

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

Навчально-науковий інститут нафти і газу  
Кафедра буріння та геології  
Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології  
ОПІ «Буріння нафтових і газових свердловин»

До захисту

Завідувач кафедри

*[Signature]*  
*[Signature]*

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

на тему: Вдосконалення технологій кріплення привибійної зони пласта в теригенних породах-колекторах

Пояснювальна записка

Керівник

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

*[Signature]*  
підпис, дата

Виконавець роботи

Овчаренко Станіслав Валерійович  
студент, ПІБ

група 601-НБ  
*[Signature]*  
підпис, дата

Консультант за 1 розділом

к.т.н. доц. Михайловська О.В.  
*[Signature]*

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

к.т.н. доц. к-фа ВІАГ  
Марченко О.В. *[Signature]*

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

к.т.н. доц. к-фа ВІАГ  
Марченко О.В. *[Signature]*

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом, 5 розділ

Харченко М.О.  
к.т.н., доц. Харченко М.О. *[Signature]*

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 21.09.2026 р.

Полтава, 2026

**Національний університет  
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»**

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

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри буріння та геології  
Винников Ю.Л.

« 3 » 09 2015 року

**З А В Д А Н Н Я**  
**НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТА**  
**Овчаренко Станіслав Валерійович**

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Вдосконалення технологій кріплення привибійної зони пласта в теригенних породах-колекторах
2. Керівник роботи доц. кафедри буріння та геології, доц., к.т.н. Михайловська О.В.

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

затверджені наказом вищого навч. закладу від « 3 » 09 2015 року № 1015-ф/2

3. Строк подання студентом роботи 11.01.2016р.

4. Вихідні дані до роботи

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

2. Прокрти на влаштування свердловин (за необхідності).

3. Геологічні звіти за профілем роботи (за необхідності)

5. Зміст роботи (перелік питань, які потрібно розробити)

Анотація

Вступ

1. Аналіз сучасного стану питання

2. Обґрунтування об'єкта та предмета досліджень, вихідних даних і методів розв'язання поставлених задач.

3. Вибір методів проведення досліджень, аналіз їх результатів, розрахунки та експериментальне обґрунтування прийнятих технічних рішень.

Загальні висновки по роботі

Перелік використаних джерел

Додатки (за необхідності)

## 6. Перелік графічного матеріалу

Презентація із основними результатами кваліфікаційної роботи

## 7. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	Михайловська О.В.		
2	Матеев О.В.		
3	Матеев О.В.		
4	Харченко Н.О.		
5	Харченко Н.О.		

8.

Дата

видачі

завдання

3.09.2025р.

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

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

Студент

(підпис) Олександр С.В.  
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис) Михайловська О.В.  
(прізвище та ініціали)

## АНОТАЦІЯ

Овчаренко С. В. «Вдосконалення технологій кріплення привибійної зони пласта в теригенних породах-колекторах». Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології» ОПП «Буріння нафтових і газових свердловин». Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», Полтава, 2026.

Роботу присвячено вдосконаленню технологічних рішень для кріплення свердловин, що дозволить ефективніше запобігати деструкції теригенних порід-колекторів.

Рекомендовано застосовувати тампонажний розчин CemStabil Plus у всьому об'ємі для запобігання руйнування привибійної зони. Додавання 0,2 % комплексної добавки CemStabil Plus у гелцементному та цементно-полімерному тампонажному камені підвищує межу міцності при стисканні на 36–42 %, межу міцності на вигин – на 25–27 %.

Надано рекомендації щодо впровадження технології спіненого тампонажного розчину для кріплення привибійної зони пласта на св. №4 Мехедівському ГКР.

**КЛЮЧОВІ СЛОВА:** РОДОВИЩЕ, ТАМПОНАЖНИЙ РОЗЧИН, НАСОСНО-КОМПРЕСОРНА ТРУБА, КРІПЛЕННЯ, СВЕРДЛОВИНА, ТЕРИГЕННА ПОРОДА, КОМПЛЕКСНА ДОБАВКА.

## ABSTRACT

Ovcharenko S. V. “Improvement of technologies for fastening the bottomhole zone of the reservoir in terrigenous reservoir rocks”. Master's qualification work in specialty 185 “Oil and Gas Engineering and Technologies” of the educational and professional program “Drilling of Oil and Gas Wells”. National University “Yuriy Kondratyuk Poltava Polytechnic”, Poltava, 2026.

The work is devoted to the improvement of technological solutions for fastening wells, which will allow more effectively preventing the destruction of terrigenous reservoir rocks.

It is recommended to use the CemStabil Plus grouting solution throughout the volume to prevent the destruction of the bottomhole zone. Adding 0.2% of the CemStabil Plus complex additive in gel-cement and cement-polymer grouting stone increases the compressive strength by 36–42%, the bending strength by 25–27%.

Recommendations are given on the implementation of foamed grout technology for fastening the bottomhole zone of the formation on St. No. 4 of the Mehedivka gas field.

**KEYWORDS:** FIELD, PACKING SOLUTION, PUMP-COMPRESSOR PIPE, FIXING, WELL, TERRIGENOUS ROCK, COMPLEX SUPPLEMENT.

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	9
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ БУРІННЯ ТА КРІПЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН У ТЕРИГЕННИХ ВІДКЛАДАХ. МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ .....	12\
1.1 Причини руйнування привибійної зони породи-колектора.....	12
1.2 Наслідки впливу нестійкого теригенного колектора на роботу свердловин .....	22
1.3 Вплив депресії на пласт на стійкість породи-колектора.....	29
1.4 Висновки за розділом 1. Мета та завдання досліджень. ....	37
РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ ЗАСТОСУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЙ КРІПЛЕННЯ ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ СВЕРДЛОВИНИ В ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ- КОЛЕКТОРАХ .....	39
2.1 Методика визначення готовності стовбура свердловини до спускання обсадної колони.....	39
2.2 Особливості технології кріплення свердловин та привибійної зони під час буріння свердловин .....	46
2.3 Висновки до розділу 2.....	47
РОЗДІЛ 3. ДОСЛІДЖЕННЯ ТАМПОНАЖНИХ МАТЕРІАЛІВ ТА ТЕХНОЛОГІЙ В СКЛАДНИХ ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВАХ .....	48
3.1 Аналіз ефективності сучасних тампонажних матеріалів.....	48
3.2 Огляд технологій використання полімерних домішок у тампонажних матеріалах .....	58

Основні функції та класифікація полімерних домішок .....	58
3.3 Технологія кріплення породи приви́бійної зони пласта тампонажним розчином з полімерним реагентом .....	62
3.3 Висновки до розділу 3 .....	64
<b>РОЗДІЛ 4 ПРОПОЗИЦІЇ ЗАСТОСУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЇ КРІПЛЕННЯ ПОРОДИ ПРИВИ́БІЙНОЇ ЗОНИ ПЛАСТА ТАМПОНАЖНИМ РОЗЧИНОМ З ПОЛІМЕРНОЮ ДОБАВКОЮ НА МЕХЕДІВСЬКОМУ РОДОВИЩІ .....</b>	
4.1 Загальні відомості про родовище.. <b>Ошибка! Закладка не определена.</b>	
4.2 Стратиграфія родовища .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
4.3 Тектоніка Мехедівського родовища... <b>Ошибка! Закладка не определена.</b>	
4.4 Умови осадконакопичення і типи структур порового простору колекторів .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
4.5 Характеристика фонду свердловин і поточного стану їх .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
експлуатації.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
4.6 Обґрунтування застосування технології с тампонажного розчину з полімерним реагентом CemStabil Plus .....	65
4.7 Висновки за розділом 4.....	70
<b>РОЗДІЛ 5. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАПРОЄКТОВАНИХ ТЕХНОЛОГІЧНИХ І ТЕХНІЧНИХ РІШЕНЬ .....</b>	
5.1 Встановлення обсягів реагентів .....	71
5.2. Розрахунок витрат на здійснення запроєктованого рішення і калькуляції собівартості видобутку нафти.....	72

5.3 Розрахунок економічного ефекту від впровадження запроєктованого рішення .....	74
5.4 Висновки за розділом 5 .....	75
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ .....	76
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....	78

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Результати обробки та інтерпретації геолого-геофізичних матеріалів показують, що ускладнення при бурінні свердловин на цих родовищах спостерігаються в нестійких гірських породах і виявляються у вигляді набухання, руйнування теригенних відкладень, а також поглинання промивних рідин та незадовільної якості цементування. Витрати на ліквідацію ускладнень для деяких свердловин у загальному балансі часу будівництва свердловин досягають десятки годин на тисячі метрів проходки. Причиною є нечітке розуміння процесів, що викликають втрату стабільності стовбура свердловини, і, як наслідок, відсутність методик по превентивним заходам з метою запобігання чи мінімізації ускладнень у процесі буріння.

Вирішення зазначених проблем необхідно шукати в комплексному підході, поєднуючи вимоги до підготовки стовбура свердловини, тампонажних матеріалів та буферних рідин.

Важливим у комплексі виділених завдань є їх тісний зв'язок з вибором та прийняттям технологічних рішень при бурінні та кріпленні, специфічні особливості яких вимагають всебічного підходу, який включає поглиблене вивчення механізму виникнення ускладнень та розроблення на цій основі методів їх прогнозування, а також попередження та ліквідації.

Актуальність цього дослідження значною мірою пов'язана з необхідністю додаткового опрацювання питань вибору технології боротьби з руйнуванням та аналітичних підходів до прогнозу руйнувань теригенної породи-колектора.

**Метою магістерської роботи** є вдосконалення технологічних рішень для кріплення свердловин, що дозволить ефективніше запобігати деструкції теригенних порід-колекторів.

Для досягнення зазначеної мети поставлені такі **завдання**:

1. Провести аналіз сучасних методів запобігання деструкції привибійної зони продуктивного пласта (ПЗП).
2. Систематизувати існуючі технології попередження та ліквідації руйнувань ПЗП під час експлуатації свердловин.
3. Здійснити кількісну та якісну оцінку впливу ключових чинників на показники стійкості теригенних порід-колекторів.
4. Обґрунтувати ефективність впровадження спеціалізованого тампонажного розчину CemStabil Plus для зміцнення ПЗП на прикладі свердловини №4 Мехедівського родовища.

**Об'єкт досліджень** – процес деструкції (руйнування) теригенних порід-колекторів у привибійній зоні свердловин під впливом гірничо-геологічних та технологічних чинників.

**Предмет досліджень** – удосконалена технологія кріплення привибійної зони пласта із застосуванням сучасних розчинів для запобігання деструкції пласта

**Методи дослідження:** Для розв'язання поставлених завдань у роботі використано комплексний підхід, що включає: аналіз та узагальнення науково-технічної літератури, патентних пошуків та досвіду розробки Мехедівського родовища для визначення сучасного стану проблеми руйнування ПЗП; обробку та аналіз промислових даних свердловини №4 для обґрунтування вибору тампонажної системи; зіставлення техніко-технологічних показників традиційних методів кріплення та запропонованої технології із застосуванням системи CemStabil Plus.

У процесі проведеного дослідження отримані результати, котрі складають його **наукову новизну**:

- Удосконалено підхід до оцінки стійкості теригенних порід-колекторів шляхом комплексного врахування кількісного та якісного впливу геомеханічних та технологічних чинників, що дозволяє точніше прогнозувати ризики деструкції привибійної зони.

- Дістало подальший розвиток обґрунтування застосування високоефективних тампонажних систем (зокрема CemStabil Plus) для зміцнення ПЗП, що забезпечує підвищення адгезійної міцності контакту «цементний камінь – порода» в умовах нестійких теригенних відкладів.

**Практична цінність і реалізація роботи:**

1. Досліджено механізми руйнування теригенної породи-колектора в навколосвердловинному просторі та систематизовано фактори, що зумовлюють цей процес.

2. Проаналізовано технологію кріплення привибійної зони пласта в теригенних породах-колекторах.

3. Запропоновано параметри використання технології кріплення CemStabil Plus привибійної зони пласта на Мехедівському родовищі.

4. Встановлено закономірності впливу параметрів спеціалізованого кріплення на стабілізацію фільтраційно-ємнісних властивостей пласта, що дозволяє мінімізувати винесення механічних домішок при експлуатації свердловин Мехедівського родовища.

**Структура та обсяг роботи.** Магістерська робота складається зі вступу, п'яти розділів, висновків і списку використаних джерел. Робота викладена на 91 сторінках, містить 15 рисунків, 10 таблиць, 37 використаних джерел.

## **РОЗДІЛ 1**

### **АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ БУРІННЯ ТА КРІПЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН У ТЕРИГЕННИХ ВІДКЛАДАХ. МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ.**

#### **1.1 Причини руйнування привибійної зони породи-колектора**

Привибійна зона пласта (ПЗП) являє собою сегмент колектора, що безпосередньо контактує зі стовбуром свердловини і зазнає інтенсивного техногенного впливу під час усіх етапів її життєвого циклу — від первинного розкриття бурінням до поточної експлуатації.

Процеси руйнування або кольматації (засмічення порового простору) призводять до деградації фільтраційно-ємнісних властивостей (ФСВ). Це спричиняє зростання гідродинамічної недосконалості свердловини, збільшення опору потоку флюїду та суттєве падіння дебіту. Для теригенних розрізів (пісковиків та алевролітів), склад яких визначається кварцом, польовими шпатами та глинистим цементом, основні фактори деградації поділяються на:

Механічні: міграція дрібних частинок та зміна напруженого стану.

Фізико-хімічні: взаємодія фільтрату з глинистими мінералами.

Гідродинамічні: коливання тиску під час технологічних операцій.

Критичними викликами при спорудженні свердловин у таких умовах є втрата стійкості стінок, поглинання бурових розчинів та незадовільна якість цементування [1]. Статистика свідчить: якщо безпосереднє поглиблення стовбура під проміжну колону триває близько 5 діб, то ліквідація ускладнень, пов'язаних із осипами та обвалами, може поглинати ще 15–17 діб. Традиційні

методи — використання інгібованих систем та збільшення густини промивної рідини — у специфічних умовах деяких родовищ виявляються малоефективними.

