кнопки «Запуск вимірювання» починають виконуватися наступні операції:

1. Наводиться в робочий стан насос №2 - в разі необхідності він переводиться в положення «Мінімальний обсяг» - вихідне положення.

2. Починається нагнітання фільтрує рідини в насос №1. Після досягнення заданого значення тиску (значення тиску і перепаду визначаються пластовими умовами випробування свердловини, з якої був відібраний даний зразок керна) проводиться відкриття клапана (вентиля) КБ, закривання К1 і прокачування рідини через зразок. Прокачування проводиться до тих пір, поки значення тиску по датчику 2 цієї статті не зрівняється із заданим значенням. Після чого закривається клапан б, відкривається клапан 1 і поршень насоса 1 переміщається в положення «Максимальний обсяг». Тим самим проводиться закачування робочої рідини в порожнину насоса 1.

3. Після зупинки двигуна насоса витримується пауза, необхідна для вступу рідини в робочу порожнину насоса. Клапан 1 закривається, і насос 1

починає нагнітати робочий тиск, рівне заданому + заданий перепад. Досягнувши цього тиску, відкривається клапан 6. Насос 2 переходить в режим відстеження заданого робочого тиску (вимірює внутрішній обсяг робочої порожнини). Насос 1 продовжує нагнітати тиск і утримує заданий перепад тиску.

4. Гідроциліндр насоса 2 починає здійснювати поступальний рух в бік збільшення внутрішнього обсягу робочої порожнини. Ця зміна обсягу реєструється високоточним перетворювачем кута переміщень. По завершенні роботи закривається клапан 6, і зразок знаходиться під надлишковим пластовим тиском до наступного експерименту або операції по вилученню зразка.

Визначення фільтраційних властивостей керна (проникності по рідині).

1. Підготувати кернотримач до досліджень згідно п.1.
2. Для перевірки герметичності системи встановити в робочому вікні програми значення тиску обтиску в діапазоні 50-100 атм і натиснути кнопку «Пуск».
3. Встановити пластовий значення температури нагріву кернотримача. (Натиснути на кнопку «Set»)
4. Встановити значення температури нагрівача з розрахунку - задана пластова температура, плюс $(10\ 12)^\circ\text{C}$ - і натиснути на кнопку «Set».
5. Заповнити паспорт зразка і параметри вимірювання в робочому вікні програми шляхом внесення необхідних значень: в'язкості робочої рідини, обсягу перекачуємої рідини (рекомендується призначати обсяг прокачується рідини, рівний 2-5 обсягами пір зразка), заданого порового тиску і його перепаду.
6. Вибрати точку відліку вимірювання фільтрації «за обсягом».
7. Дочекатися досягнення температури кернотримача пластового значення, встановити в робочому вікні програми заданий тиск обтиску.
8. Натиснути на кнопку «Запуск вимірювання».



Рисунок 1.6 – Кернотримач

Розрахунки значень проникності по газу проводились за формулою:

$$K = \frac{\mu L Q}{F(P_1 - P_2)}, \quad (1.1)$$

де K – проникність, Дарсі (Д);

L – довжина зразка керну, см;

F – площа зразка керну, см²;

μ – динамічна в'язкість газу (керосину), що фільтрується при P і T , сП.

Для умов дослідів в'язкість прийнята постійною на рівні 0,73 сП;

Q – витрата газу при P і T , см³/с;

P_1 – надлишковий тиск на вході в зразок керну, МПа;

P_2 – надлишковий тиск на виході зі зразка керну, МПа.

Бурові розчини подаються в камеру високого тиску на вихідну лінію за допомогою раніше підготовленого контейнера високого тиску. Зразок керну насичується буровим розчином при постійній репресії. Час витримки керну під дією бурового розчину складає 6 годин [24].

Після 6 годин дії бурового розчину на зразок керну, проводилось пропускання через зразок керну азоту задля витіснення із зразка бурового розчину та фільтрату. При стабілізації потоку газу та при заданій депресії визначалася проникність зразка керну по азоту. Опісля проводився замір проникності зразка керну по гасу.

Моделювання процесу припливу з пласта шляхом фільтрації через зразок керну гасу з постійною швидкістю нагнітання (фільтрації) на рівні $1 \text{ см}^3/\text{хв}$ проводилося протягом 6 годин. Для визначення рівня самовідновлення проникності, проводився замір проникності зразка керну як по азоту так і по гасу.

Після того як визначено значення проникності зразка керну по азоту та гасу після моделювання припливу з пласта, на вихідну лінію в камеру високого тиску за допомогою спеціального контейнера подається 0,5% розчин поверхнево активних речовин.

Рідини інтенсифікації подаються в камеру високого тиску на вихідну лінію за допомогою раніше підготовленого контейнера високого тиску. Зразок керну насичується рідиною інтенсифікації при постійній репресії. Час витримки керну під дією рідини інтенсифікації складав від 1 до 1,5 годин.

Після витримки рідини інтенсифікації проводилось пропускання через зразок керну азоту задля витіснення із зразка рідини інтенсифікації. Вслід за повним витісненням рідини проводився замір проникності керну як по азоту так і по гасу [25].

1.4 Відбір і підготовка зразків керну до лабораторних досліджень

Керновий матеріал, який піднімається із свердловини в процесі буріння, є одним із основних джерел геологічної інформації про розріз, що вивчається. За даними дослідження керна отримують інформацію про літологію, вік, фільтраційно-ємнісні, петрофізичні і інші характеристики

гірських порід. Інтервали відбору і комплекс досліджень керна визначають проектом робіт.

Зразу після виймання керна із керноприймача він повинен бути очищений від бурового розчину, зафотографований на буровій площадці, виміряний, промаркований і описаний польовим геологом (Рисунок 1.1) [8].



Рисунок 1.7. Виймання керну на поверхню і його розкладання

Відбір зразків керну для вивчення в лабораторії, його етикетування, консервація (парафінування)(Рис.1.8.А), укладка (Рис.1.8.Б) – проводиться під безпосереднім керівництвом польового геолога.



Рисунок 1.8. Процес парафінування зразків керну (А) і укладання парафінованих зразків в кернові ящики (Б)

Зразки порід (Рисунок 1.9) для лабораторних досліджень відбираються через кожні 50 см продуктивної частини витриманого пласта, через 25-30 см – невитриманого.

Кожен пласт товщиною $>0,5$ м характеризується не менше, ніж трьома зразками.

Розмір зразка керна повинен бути достатнім для виготовлення двох циліндрів (розміром 30х31 мм), для визначення проникності по нашаруванню і вхрест нашарування, а також для виготовлення шліфів [9,10].

За наявністю прямих ознак нафтогазоносності (запах, колір) визначаються інтервали відбору керна, які піддаються детальному вивченню. Зразки керна з цих інтервалів підлягають консервації (парафінуванню) для зберігання. Герметизується керна в наступному порядку: взірець поміщають в щільний поліетиленовий пакет, обгортають алюмінієвою фольгою або пропарафіненою марлею та занурюють в розтоплений парафін. Як правило потрібно 2 повних занурення [11].

Зразки керну направляються в лабораторію за відомістю, в якій вказується площа, номер свердловини, номер керна, інтервали відбору керна, винос керна, по можливості прив'язка керна до місцезнаходження в інтервалі підняття керна.

Кожен зразок повинен бути упакований в щільний поліетиленовий пакет разом з етикеткою. На етикетці вказується площа, номер свердловини, номер керна, інтервал відбору, винос, а також назву породи за результатами польового опису керна і види запланованих досліджень.

Керна обережно закладається в ящики (контейнери) для транспортування, де належним чином стабілізується [12, 13].

У найкоротші терміни керна транспортується в лабораторію. Персонал, який приймає участь в завантаженні та транспортуванні керна, повинен бути проінформований про необхідність обережного поводження з кернами, для того, щоб уникнути його пошкодження.

1.5 Висновки за розділом 1 і постановка основних задач досліджень

1. Проаналізовано сучасний стан та проблеми вивчення зміни фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів у присвердловинній зоні пласта.

2. Установлено, що лабораторні дослідження та промислові спостереження за впливом фільтратів промивних рідин на колекторські властивості дають підставу визначити загальні причини зниження первинної проникності порід у привибійній зоні пласта. Серед них виділено природні та штучні чинники, які сприяють закупорці привибійної зони пласта.

3. Розглянуто методики та обладнання, які дають змогу об'єктивно дослідити зміну фільтраційно-ємнісних властивостей порід.

Метою роботи є удосконалення методологічних основ оцінювання зміни фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів у присвердловинній зоні за результатами петрофізичних досліджень свердловин.

Задачі подальшого дослідження:

1. Проведення комплексу лабораторних досліджень на установці по дослідженню керну в пластових умовах для вибору кращого бурового розчину та кислотної композиції інтенсифікації.

2. Комп'ютерне моделювання проникності породи-колектора для окремої свердловини.

3. Визначення техніко-економічних показників прийнятих рішень.

Перед заправкою в спеціальні контейнери високого тиску рідини якісно розмішувалися протягом 30 хвилин.

У зв'язку з тим, що надані зразки мали різну висоту, було прийняте рішення підготувати зразки з висотою 30 або 60 мм.

На готові циліндри капали хлороформ та поміщали в темну кімнату під ультрафіолетову лампу, щоб виявити насиченість циліндрів бітумами. Якщо під ультрафіолетом виявлено насиченість бітумами, циліндри надаються для екстрагування (промиваються хлороформом до повного відмиття від бітумів).

Після екстрагування готові циліндри висушувалися протягом 24 год при температурі 105 °С. По завершенню сушіння на зразках керну визначалася пористість методом гідростатичного зважування зразка у гасі (керосині) та за допомогою апарату «Експреспор 2000М».

Після визначення пористості зразки знову промивалися хлороформом для видалення залишків гасу, висушувалися та передавалися для подальших досліджень на установці УДПКПУ. Основні параметри зразків керну, відібраних для дослідження наведені в таблиці 2.1.

Додатково було проведено визначення мінерального складу порід зразків з кожного наданого інтервалу на дифрактометрі за допомогою рентгенівського методу. Дослідження виконувалися шляхом аналізу картини дифракції рентгенівських променів, відбитих від кристалічної решітки мінералів. Кожен мінерал характеризується своєю специфічною кристалічною решіткою, і характерною дифракційною картиною.

Співставляючи дані, що отримані у результаті аналізу дифракційної картини з еталонними, що зберігаються в базі даних характеризуючими окремі мінерали, ми отримали структурні дані та формули мінералів, і їх відсоткове співвідношення в породі. Результати дослідження керну на рентгено-дифракційній системі Panalytical X Pert³ відображені на рисунку 2.1.

Визначення початкової проникності зразка керну по азоту проводилося шляхом заміру об'єму азоту пропущеного через зразок за одиницю часу при створенні депресії 0,4 -1,0 % від тиску на вході в зразок керну ($\Delta P=0,07 \div 0,165$ МПа). Результати замірів початкової проникності по азоту наведені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Початкова проникність по азоту зразка керну №1

Тиск на вході, МПа	Тиск на виході, МПа	Кількість пропущеного азоту, см ³	Час, с	Проникність, мД
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
16,451	16,378	2520	20	92,689
16,548	16,383	5650	20	92,490
16,451	16,383	2270	20	89,444
16,451	16,383	2240	20	88,262
16,353	16,285	2320	20	92,095
16,451	16,373	2670	20	92,082
16,451	16,373	2620	20	90,358
Середнє значення проникності, мД				90,061

Визначення початкової проникності зразка керну по гасу (керосину) проводилося шляхом заміру об'єму гасу пропущеного через зразок за одиницю часу при створенні депресії 0,5 -1,7 % від тиску на вході в зразок керну ($\Delta P=0,08 \div 0,284$ МПа). Результати замірів початкової проникності по гасу наведені в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Початкова проникність по гасу зразка керну №1

Тиск на вході, МПа	Тиск на виході, МПа	Кількість пропущеного гасу, см ³	Час, с	Проникність, мД
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
16,648	16,567	1,9	20	42,024
16,451	16,334	2,7	20	40,808
16,451	16,167	6,4	20	40,026
16,451	16,324	3,0	20	41,854
16,451	16,167	6,9	20	43,153
16,353	16,218	3,3	20	43,370
Середнє значення проникності, мД				41,873

Для даного зразку керну було використано буровий розчин типу Біокар МТ з густиною 1,283 г/см³. Буровий розчин подавалася на вихідну лінію при тиску 20,0 МПа. Тиск на вході в зразок керну був сталим і підтримувався на рівні 17,0 МПа. За таких умов рідина витримувалася протягом 6 годин. Проходження фільтрату в керн повністю припинилося після 22 хвилин витримки. За 6 годин витримки виходу рідини з керну не зафіксовано.

Продувка керну після дії на нього бурового розчину типу Біокар МТ проводилася при депресії до 50% від тиску азоту на вході в зразок керну (17 МПа) до отримання стабільного потоку газу (без виносу рідини та твердих частинок). Досягнути стабільного потоку азоту через зразок керну вдалося після 4 хвилин продувки. Рідина, що діяла на керн не змінила своїх фізичних властивостей.

Визначення проникності зразка керну №1 по азоту після дії на нього бурового розчину типу Біокар МТ проводилося шляхом заміру об'єму азоту пропущеного через зразок за одиницю часу при створенні депресії 0,7 – 2,2 % від тиску на вході в зразок керну ($\Delta P = 0,108 \div 0,356$ МПа). Результати замірів проникності по азоту керну № 1 після дії на нього бурового розчину типу Біокар МТ наведені в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Проникність по азоту зразка керну № 1 після дії на нього бурового розчину типу Біокар МТ

Тиск на вході, МПа	Тиск на виході, МПа	Кількість пропущеного азоту, см ³	Час, с	Проникність, мД
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
16,353	16,171	4700	20	70,361
16,255	16,102	2000	10	71,765
16,353	16,201	2000	10	71,607
16,353	16,245	1500	10	75,767
16,499	16,385	1500	10	70,615
15,961	15,674	3700	10	72,548
15,961	15,670	3600	10	69,642
16,304	15,948	4700	10	72,713
16,304	15,948	4500	10	69,618
Середнє значення проникності, мД				71,626

Визначення проникності зразка керну №1 по газу після дії на нього бурового розчину типу Біокар МТ проводилося шляхом заміру об'єму газу пропущеного через зразок за одиницю часу при створенні депресії 2,3 – 4,1 % від тиску на вході в зразок керну ($\Delta P=0,377 \div 0,689$ МПа). Результати замірів проникності по газу керну №1 після дії на нього бурового розчину типу Біокар МТ наведені в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Проникність по газу зразка керну №1 після дії на нього бурового розчину типу Біокар МТ

Тиск на вході, МПа	Тиск на виході, МПа	Кількість пропущеного газу, см ³	Час, с	Проникність, мД
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
16,549	16,167	4,8	20	22,322
16,549	16,167	5,0	20	23,252
16,549	16,173	5,2	20	24,560
16,648	16,271	5,0	20	23,616
16,648	15,971	5,0	10	26,285
16,648	16,167	3,5	10	25,910
16,648	15,959	4,5	10	23,252
Середнє значення проникності, мД				24,171

Буровий розчин типу Біокар МТ закономірно знизив фільтраційні властивості зразка керну № 1, але не до критичного рівня.

Моделювання процесу припливу з пласта шляхом фільтрації через зразок керну газу з постійною швидкістю нагнітання (фільтрації) на рівні 1 см³/хв проводилося протягом 6 годин. Опісля, для визначення рівня самовідновлення проникності, було проведено замір проникності зразка керну № 1 як по азоту так і по газу (таблиця 2.6, 2.7).

Таблиця 2.6 – Проникність по азоту зразка керну № 1 після 6-годинної фільтрації гасу

Тиск на вході, МПа	Тиск на виході, МПа	Кількість пропущеного азоту, см ³	Час, с	Проникність, мД
1	2	3	4	5
16,353	16,020	5000	11,3	72,813
16,353	16,020	5000	11,0	74,799
16,353	16,020	5000	11,0	74,799
16,255	15,916	5000	10,7	76,037
16,255	15,861	5000	9,6	73,069
16,255	15,916	5000	10,5	77,486
16,157	15,861	5000	12,3	76,146
16,157	15,861	5000	12,5	74,927
Середнє значення проникності, мД				75,009

Таблиця 2.7 – Проникність по гасу зразка керну № 1 після 6-годинної фільтрації гасу

Тиск на вході, МПа	Тиск на виході, МПа	Кількість пропущеного гасу, см ³	Час, с	Проникність, мД
1	2	3	4	5
16,451	16,273	1,6	10	31,889
16,451	16,273	1,7	10	33,882
16,451	16,192	2,2	10	30,228
16,451	16,173	2,4	10	30,654
16,451	16,192	2,1	10	28,854
16,451	16,273	1,7	10	33,882
16,451	16,273	1,6	10	31,889
16,451	16,273	1,6	10	31,889
16,451	16,273	1,7	10	33,882
16,451	15,973	4,0	10	29,732
16,451	15,973	4,0	10	29,732
16,451	16,173	2,5	10	31,931
Середнє значення проникності, мД				31,537

Проникність зразка керну № 1 після 6-годинної фільтрації гасу дещо покращилася в порівнянні з показниками до 6-годинної фільтрації гасу. Це дозволяє припустити, що при довшому часі природної фільтрації флюїду через зразок керну після використання бурового розчину типу Біокар МТ показник проникності можливо дещо покращиться.

Перед продаvkю рідини інтенсифікації через зразок керну прокачано 0,5% розчин поверхнево активних речовин (SofirM). Продавити розчин

поверхнево активних речовин через зразок вдалося після 16 хвилин нагнітання при тиску 20,0 МПа та з протитиском 17,0 МПа.

В якості рідини інтенсифікації було використано 12% розчин HCl + 1% поверхнево активних речовин, який подавався на вихідну лінію під тиском 20,0 МПа. Тиск на вході в зразок керну підтримувався на рівні 17,0 МПа. Після 15 хвилин витримки рідини інтенсифікації за даних умов відбувся прорив кислоти через всю довжину керну. Після цього було встановлено стабільну фільтрацію рідини інтенсифікації через зразок керну № 1. У загальному 12% розчин HCl + 1% поверхнево активних речовин діяв на зразок керну протягом 1 години.

Продувка керну після дії на нього рідини інтенсифікації проводилася при депресії до 50% від тиску азоту на вході в зразок керну (17 МПа) до отримання стабільного потоку газу (без виносу рідини та твердих частинок).

Для визначення рівня відновлення фільтраційних властивостей було проведено замір проникності зразка керну № 1 як по азоту так і по газу (таблиця 2.8, 2.9).

