

1

**Міністерство освіти і науки України**  
**Національний технічний університет**  
**«Дніпровська політехніка»**

Геологорозвідувальний  
(факультет)  
Кафедра нафтогазової інженерії та буріння  
(повна назва)

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**  
кваліфікаційної роботи ступеню магістра  
(бакалавра, магістра)

студента Винников Юрій Леонідович  
(ПІБ)

академічної групи 184М-19з-1ГРФ  
(шифр)

спеціальності 184 Гірництво  
(код і назва спеціальності)

спеціалізації \_\_\_\_\_

за освітньо-професійною програмою Буріння свердловин  
(офіційна назва)

на тему Підвищення ефективності розкриття продуктивних горизонтів і очищення привибійної зони свердловини від кольматації  
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Давиденко О.М.			
розділів:				

Рецензент	Мирко А.М.			
-----------	------------	--	--	--

Нормоконтролер				
----------------	--	--	--	--

Дніпро  
2020

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**  
завідувач кафедри  
нафтогазової інженерії та буріння  
(повна назва)

\_\_\_\_\_ Коров'яка Є.А.  
(підпис) (прізвище, ініціали)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 року

**ЗАВДАННЯ**  
**на кваліфікаційну роботу**  
**ступеню \_\_\_\_\_ магістра**  
(бакалавра, магістра)

студенту Винникову Юрію Леонідовичу академічної групи 184М-19-1 ГРФ  
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 184 Гірництво  
спеціалізації \_\_\_\_\_

за освітньо-професійною програмою «Буріння свердловин»

на тему Підвищення ефективності розкриття продуктивних горизонтів і  
очищення привибійної зони свердловини від кольматації

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від \_\_\_\_ . \_\_\_\_ .2020р.

№ \_\_\_\_\_ .

Розділ	Зміст	Термін виконання
Аналітичний	Аналіз переваг і недоліків раніше апробованих бурових розчинів у процесі буріння свердловин для збереження природної проникності порід продуктивного колектора	
Науково-дослідний	Дослідження реологічних властивостей біополімерних бурових розчинів для первинного розкриття колекторів. Дослідження інгібуючих розчинів для розкриття терегенних продуктивних пластів з вмістом набухаючих глин	

Завдання видано \_\_\_\_\_ Давиденко О.М.  
(підпис керівника) (прізвище, ініціали)

Дата видачі 15.10.2020 р.

Дата подання до екзаменаційної комісії 14.12.2020 р.

Прийнято до виконання \_\_\_\_\_ Винников Ю.Л.  
(підпис студента) (прізвище, ініціали)

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 90 с., 19 рис., 1 табл., 107 джерел.

**СВЕРДЛОВИНА, ГІРСЬКА ПОРОДА, БУРОВИЙ РОЗЧИН, КЕРН, РЕОЛОГІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ.**

Сфера застосування розробки – буріння свердловин для видобутку вуглеводнів.

Об'єкт дослідження – взаємодія біополімерних бурових розчинів з нестійкими глинистими породами при розкритті колекторів свердловиною.

Предмет дослідження – феноменологічні залежності реологічних параметрів для різних складів біополімерних бурових розчинів.

Мета роботи – удосконалити можливості застосування біополімерних бурових розчинів для збереження первинної проникності гірських порід при розкритті продуктивних колекторів свердловиною й підвищення ефективності видалення шламу з неї.

Новизна одержаних результатів – отримано нові дослідні дані про властивості різних складів біополімерних бурових розчинів і феноменологічні залежності реологічних параметрів для різних складів біополімерних бурових розчинів, що визначають ефективність очищення привибійної зони свердловини від кольматації й збереження природної проникності порід продуктивного колектора; отримано нові дослідні дані для зменшення набухання глин при розкритті теригенних продуктивних пластів з вмістом набухаючих глин.

Практичні результати – рекомендації з підвищення ефективності розкриття продуктивних горизонтів свердловиною.

Практична значимість кваліфікаційної роботи – урахування реологічних характеристик біополімерних бурових розчинів з добавками катіонних полімерів для очищення привибійної зони свердловини від кольматації.

Взаємозв'язок з іншими роботами – продовження інноваційної діяльності кафедри нафтогазової інженерії та буріння НТУ «Дніпровська політехніка» в галузі спорудження нафтогазових свердловин.

З урахуванням наявності новизни видано наукову статтю за темою роботи.

## ЗМІСТ

<b>ВСТУП</b> .....	6
<b>РОЗДІЛ 1 СУЧАСНИЙ СТАН ПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ</b> .....	10
1.1 Призначення бурових розчинів у процесі буріння свердловин для збереження природної проникності порід продуктивного колектора.....	10
1.2 Параметри бурових розчинів.....	15
1.3 Типи бурових розчинів за призначенням і складом. Їх переваги та недоліки.....	18
1.3.1 Бурові розчини на водній основі .....	20
1.3.2 Бурові розчини на вуглеводневій основі.....	26
1.4 Висновки до розділу 1. Мета та задачі досліджень.....	29
<b>РОЗДІЛ 2 ОБГРУНТУВАННЯ МЕТОДИКИ ЛАБОРАТОРНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ВЛАСТИВОСТЕЙ РІЗНИХ СКЛАДІВ БІОПОЛІМЕРНИХ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ</b> .....	31
2.1 Обладнання для досліджень реологічних параметрів бурових розчинів.....	31
2.2 Бурові розчини та керновий матеріал, використані в лабораторному експерименті.....	37
2.3 Алгоритм лабораторних досліджень проникнення бурового розчину в модель пласта і вплив його на фільтраційні властивості цієї моделі.....	39
2.4 Методика обробки результатів лабораторних досліджень.....	41
2.5 Висновки до розділу 2.....	43
<b>РОЗДІЛ 3 РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕНЬ РЕОЛОГІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ БІОПОЛІМЕРНИХ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ ДЛЯ ПЕРВИННОГО РОЗКРИТТЯ КОЛЕКТОРІВ</b> .....	44
3.1 Результати досліджень реологічних параметрів біополімерних бурових розчинів.....	44

3.2 Вплив реологічних параметрів бурових розчинів на ефективність видалення шламу зі свердловини.....54

3.3 Висновки до розділу 3 .....58

**РОЗДІЛ 4 ДОСЛІДЖЕННЯ ІНГІБУЮЧИХ РОЗЧИНІВ ДЛЯ РОЗКРИТТЯ ТЕРИГЕННИХ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ З ВМІСТОМ НАБУХАЮЧИХ ГЛИН.....59**

4.1 Дослідження набухаючих глин і інгібуючих розчинів для первинного розкриття теригенних продуктивних пластів.....59

4.2 Вибір інгібуючого розчину для розкриття теригенних продуктивних пластів з вмістом набухаючих глин.....66

4.3 Висновки до розділу 4.....68

**ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ .....70**

**СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....72**

**ДОДАТОК. Сертифікати про участь науково-технічних конференціях і стаття.....84**





## ВСТУП

**Актуальність теми.** Нафтогазова галузь – одна з основних потужних галузей господарства цілого ряду держав, у т. ч. й України. Частка нафти і газу в паливно-енергетичному балансі країн безперервно зростає.

Важливу роль у забезпеченні зростання об'ємів буріння та видобутку вуглеводнів відіграють бурові розчини. Від якості бурового розчину залежить швидкість буріння свердловини та результат буріння свердловини в цілому. Добре відомо, що при неякісному буровому розчині можна пробурити свердловину, але не одержати із неї продукції.

Тому на основі глинистих і безглинистих промивних рідин зазвичай використовують високоефективні біополімерні хімічні реагенти для отримання бурових розчинів на водній основі, до складу яких входять й інші органічні та полімерні реагенти.

Однак для таких розчинів поки не достатньо вичені реологічних параметри, які суттєво впливають на ефективність очищення привибійної зони свердловини від кольматації та збереження природної проникності порід продуктивного колектора, зокрема при бурінні похилоспрямованих і горизонтальних свердловин.

Отже, обгунтування нових можливостей застосування біополімерних бурових розчинів для збереження природної проникності гірських порід при розкритті продуктивних колекторів свердловиною й підвищення ефективності видалення шламу з неї є актуальною науково-технічною задачею.

Тому за **мету магістерської роботи** прийнято – удосконалити можливості застосування біополімерних бурових розчинів для збереження первинної проникності гірських порід при розкритті продуктивних колекторів свердловиною й підвищення ефективності видалення шламу з неї.

Для досягнення цієї мети слід розв'язати наступні **задачі досліджень**:

1. Проаналізувати переваги й недоліки раніше апробованих бурових розчинів у процесі буріння свердловин для збереження природної проникності порід продуктивного колектора.

2. Спланувати лабораторний експеримент з досліджень реологічних властивостей різних складів біополімерних бурових розчинів і обґрунтувати його методику.

3. Шляхом фізичного експерименту дослідити реологічні параметри біополімерних розчинів, а також і їх вплив на транспортуючу здатність при видаленні бурового шламу.

4. Дослідити вплив добавок катіонних полімерів на реологічні параметри біополімерних розчинів.

5. Дослідити вплив біополімерних розчинів на значення коефіцієнту відновлення проникності гірських порід колекторів.

6. Обґрунтувати склад і методику приготування біополімерних розчинів з додаванням катіонного полімеру.

*Об'єкт дослідження* – взаємодія біополімерних бурових розчинів з нестійкими глинистими породами при розкритті колекторів свердловиною.

*Предмет дослідження* – феноменологічні залежності реологічних параметрів для різних складів біополімерних бурових розчинів.

*Методи дослідження:* добре апробована для наукової практики методика планування одночинникового і багаточинникового експериментів; нормативні лабораторні методи дослідження параметрів бурових розчинів на водній основі; методи математичної статистики для обробки результатів експериментів.

**Наукова новизна отриманих результатів:**

– отримано нові дослідні дані про властивості різних складів біополімерних бурових розчинів і феноменологічні залежності реологічних параметрів для різних складів біополімерних бурових розчинів, що визначають ефективність очищення привибійної зони свердловини від кольматації й збереження природної проникності порід продуктивного колектора;

– отримано нові дослідні дані для зменшення набухання глин при розкритті теригенних продуктивних пластів з вмістом набухаючих глин.

**Практичне значення отриманих результатів** полягає у розробці рекомендацій з підвищення ефективності розкриття продуктивних горизонтів і очищення привибійної зони свердловини від кольматації шляхом урахування реологічних характеристик біополімерних бурових розчинів з добавками катіонних полімерів, а також рекомендацій стосовно зменшення набухання глин при розкритті теригенних продуктивних пластів з вмістом набухаючих глин.

**Особистий внесок автора** полягає в наступному: аналіз науко-технічних джерел за напрямком роботи; обґрунтування мети та задач досліджень; планування та реалізація лабораторних досліджень реологічних властивостей біополімерних бурових розчинів і їх впливу на ефективність очищення привибійної зони свердловини від кольматації та збереження природної проникності порід продуктивного колектора; лабораторні дослідження впливу катіонного полімеру на інгібуючі властивості бурового розчину та властивості глинистих порід; лабораторні дослідження впливу біополімерних розчинів на величину коефіцієнта відновлення проникності гірських порід колекторів; обґрунтування складу та методики приготування біополімерних розчинів з додаванням катіонного полімеру.

**Апробація роботи.** Окремі результати дійсної роботи доповідалися доповідались і отримали підтримку на двох міжнародних конференціях (відповідні сертифікати вміщено у Додатку):

– The International Conference on Sustainable Futures: Environmental, Technological, Social and Economic Matters (ICSF 2020) (м. Кривий Ріг, травень, 2020 р.);

– 8th International Scientific Conference on Sustainability in Energy and Environmental Science (ISCSEES 2020) (м. Івано-Франківськ, жовтень, 2020 р.).

**Публікації.** За темою магістерської роботи за участю автора видано статтю [104] (текст її вміщено в Додатку).



**Структура та обсяг роботи.** Кваліфікаційна робота магістра складається зі вступу, чотирьох розділів, загальних висновків, списку використаних джерел зі 107 найменувань на 10 стор., а також додатку на 8 стор. Загальний об'єм роботи 90 стор., у т. ч. 69 стор. основного тексту, 1 табл. і 19 рис.

Робота виконана на кафедрі нафтогазової інженерії та буріння Національного технічного університету «Дніпровська політехніка». Магістрант щиро вдячний своєму науковому керівнику, д.т.н., професору О.М. Давиденко.

Лабораторні дослідження властивостей різних складів біополімерних бурових розчинів також виконувались у науковій лабораторії Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка».

## 1 СУЧАСНИЙ СТАН ПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ

Буровий розчин – це складна багатокомпонентна дисперсна система суспензійних, емульсійних і аерованих рідин, які застосовують для промивання свердловини у процесі буріння [5, 19, 24, 30, 49, 64, 67, 79, 91, 93, 96].

Технологія будівництва свердловин безпосередньо пов'язана з руйнуванням гірських порід на вибої та транспортуванням вибуреної породи на поверхню. Саме тому важливою технологічною складовою в процесі улаштування свердловини є процес промивання [2, 5, 5, 9, 11, 15, 20, 24, 30, 35, 37, 42, 43, 45, 47, 49, 50, 53, 63, 67, 69, 71, 73, 76, 77, 79, 80, 84, 87, 91, 93, 95, 96, 102, 103, 105].

### 1.1 Призначення бурових розчинів у процесі буріння свердловин для збереження природної проникності порід продуктивного колектора

Процес промивання свердловини – це комплекс технологічних процесів і операцій з очищення вибою і стовбура свердловини від шламу, винесення шламу на поверхню та видалення твердої фази із циркулюючого агента. Промивання стовбура свердловини – це безперервний процес при механічному бурінні.

При проходженні свердловин буровий розчин виконує цілий ряд різноманітних функцій, зокрема [5, 19, 24, 30, 49, 79, 91, 93, 96]:

за рахунок руху бурового розчину в свердловині проходить:

- видалення вибуреної породи зі свердловини;
- передача потужності від бурового насоса до вибійного двигуна;
- охолодження долота під час роботи його на вибої;
- розмивання гірської породи на вибою;

за рахунок ваги розчину:

- попереджається попадання в стовбур свердловини газу, нафти та води;
- частинки вибуреної породи й обважнювача утримуються на плаву;
- зменшується руйнування стінок свердловини;

– зменшується навантаження на обладнання за рахунок зменшення ваги труб в буровому розчині;

внаслідок виникнення кірки на стінках свердловини:

- зменшується сила тертя бурильних та обсадних труб об стінки свердловини.
- змащуються опори долота.
- зменшується проникливості при вибійної зони і попереджається поглинання бурового розчину.
- зопереджається руйнування стінок свердловини, які складені незцементованими породами.

за рахунок хімічних властивостей розчину:

- стінки свердловини захищаються від руйнування за рахунок хімічної дії фільтрату на гірську породу.
- зменшується корозія та абразивне спрацювання бурового обладнання.
- зберігається природна проникливість продуктивних відкладів при їх розкритті.
- властивості бурового розчину зберігаються тривалий час не зважаючи на дію вибуреної породи, пластових вод та температури.
- поліпшується буримість породи.
- зберігається тепловий режим в мерзлоті під час її розбурювання.

Від якості бурового розчину залежить швидкість буріння свердловини та результат буріння свердловини в цілому. При неякісному розчині можна пробурити свердловину, але не одержати із неї продукції.

Різноманітні проблеми та задачі щодо фізико-хімічних процесів, які відбуваються у свердловині й навколо неї, стійкості її стовбуру, гідродинаміки промивання й очищення вибою, коректного розкриття продуктивних горизонтів колекторів, розв'язували відомі фахівці М.Т. Абасов, А.Г. Аветисов, В.А. Амیان, А.М. Ананьєв, О.К. Ангелопуло, Б.А. Андерсон, Е.В. Бабаян, А.І. Булатов, М.М.-Р. Гайдаров, В.М. Глущенко, В.Д. Городнов, Д.Р. Грей, Н.Г. Григорян, О.М. Давиденко, Г.С. Дарлі, К.Ф. Жигач, Е.Г. Кістер, В.І. Крилов, М.М. Круглицький, В.А. Кусков, Х.Н. Курбанов, Є.Г. Леонов, М.І. Ліпкес, А.К. Міскарлі, Л.К. Мухін, Ф.Д. Овчаренко, В.П. Овчінніков, К.Ф. Паус,

А.І. Пеньков, М.А. Петров, П.А. Ребіндер, С.А. Рябокони, Я.А. Рязанов, В.Ф. Роджерс, І.М.Тимохін, З.З. Шарафутдінов, С.Н. Ятров та ін. [1-6, 9, 11, 12, 15-20, 24, 26, 27, 30-32, 35-37, 43, 45-50, 53, 57, 58, 60, 63, 67-69, 71-73, 76, 77-80, 84, 89, 91, 93-98, 102, 103, 105-107].

Розвиток цих досягнень відносно специфічних умов буріння свердловин на родовищах України знайшло своє відображення в роботах А.М. Андрусяка, Е.Г. Агабальянца, Є.М. Бакуліна, О.В. Бачерікова, В.В. Богословець, А.О. Васильченка, В.Г. Вітрика, В.С. Войтенка, В.І. Дмитренко, Л.Й. Допілка, І.Г. Зезекала, Я.С. Коцкулич, Ю.З. Крупського, П.Г. Кулагіна, Я.В. Кунцяка, О.В. Кустурової, А.Т. Левченка, М.А.Мислюка, В.Д. Михайлюка, А.В. Мухіна, А.С. Непомнящего, М.І. Оринчака, М.І. Рудого, Ю.М. Салижина, В.М. Світлицького, А.Ф. Семенаша, А.С. Серякова, У.Л. Скальської, Н.Х. Титаренко, В.І. Токунова, І.Б. Хейфіца, М.І. Чорного, Н.В. Щукіна, Р.С. Ярміїчука та ін. [8, 10, 13, 21-24, 29, 38, 39, 42, 43, 52, 55, 56, 62, 63, 74, 76, 82, 83, 92, 104]. Вони, зокрема, розробили чимало різних рецептур бурових розчинів, спрямованих на ефективне буріння свердловин та якісне розкриття продуктивних горизонтів у складних гірничо-геологічних умовах.

Основною вимогою до бурових розчинів є попередження ускладнень, які можуть виникнути при бурінні свердловини. Вимоги до промивних рідин залежить від конкретних геолого-технологічних умов буріння свердловини і зводяться до наступного [5, 17, 19, 30, 47, 80]:

- промивні рідини повинні бути хімічно нейтральними по відношенню до розбурюваних порід, не викликати їх розчинення, диспергування і набухання, що зменшить ймовірність виникнення ускладнень при бурінні свердловини;
- властивості промивних рідин повинні бути стабільними протягом значного проміжку часу, дисперсна фаза не повинна диспергуватись при зміні термобаричних умов буріння, що зменшить витрати реагентів на буріння;
- параметри промивних рідин повинні змінюватись у широких межах з допомогою хімічних реагентів, обважнювачів і інших домішок, які забезпечують зміну кожного технологічного показника при незмінних інших показниках;



– рідка фаза рідини повинна мати низьку в'язкість, невеликий поверхневий натяг на межі з гірськими породами, що поліпшить умови роботи долота на вибої свердловини;

– тиксотропні властивості промивних рідин повинні наростати в часі, особливо після припинення циркуляції, що дозволить утримувати вибурену породу в завислому стані;

– концентрація глинистих частинок у твердій фазі повинна бути мінімальною, а середньозважена по об'єму густина твердої фази – максимальною, що зменшить ймовірність загушення промивних рідин;

– швидкість фільтрації промивної рідини повинна інтенсивно зменшуватись у часі, забезпечуючи мінімальну фільтрацію, необхідну для попередження ускладнень у стовбурі свердловини;

– промивна рідина повинна захищати від корозії бурильні та обсадні труби, вибійні двигуни, наземне обладнання тощо;

– реологічні параметри рідини повинні змінюватись так, щоб забезпечити досконале очищення вибою свердловини, задовільне гідротранспортування вибуреної породи та оптимальну гідравліку долота;

– промивні рідини повинні обмежувати приплив мінералізованої води, кислих та сірководневих газів ( $CO_2; H_2S$ ), зменшуючи ймовірність виникнення різних ускладнень при бурінні свердловини;

– електропровідність промивних рідин повинна бути достатньою для проведення необхідних геофізичних досліджень у свердловині для виявлення нафтових, газових або водоносних пластів;

– промивні рідини не повинні забруднювати верхні водоносні горизонти та бути безпечними при їх зберіганні в амбарах або при утилізації.

Будь-який хімічний реагент, який додається до рідини, має бути екологічно безпечним, тощо.

Основні функції промивних рідин, фактори та обмеження, які на них впливають наступні [5, 17, 19, 30, 47, 80]:



1. Основною функцією промивних рідин є транспортування шламу з вибою на поверхню. Іншої можливості виносити вибурену породу зі свердловини практично не має. Гідротранспортування у вертикальних свердловинах ефективніше при великих швидкостях течії і високих значеннях в'язкості та густини рідини. Однак при великих швидкостях течії рідини в затрубному просторі спостерігається розмивання стінок свердловини, зростання гідравлічних втрат, які можуть призвести до гідророзриву пластів.

2. Очищення вибою від зруйнованої породи. Ця функція промивної рідини є важливою тому, що чим швидше змивається вибурена порода з вибою, тим ефективніше працює долото. Навіть невелика кількість частинок породи, які залишились на вибої, призводить до зниження швидкості буріння, бо проходить повторне подрібнення уже вибуреної породи, яка переходить у промивну рідину в вигляді активної фази, збільшуючи її в'язкість і густину.

3. Зрівноваження пластового тиску в свердловині. Пластовий тиск у свердловині можна зрівноважити двома шляхами: вагою стовпа промивної рідини; створенням протитиску на гирлі свердловини.

4. Утримання в змуленому стані частинок твердої фази, які знаходяться в ньому, особливо після припинення циркуляції при проведенні спуско-підіймальних операцій (СПО), ремонтних та інших роботах у свердловині.

5. Збереження стійкості стінок свердловини. У процесі буріння свердловин гідростатичний тиск стовпа промивної рідини перевищує пластовий. Під дією перепаду тиску тверда фаза разом з фільтратом проникає в пористі породи, утворюючи фільтраційну кірку на стінках свердловини. Фільтраційна кірка має механічну міцність, зв'язує слабозцементовані частинки гірських порід, сповільнює поступлення фільтрату в стінки свердловини, зменшує ділянку дальшого розповсюдження зони змочування навколо стовбура. Проте зберегти стійкість стінок свердловини таким шляхом не завжди вдається, особливо при розбурюванні тектонічно порушених порід з великими кутами падіння. Стійкість стінок свердловини підтримують різними шляхами: зменшують фільтратовіддачу і підвищують реологічні властивості промивної рідини. У

такому разі глини, сланці та інші геологічні формації менше набухають, диспергують і осипаються у свердловину. Така рідина краще глинизує тріщини і пори порід, збільшуючи стійкість стінок свердловини; застосовують промивні рідини з підвищеними закріплюючими властивостями (малосилікатні, полімеркалієві та ін.); збільшують тиск промивної рідини на стінки свердловини. Але з ростом гідростатичного тиску зростає інтенсивність проникнення фільтрату в гірські породи, знижується механічна швидкість буріння. За таких умов значно підвищується ізолююча і закріплююча роль фільтраційної кірки.

Для первинного розкриття продуктивних горизонтів (і карбонатних, і теригенних колекторів) апробовано бурові розчини з різним дисперсійним середовищем, найпоширенішими з яких є водні, водно-спиртові, вуглеводневі й синтетичні розчини. Найбільші труднощі при виборі рідини для первинного розкриття продуктивних горизонтів виникають для теригенних колекторів через їх складну геологічну будову. Незважаючи на існуючі недоліки бурових розчинів на водній основі по забрудненню продуктивних пластів, вони більш затребувані, ніж на вуглеводневій.

Отже, бурові розчини для розкриття продуктивних пластів в теригенних породах повинен, головним чином, забезпечити мінімальний забруднюючий вплив на проникність колектора; високі інгібуючі властивості для запобігання набухання та диспергування глинистих порід у цих колекторах.

## 1.2 Параметри бурових розчинів

За технологічними властивостями виділяються наступні групи параметрів бурових розчинів [5, 17, 19, 30, 47, 80]:

Основні первинні параметри:

- уявна густина;
- істинна густина;
- умовна в'язкість.

Фільтраційні властивості:

- показник фільтрації у звичайних умовах;
- показник фільтрації при температурі й під тиском (НТНР);
- товщина фільтраційної кірки;
- коефіцієнт тертя фільтраційної кірки.

Реологічні властивості:

- міцність гелю;
- пластична в'язкість;
- граничне динамічне напруження зсуву;
- уявна в'язкість.

Вміст твердої фази:

- загальний вміст твердої фази й мастила;
- вміст піску;
- катіонообмінна ємність.