Дестабілізація стовбура під час буріння та спуско-підйомних операцій (СПО) напряму корелює з якістю подальшого кріплення. Цей негативний ефект посилюється при використанні буферних рідин та тампонажних матеріалів, які не володіють необхідними адгезійними та фільтраційними характеристиками.

У пластах із низьким ступенем літифікації роль основного сполучного елемента між зернами виконують глинисті фракції. Міцність такого глинистого «цементу» формувалася мільйони років через дегідратацію та встановлення термодинамічної рівноваги з пластовим середовищем.

Техногенне втручання (зокрема, інтенсифікація припливу флюїду зі зміненою мінералізацією) порушує цей крихкий баланс. При обводненні колектора хімічний склад порової рідини трансформується, що спричиняє:

1. Набрякання глинистих частинок: збільшення їхнього об'єму та перекриття фільтраційних каналів.
2. Розчинення цементуючого матеріалу: втрату механічного зв'язку між зернами пісковика.
3. Капілярну деструкцію: руйнування структури породи під дією поверхневого натягу при зміні насиченості.

Трансформація фізико-хімічного стану пластового середовища, зумовлена контактом із непластовою або слабкомінералізованою водою, ініціює інтенсивну гідратаційну дилатацію глинистих мікрочастинок. Внаслідок проникнення молекул води у міжпакетний простір відбувається набрякання мінералів, що призводить до критичного зниження когезійної міцності глинистого «цементу». Така деструкція структурних зв'язків руйнує цілісність основи колектора та провокує механічну нестабільність усього мінерального скелета породи. Специфіка глинистих асоціацій, що зазвичай

представлені каолінітом, смектитом та ілітом, полягає у їхній вираженій шаруватій архітектурі, сформованій із паралельно орієнтованих плоских елементарних пакетів. Попри здатність цих лусочок утворювати масивні мінеральні агрегати, вони позбавлені жорсткого хімічного скріплення між собою. Оскільки взаємодія між гранями пакетів обмежується слабкими молекулярними силами, вони легко піддаються дисоціації та відокремленню під впливом флюїдодинамічних чинників.

Стійкість порід до руйнування характеризується наявністю сил тертя та зчеплення між зернами порід та визначається формулою

$$\tau = \alpha P_2 + C, \quad (1.1)$$

де  $\tau$  - сила стійкості, Па;

$\alpha$  – коефіцієнт тертя;

$P_2$  - гірський тиск, Па;

$C$  – сила зчеплення, Н.

В умовах низького ступеня літифікації гірських порід безпосередня когезія між мінеральними зернами є мінімальною, що робить внутрішнє тертя між частинками визначальним фактором їхньої геомеханічної стійкості [12]. Ключову роль у стабілізації таких слабозцементованих колекторів відіграють капілярні ефекти, які функціонують як тимчасовий адгезійний механізм. Цей процес зумовлений локалізацією залишкової води у поровому просторі у формі пендулярних кілець — ізольованих об'ємів рідини, що оточують зони контакту суміжних піщинок.

Виникнення капілярного тиску на межі розподілу фаз (вода/вуглеводні або вода/газ) є результатом синергії міжфазного натягу та специфічної кривизни меніска. Сгенерований таким чином тиск забезпечує додаткове взаємне притискання зерен у точках дотику, що суттєво підвищує загальну

резистентність породи до механічного руйнування та винесення частинок у процесі експлуатації.

Розмір капілярного тиску визначається формулою Плато

$$P_k = \sigma \cdot (1/R_1 + 1/R_2), \quad (1.2)$$

де  $R_1$  та  $R_2$  – головні радіуси кривизни.

Радіус  $R_2$  береться зі знаком мінус, так як центр цього радіуса кривизни розташований з опуклої сторони меніска, і формула (1.2) для цього випадку набуває вигляду

$$P_k = \sigma \cdot (1/R_1 - 1/R_2). \quad (1.3)$$

Сила капілярного тяжіння двох піщин один до одного визначається виразом:

$$F = \pi \cdot R_2^2 \cdot P_k. \quad (1.4)$$

Зростання водонасиченості колектора призводить до поступової деградації капілярного зчеплення між мінеральними зернами, а за умови повного обводнення цей стабілізуючий чинник може бути повністю нівельований. Деструкція продуктивних горизонтів, що супроводжується обводненням, базується на синергії двох фізико-хімічних процесів: гідратаційному набряканні глин та руйнуванні капілярних зв'язків.

Основним драйвером деградації привибійної зони пласта (ПЗП) виступає формування екстремальних градієнтів тиску та високих швидкостей фільтрації. Коли динамічні навантаження на стінки свердловини перевищують залишкову міцність цементуючого матеріалу, послабленого гідратацією, ініціюється механічне руйнування: окремі частки пісковика відриваються від матриці породи та виносяться у стовбур, провокуючи інтенсивне піскопроявлення та кольматацію каналів фільтрації [2].

У період спорудження свердловини гідростатичний тиск промивальної рідини виконує роль компенсатора напружень, підтримуючи геомеханічну цілісність стовбура. Проте під час освоєння та подальшої експлуатації рівновага в системі «пласт–свердловина» зміщується, що викликає пластичні деформації та фрагментацію нестійких порід під впливом потужних фільтраційних потоків [10].

Збільшення продуктивності свердловини прямо пропорційно корелює з ризиком дестабілізації ПЗП, оскільки зростання депресії генерує значні розтягуючі зусилля, радіус поширення яких у нафтоносному горизонті постійно збільшується. При перевищенні межі пружності гірської породи відбувається структурний розпад колектора з подальшою акумуляцією піщаної пробки на вибої. Окремим чинником деструкції є явище статичної втоми, за якого резистентність породи до руйнування знижується з часом під впливом перманентних навантажень. Для нівелювання цих деструктивних процесів та забезпечення стабільної експлуатації свердловини оснащуються забійними фільтрами різноманітних конструктивних модифікацій.

Інтеграція фільтруючих систем у конструкцію вибою забезпечує комплексний позитивний вплив на експлуатаційну надійність свердловини. Функціонування фільтра сприяє гомогенізації розподілу напружень у привибійній зоні, що суттєво підвищує резистентність гірських порід до циклічних та втомних деформацій. Механічно блокуючи міграцію дисперсних частинок, такі пристрої ефективно мінімізують піскопроявлення та стимулюють оптимізацію архітектури фільтраційних каналів, що забезпечує стабільний приплив пластового флюїду. Проте варто враховувати, що наявність фільтруючого елемента неминує призводить до зростання гідравлічних опорів та виникнення додаткових втрат тиску в системі [8].

Теоретична модель руйнування слабokonсолідованого колектора базується на механізмі ерозійного відриву частинок, які в процесі розмиву набувають конічної форми. Характерною особливістю цього процесу є

переміщення вершини конуса руйнування в напрямку, протилежному вектору фільтрації флюїду.

Напружено-деформований стан ПЗП у цій моделі визначається синергією трьох факторів: геостатичним навантаженням вищележачих товщ, поровим тиском пластової рідини та ефективними напруженнями в мінеральному скелеті самої породи.

$$P_z = P_{пл} + \delta_{ск} , \quad (1.5)$$

де  $P_z$  - сумарний гірничий тиск, МПа;

$P_{пл}$  - тиск пластового флюїду, МПа;

$\delta_{ск}$  – напруження у скелеті породи, МПа.

Напрямок нормальних напружень у скелеті гірської породи безпосередньо залежить від геологічних та топографічних умов її залягання.

Процес спорудження свердловини та безпосереднє розкриття цільового об'єкта спричиняють радикальну трансформацію геомеханічного стану пристовбурної зони. Формування відкритої поверхні стінок провокує масштабний перерозподіл компонентів напружено-деформованого стану в навколишньому масиві. Така зміна статичних і динамічних навантажень неминуче призводить до деформації мінерального скелета пористого колектора, викликаючи його стиснення або розтягнення. Як результат, фільтраційно-ємнісні властивості (ФЄВ) у цій ділянці зазнають суттєвих змін, що стає визначальним фактором продуктивності свердловини.

Резистентність порід до стискаючих навантажень багаторазово знижується під впливом немінералізованого фільтрату промивальної рідини на продуктивну товщу. Однією з фундаментальних передумов інтенсивного піскопроявлення та формування піщаних пробок є невідповідність обраної конструкції вибою та технології розкриття пласта реальним геомеханічним умовам [15].

Традиційна кумулятивна перфорація обсадних колон часто супроводжується деструктивними ефектами, що виходять за межі проектної зони розкриття. Ударні навантаження викликають руйнування цементного каменю на значних інтервалах, створюючи канали для передчасного обводнення та міграції механічних частинок навіть у відносно стійких пластах. Будь-яка втрата герметичності в затрубному просторі, як і виникнення поздовжніх тріщин у колоні, є критичним дефектом, що порушує ізоляцію продуктивних горизонтів [16].

Методи інтенсифікації припливу, зокрема соляно-кислотна обробка (СКО) та гідравлічний розрив пласта (ГРП), передбачають створення екстремальних гідродинамічних навантажень: депресій до 20 МПа та репресій до 50 МПа. Такі потужні впливи створюють серйозні ризики для цілісності кріплення та фільтруючих елементів. Це може спровокувати порушення герметичності заколонного простору, що проявляється через міжпластові перетікання та прорив підшовних вод [19].

В умовах помірних депресій у пласті протікає процес пролонгованої суфозії — поступового винесення дрібних фракцій, що дещо збільшує пористість. Проте за умови досягнення критичної межі зсувних напружень відбувається глобальна деструкція пористого середовища через зміщення зерен піску. Вважається, що ініціація руйнування корелює із загальним напруженим станом породи, який описується через безрозмірний коефіцієнт (K):

$$K = \frac{2\varepsilon H g \rho_n - P_{\text{виб.}}}{\sigma_{\text{ст}}}, \quad (1.6)$$

де  $\varepsilon$  – коефіцієнт бічного розпору порід;

$H$  – глибина залягання продуктивного пласта;

$g$  – прискорення вільного падіння;

$\rho_n$  – щільність породи;

$P_{виб}$  - вибійний тиск;

$\sigma_{ст}$ ; – міцність породи на стиск.

При  $K = 1$  спостерігається рівновага порід і за  $K > 1$  – напружений стан.

При створенні продуктивних пластів, складених пухкими пісковиками, в ПЗП може утворюватися зона рухомого піску (пластична область). У цьому випадку в перші місяці експлуатації свердловини спостерігається інтенсивне неконтрольоване піскопроявлення, пов'язане з вимиванням піску та утворенням каверни (рисунок 1.1) біля покрівлі пласта, або у незруйнованого (більш міцного) пропластка при неоднорідному пласті [10-15].

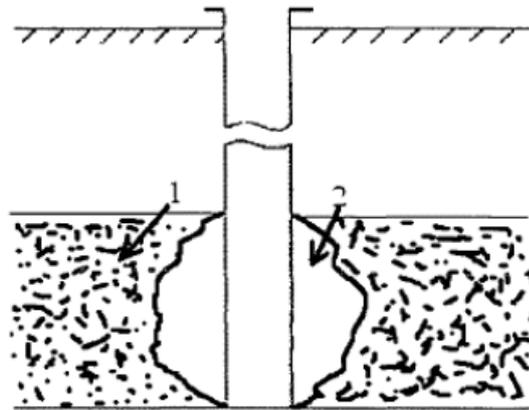


Рисунок 1.1 Утворення каверни в привибійній зоні пласта за рахунок руйнування порід: 1 – нафтонасичена порода; 2 - каверноутворення.

Деградація продуктивних характеристик пласта зумовлена комплексом механічних та фізичних чинників, що виникають переважно на етапах розкриття, кріплення та освоєння свердловини. Ключовим деструктивним процесом є кольматація порового простору твердою фазою технологічних рідин. Проникнення дрібнодисперсних частинок бентоніту, бариту або полімерних реагентів усередину колектора створює зони стійкого засмічення. Ефективність цього процесу прямо залежить від безрозмірного показника

( $d_{\text{частинок}}/d_{\text{пор}}$ ). що робить високопроникні теригенні пласти найбільш вразливими до втрати ФЄВ.

Додатковим бар'єром для припливу флюїду стає неякісно видалена фільтраційна кірка, яка, виконуючи роль стабілізатора стінок під час буріння, перетворюється на низькопроникний екран під час експлуатації. Аналогічно, під час цементування обсадної колони існує високий ризик інвазії цементного розчину в тріщинні та поропластові системи, що призводить до утворення незворотних конгломератів усередині колектора.

Геомеханічний аспект руйнування ПЗП пов'язаний із трансформацією природного напружено-деформованого стану масиву. Створення стовбура свердловини провокує виникнення зон концентрації напружень навколо вибою. У разі застосування надмірних депресій відбувається деструкція мінерального скелета, що ініціює перехід породи у стан пластичної деформації [5, 17, 18]. У слабозцементованих пісковиках це супроводжується інтенсивною міграцією дрібних зерен і глинистих агрегатів, які під дією фільтраційних потоків закупорюють вузькі порові канали (ефект механічного суфозійного засмічення).

Окрему категорію ризиків становлять фізико-хімічні чинники, що базуються на хімічній несумісності технологічних агентів із мінеральною матрицею пласта. Найбільш критичним фактором для теригенних відкладів є реакція глинистих мінералів (монтморилоніту, каолініту, іліту) на зміну мінералізації середовища. Гідратація або набрякання глинистих пакетів при контакті з прісним або слабкомінералізованим фільтратом призводить до інтенсивного іонного обміну. Це спричиняє значне розширення об'єму глинистих часток, що критично звужує прохідний переріз пор і зумовлює різке зниження фазової проникності для вуглеводнів [11].

Поряд із процесами гідратації, суттєву загрозу для проникності становить диспергація та міграція глинистих часток. Трансформація хімічного балансу середовища ініціює відділення мікроскопічних частинок

глин, які, переміщуючись разом із потоком пластового флюїду, накопичуються у вузьких горловинах пор, формуючи механічний бар'єр для фільтрації.