Таблиця 2.8 – Проникність по азоту зразка керну № 1 після дії на нього рідини інтенсифікації

Тиск на вході, МПа	Тиск на виході, МПа	Кількість пропущеного азоту, см ³	Час, с	Проникність, мД
1	2	3	4	5
16,451	16,173	5000	9,6	101,817
16,451	16,123	5000	8,3	99,989
16,451	16,173	5000	9,5	102,889
16,451	16,073	5000	7,4	97,482
16,451	16,090	5000	7,4	102,195
16,451	16,123	5000	8,2	101,209
16,451	16,073	5000	7,2	100,190
16,451	16,123	5000	8,4	98,799
Середнє значення проникності, мД				100,571

Таблиця 2.9 – Проникність по газу зразка керну № 1 після дії на нього рідини інтенсифікації

Тиск на вході, МПа	Тиск на виході, МПа	Кількість пропущеного газу, см ³	Час, с	Проникність, мД
1	2	3	4	5
16,451	16,122	4,4	10	47,501
16,451	16,273	2,3	10	45,840
16,451	16,202	3,0	10	42,843
16,451	16,273	2,4	10	47,833
16,451	16,122	4,2	10	45,342
16,451	16,122	4,2	10	45,342
16,451	15,971	5,7	10	42,196
16,451	16,273	2,3	10	45,840
16,451	16,202	3,1	10	44,271
Середнє значення проникності, мД				45,223

Таблиця 2.10 – Основні результати дослідження дії бурового розчину та рідини інтенсифікації на керн № 1

Параметр	Значення проникності, мД	Залишкова проникність %
1	2	3
Початкова проникність по азоту	91,061	100%
Початкова проникність по газу	41,873	100%
Проникність по азоту після прокачування Біокар МТ	71,626	78,66%
Проникність по газу після прокачування Біокар МТ	24,171	57,73%
Проникність по азоту після 6-годинної фільтрації газу	75,009	82,73%
Проникність по газу після 6-годинної фільтрації газу	31,537	75,32%
Проникність по азоту після прокачування 12%НСІ	100,571	110,44%
Проникність по газу після прокачування 12%НСІ	45,223	108,00%

Як бачимо, використання рідини інтенсифікації (12% розчин НСІ + 1% поверхнево активних речовин) дало позитивний результат у відновленні фільтраційних властивостей керну № 1. Проникність зразку керну дещо збільшилась від рівня початкової як по азоту так і по газу. Це вдалося за рахунок реакції соляної кислоти з карбонатистими сполуками в породі

(карбонатність зразків керну зі свердловини №1 Ковраківського родовища на рівні 8 %)

Як результат, бачимо, що буровий розчин типу Біокар МТ досить добре створює бурову кірку, яка блокує потрапляння фільтрату в пори зразка керну № 1, що необхідно при бурінні та підземних ремонтах свердловини, має гарний показник самоочищення та добре очищається 12 % розчином соляної кислоти. Результати дослідження дії бурового розчину та рідини інтенсифікації на керн №1 показані на рисунках 2.2, 2.3, 2.4 та у таблиці 2.10.

Керн №2

Зразок керну №2 відібраний з інтервалу глибини 2189-2245 м у свердловині №1 Ковраківського родовища. Пористість даного зразка складає 25,94%.

Після завантаження зразку керну в камеру високого тиску його було насичено 5% розчином NaCl.

Визначення початкової проникності зразка керну по азоту проводилося шляхом заміру об'єму азоту пропущеного через зразок за одиницю часу при створенні депресії 0,8 – 1,6% від тиску на вході в зразок керну ($\Delta P = 0,130 \div 0,261$ МПа). Результати замірів початкової проникності по азоту наведені в таблиці 2.11.

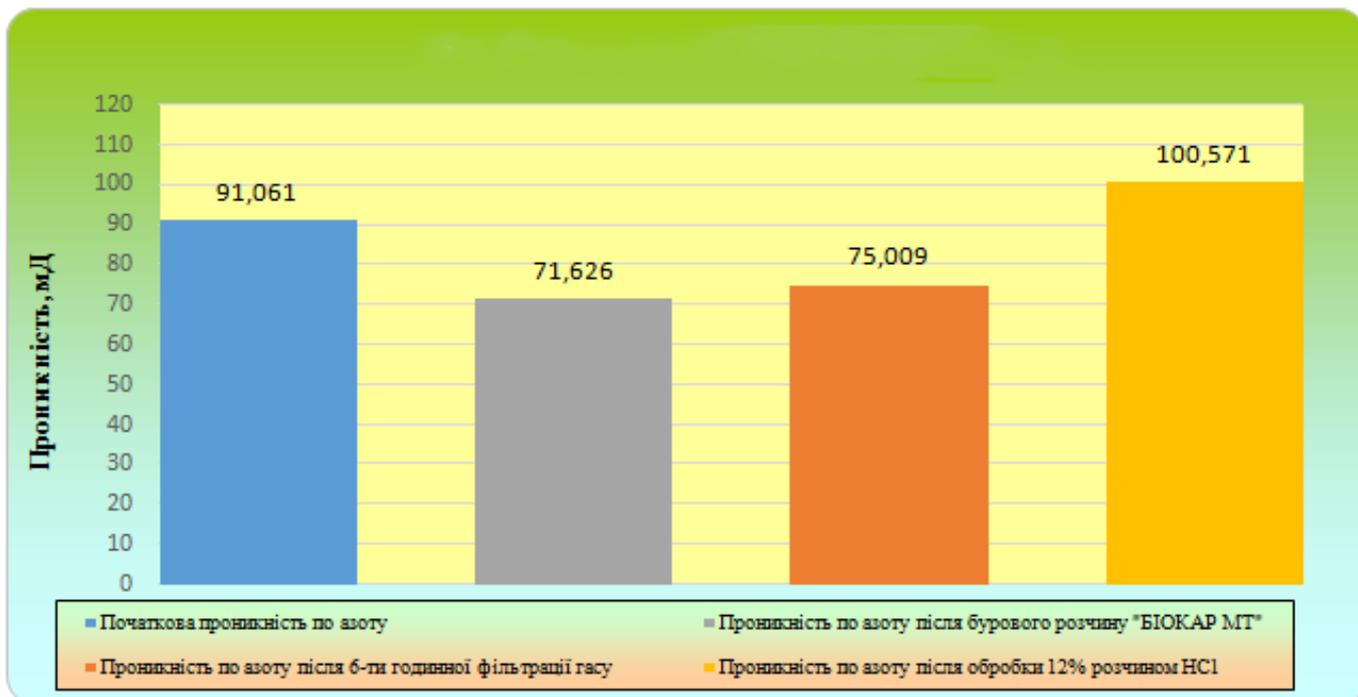


Рисунок 2.2 – Результати заміру проникності по азоту керну № 1

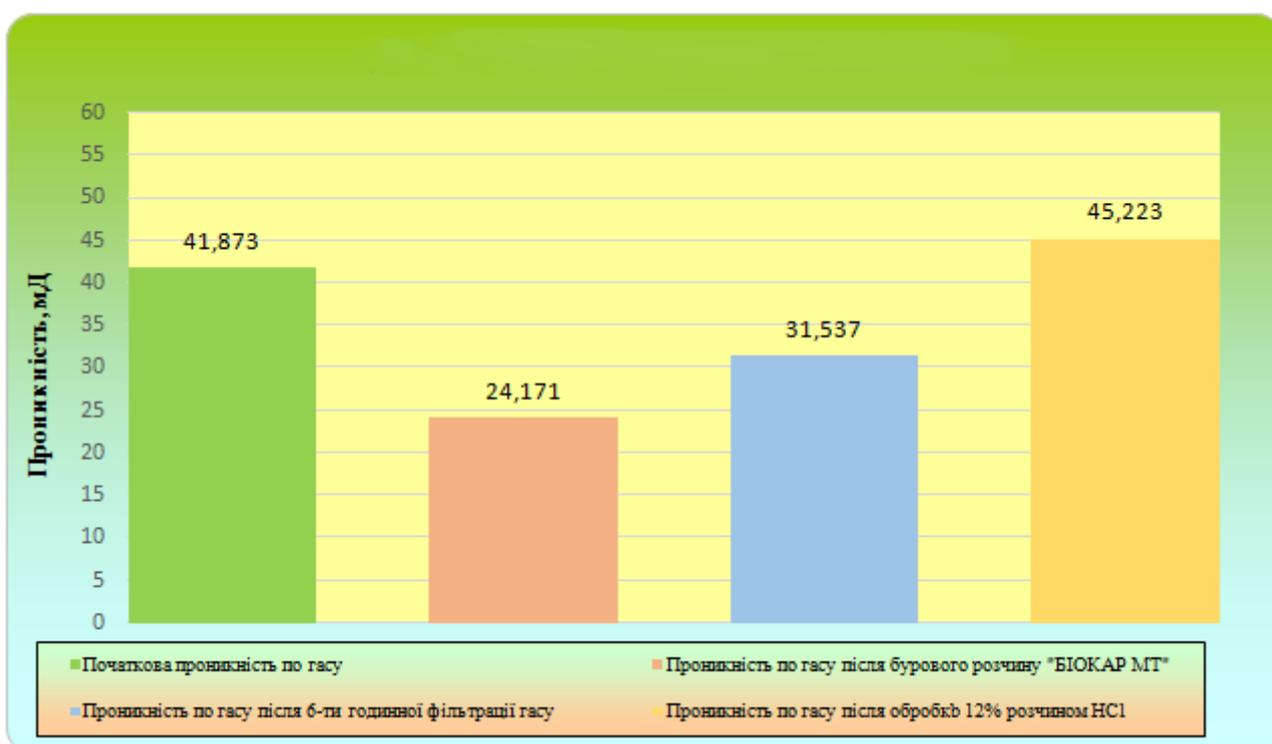


Рисунок 2.3 – Результати заміру проникності по газу керну № 1

Таблиця 2.11 – Початкова проникність по азоту зразка керну № 2

Тиск на вході, МПа	Тиск на виході, МПа	Кількість пропущеного азоту, см ³	Час, с	Проникність, мД
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
16,451	16,190	4400	10	91,786
16,451	16,270	3000	10	90,249
16,451	16,300	2500	10	90,127
16,451	16,300	2500	10	90,127
16,451	16,300	2600	10	93,732
16,451	16,270	3000	10	90,249
16,451	16,240	3700	10	95,346
16,451	16,240	3500	10	90,359
16,451	16,270	3000	10	90,249
16,451	16,270	3000	10	90,249
16,451	16,221	4000	10	94,202
Середнє значення проникності, мД				92,200

Визначення початкової проникності зразка керну по газу (керосину) проводилося шляхом заміру об'єму газу пропущеного через зразок за одиницю часу при створенні депресії 1,1 – 2,3 % від тиску на вході в зразок керну ($\Delta P = 0,181 \div 0,381$ МПа). Результати замірів початкової проникності по газу наведені в таблиці 2.12.

Таблиця 2.12 – Початкова проникність по газу зразка керну № 2

Тиск на вході, МПа	Тиск на виході, МПа	Кількість пропущеного газу, см ³	Час, с	Проникність, мД
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
16,451	16,271	2,1	10	41,399
16,451	16,221	2,6	10	40,132
16,451	16,250	2,4	10	42,384
16,451	16,071	4,3	10	40,200
16,451	16,171	3,2	10	40,586
16,451	16,171	3,4	10	43,122
16,451	16,171	3,0	10	38,049
16,451	16,171	3,6	10	45,659
16,451	16,171	3,6	10	45,659
16,451	16,171	3,5	10	44,391
Середнє значення проникності, мД				42,158

Для даного зразку керну було використано Полімерний буровий розчин з густиною 1,095 г/см³. Буровий розчин подавався на вихідну лінію при тиску

20,0 МПа. Тиск на вході в зразок керну був сталим і підтримувався на рівні 17,0 МПа. За таких умов рідина витримувалася протягом 6 годин. Пори заблоковано повністю після 75 хвилин витримки. За 6 годин витримки виходу рідини з керну не зафіксовано.

Продувка керну після дії на нього Полімерного бурового розчину проводилася при депресії до 50% від тиску азоту на вході в зразок керну (17 МПа) до отримання стабільного потоку газу (без виносу рідини та твердих частинок). Досягнути стабільного потоку азоту через зразок керну вдалося лише після 13 хвилин продувки. Рідина, що діяла на керн не змінила своїх фізичних властивостей.

Визначення проникності зразка керну № 2 по азоту після дії на нього Полімерного бурового розчину проводилося шляхом заміру об'єму азоту пропущеного через зразок за одиницю часу при створенні депресії 1,1 – 1,7 % від тиску на вході в зразок керну ($\Delta P = 0,181 \div 0,281$ МПа). Результати замірів проникності по азоту керну № 2 після дії на нього Полімерного бурового розчину наведені в таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 – Проникність по азоту зразка керну № 2 після дії на нього Полімерного бурового розчину

Тиск на вході, МПа	Тиск на виході, МПа	Кількість пропущеного азоту, см ³	Час, с	Проникність, мД
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
16,304	16,171	3200	10	62,123
16,304	16,271	2000	10	60,166
16,304	16,251	2300	10	62,323
16,304	16,271	2000	10	60,166
16,304	16,271	2000	10	60,166
16,304	16,251	2300	10	62,323
16,304	16,241	2400	10	61,961
16,304	16,251	2300	10	62,323
Середнє значення проникності, мД				61,444

Визначення проникності зразка керну № 2 по гасу після дії на нього Полімерного бурового розчину проводилося шляхом заміру об'єму гасу пропущеного через зразок за одиницю часу при створенні депресії 1,5 – 2,9 %

від тиску на вході в зразок керну ($\Delta P=0,251 \div 0,481$ МПа). Результати замірів проникності по газу керну № 2 після дії на нього Полімерного бурового розчину наведені в таблиці 2.14.

Таблиця 2.14 – Проникність по газу зразка керну № 2 після дії на нього Полімерного бурового розчину

Тиск на вході, МПа	Тиск на виході, МПа	Кількість пропущеного газу, см ³	Час, с	Проникність, мД
1	2	3	4	5
16,451	15,971	3,3	10	24,429
16,451	16,071	2,7	10	25,242
16,451	16,171	1,8	10	22,829
16,549	16,171	2,7	10	25,373
16,451	16,071	2,3	10	21,502
16,451	16,071	2,6	10	24,307
16,549	16,171	2,3	10	21,614
16,451	15,971	2,8	10	20,728
16,451	16,201	1,5	10	21,304
Середнє значення проникності, мД				23,036

Полімерний буровий розчин закономірно знизив фільтраційні властивості зразка керну № 2, але не до критичного рівня.

Моделювання процесу припливу з пласта шляхом фільтрації через зразок керну газу з постійною швидкістю нагнітання (фільтрації) на рівні 1 см³/хв проводилося протягом 6 годин. Опісля, для визначення рівня самовідновлення проникності, було проведено замір проникності зразка керну № 2 як по азоту так і по газу (таблиці 2.15, 2.16).

Проникність по азоту зразка керну № 2 після 6-годинної фільтрації газу дещо покращилася в порівнянні з показниками до 6-годинної фільтрації газу.

Перед продавкою рідини інтенсифікації зразок керну промито 0,5% розчин поверхнево активних речовин (SofirM). Продавка розчину поверхнево активних речовин через зразок керну відбувалася при тиску нагнітання 20,0 МПа та з протитиском 17,0 МПа. Протягом години продавки за даних умов розчин поверхнево активних речовин не пройшов через весь об'єм керну.

Таблиця 2.15 – Проникність по азоту зразка керну № 2 після 6-годинної фільтрації гасу

Тиск на вході, МПа	Тиск на виході, МПа	Кількість пропущеного азоту, см ³	Час, с	Проникність, мД
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
16,549	16,171	4810	10	68,836
16,451	16,221	3000	10	70,771
16,451	16,171	3500	10	67,947
16,451	16,171	3500	10	67,947
16,451	16,171	3500	10	67,947
16,451	16,171	3500	10	67,947
16,451	16,171	3500	10	67,947
16,451	16,171	3500	10	67,947
Середнє значення проникності, мД				68,411

Таблиця 2.16 – Проникність по гасу зразка керну № 2 після 6-годинної фільтрації гасу

Тиск на вході, МПа	Тиск на виході, МПа	Кількість пропущеного гасу, см ³	Час, с	Проникність, мД
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
16,451	16,069	2,1	10	19,532
16,451	16,069	2,0	10	18,602
16,451	16,069	2,2	10	20,462
16,451	15,965	2,8	10	20,477
16,451	15,965	2,7	10	19,746
16,451	16,069	2,5	10	18,507
16,451	15,965	2,7	10	19,746
16,451	16,069	2,1	10	19,532
16,451	16,069	2,0	10	18,602
16,451	16,169	1,6	10	20,152
Середнє значення проникності, мД				19,536

У якості рідини інтенсифікації було використано 12% розчин HCl + 1% поверхнево активних речовин, який подавався на вихідну лінію під тиском 20,0 МПа Тиск на вході в зразок керну підтримувався на рівні 17,0 МПа. Після 35 хвилин витримки рідини інтенсифікації за даних умов відбувся прорив кислоти через всю довжину керну. Після цього було встановлено стабільну фільтрацію рідини інтенсифікації через зразок керну № 2. В загальному 12% розчин HCl + 1% поверхнево активних речовин діяв на зразок керну протягом 1 години.

Продувка керну після дії на нього рідини інтенсифікації проводилася при депресії до 50% від тиску азоту на вході в зразок керну (17 МПа) до отримання стабільного потоку газу (без виносу рідини та твердих частинок).

Для визначення рівня відновлення фільтраційних властивостей було проведено замір проникності зразка керну № 2 як по азоту так і по гасу (таблиці 2.17, 2.18).

Таблиця 2.17 – Проникність по азоту зразка керну № 2 після дії на нього рідини інтенсифікації

Тиск на вході, МПа	Тиск на виході, МПа	Кількість пропущеного азоту, см ³	Час, с	Проникність, мД
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
16,353	16,251	1700	10	90,460
16,451	16,271	3000	10	90,249
16,451	16,321	2200	10	91,421
16,451	16,271	3100	10	93,257
16,451	16,271	3000	10	90,249
16,451	16,291	2700	10	91,296
16,451	16,251	3200	10	86,710
16,451	16,291	2800	10	94,677
16,451	16,271	3000	10	90,249
16,451	16,271	3200	10	96,265
Середнє значення проникності, мД				91,483

Таблиця 2.18 – Проникність по гасу зразка керну № 2 після дії на нього рідини інтенсифікації

Тиск на вході, МПа	Тиск на виході, МПа	Кількість пропущеного гасу, см ³	Час, с	Проникність, мД
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
16,451	16,222	2,8	10	43,404
16,451	16,222	2,8	10	43,404
16,451	16,222	2,9	10	44,954
16,451	16,222	2,9	10	44,954
16,451	16,222	3,2	10	49,605
16,451	16,222	2,7	10	41,854
16,451	16,122	3,8	10	41,024
16,451	16,222	2,8	10	43,404
16,451	16,222	2,8	10	43,404
16,451	16,202	3,2	10	45,627
16,451	16,222	3,0	10	46,504
Середнє значення проникності, мД				44,376

Як бачимо, використання рідини інтенсифікації (12% розчин HCl + 1% поверхнево активних речовин) дало позитивний результат у відновленні фільтраційних властивостей керну № 2. Проникність зразку керну повернулася до початкового рівня.

