

Міністерство освіти і науки України
Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
Кафедра нафтогазової інженерії та технологій

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Застосування технології електрохімічного впливу з метою запобігання утворення відкладів солей в свердловинах

Розробив студент групи 601-МВ
Керівник роботи

Ірклієнко А.О.
Михайловська О.В.

2025

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

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра нафтогазової інженерії та технологій
Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології

До захисту

Завідувач кафедри
В.О. Диремба *В.О. Диремба*

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему: Застосування технології електрохімічного впливу з метою запобігання утворення відкладів солей в свердловинах

Пояснювальна записка

Керівник

К.т.н., доц. Михайловська О.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ

О.В. Михайловська
підпис, дата

Виконавець роботи

Ірклієнко Артем Олександрович

студент, ПІБ

група 601-МВ

Артем Ірклієнко
підпис, дата

Консультант за 1 розділом

к.т.н. доц. Михайловська О.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

к.т.н., доцент Дзестеренко І.М.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

доц. "Савиць В.М.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

к.т.н. доц. Михайловська О.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 27.01.2025р.

Полтава, 2024

Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут: Нафти і газу
Кафедра: Нафтогазової інженерії та технологій
Освітньо-кваліфікаційний рівень: Магістр
Спеціальність: 185 Нафтогазова інженерія та технології

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри НГІТ

В. о. Завідувач НГІТ

«___» _____ 20__ року

ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ

Ірклієнко Артем Олександрович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Удосконалення технології запобігання утворення відкладів солей в свердловинах

Керівник проекту (роботи) к.т.н., доцент Михайловська О.В.

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

затверджені наказом вищого навч. закладу від 09 08 2024 року № 818-ф.а.

2. Строк подання студентом проекту (роботи) _____

3. Вихідні дані до проекту (роботи) 1. Науково-технічна література, періодичні видання, патенти на винаходи, конспекти лекцій. 2. Проекти розробки чи технологічні схеми розробки родовищ (за необхідності). 3. Геологічні звіти та звіти фінансової діяльності підприємств за профілем роботи. 4. Технологічні режими роботи свердловин та експлуатаційні карточки свердловин.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

Вступ 1 Інформаційно-оглядова частина.

2. Експериментальна частина.

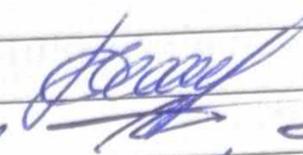
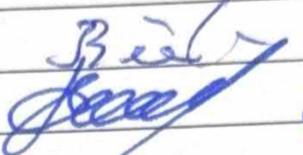
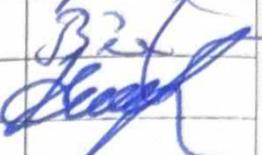
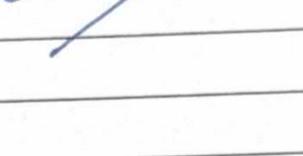
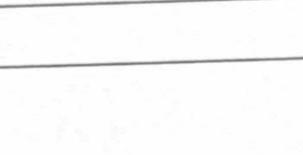
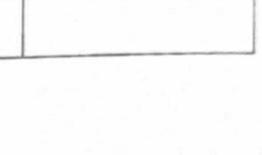
3. Теоретична частина (Аналітика. Моделювання).

4. Впровадження результатів досліджень Висновки по проекту.

5. Перелік графічного матеріалу

Алгоритм обробки з відкладеннями солей
Групи факторів, що впливають на інтенсивність
солевідкладень; проекторний модуль з ефектом
своєрідного та електричного впливу свердловин
конструкції протектора, технологічна схема
впровадження впровадження технології

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	к.т.н. доц. Михайловська		
2	к.т.н. доцент Петренко Т.М.		
3	к.т.н. доц Савик В.М.		
4	к.т.н. доц Михайловська		