Паралельно з цим, критичним фактором є седиментація неорганічних та органічних сполук, спричинена порушенням термобаричної рівноваги. Зниження пластового тиску або змішування генетично несумісних вод (наприклад, пластових та закачуваних) призводить до кристалізації мінеральних солей — сульфатів барію, кальцію, стронцію та карбонатів. Ці відкладення цементують поровий простір, створюючи практично нерозчинні перешкоди.

При падінні тиску нижче точки насичення та охолодженні флюїду активізується процес випадання асфальтено-смоло-парафінових відкладень (АСПВ). Високов'язкі вуглеводневі компоненти адсорбуються на стінках пор, суттєво звужуючи їхній ефективний радіус.

Окрему групу деструктивних чинників становлять гідродинамічні та термічні впливи, що безпосередньо залежать від обраного режиму експлуатації. Формування надмірних депресій може призвести до досягнення критичного градієнта тиску, специфічного для кожного типу колектора. Перевищення цієї межі провокує руйнування мінерального скелета, суфозію та інтенсивний винос механічних домішок. Крім того, нестабільна робота свердловини — часті зупинки та різкі запуски — створює пульсації тиску, що дестабілізують глинисті частинки та викликають зворотну фільтрацію забруднених рідин.

Важливу роль відіграють також термічні ефекти, зокрема явище температурного шоку. Введення холодних робочих агентів у розігрітий пласт генерує значні термічні напруження, що спричиняють утворення мікротріщин або непередбачуване стиснення порового об'єму. Водночас локальне зниження температури у ПЗП (наприклад, через ефект розширення

газу) зумовлює зростання динамічної в'язкості нафти, що додатково обмежує фільтраційні можливості системи (див. рисунок 1.2).



Рисунок 1.2 Причини руйнування нестійких колекторів та винесення піску.

### 1.2 Наслідки впливу нестійкого теригенного колектора на роботу свердловин

Слабоконсолідовані теригенні пласти, зокрема незцементовані піски та пісковики, мають низьку резистентність до гідродинамічних та фізико-хімічних навантажень. Їхня структурна нестабільність ініціює інтенсивне винесення механічних домішок, що стає причиною системних ускладнень у процесі видобутку. Накопичення твердої фази на вибої призводить до формування піщаних пробок, які частково або повністю блокують

фільтраційні канали та припиняють приплив флюїду, особливо за умов низької транспортувальної здатності висхідного потоку.

Крім безпосереднього перекриття інтервалів перфорації, піскопроявлення загрожує механічній цілісності обсадних колон [20]. Абразивна дія твердих частинок спричиняє інтенсивну ерозію внутрішньосвердловинного та наземного обладнання. Знос піддаються насосно-компресорні труби (НКТ), запірні арматури, шлейфи та сепараційні установки, що суттєво скорочує міжремонтний період експлуатації систем [22, 23].

Особливу небезпеку абразивне руйнування становить для підземних запобіжних клапанів, вихід з ладу яких на морських видобувних платформах створює загрозу екологічних катастроф та значних економічних втрат [13]. Технологічний цикл видобутку обтяжується необхідністю додаткового очищення продукції та екологічно безпечної утилізації забрудненого піску, що суттєво підвищує собівартість енергоносіїв [7].

Геомеханічні наслідки винесення пластового матеріалу включають формування каверн і порожнеч за обсадною колоною [9]. Втрата опори з боку породи призводить до виникнення асиметричних напружень, що провокують деформацію, згинання або зминання труб. Додатковою загрозою є неконтрольоване переміщення матеріалу з низькопроникних пропластків у зони розущільнення, що спричиняє незворотну деградацію продуктивності горизонту. Комплексний вплив цих негативних факторів відображено в узагальненій схемі на рисунку 1.3.



### Рисунок 1.3 Вплив нестійких порід-колекторів

Деградація слабоконсолідованих покладів реалізується через три взаємопов'язані механізми, що критично впливають на життєвий цикл свердловини:

1. Процеси інтенсивного піскопроявлення та суфозії. Коли динамічний вплив фільтраційного потоку домінує над силами міжзернової когезії, ініціюється винесення твердої фази. Суфозія дрібних частинок на початкових етапах може дещо розширити поровий простір, проте згодом це неминуче призводить до переупаковки зерен у зони з низькою проникністю або до формування масштабних каверн, що загрожують цілісності стовбура. Акумуляція піску на вибої блокує перфораційні канали, вимагаючи регулярних витрат на очищення за допомогою гідрожелонки або промивання. Одночасно з цим, абразивний вплив частинок спричиняє ерозійний знос заглибних відцентрових насосів (ЗВН), НКТ та запірної арматури, що суттєво скорочує міжремонтний період (МРП).

2. Гідродинамічна та вторинна кольматація. Нестійкість мінерального скелета каталізує механізми внутрішнього засмічення ПЗП. У пухких породах полегшується відрив тонкодисперсних глинистих та алевритових фракцій. Під дією перепаду тиску ці частинки мігрують до вибою та фіксуються у вузьких горловинах пор, створюючи ефект "сита" та знижуючи фазову проникність. Цей процес посилюється фізико-хімічною гідратацією: набряклі глинисті пакети легше піддаються диспергуванню, що перетворює їх на мобільні агенти закупорювання порових каналів.

3. Техногенна деструкція під час кріплення та розкриття. Слабозцементовані горизонти характеризуються високою поглинальною здатністю. Під час цементування експлуатаційної колони тампонажний розчин може проникати глибоко в матрицю пласта, формуючи незворотні зони забруднення цементним каменем. Додатковим фактором ризику є

кумулятивна перфорація: ударні навантаження в нестійкому середовищі викликають масштабне обвалення породи навколо каналів. Замість чистих отворів утворюються каверни, заповнені деструктованим матеріалом, що створює значний додатковий опір припливу флюїду.

Розробка ефективної стратегії стабілізації вибою вимагає комплексного аналізу, що враховує синергію цих ускладнень для кожної конкретної геолого-технічної ситуації.

Прийняття рішення щодо впровадження комплексних заходів із протидії винесенню механічних домішок базується на глибокому техніко-економічному аналізі (див. рисунок 1.4). Даний підхід передбачає розрахунок доцільності інвестицій у захисне обладнання порівняно з імовірними збитками від експлуатації свердловини в умовах нестабільного вибою.

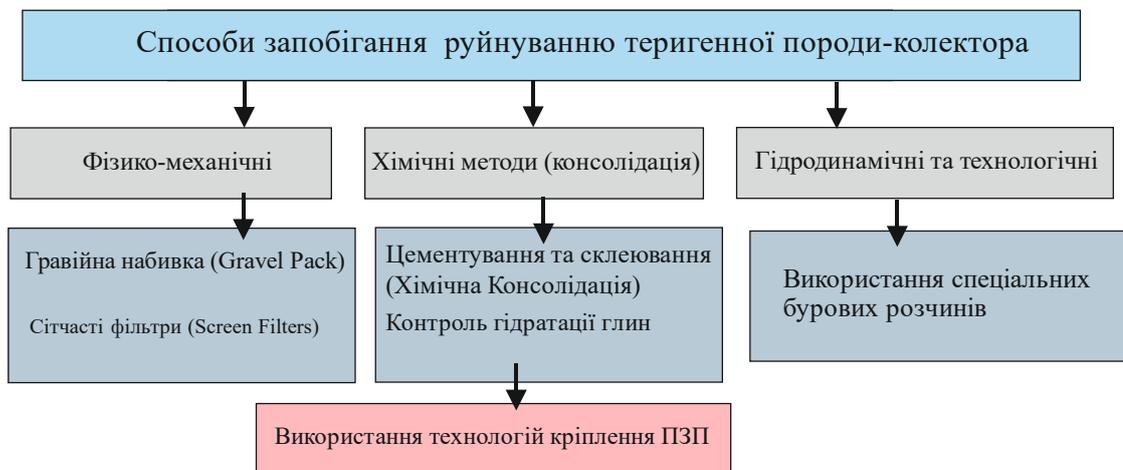


Рисунок 1.4 Способи запобігання руйнуванню теригенної породи-колектора

Процес ухвалення рішення охоплює два фундаментальні етапи:

1. **Комплексна оцінка технологічних ризиків:** Спеціалістами аналізується деструктивний вплив піску на всіх ділянках технологічного ланцюга. Розглядаються сценарії як локального накопичення частинок у зумпфі та стовбурі свердловини (що призводить до формування піщаних перемичок), так і наслідки

винесення абразиву на денну поверхню, що загрожує цілості наземних промислових комунікацій.

2. **Компаративний аналіз капітальних та експлуатаційних витрат:** На цьому етапі проводиться пряме порівняння фінансових вкладень у сучасні піскозахисні технології (встановлення гравійних фільтрів, хімічне закріплення ПЗП) із сумарними прогнозованими витратами на ліквідацію частих аварій, проведення позапланових підземних ремонтів та компенсацію недоотриманого прибутку внаслідок вимушених простоїв свердловини.

Експлуатація нестійких покладів чинить прямий деструктивний вплив на ключові показники ефективності роботи свердловинного фонду (деталізовано в таблиці 1.1). Основна складність управління такими об'єктами полягає у необхідності підтримання критичного балансу між інтенсифікацією видобутку та збереженням працездатності внутрішньосвердловинних систем.

У процесі експлуатації свердловин, приурочених до слабкоцементованих горизонтів, фахівці змушені проводити постійний моніторинг і пошук технологічного компромісу. З одного боку, стоїть завдання досягнення максимального коефіцієнта корисної дії (ККД) занурювальних насосних установок для оптимізації дебіту. З іншого — виникає потреба у жорсткому обмеженні робочих параметрів для запобігання абразивному зносу та забезпечення проектної експлуатаційної надійності обладнання в умовах постійного піскопроявлення.

**Таблиця 1.1. Зміна показників роботи свердловин при руйнуванні привибійної зони пласта**

Показник	Зміна	Причина
Дебіт свердловини	Знижується	Кольматація ПЗП та засмічення вибою піском.

Коефіцієнт скін-ефекту (S)	Зростає (позитивний)	Збільшення гідродинамічного опору через руйнування та кольматацію ПЗП.
Міжремонтний період (МРП)	Скорочується	Часті зупинки для видалення піску та ремонту зношеного обладнання.
Капітальні та експлуатаційні витрати	Значно зростають	Витрати на піскозахисні заходи (фільтри, ГРП), часта заміна насосного обладнання та ремонт свердловин.
Ефективність інтенсифікації	Знижується	Наприклад, кислотна обробка може викликати посилену міграцію глини, погіршуючи ситуацію.

Досвід розробки родовищ у складних літологічних умовах демонструє неоднозначний вплив руйнування пласта на продуктивність. Зокрема, для тонкошаруватих пісковиків із низькою проникністю контрольоване винесення зруйнованого матеріалу може виступати позитивним чинником, оскільки сприяє інтенсифікації фільтраційних процесів у привибійній зоні за рахунок природного розширення каналів [23].

Проте галузева практика підтверджує критичну важливість превентивного підходу: впроваджувати заходи із запобігання винесенню піску необхідно до фази активної деструкції продуктивного горизонту. Зі зростанням об'ємів винесеної твердої фази керованість процесом руйнування ПЗП стрімко втрачається. Первинні стабілізаційні заходи є значно ефективнішими та економічно виправданими, ніж подальша ліквідація масштабних каверн або проведення складних аварійно-відновлювальних робіт на вибої.

Проблематика деградації колекторів та розробка методів міжпластової ізоляції та захисту обладнання від абразивного зносу є об'єктом прискіпливої уваги провідних науковців галузі. Сучасна стратегія боротьби з деструкцією теригенних відкладів фокусується на двох паралельних напрямках:

1. Геомеханічна консолідація: зміцнення структурної цілісності породи-колектора безпосередньо в зоні дренавання.
2. Технологічний піскозахист: створення інженерних бар'єрів для контролю міграції механічних частинок у стовбур свердловини.

Вибір конкретної методики базується на детальному аналізі природи руйнування, враховуючи домінуючий чинник дестабілізації: механічні напруження, фізико-хімічну несумісність флюїдів або гідродинамічну інтенсивність потоку.

Сучасний стан розробки родовищ нафти характеризується погіршенням структури запасів. Питома вага низькопроникних колекторів перевищує 60%. Крім того, продуктивні пласти ряду нафтових родовищ характеризуються слабосцементованими пісковиками, які, з одного боку, ускладнюють процес розробки формуванням на вибої свердловин піщаних пробок, погіршенням умов роботи свердловинного обладнання та зменшенням міжремонтного періоду свердловинних насосів, з іншого - сприяють зміні ємнісних і фільтраційних параметрів продуктивного пласта за рахунок масопереносу дрібнодисперсних частинок [24].

Це явище істотно впливає на формування фільтраційно-ємнісних властивостей привибійної зони свердловин, сприяючи як збільшенню відкритої пористості та ефективної проникності породи, обумовлених виносом дрібнодисперсних частинок, так і зменшення фільтраційно-ємнісних характеристик пласта через перенесення дрібнодисперсних частинок з віддаленої зони пласта в свердловину зону, зменшуючи градієнт тиску в пласті за рахунок збільшення втрат тиску в пристовбурній зоні.

Свердловини, що розкрили продуктивні нафтові пласти слабосцементованими пісковиками, що характеризуються зниженням дебітів нафти, зростанням обводненості продукції, значними водопіскопроявами, наявністю фонду свердловин, що простоюють і низьким (до 0,3) коефіцієнтом вилучення нафти (КВН).

Тривалі періоди експлуатації свердловин зумовили виникнення негерметичності колон і за колонних перетоків води, обводнення продуктивних пластів, їх руйнування та утворення піщаних пробок. Ці обставини призводять до значної кількості (до 26%) непрацюючих свердловин через високу обводненість (до 96 %) та наявності піску (до 0,5 кг/1м<sup>3</sup> нафти) в продукції.

Виявлено кореляційну залежність між водопіскопроявами у свердловинах та величиною поточного значення коефіцієнта нафтовіддачі за родовищами (рисунок 1.5). Поточний коефіцієнт знижується при зростанні вмісту завислих частинок.