Як результат, бачимо, що буровий розчин типу «Полімерний» досить добре створює бурову кірку, яка блокує потрапляння фільтрату в пори зразка керну №2, що необхідно при бурінні та підземних ремонтах свердловини та добре очищається 12 % розчином соляної кислоти. Результати дослідження дії бурового розчину та рідини інтенсифікації на керн № 2 показані на рисунках 2.5 2.6, 2.7 та у таблиці 2.19

Таблиця 2.19 – Основні результати дослідження дії бурового розчину та рідини інтенсифікації на керн № 2

Параметр	Значення проникності, мД	Залишкова проникність, %
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>
Початкова проникність по азоту	92,200	100%
Початкова проникність по газу	42,158	100%
Проникність по азоту після прокачування Полімерного бурового розчину	61,444	66,64%
Проникність по газу після прокачування Полімерного бурового розчину	23,036	54,64%
Проникність по азоту після 6-годинної фільтрації газу	68,411	74,20%
Проникність по газу після 6-годинної фільтрації газу	19,536	46,34%
Проникність по азоту після прокачування 12% HCl	91,483	99,20%
Проникність по газу після прокачування 12% HCl	44,376	105,26%

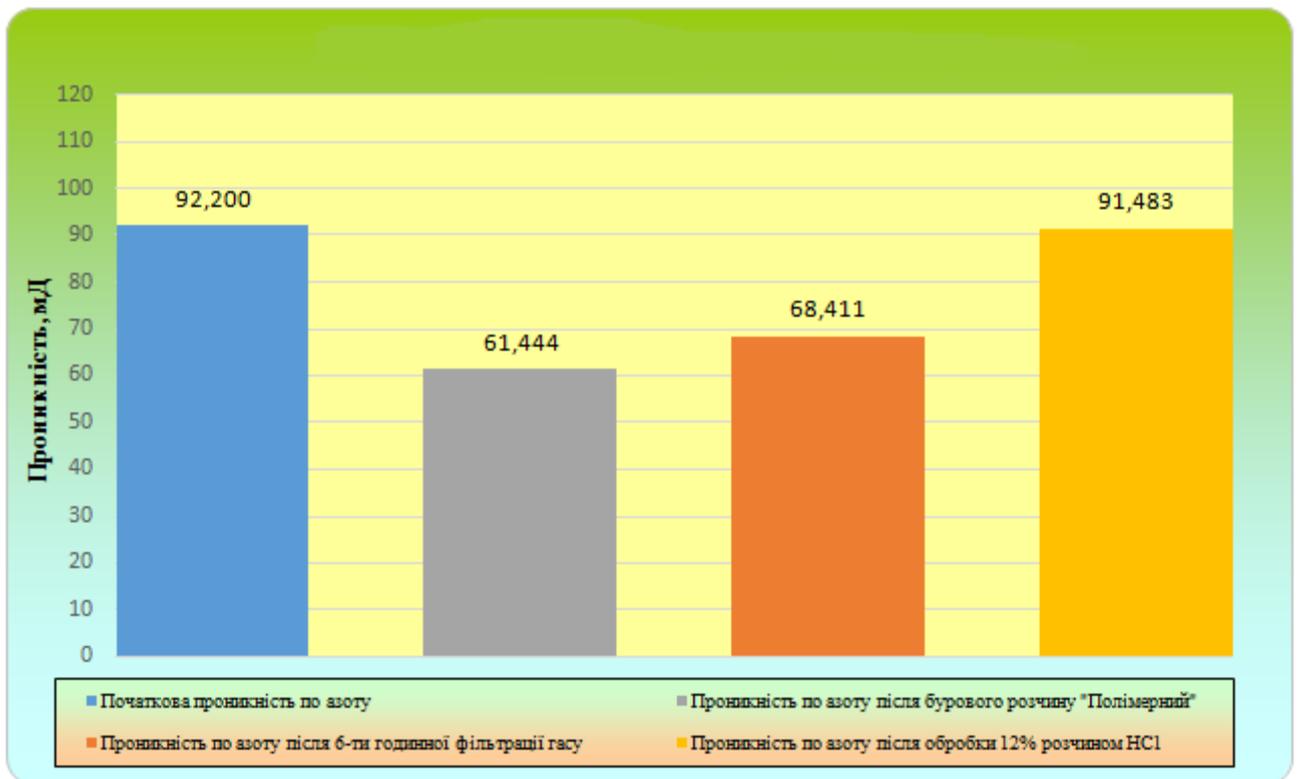


Рисунок 2.5 – Результати заміру проникності по азоту керну № 2

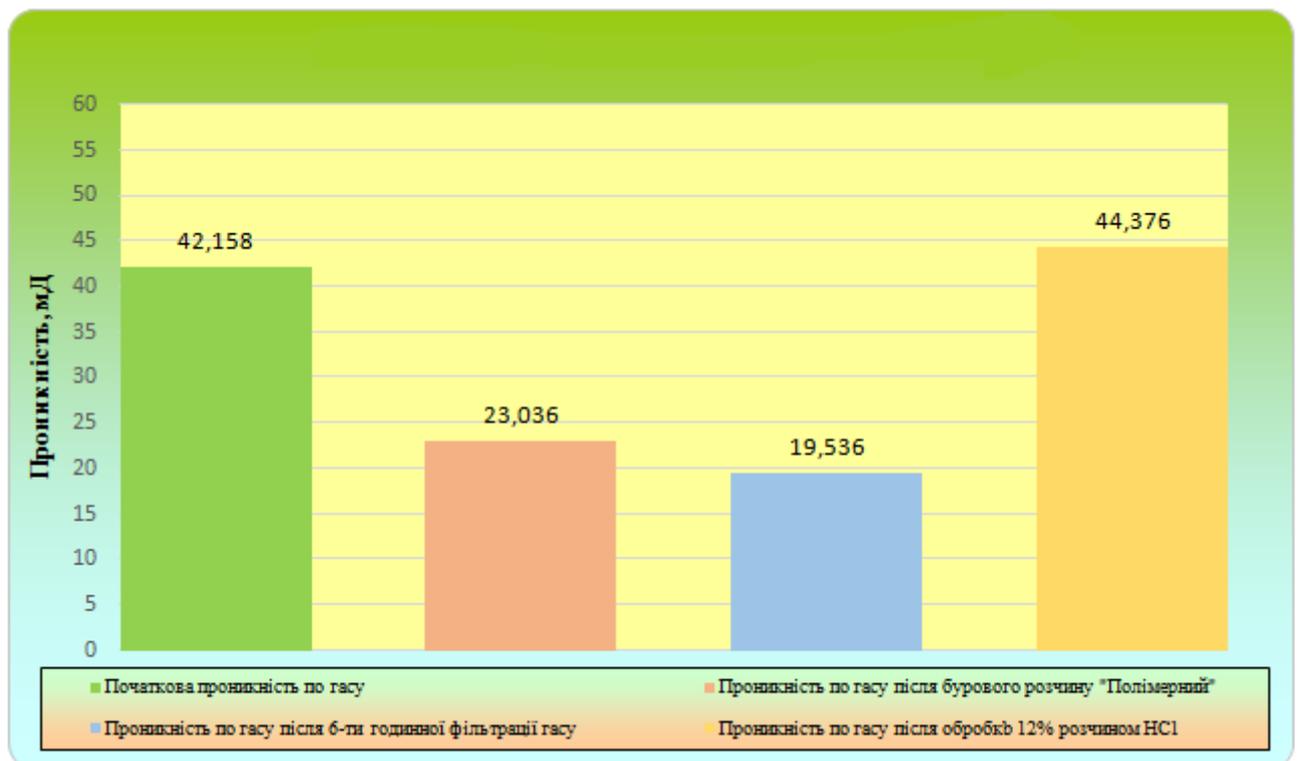


Рисунок 2.6 – Результати заміру проникності по газу керну № 2

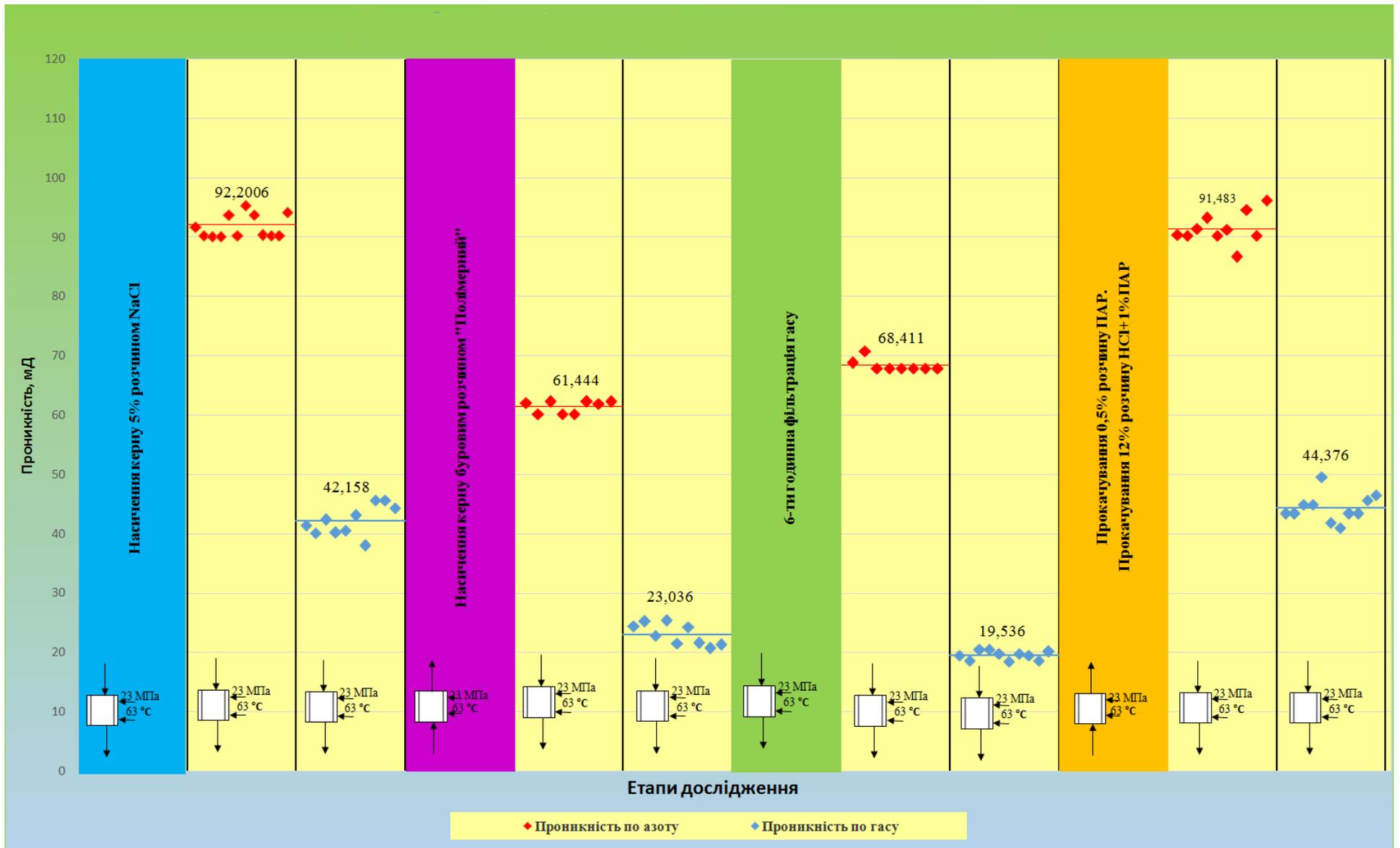


Рисунок 2.7 – Результати впливу бурового розчину та інтенсифікуючої рідини на зразок керну № 2

Таблиця 2.21 – Початкова проникність по газу зразка керну № 3

Тиск на вході, МПа	Тиск на виході, МПа	Кількість пропущеного газу, см ³	Час, с	Проникність, мД
1	2	3	4	5
16,353	16,108	3,0	10	43,528
16,451	16,157	3,4	10	41,110
16,451	16,108	4,0	10	41,455
16,451	16,108	4,4	10	45,601
16,451	16,157	3,8	10	45,946
16,549	16,255	3,4	10	41,110
16,451	15,961	6,0	10	43,528
Середнє значення проникності, мД				43,183

Для даного зразку керну було використано буровий розчин типу «Гуматно-акрило-калієвий» з густиною 1,108 г/см³. Буровий розчин подавався на вихідну лінію при тиску 20,0 МПа. Тиск на вході в зразок керну був сталим і підтримувався на рівні 17,0 МПа. За таких умов рідина витримувалася протягом 6 годин. Проходження фільтрату в керн повністю припинилося після 175 хвилин витримки. За 6 годин витримки виходу рідини з керну не зафіксовано.

Продувка керну після дії на нього бурового розчину типу «Гуматно-акрило-калієвий» проводилася при депресії до 50% від тиску азоту на вході в зразок керну (17,0 МПа) до отримання стабільного потоку газу (без виносу рідини та твердих частинок). Досягнути стабільного потоку азоту через зразок керну вдалося після 9 хвилин продувки. Рідина, що діяла на керн не змінила своїх фізичних властивостей.

Визначення проникності зразка керну № 3 по азоту після дії на нього бурового розчину типу «Гуматно-акрило-калієвий» проводилося шляхом заміру об'єму азоту пропущеного через зразок за одиницю часу при створенні депресії 2,3 – 3,0 % від тиску на вході в зразок керну ($\Delta P = 0,373 \div 0,491$ МПа). Результати замірів проникності по азоту керну №3 після дії на нього бурового розчину типу «Гуматно-акрило-калієвий» наведені в таблиці 2.22.

Таблиця 2.22 – Проникність по азоту зразка керну № 3 після дії на нього бурового розчину типу «Гуматно-акрило-калієвий»

Тиск на вході, МПа	Тиск на виході, МПа	Кількість пропущеного азоту, см ³	Час, с	Проникність, мД
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
16,451	16,059	5000	18	38,690
16,549	16,108	3200	10	39,440
16,451	16,059	2800	10	38,999
16,451	16,059	2700	10	37,606
16,451	16,079	2700	10	39,562
16,451	15,961	3100	10	34,647
16,451	15,961	3200	10	35,764
16,451	16,059	2800	10	38,999
Середнє значення проникності, мД				37,963

Визначення проникності зразка керну № 3 по газу після дії на нього бурового розчину типу «Гуматно-акрило-калієвий» проводилося шляхом заміру об'єму газу пропущеного через зразок за одиницю часу при створенні депресії 1,4 -2,4 % від тиску на вході в зразок керну ($\Delta P=0,226 \div 0,392$ МПа). Результати замірів проникності по газу керну № 3 після дії на нього бурового розчину типу «Гуматно-акрило-калієвий» наведені в таблиці 2.23.

Таблиця 2.23 – Проникність по газу зразка керну № 3 після дії на нього бурового розчину типу «Гуматно-акрило-калієвий»

Тиск на вході, МПа	Тиск на виході, МПа	Кількість пропущеного газу, см ³	Час, с	Проникність, мД
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
16,451	16,206	2,5	10	36,273
16,451	16,157	2,6	10	31,437
16,549	16,324	2,0	10	31,542
16,451	16,157	2,8	10	33,855
16,451	16,088	3,6	10	35,293
16,451	16,059	3,6	10	32,646
16,451	16,108	3,4	10	35,237
16,451	16,088	3,4	10	33,332
16,451	16,206	2,3	10	33,372
16,451	16,157	2,5	10	30,228
16,451	16,137	2,9	10	32,873
Середнє значення проникності, мД				33,281

Буровий розчин типу «Гуматно-акрило-калієвий» закономірно знизив фільтраційні властивості зразка керну № 3, але не до критичного рівня.

Моделювання процесу припливу з пласта шляхом фільтрації через зразок керну гасу з постійною швидкістю нагнітання (фільтрації) на рівні 1 см³/хв. проводилося протягом 6 годин. Опісля, для визначення рівня самовідновлення проникності, було проведено замір проникності зразка керну № 3 як по азоту так і по гасу (таблиці 2.24, 2.25).

Таблиця 2.24 – Проникність по азоту зразка керну № 3 після 6-годинної фільтрації гасу

Тиск на вході, МПа	Тиск на виході, МПа	Кількість пропущеного азоту, см ³	Час, с	Проникність, мД
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
16,451	15,863	4500	10	42,039
16,451	15,863	4500	10	42,039
16,451	15,765	5200	10	41,765
16,451	15,765	5150	10	41,363
16,451	15,667	5800	10	40,886
16,451	15,667	5800	10	40,886
16,451	15,765	5200	10	41,765
16,451	15,765	5150	10	41,363
16,451	15,667	5900	10	41,590
16,451	15,667	5800	10	40,886
Середнє значення проникності, мД				41,458

Таблиця 2.25 – Проникність по гасу зразка керну № 3 після 6-годинної фільтрації гасу

Тиск на вході, МПа	Тиск на виході, МПа	Кількість пропущеного гасу, см ³	Час, с	Проникність, мД
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
16,451	16,255	2,0	10	36,273
16,451	16,285	1,6	10	34,140
16,451	16,294	1,6	10	36,273
16,451	16,255	1,7	10	30,832
16,451	16,206	2,2	10	31,921
16,451	16,275	1,6	10	32,243
16,451	16,206	2,6	10	37,724
16,451	16,255	1,7	10	30,832
16,451	16,206	2,4	10	34,823

Закінчення таблиці 2.25

1	2	3	4	5
16,451	16,206	2,2	10	31,921
16,451	16,304	1,4	10	33,855
16,451	16,275	1,6	10	32,243
Середнє значення проникності, мД				33,59

Проникність зразка керну № 3 після 6-годинної фільтрації гасу дещо покращилася в порівнянні з показниками до 6-годинної фільтрації гасу. Це дозволяє припустити, що при довшому часі природної фільтрації флюїду через зразок керну після використання бурового розчину типу «Гуматно-акрилокалієвий» показник проникності можливо дещо покращиться.

Перед продавкою рідини інтенсифікації через зразок керну прокачано 0,5% розчин поверхнево активних речовин (SofirM). Продавити розчин поверхнево активних речовин через зразок вдалося після 46 хвилин нагнітання при тиску 20,0 МПа та з протитиском 17,0 МПа.

В якості рідини інтенсифікації було використано 12% розчин HCl + 1% поверхнево активних речовин, який подавався на вихідну лінію під тиском 20,0 МПа. Тиск на вході в зразок керну підтримувався на рівні 17,0 МПа. Після 7 хвилин витримки рідини інтенсифікації за даних умов відбувся прорив кислоти через всю довжину керну. Після цього було встановлено стабільну фільтрацію рідини інтенсифікації через зразок керну № 3. В загальному 12% розчин HCl + 1% поверхнево активних речовин діяв на зразок керну протягом 1 години.

Продувка керну після дії на нього рідини інтенсифікації проводилася при депресії до 50% від тиску азоту на вході в зразок керну (17,0 МПа) до отримання стабільного потоку газу (без виносу рідини та твердих частинок).

Для визначення рівня відновлення фільтраційних властивостей було проведено замір проникності зразка керну № 3 як по азоту так і по гасу (таблиці 2.26, 2.27).

Таблиця 2.26 – Проникність по азоту зразка керну № 3 після дії на нього рідини інтенсифікації

Тиск на вході, МПа	Тиск на виході, МПа	Кількість пропущеного азоту, см ³	Час, с	Проникність, мД
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
16,353	16,010	4100	10	65,561
16,451	16,285	2100	10	68,348
16,451	16,157	3500	10	64,803
16,451	16,128	3800	10	64,019
16,451	16,157	3400	10	62,952
16,353	16,059	3500	10	65,195
16,353	16,039	3600	10	62,905
16,353	16,059	3500	10	65,195
16,353	16,059	3700	10	68,921
16,353	16,030	3800	10	64,407
16,451	16,128	3800	10	64,019
Середнє значення проникності, мД				65,121

Таблиця 2.27 – Проникність по газу зразка керну № 3 після дії на нього рідини інтенсифікації

Тиск на вході, МПа	Тиск на виході, МПа	Кількість пропущеного газу, см ³	Час, с	Проникність, мД
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
16,451	16,010	4,6	10	37,080
16,451	16,059	4,2	10	38,087
16,451	16,157	3,3	10	39,901
16,353	16,059	3,0	10	36,273
16,451	16,157	3,3	10	39,901
16,451	16,059	4,2	10	38,087
16,353	15,961	4,3	10	38,994
16,353	15,961	4,2	10	38,087
16,353	15,961	4,2	10	38,087
16,353	15,961	4,3	10	38,994
16,451	16,059	4,2	10	38,087
16,451	16,059	4,0	10	36,273
Середнє значення проникності, мД				38,154

Як бачимо, використання рідини інтенсифікації (12% розчин HCl + 1% поверхнево активних речовин) дало позитивний результат у відновленні фільтраційних властивостей керну № 3. Проникність зразку керну по азоту

відновилася до 77,8 % від рівня початкової. Проникність зразку керну по гасу відновилася до 88,4 % від рівня початкової.