Хімічний аналіз фільтрату бурового розчину:

- вміст іона  $\text{Cl}^-$ ;
- вміст іонів  $\text{K}^+$ ;  $\text{Na}^+$ ;  $\text{Ca}^{2+}$ ;  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{OH}^-$ ,  $\text{CO}_3^{2-}$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ;
- визначення лужних властивостей.

Водневий показник (рН).

Відбирання проб для визначення вмісту газу й температури розчинів здійснюють на початку жолобної системи перед блоком очищення. Виміри виконують з використанням польової лабораторії відразу ж після відбору проби. Для визначення параметрів розчину, який надходить до свердловини, проби відбирають на виході із системи очищення.

Зокрема, реологічні властивості бурових розчинів суттєво впливають на виконання наступних функцій [5, 17, 19, 30, 47, 80]:

- забезпечення при промивці якісного очищення стовбура свердловини від шламу;
- забезпечення відділення частинок вибуреної породи й газу, що виноситься на поверхню, на засобах очистки;

- забезпечення оптимальних умов відпрацювання доліт за рахунок ефективної очистки вибою;
- зниження ерозії стінок стовбура свердловини, тощо.

Для вимірювання реологічних властивостей за умовах бурової використовують ротаційні віскозиметри Фанна. За результатами вимірів розраховують міцність гелю ( $Gel_{10/10}$ , дПа), пластичну в'язкість ( $PV$ , сП), граничне динамічне напруження зсуву ( $YP$ , дПа) і уявну в'язкість ( $AV$ , сП).

Доцільно розглянути визначення кожного з реологічних параметрів бурового розчину.

Міцність гелю (статичне напруження зсуву) ( $Gel_{10/10}$ , дПа). Статичне напруження зсуву являє собою мінімальне напруження, необхідне для руйнування структури бурового розчину.

Через те, що міцність структури тиксотропних бурових розчинів залежить від часу знаходження системи в спокійному стані, то й статичне напруження зсуву, що визначає міцність структури, є змінною величиною, що поступово зростає в кожному конкретному випадку до певного значення протягом деякого часу. Міцність гелю вимірюється після 10 сек. і 10 хв. Спокою бурового розчину.

Пластична в'язкість ( $PV$ , сП) – складова в'язкості бурового розчину, що перебуває в динамічному стані. Величина пластичної в'язкості прямо залежить від розміру, форми й числа частинок, що є присутніми у розчині, що рухається.

Пластична в'язкість визначається як різниця між показаннями ротаційного віскозиметра при 600 об/хв. і 300 об/хв.

Граничне динамічне напруження зсуву ( $YP$ , дПа). Величина зусилля необхідного для початкового плину рідини. Побічно характеризує опір бурового розчину плину.

Граничне напруження зсуву у фунт/100 дюймів<sup>2</sup> визначається як різниця між показаннями при 300 об/хв. і пластичної в'язкості у сантипуазах.

Уявна в'язкість ( $AV$ , сП). Величина, що характеризує загальну в'язкість бурового розчину в стані динаміки. Побічно може асоціюватися з показником умовної в'язкості при невисоких показниках міцності гелю.



Властивість дисперсних систем відновлювати початкову структуру, зруйновану раніше прокачуванням чи перемішуванням, називають тиксотропією. Численними дослідженнями встановлено, що тиксотропію дисперсних систем забезпечують такі фактори [5, 17, 19, 30, 47, 80]:

- достатня кількість дисперсної фази, що полегшує побудову просторової сітки;
- наявність колоїдної фракції в дисперсній фазі, яка відіграє роль адгезійної (клеючої) речовини для грубодисперсних частинок;
- невисока міцність структури і її властивість до залишкових деформацій.

Тиксотропія – важлива характеристика бурових розчинів, за якою оцінюють здатність рідини утримувати вибурену породу в змуленому стані після припинення циркуляції. Вона суттєво впливає на ефективність очищення привибійної зони свердловини від кольматації й збереження природної проникності порід продуктивного колектора.

Таким чином, до реологічних властивостей бурових розчинів відносять: міцність гелю; пластична в'язкість; граничне динамічне напруження зсуву; умовна в'язкість. Реологічні властивості бурових розчинів суттєво впливають на: забезпечення при промивці якісного очищення стовбура свердловини від шламу; забезпечення відділення частинок вибуреної породи й газу, що виноситься на поверхню, на засобах очистки; забезпечення оптимальних умов відпрацювання доліт за рахунок ефективної очистки вибою; зниження ерозії стінок стовбура свердловини.

### **1.3 Типи бурових розчинів за призначенням і складом. Їх переваги та недоліки**

Головним принципом класифікації бурових розчинів (див. табл. 1.1) є характеристика за складом дисперсійного середовища – основної складової, у якій розчинені інші компоненти (хімічні реагенти, матеріали), для забезпечення заданих параметрів і технологічних властивостей розчину [5, 17, 19, 30, 47, 80].



**Таблиця 1.1 – Класифікація бурових розчинів за основними та другорядними ознаками**

1. Основні ознаки	Назва системи БПР
По складу дисперсійного середовища	На водній основі Емульсійна На вуглеводневій основі На синтетичній основі
2. Другорядні ознаки	Характеристика системи
По складу диспергованої твердої фази	Безглиниста Малоглиниста (< 28 кг\м3) Глиниста (> 28 кг\м3) Глиниста - органофільна
По ступеню мінералізації	Прісна Слабо мінералізована (< 3%) Середньо мінералізована (< 15%) Високо мінералізована (> 15%)
По складу мінералізаторів	Хлор-натрієва (сольова) Хлор-калієва Хлор - кальцієва Хлор - магнієва Гіпсова Вапняна
По складу наповнювачів	Аерована Емульсійна (нафта + вода) Обважена (барит) Карбонатна (крейда, Barcarb)
По лужності середовища, показнику (рН)	Високо лужна (>11,0) Середньо лужна (8,5-11,0) Слабо лужна (7,0-8,5) Нейтральна (7,0) Кисла (< 7,0)

Зокрема, розрізняють бурові розчини на водній та на вуглеводневій (ВВО) основі і на основі газоподібних агентів.

### 1.3.1 Бурові розчини на водній основі

Розчини на водній основі, складаються із двох основних екомпонентів:

- дисперсійне середовище (вода) рідка фаза, у якій розчинені або завислі всі мінеральні або хімічні компоненти розчину (тверда фаза);
- тверда фаза - наповнювачі (глиниста фаза, карбонат кальцію, обважнювачі), мінеральні солі (хлоридів  $\text{Na}^+$ ;  $\text{Ca}^{2+}$ ;  $\text{Mg}^{2+}$  і тд.), органічні полімерні чи синтетичні компоненти, розчинені або завислі у воді.

Бурові розчини на водній основі поділяють на два основні типи систем:

- диспергуючу – коли відбувається хімічне розчинення з наступним механічним руйнуванням вибуреної гірської породи в дисперсійному середовищі – воді;
- недиспергуючу – коли вибурена порода захищена від механічного руйнування за рахунок максимального пригнічення процесу хімічного розчинення порід.

Відомо, що в процесі буріння свердловин стабільність параметрів розчинів залежить від ступеня забруднення вибуреної гірської породи і, особливо, від збільшення вмісту активної (глинистою) твердої фази.

Використання диспергуючих систем має ряд недоліків:

- високою кавернозністю стінок стовбура свердловини;
- утворенням сальників на елементах бурильної колони;
- значним напрацюванням об'ємів промивної рідини;
- негативним впливом на продуктивні пласти-колектори.

Відносна перевага таких систем – низька собівартість, що дозволяє їх застосовувати під час розбурювання теригенних відкладів в верхніх інтервалах буріння, при одночасному забезпеченні якісного очищення розчину від вибуреної гірської породи [5, 17, 19, 30, 47, 80].

Параметри розчинів на водній основі регулюють хімічними реагентами. Їх взаємодія з гірською породою в стінках стовбура у привибійній зоні відбувається за рахунок проникнення твердої і рідкої фаз розчину. У водних розчинів дисперсійне середовище – вода, а дисперсна фаза – як тверда (глинопорошки, мікросфери, обважнювачі, вибурений шлам), так і рідка (вуглеводні та ін. нерозчинні у воді органічні рідини).

При улаштуванні свердловини виникає зниження природної проникності колекторів продуктивного пласта, що негативно впливає на її продуктивність. Виділяють головні причини зниження проникності: 1) блокування пор твердою фазою; 2) відтискування вуглеводневої фази фільтратом промивальної рідини.

Необроблені глинисті розчини. Ці промивні рідини використовують при бурінні відкладів у верхній частині розрізу, де є прісноводні водоносні горизонти з метою недопущення їх забруднення хімічними реагентами. Глинистий буровий розчин готується на основі прісної води, яку попередньо зм'якшують кальцинованою содою, в кількості 5-10 кг/м<sup>3</sup> води. Бентонітовий глинопорошок додається у воду в кількості достатній для утворення глинистої суспензії з необхідними параметрами.

Додавання до води хімічних реагентів [5, 17, 19, 30, 41, 47, 77, 80, 88, 91] в, що поліпшують її структурно-реологічні та фільтраційні властивості, може й знизити природну проникність колектора.

Зниження набухання і диспергування глинистого шламу досягають:

- введенням в суспензію електроліту, що містить полівалентний катіон (гіпс, хлористий кальцій);
- обробкою глинистого розчину солями- коагулянту (*NaCl, KCl*);
- додаванням солей полівалентних металів, що переходять в гідроокиси;
- обробкою високолузжними сполуками, що збільшують глиноємність розчинів;
- використанням модифікованих лігносульфонатів;
- обробкою розчину полімерними сполуками;
- добавкою алюмінієвих, залізних вищих жирних чи нафтових кислот, котрі надають розчину дифільні властивості;
- комбінованими обробками вже переліченими сполуками.

Лише інгібуючі розчини здатні підвищити відновлення проникності за рахунок зниження набухання глинистих порід. Високолузжні розчини є обмежено термостійкими, і, чим вище колоїдальність розбурюваних порід, тим нижче термостійкість розчину. Хімічні реагенти – стабілізатори у високолузжному середовищі працюють гірше.

Глинисті розчини оброблені вуглелужним реагентом (ВЛР). Відповідно до геолого-технічних умов буріння глинисті БПР потребують регулювання основних параметрів (густини, умовної в'язкості, структурно-механічних та фільтраційних властивостей), традиційно для цього використовуються гуматні реагенти. Вуглелужний реагент (ВЛР), являє собою основне джерело гумінів і широко використовується для регулювання параметрів глинистих розчинів на основі прісної або слабомінералізованої води при бурінні свердловин, розріз яких представлений стійкими породами. Термостійкість розчинів, оброблених ВЛР становить 80 – 100°C.

Глинисті розчини, оброблені полімерами, мають простий склад. Артезіанську воду обробляють кальцинованою содою 2 – 3 кг/м<sup>3</sup>, для видалення іонів Ca<sup>2+</sup> і додають бентоніт до 40 кг/м<sup>3</sup>. Глиниста суспензія гідратує протягом 8 – 10 годин і стабілізується полімером до 3 кг/м<sup>3</sup>.

Глинисті розчини, оброблені лігносульфонатними реагентами – більш досконалі системи, їх використовують для промивання свердловин у складних геолого-технічних умовах буріння. Практично використання лігносульфонатів дозволяє вирішити проблеми, пов'язані зі стійкістю стінок стовбура свердловина, у розрізах нестійких глинистих сланців до глибини 6000 м. Такі системи характеризуються високою термічною стійкістю до 160° С та стабільністю фільтраційних властивостей, як у звичайних так і вибійних умовах, за рахунок створення щільної непроникної фільтраційної кірки. Використання лігносульфонатних розріджувачів типу (ФХЛС) підвищують глиномісткість систем до 140 кг/м<sup>3</sup> і дозволяє контролювати відносно низькі реологічні та структурно-механічні властивості.

Глинисті розчини, оброблені лігносульфонатними реагентами типу КССБ; КЛСМ і КЛСТ підвищують стабільність системи в умовах полівалентної агресії до 3% по вмісту іонів Ca<sup>2+</sup> і Mg<sup>2+</sup> на фоні підвищення мінералізації до повного насичення по хлориду натрію. Однак, за позитивних чинників розчини, оброблені лігносульфонатними хімічними реагентами, мають недоліки:



- наявність шкідливих (хром і залізо), небезпечних (формальдегіди і феноли) речовин, які входять до їхнього складу, обмежує використання в природоохоронних зонах, особливо в умовах морського буріння;
- висока матеріаломісткість при використанні рідких лігносульфонатних реагентів і проблеми з утилізацією або захороненням відходів буріння;
- високий вміст твердої та глинистої фаз знижує якість первинного розкриття продуктивних горизонтів.

Сервісні компанії (HALLIBURTON, SCHLUMBERGER) мають достатній асортимент лігносульфонатних реагентів-дефлокулянтів і високоефективних розріджувачів, які рекомендуються для обробки розчинів у тих випадках, коли необхідне оперативне зниження структурно-механічних властивостей. Концентрація лігносульфонатного розріджувача, що додається, може змінюватися від 0,5 до 1,0 кг/м<sup>3</sup> під час одноразової обробки розчинів.

Сучасні імпортовані лігносульфонатні хімічні реагенти не містять шкідливих і небезпечних речовин і їх використання допустимо при бурінні глибоких свердловин в Україні, та їх висока вартість не може конкурувати з новими недиспергуючими інгібованими полімерними розчинами.

Недиспергуючі бурові промивні рідини створені для вирішення задач, пов'язаних з ускладненнями й аваріями, які виникають в результаті обвалів і осипів глинистих гірських порід (глин, аргілітів, глинистих сланців). Такі ускладнення призводять до найбільшої втрати продуктивного часу в процесі буріння свердловини, а іноді закінчується ліквідацією свердловини.

Для цих розчинів характерна висока стабільність основних параметрів. Основні переваги недиспергуючих систем:

- забезпечення стійкості стінок стовбура свердловини;
- стабільність параметрів і технологічних властивостей;
- можливість тривалого зберігання і повторного використання;
- підвищення якості первинного розкриття продуктивних горизонтів;
- скорочення об'ємів бурових стічних вод;
- вирішення екологічних проблем.



Для ведення робіт в умовах АВПД глинисті бурові розчини обтяжують, використовуючи в якості добавок баритовий, залізистий і інші обважнювачі. Ці системи відрізняють відносно невисока вартість, широкий спектр обробних реагентів і великий досвід застосування. Однак використання таких розчинів призводить до незворотної кольматації продуктивних пластів, а відновлення проникності колекторів не перевищує 5–10%.

Інгібуючі бурові рідини. Формування інгібуючих систем засновано на придбанні захисних властивостей, які пригнічують гідратацію глинистих мінералів, що входять до складу вибуреної гірської породи, стінок стовбура свердловини, а також входять до складу пісковиків продуктивних пластів.

Полімерглинисті і безглинисті розчини. бурові розчини з низькою концентрацією твердої фази – полімерглинисті і безглинисті. Істотною відмінністю цих розчинів від звичайних глинистих розчинів є незначний вміст твердої (глинистої) фази (3–5 %) або повна її відсутність. Основою цих розчинів є полімерні реагенти. Вони відносяться до різних модифікацій целюлози, похідних акрилових полімерів, біополімерів, а також сополімерів. Полімери, які використовують для приготування і обробки бурових розчинів, відносяться до поліелектролітів, у молекулярному ланцюзі яких є різні функціональні групи. Однією з найважливіших властивостей полімерів є здатність флокулювати дисперсні частинки іншого мінералогічного складу.

В якості флокулянтів частинок вибуреної породи використовують полімери, що випускають у вигляді гелю, рідини, порошку. Для розчинення рідких і порошкоподібних полімерів використовують механічні та гідравлічні перемішувачі. Позитивні властивості полімерглинистих і безглинистих рідин:

- відсутність або низький вміст твердої фази;
- високі мастильні та інгібуючі здібності;
- селективна флокулююча дія щодо дисперсної фази;
- можливість регулювання фільтраційних властивостей в широких межах залежно умов буріння.

Карбонатний буровий розчин з низьким вмістом твердої фази. Полімерні системи такого типу з високим змістом карбонату кальцію (крейда, карбонат кальцію) призначені для буріння свердловин на родовищах де потрібна густина ПБР 1150-1250 кг/м<sup>3</sup>, при розкритті продуктивних горизонтів, а склад розбурюваного розрізу представлений терригенними кристалічними (пісковики) й карбонатними гірськими породами (вапняки, мергелі). Для приготування такого розчину використовують артезіанську воду, яку обробляють полімером стабілізатором DEXTRID LTE, структуроутворювачем BARAZAN D та інкапсулянтom GEM GP. Для підвищення густини використовується мармурова крихта типу BARACARB 5/25/50.

Обважнені глинисті розчини. Для запобігання ускладнень, пов'язаних з порушенням цілісності стовбура свердловини і можливими газонафтопроявами, виникає необхідність підвищувати густина глинистого розчину в значних межах (до 2200–2400 кг/м<sup>3</sup>). Отримати таку густина, збільшенням концентрації глинистої твердої фази і солей, в промивній рідині неможливо. Для цього в розчини вводять матеріали з великою щільністю, які отримали назву обважнювачів, підвищують густина розчину до необхідних величин. Обважнювачі розділяються на дві групи залежно від їх щільності. До першої групи відносяться матеріали низької щільності – 2600–3500 кг/м<sup>3</sup> (наприклад, низькоколоїдні глини, мергелі, крейда, вапняк, солі NaCl, CaCl<sub>2</sub>). Вони володіють низькою обважненою здатністю і можуть забезпечити обважнення тільки до 1450 кг/м<sup>3</sup>, при значних витратах матеріалів, що підвищує вміст твердої фази в розчинах і знижує ефективність буріння. Тому обважнювачі першої групи використовують за відсутності ефективніших обважнювачів.

До другої основної групи обважнювачів відносять матеріали з щільністю 3500–5300 кг/м<sup>3</sup> (барит, залістисті і сидеритові обважнювачі, важки солі і ін.). Найбільш поширеним обважнювачем є барит (подрібнений сульфат барію, BaSO<sub>4</sub>). Барит застосовують для збільшення густини розчину на водній і вуглеводневій основах. Максимальна густина розчину за рахунок бариту 2500 кг/м<sup>3</sup>. Основним недоліком бариту є його кислотонерозчинність, що призводить

до забруднення продуктивних горизонтів і зменшення флюїдовіддачі продуктивних пластів-колекторів, особливо в низькопроникних та тріщиноватих пластах, і потребує додаткових операцій з відновлення проникності пласта.

Для більш якісного розкриття продуктивних горизонтів в якості обважнювачів, до густини  $2200 \text{ кг/м}^3$ , використовують важкі солі, такі як: броміди кальцію, цинку або їх суміш. Використання цих солей забезпечує мінімальне забруднення продуктивних горизонтів і можливість майже повного відновлення проникності (до 70-90%).

Для обважнення розчину використовують блоки приготування обладнанні механічними і гідравлічними перемішувачами.

Мінералізовані системи розчинів. Розчини цього типу характеризуються стійкістю до дії солей, що потрапляють у буровий розчин у процесі розбурювання пластів, які насиченні високомінералізованими водами, а також інтервалів, складених різними солями (кам'яною сіллю, сильвінітом, бішофітом). Найбільш простим солестійким розчином є насичений розчин солі або високомінералізована вода пласта, що містить не менше 25 % солі. Глинисті розчини, насичені солями, використовують при бурінні в тому випадку, якщо не можна застосувати безглинисті розчини.

З аналізу інформації [5, 17, 19, 30, 41, 47, 77, 80, 88, 91] про бурові розчини на водній основі, можливе узагальнення, що фіксується зниження колекторських властивостей пласта (так зване, «затирання капілярів»), зменшення його природної проникності. Це пояснюється кольматацією пор пласта глинистими частинками з бурового розчину, а також набуханням глинистого матеріалу самого пласта в результаті взаємодії його з фільтратом глинистого чи полімерного розчинів. Взаємодія фільтратів з пластовими водами призводить до утворення нерозчинних або погано розчинних осадів.

### **1.3.2 Бурові розчини на вуглеводневій основі**

Рідини на вуглеводневій основі – це трифазна колоїдна система, у якій дисперсійне середовище представлено вуглеводневою речовиною (нафта,

дизельне паливо, мінеральне масло), а дисперсна фаза мінеральними чи полімерними реагентами (органофільна глина, полімери й обважнювач) і емульгованою водою. Їх застосування суттєво поліпшує відновлення проникності продуктивних колекторів, бо їх несуче середовище – рідина, за фізико-хімічними властивостями споріднена вуглеводневому флюїду, котрий насичує продуктивний пласт, і таким чином не створює при їх взаємодії малорухомих сумішей, які блокують поровий простір пласта [5, 17, 19, 30, 47, 77, 80, 88, 91].

Основна перевага розчинів на вуглеводневій основі порівняно з розчинами на водній основі, полягає в тому, що вона має максимально високий ефект інгібування глинистої гірської породи й практично на 100% запобігає диспергуванню вибуреної гірської породи й скорочує надходження твердої фази до розчину. Фільтрат розчину на ВВО не містить вільну воду й практично ідентичний за основним хімічним складом із флюїдом продуктивного горизонту, що дозволяє максимально підвищити якість первинного розкриття продуктивного горизонту. Крім того, високий вміст вуглеводнів у системі забезпечує максимально можливі змашувальні й антифрикційні властивості. Можливість зберігання і повторного використання забезпечують широкі використання розчину, в т. ч. при бурінні в складних умовах на шельфі морів.

Головний недолік рідин на вуглеводневій основі – їх висока вартість.

На властивості бурових розчинів на ВВО впливають водонафтовий фактор, тип і концентрація емульгатора, зміст твердої фази, температура та тиск у свердловині.

Останнім часом при промиванні свердловин з використанням розчинів на ВВО застосовують мінеральне масло, яке дозволяє формувати стабільну, легко керовану систему, ефективну для практичного застосування, як при глибокому, так і при горизонтальному бурінні експлуатаційних свердловин, зокрема:  
– розчини на базі мінерального масла термічно стійкі до 260°C, застосовують при бурінні глибоких розвідувальних і експлуатаційних свердловин;



– використання мінерального масла поліпшує технологічні властивості розчину, що дозволяє формувати на стінці стовбура свердловини захисну зону, яка підвищує її стійкість, запобігає проникненню фільтрату й тонкодисперсної твердої фази до пор колектора, підвищує антифрикційні й змащувальні властивості, що є практично ідеальним в умовах буріння горизонтальних свердловин у продуктивних горизонтах;

– густина розчину може змінюватися в широкому діапазоні від 1000 кг/м<sup>3</sup> у чистій системі й обважненій до 2300 кг/м<sup>3</sup>, за рахунок гідрофобного бариту й захисних мінеральних наповнювачів;

– розчин характеризує висока стабільність у вибійних умовах за показником фільтрації, що дорівнює 8–10 см<sup>3</sup>/30 хв. при температурі 200°C;

– розчин має високі структурно-механічні властивості та низькі реологічні властивості, що забезпечує оптимальні умови промивання свердловини;

– використання розчинів на ВВО на порядок знижує ризик прихоплення бурильного інструменту в особливо складних геолого-технічних умовах буріння, і забезпечує безаварійну проводку горизонтальних свердловин з довжиною горизонтальної ділянки більше 1000 м;

– розчин легко видаляє вибурені гірські породи на механічних засобах очищення, особливо на першому ступені (віброситах), і вимагає максимального його очищення від вибуреної гірської породи й пластових флюїдів.

– підвищення ефективності механічного очищення розчину дозволяє контролювати вміст твердої фази в оптимальному діапазоні й зберігати стабільність структурно-механічних і реологічних параметрів;

– проникаючий у гірську породу фільтрат розчину на ВВО не містить вільної водної фази або мінералізованої води, що знижує до мінімуму змочування глинистих мінералів і запобігає їхньому набуханню і дестабілізації.

– результати буріння свердловин у відкладах глинистих сланців зі змістом монтмориллоніту більш, ніж 60%, показали, що глинисті мінерали не змінюють структури гірської породи й зберігають її природній стан.



Розчини на ВВО готують на підприємствах без додавання обважнювача. Густина готового вихідного продукту може змінюватися від 800 до 1000 кг/м<sup>3</sup>. Враховуючи транспортну доцільність на об'єкт буріння, він доставляється необважненим. Необхідну густина розчину на ВВО досягають на об'єкті за рахунок додавання бариту й карбонату кальцію BARACARB, безпосередньо перед використанням в буровому процесі. Однак, значні витрати матеріалів, тривалість приготування, багатоконпонентність властива вже апробованим вуглеводневим розчинам [5, 17, 19, 30, 41, 47, 77, 80, 88, 91, 94, 99].

Таким чином, з аналізу зрозуміло, що розчини на вуглеводневій основі при всіх свої перевагах, мають ряд істотних недоліків (екологічна й пожежна небезпека, токсичність), що обмежує їх використання.

Отже, удосконалення бурових розчинів на водній основі для розтину теригенних колекторів є більш перспективним для збереження природної проникності продуктивних колекторів.