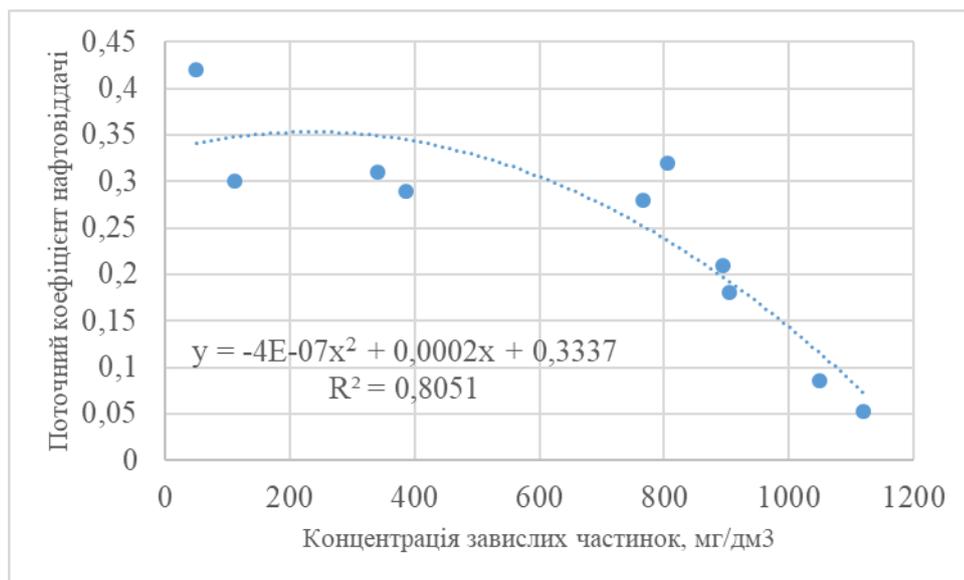


Рисунок 1.5 Залежність поточного коефіцієнта нафтовилучення від концентрації завислих частинок.

### 1.3. Вплив депресії на пласт на стійкість породи-колектора

Здатність колектора протистояти руйнуванню залежить від двох ключових факторів: властивостей міцності породи та динаміки напруженого стану у привибійній зоні пласта (ПЗП) протягом розробки.

**Метою магістерської роботи** є вдосконалення технологічних рішень для кріплення свердловин, що дозволить ефективніше запобігати деструкції теригенних порід-колекторів.

Для досягнення зазначеної мети поставлені такі **завдання**:

1. Провести аналіз сучасних методів запобігання деструкції привибійної зони продуктивного пласта (ПЗП).
2. Систематизувати існуючі технології попередження та ліквідації руйнувань ПЗП під час експлуатації свердловин.
3. Здійснити кількісну та якісну оцінку впливу ключових чинників на показники стійкості теригенних порід-колекторів.
4. Обґрунтувати ефективність впровадження спеціалізованого тампонажного розчину CemStabil Plus для зміцнення ПЗП на прикладі свердловини №4 Мехедівського родовища.

## РОЗДІЛ 2

### АНАЛІЗ ЗАСТОСУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЙ КРІПЛЕННЯ ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ СВЕРДЛОВИНИ В ТЕРИГЕННИХ ПОРОДАХ- КОЛЕКТОРАХ

#### 2.1. Методика визначення готовності стовбура свердловини до спускання обсадної колони

Процес буріння в теригенних відкладеннях супроводжується низкою системних ускладнень, серед яких домінують порушення цілісності стінок свердловини, неконтрольоване поглинання промивальних агентів та незадовільна якість цементування обсадних колон. Виробнича статистика вказує на суттєвий часовий дисбаланс: при середній тривалості буріння секції під проміжну колону близько 5 діб, додаткові витрати часу на ліквідацію геомеханічних ускладнень та стабілізацію стовбура сягають 15–17 діб. Характерно, що стандартні методи боротьби, такі як використання інгібованих розчинів або нарощування густини промивальної рідини, які довели свою ефективність на аналогічних об'єктах, у даному випадку не забезпечують очікуваного результату.

Дестабілізація стінок свердловини під час поглиблення та виконання спуско-підйомних операцій (СПО) створює передумови для низької якості подальшого кріплення. Ця ситуація загострюється через використання буферних сумішей та тампонажних складів, що не відповідають специфічним умовам пласта [28]. Одним із прихованих факторів ризику є тривала циркуляція промивальної рідини, яка призводить до ерозійного розмиву та хімічного ослаблення теригенних порід, підвищуючи їхню чутливість до зміни параметрів розчину.

У буровій інженерії поширене припущення, що збільшення гідростатичного тиску за рахунок щільності розчину здатне стримати обвалення породи. Проте такий підхід часто ігнорує зростання фільтрації в

пласт, що провокує розрив міжзернових зв'язків і, як наслідок, призводить до ще масштабніших обвалів. Це вимагає додаткових опрацювань стовбура перед кріпленням, що, у свою чергу, зумовлює зростання динамічних тисків під час спуску колони та безпосереднього цементування.

Для нівелювання вказаних ризиків розроблено методику превентивного прогнозування готовності стовбура до спуску обсадної колони. Алгоритм базується на детальному обліку всіх операцій під час поглиблення та аналізі витрат часу на підготовку інтервалу. Структура цієї методики, що дозволяє оцінити вплив технологічних чинників на стійкість породи, представлена у формі статистичного звіту в таблиці 2.1.

**Таблиця 2.1 Алгоритм методики**

Аналіз геолого-технологічної інформації	Підбір ефективних технологічних прийнятих заходів	Формування технологічних режимів на єдиній методичній основі	Оцінка об'єктів об'ємним методом
Аналіз розрізу проміжної колони – розбивка на пачки буріння	Визначення позапланового часу на промивання/опрацювання при СПО та спуску обсадної колони	Вибір оптимального технологічного параметра – найбільшого часу стабільності аналізованого інтервалу	Мінімізація ризиків буріння та зниження час будівництва свердловин

Системний підхід до підвищення якості буріння та забезпечення успішного спуску обсадної колони базується на синергії літологічних досліджень та аналізу технологічних показників. Процес обґрунтування оптимальних параметрів реалізується через чотири послідовні етапи:

- 1. Геолого-технологічна кореляція:** На початковій стадії встановлюється взаємозв'язок між геологічними особливостями розрізу та характером технологічних операцій з урахуванням просторової траєкторії стовбура свердловини.
- 2. Аналіз часового балансу:** Другий етап передбачає детальний розрахунок розподілу часу, витраченого на промивання та опрацювання стовбура безпосередньо в процесі поглиблення, під час

виконання спуско-підйомних операцій (СПО), а також у період спуску експлуатаційної чи проміжної колони.

3. **Оптимізація параметрів стабільності:** На третьому етапі проводиться селекція критичних технологічних параметрів, що забезпечують максимальний період геомеханічної стійкості відкритого інтервалу.
4. **Формування комплексного показника якості:** Завершальна стадія полягає у визначенні інтегрального параметра, який об'єктивно характеризує рівень підготовки стовбура до кріплення та загальну якість проведених бурових робіт.

Цей алгоритм дозволяє перейти від ситуативного реагування на ускладнення до превентивного керування станом привибійної зони, що мінімізує ризики прихоплень та недоспусків колон.

Для оцінки комплексного параметра використано таку формулу:

$$КОВЧ = \frac{(T_1 + T_2)}{H} \cdot 100, \quad (2.1)$$

де КОВЧ – коефіцієнт обліку витрат часу, год/100 м; T1 – час на позапланові промивання + опрацювання для ліквідації зatory та посадок протягом шаблонування, год; T2 – час спуску обсадної колони в інтервалі дослідження, год; H – інтервал дослідження, м. н.

Для наочного представлення фактичного стану стовбура свердловини застосовується метод диференціації впливаючих факторів із подальшим використанням колірної індикації (хроматичного аналізу). В основу цієї моделі покладено базу ретроспективних даних щодо раніше споруджених об'єктів, яка містить детальну інформацію про літологічний склад кожного горизонту, режимні параметри поглиблення та реологічні характеристики промивальних систем [29].

Комплексна оцінка за даною методикою передбачає трансформацію зібраних даних у систему балів, що базується на двох групах інтегральних індикаторів:

1. Технологічні детермінанти: включають моніторинг механічної швидкості проходки, об'ємний показник фільтрації розчину, а також оцінку фактичної прохідності стовбура (реєстрація зон затяжок та посадок бурильної колони) окремо для кожної літологічної пачки розрізу.
2. Часові показники якості фінальних операцій: відображають оперативність спуску обсадної колони та тривалість етапу відновлення циркуляції безпосередньо перед тампонажними роботами.

Інтегральний коефіцієнт, що характеризує ефективність буріння та рівень готовності стовбура до кріплення проміжної колони, обчислюється за такою математичною моделлю:

$$X = (X1 \cdot X2 \cdot X3 \cdot X4)^{1/4}. \quad (2.2)$$

Найкращим значенням набуває безрозмірний показник 1,0; незадовільними визнаються значення 0,37 і менше.

Згідно з розробленою шкалою преференцій, ідеальним станом стовбура вважається значення безрозмірного коефіцієнта 1,0, тоді як показники 0,37 і нижче класифікуються як критичні (незадовільні). Рівень якості підготовки свердловини до етапу кріплення диференціюється за такими діапазонами:

Висока якість: 0,63-1,00

Задовільний стан: 0,62–0,37;

Незадовільний стан: 0,36–0.

У ході дослідження проаналізовано кореляцію між стійкістю стінок під час буріння та герметичністю майбутнього контакту в системі «порода — цементний камінь — колона». Аналіз літологічних особливостей у проблемних зонах проводився з дискретністю 10 м, а баланс календарного часу зіставлявся з поточною динамікою технологічних індикаторів. Методика передбачала ідентифікацію стабільних значень показників та виокремлення аномальних відхилень, що спостерігалися тривалий час. На базі еталонних

(найкращих) параметрів здійснювалася подальша оптимізація всього циклу операцій.

Ефективність розкриття теригенних горизонтів базується на синергії рецептури промивальної рідини та обраних режимів буріння і СПО. Проектування густини розчину для похило-спрямованих та горизонтальних стовбурів враховує пластовий тиск, анізотропію горизонтальних напружень та вертикальне навантаження. Рекомендується проведення лабораторних тестів на фільтратовіддачу при температурах та диференціальних тисках, що максимально наближені до реальних вибійних умов.

Варто зауважити, що застосування спеціальних розчинів, які обмежують проникнення фільтрату в ПЗП, є ефективним лише за умови виконання технічних маніпуляцій, що мінімізують механічну деструкцію породи.

Запропонований підхід є інструментом стратегічного планування, що дозволяє нарощувати механічну швидкість проходки (МШП). Для ідентифікації оптимальних режимів проведено компаративний аналіз семи свердловин одного родовища, де оцінювався вплив різних типів розчинів та параметрів режиму буріння.

Для реалізації методики було сформовано базу даних завершених об'єктів із поінтервальним описом літології та технологічної ефективності. Порівняння ідентичних ділянок на суміжних свердловинах дозволяє створити модель «ідеальної» свердловини [30]:

- Зеленим кольором відмічено оптимальні критерії;
- Жовтим кольором позначено кумулятивну суму показників, що дозволяє локалізувати інтервали, які обмежують вільне переміщення інструменту.

Отримані значення критеріїв варіюються від 0 до 1. Чим вище значення показника, тим більш пріоритетним він є для практичного впровадження. Підсумкова оцінка готовності свердловини до кріплення базується на

консолідованих результатах, приклад яких для інтервалу 510–1010 м систематизовано в таблиці 2.2.

**Таблиця 2.2 Порівняльна оцінка розроблених критеріїв якості кріплення з даними акустичної цементометрії для інтервалу буріння 510-1010 м**

№ св.	Коефіцієнт							
	механічної швидкості проходки	показника фільтрації розчину	ускладнень	часу спуску обсадної колони	промивання перед цементуванням	часу перебування стовбура у необсадженому стані	якості підготовки стовбура свердловини до кріплення	якості цементування
104	0,86	0,85	0,041	0,916	1	0,875	0,52	0,49
101	0,61	0,77	1	0,724	0,818	0,847	0,80	0,72
106	0,88	1	0,051	0,801	0,675	0,630	0,53	0,57
102	1	0,71	0,016	0,832	0,75	0,518	0,43	0,63

Згідно з даними, наведеними в Таблиці 2.2, найвищий показник ефективності було зафіксовано на свердловині 101. Завдяки суворому дотриманню регламентованих параметрів та оперативній корекції режимів відповідно до літологічних змін розрізу, було досягнуто цільових показників буріння. Це дозволило мінімізувати каверноутворення, суттєво наростити темпи механічної проходки та скоротити період експозиції бурового розчину на відкриті стінки свердловини. У кінцевому підсумку, такий комплексний підхід забезпечив високу якість цементування обсадної колони [31].

Для верифікації запропонованого підходу в Таблиці 2.3 представлено компаративний аналіз фактичних даних, отриманих зі свердловини-аналога того ж куща з ідентичним азимутальним спрямуванням.

Літологічна структура досліджуваних об'єктів характеризується високим ступенем подібності. Розріз представлений переважно глинистими фракціями (80–100%), алевролітами (45–60%) та аргілітами (40–60%), тоді як

частка пісковиків коливається в межах 10–20%. На свердловині 107 в інтервалі 510–1010 м проектом передбачалося інтенсивне викривлення стовбура до зенітного кута 19°. Процес супроводжувався подвійним опрацюванням стовбура на довжину свічки перед кожним нарощуванням. Через 2,3 доби активного буріння було виконано контрольне шаблонування до башмака кондуктора, що загалом потребувало проведення 9 циклів технічних спуско-підйомних операцій (СПО).

Така інтенсивність механічного впливу на стінки свердловини в умовах переважання нестійких глинистих порід створює додаткові ризики, які вимагають прецизійного контролю реологічних властивостей розчину для запобігання деструкції ПЗП.