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

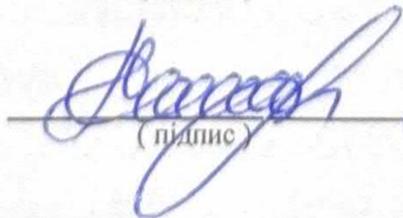
№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Інформаційно-оглядова частина	14.10-03.11
2	Експериментальна частина	04.11-24.11
3	Теоретична частина (Аналітика. Статистика. Моделювання)	25.11-15.12
4	Впровадження результатів досліджень	16.12-05.01
5	Оформлення та узгодження роботи	06.01-12.01
6	Попередні захисти робіт	13.01-17.01
7	Захист магістерської роботи	

Студент


 (підпис)

 Ірклієнко А.О
 (прізвище та ініціали)

Керівник роботи


 (підпис)

 Михайловська В.В
 (прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Ірклієнка Артема Олександровича

Застосування технології електрохімічного впливу з метою запобігання утворення відкладів солей в свердловинах

Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології». Національний університет «Полтавська Політехніка імені Юрія Кондратюка», Полтава, 2025.

Встановлено, що основною причиною солевідкладень є висока обводненість продукції свердловини, а також причини, пов'язані з параметрами рідини, що видобувається (пластової) як такої — наявність у ній розчинених і нерозчинених природних мінералів.

Удосконалено спосіб захисту від корозії та солевідкладень внутрішньосвердловинного обладнання, що заснований на технології електрохімічного захисту. Після проведених випробувань на родовищах встановлено, що конструкція пристроїв з використанням магнієвого електрода (анода), забезпечує зниження реологічних властивостей продукту внаслідок розгазування води, емульгованої в нафті, та зниження його поверхневого натягу.

Пластові води Бориславського родовища характеризуються високою мінералізацією. Встановлено, що тривалість міжремонтного періоду після обробки МРП становила у середньому 343 доби. У результаті застосування технології 3,4 рази збільшується міжремонтний період на свердловині №24. За результатами промислових досліджень відзначено збільшення дебіту по нафті на всіх досліджуваних об'єктах. Причому обробка рідини, хімічними реагентами не проводилась.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: РОДОВИЩЕ, ЕЛЕКТРОХІМІЧНИЙ ВПЛИВ, ВІДКЛАДЕННЯ, СВЕРДЛОВИНА.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
РОЗДІЛ 1. МЕТОДИ ЗАПОБІГАННЯ УТВОРЕННЯМ СОЛЕЙ У СВЕРДЛОВИНІ	9
1.1 Методи запобігання відкладенню солей у свердловинах.....	9
1.2 Наслідки солевідкладень в свердловинах та трубопроводах	20
1.3 Досвід використання фізичних методів у боротьбі з асфальтосмолистопарафіновим відкладами і відкладами солей.	21
РОЗДІЛ 2. ЗАХИСТ ВІД ВІДКЛАДЕНЬ СОЛІЙ ТА КОРОЗІЇ ПІДЗЕМНОГО УСТАТКУВАННЯ ШЛЯХОМ ВИКОРИСТАННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ЕЛЕКТРОХІМІЧНОГО ВПЛИВУ	24
2.1 Застосування технології електрохімічного впливу	24
2.2. Підвищення технічної надійності експлуатації нафтопромислового обладнання за рахунок застосування технологій електрохімічного захисту.....	31
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2.....	34
РОЗДІЛ 3. ПРОПОЗИЦІЇ ВПРОВАДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ НА РОДОВИЩІ	36
3.1. Геологічна характеристика родовища. Загальні відомості про родовище.....	36
3.1.1. Тектоніка.....	39
3.1.2. Стратиграфія.....	44
3.1.3 Нафтогазоносність. Колекторські властивості продуктивних горизонтів	46
3.2 Промислова розробка Бориславського родовища.....	51
3.3. Характеристика продукції свердловин.....	63

3.4 Пропозиції щодо впровадження технології на Бориславському родовищі.	66
3.5 Аналіз впливу факторів на солевідкладення на родовищі	66
3.6 Результати промислових випробувань	69
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3	70
РОЗДІЛ 4. ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА	72
4.1. Охорона навколишнього середовища при розробці нафтових і газових родовищ.....	72
4.3. Запобігання забруднення навколишнього середовища стічними водами нафтопромислів	75
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 4	76
РОЗДІЛ 5. РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ВПРОВАДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ.....	78
5.1. Техніко-економічне обґрунтування ефективності запроектованих технологічних і технічних рішень.....	78
5.2. Розрахунок витрат на здійснення запроектованого рішення і калькуляції собівартості видобутку нафти.....	79
5.3. Розрахунок економічного ефекту від впровадження запроектованого рішення.....	82
ВИСНОВОК ДО РОЗДІЛУ 5	83
ВИСНОВКИ	85
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	87