#### **1.4 Висновки до розділу 1. Мета та задачі досліджень**

Таким чином, з аналізу переваг і недоліків раніше апробованих для первинного розкриття свердловин бурових розчинів можливі такі висновки.

1. Буровий розчин – це складна багатоконпонентна дисперсна система суспензійних, емульсійних і аерованих рідин, які застосовують для промивання свердловини у процесі буріння. Основна функція промивних рідин полягає у транспортуванні шламу з вибою свердловини на поверхню.

2. Бурові розчини для розкриття продуктивних пластів в теригенних породах повинен, головним чином, забезпечити мінімальний забруднюючий вплив на проникність колектора; високі інгібуючі властивості для запобігання набухання та диспергування глинистих порід у цих колекторах.

3. До реологічних властивостей бурових розчинів відносять: міцність гелю; пластична в'язкість; граничне динамічне напруження зсуву; умовна в'язкість.

Реологічні властивості бурових розчинів суттєво впливають на: забезпечення при промивці якісного очищення стовбура свердловини від шламу; забезпечення відділення частинок вибуреної породи й газу, що виноситься на поверхню, на засобах очистки; забезпечення оптимальних умов відпрацювання доліт за рахунок ефективної очистки вибою; зниження ерозії стінок стовбура свердловини.

4. Удосконалення бурових розчинів на водній основі для розтину теригенних колекторів є більш перспективним для збереження природної проникності продуктивних колекторів.

Тому за **метою роботи** прийнято – удосконалити можливості застосування біополімерних бурових розчинів для збереження первинної проникності гірських порід при розкритті продуктивних колекторів свердловиною й підвищення ефективності видалення шламу з неї.

Для досягнення цієї мети слід розв'язати наступні **задачі досліджень**:

1. Проаналізувати переваги й недоліки раніше апробованих для первинного розкриття свердловин бурових розчинів.
2. Спланувати лабораторний експеримент з досліджень реологічних властивостей різних складів біополімерних бурових розчинів і обґрунтувати його методику.
3. Шляхом фізичного експерименту дослідити реологічні параметри біополімерних розчинів, а також і їх вплив на транспортуючу здатність при видаленні бурового шламу.
4. Дослідити вплив добавок катіонних полімерів на реологічні параметри біополімерних розчинів.
5. Дослідити вплив біополімерних розчинів на значення коефіцієнту відновлення проникності гірських порід колекторів.
6. Обґрунтувати склад і методику приготування біополімерних розчинів з додаванням катіонного полімеру.

## **2 ОБГРУНТУВАННЯ МЕТОДИКИ ЛАБОРАТОРНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ВЛАСТИВОСТЕЙ РІЗНИХ СКЛАДІВ БІОПОЛІМЕРНИХ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ**

Як встановлено у попередньому розділі в процесі улаштування свердловини реологічні властивості бурових розчинів суттєво впливають на:

- забезпечення якісного очищення стовбура свердловини від шламу;
- забезпечення відділення частинок вибуреної породи й газу, що виноситься на поверхню, на засобах очистки;
- забезпечення оптимальних умов відпрацювання доліт за рахунок ефективної очистки вибою;
- зниження ерозії стінок стовбура свердловини.

До основних реологічних параметрів віднесено: міцність гелю; пластична в'язкість; граничне динамічне напруження зсуву; уявна в'язкість, – принципи визначення яких розглянуто в п. 1.2.

Тому відповідно до поставлених у роботі задач слід спланувати лабораторний експеримент з досліджень реологічних властивостей різних складів біополімерних бурових розчинів і обґрунтувати його методику. Дослідження значень реологічних властивостей бурових розчинів базується на встановленні емпіричних залежностей між напруженнями, що викликають протікання рідини, та відповідними швидкостями течії (деформаціями).

### **2.1 Обладнання для досліджень реологічних параметрів бурових розчинів**

Реологічні параметри полімерних розчинів, визначали в лабораторії Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» з використанням віскозиметрів СНЗ – 2, фотографія якого подана на рис. 2.1, та віскозиметру OF1, 8-швидкісного, модель 800 (фотографію див. на рис. 2.2).





Рис. 2.1 Віскозиметр СНЗ – 2



Рис. 2.2 Віскозиметр OF1



Віскозиметр СНЗ – 2 призначений для визначення статичного граничного напруження зсуву глинистих розчинів, застосованих при бурінні нафтових і газових свердловин, у т. ч. за умов промислових лабораторій.

Діапазон вимірювання статичного граничного напруження зсуву глинистих розчинів від 0 до 80 Па. Швидкість обертання стакану – 0.2 об/хв. Зовнішній діаметр вимірювального циліндра – 40 мм, його висота – 60 мм. Внутрішній діаметр стакану – 60 мм. Максимальний кут відліку – 300 град. Живлення приладу від мережі змінного струму напругою 220 В. Межа допустимої похибки статичного граничного напруження зсуву глинистих розчинів – 5%.

Граничне статичне напруження зсуву глинистих розчинів  $\tau$  (Па) визначають як

$$\tau = k\varphi, \quad (2.1)$$

де  $k$  – константа приладу (Па / град.);

$\varphi$  – кут закручування (град.).

Восьмишвидкісний (3; 6; 30; 60; 100; 200; 300; 600 об/хв.) електронний віскозиметр OF1, модель 800 широко використовується як у польових, так і в лабораторних умовах для точного визначення реологічних властивостей бурових розчинів. Він дозволяє з високою точністю встановити будь-яку з 8 частот обертання ротору.

Принцип роботи ротаційного віскозиметру засновано на фіксації зсувних напружень в контрольованому середовищі між циліндрами. Міра зсувних напружень – це крутний момент на підвісному циліндрі (внутрішньому) при обертанні зовнішнього циліндра з постійною кутовою швидкістю.

Електронний регулятор здійснює безперевне відслідковування та автоматичне регулювання частоти обертання, підтримуючи постійну швидкість зсуву за умов змінного потоку рідини і пекрепадів напружень, характерних для виробничих умов.

Показники напруження зсуву глинистих розчинів у безперевному режимі виводяться на дисплей. При фіксуванні показників за різних швидкостей

обертання, завжди здійснюється перехід від більш високої частоти до більш низької. Шляхом обробки дослідних даних розраховуються наступні реологічні показники бурових розчинів:

- пластичну в'язкість;
- межу текучості;
- уявна в'язкість;
- граничне статичне напруження;
- граничне статичне напруження зсуву.

При бурінні свердловини найбільш суттєві зміни фільтраційно-ємнісних властивостей гірських порід відбуваються саме в її навколосвердловинній зоні. Їх погіршення на початковій стадії експлуатації свердловини впливає не лише на продуктивність свердловини, але і на швидкість розробки родовища і кінцевий коефіцієнт нафтогазовилучення.

Фільтраційно-ємнісні характеристики гірських порід навколосвердловинної зони зменшуються через засмічення пласта різними речовинами під час первинного розкриття колектору, цементування колони, перфорації та ремонті свердловини. Тому проводяться заходи з інтенсифікації припливу вуглеводнів до свердловин.

Оцінювання проникності, впливу бурових розчинів і складу дисперсійного середовища на фільтраційно-ємнісні властивості гірських порід навколосвердловинної зони виконувалось на зразках натурних кернів цих гірських порід.

При цьому лабораторні дослідження зміни фільтраційно-ємнісних властивостей гірських порід стосувалися лише первинного розкриття продуктивних пластів колекторів.

Лабораторні дослідження впливу бурового розчину на відновлення проникності дотриманням пластових умов ( $P_{пл}$ ,  $T_{пл}$ ) було здійснено на фільтраційній установці для дослідження фільтраційно-ємнісних характеристик гірських порід (див. рис. 2.3), зібраній фахівцями Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка».



Рис. 2.3 Фільтраційна установка для дослідження фільтраційно-ємнісних характеристик гірських порід

Дана фільтраційна установка для дослідження фільтраційно-ємнісних характеристик гірських порід має наступні особливості:

- установка дозволяє проводити дослідження гірських порід на пористість і проникність, а також прокачувати різноманітні рідини та розчини крізь стандартні зразки (циліндри) гірських порід розміром 30×30 мм;
- зразок гірської породи – керн закріплюють у кернотримачі за допомогою силіконової манжети, яку герметизують стисненим повітрям;

– проникність визначають вимірюванням витрати повітря через поперечний перетин керна за трьох різних перепадів тиску (вимірюється тиск на вході і на виході з керну);

– вимірювання проникності по рідині проходить аналогічно, але за допомогою прокачування дозуючим насосом з фіксацією перепадів тиску;

– визначення пористості проводиться газоволюметричним методом.

Основними вимірюваними параметрами на установці є перепад тиску, фазова проникність, а до контрольованих параметрів віднесені об'ємна подача насосів, поровий та обтискний (так званий, гірський) тиск.

Методика підготовка лабораторних досліджень мала наступний алгоритм:

- приготування зразків керну гірських порід;
- збірка і опресовування гідравлічної схеми експерименту;
- збірка одинарного кернового зразка (кернової моделі пласта) правильної форми, приміщення його в кернадержателя, підключення до гідравлічної схеми, опресовування всієї схеми;
- підготовка робочих флюїдів в акумуляторах, створення тиску, опресовування, підключення до гідравлічної схеми.

У процесі безпосередньої фільтрації разом з реєстрацією відповідних даних: тиску (та його змін); температури; подачі насосів; об'ємів флюїду, – дуже важливим є заходи з недопущення витоку, засмічення вхідних і вихідних патрубків, різких коливань тиску, суттєвої зміни температури в процесі дослідження.

Установка також призначена для вивчення процесів взаємодії зразків гірських порід (у т. ч. глинистих) навколосвердловинної зони з рідинами (зокрема, з буровими розчинами) шляхом оцінювання змінності їх геометричних розмірів та об'єму рідини, що поглинається зразками порід. Існуючі методи визначення кількісних параметрів набухання глинистих порід переважно орієнтовані випробувань із зразками, що являють диспергований глинистий матеріал, так звані, глинопорошки [30, 36, 43, 67, 68, 96, 97]. За таких умов виключається можливість змоделювати природні умови залягання глинистих мінералів при їх розкритті бурінням.



Установка, являє собою комплекс приладів, призначених для тривалих і безперервних вимірювань взаємодії глинистих мінералів з буровими розчинами, і дозволяє визначити набухання в напівзамкненому просторі, що моделює стовбур свердловини [68]. Використовувались зразки природної структури, виготовлені з кернів глинистих порід. Принцип дії установки полягає в подачі рідини з ємності у вимірювальну комірку через гнучкі прозорі трубки, а також вимірюванні геометричних розмірів зразків і обсягів рідини, поглиненої ними. Тобто, основним робочим елементом установки є вимірювальна комірка.

## **2.2 Бурові розчини та керновий матеріал, використані в лабораторному експерименті**

У лабораторному досліді в якості модельного об'єкта було використано різноманітні глинопорошки, зокрема, з бентонітової глини (з коефіцієнтом колоїдальності 0.66), а також ряд реагентів: солі (зокрема, NaCl, KCl, CaCl<sub>2</sub>, MgCl<sub>2</sub>, Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>, K<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>, KCH<sub>3</sub>COO, KBr та ін.) й інші продукти з необхідним технічним ступенем чистоти. Було використано й описані нижче сполуки.

Продукти на базі целюлози. Карбоксиметилцелюлоза – це ефір целюлози. Характеризується ступенями етерифікації (заміщення) і полімеризації. Для карбоксиметильного ефіру целюлози, що використовують у бурінні, характерна ступінь етерифікації 0,85 – 0,95, а полімеризації 300–1600.

Росфлок ПВ – ефективний стабілізатор і знижувач водовіддачі бурових розчинів на водній основі. Він забезпечує стійкість стовбура свердловини, стабільність бурового розчину, підтримання водовіддачі на низькому рівні, дозволяє регулювати реологію бурового розчину.

Крохмаль (нецукровоподібний полісахарид – природна високомолекулярна речовина), який отримують з картоплі. У його складі два полісахариду – амілоза (20–30%) і амілопектин (70–80%). Ці полісахариди побудовані із залишків глюкози, пов'язаних між собою – (1,4) – глікозид - глікозидними зв'язками. За

однакового хімічного складу ці складові різняться просторовою будовою. Молекули амілози – лінійно, а амілопектину – з бічними відгалуженнями.

Подрібнений кальцит (кальцію карбонат  $\text{CaCO}_3$ ) використовують як навантажувач у розчинах при завершенні свердловин.

Flo - Trol – використовують для зниження водовіддачі промивних рідин на водній основі. На відміну від ПАЦ, КМЦ та інших реагентів крохмальної групи він не впливає на величину швидкості зсуву бурової.

Оснопак – високов'язка поліаніонна целюлоза (ПАЦ), що має високу молекулярну масу, призначений для стабілізації та регулювання структурно-механічних і фільтраційних властивостей будь-яких бурових розчинів на водній основі з будь-яким ступенем мінералізації: полімерглинистих і біополімерних.

Оснопак застосовують як полімерну добавку, що регулює фільтраційні та реологічні властивості бурових розчинів. Він ефективний у прісних розчинах і розчинах високого ступеня мінералізації. Ця речовина надає безглинистим розчинам оптимальні структурно реологічні властивості, ефективно регулює в'язкість і фільтрацію розчинів з низьким вмістом твердої фази. Оснопак має високий ступінь стійкості до дії одновалентних і полівалентних солей. Ефективний як в глинистих, так і в безглинистих розчинах. Він забезпечує стабілізацію стінок свердловини при бурінні в глинистих сланцях, сприяє зниженню вмісту твердої фази в розчині.

Ксантанова смола – високоочищений ксантановий біополімер з високою молекулярною масою. Використовують в якості структуроутворювача розчинів на водній основі, як прісних, так і сильно мінералізованих. Ця смола ефективніше інших забезпечує винесення шламу на земну поверхню з горизонтальних і похило-спрямованих свердловин.

Ксантанова смола підвищує тиксотропні властивості розчинів (здатність текти з мінімальним опором при високих зсувних навантаженнях і утворювати пружний гель при низьких швидкостях течії). Незамінний в якості основного компонента структуроутворювача в інгібуючих бурових розчинах на водній основі для розкриття продуктивних пластів, особливо при бурінні похило-

спрямованих і горизонтальних ділянок свердловин. Регулює реологічні властивості розчинів, надає їм високу утримучу та виносячу здатність. Застосовують її і в малоглинистих бурових розчинах. Ксантанова смола інгібує реактивні глинисті відкладення за рахунок інкапсуляції.

Поліелектроліт ВПК - 402 – це високомолекулярний катіонний полімер лінійно-циклічної структури, який отримують радикальною полімеризацією мономера диметилдіаліламоній-хлориду, який, в свою чергу, виготовляють з алілхлорида та диметиламіна нагріванням в лужному середовищі. Він являє собою однорідну рідину без сторонніх включень. Молекулярна маса полімеру становить приблизно  $3 \cdot 10^5$ . У товарному продукті молекулярна маса ВПК-402 може змінюватися в межах від  $10^4$  до  $10^6$ .

В якості методичної основи для підготовки зразків і флюїдів витримувались вимоги норм [28, 70]. Керновий матеріал підбирався безпосередньо з колекторів теригенних порід. Він вибурювався у вигляді циліндричних зразків висотою 30 – 50 мм і діаметром 30 мм. Перед вимірами зразки піддаються екстракції спіртобензольній суміші (співвідношення компонентів 1:3) для видалення залишкових вуглеводнів та інших сторонніх речовин, надалі висушувались до постійної маси при температурі 102 – 105 °С. При підготовці експерименту з вивчення фільтраційних характеристик кернових зразків за початкове значення проникності приймалась величина проникності за газом (азот), проведене після описаної підготовки. Зразки представлені крупними, середньої крупності та дрібнозернистими пісковиками верхнього венда (породи докембрійського віку) з мінералогічною щільністю від 2,60 до 2,72 г/см<sup>3</sup>.

### **2.3 Алгоритм лабораторних досліджень проникнення бурового розчину в модель пласта і вплив його на фільтраційні властивості цієї моделі**

Керни було відібрано з продуктивних пластів з такими термобаричними умовами: температура 18°C, пластовий тиск  $P_n = 120$  Ат (1763 Psi), гірничий

тиск  $P_2 = 490 \text{ Ат } 7200 \text{ Psi}$ ). Прийнято наступний алгоритм лабораторних досліджень проникнення бурового розчину в модель пласта і вплив його на фільтраційні властивості цієї моделі:

- збирання дослідного зразка в кернадержателі;
- насичення зібраного в кернадержателі випробуваного зразка гасом при пластових умовах;
- визначення проникності дослідного зразка для гасу при пластових умовах (у прямому та зворотному напрямках);
- фільтрація бурового розчину через дослідного зразок у напрямку, протилежному напрямку, моделюючому приплив вуглеводнів у свердловину, за пластових умов;
- витримування дослідного зразка з фільтратом за пластових умов протягом 24 годин;
- видалення фільтраційної кірки бурового розчину з того торця дослідного зразка, що розташовувався на контакті з буровим розчином за пластових умов;
- визначення фазової проникності дослідного зразка для гасу за пластових умов (у зворотному напрямку).

Проникність за рідиною визначали за даними, отриманими при фільтрації рідини через складовий зразок породи за різних витрат подачі насосів (мінімум 3).

Коефіцієнт проникності обчислювали за відомим виразом

$$K = \frac{14503 \cdot \mu \cdot L \cdot V}{\Delta P \cdot S \cdot t}, \quad (2.2)$$

де  $K$  – коефіцієнт проникності зразка, мД;

14503 – коефіцієнт перерахунку psi в Па;

$\mu$  – динамічна в'язкість рідини, мПа·с;

$L$  – довжина (висота) зразка, см;

$V$  – прокачаний об'єм, см<sup>3</sup>;

$\Delta P$  – перепад тисків, psi;



$S$  – площа поперечного перерізу,  $\text{см}^2$ ;

$t$  – тривалість прокачування.

Коефіцієнт відновлення проникності визначали як відношення проникності до і після впливу дослідної рідини

$$\beta = \frac{K_2}{K_1} \cdot 100\% . \quad (2.3)$$

## 2.4 Методика обробки результатів лабораторних досліджень

Дані, отримані в результаті лабораторних досліджень, обробляли апробованими методами математичної статистики. При вимірюванні параметрів бурового розчину виділяли систематичні та випадкові похибки. Необхідну й достатню кількість дослідів ( $n$ ) визначала з відомих формул

$$B = \frac{t}{\sqrt{n}} \cdot v, \quad (2.4)$$

$$n = \frac{t^2 v^2}{B^2}, \quad (2.5)$$

де  $B$  – допустима помилка;

$v$  – коефіцієнт варіації;

$t$  – критерій Стьюдента (за статистичними таблицями в залежності від величини прийнятої довірчої ймовірності ( $\alpha$ )).

Величину допустимої похибки в бурінні звичайно приймають як 3 – 10%. Коефіцієнт варіації отриманий за серією попередніх вимірів і склав  $v = 7\%$ , значення критерію Стьюдента при  $\alpha = 0,05$  дорівнює 2. Звідси число вимірювань склало

$$n = \frac{4 \cdot 36}{49} = 3.$$

Модель для стандартної матриці планування описується відомим рівнянням регресії

$$Y = b_0 + b_1x_1 + b_2x_2 + b_{12}x_1x_2 + b_{11}x_1^2 + b_{22}x_2^2 \quad (2.6)$$

де  $b_0, b_1, b_2, b_{12}, b_{11}, b_{22}$  – коефіцієнти нелінійного рівняння,

$$\bar{Y}_i = \frac{\sum_{i=1}^N Y_i}{N}; \quad (2.7)$$

де  $\bar{Y}_i$  – середнє значення досліджуваного параметра,

$$b_0 = \frac{\sum_{i=1}^N \bar{Y}_i}{N}; \quad b_i = \frac{\sum_{i=1}^N \bar{x}_{ij} \bar{Y}_i}{N}; \quad (2.8)$$

де  $\bar{x}_{ij}$  – кодоване значення рівнів варіювання,

Обробка результатів експерименту проводили за стандартним алгоритмом.

Оцінюється дисперсія відтворюваності  $D_{y_i}$  для кожного рядка плану, а потім відповідно визначається критерій рівноточності  $G$ , здійснюється перевірка однорідності дисперсій

$$G = \frac{D_{y_{\max}}}{\sum_{i=1}^N D_{y_i}}, \quad (2.9)$$

де  $D_{y_i} = \frac{1}{m-1} \sum_{j=1}^m (y_{ij} - \bar{y}_i)^2$ ;  $\bar{y}_i = \frac{1}{m} \sum_{j=1}^m y_{ij}$   $m$  – число паралельних вимірювань

в  $i$ -му досвіді,  $N$  – число дослідів.

Розраховується похибка досвіду  $D_{\bar{y}_0}$

$$\sigma_{\frac{2}{y_0}} = D_{\bar{y}_0} = \frac{1}{mN} \sum_{i=1}^N D_{y_i} \quad (2.10)$$

де  $mN = n$  – загальна кількість вимірювань.

Методом найменших квадратів визначали коефіцієнти рівнянь

$$Y = b_0 + \sum_{i=1}^k b_i x_i + \sum_{i < j} b_{ij} x_i x_j + \sum_{i=1}^k b_i x_i^2, \quad (2.11)$$

де  $x_i$  – впливаючі фактори в безрозмірній формі (незалежні змінні).

Проводили перевірку гіпотези про адекватність моделі, виходячи з критерію Фішера  $F$

$$F = D_{y_a} / D_{\bar{y}_0} \quad (2.12)$$

Перевіряли значимість коефіцієнтів полінома, з розгляду виключали незначні коефіцієнти, і здійснювали повторну перевірку адекватності моделі.

Інші залежності отримувались традиційними емпіричними рівняннями. При цьому визначались статистичні показники: коефіцієнти варіації та кореляції.

## 2.5 Висновки до розділу 2

1. Обґрунтовано методику й алгоритм лабораторних досліджень проникнення різних складів бурових розчинів у гірські породи навколосвердловинної зони та їх вплив на фільтраційні властивості такої моделі пласта з використанням віскозиметрів і фільтраційної установки.
2. Для планування експерименту та обробки результатів лабораторних досліджень доцільно використати апробовані методи математичної статистики.

### 3 РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕНЬ РЕОЛОГІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ БІОПОЛІМЕРНИХ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ ДЛЯ ПЕРВИННОГО РОЗКРИТТЯ КОЛЕКТОРІВ

#### 3.1 Результати досліджень реологічних параметрів біополімерних бурових розчинів

Технологічні властивості бурових розчинів з біополімерними і полімерними реагентів із високою молекулярною масою описують, так звано, моделлю Оствальда-де-Ваале [2, 6]

$$\tau = K(dv / dr)^n \quad (3.1)$$

де  $\tau$  – напруження зсуву;

$K$  – показник консистенції;

$dv / dr$  – швидкість зсуву;

$n$  – показник нелінійності (для псевдопластичних рідин, якими є біополімерні розчини,  $n < 1$ ).

Ще більш складні біополімерні розчини утворюють гелеподібні структури. Тоді в моделі течії слід враховувати ще граничне динамічне напруження зсуву. Тому використовують модель Гершеля – Барклі [6]

$$\tau = \tau_0 + K(dv / dr)^n \quad (3.2)$$

де  $\tau_0$  – граничне динамічне напруження зсуву, Па.

Степенева законірність більш коректно описує властивості бурових розчинів навіть при швидкостях 300 та 600 об/хв і розповсюджується й на їх стан у міжтрубному просторі (де відносні швидкості зсуву зазвичай менше  $170 \text{ с}^{-1}$ , що відповідає швидкості обертів ротора віскозиметра 100 об/хв.). Це



особливо справедливо для псевдопластичних рідин з малим вмістом твердої фази, які використовують як робочі рідини при бурінні свердловин.

В'язкість такої рідини при збільшенні швидкості зсуву зменшується, тобто виникає, так званий, ефект «зсувного розрідження» (зменшення сил взаємодії мінеральних частинок, макромолекул полімерів з молекулами дисперсійного середовища при збільшенні швидкості зсуву). Це сприяє зменшенню пластичної в'язкості полімерного бурового розчину при витіканні з каналів і промивних отворів в привибійної частини роботи породоруйнуючого інструменту, яка може знижуватись аж до величини в'язкості дисперсійного середовища. Рух цієї рідини в затрубному просторі між стінками свердловини і трубами супроводжується значним зниженням швидкості зсуву, що призводить до підвищення в'язкості розчину й суттєвому поліпшенню виносної здатності, забезпечуючи ефективне транспортування частинок бурового шламу стовбуром свердловини.

Значення реологічних показників бурових розчинів при бурінні свердловин фіксують ротаційними віскозиметрами, принцип роботи яких описано в другому розділі роботи (п. 2.1).