**Таблиця 2.3 Вплив технології проведення на стійкість відкритого стовбура свердловини в інтервалі 510–1010 м за даними 2017–2019 років**

№ св.	Зенітний кут град		Механічна швидкість проходки, м/год	Проходка, м	Кількість проробок	Час буріння, діб	Тех. СПО за інтервал (секцію)					Стукання ОК, год	КОВЧ, год/100 м
	від	до					1	2	3	4	5		
							Час перебування стовбура у необсадженому стані, добу						
107	0	19	25	300	2	2,3	2,9	3,1	8,1	9,1	9,5	10,1	9
110	0	20	25	998	1	2,3	2,8	3,1	10,7	12,3	12,8	14,8	5
109	0	21	26	645	2	1,7	2,3	2,6	11,4	12,9	13,4	15,5	8

З таблиці 2.3 видно, що у інтервалі буріння 510–1010 м найменший коефіцієнт обліку витрат часу (КОВЧ) спостерігається свердловині 110. Отримані значення технологічних параметрів (дані режиму буріння, параметри бурового розчину) були використані при видачі рекомендацій даного інтервалу буріння.

Запропонована методика, при її простоті виконання та відсутності додаткових витрат на реалізацію, дозволяє виявити вплив технології проведення свердловини в залежності від властивостей гірських порід, що розкриваються.

## **2.2. Особливості технології кріплення свердловин та привибійної зони під час буріння свердловин**

Кріплення ПЗП під час буріння та освоєння свердловин може здійснюватися різними способами:

1. Застосування спеціальних бурових розчинів (БР). Використання безглинистих або малогідрофобних БР, які мінімізують кольматацію (закупорювання) пор пласта. Полімерні та емульсійні розчини з контрольованою фільтрацією. Розчини, що зберігають пласт (РЗП), які містять інгібітори глинистих мінералів та компоненти, що утворюють тимчасовий фільтраційний піріг, який легко видаляється [31].

2. Цементування експлуатаційної колони. Якісне цементування експлуатаційної колони по всій довжині, що проходить через продуктивний пласт. Це запобігає перетокам флюїдів за колоною та забезпечує механічну підтримку стінок свердловини. Використання легких, тампонажних розчинів з низькою проникністю для запобігання поглинанню та гідророзриву пласта.

3. Застосування фільтрів та обсадних труб.

Перфоровані обсадні колони (з отворами). Встановлення трубчастих фільтрів (дротяні, щельові, гравійні) у відкритому стовбурі пласта, що запобігає виносу піску та руйнуванню стінок.

## 2.3 Висновки до розділу 2

1. З метою нівелювання деструктивних процесів у ПЗП, рецептура бурового розчину має відповідати суворій сукупності інженерних критеріїв:

Низький показник фільтрації: Система повинна забезпечувати формування тонкої, високоеластичної та легкодеструктованої фільтраційної кірки. Це критично важливо для блокування дифузії рідкої фази та міграції твердих суспензій у глибину порового простору колектора.

Фізико-хімічна сумісність (інгібування): Фільтрат промивальної рідини має бути інертним щодо мінеральної матриці пласта. Використання ефективних інгібіторів дозволяє запобігти гідратації та диспергуванню глинистих компонентів, зберігаючи природну проникність породи.

Кероване руйнування кольматанта: Тверда фаза, що вводиться до розчину, повинна володіти здатністю до повної деградації під впливом кислотних чи інших хімічних реагентів на етапі освоєння, що гарантує максимальне відновлення фільтраційних властивостей.

2. Встановлено, що запропонований підхід базується на ретельному моніторингу всіх технологічних маніпуляцій під час поглиблення та аналізі часових витрат на підготовчі операції перед спуском обсадної колони.

3. Визначено, що методика дозволяє трансформувати оперативні дані буріння у прогностичний сценарій успішності кріплення, що мінімізує ймовірність виникнення аварійних ситуацій (прихоплень або недоспусків) у складних геолого-технічних умовах.

## РОЗДІЛ 3

### ДОСЛІДЖЕННЯ ТАМПОНАЖНИХ МАТЕРІАЛІВ ТА ТЕХНОЛОГІЙ В СКЛАДНИХ ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВАХ

#### 3.1 Аналіз ефективності сучасних тампонажних матеріалів

До категорії хімічних технологій запобігання міграції механічних частинок належать методи зміцнення привибійної зони шляхом ін'єктування спеціалізованих смолистих композицій. Дані сполуки після полімеризації формують структурований проникний камінь, який виконує функцію об'ємного фільтраційного бар'єра. Застосування таких складів дозволяє не лише стабілізувати нестійкий скелет породи, а й максимально зберегти природні фільтраційно-ємнісні властивості (ФЄВ) колектора.

Використання полімерних смол забезпечує можливість проведення вторинного розкриття пласта в оптимізованому (щадному) гідродинамічному режимі. Це створює умови для тривалої експлуатації свердловини без ризику інтенсивного винесення піску в стовбур, забезпечуючи надійність роботи внутрішньосвердловинного обладнання [32].

#### *Проникні тампонажні системи*

Доведено, що формування високопроникного штучного каменю безпосередньо у свердловині дозволяє створити надійний бар'єр, який виконує функцію підземного фільтра. У цьому контексті особливої уваги заслуговують суміші на основі портландцементу. Їхня затребуваність зумовлена оптимальним поєднанням економічної ефективності, екологічної безпеки, технологічності при приготуванні та здатності зберігати структурну цілісність і міцність протягом усього періоду експлуатації об'єкта.

Одним із запатентованих рішень для зміцнення ПЗП є композиція зі складним мінеральним складом. Її рецептура включає цементну основу (30–40%) та піщаний наповнювач (20–30%), а для модифікації властивостей додається хлорид натрію (10–15%) та фосфомел (3–5%) — специфічний

побічний продукт переробки карбонатної сировини. Затчинення суміші здійснюється на водному розчині хлористого натрію до досягнення необхідного об'єму.

Також відома прогресивна технологія кріплення, що базується на циклічному закачуванні функціональних флюїдів. Процес розпочинається з промивання стовбура активним буфером, після чого послідовно вводяться три порції спеціалізованого цементного розчину:

1. Первинна та вторинна фази: Використовується полегшена суміш із густиною 1650–1750 кг/м<sup>3</sup>. Вона складається з портландцементу та дрібнозернистого кварцового піску (фракція до 1 мм) у пропорції від 100:8 до 100:10. Для стабілізації властивостей додається полівініловий спирт (0,4–0,6%) та спеціальні деаератори (піногасники).

2. Завершальна фаза: Третя порція розчину має підвищену густину (понад 1850 кг/м<sup>3</sup>) та містить каталізатори тверднення. Синергічне поєднання хлористого кальцію (2%) та хлористого натрію (1%) забезпечує швидке формування міцного цементного каменю у заданому інтервалі [33].

Ця багатокомпонентна система забезпечує не лише механічну стійкість вибою, а й створює умови для ефективного дренажу пласта без ризику забруднення стовбура механічними домішками.

Попри поширеність методів цементування для стабілізації вибою, їх ефективність суттєво лімітується низкою критичних недоліків:

- Деградація ФЄВ: використання стандартних сумішей призводить до суттєвого зниження пористості та проникності продуктивного горизонту.

- Низька результативність: статистичні дані вказують на недостатній відсоток успішних операцій при використанні базових технологій.

- Непередбачувана реологія: відсутність чіткого контролю над часом полімеризації та стрімка втрата рухливості тампонажного розчину створюють значні труднощі під час його доставки та позиціонування в цільовому інтервалі.

Традиційне встановлення цементних мостів для відсікання пластової води демонструє низьку селективність (успішність близько 30%), оскільки флюїд легко оминає перешкоду через обхідні шляхи в матриці пласта. Це спричиняє короткочасність ефекту та потребу у високих витратах на повторні капітальні ремонти свердловин (КРС).

Альтернативою виступає застосування цементно-карбонатних систем, які створюють у ПЗП міцний, але проникний екран. Ефективність такої обробки безпосередньо корелює з обсягом, якістю компонентів та інтенсивністю нагнітання суміші.

Рецептура та роль компонентів:

Склад ЦКС базується на поєднанні тампонажного портландцементу, карбонатного наповнювача (фракція 0,5–5,0 мм з вмістом  $\text{CaCO}_3 > 90\%$ ), синтетичної хлоридної кислоти, кварцового піску (0,5–0,85 мм) та нафти.

Нафта в цій системі виконує подвійну функцію:

1. Регулятор тверднення: сповільнює процес схоплювання цементу, подовжуючи час активної взаємодії кислоти з карбонатами.
2. Транспортуючий агент: забезпечує ефективне утримання та доставку піщаної фракції в пласт.

Для стабільної роботи системи необхідне дотримання термобаричного режиму: пластовий тиск понад 10 МПа та вибійна температура на рівні 50°C. Такі умови є критичними для утримання діоксиду вуглецю в розчиненому стані, що запобігає передчасній деструкції бар'єру [34].

Після продавлювання ЦКС у пласт свердловину герметизують на 72 години для моніторингу тиску. Повне затвердіння триває від 3 до 5 діб, після чого проводиться обстеження вибою та, за необхідності, очищення стовбура від цементної пробки.

Незважаючи на інноваційність, метод характеризується значною тривалістю циклу робіт (до 5 діб очікування затвердіння) та демонструє помірну успішність у вирішенні складних завдань з ізоляції та зміцнення.

### 1) Кріплення смолами

Методика зміцнення околостовбурової зони базується на принципі тампонування під надлишковим тиском із застосуванням багатокомпонентних полімерних композицій. Структура таких розчинів містить синтетичну смолу, спеціалізований затверджувач та модифікуючі добавки, що спрямовані на оптимізацію міцнісних характеристик та збереження фільтраційного потенціалу обробленого інтервалу. Ефективність консолідації пласта смолами як методу стримування піскопроявлення підтверджується великим масивом патентної документації.

Даний підхід передбачає створення об'ємного фільтраційного бар'єру шляхом ін'єктування полімерного складу безпосередньо в матрицю продуктивного горизонту. Як активний робочий агент застосовується водна композиція, що містить карбамідну смолу, ініціатори тверднення (хлорид амонію) та стабілізуючі компоненти (нітрит натрію).

Рецептурний склад (мас. %):

- Карбамідна смола: 80%;
- Хлористий амоній: 1–3%;
- Нітрит натрію: 1–3%;
- Водна фаза: решта.

Полімерна суміш нагнітається в ПЗП в обсязі, що становить 0,5 від порового об'єму зони обробки. Після цього здійснюється продавлювання складу гідрофобним флюїдом (дегазованою нафтою, гасом або дизельним паливом) в об'ємі одного порового простору. Процес завершується технологічною витримкою тривалістю 24 години, необхідною для повної полімеризації.

Фундаментальна ідея методу полягає у селективному осадженні твердої фази полімеру в міжзернових каналах колектора. Це дозволяє сформувати стійкий адгезійний каркас, який запобігає виносу частинок породи, зберігаючи при цьому ефективну проникність для пластового флюїду [35].

Визначальною характеристикою даної композиції є ініціювання внутрішньопластової хімічної взаємодії між нітритом натрію та хлоридом амонію. Цей процес супроводжується активною генерацією газоподібного азоту безпосередньо в об'ємі полімерної маси.

Роль азоту в даній технології є багатогранною:

- Поризація структури: Газовиділення сприяє формуванню розгалуженої системи мікропор у твердіючому полімері, що критично важливо для підтримки фільтраційної здатності.

- Посилення адгезії: Термобаричні умови виділення газу сприяють кращому змочуванню та адгезійному зчепленню полімерної плівки з поверхнею мінеральних зерен колектора, що зміцнює міжзернові контакти.

З технологічної точки зору метод вирізняється простотою реалізації. Використовувані реагенти належать до категорії доступної, екологічно безпечної та відносно недорогої промислової сировини, що випускається в значних обсягах.

Однак широке впровадження даної системи обмежене двома критичними чинниками:

1. Зниження фільтраційного потенціалу: Після завершення циклу консолідації проникність ПЗП скорочується на 35–40% від базового рівня, що може призвести до деградації продуктивності свердловини.
2. Невисока механічна стійкість: Гранична міцність сформованого захисного каркаса не перевищує 2 МПа, що є недостатнім для умов з інтенсивними гідродинамічними навантаженнями.

## *2) Фенолформальдегідні смоли*

Дослідження підтверджують, що надійність кріплення свердловин обумовлена складним переплетенням геолого-технічних чинників, що вимагає впровадження комплексних науково-технічних підходів для стабілізації стовбура під час буріння та підготовки його до цементування за допомогою спеціалізованих тампонажних сумішей. Особливо гостро ця

проблема постає при розкритті теригенних відкладень, де традиційні методи інгібування та нарощування густини розчину часто не забезпечують належної стійкості, призводячи до тривалих простоїв через обвалення стінок. З метою мінімізації цих ризиків розроблено прогностичну методику оцінки стану стовбура, яка базується на бальному аналізі технологічних (швидкість буріння, фільтрація) та часових (тривалість СПО і підготовки до кріплення) критеріїв. Такий підхід дозволяє оптимізувати параметри промивальних рідин, які повинні володіти мінімальною кольматаційною здатністю, хімічною інертністю щодо глин та містити кислоторозчинні наповнювачі для збереження проникності колектора.

У контексті боротьби з піскопроявленням у привибійній зоні (ПЗП) широкого розповсюдження набули методи хімічної консолідації, зокрема із застосуванням цементно-карбонатних складів (ЦКС) та полімерних смол. Використання ЦКС на основі портландцементу, карбонатного наповнювача та нафти як регулятора захоплення дозволяє створити міцний бар'єр, проте цей метод вимагає суворого дотримання термобаричних умов (тиск понад 10 МПа, температура 50°C) і часто характеризується тривалим часом очікування затвердіння. Більш технологічними є методи тампонування полімерними розчинами. Наприклад, композиції на основі карбамідних смол, ініційовані хлоридом амонію та нітритом натрію, забезпечують поризацію структури за рахунок виділення азоту, що покращує адгезію до породи, хоча й дещо знижує проникність пласта [36].

Найвищу ефективність зміцнення демонструють модифіковані формальдегідні системи, де як затверджувач використовується спиртовий розчин ароматичної сульфокислоти на основі гідролізного лігніну. Присутність дисперсних частинок лігніну в суміші суттєво активує адгезійну здатність полімеру, формуючи надійні зв'язки на контактах «смола–труба» та «смола–порода», які витримують значні зсувні навантаження. Застосування такої композиції дозволяє створити стійкий фільтраційний екран із міцністю

до 4,7 МПа, забезпечуючи оптимальний баланс між механічною стабільністю ПЗП та збереженням дебіту свердловини.