ВСТУП

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

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

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

Застосування магнітних полів (МП) та термічного впливу також не забезпечило необхідного результату. Недоліками є використання дорогого обладнання та значних витрат електричної енергії, порівнянно з потужністю самих насосів.

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

Утворення стійких емульсій у свердловинах разом із випаданням в осад АСПВ як і пласті, і у колоні насосно-компресорних труб (НКТ), призводить до значного зниження видобутку нафти. Основними причинами цих явищ є наявність води та рух (ковзання) нафти щодо води. Утворенню відкладень при видобутку нафти сприяє підвищення концентрації асфальтосмолопарафінових сполук, що на поверхні крапель нафти. При

видобуванні обводненої нафти, догори по стовбуру свердловини відбувається стабілізація поверхневої плівки та її охолодження, що супроводжується додатковим підвищенням в'язкості суміші. В результаті поверхневий шар продукції набуває липкості і легко відкладається на поверхні нафтопромислового обладнання.

У свою чергу більшість проблемних свердловин інтенсивно викривлені, схильні до відкладення смол, парафіну або солей, виносу абразивних частинок, мають агресивне середовище і великий газовий фактор. І як наслідок фонд бездіючих свердловин за 10 років збільшився у 4,5 рази (з 8,7 до 40 тис. свердловин). У середньому в Україні фонд бездіючих свердловин становить 28 % фонду, тоді як у 70-80-х роках норматив становив 2...4 %.

Метою дослідження є підвищення ефективності запобігання солевідкладення при видобутку продукції з застосуванням технології електрохімічного впливу.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити наступні завдання:

1. Провести теоретичний огляд сучасних технологій запобігання утворення солей.
2. Описати основні теоретичні положення та прилади запобігання утворенню солей за допомогою технології електрохімічного впливу для досягнення максимального видобутку продукції.
3. Впровадження ефективних технологій запобігання утворенню солей на Бориславському родовищі.

Об'єкт досліджень – відкладення солей.

Предмет дослідження – технології електрохімічного впливу запобігання утворенню солей в свердловинах.

Наукова новизна:

РОЗДІЛ 1

МЕТОДИ ЗАПОБІГАННЯ УТВОРЕННЯМ СОЛЕЙ У СВЕРДЛОВИНІ

1.1 Методи запобігання відкладенню солей у свердловинах

Відомо, що одним із факторів, що ускладнюють видобуток при розробці обводнених покладів, є утворення твердих осадів солей у свердловинах, насосах, нафтопромисловому устаткуванні, у системі збирання та підготовки продукції.

Ця проблема відзначена при видобутку практично у всіх великих добувних регіонах та країнах світу: у США, Канаді, Південній Америці, Великій Британії (в акваторії Північного моря), Африці, Південно-Східній Азії, на Близькому Сході (зона Суецької затоки) та ін. Витрати на очищення лише однієї свердловини від відкладень солей та ліквідацію пов'язаних з ними наслідків досягають 30 тис. доларів і більше, причому без урахування втрат при видобутку нафти. Очищення від сольових кірок та накипу насосного обладнання та елементів теплообмінника (особливо барієвих та стронцієвих солей) практично не можливо провести. В такому випадку вони, зазвичай, підлягають заміні [5, 8]. Тобто основним напрямом боротьби з солевідкладеннями при видобутку нафти має бути запобігання їхньому утворенню.



Рис. 1.1. – Відклади солей в трубах НКТ.