Для обробки результатів вимірювань за моделлю Оствальда-де-Ваале враховують показник нелінійності  $n$ , який описує ступінь відхилення реологічної поведінки бурового розчину від ньютонівських рідин. Зниження його відповідає підвищенню транспортуючій здатності бурового розчину (основна маса шламу виявляється в інтервалі максимальних швидкостей).

Величини  $n$  визначали як

$$n = 3,32 \cdot \lg \frac{\varphi_{600}}{\varphi_{300}}, \quad (3.3)$$

де  $\varphi_{300}$ ,  $\varphi_{600}$  – кут закручування за шкалою віскозиметра при швидкості обертання ротора відповідно 300 об/хв і 600 об/хв, град.

Показник консистенції  $K$  характеризує в'язкість (густоту) промивної рідини. З його зростанням збільшується її транспортуюча і утримуюча здатність, однак

зростає й гідравлічний опір у циркуляційній системі свердловини та амплітуда коливань тиску при ініціюванні течії бурового розчину та спуско-підімальних операціях, тим самим підвищуючи вірогідність гідророзриву пластів і нафтогазоводопроявлень [81, 87].

Величини  $K$  визначали як

$$K = \frac{\tau_{300}}{(dv/dr)_{300}^n} = \frac{0,511}{511^n} \cdot \varphi_{300} \cdot \quad (3.4)$$

З моделей Оствальда-де-Ваале й Ньютона отримано співвідношення для розрахунку ефективної в'язкості

$$\mu_{ef} = K (dv/dr)^{n-1} \cdot \quad (3.5)$$

Ефективна в'язкість  $\mu_{ef}$  характеризує в'язкість неньютонівської рідини, котра при тій же швидкості зсуву створює напруження еквівалентні ньютонівській рідині. Цю в'язкість вважають загальним показником реологічних властивостей промивних рідин незалежно від того, якою моделлю описують особливості їх реології [87, 91].

Пластична в'язкість  $\mu_{nl}$  (мПа·с) характеризує частку опорів, які визначають силами взаємодії часток дисперсної фази та середовища і описують інтенсивність росту дотичних напружень зсуву при збільшенні швидкості зсуву. Зі зростанням пластичної в'язкості зростають гідравлічні опори в циркуляційній системі свердловини, і знижується ресурс роботи бурових насосів і частка гідравлічної потужності, що підводиться до вибійного двигуна та долота [87, 91].

Величини  $\mu_{nl}$  визначали як

$$\mu_{nl} = \varphi_{600} - \varphi_{300} \cdot \quad (3.6)$$

Граничне динамічне напруження зсуву  $\tau_0$  також характеризує опір бурового розчину, що виникає при початку його перебігу. Зі збільшенням динамічного

напруження зсуву збільшується утримуюча здатність промивної рідини, однак зростає й гідравлічний опір у циркуляційній системі свердловини, амплітуда коливань тиску при пуску та зупинці насосів, а також спуско-підймальних роботах [87, 91]. Величини  $\tau_0$  визначали як

$$\tau_0 = \varphi_{300} - \mu_{nl} \cdot \quad (3.7)$$

Значення реологічних параметрів впливу бурового розчину на відновлення проникності дотриманням пластових умов ( $P_{nl}, T_{nl}$ ) здійснювали також (див. п.2.1) на фільтраційній установці для дослідження фільтраційно-ємнісних характеристик гірських порід. Тому початкові значення величин кутів закручування  $\varphi_{300}$  та  $\varphi_{600}$  використовували для розрахунку реологічні параметри ( $\mu_{ef}, \tau, K, n$ ). Ці показники достатньо повно охарактеризують реологічні властивості бурових розчинів, а відповідно і їх технологічні можливості. Перелік дослідних бурових розчинів міститься у п. 2.2.

Поставлено наступні задачі досліджень:

- дослідити закономірності зміни реологічних параметрів залежно від виду полімерного реагенту та його концентрації в буровому розчині;
- відібрати реологічні параметри щодо умов отримання полімерних розчинів;
- оцінити можливості оперативних вимірювань значень реологічних параметрів;
- визначити, так званий, синергічний ефект щодо отримання реологічних параметрів розчинів, оброблених кількома видами полімерних реагентів;
- оцінити стійкість хімічних полімерних реагентів за умов зміни мінералізації бурових розчинів;
- оцінити параметри реологічних моделей стосовно рецептур бурових полімерних розчинів.

Результати дослідів з визначення реологічних параметрів полімерних бурових розчинів подано на графіках (приклади яких див. рис. 3.1 – 3.7). Отримано емпіричні, переважно лінійні залежності. При цьому значення коефіцієнту кореляції лежать у межах  $r=0.896 - 0.985$ , а варіації  $v=0.06 - 0.196$ .

Зокрема, на рис. 3.1 наведено залежність ефективної в'язкості при частоті обертання гільзи приладу 300 об/хв –  $\mu_{ef}(\varphi_{300})$ .

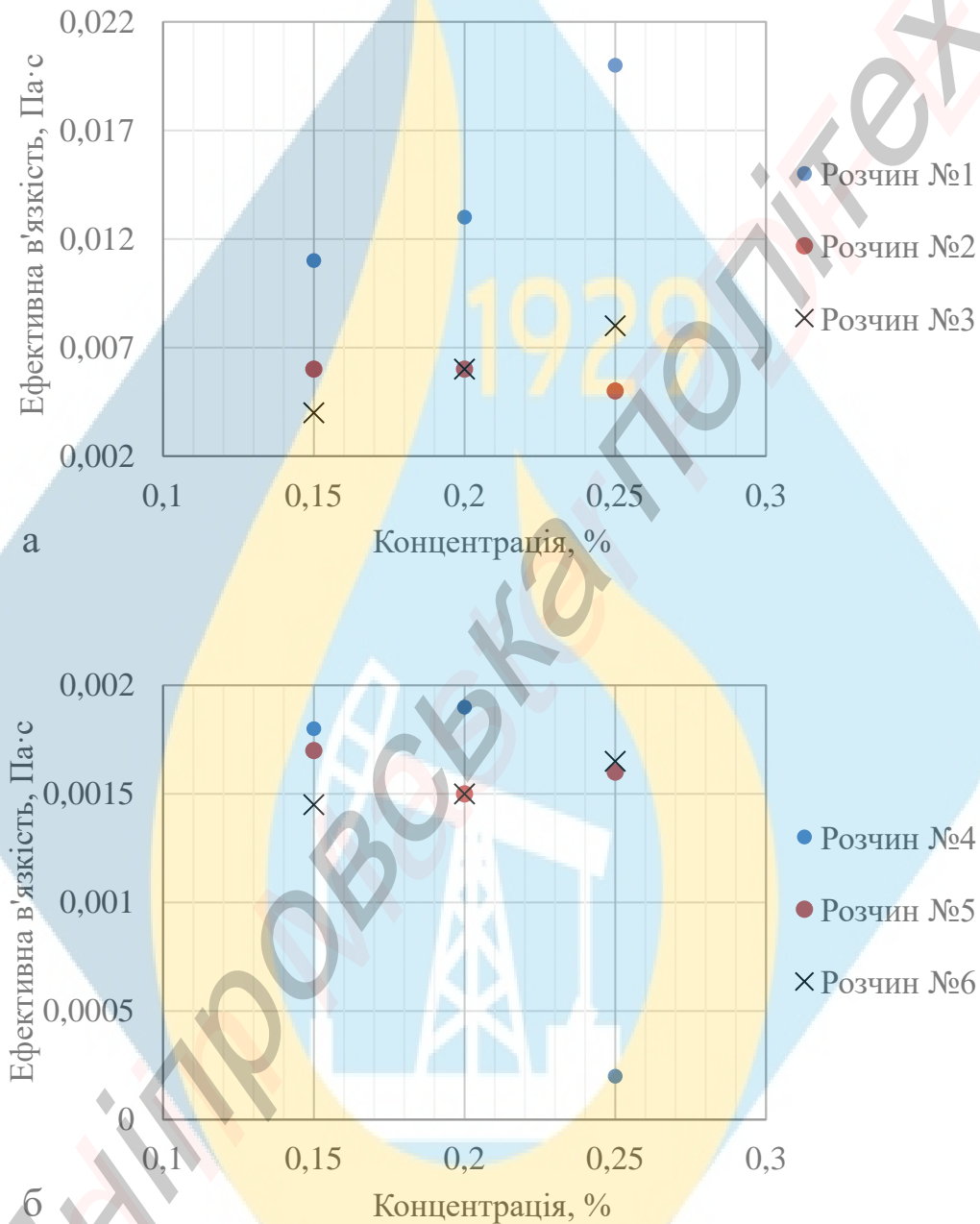


Рис. 3.1 Залежність ефективної в'язкості при  $\varphi_{300}$  від концентрації оснопака і Flo-troll у: розчині 1 – вода + оснопак; розчині 2 – вода + оснопак + 1% NaCl; розчині 3 – вода + оснопак + 3,5% NaCl; розчині 4 – вода + Flo-troll; розчині 5 – вода + Flo-troll + 1% NaCl; розчині 6 – вода + Flo-troll + 3,5% NaCl



З рис. 3.1, зокрема, видно, що при концентрації реагенту оснопака 0.15 та 0.2% мінералізація розчину по  $NaCl$  не призводить до зміни зростаючої залежності  $\mu_{ef}(\varphi_{300})$ .

Однак, збільшення концентрації оснопака в розчині до 0.25% при мінералізації 3.5% по  $NaCl$  відбувається зниження ефективної в'язкості з 0.006 до 0.005 Па, що можна пояснити зменшенням ступеня гідратації макромолекул полімеру при збільшенні величини мінералізації.

Тому полімерний реагент оснопак доцільно застосовувати при концентрації в розчині до 0.2%.

У разі застосування полімеру Flo-troll при тих же значеннях концентрації, що і оснопак зафіксовано більш низькі величини ефективної в'язкості від 0.0001 до 0.0017 Па·с.

Збільшення концентрації дослідного реагенту від 0.15 до 0.25% призводить до різкого зниження ефективної в'язкості від 0.0016 – 0.0017 Па·с до 0.0001 Па·с, що можна пояснити розрідженням полімерного розчину Flo-troll при збільшенні його концентрації за рахунок утворення міцелярних агрегатів з макромолекул цього реагенту.

Введення електроліту  $NaCl$  й збільшення його концентрації від 1 до 3.5% викликає зростання ефективної в'язкості до 0.001 – 0.0012 Па·с, що значно нижче, ніж для полімерного розчину на основі оснопака.

Нижчі значення ефективної в'язкості для розчину на основі реагенту Flo-troll, що можна пояснити незначними гідратними зв'язками макромолекул його з диполями води, дозволяють при більш високій швидкості зсуву і частоті обертання гільзи приладу 600 об/хв, в цьому випадку збільшення концентрації полімеру Flo-troll від 0.15 до 0.25% призводило в основному до зниження ефективної в'язкості в умовах підвищеної мінералізації 1 – 3.5% по  $NaCl$ , яка послаблює гідратні зв'язки макромолекул полімеру Flo-troll з диполями води.

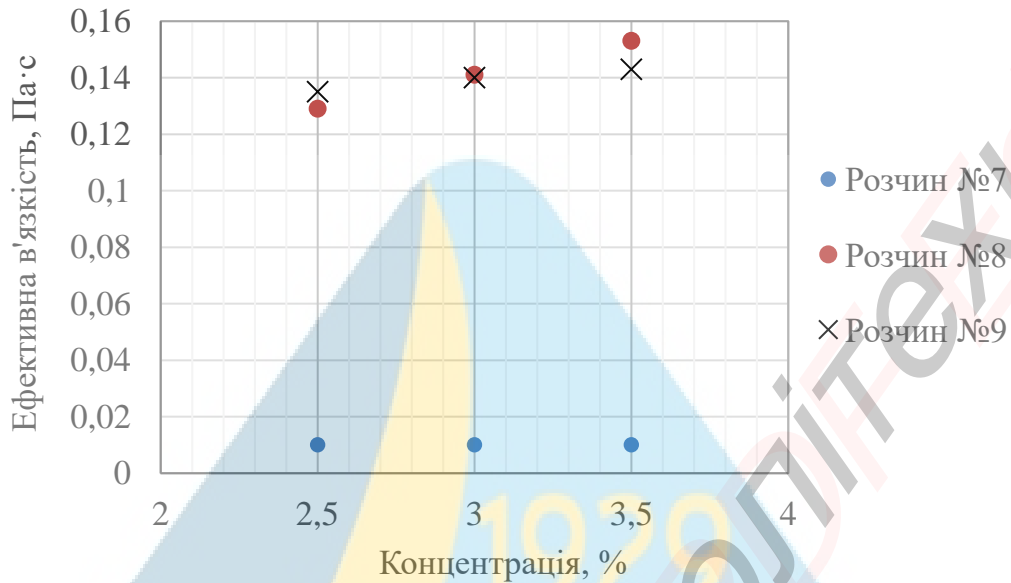


Рис. 3.2 Залежність ефективно в'язкості при  $\varphi_{300}$  від концентрації ВПК-402 у: розчині 7 – вода + ВПК + 10% гліцерин + 0,2% оснопак + 0,2% смола + 2% Flo-troll; розчині 8 – 3% гл.р-н + ВПК + 10% гліцерин + 2% KCl + 15% крейда + 0,2% оснопак + 0,2% смола + 2% Flo-troll; розчині 9 – 3% гл.р-н + ВПК + 10% гліцерин + 2% KCl + 15% крейда + 0,1% оснопак + 0,1% смола + 2% Flo-troll

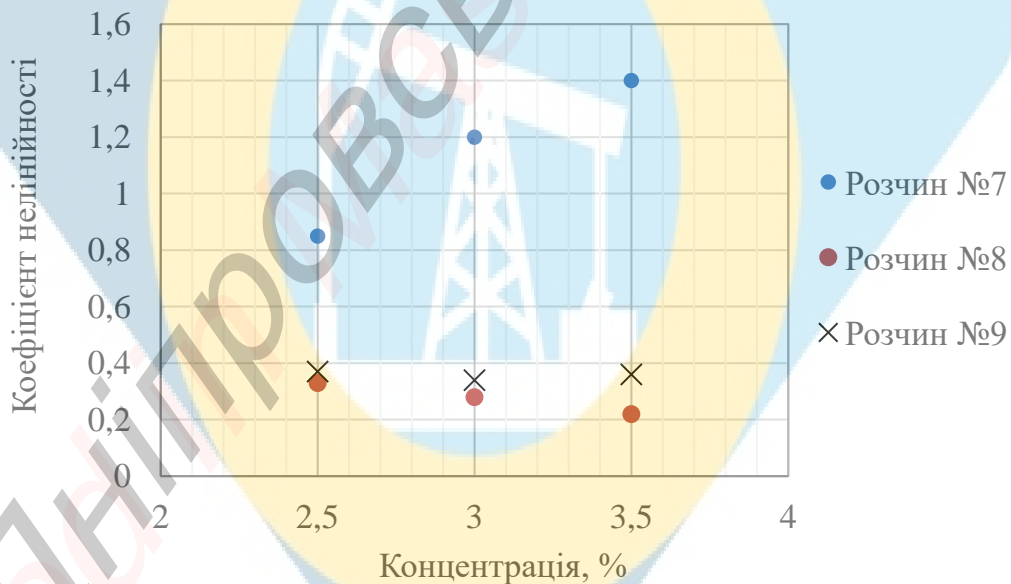


Рис. 3.3 Залежність коефіцієнта нелінійності від концентрації ВПК- 402 у: розчині 7 – вода + ВПК + 10% гліцерин + 0,2% оснопак + 0,2% смола + 2% Flo-troll; розчині 8 – 3% гл.р-н + ВПК + 10% гліцерин + 2% KCl + 15% крейда + 0,2% оснопак + 0,2% смола + 2% Flo-troll; розчині 9 – 3% гл.р-н + ВПК + 10% гліцерин + 2% KCl + 15% крейда + 0,1% оснопак + 0,1% смола + 2% Flo-troll

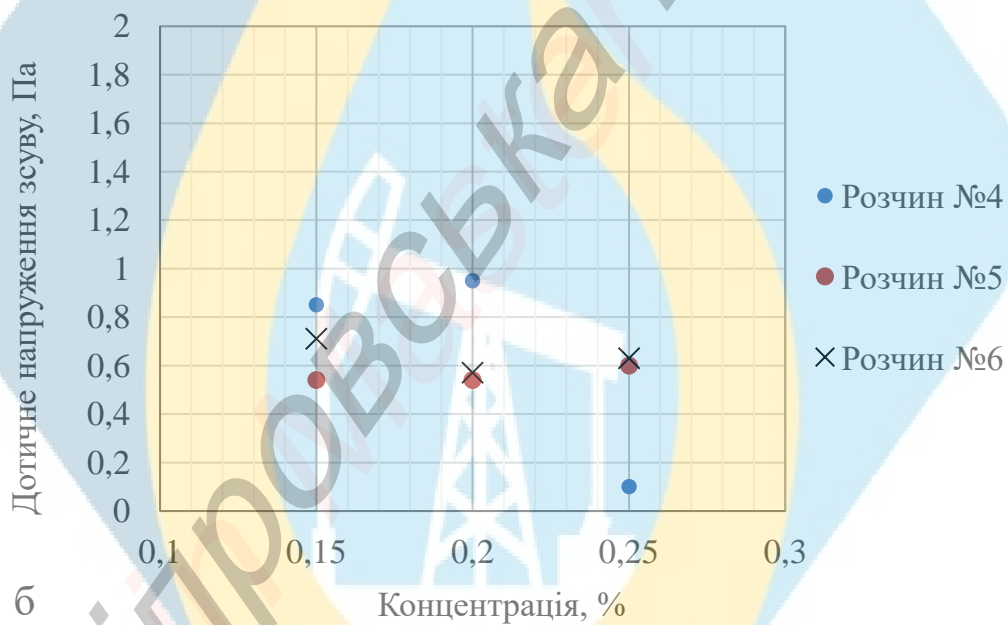
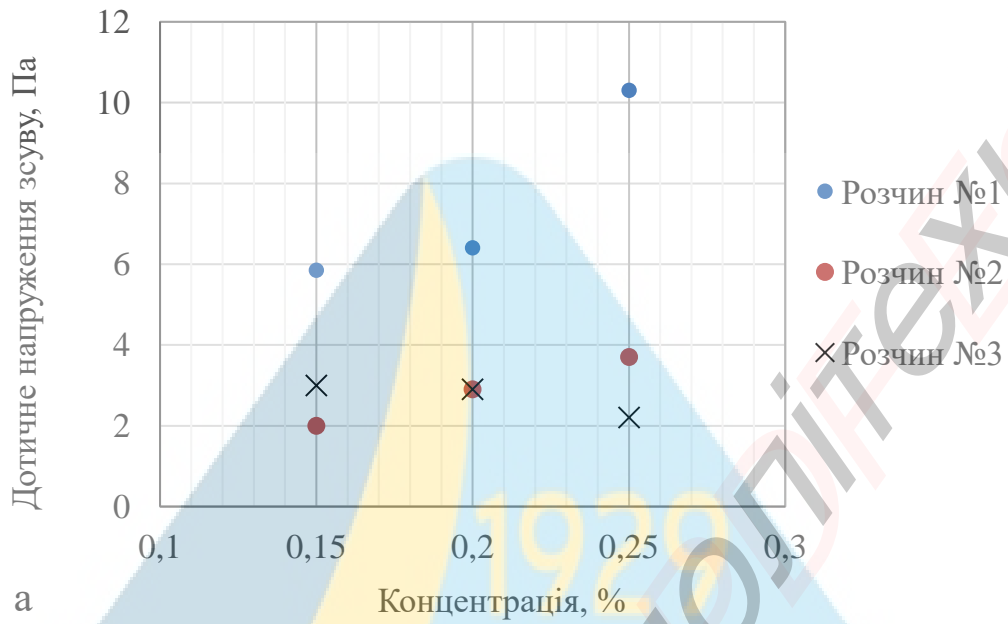


Рис. 3.4 Залежність дотичного напруження зсуву при  $\varphi_{300}$  від концентрації оснопака і Flo-troll у: розчині 1 – вода (мл) + оснопак; розчині 2 – вода (мл) + оснопак + 1% NaCl; розчині 3 – вода (мл) + оснопак + 3,5% NaCl; розчині 4 – вода + Flo-troll; розчині 5 – вода + Flo-troll + 1% NaCl; розчині 6 – вода + Flo-troll + 3,5% NaCl

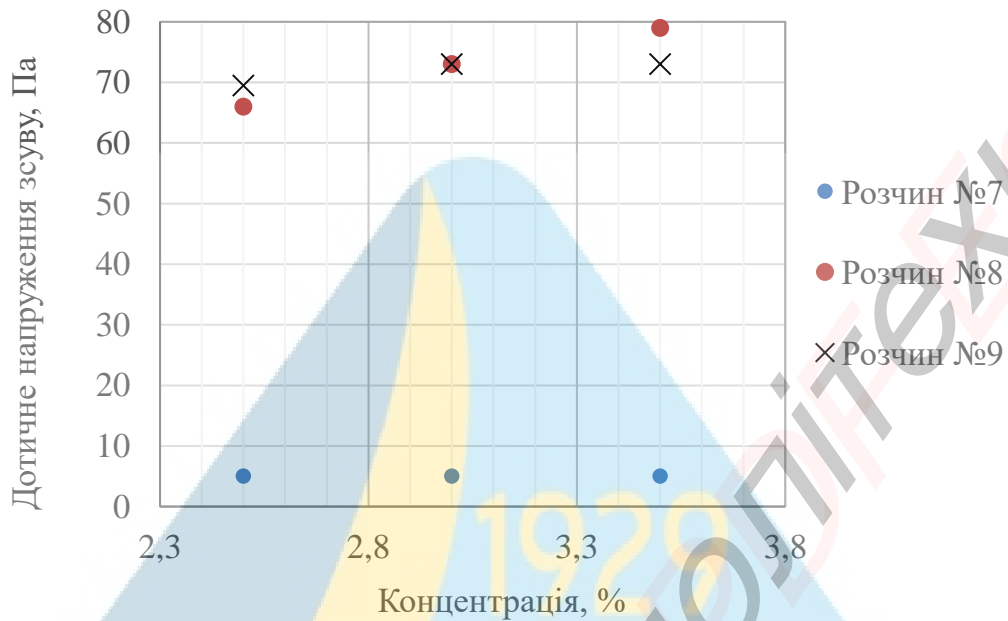


Рис. 3.5 Залежність дотичного напруження зсуву при  $\varphi_{300}$  від концентрації ВПК-402 у: розчині 7 – вода + ВПК + 10% гліцерин + 0,2% оснопак + 0,2% смола + 2% Flo-troll; розчин 8 – 3% гл.р-н + ВПК + 10% гліцерин + 2% KCl + 15% крейда + 0,2% оснопак + 0,2% смола + 2% Flo-troll; розчині 9 – 3% гл.р-н + ВПК + 10% гліцерин + 2% KCl + 15% крейда + 0,1% оснопак + 0,1% смола + 2% Flo-troll

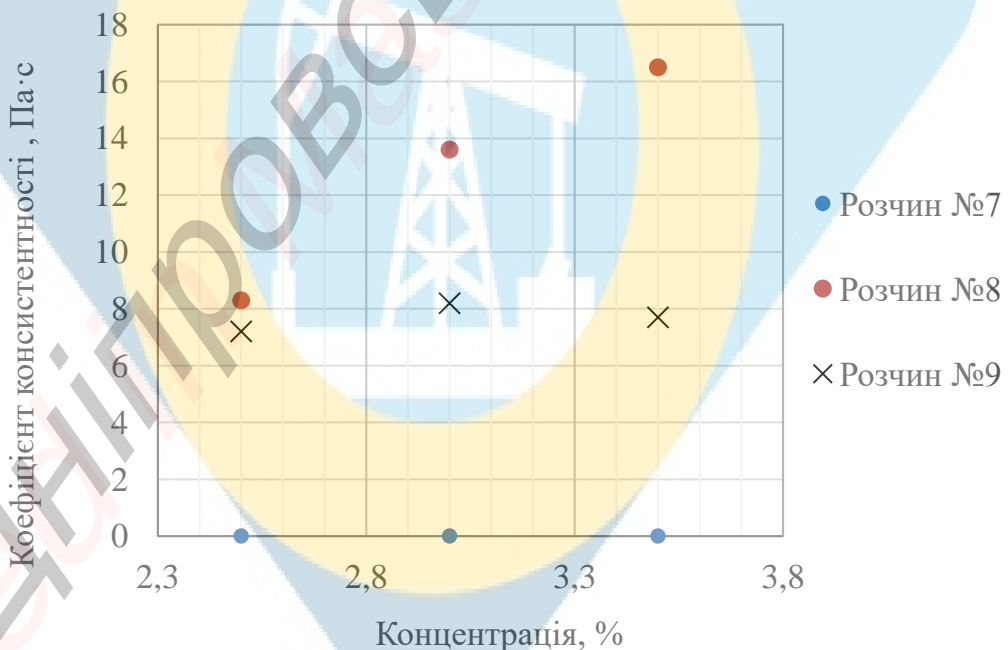


Рис. 3.6 Залежність коефіцієнта консистенції від концентрації ВПК- 402 у: розчині 7 – вода + ВПК + 10% гліцерин + 0,2% оснопак + 0,2% смола + 2% Flo-troll; розчині 8 – 3% гл.р-н + ВПК + 10% гліцерин + 2% KCl + 15% крейда + 0,2% оснопак + 0,2% смола + 2% Flo-troll; розчині 9 – 3% гл.р-н + ВПК + 10% гліцерин + 2% KCl + 15% крейда + 0,1% оснопак + 0,1% смола + 2% Flo-troll



Аналіз реологічних властивостей полімерних розчинів на основі кількох полімерних реагентів дозволив встановити, що ефективний полімерний катіонний реагент ВПК-402, що застосовується для регулювання інгібуючої дії по відношенню до глиновмісних гірських порід має незначний вплив на величину ефективної в'язкості в межах дослідних значень швидкості зсуву. При збільшенні концентрації в розчині ВПК-402 від 2.5 до 3.5% величина ефективної в'язкості змінювалася від 0.01 – 0.14% до 0.015 – 0.15 Па·с.