### *3) Фурфуриловий спирт*

Сучасна рецептура для стабілізації привибійної зони, що базується на кубових залишках фурфурилового спирту, концентрованій хлоридній кислоті та воді, зазнала суттєвої модифікації. Вдосконалення технології полягає в інтеграції до робочої суміші ацетону та 25%-го водного розчину аміаку, взятих у рівних об'ємних співвідношеннях (1:1).

Фундаментальний механізм функціонування даної системи ґрунтується на реакції кислотно-каталізованої полімеризації фурфурилового спирту та відповідних полімерних смол. Ключовим інструментом керування кінетикою тверднення виступає комбінована добавка ацетону та аміаку. Спільна присутність цих реагентів дозволяє інгібувати процес полімеризації, ініційований соляною кислотою, що діє як каталізатор.

Таке уповільнення хімічної взаємодії є критично необхідним для збереження стабільності реологічних характеристик суміші. Завдяки цьому вдається уникнути передчасного зростання в'язкості, що забезпечує тривале підтримання високої проникаючої здатності флюїду та подовжує технологічний час його перебування у рідкому стані для якісного розміщення в пористому просторі колектора.

### *4) Сланцеві смоли*

«Контарен-2» являє собою спеціалізовану композиційну систему, що базується на поєднанні наповнювача та реакційноздатних полімероутворюючих агентів: сумарних акрилрезоцинів сланцевого походження (модифікація ТС-10) та уротропіну.

Термічна активація системи при температурах понад 35°C запускає процес міжмолекулярної взаємодії компонентів, що призводить до формування стабільної просторової полімерної решітки. Отриманий тривимірний полімер характеризується високою щільністю упакування

молекул, значними показниками механічної витривалості та інертністю до корозійних процесів. Матеріал володіє високою термостабільністю (зберігає цілісність до 200°C) і піддається деструкції виключно під дією агресивних лужних розчинів із концентрацією понад 10%.

За фізико-хімічною формою «Контарен-2» — це в'язка суспензія з нульовим показником фільтрації, що синтезується шляхом змішування основи ТС-10, уротропіну, гідроксиду натрію, води та мінерального наповнювача марки ШРС-С.

- Основа ТС-10: Однорідна флюїдна композиція темно-коричневого кольору, що містить сланцеві феноли, етиленгліколь та лужний водний розчин. Має щільність 1,16 г/см<sup>3</sup> та зберігає плинність при температурах до -30°C.

- Уротропін: Кристалічний агент (1,25 г/см<sup>3</sup>), що виступає зшивачем полімерної мережі.

- Гідроксид натрію: Виконує роль стабілізатора кінетики загустіння та інгібітора коагуляційних процесів.

- Наповнювач ШРС-С: Продукт сумісного диспергування хлориду натрію (розчинна фаза), рудного агломерату та доменного шлаку (армуюча фаза).

Конструкційна стійкість «Контарен-2» забезпечується нерозчинними шлако-рудними частинками. Проникність матеріалу реалізується за рахунок надлишкової концентрації кристалів солі в структурі затверділого каменю. Наявність сольових включень та мережі мікроканалів створює умови для швидкого формування ефективного порового простору після вимивання розчинної фази водою, що є критично важливим для відновлення сполучення з пластом [36].

##### *5) Епоксидні смоли*

Ефективним підходом до зміцнення пухких пластів є використання систем на базі епоксидних смол. Враховуючи високу молекулярну в'язкість вихідної

смоли, до складу в обов'язковому порядку вводиться метанол, який виконує роль розріджувача. Це дозволяє досягти необхідного рівня інвазії (проникнення) робочого агента в поровий простір привибійної зони. Як агенти тверднення застосовуються сполуки амінного ряду, концентрація яких прецизійно розраховується відповідно до термобаричних умов та літологічних характеристик об'єкта.

Рецептурні параметри системи:

- Епоксидна основа — 50%;
- Метанол (розчинник) — 50%;
- Амінний затверджувач — адаптивна кількість (залежно від вибійних параметрів).

Механізм реалізації та технічні результати: Технологічний цикл передбачає нагнітання підготовленого розчину безпосередньо в цільовий інтервал ПЗП. Після розміщення суміші свердловину залишають на технологічну витримку до завершення фазового переходу (полімеризації), що призводить до формування стабільного проникного екрана.

Дана методика вирізняється високими експлуатаційними показниками:

1. Механічна тривкість: Сформований штучний бар'єр здатен витримувати навантаження до 11 МПа, що значно перевищує міцність багатьох альтернативних полімерних складів.

2. Гідродинамічна ефективність: Завдяки оптимізованій реології вдається зберегти до 67% первинної проникності колектора, що забезпечує стабільну роботу свердловини з мінімальним скін-ефектом.

#### *б) Кремнійорганічні смоли*

Розроблено комбінований підхід для обмеження водоприпливу та консолідації пухких порід, що базується на використанні багатокомпонентної суміші. Рецептuru композиції включає:

- Кремнійорганічна основа: 60,0–95,0%;

- Карбамідоформальдегідний концентрат (КФК) або його аналоги: 5,0–40,0%;
- Газогенна добавка: система на основі хлориду амонію та нітриту натрію.

Як кремнійорганічний базис застосовуються етоксисилоксани та олігоорганоетоксі-хлорсилоксани, серед яких пріоритет віддається хлорвмісним сполукам завдяки їхній високій розчинності у вуглеводневому середовищі.

Механізм фазових перетворень: Процес формування захисного екрана відбувається у три етапи:

1. Первинна взаємодія: Кремнійорганічні агенти реагують із КФК, утворюючи нову маслорозчинну субстанцію.
2. Структурування: Протікає реакція поліконденсації, що закладає фундамент міцного скелета.
3. Полімеризація: Синхронне протікання аддитивних реакцій та конденсації призводить до стрімкого нарощування в'язкості та фінального затвердіння.

Високий вміст КФК, насиченого метилолсечовинами, провокує інтенсивне розгалуження молекулярних ланцюгів. Це сприяє зародженню компактних, але масивних структурних агрегатів, які є ключовими для переходу системи у стан гелю та подальшої зшивки в розгалужену полімерну сітку. Газоутворюючі компоненти паралельно формують пористу архітектуру матеріалу [37].

Ефект гідрофобізації та результативність: Полісилоксани в поєднанні з КФК демонструють високу адсорбційну здатність на поверхні мінеральних зерен, зберігаючи стабільність навіть за умов десорбційного впливу. Це призводить до докорінної зміни змочуваності породи: поверхня набуває водовідштовхувальних властивостей. Гідрофобізація продуктивного горизонту створює селективний бар'єр, який перешкоджає проникненню

води, зберігаючи при цьому фільтраційний потенціал щодо нафти чи газу на рівні 60% від базового значення.

Критичні обмеження методу: Незважаючи на високу міцність сформованого екрана, технологія має суттєві вади:

1. Технологічні ризики: Хлорорганічні компоненти можуть погіршувати якісні характеристики видобутої вуглеводневої сировини.
2. Погіршення ФЄВ: Після обробки спостерігається відчутне зниження проникності ПЗП, що може негативно позначитися на продуктивності свердловини.

## **1.2 Огляд технологій використання полімерних домішок у тампонажних матеріалах**

Полімерні домішки (адитиви) відіграють критичну роль у технологіях тампонажного цементування, оскільки вони дозволяють модифікувати фізико-хімічні та реологічні властивості цементних розчинів. Це необхідно для забезпечення якісного заповнення затрубного простору, герметизації та довговічності цементного каменю в складних термобаричних умовах свердловини.

### **Основні функції та класифікація полімерних домішок**

Полімери класифікують за їхньою основною функціональною дією в цементному розчині (таблиця 3.1).

**Таблиця 3.1. Класифікація полімерних добавок**

Клас домішки	Основна функція	Приклади полімерів
Регулятори фільтрації (Фільтрат-контролери)	Знижують водовіддачу (фільтрацію) розчину, запобігаючи швидкому виходу води у пласт.	Карбоксиметилцелюлоза (КМЦ), Поліакриламід, Полівінілпіролідон (ПВП).
Пластифікатори	Знижують в'язкість і межу	Лігносульфонати,

Клас домішки	Основна функція	Приклади полімерів
(Диспергатори)	текучості розчину при постійній кількості води, підвищуючи його текучість та прокачуваність.	Суперпластифікатори на основі полікарбоксилатів (хоча часто це не чисті полімери, а їхні солі).
Сповільнювачі тужавлення (Ретардери)	Подовжують термін, протягом якого розчин залишається рідким (час тужавлення), що критично для глибоких та високотемпературних свердловин.	Полісахариди, похідні КМЦ, Поліакрилати.
Піногасники та стабілізатори газової фази	Зменшують утворення піни та запобігають міграції газу крізь цементний розчин під час тужавлення.	Спеціальні силіконові полімери (піногасники).
Полегшувачі (Lightweight Agents)	Знижують густину цементного розчину, що важливо для буріння у слабких або виснажених пластах.	Мікросфери або порожнисті полімерні гранули.
Зміцнювачі (Латекси)	Покращують фізико-механічні властивості цементного каменю, підвищуючи його пластичність, міцність та адгезію.	Стирол-бутадієновий латекс (SBR), Акрилові полімери.

Використання полімерів у тампонажних матеріалах забезпечує наступні ключові переваги:

**Контроль водовідділення.** Зменшення фільтрації (водовіддачі) є найважливішим. Це запобігає зневодненню розчину, його швидкому загусанню та осадженню важкої фази, що може призвести до **утворення каналів** у цементному камені та втрати герметичності [37].

**Регулювання реології.** Полімери дозволяють точно налаштувати в'язкість та межі текучості цементного розчину, забезпечуючи його легке прокачування та ефективне витіснення бурового розчину із затрубного простору.

**Еластичність цементного каменю (Латексна технологія):** Додавання латексних полімерів (наприклад, SBR) робить цементний камінь більш пластичним та стійким до тріщиноутворення (термічні та механічні удари), що критично важливо у високотемпературних та глибоких свердловинах. Це запобігає утворенню мікрозатрубного простору.

**Стійкість до агресивних середовищ:** Деякі полімери підвищують стійкість цементного каменю до сірководню.

**Контроль тужавлення.** Сповільнювачі дозволяють оператору керувати часом, необхідним для закінчення цементування, особливо при цементуванні глибоких секцій.

У сучасній практиці експлуатації свердловин значна увага приділяється хімічним методам стабілізації колекторів, серед яких виділяється використання модифікованих фурфурілових та епоксидних композицій. Зокрема, вдосконалення сумішей на основі фурфурілового спирту досягається шляхом додавання ацетоно-аміачного комплексу у співвідношенні 1:1, що дозволяє ефективно керувати кінетикою полімеризації. Такий підхід запобігає стрімкому зростанню в'язкості робочого агента, забезпечуючи його глибоку інвазію в пористий простір пласта та подовжуючи період технологічної рухливості розчину. Паралельно з цим, для зміцнення незв'язних порід активно застосовуються епоксидні системи, де як розріджувач використовується метанол. Це дозволяє

нівелювати високу природну в'язкість смоли, гарантуючи якісну обробку ПЗП. Застосування амінних затверджувачів у таких системах забезпечує формування надміцного захисного бар'єру з показником механічної стійкості до 11 МПа, при цьому зберігаючи понад дві третини первинної фільтраційної здатності горизонту.

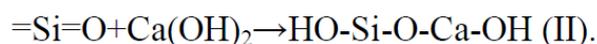
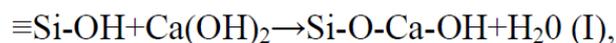
Окремий напрямок складають багатокomпонентні матеріали типу «Контарен-2» та кремнійорганічні гідрофобізатори. «Контарен-2», що базується на сланцевих акрилрезоцинах та уротропіні, формує при термічній активації щільну термостійку сітку, здатну витримувати температури до 200°C. Наявність у його складі розчинних сольових наповнювачів забезпечує створення вторинної пористості після їх вимивання, що відновлює сполучення з пластом. Своєю чергою, кремнійорганічні композиції з додаванням карбамідоформальдегідного концентрату та газогенних агентів дозволяють не лише зміцнити породу, а й докорінно змінити її змочуваність. Гідрофобізація поверхні мінеральних зерен створює селективний бар'єр, який ефективно відсікає пластову воду, зберігаючи при цьому газо- та нафтопроникність на рівні 60%.

Інноваційним підходом є також триетапна обробка пласта поліуретановими форполімерами в середовищі нижчих кетонів. Процес передбачає послідовне заповнення пор, адсорбцію полімеру на поверхні зерен та його подальше тверднення під впливом водної фази. Попри високу ефективність у боротьбі з піскопроявленням, цей метод вимагає прецизійного дотримання часових регламентів для запобігання утворенню полімерних пробок у стовбурі. Загалом, успішність будь-якої тампонажної операції сьогодні неможлива без використання полімерних адитивів, які виступають ключовими модифікаторами реології та фізико-хімічних властивостей цементних систем, гарантуючи довговічність кріплення та герметичність затрубного простору в екстремальних геолого-технічних умовах.

### 3.3. Технологія кріплення породи привибійної зони пласта тампонажним розчином з полімерним реагентом

На багатьох родовищах критичне зниження показників якості кріплення свердловин локалізується саме в тих зонах, де технологічно необхідно використовувати полегшені цементні системи. З огляду на це, найбільш перспективним та економічно виправданим базисом для розробки високоефективних сумішей визнано гелцементні композиції, які на сьогодні є найбільш затребуваними в галузі. Для якісної модернізації властивостей таких полегшених систем запропоновано інтегрувати до їхньої структури специфічні полімерні сполуки. Пріоритет при підборі адитивів надавався високомолекулярним речовинам, що містять активні функціональні центри — гідроксильні, ефірні та карбоксильні групи, які характеризуються високим адсорбційним потенціалом.