Як результат, буровий розчин типу «Гуматно-акрило-калієвий» досить добре створює бурову кірку, яка блокує потрапляння фільтрату в пори зразка керну № 3, що необхідно при бурінні та підземних ремонтах свердловини, має добрий показник самоочищення та очищається 12 % розчином соляної кислоти до рівня 77-88% від початкової проникності. Результати дослідження дії бурового розчину та рідини інтенсифікації на керн № 3 показані на рисунках 2.8, 2.9, 2.10 та у таблиці 2.28

Таблиця 2.28 – Основні результати дослідження дії бурового розчину та рідини інтенсифікації на керн № 3

Показник	Значення проникності, мД	Залишкова проникність, %
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>
Початкова проникність по азоту	83,725	100%
Початкова проникність по гасу	43,183	100%
Проникність по азоту після прокачування Гуматно-акрило-калієвого бурового розчину	37,963	45,34%
Проникність по гасу після прокачування Гуматно-акрило-калієвого бурового розчину	33,281	77,07%
Проникність по азоту після 6-годинної фільтрації гасу	41,458	49,52%
Проникність по гасу після 6-годинної фільтрації гасу	33,590	77,79%
Проникність по азоту після прокачування 12% НСІ	65,121	77,78%
Проникність по гасу після прокачування 12% НСІ	38,154	88,36%

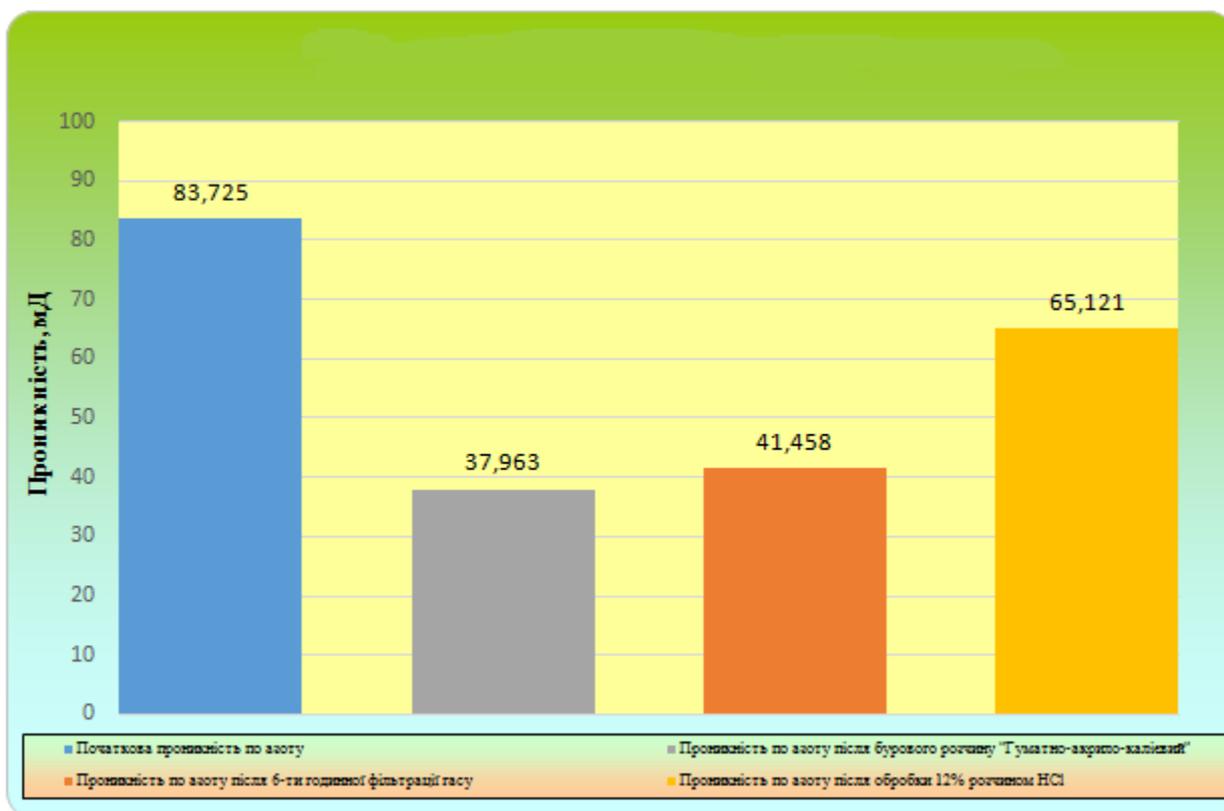


Рисунок 2.8 – Результати заміру проникності по азоту керну № 3

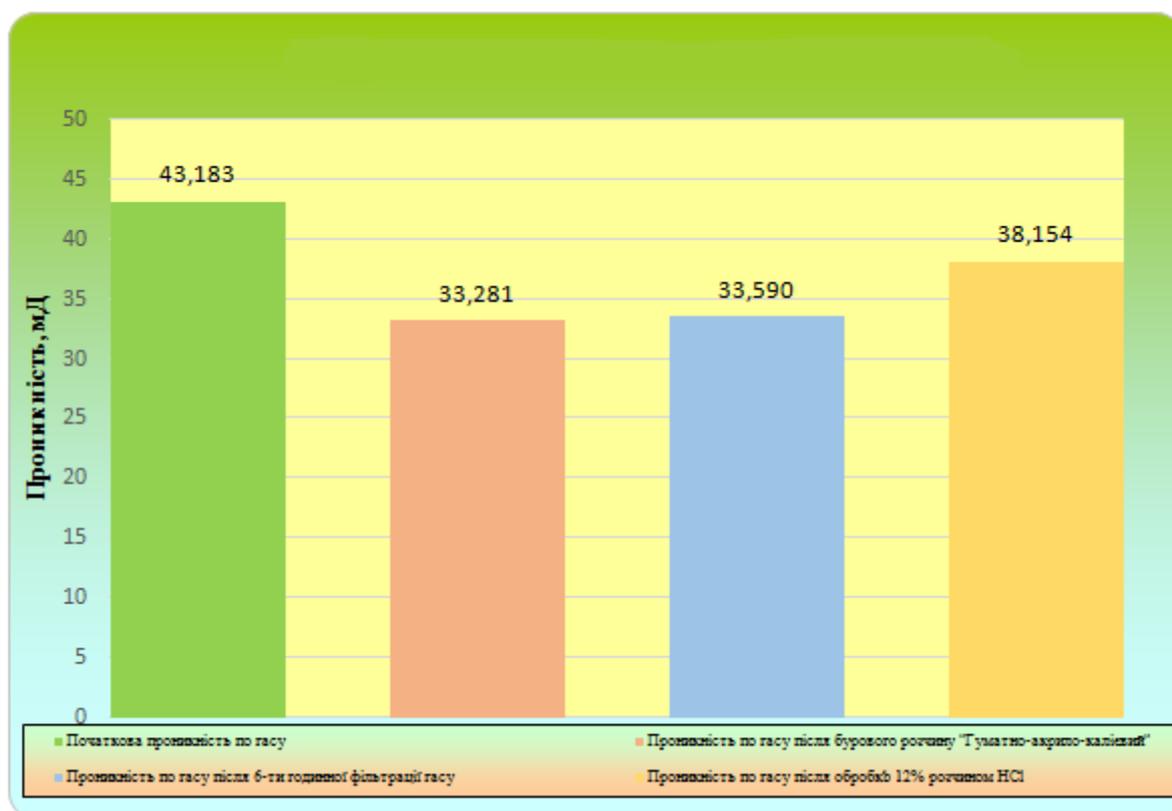


Рисунок 2.9 – Результати заміру проникності по газу керну № 3

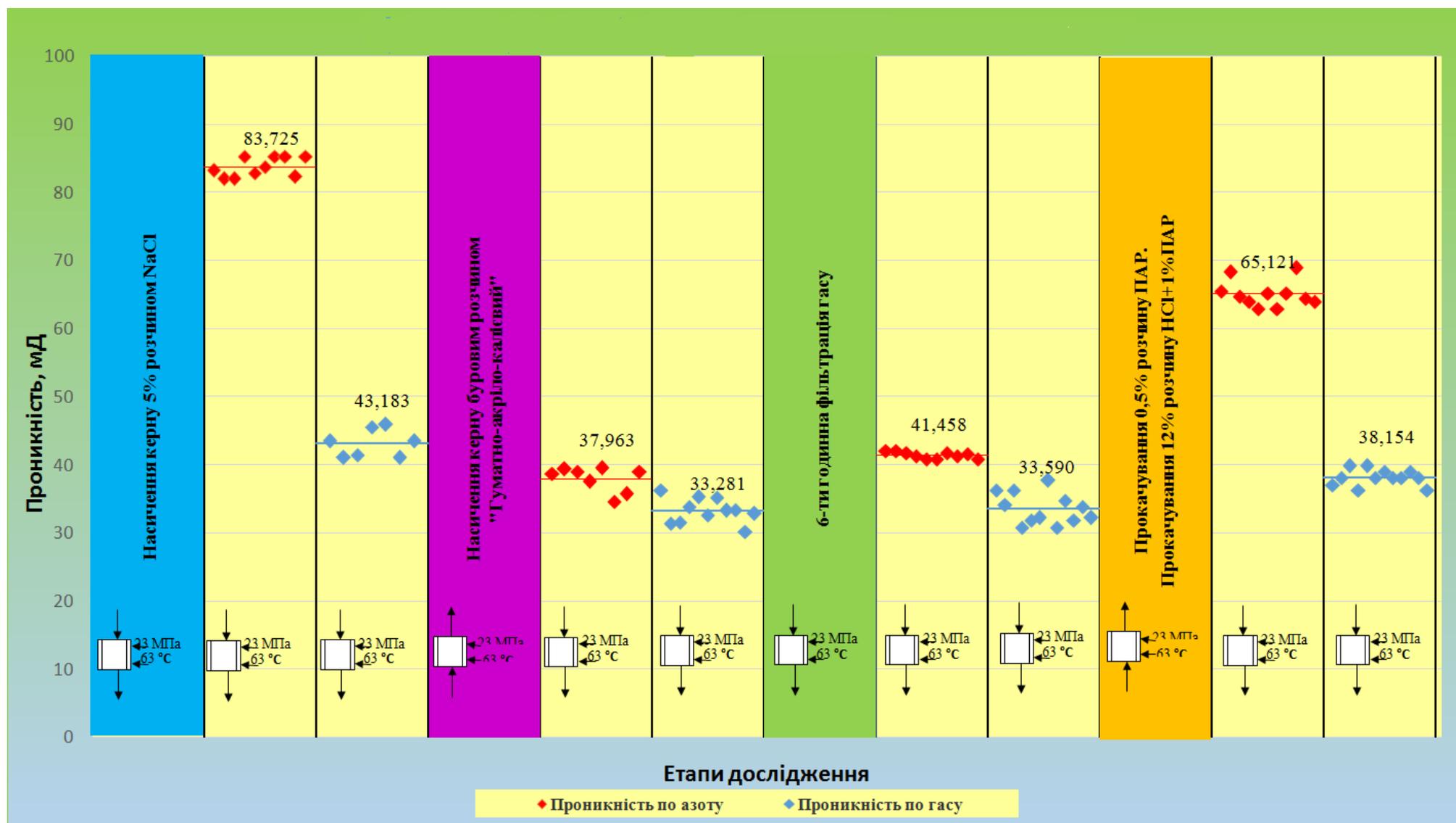


Рисунок 2.10 – Результати впливу бурового розчину та інтенсифікуючої рідини на зразок керну № 3

Керн №4

Зразок керну № 4 відібраний з інтервалу глибини 2189-2245 м у свердловині №1 Ковраківського родовища. Пористість даного зразка складає 20,12 %.

Після завантаження зразку керну в камеру високого тиску його було насичено 5% розчином NaCl.

Визначення початкової проникності зразка керну по азоту проводилося шляхом заміру об'єму азоту пропущеного через зразок за одиницю часу при створенні депресії 2,0 – 3,2 % від тиску на вході в зразок керну ($\Delta P=0,335 \div 0,525$ МПа). Результати замірів початкової проникності по азоту наведені в таблиці 2.29.

Таблиця 2.29 – Початкова проникність по азоту зразка керну № 4

Тиск на вході, МПа	Тиск на виході, МПа	Кількість пропущеного азоту, см ³	Час, с	Проникність, мД
16,451	16,117	4120	10	67,194
16,451	16,117	4210	10	68,662
16,451	16,117	4250	10	69,314
16,451	16,117	4140	10	67,520
16,451	16,117	4220	10	68,825
16,451	15,927	6610	10	69,116
Середнє значення проникності, мД				68,438

Визначення початкової проникності зразка керну по гасу (керосину) проводилося шляхом заміру об'єму гасу пропущеного через зразок за одиницю часу при створенні депресії 0,9 – 3,2% від тиску на вході в зразок керну ($\Delta P=0,144 \div 0,525$ МПа). Результати замірів початкової проникності по гасу наведені в таблиці 2.30.

Таблиця 2.30 – Початкова проникність по гасу зразка керну № 4

Тиск на вході, МПа	Тиск на виході, МПа	Кількість пропущеного гасу, см ³	Час, с	Проникність, мД
16,451	15,927	10	15,0	45,201
16,451	16,022	10	16,9	49,004
16,451	16,069	10	19,8	47,035
16,451	16,279	5	22,0	46,814
16,451	16,307	5	25,0	49,352
16,451	16,307	5	25,5	48,384
Середнє значення проникності, мД				47,631

Для даного зразку керну було використано Полімерний буровий розчин з густиною 1,095 г/см³. Буровий розчин подавалася на вихідну лінію при тиску 20,0 МПа. Тиск на вході в зразок керну був сталим і підтримувався на рівні 17,0 МПа. За таких умов рідина витримувалася протягом 6 годин. Проходження фільтрату в керн повністю припинилося після 25 хвилин витримки. За 6 годин витримки виходу рідини з керну не зафіксовано.

Продувка керну після дії на нього Полімерного бурового розчину проводилася при депресії до 50% від тиску азоту на вході в зразок керну (17,0 МПа) до отримання стабільного потоку газу (без виносу рідини та твердих частинок). Досягнути стабільного потоку азоту через зразок керну вдалося після 7 хвилин продувки. Рідина, що діяла на керн не змінила своїх фізичних властивостей.

Визначення проникності зразка керну № 4 по азоту після дії на нього Полімерного бурового розчину проводилося шляхом заміру об'єму азоту пропущеного через зразок за одиницю часу при створенні депресії 1,5 – 2,3 % від тиску на вході в зразок керну ($\Delta P = 0,239 \div 0,382$ МПа). Результати замірів проникності по азоту керну № 4 після дії на нього Полімерного бурового розчину наведені в таблиці 2.31.

Таблиця 2.31 – Проникність по азоту зразка керну № 4 після дії на нього Полімерного бурового розчину

Тиск на вході, МПа	Тиск на виході, МПа	Кількість пропущеного азоту, см ³	Час, с	Проникність, мД
16,451	16,164	1850	10	35,123
16,451	16,069	2340	10	33,460
16,451	16,117	2120	10	34,575
16,451	16,069	2490	10	35,605
16,451	16,164	1870	10	35,503
16,451	16,212	1550	10	35,226
Середнє значення проникності, мД				34,916

Визначення проникності зразка керну № 4 по гасу після дії на нього Полімерного бурового розчину проводилося шляхом заміру об'єму гасу

пропущеного через зразок за одиницю часу при створенні депресії 0,6 – 4,9 % від тиску на вході в зразок керну ($\Delta P=0,097 \div 0,810$ МПа). Результати замірів проникності по газу керну № 4 після дії на нього Полімерного бурового розчину наведені в таблиці 2.32.

Таблиця 2.32 – Проникність по газу зразка керну № 4 після дії на нього Полімерного бурового розчину

Тиск на вході, МПа	Тиск на виході, МПа	Кількість пропущеного газу, см ³	Час, с	Проникність, мД
16,451	16,022	10	27	30,673
16,451	16,022	10	28	29,577
16,451	16,022	10	27	30,673
16,451	16,355	3	35,3	31,297
16,451	16,355	3	34,8	31,746
16,451	15,641	10	13,9	31,593
16,451	15,641	10	14,2	30,926
Середнє значення проникності, мД				23,320

Полімерний буровий розчин закономірно знизив фільтраційні властивості зразка керну № 4, але не до критичного рівня (залишкова проникність керну по азоту на рівні 51 % від початкового значення).

Моделювання процесу припливу з пласта шляхом фільтрації через зразок керну газу з постійною швидкістю нагнітання (фільтрації) на рівні 1 см³/хв проводилося протягом 6 годин. Опісля, для визначення рівня самовідновлення проникності, було проведено замір проникності зразка керну № 4 як по азоту так і по газу (таблиця 2.33, 2.34).

Таблиця 2.33 – Проникність по азоту зразка керну № 4 після 6-годинної фільтрації газу

Тиск на вході, МПа	Тиск на виході, МПа	Кількість пропущеного азоту, см ³	Час, с	Проникність, мД
16,451	15,879	4110	10	39,461
16,451	16,164	2100	10	39,870
16,451	15,927	3680	10	38,479
16,451	15,927	3880	10	40,570
16,451	15,593	6180	10	39,944
16,451	16,117	2350	10	38,327
Середнє значення проникності, мД				39,442

Таблиця 4.34 – Проникність по газу зразка керну № 4 після 6-годинної фільтрації газу

Тиск на вході, МПа	Тиск на виході, МПа	Кількість пропущеного газу, см ³	Час, с	Проникність, мД
16,451	16,022	5	13,1	31,609
16,451	16,212	2	9,2	32,318
16,451	16,212	2	9,3	31,970
16,451	16,212	5	22,1	33,634
16,451	16,212	5	23,8	31,231
16,451	16,164	5	19	32,635
16,451	16,164	5	20	31,003
Середнє значення проникності, мД				32,057

Проникність зразка керну № 4 після 6-годинної фільтрації газу дещо покращилася в порівнянні з показниками до 6-годинної фільтрації газу. Це дозволяє припустити, що при довшому часі природної фільтрації флюїду через зразок керну після використання Полімерного бурового розчину показник проникності можливо буде покращуватися.

Перед продавкою рідини інтенсифікації зразок керну промито 0,5% розчин поверхнево активних речовин. Продавка розчину поверхнево активних речовин через зразок керну відбувалася при тиску нагнітання 20,0 МПа та з протитиском 17,0 МПа. Протягом години продавки за даних умов розчин поверхнево активних речовин не пройшов через весь об'єм керну.

В якості рідини інтенсифікації було використано розчин 12% CH_3COOH (оцтова кислота) +1% поверхнево активних речовин, який подавався на вихідну лінію під тиском 20,0 МПа Тиск на вході в зразок керну підтримувався на рівні 17,0 МПа. Протягом 1,5 години дії на зразок керну № 4 рідина інтенсифікації не пройшла через всю довжину керну.

Продувка керну після дії на нього рідини інтенсифікації проводилася при депресії до 50% від тиску азоту на вході в зразок керну (17,0 МПа) до отримання стабільного потоку газу (без виносу рідини та твердих частинок).

Для визначення рівня відновлення фільтраційних властивостей було проведено замір проникності зразка керну № 4 як по азоту так і по газу (таблиця 2.35, 2.36).

Таблиця 2.35 – Проникність по азоту зразка керну № 4 після дії на нього рідини інтенсифікації

Тиск на вході, МПа	Тиск на виході, МПа	Кількість пропущеного азоту, см ³	Час, с	Проникність, мД
16,451	16,164	830	5	31,516
16,451	15,927	1520	5	31,787
16,451	16,022	2510	10	31,964
16,451	15,927	2870	10	30,010
16,451	15,736	4220	10	32,574
16,451	16,022	2490	10	31,709
Середнє значення проникності, мД				31,593

Таблиця 2.36 – Проникність по газу зразка керну № 4 після дії на нього рідини інтенсифікації

Тиск на вході, МПа	Тиск на виході, МПа	Кількість пропущеного газу, см ³	Час, с	Проникність, мД
16,451	16,355	2	30,1	24,469
16,451	16,355	2	30,3	24,308
16,451	16,212	5	32,1	23,156
16,451	15,927	5	14,5	23,380
16,451	16,355	2	29,9	24,633
16,451	16,212	5	31	23,978
16,451	15,927	5	13,6	24,927
Середнє значення проникності, мД				24,121

Як бачимо, використання рідини інтенсифікації (розчин 12% CH_3COOH (оцтова кислота) +1%поверхнево активних речовин) не дало позитивного результату у відновленні фільтраційних властивостей керну № 4, а навпаки знизило фільтраційні властивості керну. Проникність зразку керну склала майже 50 % від рівня початкової як по азоту так і по газу.