Аналіз значень показника нелінійності говорить про те, що при більш високих величинах ефективної в'язкості показник  $n$  зменшується і знаходиться в області псевдопластичних рідини значень  $n < 1$  (для розчинів на основі полімеру оснопак). При зменшенні значень ефективної в'язкості в разі застосування полімерних розчинів на основі Flo-troll показника  $n$  зростає, значення його переходять в область дилатантних рідин при  $n > 1$ .

Для розчинів на основі полімерів Flo-troll, оснопаку, ксантанової смоли при додаванні катіонного полімеру ВПК-402 від 2.5 до 3.5% показник  $n$  знаходився в основному в області псевдопластичних рідин ( $n < 1$ ), що дозволяє таким розчинам крім вигідних реологічних параметрів володіти регульованою проникністю в порах і капілярах продуктивних колекторів, забезпечуючи збереження їх природною проникністю.

Таким чином, у розчині з полімером оснопаком збільшення ефективної в'язкості відбувається в розчині на прісній воді і з додаванням у розчин малих концентрацій (до 1%) електроліту. При великих концентраціях електроліту ефективна в'язкість зменшення чере насичення електролітом іонізованих структурних елементів макромолекул оснопака.

Показник нелінійності залежить від концентрації полімеру в буровому розчині та величини швидкості зсуву. Показник консистенції характеризує в'язкість системи при низьких відносних швидкостях зсуву. Його зростання викликає збільшення ефективної в'язкості в затрубному просторі й збільшує

ефективність виносу породи зі свердловини. Показник консистенції можна збільшити зменшення показника  $n$  чи підвищенням концентрації твердої фази.

Найбільш ефективними є біополімерні розчини в поєднанні з катіонним полімером і твердою фазою, оскільки показник нелінійності в цих розчинах має найменше значення. Мале значення  $n$  дозволяє поліпшити властивості рідини з очищенням свердловини від шламу за рахунок збільшення ефективної в'язкості в затрубному просторі при малих швидкостях зсуву.

### 3.2 Вплив реологічних параметрів бурових розчинів на ефективність видалення шламу зі свердловини

Найбільш сприятливі умови для виносу бурового шламу зі свердловини на поверхню за умови, якщо частки шламу рівномірно розподіляються щодо поперечного перерізу кільцевого зазору, а транспортуюча сила потоку бурового розчину спрямована протилежно напрямку сили тяжіння [85].

Для роз'язання задачі з оцінювання транспортуючої здатності полімерних бурових розчинів з певними значеннями пластичної в'язкості  $\mu$ , використано раніше отриману Б. Андерсоном [7] і вже апробовану формулу визначення коефіцієнту лобового опору

$$c = ((36 / (3Ar))^{0.5} + 0,67) / (1 - 6(He / Ar))^2, \quad (3.8)$$

де  $H_e$  – параметр Хедстрема

$$H_e = (\rho_p \cdot \tau_0 \cdot d^3) / \mu^2, \quad (3.9)$$

де  $\rho_p$  – густина рідини, кг/м<sup>3</sup>;

$\tau_0$  – динамічна напруга зсуву;

$d^3$  – діаметр частинок шламу, м;

$\mu^2$  – пластична в'язкість, Па·с;

$Ar$  – параметра Архімеда, котрий визначають за виразом

$$Ar = \frac{d_T^3 \cdot g}{\mu^2} \rho_p (\rho_T - \rho_p), \quad (3.10)$$

де  $d_T$  – діаметр частинок твердого (шламу), м;

$\rho_T$  – густина твердого (шламу),  $\text{кг/м}^3$ .

У випадку  $(6He) < Ar$  частинки шламу будуть тонути при розрахункових значеннях коефіцієнта лобового опору, а за умови  $(6He) \geq Ar$  вони будуть транспортуватися зі швидкістю течії бурового розчину, тощо. Таким підхід дає змогу оцінювати транспортуючу здатність бурових розчинів з певними величинами ефективною в'язкості й, відповідно, призначати заходи із регулювання реологічними властивостями цих розчинів.

Тому при дослідженнях визначались значення реологічних параметрів бурових полімерних розчинів, котрі суттєво впливають на ефективність виносу шламу із стовбура при буріння свердловин.

Зокрема, на рис. 3.7 показані дослідні точки залежності швидкості руху шламу від концентрації ВПК-402 у розчині (3% гл.р-н + ВПК + 10% гліцерин + 2% KCl + 15% крейда + 0,2% оснопак + 0,2% смола + 2% Flo-troll), а на рис. 3.8 – залежність швидкості руху шламу від ефективною в'язкості у цьому ж буровому розчині.

Можливо запропонувати певне узагальнення, що при введенні до складу бурового розчину комплексу полімерних реагентів і додаванні катіонного полімеру ВПК-402 суттєво збільшується ефективна в'язкість цього розчину, що зменшує величину фільтраційного потоку в продуктивний пласт і, відповідно забезпечує поліпшення виносної здатності полімерного бурового розчину.

Також встановлено, що реологічні параметри бурового розчину  $\mu_{nl}$  та  $\tau_0$  суттєво впливають на величину коефіцієнта лобового опору. У дослідних бурових розчинів значення коефіцієнта лобового опору зменшується (рис. 3.9). Збільшення значень ефективною в'язкості за рахунок підвищення концентрації полімерів в розчині викликає зниження коефіцієнту лобового опору (рис. 3.10).

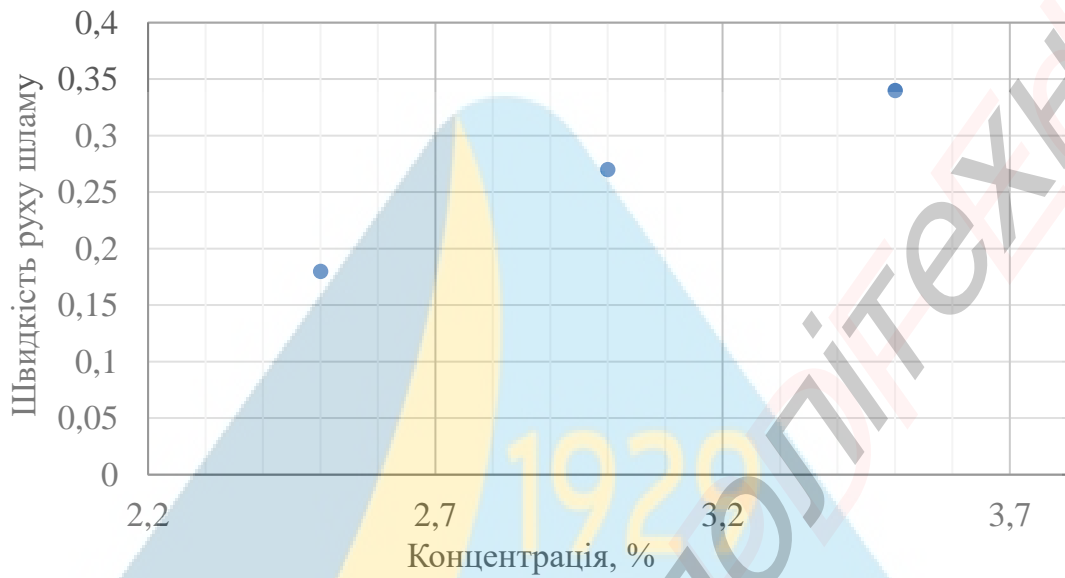


Рис. 3.7 Залежність швидкості руху шламу від концентрації ВПК-402 у розчині 3 – 3% гл.р-н + ВПК + 10% гліцерин + 2% KCl + 15% крейда + 0,2% оснопак + 0,2% смола + 2% Flo-troll

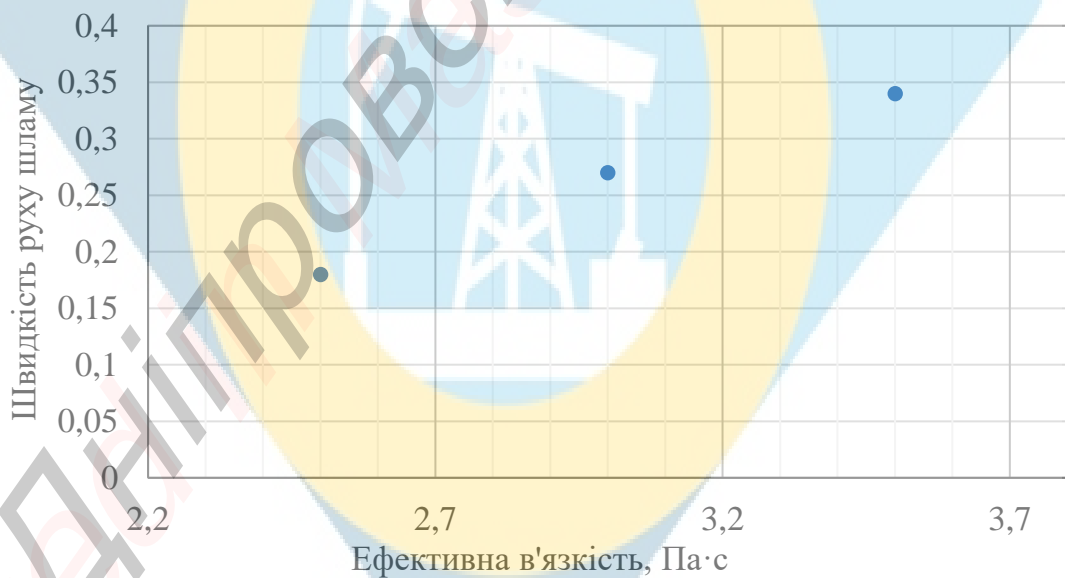


Рис. 3.8 Залежність швидкості руху шламу від ефективної в'язкості у розчині 3 – 3% гл.р-н + ВПК + 10% гліцерин + 2% KCl + 15% крейда + 0,2% оснопак + 0,2% смола + 2% Flo-troll.



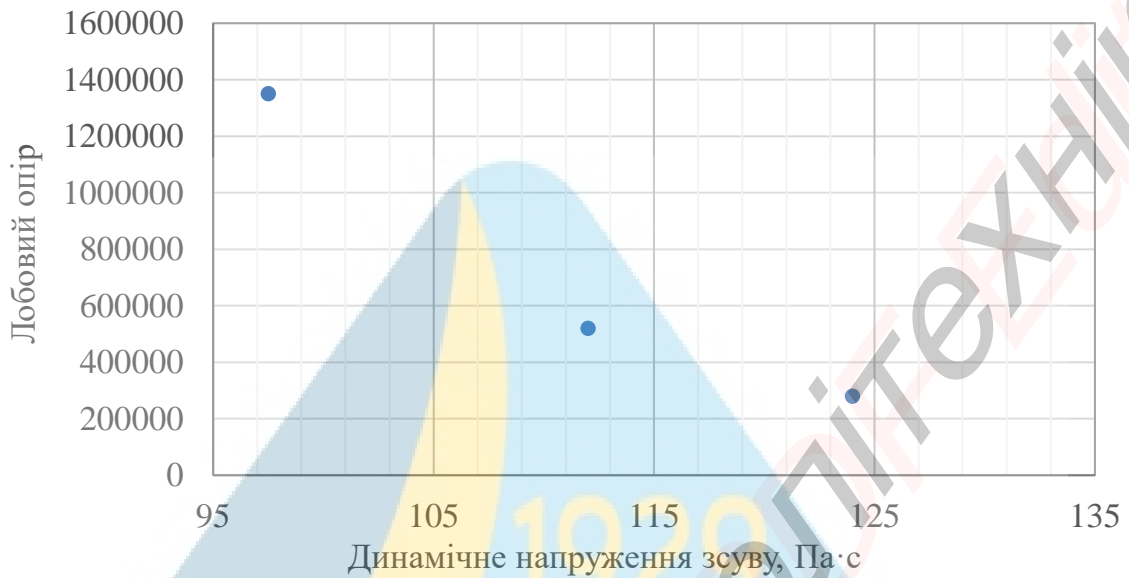


Рис. 3.9 Залежність величини коефіцієнта лобового опору від динамічного напруження зсуву в розчині 3 – 3% гл.р-н + ВПК + 10% гліцерин + 2% KCl + 15% крейда + 0,2% оснопак + 0,2% смола + 2% Flo-troll.

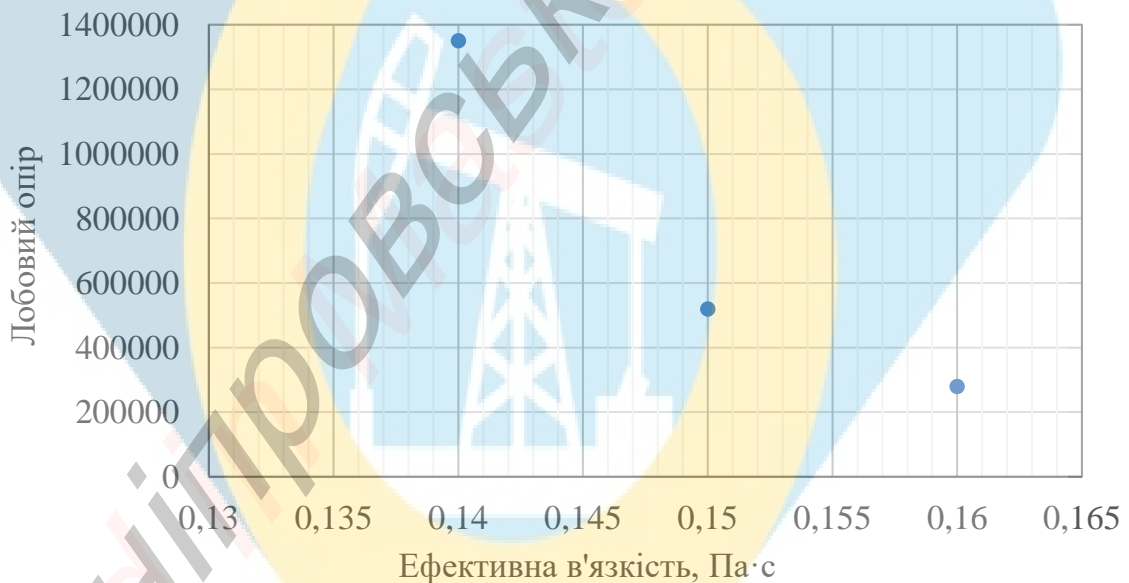


Рис. 3.10 Залежність величини коефіцієнта лобового опору від ефективної в'язкості у розчині 3 – 3% гл.р-н + ВПК + 10% гліцерин + 2% KCl + 15% крейда + 0,2%

Отже, встановлено залежності швидкості транспортування шламу в стовбурі свердловини від величини коефіцієнта лобового опору і реологічних параметрів (динамічне напруження зсуву, ефективна в'язкість).

### 3.3 Висновок до розділу 3

1. Найбільш ефективними є біополімерні розчини в поєднанні з катіонним полімером і твердою фазою, оскільки показник нелінійності в цих розчинах має найменше значення. Мале значення  $n$  дозволяє поліпшити властивості рідини з очищенням свердловини від шламу за рахунок збільшення ефективної в'язкості в затрубному просторі при малих швидкостях зсуву.

2. У розчині з полімером оснопаком збільшення ефективної в'язкості відбувається в розчині на прісній воді і з додаванням у розчин малих концентрацій (до 1%) електроліту. При великих концентраціях електроліту ефективна в'язкість зменшення чере насичення електролітом іонізованих структурних елементів макромолекул оснопака.

3. Показник нелінійності залежить від концентрації полімеру в буровому розчині та величини швидкості зсуву. Показник консистенції характеризує в'язкість системи при низьких відносних швидкостях зсуву. Його зростання викликає збільшення ефективної в'язкості в затрубному просторі й збільшує ефективність виносу породи зі свердловини. Показник консистенції можна збільшити зменшення показника  $n$  чи підвищенням концентрації твердої фази.

4. Встановлено, що при введенні до складу бурового розчину комплексу полімерних реагентів і додаванні катіонного полімеру ВПК-402 суттєво збільшується ефективна в'язкість цього розчину, що зменшує величину фільтраційного потоку в продуктивний пласт і, відповідно забезпечує поліпшення виносної здатності полімерного бурового розчину.

5. Встановлено, що реологічні параметри бурового розчину  $\mu_{nl}$  та  $\tau_0$  суттєво впливають на величину коефіцієнта лобового опору: у дослідних бурових розчинах значення коефіцієнта лобового опору зменшується; збільшення значень ефективної в'язкості за рахунок підвищення концентрації полімерів в розчині викликає зниження коефіцієнту лобового опору.

## 4 ДОСЛІДЖЕННЯ ІНГІБУЮЧИХ РОЗЧИНІВ ДЛЯ РОЗКРИТТЯ ТЕРЕГЕННИХ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ З ВМІСТОМ НАБУХАЮЧИХ ГЛИН

### 4.1 Дослідження набухаючих глин і інгібуючих розчинів для первинного розкриття теригенних продуктивних пластів

Головну роль у процесі набухання глинистих гірських порід відіграє глиниста фракція в породі. Особливе значення має наявність таких мінералів, як іліт, монтморилоніт. Завдяки особливостям тонкодисперсної фракції в породі утримується велика кількість фізично зв'язаної води (див. рис. 4.1).

Фізично зв'язана вода ділиться на міцно зв'язану (гігроскопічну) й слабо зв'язану (плівкову). Гігроскопічною водою називають воду, що утворилася в процесі конденсації водяної пари шляхом адсорбування її мінеральними частинками. Гігроскопічною водою називають воду, що утворилася в процесі конденсації водяної пари шляхом адсорбування її мінеральними частинками. Гігроскопічна вода не піддається силі тяжіння, не передає гідростатичного тиску, не має здатності розчиняти речовини. Вона має щільність до  $1,7 \text{ т/м}^3$  і не замерзає до температури до мінус  $78^\circ\text{C}$ . При нагріванні породи до температури  $105^\circ\text{C}$  гігроскопічна вода повністю видаляється.

Плівкова вода, як і гігроскопічна, покриває поверхні мінеральних частинок глинистих порід плівкою завтовшки  $0,25 - 0,5 \text{ мкм}$ . Ця вода може бути відокремлена від частинок також лише шляхом висушування. Утворення плівкової води не супроводжується виділенням теплоти зволоження. Плівкова вода може переміщуватися від частинок із більшою товщиною плівки до частинок із меншою товщиною плівки незалежно від дії сили тяжіння. Швидкість руху її залежить від температури, здатність розчиняти значно знижена, замерзає при температурі нижче від нуля, гідростатичного тиску не передає.

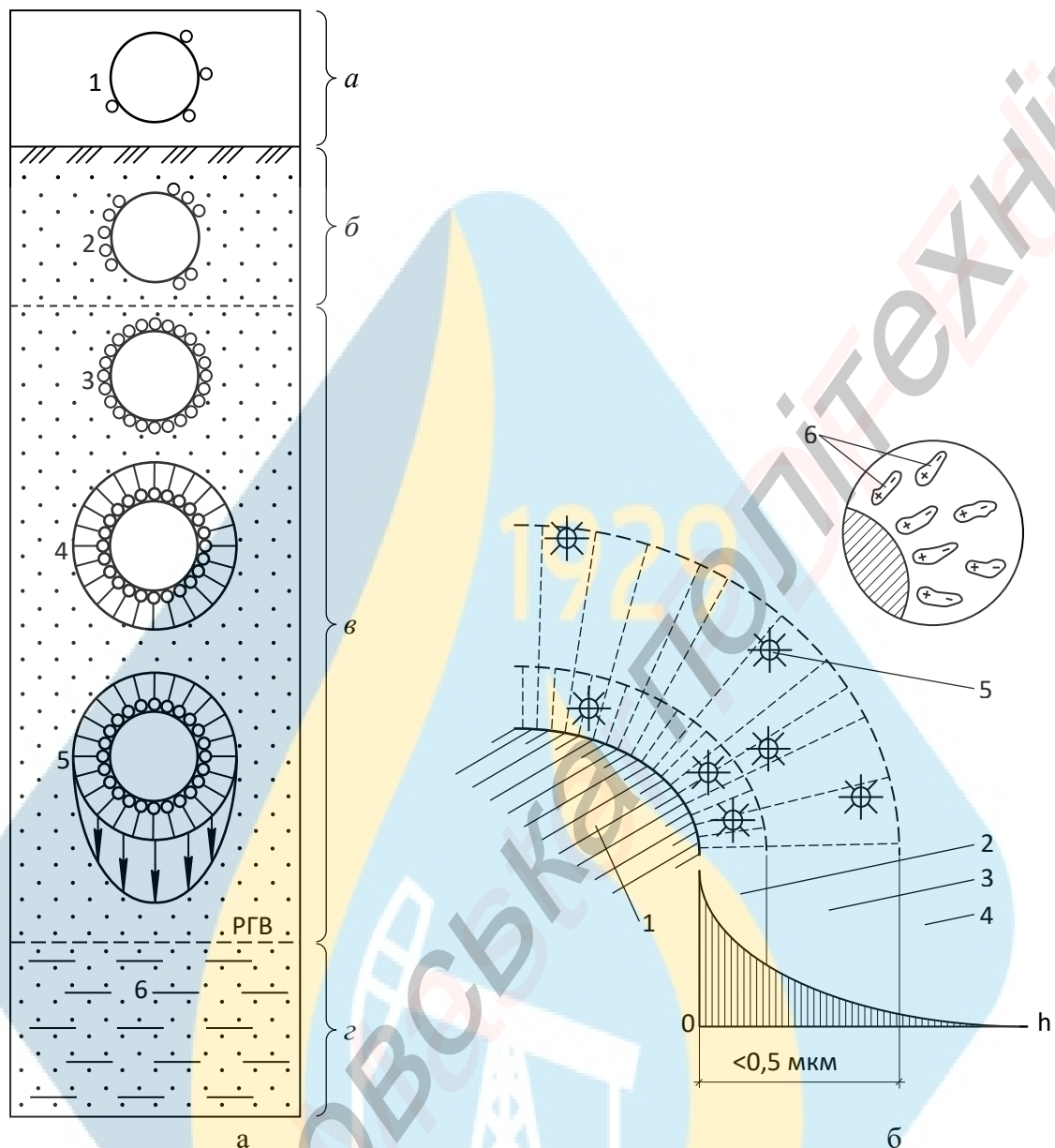


Рис. 4.1 Види води в гірських породах (а) та електромолекулярні сили у системі «мінеральна частинка – вода» (б); 1 – мінеральна частинка; 2 – гігроскопічна вода; 3 – плівкова вода; 4 – вільна вода; 5 – катіони; 6 – диполі води

Фізично зв'язана активно виявляє здатність розклинювати тверді мінеральні частинки гірської породи, що веде до її набухання. Таким чином, водна оболонка разом із гідрофільним характером глинистих мінералів сприяє розсуванню скелета глинистої гірської породи.

Установлено, що найчастіше набухання починається після перевищення деякої початкової щільності глинистої гірської породи. Підвищення щільності веде до зростання відносного набухання, що пов'язане зі збільшенням кількості



мінеральних глинистих частинок у одиниці об'єму [33]. Вода – це сильна поверхнево – активна речовина відносно глинистих мінералів. Взаємодія водної фази зі стінками свердловини призводить до значного зниження їх міцності, диспергуванню й втрати стійкості. Активність води до глин можна регулювати і в бік збільшення (для глинистих розчинів), і в бік зниження (для інгібування глин) [7, 30, 31, 43, 67. 94]. Зниження активності водної фази для отримання інгібуючих бурових розчинів здійснюють додаванням неорганічних і органічних електролітів і поліелектролітів (полімерні матеріали, які у воді дисоціюють на катіони й аніони). Застосовують і недисоціюючі у воді речовини (поліспирти, неіоногенні полімери, поверхнево-активні речовини і т. ін.), котрі розчиняються на молекулярному рівні.