Механізм покращення структури базується на тому, що довгі полімерні ланцюги здійснюють точкову фіксацію на поверхні бентонітових глин та мінеральних продуктах гідратації портландцементу. Завдяки взаємодії з силоксановими та силанольними ділянками твердої фази виникають стійкі водневі зв'язки, що призводять до формування надміцних адсорбційних комплексів. Це не лише стабілізує структуру полегшеного розчину, запобігаючи седиментації, а й суттєво підвищує адгезійну міцність і герметичність сформованого цементного каменю в затрубному просторі, як це продемонстровано на схемах мікроструктурних зв'язків.



Функціональні центри типів (I) та (II) відіграють роль активних ділянок для зародження кристалів гідратних фаз у рідких цементно-водних системах. Взаємодія цих компонентів дозволяє синтезувати тампонажні композиції з

покращеною здатністю до утримання вологи, мінімальним водовідділенням та високою седиментаційною стабільністю. Окрім того, застосування таких добавок сприяє інтенсифікації процесів загуснення та схоплювання, забезпечуючи ефект розширення каменю вже на першій добі твердіння.

Найбільш ефективним інструментом для досягнення таких параметрів є комплексний реагент CemStabil Plus — сополімер акриламідів та діалілдиметиламоній хлориду. Завдяки здатності виступати акумулятором рідини, цей полімер дозволяє отримувати суспензії з широким діапазоном водоцементного відношення (В/Ц), де кожна фаза бере участь у формуванні фінальної структури. Залежно від вимог виробництва, реагент може поставлятися у формі гранул, порошку або рідкої дисперсії. Його лінійна молекулярна архітектура забезпечує кероване набухання, а можливість модифікації ступеня заміщення дозволяє адаптувати адитив під конкретні умови свердловини.

Гідрофобна модифікація CemStabil Plus характеризується наявністю частково зшитих макромолекул, здатних абсорбувати та утримувати об'єм води, що в сотні разів перевищує їхню власну масу. Своєю чергою, гідрофільна форма реагенту демонструє відмінну розчинність навіть у високомінералізованих пластових водах і зберігає стабільність при температурах до 250 °С. Найбільш раціональним для цементування вважається використання комплексної форми реагенту, що поєднує гідрофільну та гідрофобну модифікації в рівних частках.

Експериментально встановлено, що при концентрації добавки до 0,2 % межа міцності цементного каменю на стиск зростає у 3,0–3,5 рази. Проте подальше збільшення вмісту реагенту (понад 1 %) призводить до уповільнення гідратації цементних зерен, що повертає показники міцності до базового рівня. У структурі затверділого каменю з CemStabil Plus формується специфічна сплутано-волокниста мережа, яка забезпечує високі показники міцності на вигин (до 7,2 МПа проти 4,0 МПа у бездомішкових аналогів) та

стиск (до 18,1 МПа через 48 годин). Технологічний регламент передбачає роздільне приготування цементної та полімерної основ із наступним змішуванням, а інтервал між циклами закачування у 30–40 хвилин гарантує гомогенне заповнення кавернозних ділянок пласта та якісне структурування каменю.

### 1.3 Висновки до розділу 3

1. Вибір оптимальної стратегії запобігання деструкції привибуваної зони пласта базується на комплексному аналізі низки геотехнічних факторів, серед яких пріоритетним є тип конструкції вибою. Зокрема, для свердловин із відкритим вибоєм найчастіше впроваджуються механічні або інтегровані (комбіновані) методи стабілізації. Фундаментальна мета зміцнення околостовбурової зони полягає у суттєвому нарощуванні її механічної витривалості за умови збереження первинного фільтраційного потенціалу колектора, що є критично важливим для підтримання високої продуктивності свердловини.

2. В якості ефективного рішення запропоновано впровадження тампонажних систем, модифікованих комплексним реагентом CemStabil Plus. Дана добавка забезпечує повну відсутність водовідділення при водоцементному відношенні (В/Ц) у діапазоні 0,44–0,50.

3. Доведено, що при стабільному рівні В/Ц та концентрації полімерного аддитиву до 0,2 % межа міцності сформованого цементного каменю на стиск збільшується в 3,0–3,5 рази. Однак подальше нарощування частки реагенту в суміші призводить до інгібування процесів гідратації цементного клінкеру та збільшення кількості непрореагованих зерен. Зокрема, при досягненні концентрації 1 % показники міцності нівелюються до рівня звичайних цементних систем без спеціальних добавок.

умовах, що максимально імітують вибійні температури та диференціальний тиск.

Проте використання розчинів із низькою фільтрацією є недостатнім заходом без технічної оптимізації процесів, спрямованих на зниження динамічного впливу на пласт. Особлива увага приділяється мінімізації інвазії фільтрату буферних систем. Оцінка кольматуючої здатності в'язкопружних буферних рідин (ВБР) проводилася на фізичних моделях, що реплікують реальну тріщинну мережу колекторів. Результати цих випробувань, наведені на рисунку 4.3, підтверджують здатність ВБР створювати надійний ізоляційний екран, що запобігає погіршенню ємнісно-фільтраційних властивостей продуктивних горизонтів під час цементування.

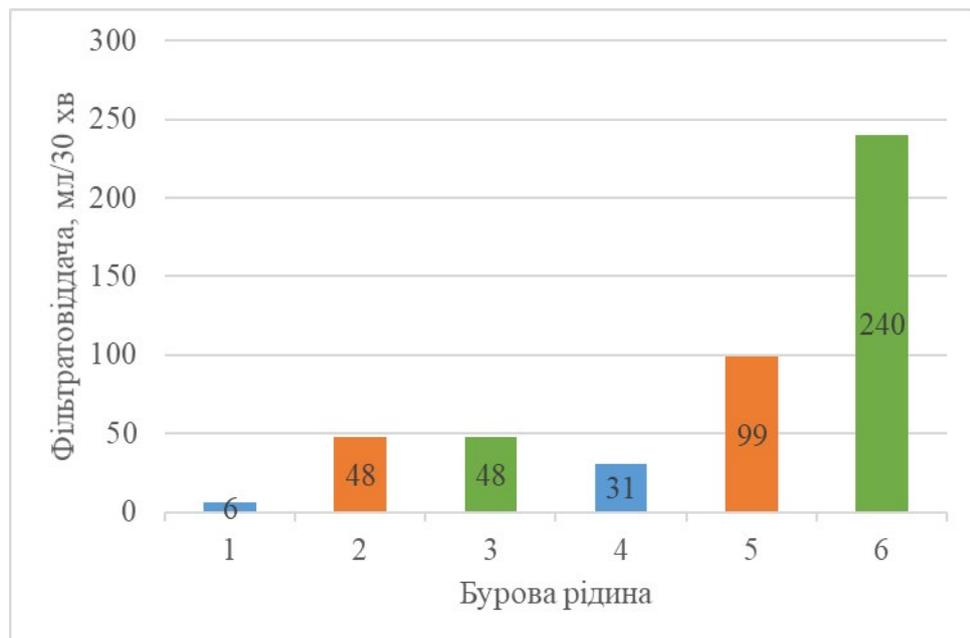


Рисунок 4.3 Фільтратовіддача буферних рідин  $T=80^{\circ}\text{C}$ ,  $P=6,8$  МПа. Фільтрувальна сітка 250 мк, 500 мк, 2000 мк: 1,2,3 – ВБР; 4,5,6 – стандартна БР.

Аналіз графічних залежностей (рисунок 4.3) демонструє, що використання в'язкопружних буферних систем (ВБР) забезпечує мінімальні значення показника фільтрації. Такий результат обумовлений формуванням на

контактній поверхні стінок свердловини щільного та герметичного шару кольматанту, що ефективно блокує міграцію рідкої фази з тампонажної суміші. Окрім ізоляційних функцій, специфічні реологічні параметри розроблених рідин виступають надійним запобіжником проти дифузійного перемішування бурового розчину та цементної суспензії в процесі їхнього витіснення.

Лабораторні випробування реагенту CemStabil Plus у гранульованій формі дозволили встановити динаміку його активації: процес гігроскопічного розширення ініціюється через годину після контакту з дисперсійним середовищем, а повна стабілізація об'єму фіксується через 150 хвилин. Ступінь експансії гранул обернено пропорційний їхньому початковому розміру: дрібнодисперсні частинки (0,5 мм) здатні збільшуватися у 6,0–7,0 разів, тоді як для фракції 1,5 мм цей показник не перевищує 4,0 разів. Крім того, виявлено суттєву залежність кінетики набухання від кислотності середовища (рН): у кислих розчинах активність полімеру знижується у 2,0–2,5 разів, а в лужних — у 1,5 разів відносно нейтральних показників.

Впровадження CemStabil Plus у концентрації від 0,1 % до 0,3 % від маси цементу призводить до докорінної трансформації кристалічного каркаса. Спостерігається виражена деструкція розмірів кристалічних індивідів як на ранніх, так і на пізніх етапах гідратації. У структурі тампонажного каменю починають домінувати голчасті кристали, що надає йому армованого волокнистого вигляду, який практично не зустрічається у стандартних рецептурах. Мікроморфологічний аналіз (рисунк 4.4) фіксує наявність специфічних наростів на гранях кристалічних призм, які піддаються розщепленню вздовж осі росту, що сприяє створенню надміцної просторової решітки цементного каменю.

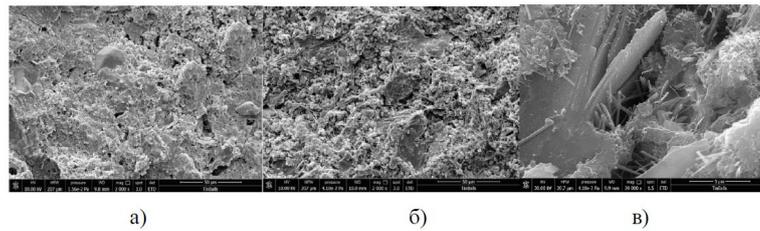


Рисунок 4.4 Електронно-мікроскопічні знімки цементнополімерного тампонажного каменю з 0,2% реагенту CemStabil Plus при збільшенні 2000 разів (а, б) та в 20000 разів (в).

Встановлено, що нарощування габаритів гранул реагенту CemStabil Plus за умови його вмісту в межах 0,5–1,0 % провокує деструкцію міцнісних показників сформованого цементного каменю (рис. 4.4). З огляду на цю закономірність, для практичного впровадження доцільно використовувати фракцію аддитиву, розмір часток якої не перевищує 0,5 мм.

Результати порівняльних досліджень характеристик традиційного гелцементного розчину, що наразі експлуатується на родовищах, та інноваційного тампонажного складу, модифікованого добавкою CemStabil Plus (таблиця 4.2), свідчать про суттєву перевагу останнього. Зокрема, розроблений полегшений матеріал демонструє показники механічної міцності на стиск, що у 2,5 раза перевищують аналогічні параметри стандартних систем.

Така модернізація тампонажних сумішей є критично важливою, оскільки геологічна будова району робіт вирізняється значною складністю та інтенсивною літологічною варіативністю. Розріз представлений переважно алевролітами, глинистими пачками та слабозцементованими піщаними відкладами, що потребує особливого підходу до кріплення стовбура свердловини (таблиця 4.3).

Загальний термін спорудження свердловини склав 20,24 доби, з яких 2,49 доби було відведено на проведення операцій із кріплення стовбура обсадною колоною.

**Таблиця 4.2 Властивості полегшених тампонажних розчинів та каменю**

№	Бентоніт, %	Добавка, %	Розтікання, мм	Густина, кг/м <sup>3</sup>	Фільтратовіддача, мл/30 хв	Міцність, МПа через 2 доби при T=22 <sup>0</sup> C	
						На згин	На розтяг
1	-	-	250	1850	240	3,5	23
2	8	-	Більше 250	1600	300	1,4	8,4
3	8	0,4-гідроцем, 0,2-ФХЛС	200	1600	300	1,7	6,2
4	8	0,2-CemStabil Plu	200	1500	300	3,6	11,2

**Таблиця 4.3 Результати буріння та кріплення свердловини**

Інтервал буріння	Коефіцієнт						
	механічної швидкості проходки	показника фільтрації розчину	ускладнень	часу спуску обсадної колони	промивання перед цементуванням	перебування ствола у необсадженому стані	якості цементування
<b>Базова св.4. гор В-21</b>							
510–1010 м	0,92	0,84	0,91	1	1	0,93	0,60
1010–2300 м	0,92	0,92	0,89				
2300–2815 м	0,94	0,94	1				
2815–3200 м	0,54	0,92	1				
3200–4562 м	1	0,94	0,21				
До вибою	0,91	1	0,67				

Застосований метод кластеризації інтервалів буріння на основі літологічної подібності розрізів дав змогу завчасно ідентифікувати

## 5.2. Розрахунок витрат на здійснення запроєктованого рішення і калькуляції собівартості видобутку нафти

Витрати на проведення робіт розраховуємо за формулою:

$$B_{\text{роб}} = B_{\text{м}} + B_{\text{т}} + B_{\text{р}} \quad (5.2)$$

де  $B_{\text{м}}$  – витрати на придбання матеріалів, необхідних для проведення заходів, грн.;

$B_{\text{т}}$  – витрати на експлуатацію техніки та транспорту, грн.;

$B_{\text{р}}$  – витрати на оплату праці робітників, грн.

Витрати на придбання матеріалів, необхідних для проведення заходів, визначаємо за формулою:

$$B_{\text{м}} = k_{\text{н.п.}} \times k_{\text{тр.}} \times \sum_{i=1}^{\text{п}} \text{Ц}_{\text{мі}} \times V_{\text{рі}} \quad (5.3)$$

де  $k_{\text{н.п.}}$  – коефіцієнт, що враховує накладні витрати за всіма видами витрат, окрім заробітної плати;

$$k_{\text{нп}} = 1 + \frac{H_{\text{нп}}}{100} \quad (5.4)$$

$H_{\text{нп}}$  – норма накладних витрат за всіма видами витрат, крім заробітної плати (складає 10%).

$\text{Ц}_{\text{мі}}$  – ціна 1 м<sup>3</sup> (1 т) реагенту (матеріалу), грн.;

$V_{\text{рі}}$  – об'єм (маса) реагенту (матеріалу), м<sup>3</sup> (т);

п – кількість видів матеріалів та реагентів для проведення процесу;

$k_{\text{тр.}}$  – коефіцієнт, що враховує транспортні витрати, приймаємо  $k_{\text{тр.}} = 1,155$ .