Таблиця 2.37 – Основні результати дослідження дії бурового розчину та рідини інтенсифікації на керн № 4

Параметр	Значення проникності ,мД	Залишкова проникність %
Початкова проникність по азоту	68,438	100%
Початкова проникність по газу	47,631	100%
Проникність по азоту після прокачування Полімерного бурового розчину	34,916	51,02%
Проникність по газу після прокачування Полімерного бурового розчину	30,926	64,93%
Проникність по азоту після 6-годинної фільтрації газу	39,442	57,63%
Проникність по газу після 6-годинної фільтрації газу	32,057	67,30%
Проникність по азоту після прокачування 12%оцтової кислоти	31,593	46,16%
Проникність по газу після прокачування 12% оцтової кислоти	24,121	50,64%

Як результат, бачимо, що Полімерний буровий розчин досить добре створює бурову кірку, яка запобігає значному потраплянню фільтрату в пори зразка керну № 4, що необхідно при бурінні та підземних ремонтах свердловини, має гарний показник самоочищення. 12 % оцтова кислота не підходить для очистки даного зразку керну від залишків полімерного розчину. Результати дослідження дії бурового розчину та рідини інтенсифікації на керн № 4 показані на рисунках 2.11, 2.12, 2.13 та у таблиці 2.37.

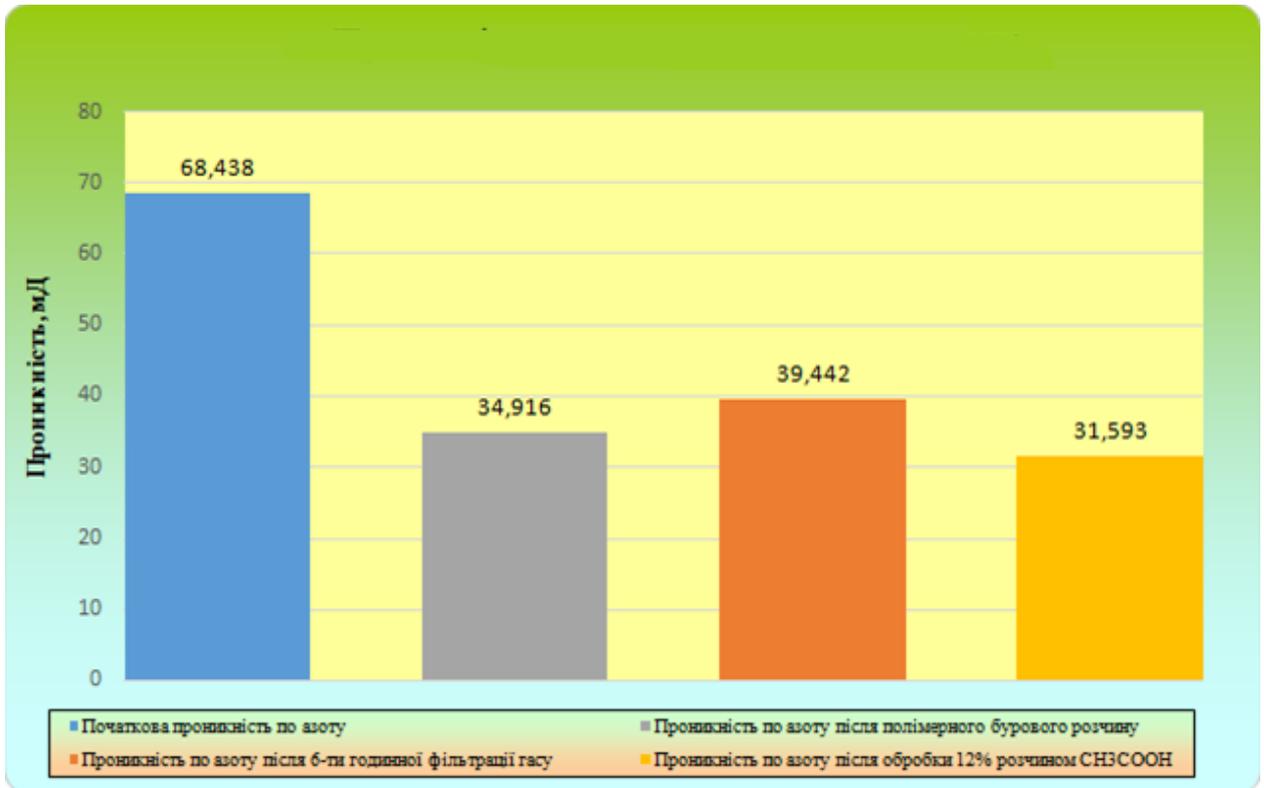


Рисунок 2.11 – Результати заміру проникності по азоту керну № 4

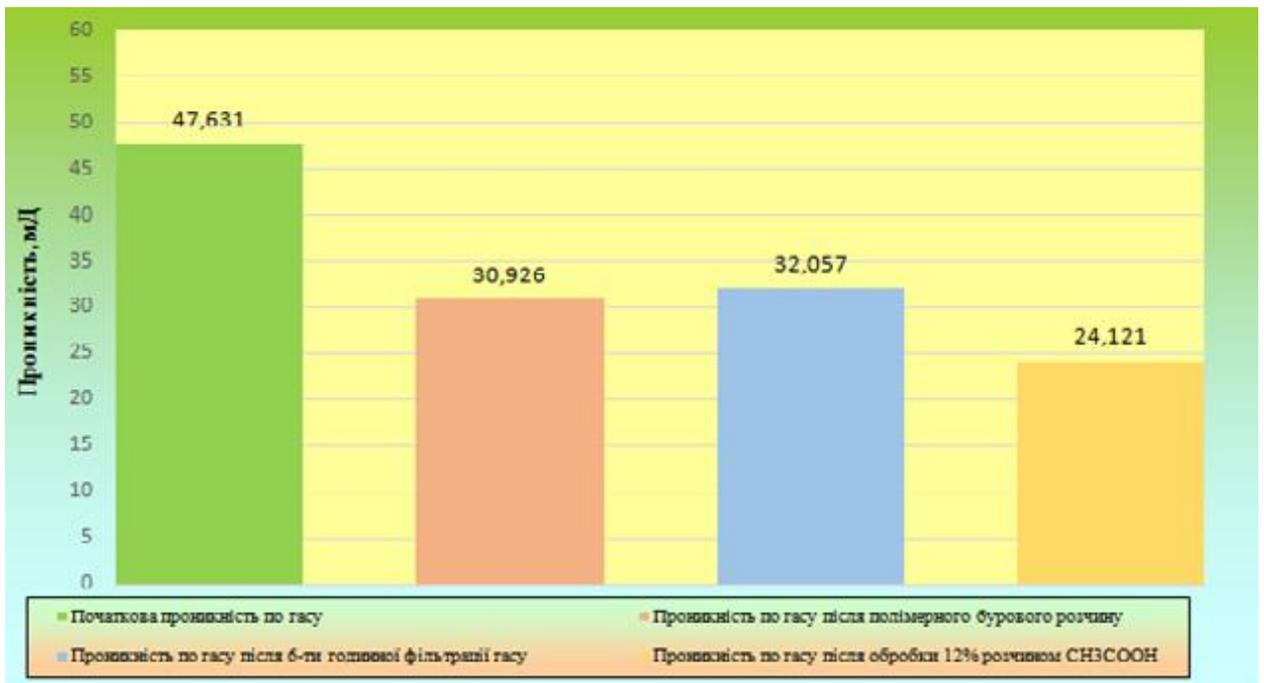


Рисунок 2.12 – Результати заміру проникності по газу керну № 4

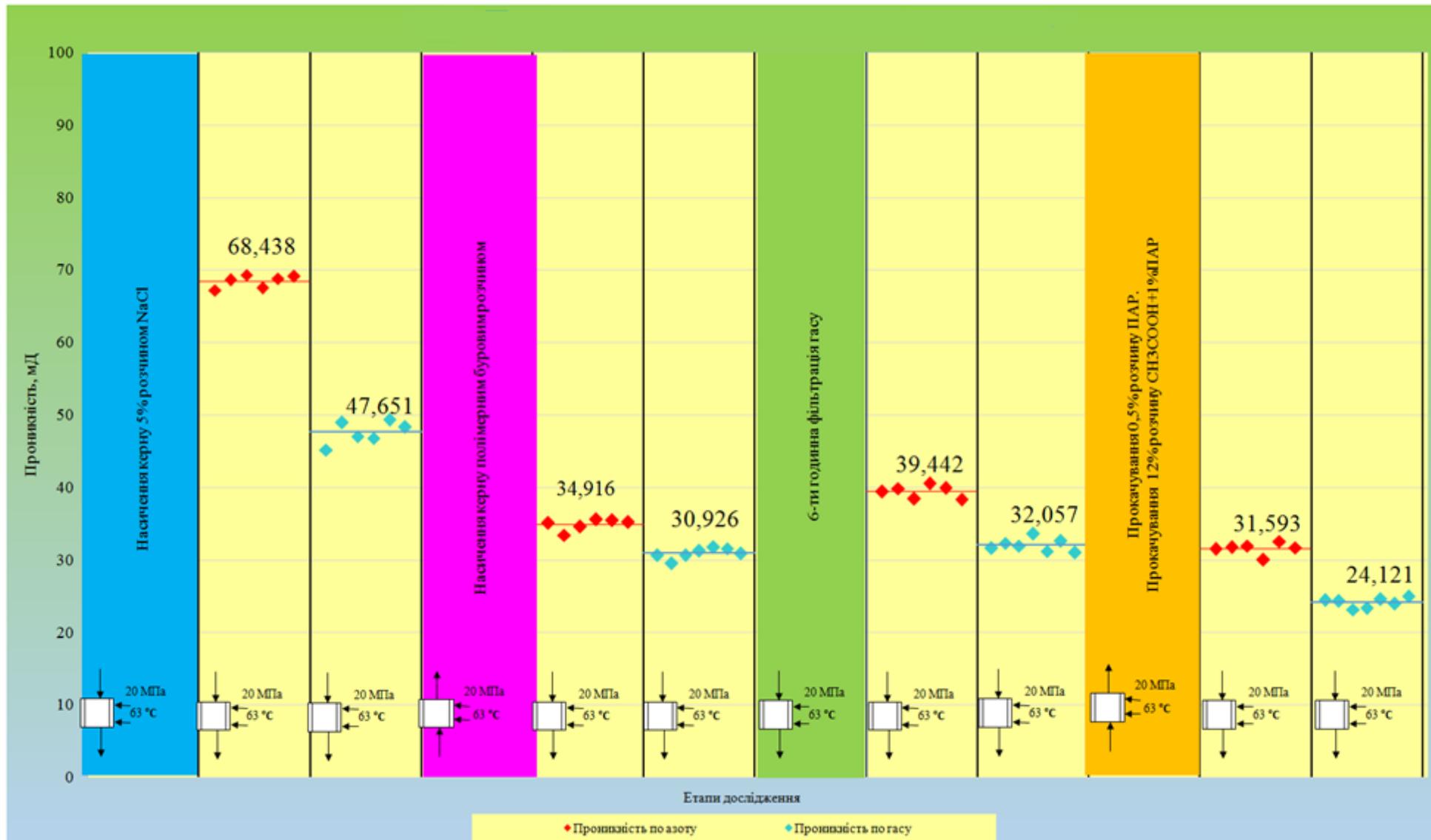


Рисунок 2.13 – Результати впливу бурового розчину та інтенсифікуючої рідини на зразок керну № 4

2. 3 Висновки за розділом 2

1. Зразки керну зі св № 1 Ковраківська високопористі (20-26 %).

2. За 6 години витримки кожного з бурових розчинів, фільтрація по всьому зразку не відмічалася в жодному випадку. Це свідчить про те, що всі досліджувані розчини досить добре створюють бурову кірку, яка блокує потрапляння фільтрату в пори зразка керну, що необхідно для буріння та підземних ремонтів свердловин.

3. Біокар МТ знижує проникність високопористих зразків керну по газу в середньому на 22 %. Пори блокує повністю за 15-30 хв витримки.

4. Полімерний (біополімерний) розчинт знижує проникність високопористих зразків керну по газу на 33 %. Пори блокує повністю за 60-90 хв.

5. Гуматно-акрило-калієвий (глинистий) розчин знижує проникність високопористих зразків керну по газу на 55%. Пори блокує повністю за 90-120 хв.

6. Після 6-годинної фільтрації гасу через високопористі зразки керну показник відновлення проникності збільшується в середньому на 4-10%, що дозволяє припустити, що при довшому часі природньої фільтрації флюїду через високопористу породу після використання досліджуваних бурових розчинів показник проникності можливо буде самовідновлюватися.

7. Перед подачею розчину інтенсифікації зразки керну промивалися 0,5% розчином поверхнево активних речовин. У більшості випадків даний розчин поверхнево активних речовинам протягом години подачі не пройшов через всю довжину керну, де було використано полімерний буровий розчин. В інших випадках розчин поверхнево активних речовин проходив через всю довжину керну з помітним затуханням фільтрації, а інколи пульсуючи. Можливо даний розчин призводить до певного розбухання залишків бурового розчину в породі чи глинистих частинок породи.

8. Розчин 12%НСІ+1%поверхнево активних речовин проходив через високопористі зразки керну для яких було використано буровий розчин типу Біокар МТ та полімерний протягом 1-15 хв. Добре продувався азотом. В усіх випадках покращував показник проникності до рівня початкового. На кернах де було використано гуматно-акрило-каллієвий розчин вдалося досягти значення проникності після використання 12%розчину соляної кислоти на рівні 88 % від початкової.

9. Розчин 12 % CH_3COOH (оцтова кислота) +1% поверхнево активних речовин в кожному з випадків погіршував проникність зразків керну, тому не рекомендується використовувати її в якості рідини інтенсифікації для обробки досліджуваних пластів.

10. Враховуючи специфіку буріння, проведення капітального ремонту свердловин та завдання, які стоять перед буровими розчинами (реологічна здатність, стабільність рідини, охолодження бурового інструменту, утворення на стінках стовбуру свердловини блокуючої кірки та ін.), вважаємо Біокар МТ найкращим буровим розчином для розкриття досліджуваних продуктивних горизонтів.

РОЗДІЛ 3. МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ПРОЦЕСУ ПРОНИКНОСТІ ПІЩАНОГО КОЛЕКТОРУ

3.1 Опис програмного забезпечення Comsol

Українська нафтогазова промисловість – галузь, де мультифізичне моделювання може істотно підвищити ефективність, а також допомогти в розробці нових технологій – від розвідки родовищ до збуту готової продукції.

Програма, яка відкриває нові можливості в нафтогазовій галузі за допомогою мультифізичного моделювання, – COMSOL Multiphysics [32]. Вона призначена для розробників, експериментаторів і наукових співробітників. Завдяки широкому вибору функцій зображення результатів розрахунків, програма може використовуватися в вищих навчальних закладах.

Програма містить бібліотеку ДРЧП (диференційні рівняння з частковими похідними) і різні засоби для моделювання та симуляції. До них належать: схеми для геометричних побудов, генераторині сітки, різні вирішувачі, які допоможуть швидко впоратися навіть з найскладнішими завданнями лінійних і нелінійних задач, а також обробки пласта. COMSOL Multiphysics дозволяє вирішувати мультифізичні завдання, які описуються комбінацією різних ДРЧП і завдяки цьому проводиться комплексний аналіз фізичної моделі [33].

Графічне середовище COMSOL Desktop™ складається з декількох частин. Основна частина середовища, в якій зображується структура моделі називається Model Builder (Будівник моделей). Інтерфейс аналогічний дереву побудови в CAD системах, які до теперішнього часу представлені на ринку. Користувач бачить в процесі підготовки моделі всі її основні частини в

чотирьох основних точках: підготовка геометрії (геометрії), генерування сітки (Mesh), варіант аналізу (дослідження) і обробка результатів розрахунків (Результати). Одночасно можна підготувати кілька варіантів моделі.

Програмування, орієнтоване на матеріали, – це новий порядок для завдання фізичних властивостей матеріалів заданих в моделі. Його принцип полягає в тому, що матеріал заданий до визначення інших властивостей аналізованої моделі і всі інші завдання зчитують властивості матеріалів з єдиного джерела.

Цей програмний комплекс може бути використаний протягом усього циклу робіт від завантаження вихідних даних до створення звітної графічної і табличної інформації [34]. Роботи над проектом можуть бути виконані як одним фахівцем, так і розбиті на технологічні етапи для спільної роботи групи фахівців. Така робота виконується в пов'язаному інформаційному просторі, де кожному доступні результати роботи будь-якого члена команди. Усі дані об'єднані в проекті у вигляді ієрархічної структури і доступні користувачеві як елементи дерева об'єктів. Існує можливість створення підпроектів – виділення деяких об'єктів більшого проекту в окремий проект, як за сукупністю, так і за площею, з'єднання даних декількох проектів в одному, і обмін даними між проектами.

У ході роботи над проектом підтримується можливість супроводу модифікацій бази даних у вигляді набору її фіксованих станів (версій), з подальшою можливістю повернень в попередній стан або повернення до скасованого. У такому випадку база даних Comsol є дерево версій проекту. Об'єднання в єдиному інструментальному просторі всієї сукупності вище перелічених об'єктів дозволило в рамках єдиного проекту вирішувати всі розглянуті вище етапи технології, а також проводити ручну і автоматичну кореляцію свердловин, ув'язку керна і ГІС, інтерпретацію ГІС з розробкою рівнянь, масштабування тривимірної геологічної моделі [35,36].

У Comsol реалізовано широкий комплекс алгоритмів структурного моделювання на регулярних і нерегулярних сітках, що дозволяє вписувати

тектонічні порушення будь-якої форми. Для побудови сіток використовуються алгоритми стандартного і адаптивного методу змінного середнього, кригінг, стохастична симуляція [37]. Для розрахунку сіток застосовуються детерміновані методи і стохастичні – послідовна симуляція, об'єктне моделювання.

Програмний комплекс Comsol дозволяє провести підрахунок запасів по окремих виділених геологічних тілах або в колекторах з заданими властивостями. Ця операція не потрібна за існуючим регламентом, але дуже корисна розробникам в зв'язку з оцінкою вироблення запасів і створення технологічних рішень для розробки покладів. Завдання граничних значень властивостей колектору в якості фільтрів дозволяє розраховувати і будувати просторові тіла, що відповідають заданим умовам, визначати їх загальний обсяг і будувати карти розподілу ефективних потужностей виділених тіл, оцінювати запаси вуглеводнів, виділяти окремі фрагменти покладу, не пов'язані між собою.

Таким чином, Comsol поряд з функціональними можливостями проведення попередніх етапів створення геологічної моделі, розроблена об'єктно-пов'язана технологія побудови 3D геологічних моделей [38]. Власне технологічна зв'язка на рівні вихідних і проміжних даних, різномасштабних об'єктів моделі, етапів створення моделі, методик інтерпретації, способів розрахунку структурних сіток і кубів параметрів в одному програмному комплексі визначила унікальність розробленої технології, яка дозволила виконати більше 150 проектів з побудови цифрових тривимірних геологічних моделей родовищ нафти і газу.

3.2 Вихідні дані для розрахунку розробки Ковраківського родовища

Для проєктування розробки Ковраківського родовища побудовано модель початкового стану пласта.