Відомо [102], що набухання протікає в два етапи: адсорбційне (внутрішньокристалічне) й осмотичне (макроскопічне) набухання. На першому з них зміна об'єму практично не відбувається (глиниста порода, вбираючи воду, за рахунок адсорбції поверхнею частинок і міжшарових проміжків гідратується з утворенням міцнозв'язної води). На другому етапі проходить зростання та пористості породи внаслідок осмотичного тиску від надлишкової концентрації обмінних іонів. Концентрація катіонів збільшується по нормалі до поверхні глинистих мінералів, що зумовлює наявність градієнта концентрації, що викликає осмотичний рух молекул води з об'єму розчину в межі дифузійного шару (аналогічно макроскопічному). Роль напівпроникної мембрани в глинах виконує зовнішня межа подвійного електричного шару [33].

За набуханням глинисті мінерали розташовують у такій послідовності: монтморилонітові > гідрослюдисті > каолінітові [33]. Структурно-текстурні особливості глин впливають на набухання через дисперсність і характер структурних зв'язків. Набухаємість глин зростає зі збільшенням глинистої та колоїдної фракцій. Глинисті породи з міцними (фазовими) структурними зв'язками в природному стані наприклад, як при розкритті пластів у процесі буріння свердловин) набухають сильно чи незначно. Відомо [33], що літіфіцировані глини з фазовими контактами в природному стані не набухають,

а глинисті породи з коагуляційними й перехідними контактами в природному стані набухають сильніше, ніж глини з фазовими контактами (див. рис. 4.2).

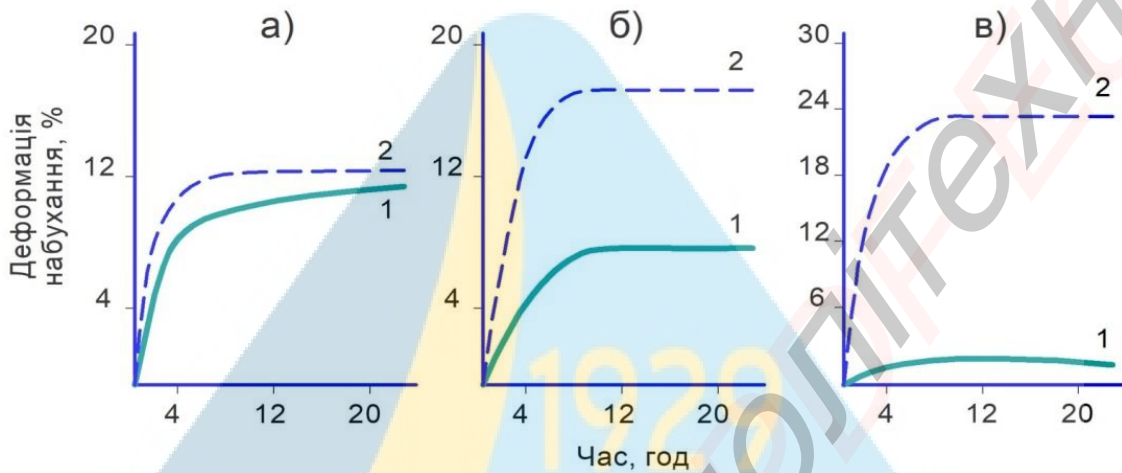


Рис. 4.2 Вплив структурних зв'язків на набухання глинистих порід:  
 а – з коагуляційними; б – з перехідними; в – з фазовими контактами;  
 1 – глинисті породи в природному стані; 2 – глинисті породи в порушеному стані (дослідження академіка В.І. Осипова [33])

На набухання глинистої породи суттєво впливає її природна вологість (чим вона нижче, тим більше води вона поглинає і більш інтенсивно набухає).

Глинисті породи в залежності від вмісту кислот і лугів набухають по-різному. Максимуми набухання виявляються в кислому ( $pH=3$ ) і лужної ( $pH=11$ ) середовищах  $HCl$  і  $NaOH$ , близьких до концентрації 0,001 н.

Глинисті породи звичайно виконують функції покриття. Зі збільшенням концентрації монтморилоніта в покритті екрануючі властивості порід підвищуються. У продуктивних нафтогазових пластах присутність навіть невеликої кількості тих, що набухають глинистих порід і мінералів призводить до різкого погіршення колекторських властивостей. Тому при виборі технологічних рідин для розтину теригенних продуктивних пластів з вмістом набухаючих глин застосовують саме інгібуючі бурові розчини. Звичайно, що одним з головних шляхів підвищення коефіцієнта відновлення проникності є запобігання чи зниження здатності набухання глин за рахунок раціонального вибору компонентного складу розчину.

Оскільки смектити (монтморилонітові глини) мають найбільше набухання і диспергованість, практично всі дослідження проводяться на зразках смектиту (бентоніту). Для зменшення набухання глин доцільне посилення інгібуючих властивостей розчину. Інгібітори переважно застосовують для зниження напрацювання й збереження стійкості в глинистих відкладах. Апробовано ряд складів інгібуючих бурових розчинів, але їх застосування не завжди ефективно знижує напрацювання та підвищує стійкість стінок свердловини.

Одним з основних компонентів в бурових розчинах є стабілізатор глинистої суспензії чи знижувач фільтрації. Всі відомі знижувачі фільтрації ставляться до аніонних або до неіонних полімерів. Стабілізація бурових розчинів полімерами катіонного типу становить інтерес через те, що їх інгібуючі властивості значно вищі, ніж у відомих аніонно-неіонних полімерів. Тому оцінювались стабілізуючі властивості катіонного полімеру з серії ВПК-402 і його вплив на набухання і стійкість глини [58]. Стабілізуючі властивості розчину визначали по зміні показника фільтрації глинистого розчину.

Зразки глини (зволоженої пластичної і сухої гідратаційноактивної) готували на гідравлічному пресі у вигляді циліндрів діаметром поперечного перерізу 22 мм і висотою 12 мм, які потім витримували у водному середовищі ВПК-402. Набухання визначали по збільшенню маси зразка. Різниця мас витриманого у водному середовищі ВПК-402 і вихідного зразків показував кількість просоченої рідини (рідина набухання).

Стійкість глинистого зразка визначали візуально. Встановлено, що при концентраціях ВПК-402, що забезпечує стабілізацію глинистої суспензії інгібуючі властивості розчину по відношенню до зразків глини різко зростає.

Для активізації інгібуючих властивостей катіонного розчину визначено набухання глини у водних середовищах електролітів хлористого калію та формиату натрію. Їх застосування зумовлено тим, що ці електроліти – найбільш ефективні інгібітори набухання глини. Набухаючу глину імітували бентонітовим глинопорошком з натрієвим типом монтморілонітового мінералу.

Зразки глини у вигляді циліндрів діаметром поперечного перерізу 22 мм і висотою 12 мм знов таки виготовляли на гідравлічному пресі. На рис. 4.3 показано зразки монтморилонітової глини до та після їх взаємодії з водним розчином хлористого калію.



Рис. 4.3 Зразки монтморилонітової глини: а – до взаємодії з 12%-вим розчином  $KCl$ ; б – після взаємодії з ним у вимірювальному середовищі протягом 11 діб

Величина просочення водою ( $\Delta m$ , г) і набухання ( $\Delta V$ ,  $cm^3$ ) зразка гідратаційноактивної натрієвої глини в початковій стадії відбувається повільніше, ніж у водних розчинах солей хлориду калію і формиату натрію.

Зі збільшенням концентрації хлориду калію і формиату натрію у воді відбувається стабілізація показників просочення та набухання.

Експериментально отримані результати залежності величини просочення зразків натрієвих пластичних глин від концентрації хлориду калію і формиату натрію по кінцевим значенням показані на рис. 4.4.

А на рис. 4.5 подано експериментально отримані результати залежності зміни об'єму зразків натрієвих пластичних глин від концентрації хлориду калію і формиату натрію по кінцевим значенням.

З рис. 4.4 і 4.5 видно, що не зважаючи на збільшення швидкості набухання в початковій стадії процесу просочення і набухання у водному розчині хлориду калію та формиату натрію значно вище, ніж у воді, кінцеві їх величини мають значно менші величини.



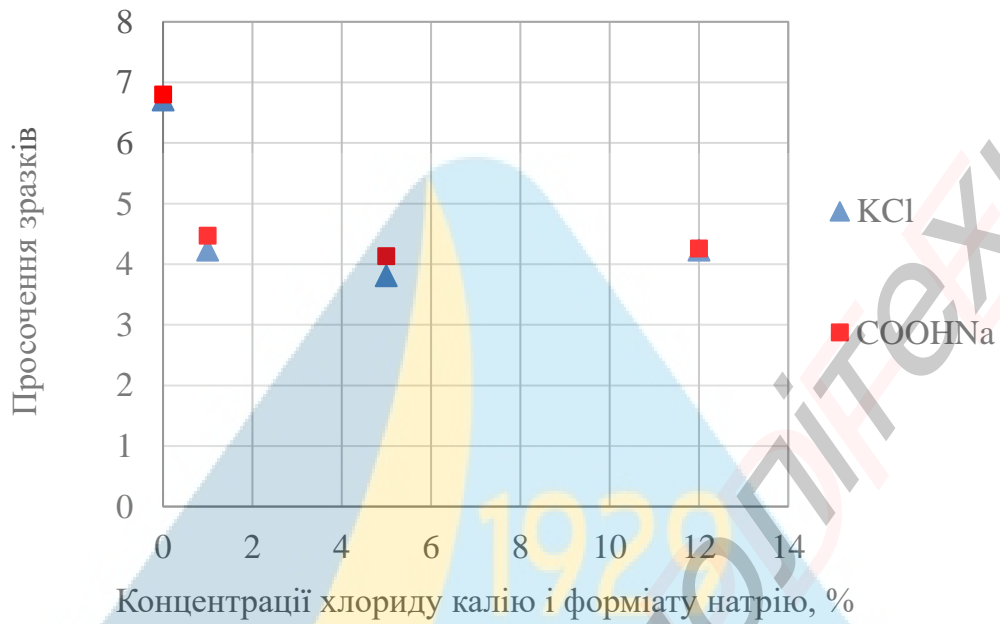


Рис. 4.4 Залежність величини просочення зразків натрієвих пластичних глин від концентрації хлориду калію і формиату натрію по кінцевим значенням

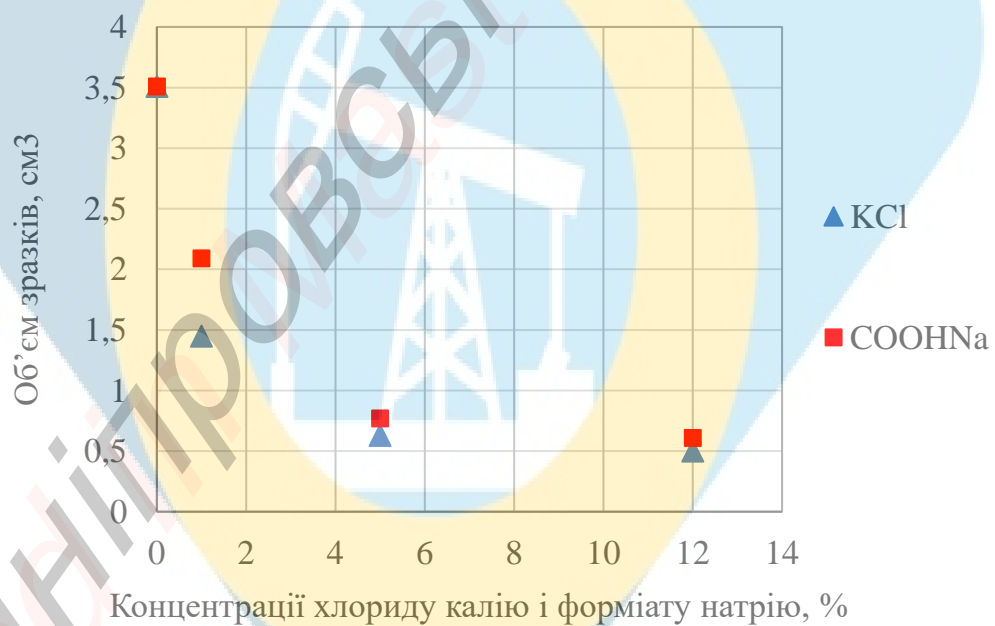


Рис. 4.5 Залежність зміни об'єму зразків натрієвих пластичних глин від концентрації хлориду калію і формиату натрію по кінцевим значенням

Отже, для буріння свердловин у натрієвих монтморилонітових глинах краще використання інгібуючих бурових розчинів з вмістом хлориду калію. Оптимальна концентрація хлориду калію становить 1 – 3%.

На базі візуальних досліджень зі зразками глин і результатів, проведених на установці лабораторних досліджень порід, складених глинами, здатними до набухання, пропонуються наступні узагальнення.

При зміні ВПК-402 у складі водної фази 2.5 – 3.5% підвищується стійкість пластичних монтморилонітових глин шляхом посилення інгібуючих властивостей розчину. При його зміні у водній фазі 3.0 – 3.5% підвищується стійкість пластичних гідратаційно-активних глин внаслідок посилення інгібуючих властивостей розчину.

З підвищенням концентрації хлориду калію та формиату натрію у водному середовищі просочення рідиною і набухання зразків несуттєво знижується.

Хлористий калій більш ефективно знижує ефект набухання монтморилонітових глин, ніж формиат натрію. Тому для катіонних бурових розчинів з метою посилення інгібуючих властивостей більш доцільно залучення хлористого калію.

Підвищення інгібуючих властивостей розчину і стійкості глинистих порід за рахунок катіонного полімеру повинен забезпечити збільшення коефіцієнта відновлення проникності колектора.

Таким чином, отримано нові дослідні дані для зменшення набухання глин при розкритті теригенних продуктивних пластів з вмістом набухаючих глин.

#### **4.2 Вибір інгібуючого розчину для розкриття теригенних продуктивних пластів з вмістом набухаючих глин**

Було досліджено 21 зразок керна матеріалу, представлені пісковиками середньодрібнозернистими і середньозернистими, з поодинокими лінзами і

прошарками аргілітів. Розмір зерен – від 0.03 до 0.92 мм. Мінеральний склад – кварц – полешпатовий. Мають місце уламки глинистих порід до 2 – 5%.

Друга група зразків представляють колектор іV – V класів (пористість  $I_j$  5%, проникність 5–7 мД). Зразки складено різнозернистими пісковиками, вміст піщаної фракції – 75 – 85%, алевритової 6 – 16%, глинистої 8 – 20%.

Дослідження проводили на фільтраційній установці для дослідження фільтраційно-ємнісних характеристик гірських порід (див. п. 2.1).

На рис. 4.6 подані експериментальні результати залежності коефіцієнта відновлення проникності від концентрації ВПК-402.

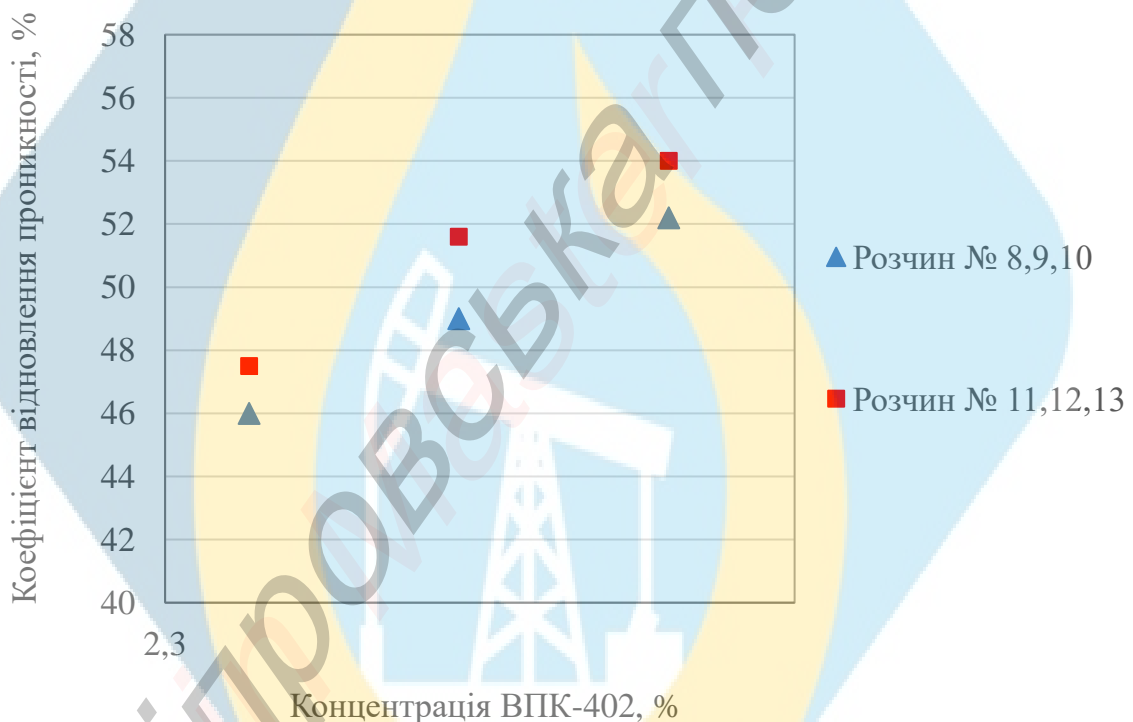


Рис. 4.6 Залежність коефіцієнта відновлення проникності від концентрації ВПК-402

За отриманими результатами проводили вибір складу катіонного розчину з інгібуючими властивостями. Концентрація катіонного полімеру ВПК-402 становить 2.5 – 3.5%. В якості додаткового інгібітора набухання глини прийнято хлорид калію 2%. Для зниження фільтрації та регулювання структурно-реологічних показників використовують крохмаль (Flo-troll), водорозчинний

ефір целюлози (оснопак) і біополімер. Для зниження проникнення фільтрату необхідне створення непроникної фільтраційної кірки, яка утворюється глинистою фазою і карбонатним кольматантам (крейда). Для підвищення ефективності відновлення проникності терригенного колектора за рахунок руйнування утворює емульсії корисні добавки багатоатомних спиртів, наприклад гліцерину до 10%.

З проведених досліджень можливе узагальнення, що основний негативний вплив на колекторські властивості надає фільтрат бурового розчину. Введення кольматанта й кіркоутворювача крейди знижує проникнення фільтрату в колектор, підвищує коефіцієнт відновлення проникності в зразках керна. Істотно підвищують цей коефіцієнт розчин, у складі якого міститься полісахариди, кольматанти й спирти, як деемульгатори емульсій. Подальші дослідження проводили за оцінюванням впливу полімерного бурового розчину з додаванням катіонного полімеру на відновлення проникності керна. Виявлено, що використання в біополімерному розчині катіонного полімеру підвищує відновлення коефіцієнта проникності за рахунок збільшення інгібуючих властивостей розчину і підвищення стійкості глинистих порід [38]. Слад додати, що інгібуючі катіонні бурові розчини успішно застосовують при бурінні [25, 26].

Таким чином, вибрані склади бурових розчинів на полімерній основі з додаванням катіонного полімеру і багатоатомних спиртів можна ефективно використовувати для первинного та вторинного розкриття терригенних продуктивних пластів з вмістом набухаючих глин.

### 4.3. Висновки до 4 розділу

1. Для буріння свердловин у натрієвих монтморилонітових глинах краще використовувати інгібуючі бурові розчини з вмістом хлориду калію, при цьому оптимальна концентрація хлориду калію становить 1 – 3%.



2. При змісті ВПК-402 у складі водної фази 2.5 – 3.5% підвищується стійкість пластичних монтморилонітових глин шляхом посилення інгібуючих властивостей розчину. При його змісті у водній фазі 3.0 – 3.5% підвищується стійкість пластичних гідратаційно-активних глин внаслідок посилення інгібуючих властивостей розчину.

3. Хлористий калій більш ефективно знижує ефект набухання монтморилонітових глин, ніж формиат натрію. Тому для катіонних бурових розчинів з метою посилення інгібуючих властивостей більш доцільно залучення хлористого калію.

4. Підвищення інгібуючих властивостей розчину і стійкості глинистих порід за рахунок катіонного полімеру повинен забезпечити збільшення коефіцієнта відновлення проникності колектора.

5. Встановлено, що використання в біополімерному розчині катіонного полімеру від 2.5 до 3.5% підвищує відновлення коефіцієнта проникності від 35 до 46 – 55% за рахунок збільшення інгібуючих властивостей розчину та стійкості глинистих порід.

6. Збереження стійкості стінок свердловин у глинистих породах, здатних до набухання, можливо регулюванням параметрами біополімерних розчинів шляхом зміни концентрації катіонного полімеру.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У роботі вирішено важливу науково-технічну задачу зі збереження первинної проникності гірських порід шляхом використання біополімерних бурових розчинів при розкритті продуктивних колекторів свердловиною й підвищенні ефективності видалення шламу з неї.

1. При розкритті продуктивних пластів теригенних порід буровій розчині повинен мінімально впливати на проникність колектору і високі інгібуючі властивості для запобігання набухання та диспергування глинистих порід. Його реологічні властивості суттєво впливають на якісне очищення стовбура від шламу, відділення частинок вибуреної породи й газу на засобах очистки, оптимальні умови відпрацювання доліт і зниження ерозії стінок стовбура.

2. У розчині з полімером оснопаком збільшення ефективної в'язкості відбувається в розчині з додаванням малих концентрацій (до 1%) електроліту.

3. Показник нелінійності залежить від концентрації полімеру в буровому розчині та величини швидкості зсуву; показник консистенції характеризує в'язкість системи при низьких відносних швидкостях зсуву, а його зростання викликає збільшення ефективної в'язкості в затрубному просторі й збільшує ефективність виносу породи зі свердловини. Цей показник можна збільшити зменшенням показника нелінійності чи підвищенням концентрації твердої фази.

4. При введенні до бурового розчину комплексу полімерних реагентів і додаванні катіонного полімеру ВПК-402 суттєво збільшується ефективна в'язкість розчину, що зменшує фільтраційний потік у продуктивний пласт і забезпечує поліпшення виносної здатності полімерного бурового розчину.

5. Збільшення значень ефективної в'язкості від підвищення концентрації полімерів в розчині викликає зниження коефіцієнту лобового опору.

6. Для буріння свердловин у натрієвих монтморилонітових глинах краще використовувати інгібуючі бурові розчини з вмістом хлориду калію, при цьому оптимальна концентрація хлориду калію становить 1 – 3%.

7. Використання в біополімерному розчині катіонного полімеру від 2.5 до 3.5% підвищує відновлення коефіцієнта проникності від 35 до 46 – 55% за рахунок збільшення інгібуючих властивостей розчину та стійкості глинистих порід. Збереження стійкості стінок свердловин у глинистих породах, здатних до набухання, можливо регулюванням параметрами біополімерних розчинів шляхом зміни концентрації катіонного полімеру.



## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Абасов М.Т. Вопросы подземной гидродинамики и разработки нефтяных и газовых месторождений / М.Т. Абасов, К.Н. Дисалмов. – Баку: «Азернефтешпр», 1960. – С. 25 – 28.
2. Аветисян Н.Г. Выбор типа бурового раствора для бурения в неустойчивых породах // Обзорная информ. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1983. – 30 с.
3. Амиян В.А. Вскрытие и освоение газоносных пластов / В.А. Амиян, А.В. Амиян, Н.П. Васильева. – М.: Недра, 1980. – 271 с.
4. Анализ научных и практических решений заканчивания скважин / С.А. Иванов, А.И. Булатов, В.А. Любимцев, Р.С. Яремийчук. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». 2004. – 334 с.
5. Ананьев А.Н. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам / А.Н. Ананьев. – Волгоград: Интернешнл Капс Флюидз, 2000. – 139 с.
6. Ангелопуло О.К. Буровые растворы для осложненных условий / О.К. Ангелопуло, В.М. Подгорнов, В.Э. Аваков. – М.: Недра, 1988. – 135 с.
7. Андерсон Б.А. Растворы на полимерной основе для бурения скважин: обзор информ / Б.А. Андресон, Г.П. Бочкарев. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986. – 56 с.
8. Андрусак А.М. Удосконалення рецептур інгібованих бурових промивальних рідин для розкриття продуктивних пластів / А.М. Андрусак, Є.Я. Коцкулич // Матер. Міжнар. наук.-техн. конф. «Нафтогазова енергетика». – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013.– С. 519-521.
9. Бабаян Э.В. Буровые технологии / Э.В. Бабаян. – Краснодар: Совет. Кубань, 2005. – 584 с.
10. Бакулін Є.М. Екологічні аспекти виробництва та застосування змащувальних добавок до бурових рідин [Електр. ресурс] / Є.М. Бакулін // Науковий вісник ІФНТУНГ: Нафтогазова інженерія. – 2013. Вип. 1 – 69 с. Режим доступу до журн.: <https://core.ac.uk/download/pdf/73907599.pdf>.
11. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: учеб. пособ. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2002. – 632 с.