Згідно розрахунків кількість використаних матеріалів на проведення обробки складає  $44343 * 1,155 = 51216$  грн

Витрати на експлуатацію техніки та транспорту визначаються за формулою:

$$B_T = k_{н.в.} \sum_{i=1}^T (2l \times B_{li} + t \times B_{ti}) \quad (5.5)$$

де  $l$  – відстань від машинного парку до свердловини, км;

$B_{li}$  – вартість перебазування одиниці техніки, грн. / км;

$t$  – час проведення операцій, год.;

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

$m$  – кількість агрегатів та машин.

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

Визначення розміру витрат на експлуатацію техніки та транспорту.

$$B_T = 1,1 \times 8892,2 = 9781,4 \text{ (грн.)}$$

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

$$B_P = \lambda \times \sum_{i=1}^B C_{Ti} \times (1 + H_H) \times t \quad (5.6)$$

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

$\lambda$  – коефіцієнт, що враховує премії;

$B$  – кількість робітників у ланці, чол.

$C_{Ti}$  – часова тарифна ставка робітника бригади, що виконує роботи, грн.;

$N_n$  – норма нарахувань на фонд оплати праці згідно чинного законодавства;

$t$  – час проведення операцій, год.

Нарахування на заробітну платню, що переносяться на собівартість виконаних робіт, на теперішній час складають 37,13%:

$$V_{p\_} = 1,3 \times 1,25 \times 508,2 \times (1 + 0,3713) = 1144 \text{ (грн.)}$$

Витрати на проведення робіт на свердловині:

$$V_{\text{роб}} = 51216 + 9781,4 + 1144 = 62141 \text{ грн}$$

### 5.3. Розрахунок економічного ефекту від впровадження запроєктованого рішення

Сумарний економічний ефект підприємства від проведення заходів визначаємо:  $E_{\text{сум}} = (918000 - (62141 + 51216)) \cdot (1 - 0,21) = 635,7 \text{ тис.грн}$

$C_{Tpr}$  – ставка податку на прибуток, згідно чинного законодавства складає 21%.

Враховуючи імовірнісний характер проведених розрахунків, прогнозоване значення економічного ефекту визначають (таблиця 5.1):

$$E_{\text{пр.}} = E_{\text{сум.}} \times a \quad (5.7)$$

де  $a$  – вірогідність отримання запланованих показників,  $a = 0,38$ .

$$E_{\text{пр}} = 635,7 \cdot 0,38 = 241,6 \text{ тис.грн}$$

### 5.4 Висновки за розділом 5

З проведених вище розрахунків можна зробити висновок, що проведення заходів з впровадження технології тампонажного розчину для кріплення ПЗП є доцільним, оскільки впровадження даного заходу дозволить підприємству отримати економічний ефект в розмірі майже 214,6 тис. грн.

**Таблиця 5.1 Розрахунок економічного ефекту**

Найменування показника	Позначення	Одиниця виміру	Величина показника
Витрати на проведення підземного ремонту	$C_{\text{пром}}$	тис.грн	918,0
Витрати на проведення робіт з обробки розчином для кріплення ПЗП	$B_{\text{наб}} = B_{\text{м}} + B_{\text{т}} + B_{\text{п}}$	тис. грн.	62,14
в тому числі:			
витрати на придбання матеріалів	$B_{\text{м}}$	тис. грн.	51,21
витрати на експлуатацію техніки та транспорту	$B_{\text{т}}$	тис. грн.	9,781
витрати на оплату праці робітників	$B_{\text{п}}$	тис. грн.	1,144
Прогнозований економічний ефект підприємства	$E_{\text{пр}} = E_{\text{сум}} \cdot a$	тис. грн.	214,6

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В роботі вирішено важливу наукову задачу удосконалення технологічних рішень для кріплення свердловин, що дозволить ефективніше запобігати деструкції теригенних порід-колекторів, а за результатами роботи зроблені такі висновки:

1. Встановлено, що найпоширенішою експлуатаційною проблемою нафтових і газових родовищ, складених теригенними колекторами, є винесення (відкладання) піску у свердловинах, що призводить до ускладнень при їх експлуатації.

2. Досліджено міцність теригенної породи-колектора величини депресії тріщиноутворення в породі ПЗП свердловин, та встановлено, що у досліджених зразках при початковому пластовому тиску критичні депресії лежать в області менших значень зчеплення породи.

3. Розроблено та запропоновано алгоритм оцінювання технологічної готовності стовбура до етапу кріплення безпосередньо під час буріння інтервалу. В основі методики лежить детальний моніторинг усіх технологічних операцій, що здійснюються при поглибленні свердловини, а також аналіз часових витрат на підготовку та подальший спуск обсадної колони.

4. Для запобігання деструктивним процесам у навколосвердловинному просторі та забезпечення цілісності пласта обґрунтовано використання тампонажної системи, модифікованої реагентом CemStabil Plus, у повному об'ємі цементування. Встановлено, що інтеграція 0,2 % даного полімерного комплексу в рецептури гелцементних та цементно-полімерних сумішей забезпечує приріст показників міцності на стиск у діапазоні 36–42 %, а опір вигину зростає на 25–27 %. Це створює надійний армований бар'єр, що мінімізує ризики руйнування привибійної зони при подальшій експлуатації.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Атлас родовищ нафти і газу України: в 6 т. / гол. ред. М. М. Іванюта. – Львів: «Центр Європи», 1998.
2. Видобування нафти (газу) [Електронний ресурс] [https://uk.wikipedia.org/wiki/Видобування\\_нафти\\_\(газу\)](https://uk.wikipedia.org/wiki/Видобування_нафти_(газу)) Назва з екрану, останнє відвідування 28.11.2025 р.
3. Галузевий стандарт України. Дослідно-промислова розробка нафтових, газових і газоконденсатних родовищ. К., Міністерство екології та природних ресурсів України, 2000.
4. Геолого-промислова характеристика нафтогазового родовища [Електронний ресурс] <http://belreferatov.net/geologo-promislova-xarakteristika-naftogazovogo-rodovishha/> Назва з екрану, останнє відвідування 26.11.2025 р.
5. Горський В. Ф. Тампонажні матеріали і розчини / В. Ф. Горський. — Чернівці - 2006 - 524 с.
6. Євдощук М. І. Стан та перспективи формування ресурсної бази нафтогазовидобутку в Україні. / М. І. Євдощук // Науково-популярний журнал «Колега». – 2011. – № 1. – С. 14-18.
7. Зейкан О. Перспективи нарощування геологорозвідувальних робіт Національною акціонерною компанією «Нафтогаз України» до 2015 року / О. Зейкан, В. Гладун, П. Чепіль, П. Максимчук // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2011. – №1-2. – С.59-61.
8. Іванишин В.С. Нафтогазопромислова геологія / В.С. Іванишин. - Львів, 2003. - 643с.
9. Костриба І.В. Підвищення рівня фонтанної безпеки в процесі ремонту газових свердловин [Текст] / І.В. Костриба, Х.А. Бойкович: Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика 2015», 21-24 квітня 2015 р. : Тези доповідей. – ІваноФранківськ. – 2015. – С. 45 – 47

10. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових і газових свердловин / Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. – Коломия: Вік, 1999. – 497 с.
11. Лукін О.Ю. Вуглеводневий потенціал надр України та основні напрямки його освоєння [Текст] / О.Ю. Лукін // Вісник Національної Академії Наук України. – 2008. – №4. – С. 56-67.
12. Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції "Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази", 23-25 травня 2018 р. – Івано-Франківськ, 2018. – 367 с. [Електронний ресурс] [http://nung.edu.ua/files/files/event/zbirnyk\\_2018.pdf](http://nung.edu.ua/files/files/event/zbirnyk_2018.pdf) Назва з екрану, останнє відвідування 18.11.2025 р.
13. Методика оцінки технологічної і економічної ефективності робіт з інтенсифікації видобування газу та нафти розроблено. – К.: ДП «Науканафтогаз» НАК «Нафтогаз України», 2008. – 89 с.
14. Михайлюк В.О. Використання поверхнево-активних речовин в процесах нафтовидобутку на родовищах ВАТ «Укрнафта» / В.О Михайлюк, М.Р. Рудий – Івано-Франківськ, 2009. – 395 с. Назва з екрану, останнє відвідування 28.11.2025 р.
15. Нафта і газ України / Гол. редактор М.П. Ковалко. – К.: Наукова думка, 1997. – 363 с.
16. Обладнання для пластичної деформації оболонки пакера в обсаджений свердловині [Текст] / В.К. Борисевич, Д.В. Римчук, С.В. Цибулько // Нафтова і газова промисловість. – 2011. – № 4(258). – С. 34-38.
17. Орловський В. М. Тампонажні матеріали, що розширюються притвердінні: [монографія] / В.М. Орловський. – Полтава: ПолтНТУ, 2015. – 129 с.
18. Орловський В. М. Тампонажні розчини з диференційованим темпом набору міцності [Електронний ресурс] / В. М. Орловський, В. С. Білецький, А. М. Похилко // Проблеми та перспективи нафтогазової промисловості :

- електрон. зб. наук. пр. / гол. ред. П. М. Кузьменко. – Вишневе, 2020. – № 4. – С. 91-105. <https://doi.org/10.32822/naftogazscience.2020.04.091>
19. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика. (Монографія) / А.І. Булатов, Ю. Д. Качмар, О. В. Савенок, Р.С. Яремійчук. – Львів: СПОЛОМ, 2018. – 476 с.
20. Пат. №58826 Україна, МПК Е 21 В37/00. Пристрій для видалення і руйнування піщаної пробки [Текст] / Кондрат О.Р., Дячук Н.С.; власник Івано-Франк. нац. техн. ун-т нафти і газу. – № 201011886 ; заявл. 07.10.2010; опуб. 26.04.2011, Бюл №8.
21. Про затвердження Правил розробки нафтових і газових родовищ [Електронний ресурс] <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/en/z0692-17> Назва з екрану, останнє відвідування 28.11.2025 р.
22. Римчук Д.В. Нові технічні засоби ДП «ЛІКВО» для забезпечення фонтанної та газової безпеки під час буріння та капітального ремонту свердловин [Текст] // Нафтогазова галузь України. – 2015. – № 6. – С.37 – 40.
23. Світлицький В.М. Поточний та капітальний ремонт свердловин [Текст] / В.М. Світлицький, С.І. Ягодовський, Г.Р. Галустьян. – К.: Логос, 2001. – 344 с.– ISBN 966-581-249-5.
24. Технологічні проектні документи для промислової розробки родовищ нафти та газу [Електронний ресурс] <https://studfiles.net/preview/3269687/page:14/> Назва з екрану, останнє відвідування 26.11.2025 р.
25. Юрків М.І. Фізико-хімічні основи нафтовилучення / М.І. Юрків. М с - Львів, 2008. – 374 с.
26. Agbalaka C. Review and experimental studies to evaluate the impact of salinity and wettability on oil recovery efficiency. MS Thesis, University of Alaska Fairbanks, May 2021.

27. Boart P. On the Normal Stress Effect in Grease-Lubricated Bearing Seals [Text] // P. Boart, M. Lugt, B. Procash // Tribology Transactions. – 2014. – Vol. 57. – Issue 5. – P. 939 – 943.
28. Buyalich G. D. Modeling of Hydraulic Power Cylinder Seal Assembly Operation [Text] / G. D. Buyalich, K. G. Buyalich // Presented at Mining 2014: Taishan Academic Forum – Project on Mine Disaster Prevention and Control: Chinese Coal in the Century: Mining, Green and Safety, China, Qingdao, 17–20 October 2014. – Amsterdam – Paris – Beijing: Atlantis Press, 2014. – P. 167–170.
29. Dorokhov M.A. Experimental research of the process of probationary self-sealing packer during the construction of oil and gas wells / M.A. Dorokhov, I.V. Kostriba, V.O. Betsun V.O., I.V. Piienko // International Journal of Applied Science and Engineering Research. – Radom, Poland. – 2015. – Vol. 2.
30. Huang Y. Simulation of the Effects of a Plunge Ground Rod on Hydraulic Rod Seal Behavior [Text] // Y. Huang, R. Slant // Tribology Transactions. – 2013. – Vol. 56. – Issue 6. – P. 986 – 996.
31. Ibragimova D.R., Milovanova V.V., Subbotin M.D., Petelin D.A., Vorobyev I.V. Analysis of the factors influencing sand production of poorly consolidated gas reservoirs. Exposition Oil Gas, 2022, issue 5, P. 50–54.. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-50-54
32. Lager A, Webb KJ, Collins IR, Richmond DM. LoSal™ enhanced oil recovery: evidence of enhanced oil recovery at the reservoir scale. In: SPE/DOE symposium on improved oil recovery, Tulsa, Oklahoma, 19–23 April, 2020. <https://doi.org/10.2118/113976-MS>.
33. Lee SY, Webb KJ, Collins IR, Lager A, Clarke SM, O’Sullivan M, et al. Low salinity oil recovery: increasing understanding of the underlying mechanisms. In: SPE improved oil recovery symposium, Tulsa, Oklahoma, 24–28 April 2020. <https://doi.org/10.2118/129722-MS>.

34. Panko, D.A., Nalivaiko, A.I., Rudyi, M.I., Lapko, C.V. (2008), Useful model patent of Ukraine № 32045, Solution for selective treatment of oil formation (Silpan–SV), 12 p.
35. Pat. US 7658794 B2 United States of America, Classification C04B14/24. Fiber cement building materials with low density additives / Applicant(s): James Hardie Technology Limited, Dublin IE. Appl. № 10/414505, filed 15.04.2003; published 09.02.2010.
36. Salathiel RA. Oil recovery by surface film drainage in mixed-wettability rocks. J. Petrol. Technol. 1973;25(10):1216–24. <https://doi.org/10.2118/4104-PA>.
37. Hote R.N. Moden well test analysis. A computer-aided approach. - Petroway, Inc., 2000. - 257 p.