Для визначення потенціалу свердловини зробимо розрахунки дебіту і коефіцієнта продуктивності свердловини [39].

Розрахунки здійснено для плоскорадіальної системи сталого плинну, тобто умови постійного тиску на контурі живлення (існує система підтримання пластового тиску). Ступінь пошкодження привибійної зони пласта визначається величиною скін-ефекту. Розрахунок дебіту після заходу проведено в припущенні, що скін-ефект знижується після обробки до нуля ($S_{\text{skin}} = 0$) [40].

Перепад тиску (депресія) розраховується за формулою:

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{виб}}, \quad (3.1)$$

де $P_{\text{пл}}$ – пластовий тиск, атм;

$P_{\text{виб}}$ - тиск на вибої свердловини, атм;

Дебіт свердловини розраховується за формулою:

$$q = \frac{\pi \cdot k \cdot h}{\mu_g \cdot P_0} \cdot \frac{(p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб}}^2)}{\ln\left(\frac{R_K}{R_{\text{св}}}\right) + C}, \quad (3.2)$$

де k - проникність пласта, Дс;

h - розкрита ефективна потужність пласта, м;

μ_g - в'язкість газу, сПз;

R_K - радіус дронування, м;

$R_{\text{св}}$ - радіус свердловини, м;

P_0 - атмосферний тиск, атм

C – додатковий фільтраційний опір.

Методом сталих відборів визначається коефіцієнтом продуктивності видобувної свердловини.

$$K_{\text{пр}} = \frac{Q}{\Delta P}, \quad (3.3)$$

де Q - дебіт газу, м³/добу;

ΔP - перепад тиску, атм.

Визначимо прогнозований дебіт аналітичним методом.

Допустимо, що проникність і товщина пласта на всій його довжині від контура живлення з радіусом $R_k = 50$ м до стінок свердловини з радіусом $R_c = 0,1$ м не змінюється. Значення проникностей газу використовуємо з результатів лабораторних досліджень розділу 2.3 ($k_1 = 1,884$ мД, $k_2 = 3,938$ мД).

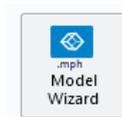
Визначимо коефіцієнт продуктивності:

$$K_1 = \frac{51,1}{24,4} = 2,09$$

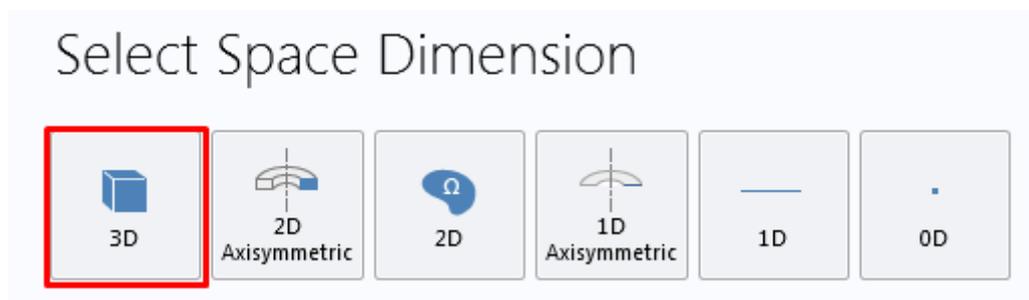
3.3 Детальний опис процесу моделювання

3.3.1 Створення нової моделі

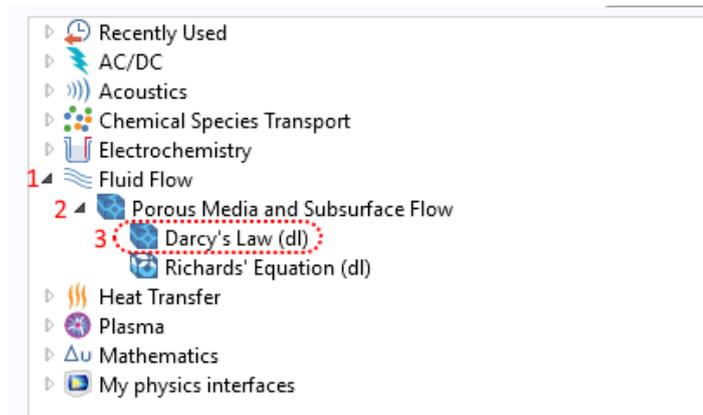
У меню File вибрала пункт New. У вікні, яке з'явилося, натиснула Model Wizard.



Після чого вибрала просторову розмірність задачі 3D.



Вибрала фізичний закон, який моделюється, Darcy's Law.

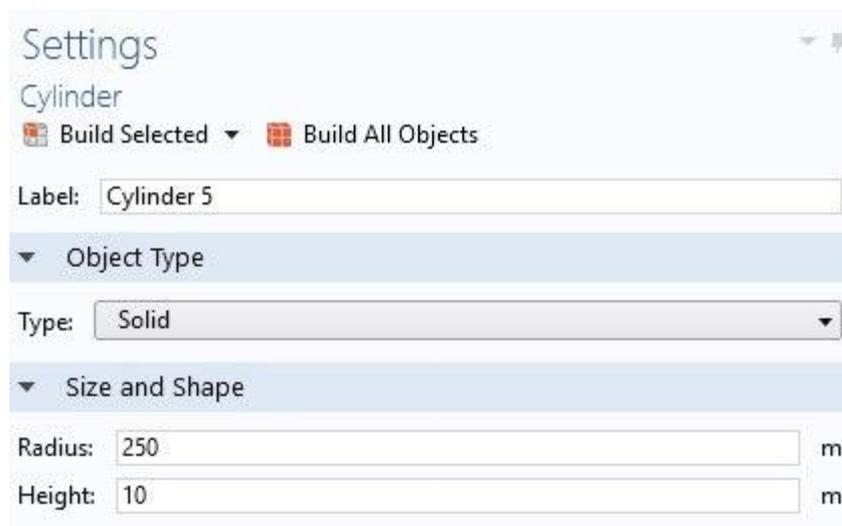


Натиснула кнопку Add, потім кнопку Study.

Вибрала розмірність задачі по часу Time Dependent. Натиснула кнопку Done. Після цього створилась нова модель із вказаними параметрами.

3.3.2 Створення геометрії

У вкладці Model Builder я натиснула на Geometry 1 правою кнопкою мишки, та у вкладці More Primitives вибрав Bezier Polygon. Ввела координати свого пласта .



Після натискання на кнопку Build All Objects створилась 3Д модель мого пласта (Рисунок 3.1).

Потім я додала свердловину натискаючи на Geometry 1 правою кнопкою мишки та вибираючи Cylinder. У вікні Settings я вводила радіус 0,05км та відповідні координати [41].

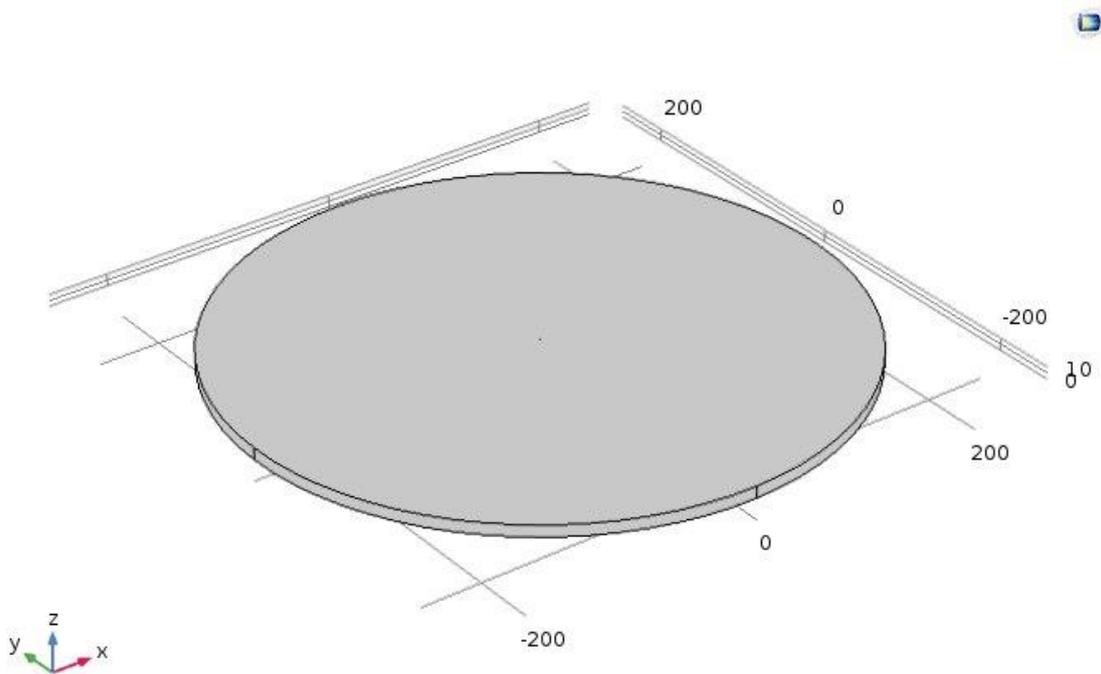


Рисунок 3.1 – 3D модель умовного пласта з свердловиною

Після цього натиснула на Geometry 1 правою кнопкою мишки, та у вкладці Booleans and Partitions вибрала функцію Difference. У вікні Settings до Objects to add я додала свій пласт, а у вікні Objects to subtract додала і створений циліндр і натиснула на кнопку Build All Objects.

Потім у вікні Model Builder натиснула на Geometry 1 правою кнопкою мишки, та вибрала функцію Selections та натиснула Explicit Selections. У вікні Settings у вкладці Geometric entity level вибрала Boundary, а до вікна Entities to select додала внутрішні грані свердловини (Рисунок 3.2).

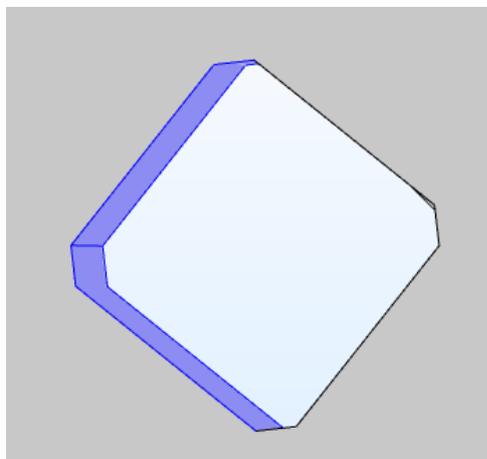


Рисунок 3.2 – Стінки свердловини

У першій і другій моделях розробки характер поширення пористості та проникності анізотропний.

Основною метою розрахунку є дослідження показників розробки, тому тип задачі – стаціонарний. Щоб вказати точність за якою вестиметься обрахунок характеристик пласта обирають величину сітки. Для умов даних моделей була обрана сітка – Fine (дрібна).

3.3.3 Опис процесу розв’язання задачі моделювання

Після того, як модель пласта і свердловини побудовані, вказані властивості, початкові та граничні умови, я обрала характеристики, за якими буде проводитись обрахунок, а саме – густина сітки і час.

Густину сітки, з якою буде проводитися обрахунок, вибрав Fine. Розмір її зменшується при наближенні до свердловини, так як там необхідна дуже висока точність розрахунків. Після натиснення Build All отримала малюнок пласта (Рисунок 3.3).

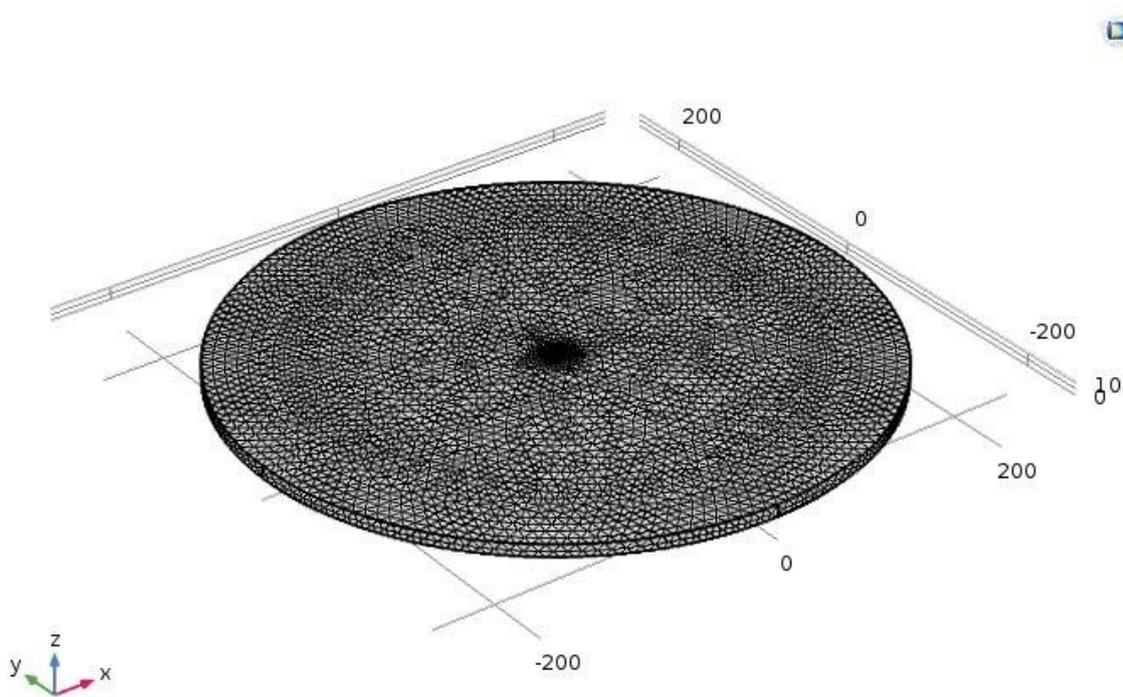


Рисунок 3.3 – 3D сітка пластової моделі

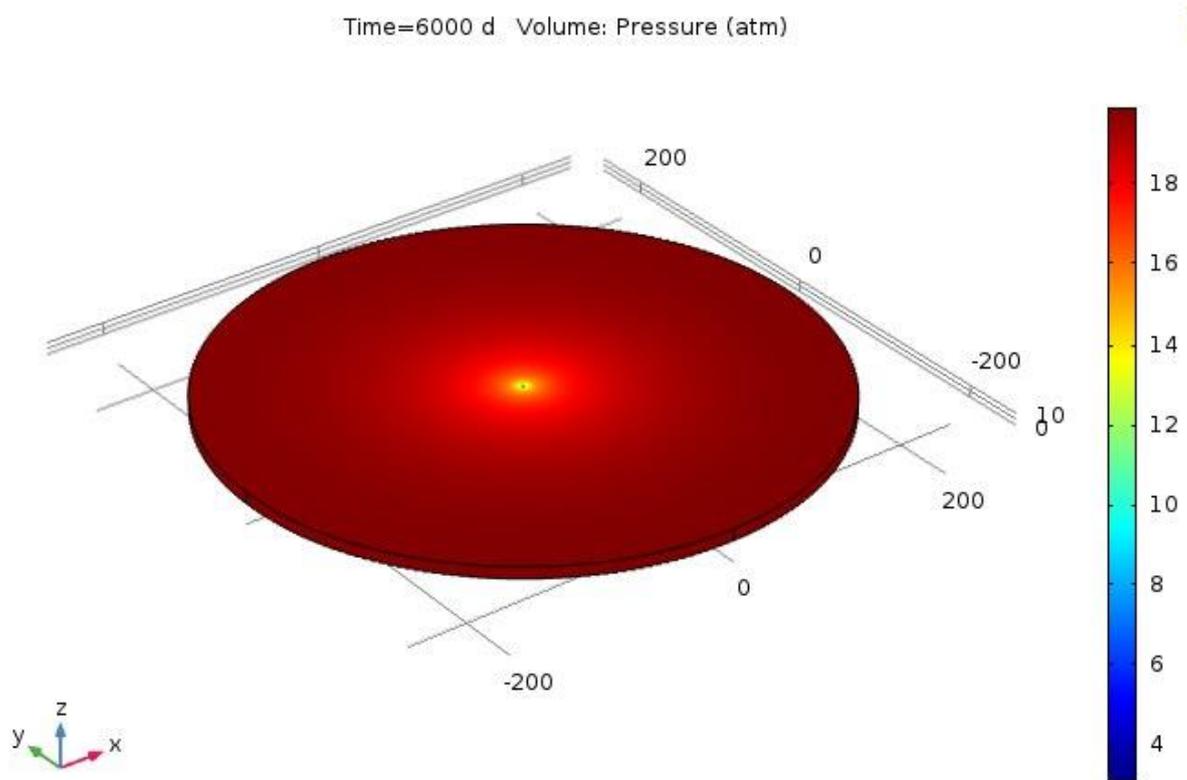


Рисунок 3.5 – Розподіл пластового тиску через 6000 днів за умови розробки на поточному режимі

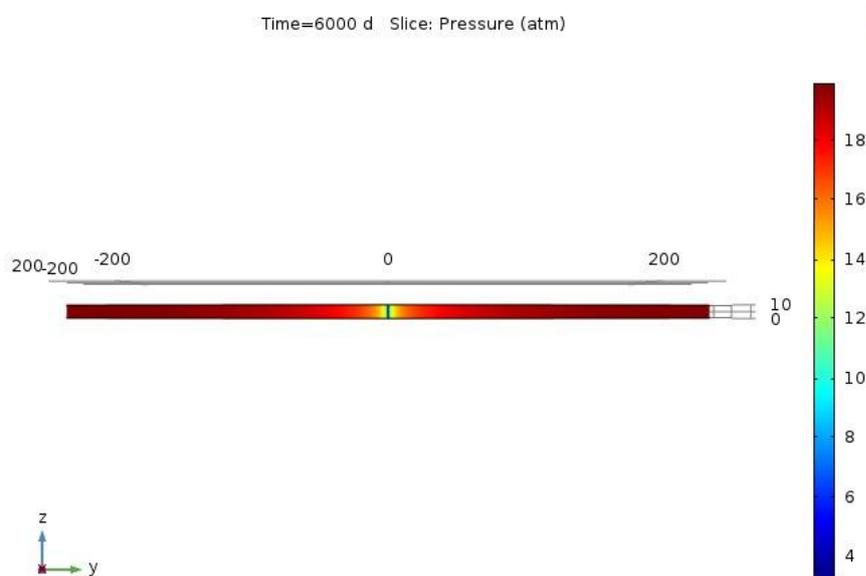


Рис. 3.6 – Розподіл пластового тиску через 6000 днів за умови розробки на поточному режимі (фронтальний розріз)

Проаналізувавши отримані рисунки, можна зробити висновок, про терміни розробки.

3. 4 Висновки за розділом 3

1. Проведено обрахунки перепаду тиску у свердловини, дебіту та коефіцієнта продуктивності для точної побудови моделі.

2. Удосконалення моделі процесу проникності піщаного колектора за рахунок отриманих даних у результаті лабораторних досліджень керну в пластових умовах свердловини №1 Ковраківська.

3. В результаті моделювання отримано карти розподілу тиску, дали змогу в повній мірі спрогнозувати стан розробки свердловини.

4.3 Характеристика технології кислотної обробки привибійної зони пласта та розрахунок необхідної кількості реагентів, матеріалів та технічних засобів

Кислотна обробка привибійної зони свердловин застосовується для інтенсифікації видобутку вуглеводнів за рахунок розчинення і виведення із пласта залишків бурового розчину. Суть технології обробки зводиться до закачування і продавки у привибійну зону свердловини кислотної композиції, витримкою реагенту у часі для закріплення на поверхні пористого середовища і наступної продувки свердловини азотом або сухим газом (Рис. 4.4).