12. Бейзик О.С. Буровий розчин для якісного розкриття продуктивних горизонтів / О.С. Бейзик, М.І. Оринчак // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. – №1(30). – С. 88 – 92.
13. Богославец В.В. Вибір оптимальних рецептур бурових розчинів для розкриття нафтових пластів: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.15.10 «Буріння свердловин» / В.В. Богославец. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2014. – 19 с.
14. Бойко В.С. Підземний ремонт свердловин / В.С. Бойко. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. – 587 с.
15. Булатов А.И. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, С.А. Шаманов. – М.: Недра, 2003. – 1007 с.
16. Буровые растворы и реагенты, применяемые в США, Канаде. – М.: ЦНИИГЭнефтегаз, 1965. – 52 с.
17. Буровые растворы с малым содержанием твердой фазы / Г. Я. Дедусенко, В.И. Иванников, М. И. Липкес. – М.: Недра, 1985. – 160 с.
18. Буровые растворы с улучшенными смазочными свойствами [Електр. ресурс] / Ятров А.Н., Жидовцев Н.А., Гильман К.М. и др. – Нафтогазова інженерія. Науковий вісник ІФНТУНГ. – М.: Недра, 1975. – 142 с.
19. Буровые и тампонажные растворы. Теория и практика: справочник / З.З. Шарафутдинов, Ф.А.Чегодаев, Р.З. Шарафутдинова. – СПб: НПО «ПроФЕВсионал», 2007. – 416 с.
20. Вадецкий О.В. Бурение нефтяных и газовых скважин / О.В. Вадецкий. – М.: «Недра», 2003 – 352 с.
21. Васильченко А.О. Завершення нафтогазових свердловин в Україні: сучасний стан і можливі напрями розвитку технології / А.О. Васильченко, М.А. Мислюк // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – № 5. – С. 13 – 15.
22. Васильченко А.О. Методологія оцінки впливу окремих реагентів та їх сумішей на відновлення проникності порід-колекторів / А.О. Васильченко // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – № 4. – С. 18 – 19.
23. Вдовиченко А.І. Сучасні вітчизняні емульсії для обробки бурових промивних рідин [Электр. ресурс] / А.І. Вдовиченко, І.І. Мартиненко,

М.П. Єрмаков // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения. Вип. 21 – 82 с. Режим доступу до журн.: <http://dspace.nbuu.gov.ua/bitstream/handle/123456789/144404/12-Vdovychenko.pdf?sequence=1>

24. Войтенко В.С. Технологія і техніка буріння / В.С. Войтенко, В.Г. Вітрик, Р.С. Яремійчук, Я.С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.

25. Гайдаров М.М.-Р. Новые системы буровых растворов при строительстве скважин // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2015, №4. – С. 61 – 68.

26. Гайдаров М.М.-Р. Буровые растворы на основе катионных полимеров / М.М.-Р. Гайдаров, А.А. Хуббатов, Д.В. Мирсаянов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – №2. – С. 43 – 47.

27. Глущенко В.Н. Технологические процессы вскрытия пластов и добычи нефти с использованием обратных эмульсий / В.Н. Глущенко, Г.А. Орлов, М.А. Силин. – М.: «Инерконттакт Наука», 2008. – 360 с.

28. ГОСТ 26450.0-85. Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств. – М.: Изд-во стандартов, 1985.

29. Гошовський С.В. Ефективність сучасних технологій вторинного розкриття продуктивних горизонтів і шляхи її підвищення/С.В. Гошовський, Ю.І. Войтенко, П.О. Сорокін // Нафтова і газова промисловість. – 2013. – №2. – С. 12 – 15.

30. Городнов В.Д. Буровые растворы / В.Д. Городнов. – М.: Недра, 1985.– 289 с.

31. Грей Д.Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) / Д.Р. Грей, Г.С. Дарли. – М.: Недра, 1985. – 509 с.

32. Григорян Н.Г. Эффективность вскрытия пластов перфорацией в зависимости от типа бурового раствор // Н.Г. Григорян, И.Н. Гайворонский, М.А. Ахметшинидр // Нефтяное хозяйство. – 1973. – №11. – С.15 – 19.

33. Грунтоведение / В.Т. Трофимов, В.А. Королев, Е.В. Вознесенский и др. – М.: Изд-во МГУ, 2005. – 1024 с.

34. Гудок Н.С. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород / Н.С. Гудок. – М.: Недра, 2007. – 367 с.
35. Гусман А.М. Буровые комплексы. Современные технологии и оборудование. / А.М. Гусман, К.П. Порожский. – Екатеринбург: УГГГА, 2002. – 592 с.
36. Жигач К.Ф. Влияние температуры на набухаемость глинистых пород / К.Ф. Жигач, И.Б. Адель, В.Д. Городнов // Изв. вузов. 1961. – № 5. – С. 23 – 29.
37. Заканчивание скважин: учеб. пособ. для вузов / В.П. Овчинников, Н.А. Аксенова, Ф.А. Агзамов, О.В. Нагарев. – Тюмень: ТГНГУ, 2011. – 452 с.
38. Зезекало И.Г. Химико-технологические проблемы повышения надежности добычи углеводородов путем применения аммиака и его производных: Дис... докт. техн. наук: 05.15.06. – К., 1996. – 353 с.
39. Іванків О.О. Новітні методи розкриття та освоєння пластів з аномально низькими пластовими тисками / О.О.Іванків, В.М.Світлицький, М.М.Яворський, А.А.Писаренко // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2007. – №2(16). – С. 48 – 53.
40. Иванников В.И. Аномальные давления в коллекторах нефти и газа / В.И. Иванников // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – №12. – С. 24 – 27.
41. Иванов М.К. Петрофизические методы исследования кернового материала / М.К. Иванов. – Изд-во МГУ, 2008. – 325 с.
42. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину / Кочмар Ю.Д., Світлицький В.М., Синюк Б.Б., Яремійчук Р.С. – Львів: «Центр Європи», 2005. – 414 с.
43. Исследования глин и новые рецептуры глинистых растворов / В.Д. Городнов, В.Н. Тесленко, И.И. Тимохин и др. – М.: «Недра», 1975. – 272 с.
44. Карп І.М. Стан і перспективи розвитку нафтогазового комплексу України / І.М. Карп, Д.О. Єгер, Ю.С. Зарубін. – К.: «Наукова думка», 2006. – 309 с.
45. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов / Э.Г. Кистер. – М.: Недра, 1972. – 392 с.

46. Клеттер В.Ю. Совершенствование буровых растворов для строительства скважин на акватории шельфа: дисс. ... канд. техн. наук: 25.00.15 / В.Ю. Клеттер. – Уфа, 2010. – 149 с.
47. Колісніченко Е.В. Бурові промивальні рідини: конспект лекцій / Е.В. Колісніченко. – Суми: СумДУ, 2013. – 76 с.
48. Корли У.Т. Растворы, не содержащие твердой фазы, для заканчивания и ремонта скважин / У.Т. Корли, Д.Т. Паттон // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1984. – №11. – С. 17 – 22.
49. Коцкулич Я.С. Бурові промивні рідини / Я.С. Коцкулич, М.І. Оринчак, М.М. Оринчак. – Івано-Франківськ: «Факел», 2008. – 500 с.
50. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин: підручник / Я.С.Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2009. – 366 с.
51. Коцкулич Я.С. Аналіз ефективності промивальних рідин для первинного розкриття продуктивних пластів / Я.С. Коцкулич, Є.Я. Коцкулич // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2012. – №1. – С. 21 – 28.
52. Крупський Ю.З. Новий малоглинистий полімерний розчин для розкриття тріщинуватих і набухаючих піщано-глинистих колекторів та об'єктів з аномально низькими пластовими тисками / Ю.З. Крупський, М.Х. Імамов, І.Б.Губич // Нафт. і газ. пром-сть. – 2011. – №1. – С. 17 – 20.
53. Куксов В.А. Новые технологии промывочных жидкостей для первичного вскрытия / В.А. Куксов // Нефть и газ. – 2004. – № 9. – С. 16 – 18.
54. Куликов В.В. Применение числа Хендстрёма и других чисел механического подобия при проектировании режима промывных скважин / В.В. Куликов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010, №4. – С. 20 – 21.
55. Кунцяк Я.В. Експериментальні та промислові дослідження і прогнозування стійкості стовбурів горизонтальних свердловин у нестійких породах [Електр. ресурс] / Я.В. Кунцяк, Р.Я. Кунцяк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ: Дослідження та методи аналізу. – 2011. – Вип. 1 – 62 с.



56. Кунцяк Я.В. До питання кольматації проникних пластів під час використання безглинистих промивальних родин / Я.В. Кунцяк, Ю.В.Лубан, С.В.Лубан, Я.І. Кулик // Нафтогазова галузь України. – 2013. – №4. – С. 10 – 14.
57. Курбанов Х.Н. Реологические свойства биополимерных буровых растворов / Соловьев Н.В., Курбанов Х.Н., Нгуен Тиен Хунг / Инженер-нефтяник. – 2016. – №3. – С. 8 – 17.
58. Курбанов Х.Н. Опыт применения катионного бурового раствора / Гайдаров А.М., Курбанов Х.Н. // «Инженер-нефтяник». – 2015. – №2. с. 25 – 28.
59. Кульцицкий Л.И. Роль воды в формировании свойств глинистых пород. - М.: Недра, 1975. – 212 с.
60. Лютиков К.В. Управление адгезионными и реологическими свойствами условно-безглинистых буровых растворов в слаболитифицированных глинистых породах [Электр. ресурс] / Лютиков К.В.// Дис. ... канд. техн. наук. – Ухта. – 2015.
61. Методика определения коэффициента проницаемости по жидкостям горных пород при моделировании скважинных условий с применением автоматизированной системы для повреждения пласта FDES-645, МВИ №01.04.046.
62. Мислюк М.А. До оцінки первинного розкриття продуктивних горизонтів на родовищах України / М.А. Мислюк, І.М. Ковбасюк, В.М. Стасенко, М.В. Гунда // Нафтова і газова промисловість. – 2005. – №6. – С. 17 – 19.
63. Михайлюк В.Д. Використання поверхнево-активних речовин на родовищах ВАТ «Укрнафта» / В.Д. Михайлюк, М.І. Рудий. – Галич: «Галицька друкарня Плюс», 2009. – 400 с.
64. Нагорний В.П. Новітні свердловинні геотехнології освоєння корисних копалин / В.П. Нагорний, В.В. Кулик, С.Т. Звольський // Наука та інновації. – 2011. – Т. 7, № 3. – С. 39 – 44.
65. Нестеренко М.Ю. До питання визначення відкритої пористості порід за допомогою газоволюметричного методу / М.Ю. Нестеренко, Я.А. Пилип, В.В. Іванов, Ю.М. Віхоть // Нафтова і газова промисловість. – 2011. – №2. – С. 17 – 20.

66. Нестеренко М.Ю. Методичні аспекти визначення ємнісних параметрів на зразках гірських порід / М.Ю. Нестеренко, Г.П. Боднарчук // Мінеральні ресурси України. – 2012. – №1. – С. 30 – 32.
67. Новиков В.С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин / В.С. Новиков. – М.: Недра, 2000. – 270 с.
68. О применении ацетатно-калиевого спиртового бурового раствора / А.А. Хуббатов, Д.В. Мирсаянов, А.Д. Норов и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – №10. – С. 35 – 40.
69. Орлов А.И., Влияние промывочной жидкости на физические свойства коллекторов нефти и газа / А.И. Орлов, А.В. Ручкин, Н.М. Свихнушин. – М.: Недра, 1976. – 88 с.
70. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М.: Миннефтепром, 1986.
71. Пеньков А.И. Буровые растворы для сложных условий бурения / А.И. Пеньков, Н.П. Левик // Нефтяное хозяйство. – 1980. – №9. – С. 18 – 21.
72. Петров Н.А. Отечественные и зарубежные полимерные реагенты для буровых растворов. Электронный журнал «Нефтегазовое дело». – 2016. №1.
73. Петров Н.А. Смазочные добавки для буровых промывочных жидкостей Западной Сибири [Электр. ресурс] / Н.А. Петров, И.Н. Давыдова // Нефтегазовое дело: Геология, геофизика, бурение. – 2014, т. 12, №2 – 54 с. Режим доступа до журн.: [HTTP://NGDELO.RU/FILES/OLD\\_NGDELO/2014/2/NGDELO-2-2014-P54-63.PDF](http://ngdelo.ru/files/old_ngdelo/2014/2/ngdelo-2-2014-p54-63.pdf)
74. Підвищення якості розкриття продуктивних відкладів при бурінні свердловин Предкарпаття / М.І. Чорний, О.М. Чорний, Я.М. Коваль [та ін.] // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – №2. – С. 117 – 124.
75. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. – М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 272 с.
76. Рудий М.І. Кислотне діяння на нафтогазовий пласт: у 2 кн. / М.І. Рудий, С.М. Рудий, С.В. Наследніков. – Івано-Франківськ: «Галицька друкарня плюс». – Кн.1. – 2011. – 482 с.; Кн.2. – 2011. – 576 с.

77. Рябоконт С.А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин. – Краснодар, 2009. – 293 с.
78. Рябоконт С.А. Жидкости глушения для ремонта скважин и их влияние на коллекторские свойства пласта // Серия: Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИЭгазпром, 1985. Вып.13. – С. 8 – 25.
79. Рябченко В.И. Управление свойствами буровых растворов / В.И. Рябченко. – М.: «Недра», 1990. – 230 с.
80. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам / Я.А. Рязанов. – Оренбург: Летопись, 2005. – 664 с.
81. РД 39-00147001-773-2004 Методика контроля параметров буровых растворов. ОАО «НПО «Бурение». – Краснодар, 2004. – 136 с.
82. Світлицький В.М. Сучасні проблеми розкриття та збереження продуктивних характеристик пластів / В.М. Світлицький, О.О. Іванків, Є.В. Вішнікін // Нафтова і газова промисловість. – 2006. – №6. – С. 16 – 18.
83. Серженьга О.В. Вплив фільтрату бурового розчину та характеру насичення пластів на зміну параметрів зони проникнення / О.В. Серженьга // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – № 4. – С. 40 – 47.
84. Современные составы буровых промывочных жидкостей: пособие / В.П. Овчинников, Н.А. Аксенова, Т.В. Грошева, О.В. Рожкова. – Тюмень: ТГНГУ, 2013. – 156 с.
85. Соловьев Н.В. Анализ факторов, обуславливающих эффективность транспортирования шлама в горизонтальных скважинах при использовании газожидкостной смеси / Н.В. Соловьев, Н.Г. Малухин, Е.Н. Соловьев. – НТЖ «Инженер-нефтяник», 2000. №3. – С. 19 – 22.
86. Солодкий В.М. Методи та технологія глушіння нафтових, газових і газоконденсатних свердловин на різних етапах їх експлуатації із збереженням видобутку / В.М. Солодкий, М.А. Солодкий, П.С. Голуб, О.Г. Голуб // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – № 3. – С.10 – 12.
87. СТО 7.07-2010 Методика определения технологических параметров буровых растворов. ООО «Башнефть-Геопроект. – Уфа, 2010. – 126 с.

88. Супрамолекулярная химия. Пер. с англ.: в 2т. / Дж. В. Сидд, Дж. Л. Этвуд. – М.: ИКЦ «Академкнига». – Т. 1. – 2007. – 408 с.
89. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – М.: «Недра-Бизнесцентр», 2011. – 543 с.
90. ТР 31174865.001:2016. Технологічний регламент на буріння похило-скерованих і горизонтальних свердловин. – Полтава: ТОВ «НТП «Бурова техніка». – 2016. – 67 с.
91. Токунов В.И., Саушин А.З. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 2004. – 711 с.
92. Удосконалення способу первинного розкриття продуктивних горизонтів з низькими пластовими тисками / М.І. Оринчак, І.І. Чудик, О.С. Бейзик, О.І. Кирчей // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2016. – №3. – С. 34 – 42.
93. Уляшева Н.М. Технология буровых промывочных жидкостей: Текст лекций / Н.М. Уляшева. Ухта: УИИ, 1997. – 165 с.
94. Уляшева Н.М. Физико-химические основы регулирования свойств буровых растворов: Метод. указания по выполнению лабораторных работ по направлению 130500 Нефтегазовое дело / Н.М. Уляшева, М.А. Михеев, В.В. Дурки. – Ухта: УГТУ, 2011. – 42 с.
95. Шарипов А.У. Разработка и применение полимерных растворов при бурении и заканчивании глубоких скважин / А.У. Шарипов, К.В. Антонов, Р.Р. Лукманов. – Уфа: Гау, 2003. – 168 с.
96. Шарафутдинов З.З. Буровые и тампонажные растворы. Теория и практика: справочник / З.З. Шарафутдинов, Ф.А. Чегодаев, Р.З. Шарафутдинова. – СПб.: ПроФЕВсионал, 2007. – 416 с.
97. Шарафутдинов З.З. Буровые растворы на водной основе и управление их реологическими параметрами / З.З. Шарафутдинов, Р.З. Шарафутдинова // Нефтегазовое дело. – Уфа: 2004. – С. 3 – 21.



98. Янгиров Ф.Н. Совершенствование смазочных добавок к буровым растворам [Электр. ресурс] / Янгиров Ф.Н., Яхин А.Р., Михеев Л.Д. // Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. – 2016. Вип. 4 – 21 с.
99. Baroid drilling Fluids. Water Mnd&Completion Fluids. Seminar Baroid drilling Fluids, Nc.Career development center. – 1991.
100. Baroid Mud Technology: Hand-book Houston, Texas, 1975. – 205 p.
101. Bennion D.B. Underbalanced operations offer pluses and minuses // Oil and Gas J. – 1996, – Vol. 94, №1 – P. 33 – 40.
102. Cheng-Fa Lu. A new technique for evaluation of shale stability in the presence of polymeric drilling fluid / Cheng-Fa Lu // SPE Production Engineering. – 1988. – V. 3. – №3. – P. 366 – 374.
103. Churcher P.L. Properly designed underbalanced drilling fluids can limit formation damage // Oil and Gas J. – 1996, Vol. 94, № 18. – P. 50 – 56.
104. Dmytrenko V. Selection of effective corrosion inhibitors for bischofite solutions and simulated medium of formation waters / V. Dmytrenko, Yu. Vynnykov, I. Zezekalo // E3S Web of Conferences. Vol. 166, 06005 (2020). The Intern. Conf. on Sustainable Futures: Environmental, Technological, Social and Economic Matters (ICSF 2020). DOI: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202016606005>.
105. Kelly J. Drilling fluid selection, performance and quality control / J. Kelly. – JPT, 1983, May. – P. 889 – 898.
106. Santos H.Diek, A.Roegiers J-C., Fontoura S.A.B. Investigation of the effects of sample handling procedures on shale properties. Rock Mechanics. Balkema. – 1996. – 86 p.
107. The development of potassium cellulosic polymers and their contribution to the inhibition of hydratable clays / S. Palumbo, D. Giacco, M. Ferrari, P. Pirovano // SPE JADC Drilling conference. – 1989. III. – №18477. – P. 149 – 152.



ДОДАТОК

**Сертифікати про участь науково-технічних конференціях і текст статті**



# CERTIFICATE

## OF PARTICIPATION

This is to certify that

***Yuriy Vynnykov***

National University "Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic"

has presented a paper titled

**Selection of effective corrosion inhibitors for bischofite solutions and simulated medium of formation waters**

at the International Conference on Sustainable Futures:  
environmental, technological, social and economic matters (ICSF 2020)  
May 20-22, 2020 at Kryvyi Rih National University, Kryvyi Rih, Ukraine

Prof. Mykola Stupnik  
ICSF 2020 General Chair

No 021-2

vynnykov@ukr.net



## SELECTION OF EFFECTIVE CORROSION INHIBITORS FOR BISCHOFITE SOLUTIONS AND MODELLING MINERALIZATION NATURAL WATERS

Viktoriia Dmytrenko<sup>1</sup>, Yuriy Vynnykov<sup>1</sup>, Ivan Zezekalo<sup>1</sup>

<sup>1</sup> National University «Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic», Department of Oil and Gas Engineering and Technology, 36011 Pershotravneva ave., 24, Poltava, Ukraine

**Abstract.** The selection questions of the corrosion inhibitors for protection of oil-field pipelines in article are considered. Results of research of technological and anticorrosive properties the corrosion inhibitors in the environments modelling trade environments are presented. The methodological approaches to selection of the corrosion inhibitors on a stage of laboratory experiments on an example Kaverdinsky hascondancate deposits are described. It was found that all the surfactants tested in the model environment of the formation waters show a protective effect of more than 90% with a dosage of 1 g/dm<sup>3</sup>. It is recommended to use bischofite solution with a mass fraction of MgCl<sub>2</sub> of 24% and the addition of a corrosion inhibitor KI-1M 0.1% to protect industrial gas pipelines from carbon dioxide corrosion. This composition provides a degree of corrosion protection of 99.6% relative to the model environment of the formation waters. The results of industrial tests confirmed the effectiveness of the complex system – bischofite solution with a mass fraction of MgCl<sub>2</sub> 24% and the addition of a corrosion inhibitor KI-1M 0.1%. The cationic surfactants KI-1M, St, SRK and amphoteric surfactants EM and KAPB effectively protect in a reservoir modeling environment and provide a degree of protection from carbon dioxide corrosion of 91.2-98.9%.

### Introduction

Corrosion is one of the main causes of equipment degradation in the oil and gas industry, which causes huge economic losses and environmental damage [1-7]. Despite the progress made in combating the corrosion destruction of gas equipment, more than 3000 failures of pipelines of hydrocarbon collection systems through internal corrosion are recorded annually.

The introduction of advanced technologies for the protection of operational equipment contributes to the reduction of labor and material costs, reducing the duration and cost of repair and rehabilitation works carried out at industrial enterprises [6].

Important factors affecting the magnitude and nature of corrosion damage are: 1) the speed of gas-liquid flow; 2) tensile stresses of the tubing; 3) the volume ratio of water to hydrocarbon condensates in the liquid phase of the flow; 4) the receipt into the well of formation waters of different salt composition; 5) influence of organic water-soluble acids [1, 6, 7].

The mechanism of carbon dioxide corrosion has been studied quite deeply and comprehensively [1, 8-12]. The intensity of corrosive destruction of equipment at CO<sub>2</sub>-containing fields is determined by the partial pressure of carbon dioxide (with a low content of organic acids) and the temperature at which the corrosion process takes place [1, 2, 4].

During the movement of gas through the wellbore, a liquid phase is released, resulting in a three-phase gas flow of gas - water - hydrocarbon inside the pipes. The intensity of corrosion in a three-phase system is mainly due to the structure and flow regime. The corrosive activity of the medium in the well depends on the ratio of hydrocarbons to water. According to some researchers, intensive corrosion of the equipment begins with the water content in the well 0.1 %, then the corrosion rate remains constant, although the water content increases [8].

The main areas for improving corrosion control are the use of: 1) inhibitors; 2) new designs and methods of application of insulating coatings; 3) various technological measures; 4) high-efficiency and economical pipes; 5) reliable and timely methods of inspection of existing pipelines without disturbing their mode of operation [1, 13-16].

One of the important methods of reducing corrosion on oil and gas equipment is the use of alloy steels and non-ferrous alloys, but their high cost limits the widespread use of this highly effective method of corrosion control [1]. The use of protective coatings in the fight against corrosion is also not widely used in practice. Metal coatings do not have sufficient protective properties during acid treatments at elevated temperatures, especially sensitive to voltage concentrators. Non-metallic coatings are not capable of providing the required

\* Corresponding author: dmytr.v@gmail.com



pipe surface insulation against corrosive agents and are merely a substrate for a thicker coating film of glass, enamel or polymer [13].

Inhibitor protection is one of the simplest, most effective and in many cases economically feasible methods of corrosion control [16-19]. Its undoubted advantage is the possibility of application without change of the corresponding technological processes and hardware design on already existing industrial objects. Other safeguards usually require replacement of existing equipment with new ones, which entails significant capital expenditures.

Therefore, it is advisable to consider the problem of selecting corrosion inhibitors to reduce the corrosive effect on gas equipment and the importance of laboratory research in solving this problem.

### Problem statement

The results of laboratory tests are an important and objective measure of the extent of the action of corrosive hazardous fluids and are the basis for planning, analyzing, conducting and evaluating the results of anti-corrosion measures (in particular, the use of corrosion inhibitors). The higher the level of laboratory research used to select a corrosion inhibitor, the more reasonable are the conclusions as to the appropriateness of its use and, as a consequence, more targeted corrosion measures will be planned.

A distinctive feature of industrial piping systems are branching, the presence of different diameters sections, a considerable number of local hydraulic resistances (latches, elbows, inserts, compensators, etc.). In addition, industrial pipelines are characterized by a continuous change in costs, phase and chemical composition of the transported products. The consequence of this is the instability and unpredictability of corrosive aggressiveness of the environment, localization of corrosion damage both along the route and along the intersection of pipes [17, 18]. All this causes the complexity of the problem of the choice of inhibitors and the technology of their application, the need for constant monitoring of effectiveness and puts special demands on the corrosion inhibitors themselves.