Для кислотної обробки свердловин була розроблена наступна схема робіт:

1. Приготування $0,633 \text{ м}^3$ 12-% розчину соляної кислоти з добавкою 1 % поверхнево активних речовин в бункерах агрегату АЦН-320 [64, 65].

Така кислотна композиція найкраще проявила свої розчинні властивості, що було встановлено попередньо у ході експериментальних досліджень.

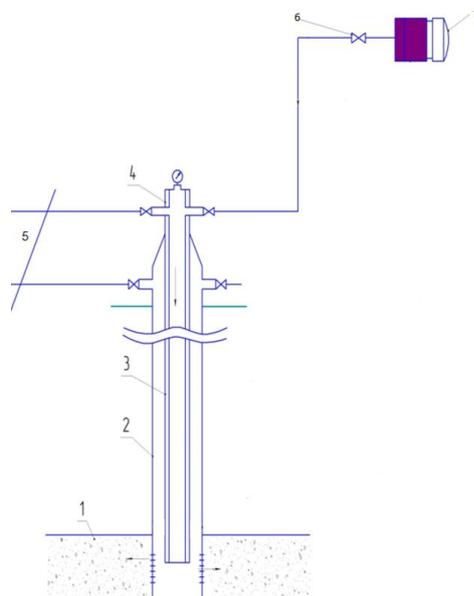


Рисунок 4.4 – Технологічна схема проведення кислотної обробки свердловини: 1-продуктивний пласт; 2-обсадна колона; 3-насосно-компресорні труби; 4-устьове обладнання; 5-амбар; 6-засувка; 7- агрегат АЦН-320.

Глушіння свердловини через затрубний простір рідиною глушіння. Необхідний розрахований об'єм рідини глушіння становить – 14 м³, однак, виходячи із досвіду проведення таких робіт та з метою контролю за процесами нагнітання, рекомендується, виходячи із будови свердловини, закачувати рідину глушіння в об'ємі ~40 м³ [66, 67].

3. Закачування у насосно-компресорні труби за допомогою агрегату АЦН-320 при відкритій затрубній заслонці кислотної композиції об'ємом 0,633 м³.

4. Продавка кислотної композиції рідиною глушіння до башмака НКТ.

5. Закривання затрубної засувки, продовження нагнітання в трубний простір рідини глушіння для того, щоб продавити кислотну композицію в пласт.

6. Взаємодія кислотної композиції з породою протягом 3 годин.

7. Освоєння свердловини сухим газом (або азотом) об'ємом ~8 тис. м³ спочатку на факельний амбар (щоб частинки породи та залишки реагенту не потрапили у шлейф), а потім підключення свердловини до системи збору продукції.

Розрахунки необхідної кількості реагентів та матеріалів.

Розрахунковий градієнт пластового тиску дорівнює 0,004, розрахунковий тиск закачки – 9,5 МПа [68].

Необхідний об'єм кислотної композиції для приготування розраховують виходячи із інтервалу перфорації, який необхідно обробити (56 м), внутрішнього діаметру обсадної колони (0,120 м) та густини реагентів: НСІ (1200 кг/м³) та поверхнево активних речовин (940 кг/м³):

а) розрахунок необхідного об'єму суміші:

$$V_{\text{сум}} = 0,785 \cdot (0,120 \text{ м})^2 \cdot 56 \text{ м} = 0,633 \text{ м}^3$$

б) розрахунок густини суміші:

$$\rho_{\text{сум}} = 0,12 \cdot \rho_{\text{НСІ}} + 0,01 \cdot \rho_{\text{ПАР6}}, \quad (4.1)$$

$$\rho_{\text{сум}} = 0,12 \cdot 1200 + 0,01 \cdot 940 + 0,870 \cdot 1000 = 1023,40 \text{ кг/м}^3$$

в) розрахунок маси суміші:

$$m_{\text{сум.}} = V \cdot \rho, \quad (4.2)$$

$$m_{\text{сум.}} = 0,633 \cdot 1023,40 = 647,81 \text{ кг}$$

г) розрахунок кількості НСІ для приготування розчину:

$$m_{\text{НСІ}} = W \cdot m_{\text{сум.}}, \quad (4.3)$$

$$m_{\text{НСІ}} = 0,12 \cdot 647,81 = 77,74 \text{ кг}$$

д) розрахунок кількості поверхнево активних речовин для приготування розчину:

$$m_{\text{ПАР}} = 0,01 \cdot 647,81 = 6,48 \text{ кг}$$

Для нагнітання необхідних розчинів використати горизонтальний, двухпоршневий цементувальний агрегат ЦА-320 (Рис. 4.5) [90].



Рисунок 4.5 – Агрегат ЦА-320

4.4.3 Економічна оцінка застосування кислотної обробки для інтенсифікації видобутку вуглеводнів

Витрати на проведення робіт із закачування кислотної композиції розраховуємо по формулі:

$$B = B_m + B_{tr} + B_p, \quad (4.4)$$

де B_m – витрати на придбання матеріалів, необхідних для проведення закачки, грн.;

B_{tr} – витрати на експлуатацію техніки та транспорту, грн.;

B_p – витрати на оплату праці робітників, грн.;

Витрати на придбання матеріалів, необхідних для проведення закачування розчину кислоти, визначаємо за формулою:

$$B_m = k_{н.в.} \cdot k_{тр} \cdot \sum_{i=1}^n C_{mi} \cdot V_{pi}, \quad (4.5)$$

де $k_{н.в.}$ – коефіцієнт, що враховує непрямі витрати за всіма видами витрат, окрім заробітної плати, $k_{н.в.} = 1,1$;

$k_{тр}$ – коефіцієнт, що враховує транспортні витрати, приймаємо

$k_{тр} = 1,05$;

C_{mi} – ціна 1 м^3 (1 т) реагенту (матеріалу), грн.;

V_{pi} – об'єм (маса) реагенту (матеріалу), м^3 (т);

n – кількість видів матеріалів та реагентів для проведення процесу.

Реагенти, які використовувались:

- соляна кислота – 77,74 кг;
- поверхнево активні речовини – 6,48 кг;
- газ для продувки свердловини – 8 тис. м^3 ;
- рідина глушіння – 48 м^3 .

Вартість використуваних реагентів згідно діючих цін складає (табл. 4.2).

Таблиця 4.2 Вартість використовуваних реагентів

Реагент	Вартість	Реагент	Вартість
соляна кислота	59 грн./кг	Поверхнево активні речовини	63,00 грн./кг
газ	7033,20 грн./тис.м ³	вода	безкоштовно

Розмір витрат на придбання матеріалів, необхідних для проведення обробки, складає:

$$B_m = 1,1 \cdot 1,05 \cdot (77,74 \cdot 59 + 63 \cdot 6,48 + 8 \cdot 7033,20) = 70755,88 \text{ грн.}$$

Витрати на експлуатацію техніки та транспорту визначаються за формулою:

$$B_m = k_{н.в.} \cdot \sum_{i=1}^m (2 \cdot l \cdot B_{li} + t \cdot B_{ti}), \quad (4.6)$$

де l – відстань від машинного парку до свердловини, м,

B_{li} – вартість перебазування одиниці техніки, грн/м,

t – час проведення операції із закачування розчину кислоти, год,

B_{ti} – вартість 1 години роботи агрегату, грн,

m – кількість агрегатів та машин,

$k_{н.в.}$ – коефіцієнт, що враховує накладні витрати за всіма видами витрат, крім заробітної плати, $k_{н.в.} = 1,1$.

Визначення розміру витрат на експлуатацію техніки та транспорту виконуємо у таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 Розрахунок експлуатаційних витрат та витрат на транспортування при проведенні закачування розчину кислоти

Найменування техніки	Кількість	Відстань до свердловини, м	Вартість перебазування, грн./км	Всього витрат на перебазування, грн	Час проведення робіт, год	Вартість 1 години роботи, грн	Всього вартість роботи, грн	Всього витрат, грн
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Агрегат цементувальний АЦН-320	1	60	30	$2 \cdot 60 \cdot 30 \cdot 1 = 3600$	2	2500	$2 \cdot 2500 \cdot 1 = 5000$	8600

$$B_m = 1,1 \cdot 8600 = 9460 \text{ грн.}$$

Витрати на оплату праці робочого і технічного персоналу для проведення однієї операції:

$$V_p = \lambda \cdot k_{н.з.} \cdot \sum_{i=1}^B C_{mi} \cdot (1 + H_n) \cdot t, \quad (4.7)$$

де $k_{н.з.}$ – коефіцієнт, що враховує накладні витрати за витратами по заробітній платі, $k_{н.з.} = 1,3$;

λ – коефіцієнт, що враховує премії, $\lambda = 1,25$;

B – кількість робітників у ланці, чол;

C_{m_i} – часова тарифна ставка робітника бригади, грн;

H_n – норма нарахувань на фонд оплати праці згідно чинного законодавства;

t – час проведення роботи, год.

Нарахування на заробітну платню включають:

- збір на обов'язкове державне пенсійне страхування;
- збір на обов'язкове соціальне страхування;
- збір на обов'язкове соціальне страхування на випадок безробіття;
- збір на обов'язкове страхування на випадок травматизму (залежить від сфери діяльності підприємства, для нафтогазової промисловості).

Норма нарахувань на заробітну плату визначається на основі класу виробничого ризику, який для галузі «Видобування газу» складає 20 клас, а норма нарахувань відповідає розміру єдиного соціального внеску в обсязі 22%. Годинна тарифна ставка та заробітна плата по тарифу приведені в таблиці 4.4.

При експлуатації свердловин і збільшенні їх продуктивності виникає чимало небезпек. Для того, щоб запобігти їх виникненню потрібно впроваджувати різні заходи, вдосконалювати технології, підвищувати кваліфікацію працівників підприємства [40].

Вимоги безпеки до посудин, що працюють під тиском:

1. До обслуговування посудин, що працюють під тиском, допускаються особи, які досягли 18-річного віку, пройшли спеціальне навчання (у професійно-технічному училищі, навчально-курсовому комбінаті), атестацію і кваліфікаційні комісії та інструктаж щодо безпечного обслуговування посудин. Перевірка знань персоналу, що обслуговує посудини, проводиться не рідше, ніж раз на рік.

2. На посудинах для вимірювання тиску встановлюють манометри, перевірка яких з опломбуванням або тавруванням проводиться не рідше одного разу на рік. Не рідше за один раз на 6 місяців на підприємстві перевіряють покази робочих манометрів за контрольним; результати перевірки записують у журнал. Манометр повинен мати червону межу на поділці, яка відповідає дозволеному робочому тиску в посудині.

3. Між посудиною з надзвичайно небезпечною або високонебезпечною речовиною, а також з пожежо- або вибухонебезпечним середовищем і насосом (компресором) встановлюють зворотний клапан, який автоматично закривається під дією тиску з посудини.

4. Забороняється експлуатувати обладнання, що працює під тиском, якщо у основних його елементах виявлені тріщини, випуклості, теча у заклепочних і болтових з'єднаннях, розриви прокладок, а також при несправності запобіжних клапанів, манометрів та інших контрольно-вимірювальних приладів.

5. Установка посудин повинна виключати небезпеку їх перевертання, забезпечувати можливість їх огляду, ремонту та очистки.

6. Забороняється експлуатація посудин, що не мають заводського клейма, реєстраційного номеру і дати випробовування.

7. Не допускається експлуатація посудин, термін огляду яких закінчився.

8. Балони з газом, що розміщуються у приміщеннях, повинні знаходитися від опалювальних приладів на відстані не менше 1 м, а від джерел тепла – не менше 5 метрів.

9. Наповнені балони повинні зберігатися у вертикальному положенні у спеціально обладнаному гнізді, клітці або огорожені бар'єром.

10 Балони повинні бути захищені від дії сонячних променів.

11 Підключення балона до установки повинно проводитися через редуційний вентиль з манометром.

12 Забороняється користуватися балоном, якщо головка вентиля обертається туго або через вентиль проходить газ.

13 Забороняється проводити ремонт комунікацій (заміна шлангів, підтяжка кріпильних хомутів та різьбових з'єднань), що знаходяться під тиском.

14 Не допускається експлуатація балонів, забарвлення яких не відповідає даному виду газу, а також балони з іржею, вм'ятинами, з несправними вентилями [40].

Головні небезпечні та шкідливі виробничі фактори, які діють на робітника, який обслуговує балони:

- загазованість робочої зони;
- недостатня освітленість робочої зони;
- порушення правил транспортування балонів;
- порушення правил зберігання балонів.

Загальні положення інструкції з охорони праці під час робіт з кислотами та їдкими речовинами:

До самостійної роботи з кислотами та їдкими речовинами допускаються особи віком не молодше 18 років, які пройшли спеціальне навчання по

правилах безпечної роботи з кислотами та їдкими речовинами, медичне обстеження і не мають медичних протипоказань; пройшли вступний інструктаж з охорони праці, інструктаж на робочому місці та інструктаж по пожежній безпеці [40].

Персонал, який працює з кислотами та їдкими речовинами, повинен:

- Знати властивості речовин, з якими працює, та їх дію на організм людини.
- Виконувати правила внутрішнього розпорядку.
- Не захаращувати робоче місце і не допускати до нього сторонніх осіб.
- Пам'ятати про особисту відповідальність за виконання правил охорони праці та відповідальність за товаришів по роботі.
- Вміти надавати першу медичну допомогу потерпілим при нещасних випадках.
- Вміти користуватись первинними засобами пожежогасіння.
- Користуватися спецодягом та засобами індивідуального захисту.
- Виконувати роботу з тими речовинами, властивості яких знає і про які проінструктований.
- Не виконувати вказівки, які суперечать правилам охорони праці.

Основні небезпечні та шкідливі виробничі фактори, які діють на персонал:

- Травмування гострими кромками при руйнуванні скляного обладнання і тари.
- Небезпечне значення напруги в електричному ланцюзі, замикання якого може здійснитись крізь тіло людини.
- Підвищена або знижена температура повітря робочої зони.
- Підвищена або знижена рухомість повітря робочої зони.
- Недостатня освітленість робочої зони.
- Отримання хімічних опіків.
- Токсична та подразнююча дія речовин на організм людини: шкіряні покрови, слизові оболонки, органи дихання.

Персонал, який працює з кислотами та їдкими речовинами, забезпечується спецодягом, спецвзуттям та засобами індивідуального захисту: халат бавовняний, ковпак бавовняний; взуття шкіряне, окуляри захисні, респіратор «Пелюсток», рукавички гумові, фартух спеціальний.

Приміщення, де виконуються роботи з кислотами та їдкими речовинами, повинно бути обладнане припливно-витяжною вентиляцією.

Зберігати харчові продукти, вживати їжу, палити дозволяється тільки у спеціально відведених для цього місцях.

Приміщення, де виконуються роботи з кислотами та їдкими речовинами, повинні бути забезпечені первинним засобами пожежогасіння, зокрема: вогнегасники вуглекислотні; ящик з піском і совком, покривало з вогнетривкого матеріалу. До них необхідно забезпечити вільний доступ [40].

Вимоги безпеки перед початком роботи:

- Перевірити та одягти спецодяг, спецвзуття та засоби індивідуального захисту.
- Перевірити справність приладів і обладнання.
- Включити загальнообмінну припливно-витяжну вентиляцію за 15-20 хвилин до початку роботи.
- При виявлених несправностях обладнання та засобів колективного захисту сповістити керівника робіт (відповідального за проведення даної роботи) та не приступати до роботи до усунення виявлених несправностей.

Вимоги безпеки під час виконання роботи:

- Всі операції, пов'язані із застосуванням або можливим утворенням і виділенням отруйних, їдких, вибухонебезпечних або речовин, що мають неприємний запах, необхідно виконувати тільки у витяжній шафі при працюючій загальнообмінній вентиляції приміщення з застосуванням засобів індивідуального захисту.
- Змішування або розведення хімічних речовин, що супроводжується виділенням тепла, необхідно виконувати в термостійкому або порцеляновому посуді.

- При нагріванні хімічних рідин у пробірці необхідно спрямовувати її в бік від себе та від осіб, які знаходяться поруч.

- Під час збовтування розчину у колбах і пробірках закривати їх тільки пробками.

- Під час виконання робіт не залишати запалені пальники та інші нагрівальні прилади без нагляду.

- Не зберігати речовини невідомого походження, без напису і етикеток.

- Відходи кислот, лугу та інші їдкі речовини зливати тільки в спеціальну тару.

- Кислоти та їдкі речовини необхідно набирати в піпетку тільки за допомогою гумової груші, неприпустимо засмоктувати кислоти та їдкі рідини в піпетку ротом, бо це може призвести до опіку та отруєння.

- Концентрований луг, кислоти та інші їдкі речовини повинні зберігатись в товстостінному скляному посуді, поміщеному в металеві або дерев'яні ящики з кришками, стінки і дно яких повинні бути викладені негорючим матеріалом.

- Переносити і піднімати бутлі з кислотами та їдкими речовинами допускається тільки вдвох.

- Переливання кислот та лугу з бутлів в більш дрібну тару необхідно виконувати вдвох за допомогою сифона і тільки під місцевою витяжною вентиляцією.

- Для приготування розчинів кислот їх необхідно наливати у воду тонким струменем при безперервному перемішуванні, а не навпаки.

- Відпрацьовані концентровані кислоти та луг необхідно зливати тільки в спеціальну тару.

- Горизонтальне транспортування кислот та їдких речовин повинно виконуватись за допомогою спеціальних візків. Скляні бутлі перед транспортуванням необхідно перевірити на відсутність сколів та тріщин.

- Вертикальне транспортування кислот та їдких речовин повинно виконуватись тільки у вантажному ліфті.

- Сумісне зберігання кислот та їдких речовин слід здійснювати тільки відповідно до правил пожежної безпеки.

- Переносити склянки ємністю більше ніж 5 л з реактивами необхідно в плетених корзинах, ящиках або іншій тарі, що гарантує безпечне транспортування.

- Переносити або підіймати склянки з агресивними реактивами за шийку посудини не дозволяється.

- Доставлені у лаборантську реактиви розміщують у призначених для них місцях.

- Розлиті кислоти або луги необхідно негайно засипати піском, нейтралізувати і після цього прибрати.

Вимоги безпеки після закінчення роботи

- Вимкнути обладнання.

- Кислоти, їдкі речовини прибрати у відведене для них місце, дотримуючись правил їх зберігання.

- Прибрати робоче місце.

- Зняти спецодяг, спецвзуття, засоби індивідуального захисту, упорядкувати і покласти у відведене для них місце.

- Помити обличчя, руки теплою водою з милом. При можливості прийняти душ.

- Про всі недоліки, які мали місце під час роботи, доповісти керівникові робіт.

4. 6 Охорона надр і навколишнього середовища

Загальний стан навколишнього середовища, в зоні розміщення майбутнього будівництва свердловин є задовільним.

Необхідними елементами буріння свердловин є: вишка, блок силового приводу, насосний блок, склад під хімреагенти, склад під обважнювач, паливна ємність, дегазаційна ємність, блок приготування розчину, бункер-

шламовловлювач, глиномішалка, фрезерно-струминний млин, вібросита, центробіжний насос, інструментальний майданчик, кран, циркуляційна система, дегазатор, ємність хімреагентів, ємність чистої води, блок очистки бурових стічних вод і нейтралізації відходів, господарські приміщення, майданчик під вантажі, контейнер для шламу, ємності для збору і відстоювання стічних вод, ємності для коагуляції і відстоювання зкоагульованої суспензії, ємність для коагулянту, насос для подачі води на очистку, насос для підкачки освітленої (очищеної) води, прямок для збору атмосферних опадів, вихід превентора, факельний амбар.

Технологія спорудження свердловини і природоохоронні заходи, передбачаються технічними проектами з орієнтуванням на попередження можливих причин і шляхів забруднення навколишнього середовища при спорудженні свердловини, ліквідацію джерел і наслідків негативної дії до гранично-допустимих концентрацій забруднюючих речовин.