Corrosion inhibitors for industrial piping systems should be characterized by:

- 1) high protective properties in environments with constantly variable (sometimes in a wide range) chemical composition and hydrodynamic flow characteristics;
- 2) manufacturability – the possibility of use in existing technological schemes; stability of properties in the processes of storage and use, including taking into account the climatic characteristics of the region;
- 3) cost-effectiveness – reagents should have an optimal price / quality ratio, taking into account the risks of operating specific industrial pipelines;
- 4) indifference – should not have a negative impact on the processes of transportation and processing of hydrocarbon products.

Almost all corrosion inhibitors manufactured by the industry have their own application, limited by the

technological features of the objects being protected and by the composition of the corrosive environments.

A wide range of modern corrosion inhibitors for the oil and gas industry determines the need for sound technological and economic choice of reagents, taking into account the operation peculiarities of various types of industrial pipelines. Important role in this is played by laboratory research, in the process of which the following tasks are solved:

- modeling of corrosion processes in a real pipeline;
- manifestation of the corrosion mechanism of pipe grades of steel;
- testing of the inhibitor – testing of the most effective reagents for specific objects, recognition of the technology of stagnation;
- the identification of the optimal areas of specific zooming in on the bank.

In general, for the specific gas pipeline for a specific oil and gas industry pipeline, or even a pipeline system including such a pipeline:

- 1) analysis of the technological characteristics of the industrial system or industrial pipelines;
- 2) the front-end stake of reagents, so as to come for these minds;
- 3) up-to-date technological and anticorrosive authorities of the laboratory in the laboratory minds for the manifestation of the most effective ones;
- 4) carried out stands and pre-industrial production of water-heating equipment.

The adoption of practical practices for the order of laboratory tests for cleaning pipelines is shown schematically in Fig. 1 [10, 17, 18].

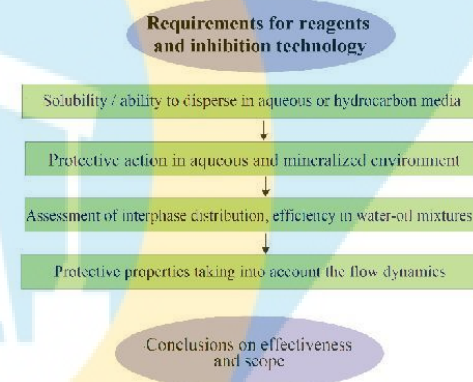


Fig. 1. The order of laboratory tests for the production of corrosion inhibitors for gas pipelines.

### The aim and objectives of the study

Below are brief characteristics and features of the methodology for conducting experiments on the selection of corrosion inhibitors in the laboratory. As an example,

the results of the work carried out on the selection of corrosion inhibitors for the conditions of industrial pipelines of the Kaverdinsky gas condensate field, where the problem of carbon dioxide corrosion is acute, are presented.

In addition, the wells operation and field equipment are complicated by intensive hydrate formation. Corrosive activity of the transported medium by industrial pipelines is significant due to the high mineralization of water as a result of the use of bischofite solutions as hydrate formation inhibitor and the content of aggressive components  $\text{CO}_2$  (up to 5.3%).

In laboratory conditions, studies were conducted on the selection of a corrosion inhibitor for conditions when bischofite is used as a hydrate formation inhibitor.

The solubility of the reagents in the simulated medium was visually evaluated. The ability of the reagents to form real or colloidal solutions and their stability were evaluated. As a result, 16 cationic and amphoteric surface-active substances were selected from more than one hundred surface-active substances that are highly soluble in aqueous solution, which indicates that the use of all reagents is possible in industrial gas pipelines transporting waterlogged products at provided their high protective properties.

The next stage is the selection of reagents for protective properties based on the evaluation of the protective effect of inhibitors in aqueous mineralized media («bubble test»), rejection of ineffective ones, determination of applications depending on the composition of the aqueous medium and preliminary determination of working dosages.

Research and evaluation of the protective effect of inhibitors was carried out in accordance with GOST 9.905-82 «Methods of corrosion tests. General requirements», GOST 9.502-82 «Metal corrosion inhibitors for water systems. Methods of corrosion tests», GOST 9.506-87 «Inhibitors of metal corrosion in water-oil environments».

Corrosive aggressiveness of the medium was evaluated by the gravimetric method – by the loss of mass of the samples. The control was the experiment without the addition of reagents.

Corrosion studies were carried out in a thermostatic installation, shown in Fig. 2. It is a glass vessel in which the test solution was poured and a fluoroplastic cylinder with witness samples and a propeller stirrer was placed.

The cell was attached to an electric motor that rotated the stirrer. During the rotation of the stirrer, circular fluid motions in the laminar mode were created in the fluoroplast cylinder with a flow rate of 0.3-0.5 m/s. When the agitator propeller was mounted below the bottom of the cylinder, it was rotated at a speed of 1400 revolutions per second. There was a circular motion of the fluid in turbulent mode. The speed of flow of the stream in the area of placement of the samples-witnesses was 7-8 m/s. In addition to circular motion, fluid was also circulated through the small cylinder by creating irrigation during the rotation of the stirrer.

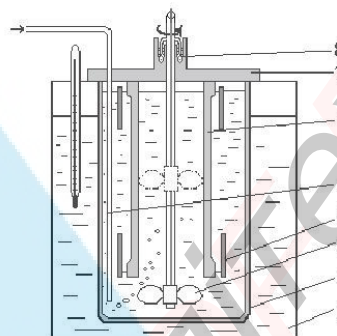


Fig. 2. Installation diagram for corrosion research: 1 – thermostat; 2 – glass chamber; 3 – mixer; 4 – samples; 5 – tube for supplying gas; 6 – fluoroplastic cylinder; 7 – a cover; 8 – hydraulic hardening.

Quantitative indicators of the experiments were analyzed by methods of mathematical statistics with the calculation of average sample values, variance and errors of average values in groups of indicators. The significance of differences in the results obtained for different groups was determined using the Student reliability t-test. Differences were considered statistically proven with a generally accepted probability of error  $p < 0.05$ .

Based on the results of previous studies, the following reagents were selected for further experiments: corrosion inhibitor KI-1M, cationic surfactants St, SRK, amphoteric surfactants EM and KAPB.

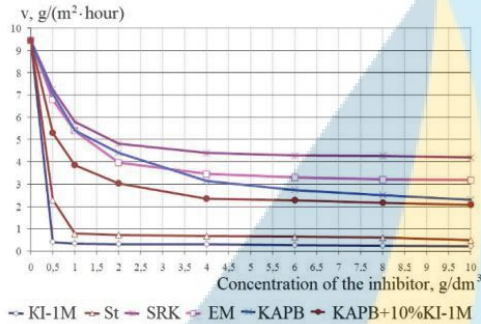
In order to identify the possibility of the joint use of a hydrate inhibitor, bischofite, used in the field, and the studied corrosion inhibitors, the protective properties of inhibitors in bischofite solutions with a  $\text{MgCl}_2$  concentration of 24% are determined.

## Research results

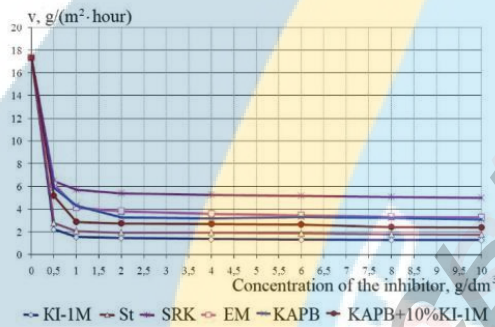
The obtained dependences of the corrosion rate on the concentration shown in Fig. 3, 4, allowed to isolate the minimum required concentration of reagents, for the test reagents – 1-2 mg/dm<sup>3</sup>.

The highest inhibitory effect in bischofite systems – low molecular weight carboxylic acids – carbon dioxide/oxygen at the content of reagents in a solution of 1 g/dm<sup>3</sup> revealed surfactants KI-1M, St, respectively, 83.5-96.2% and 77.8-91.5% (Fig. 5). The remaining reagents have a lower degree of protection at the appropriate concentration.

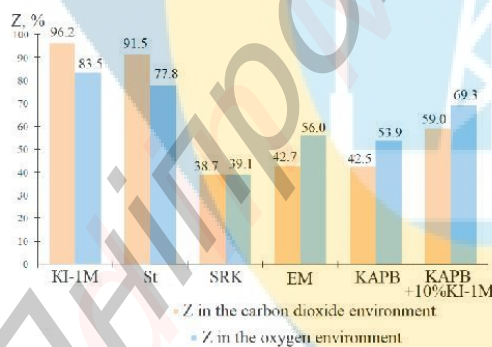




**Fig. 3.** Dependence of the corrosion rate of steel on the concentration of surfactants in bischofite solution in carbon dioxide environment ( $w_{MgCl_2} = 24\%$ ,  $T = 80\text{ }^\circ\text{C}$ ,  $3\text{ g/dm}^3\text{ CH}_3\text{COOH}$ ,  $t = 2\text{ h}$ , volume fraction of condensate 25%,  $P_{CO_2} = 0.1\text{ MPa}$ ).



**Fig. 4.** Dependence of the corrosion rate of steel on the concentration of surfactants in bischofite solution in an oxygen environment ( $w_{MgCl_2} = 24\%$ ,  $T = 80\text{ }^\circ\text{C}$ ,  $3\text{ g/dm}^3\text{ CH}_3\text{COOH}$ ,  $t = 2\text{ h}$ , volume fraction of condensate 25%,  $P_{O_2} = 0.1\text{ MPa}$ ).



**Fig. 5.** Protective effect of test reagents in bischofite solution ( $w_{MgCl_2} = 24\%$ ,  $T = 80\text{ }^\circ\text{C}$ ,  $3\text{ g/dm}^3\text{ CH}_3\text{COOH}$ ,  $t = 2\text{ h}$ , concentration of surfactants  $1\text{ g/dm}^3$ , volume fraction of condensate 25%,  $P_{CO_2/O_2} = 0.1\text{ MPa}$ ).

Due to mathematical data processing, polynomial and power mathematical models were selected. In an

environment with  $O_2$ , polynomial equations (Equations 1) give a low level of reliability of parameters, the obtained reliability indicators for the coefficients significantly exceed the level of 0.05

$$y = a_0 + a_1x + a_2x^2 + a_3x^3 \quad (1)$$

where,  $y$  – the corrosion rate,  $\text{g}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$ ;  
 $x$  – the concentration of inhibitor,  $\text{g}/\text{dm}^3$ ;  
 $a_0, a_1, a_2, a_3$  – empirical coefficients.

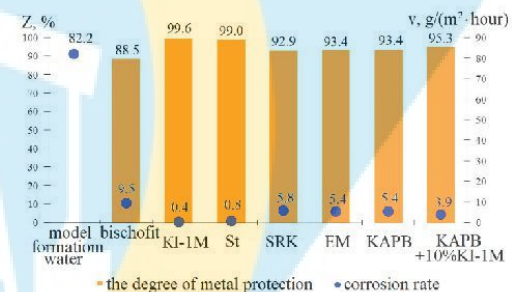
In the  $CO_2$  environment, the polynomial model in three cases out of six describes the experimental data as well as the power data (in the presence of SRK, EM, KAPB).

It should be noted that, in addition to the correlation coefficient, an important indicator of the adequacy of the approximation model is the residual error. The smaller the residual error value, the more accurate the model describes the experimental data. In all cases, the residual error when using the power function (Equation 2) is significantly smaller than when using the polynomial, which indicates a much higher quality of approximation. For all inhibitors, the coefficients of the equation are reliably determined by  $p < 0.05$

$$y = b_0 + (b_1 \cdot x + b_2)^{-3} \quad (2)$$

where,  $y$  – the corrosion rate,  $\text{g}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$ ;  
 $x$  – the concentration of inhibitor,  $\text{g}/\text{dm}^3$ ;  
 $b_0, b_1, b_2$  – empirical coefficients.

The coefficients and parameter estimates of the nonlinear approximation equation are shown in Table 1,  $p < 0.05$ .



**Fig. 6.** Protective action of bischofite-based complex inhibitors against the reservoir model environment water ( $w_{MgCl_2} = 24\%$ ,  $T = 80\text{ }^\circ\text{C}$ ,  $3\text{ g/dm}^3\text{ CH}_3\text{COOH}$ ,  $t = 2\text{ h}$ , concentration of surfactants  $1\text{ g/dm}^3$ , volume fraction of condensate 25%,  $P_{CO_2} = 0.1\text{ MPa}$ ).

The corrosive-aggressive phase of the extracting fluid is incidentally-produced reservoir water, so the efficiency of complex systems (bischofite 24%  $MgCl_2$  + surfactants 0.1%) in relation to the model environment of reservoir water is determined. The obtained data show (Fig. 6) that bischofite solution inhibits the process of carbon dioxide corrosion. All complex systems under study provide a degree of protection of the metal over 90 %.

**Table 1.** Coefficients and parameter estimation approximation equation 2

Surfactant	Equation coefficients			Estimation of the approximation equation parameters			
	$b_0$	$b_1$	$b_2$	R	$R^2$	The dispersion is explained, %	Residual error
For the O <sub>2</sub> environment							
KI-1M	1.35	1.28	0.34	0.999	0.9997	99.97	0.01
St	1.85	1.24	0.40	0.999	0.9999	99.99	0.02
SRK	5.21	0.93	0.43	0.999	0.9992	99.92	0.11
EM	3.41	0.60	0.42	0.999	0.9992	99.92	0.13
KAPB	3.21	0.60	0.41	0.999	0.9995	99.95	0.09
KAPB+KI-1M	2.49	0.65	0.41	0.999	0.9985	99.85	0.28
For the CO <sub>2</sub> environment							
KI-1M	0.28	2.85	0.48	0.999	0.9999	99.99	0.01
St	0.57	0.74	0.48	0.999	0.9978	99.78	0.15
SRK	4.16	0.26	0.57	0.999	0.9971	99.71	0.07
EM	3.14	0.24	0.54	0.999	0.9977	99.77	0.08
KAPB	2.35	0.15	0.52	0.998	0.9965	99.65	0.16
KAPB+KI-1M	2.20	0.32	0.52	0.999	0.9984	99.84	0.07

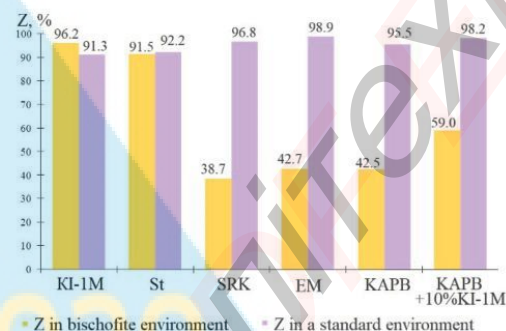
Comparative analysis of the data indicates the feasibility of using bischofite solution with a mass fraction of MgCl<sub>2</sub> of 24% and the addition of a corrosion inhibitor KI-1M 0.1% for the protection of industrial gas pipelines from carbon dioxide corrosion, insofar as this system provides a degree of protection against corrosion 99.6% relative to reservoir model environment.

The results of industrial tests at the Kaverdinsky gas condensate deposits confirmed the efficiency of the complex system (bischofite solution with a mass fraction of MgCl<sub>2</sub> 24% and the addition of a corrosion inhibitor KI-1M 0.1%). The rate of uniform corrosion with constant circulation of the inhibitor in the system did not exceed 0.01 mm/year.

The influence of the reagents on the corrosion rate of steel R-110 and their protective effect in the model environment of the formation waters (a solution of 0.5 M NaCl + 3 g/l CH<sub>3</sub>COOH in distilled water) was investigated. All tested surfactants in the model environment of reservoir water show a protective effect of more than 90% with a dosage of 1 g/dm<sup>3</sup> (Fig. 7), which satisfies the requirements of regulatory documents for corrosion inhibitors and allows them to be recommended for use on gas-fired facilities.

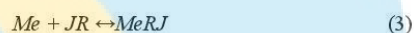
The protective properties of surfactants in the bischofite environment are 1.0-2.5 times less effective (Fig. 7). The protective effect of surfactants: SRK, EM and CAPB is especially noticeably reduced by 2.2-2.5 times. The KI-1M reagent in bischofite solutions practically does not change its effectiveness (increases by 1.1 times). A degree of protection of more than 90% was detected in the presence of surfactants St and KI-1M. In this regard, the use of SRK, EM and CAPB is appropriate

for industrial gas pipelines that transport products where the aquatic environment is low-mineralized.



**Fig. 7.** The degree of corrosion protection in bischofite solutions and model environment of formation water with a mass fraction of surfactants 0.1% (the inhibitor concentration is 1 g/dm<sup>3</sup>, T=80 °C, 3 g/dm<sup>3</sup> CH<sub>3</sub>COOH, t=2 h, concentration of surfactants 1 g/dm<sup>3</sup>, volume fraction of condensate 25%, P<sub>CO<sub>2</sub></sub>= 0.1 MPa).

The obtained values of the corrosion rate are explained by the fact that the surfactants SRK, EM, and KAPB are capable of complexing with metals and are partially spent on the formation of complex compounds with magnesium and calcium ions that are present in bischofite solution (Equations 3)



where, Me – the solvated metal ion;

J – an inorganic surfactant ion;

R – the hydrocarbon ion of the surfactant.

Nitrogen-containing surfactants KI-1M and St form a hydrophobic film on the surface of the metal, which is a barrier that shields the metal-corrosive environment. In most cases, surfactants are less polar than the components of the bulk phase, or have a low-polar radical. When adsorbed, surfactants replace the polar surface with a less polar layer, equalizing the phase polarity difference [18].

The effectiveness of complex inhibitors with respect to the model environment of formation water in Northeastern Ukraine is shown in Figure 7. As can be seen from the data obtained, bischofite solution inhibits the process of carbon dioxide corrosion. All investigated complex systems provide a degree of metal protection of more than 90 °C.

Thus, laboratory experiments to investigate the technological and corrosion properties of corrosion inhibitors are an important step in the selection of corrosion inhibitors for specific pipeline systems and sections. Despite the difficulty of accurately reproducing the technological conditions of corrosion of gas pipelines at the stage of laboratory experiments, subject to a competent methodological approach to the design of experiments, it is possible to identify reagents that meet the requirements for their protective and technological properties to protect a specific gas industry.



It should be noted that laboratory testing is only the first step in the selection of an inhibitor – it allows to screen out the ineffective and to select the best ones for the next bench and industrial research. Laboratory testing is carried out under more stringent conditions than actual tests (overestimated concentrations of CO<sub>2</sub> and O<sub>2</sub>, short exposure time of the samples), so that the degree of protection is reduced compared to the real one.

## Conclusions

1. In order to reduce the corrosion effect of concentrated bischofite solution on the gas equipment of the Kaverdinsky gas condensate deposits, the KI-1M and St inhibitors were selected, the inhibition efficiency of which in the carbon dioxide and oxygen environment is 83.5-96.2% and 77.8-91.5% respectively. The results of industrial tests confirmed the effectiveness of the complex system – bischofite solution with a mass fraction of MgCl<sub>2</sub> 24% and the addition of a corrosion inhibitor KI-1M 0.1%). The rate of uniform corrosion at constant circulation of the KI-1M inhibitor in pipelines did not exceed 0.01 mm/year.

2. The cationic surfactants KI-1M, St, SRK and amphoteric surfactants EM and KAPB effectively protect in a reservoir modeling environment and provide a degree of protection from carbon dioxide corrosion of 91.2-98.9%.

## References

1. Finšgar M., Jackson J. Application of corrosion inhibitors for steels in acidic media for the oil and gas industry: A review, *Corrosion Science*, **86** (2014), 17-41.  
<https://doi.org/10.1016/j.corsci.2014.04.044>
2. Panossian Z., Almeida N.L.d., Sousa R.M.F.d., Pimenta G.d.S., Marques L.B.S. Corrosion of carbon steel pipes and tanks by concentrated sulfuric acid: a review, *Corros. Sci.*, **58** (2012), 1–11.
3. Osman M.M., Shalaby M.N. Some ethoxylated fatty acids as corrosion inhibitors for low carbon steel in formation water, *Mater. Chem. Phys.*, **77** (2003), 261–269.
4. Okafor P.C., Liu X., Zheng Y.G. Corrosion inhibition of mild steel by ethylamino imidazoline derivative in CO<sub>2</sub>-saturated solution, *Corros. Sci.*, **51** (2009), 761–768.
5. Nešić Š, Sun W., 2.25 – Corrosion in acid gas solutions, in: J.A.R. Tony (Ed.), *Shreir's Corrosion*, (Elsevier, Oxford, 2010), 1270–1298.
6. Serebryakov A.N., Motuzov I.S. Corrosion of oilfield equipment and anticorrosion techniques applied on the Karakuduk oilfield (Western Kazakhstan). *RUDN Journal of Engineering Researches*, **18**, 2, (2017), 174-181.
7. Groysman A. Corrosion problems and solutions in oil, gas, refining and petrochemical industry, *Koroze a ochrana material*, **61**, 3 (2017), 100-117.  
DOI: 10.1515/kom-2017-0013.
8. Dmytrenko V.I., Zezekalo I.H. Vplyv hazovoho kondensatu na protsesy korozijnoho ruinuвання pidzemnoho sverdlovynnoho obladdannia, *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*, **2**, 39 (2011), 130-132.
9. Corrosion behavior of oil tube steel in simulant solution with hydrogen sulfide and carbon dioxide *Materials Chemistry and Physics*, **93**, 2–3, (2005), 305-309.
10. Moiseeva L.S., Kuksina O.D. Prognozovanie korrozionnoj agressivnosti sred neftyanyh i gazovykh skvazhin, sodержashih CO<sub>2</sub>, *Himicheskoe i neftyanoe mashinostroenie*, **5** (2000), 42-44.
11. Xinming Hu, AnneNeville CO<sub>2</sub> erosion–corrosion of pipeline steel (API X65) in oil and gas conditions – A systematic approach, *Wear*, **267**, 11, (2009), 2027-2032.  
<https://doi.org/10.1016/j.wear.2009.07.023>
12. Timonin V.A. Sostoyanie i tehniko-ekonomicheskie perspektivy protivokorrozionnoj zashity, *Korroziya territorii neftegaz*, **1**, 3 (2006).
13. Askari M., Aliofkhaeaei M., Ghaffari S., Hajizadeh A. Film former corrosion inhibitors for oil and gas pipelines, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, **58** (2018), 92-114.  
<https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.07.025>
14. Bohatchuk Yu.Ia., Nesterenko S.A., Koshchii V.A. ta in. Zakhyst obladdannia hlybokyykh sverdlovyn HKR vid korozii inhibitorom TAL-25-13-R, *Naftova i hazova promyslovist*, **5** (2003), 34-36.
15. Chernov V.Iu., Makarenko V.D., Kryzhanivskiy Ye.I. ta in. Problemy korozionoi stiičnosti promyslovykh truboprovodiv, *Naftova i hazova promyslovist*, **6** (2002), 42-44.
16. Hajrullina E.R. Opyt i perspektivy ingibitornoj zashity neftepromysloвого oborudovaniya, *Neftegazovoe delo*, (2004).
17. Shein A.B., Denisova A.V. Vybór effektivnykh ingibitorov kislотноj korrozii dlya podderzhaniya optimalnykh znachenij tehnologicheskikh parametrov v processe kislотnyh obrabotok skvazhin, *Vestnik Udmurtskogo universiteta*, **9** (2004), 61-66.
18. Akrouf H., Bousselmi L., Triki E. et al., Effect of non-toxic corrosion inhibitors on steel in chloride solution, *Journal of Materials Science*, **39**, 24 (2004), 7341 – 7350.
19. Turdymatov A.A., Abdrahmanov N.H. Effektivnost himicheskoy ingibitornoj zashity v borbe s vnutrennej korroziej promyslovykh truboprovodov, *Neftegazovoe delo*, **3** (2016).



# CERTIFICATE


OF PARTICIPATION

ID 202000503

## YURIY VYNNYKOV

HAS SUCCESSFULLY PARTICIPATED IN THE  
8TH INTERNATIONAL SCIENTIFIC CONFERENCE  
ON SUSTAINABILITY IN ENERGY AND ENVIRONMENTAL SCIENCE  
AND PASSED AN INTERNATIONAL SCIENTIFIC AND PEDAGOGICAL  
TRAINEESHIP (6 ECTS CREDITS)

  
YEVSTAKHIY KRYZHANIVSKYI  
RECTOR IFNTUOG  
UKRAINE

  
GIDEON MAAS  
EXECUTIVE DIRECTOR ICTE  
ENGLAND

  
JOZEF ZATKO  
PRESIDENT EIFE  
SLOVAK REPUBLIC