Характеристика основних джерел та видів впливу на навколишнє природне середовище при розробці родовищ вуглеводнів

Нафтогазовидобувна галузь, а також підприємства геологорозвідувальної галузі є джерелами комплексного впливу на навколишнє середовище: атмосферне повітря, водні об'єкти, ґрунти, ландшафти, рослинний, тваринний світ, мікроклімат та надра.

При виборі майданчиків для розміщення свердловин враховуються вимоги до розмірів зон санітарної охорони, як від свердловини так і установки комплексної підготовки газу. Нормативний розмір санітарно-захисної зони для УКПГ дорівнює 1000 м, а для окремої свердловини – 300 м.

Під час процесу розробки родовища, у різній мірі, відбувається вплив на наступні складові навколишнього середовища:

- геологічне;
- ґрунти;
- водне;
- атмосферне повітря;

- рослинний і тваринний світ;
- рельєф;
- соціальне.

Розробка родовища передбачає фізико-механічний вплив на компоненти навколишнього середовища, найбільший вплив відбувається при бурінні та введенні в експлуатацію свердловин.

Серед шкідливих речовин та елементів, які входять у склад пластових флюїдів та технологічних рідин, виділяються насичені вуглеводні, феноли, сольові радикали (хлориди, сульфати), важкі токсичні метали (цинк, кобальт, мідь, свинець тощо), а також бром, йод, бор та інші.

Основними потенційними забруднювачами на етапі будівництва свердловин є:

- промивальні рідини і тампонажні розчини;
- бурові стічні води і буровий шлам;
- продукти випробування та освоєння свердловини (пластові флюїди);
- високомінералізовані пластові води;
- матеріали і хімічні реагенти для приготування промивних рідин і тампонажних розчинів;
- викиди силових агрегатів;
- паливно-мастильні матеріали;
- побутові та забруднені стічні води;
- металеві, бетонні та інші відходи спорудження бурового обладнання.

Можливі причини і шляхи надходження забруднюючих речовин у навколишнє середовище в процесі розробки родовища поділяють на технологічні та аварійні.

Технологічні причини забруднення це:

- руйнування обваловок шламових амбарів та технологічних майданчиків;
- недотримання правил безпеки при роботі з паливно-мастильними матеріалами, буровими та тампонажними розчинами;
- забруднення підземних вод через негерметичність колон і неякісне

цементування;

- пориви трубопроводів, розливи паливно-мастильних матеріалів;
- порушення вимог при навантаженні, транспортуванні та зберіганні хімічних реагентів для приготування технологічних розчинів;
- забруднення атмосферного повітря при роботі бурового верстату, спалюванні продуктів випробування та освоєння свердловин.

Аварійні причини:

- нафтогазоводопрояви та відкриті фонтани при бурінні свердловин;
- аварійні ситуації і порушення технології експлуатації свердловин.

Технологія спорудження свердловин на родовищі та необхідні природоохоронні заходи, передбачені робочими проектами на їх будівництво, орієнтовані на попередження можливих причин і шляхів забруднення навколишнього середовища.

Вплив на геологічне середовище полягає у порушенні природного стану геологічних порід та підземних вод при бурінні свердловин на проектні глибини.

Вплив на геологічне середовище виявляється у вигляді порушення нормативного стану геологічного розрізу, який вміщує стратиграфічні комплекси і підземні горизонти з відмінними по величині пластовими параметрами. До них відносяться: градієнти гідророзриву порід, градієнти пластових тисків, пластові температури, горизонти з прісними і мінералізованими водами, газonosні і поглинаючі горизонти та інші.

При сумісному розкритті таких горизонтів можуть створюватися умови виникнення інтенсивних газопроявів, що буде негативно впливати на геологічне середовище у вигляді міжпластових перетоків пластових вод і природного газу, забруднюючи надра.

Крім того можуть створюватися умови для негативного впливу на перший від поверхні водоносний горизонт з прісними водами у випадку проникнення в нього хімреагентів, паливно-мастильних матеріалів і рідких продуктів фонтанування свердловин.

Можливими джерелами і причинами забруднень є міжпластові перетоки нафти, газу, конденсату, питних і мінералізованих вод по причинах:

- невідповідність питомої ваги бурового розчину пластовим тискам;
- неякісне цементування обсадних колон;
- порушення технології спорудження свердловини і як наслідок виникнення нафтогазоводопроявів і перехід їх у відкриті фонтани;
- поглинання бурового розчину в пласти.

Заходи по охороні надр в процесі буріння і видобутку газу і нафти являються одним із головних вимог раціональної розробки родовищ і регламентуються законом України «Про охорону навколишнього середовища», Кодексом України «Про Надра» і другими діючими нормативними документами по охороні навколишнього середовища.

Охорона надр та безпека навколишнього середовища в процесі спорудження свердловин забезпечується організаційно-технічними рішеннями, технологічними заходами і операціями, які передбачені технічними проектами та повинні бути реалізованими в процесі здійснення робіт.

Найбільш небезпечними для геологічного середовища можуть бути інтенсивні газопрояви у випадку переходу їх у фонтанування при розкритті газоносних горизонтів.

Для мінімізації негативного впливу на надра при бурінні свердловини передбачаються наступні заходи:

- вибір за графіком суміщених тисків, конструкції свердловини, що відповідають геологічним умовам буріння;
- розрахунок і підбір обсадних труб на максимально можливі пластові тиски;
- цементування обсадних колон високоякісними тампонажними матеріалами;
- установка на обсадні колони центраторів, скребків і турболізаторів для утворення надійного цементного кільця.

Для попередження виникнення газопроявів і перехід їх у відкриті фонтани

передбачається:

- підбір бурового розчину за типом та його параметрами у відповідності з прогнозованими геологічними умовами;

- навчання членів бурової бригади діям по виявленню газопрояву і недопущенню переходу їх у відкрите фонтанування;

- робота субпідрядної організації з профілактики і ліквідації відкритих фонтанів

- встановлення на усті свердловини противикидного обладнання, яке відповідає параметрам безпечного спорудження свердловини;

- забезпечення бурової запасним буровим розчином в кількості, що відповідає об'єму свердловини з проектними параметрами;

- забезпечити проведення комплексу глибинних досліджень свердловини для збору повного об'єму інформації про геолого-геофізичні характеристики пластів.

Вище зазначені заходи і технічні рішення дозволяють зберігати геологічне середовище від негативного впливу процесів і явищ геологічного і техногенного походження.

4.7. Висновки за розділом 4

1. Зроблено аналіз геолого-технологічних параметрів свердловини №1 Ковраківська необхідних для проведення робіт з кислотної обробки привибійної зони пласта.

2. Розроблена промислова технологія кислотної обробки привибійної зони пласта, яка відповідає вимогам техніки безпеки та охорони надр і навколишнього середовища.

3. Розраховано економічну оцінку застосування кислотної обробки привибійної зони пласта із застосуванням 12-% розчину соляної кислоти з 1-% розчином поверхнево активних речовин.

4. На підставі результатів проведених промислових випробувань зроблено висновок про ефективність і економічну доцільність застосування 12-% розчину соляної кислоти з 1-% розчином поверхнево активних речовин з метою збільшення продуктивності свердловини.

5. Важливим аспектом як при проведенні буріння, так і в процесі експлуатації, інтенсифікації та ремонту свердловин є несприятливий вплив даних робіт на навколишнє середовище (грунт, атмосферне повітря, водне середовище). Тому, надрокористувачами, в обов'язковому порядку, мають виконуватися заходи з охорони навколишнього середовища та систематичний контроль його стану.

ОСНОВНІ ВИСНОВКИ

1. У роботі вирішено важливу наукову задачу, удосконалено методологічні основи оцінювання зміни фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів у присвердловинній зоні за результатами петрофізичних досліджень свердловини.

2. На підставі вивчення та аналізу сучасних уявлень про зміни фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів у присвердловинній зоні встановлено, що лабораторні дослідження та промислові спостереження за впливом фільтратів промивних рідин на колекторські властивості дають підставу визначити загальні причини зниження первинної проникності порід у привибійній зоні пласта.

3. Обґрунтовано вплив фільтратів бурових розчинів на фільтраційно-ємнісні властивості пісчаних порід-колекторів шляхом фізичного моделювання і вимірювання петрофізичних параметрів на зразках керну. У результаті експериментальних досліджень підтверджено ефективність використання бурового розчину типу Біокар МТ з наступною кислотною обробкою привибійної зони пласта розчином 12% HCl+1% поверхнево активних речовин.

4. Виконано удосконалення математичної моделі процесу проникності піщаного колектора привибійної зони пласта свердловини № 1-Ковраківська.

5 Розраховано економічну ефективність застосування кислотної обробки привибійної зони пласта, яка, враховуючи імовірнісний характер проведених розрахунків, становить 12,67 млн. грн.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- 1 Державний баланс запасів корисних копалин України. Газ природний. Нафта. Конденсат. Східний регіон / Київ, 2015.
- 2 Арсірій Ю.О. Атлас родовищ нафти і газу України в 6 томах / Ю.О. Арсірій, Р.С. Кондрат, Р.С. Яремійчук. * Львів: УНТА, 1998. – 494 с.
- 3 Бедрія Я.І. Безпека життєдіяльності / Я.І. Бедрія. Львів, 1997. – 224 с.
- 4 Бойко В.С. Підземна гідрогазомеханіка: підручник / В.С. Бойко, Р.В. Бойко. - Львів: Априорі, 2005. – 452 с.
- 5 Бойко В.С. Довідник з нафтогазової справи / В.С. Бойко, Р.М. Кондрат, Р.С. Яремійчук. - Львів, 1996. - 670 с.
- 6 Боровик М.В. Перспективні напрямки підвищення якості розкриття продуктивних пластів і методів інтенсифікації. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ / М.В. Боровик, М.В. Гордійчук, А.О. Васильченко. – 2015. – №2. – С.19-27.
- 7 Булатов А. І. Французько-український нафтогазовий словник / А.І. Булатов, С.М. Головін, Р.С. Яремійчук. - Київ: Інтерпрес ЛТД, 2013. - 601 с.
- 8 Булатов А.І. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика. (Монографія) / А.І. Булатов, Ю.Д. Качмар, О.В. Савенок. - Львів: СПОЛОМ. 2018. 476 с.
- 9 Бурахович Т. К., Кушнір А. М. Геоелектричні неоднорідності літосфери Прип'ятьсько-Дніпровсько-Донецької западини вздовж профілю GEORIFT 2013. - С. 32-49.
- 10 Васильченко А.О. Перспективи повного збереження колекторських властивостей під час первинного розкриття продуктивних пластів / А.О. Васильченко, М.В. Гордійчук. – 2003. – №2.– С. 37 – 38.
- 11 Вижва С. А. Моделювання ефективних акустичних характеристик порід-колекторів зі складною структурою пустотного простору. Вісник Київ. ун-ту. Геологія. – Вип. 13. – 1995. – С. 23–32.
- 12 Вижва С. Аналітичний огляд фондкових матеріалів з фільтраційно-ємнісних властивостей та структури пустотного простору складнобудованих

- карбонатних порід південної прибортової зони ДДЗ: Звіт з НДР / С. Вижва, І. Безродна, О. Козіонова. - Київ. нац. ун-т ім. Т. Шевченка, 2010. – С. 123.
- 13 Владика В. М. Літолого-петрофізична неоднорідність порід-колекторів. Геодинаміка / В.М. Владика, Ю.І. Федоришин, М.Ю. Нестеренко. - 2013. - № 2. - 28-30 с.
- 14 Войтенко В. С. Технологія і техніка буріння / В. С. Войтенко, В.Г. Вітрик, Р.С. Яремичук. - Львів.: Центр Європи, 2012. - 708 с.
- 15 Галецький Л. С., Чернієнко Н. М., Брагін Ю. М. та ін. Атлас «Геологія і корисні копалини України» / за ред. Л. С. Галецького. - Київ: УІЦПТ «Геос-XXI століття», 2001. 168 с. ISBN 966-02-2139-8.
- 16 Гаранін О. А. Геофізичні дослідження свердловин: лабораторний практикум / О.А. Гаранін. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2011. 64 с.
- 17 Гінтов О.Б. Тектонофізика і структурна геологія (стосовно вивчення раннього докембрію України) // Геофізичний журнал. - 2025 (квітень). - Том 47, N 4. - С. 61-90 . - ISSN 0203-3100
- 18 Голуб О., Панченко С. Геологічний звіт «Початкова геолого-економічна оцінка запасів корисних копалин Ковраківської площі вуглеводнів Дніпропетровської області» ДП «Укрнаукагеоцентр». - Полтава, 2018 р — 194 с.
- 19 Джигирей В. С. Основи екології та, охорона навколишнього природного середовища (Екологія та охорона природи) / В.С. Джигирей, В.М. Сторожук, Р.А. Яцюк. - Львів, 2000 — 272 с.
- 20 Єгер Д.О. Упорядковане використання методів дії на привибійну зону пластів у процесах нафтогазовидобутку. Техніка / Д.О. Єгер. - Київ: КП, 2003.–162 с.
- 21 Єсипович С. М. Визначення прогнозно-перспективних об'єктів для пошуків нафти та газу на території України на основі результатів статистичного аналізу масивів даних // Український журнал дистанційного зондування Землі. 2023. Т. 10, № 1. С. 36 - 43.
- 22 Карп І.М. Стан і перспективи розвитку нафтогазового комплексу України / І.М. Карп, Д.О. Єгер, Ю.С. Зарубін. - Київ: Наукова думка, 2006. – 309 с.

- 23 Коболев В.П., Кутас Р.І., Максимчук В.Ю. Геофізичні технології прогнозування та моніторингу геологічного середовища. Геофізичний журнал. — 2016. — Т. 38, № 6. — С. 194-197.
- 24 Кухарський В.М. Комп'ютерне моделювання засобами FEMLAB / В.М. Кухарський. - Львів: Видавничий центр ЛНУ імені Івана Франка, 2008. - С. 144.
- 25 Наливайко О.І. Основи фізики пласта. Фізика нафтового, газового та газоконденсатного пласта: навчальний посібник / О.І. Наливайко, А.М. Мангура, Л.Г. Наливайко. Полтава: ПолтНТУ, 2011. – 252 с.
- 26 Нестеренко М.Ю. Петрофізичні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів: Монографія / М.Ю. Нестеренко. – Київ: УкрДГРІ, 2010. – 224 с.
- 27 Качмар Ю.Д. Інтенсифікація припливу вуглеводів до свердловин / Ю.Д. Качмар, Р.С. Яремійчук, В.М. Світлицький. - Львів.: Центр Європи, 2005. - 770 с.
- 28 Михайлов В.А. Горючі корисні копалини України: підручник / А.В. Михайлов, М.В. Курило, В.Г. Омельченко. - Київ: КНТ, 2009. 376 с.
- 29 Павлов Г.Г. Мікроскопічні дослідження гірських порід: навчальний посібник / Г.Г. Павлов, О.О. Павлов, О. В. Біланов. - Київ: Видавничо-поліграфічний центр «Київський університет», 2014. – С. 224.
- 30 Поверенний С.Ф. Методичні питання лабораторних досліджень кернавого матеріалу нафтових та газових свердловин / С.Ф. Поверенний, А.Й. Лур'є, О.В. Піддубна. Вісник ХГУ, №1033, 2012.
- 31 Поліник М. М. Колтубінг в нафтогазовидобування / М.М. Поліник, В.М. Ясюк, Р.С. Яремійчук. - Львів.: Центр Європи, 2014. - 342 с.
- 32 Сидякіна О. В. Основи геології: навчальний посібник / О.В. Сидякіна, М.О. Іванів. - Херсон: Олді-плюс, 2021. 207 с.
- 33 Суярко В. Г. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів / В.Г. Суярко. - Харків: Фоліо, 2015. 413 с.
- 34 Федішин В.О. Низькопористі породи-колектори газу промислового значення: Монографія / В.О. Федішин. - Київ:УкрДГРІ, 2005. – 148 с.

- 35 Федоришин Д. Д. Геофізичні дослідження в нафтогазових свердловинах: підручник / Д.Д. Федоришин, В.В. Федорів, О.А. Гаранін. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2021. 256 с.
- 36 Яремійчук Р.С. Освоєння та дослідження свердловин / Р.С. Яремійчук, В.Р. Возний. - Львів: Оріана-нова, 1994.- 450 с.
- 37 Яремійчук Р. С., Середницький Л. М., Осінчук З. П. Англо-український нафтогазовий словник. - Київ: Українська книга, 1998. - 543 с.
- 38 Яремійчук Р. С. Англо-український нафтогазовий словник / Р.С. Яремійчук, Л.М. Середницький, Я.С. Яремійчук. - Львів: Центр Європи, 2008. - 677 с.
- 39 СОУ 73.1-41-08.11.09:2007 «Визначення параметрів порового простору порід-колекторів. Методичні вказівки», Київ. Держгеолслужба України.
- 40 СОУ 73.1-41-08.11.08:2006 «Визначення коефіцієнтів абсолютної та ефективної проникності гірських порід за стаціонарної фільтрації газу. Методичні вказівки». ЛВ УкрДГРІ; Київ-Львів, 2006.
- 41 ГСТУ 41-00032626-00-016-2000. Дослідно-промислова розробка нафтових, газових і газоконденсатних родовищ.: Введ. 01.09.2000. – К.: Міністерство екології та природних ресурсів України, 2000. – 17 с.
- 42 ГСТУ 41-00032626-00-017-2000 Визначення коефіцієнтів вилучення газу і конденсату на різних стадіях геологічного вивчення надр: Введ. 01.03.2000. – К.: Комітет України з питань геології та використання надр, 2000. – 24 с.
- 43 ГСТУ 41-00032626-00-024-2000 Геофізичні дослідження та роботи у нафтогазових свердловинах. Основні вимоги.: Введ.18.09.2000. – К.: Міністерство екології та природних ресурсів України, 2000. – 41 с.
- 44 Almond S. Utilization of Biologically Generated Acid for Drilling Fluid Damage Removal and Uniform Acid Placement Across Long Formation Intervals. Paper SPE 30123 in Proceedings of the European Formation Damage Control Conference. - The Hague, The Netherlands. - 15-16 May 1995. – p. 465-478.
- 45 Dashevsky Y. A., Vasilevskiy A. N., Dyatlov G. V., Eltsov I. N., Makarov A. I. Patent US 9,932,809 B2. Method and Apparatus for Hydraulic Fracture Geometry

Evaluation. — Request № 14/200,084 ; Filed on 07 Mar 2014; Published on 3 Apr 2018.

46 Eltsov I., Nesterova G., Kashevarov A. Invasion zone modeling using water- and oil-based muds. *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*. — 2012. — Vol. 53, № 4. — P. 552—558.

47 Eltsov I., Antonov Y, Makarov A., Kashevarov A. Invaded zone evolution reconstructed from logging data. *Proceedings of the 81th SEG San Antonio 2011 Annual Meeting*. — P. 509—513.

48 Epov M. I., Eltsov I. N., Shelukhin V. V. Streaming Potential in a Deformed Porous Medium and Geophysical Applications. *Doklady Earth Science*. — 2014. Vol. 454, Part 2. — P. 189 — 192.

49 Eltsov I. N., Moshkin N. P., Shelukhin V. V., Epov M. I. Streaming Potential near a Hydrofracture. *Doklady Earth Sciences*. — 2016. — Vol. 467, Part 1. — P. 289—292. — DOI: 10.1134/S1028334X16030107.

50 Fichtner A. *Fundamentals of Geophysics*. Cambridge: Cambridge University Press, 2020. — 425p.

51 Nasrifar Kh., Bolland O., Moshfeghian M. Predicting Natural Gas Dew Points from 15 Equations of State. *Energy & Fuels*. – Volume 19. – № 2. – 2005. – P. 561. – 572.