Захист глибинно-насосного обладнання від відкладення солей обумовлено неможливістю прямих вимірів та візуальних спостережень, відсутністю надійних методів кількісного та якісного прогнозування відкладень у реальній свердловині та для конкретного типу насосів. Отримання вихідних даних, що необхідні для розрахунку прогнозного гідрохімічного і колоїдного станів, утруднене через швидку мінливість процесів, численних параметрів, відсутності приладів їх прямого виміру. Практичні прогнозні розрахунки за всієї складності мають наближений, переважно оціночний, результат. Наприклад, Н.С. Маринін [6] показав, що розрахунки з прогнозування відкладень кальциту в свердловинах у 25...30 % випадків передбачали випадання солей, проте під час перевірки практично солі були виявлені у зазначених свердловинах [37].

Виділяються такі основні групи факторів, що впливають на інтенсивність солевідкладень:

фактори, що характеризують властивості пластової системи в процесі закачування в пласт води. Комплексним відображенням внутрішньопластових процесів є рівень насичення вод солями;

фактори, що характеризують властивості та інформацію про технологічні особливості системи розробки, зокрема вибійний тиск та тиск насичення, а також величини, що характеризують ступінь промивання пласта робочим агентом при заводнінні пластів та активність системи впливу;

фактори, що характеризують технічні умови підйому рідини по стовбуру свердловини;

фактори, що характеризують властивості пластової води збереження хімічної, колоїдної та термодинамічної рівноваги.

З літературних джерел [1, 7] відомо, що витрати компаній на видалення солевідкладень залежать навіть від такого, начебто, абсолютно нейтрального до солей чинника як форма стовбура свердловини. Виявилось, що у горизонтальних свердловинах видатки на ліквідацію та запобігання солевідкладенням в 2-3 рази більше, ніж вертикальних.

Відкладення солей, що виникають при змішуванні хімічно несумісних пластових і поверхневих вод, зазвичай мають мінливий, складний хімічний склад за площею родовища. Найбільш поширеними на родовищах типами моносолей є:

із сульфатних солей-гіпс та його аналоги: басаніт (утворюється з гіпсу при підвищених температурах), ангідрит та сульфат магнію;

з карбонатних солей-кальцит (дає основний обсяг солевідкладень на родовищі з рівнем мінералізації від 2,2 до 2,8 %), магнезит, солі хлору, а також незначні за обсягом, але найтвердіші і найважче видалені - барит і целестит. Усього виявлено близько 30 моносолів.

Як відомо, кристали солі на поверхні підземного устаткування розподіляються нерівномірно. Вони можуть випадати як безпосередньо в перенасиченому розчині (гомогенний механізм), так і на поверхні меж розділу фаз, наприклад, на поверхні деталей глибинно-насосного обладнання (гетерогенний механізм). Причому гетерогенний процес детермінованіший, ніж гомогенний. Контакт водних розчинів солей з твердою поверхнею деталей глибинних насосів у багатьох випадках викликає інтенсивне зародковоутворення та зростання кристалів у насосах при значно менших показниках перенасиченості, ніж це необхідно для початку масового гомогенного зародковоутворення у всьому обсязі рідини, що видобувається [16,19].

Боротьбу з відкладеннями солей можна розділити на два напрямки: видалення осадів, що утворилися, і запобігання їх відкладенню в свердловині.

Методи запобігання відкладенню солей в свердловині поділяються на: технологічні, хімічні та фізичні.

Технологічні методи. Перший із зазначених технологічних методів - це зміна технологічних властивостей. Тобто зміна вибійного тиску шляхом зміни типорозміру насосів та (або) глибини спуску. При цьому змінюються термобаричні умови [32-36].

Технологічні - це захисні покриття, підбір та підготовка робочого агента до системи підтримання пластового тиску. Також до технологічним методам належить зміна тех. режимів роботи свердловин та насосне обладнання, обмеження водопритоку в свердловині; турбулізація потоків, застосування хвостовиків і солезбірників. Також, до методів попередження солевідкладення відносяться хімічні методи - це застосування різних інгібіторів солевідкладень.

До технологічних методів попередження випадання солей відносяться такі:

1. Правильний вибір джерел водопостачання у випадку заводнення покладів нафти і газу з тим, щоб не допустити змішування хімічно несумісних вод у пластових умовах (наприклад, лужних із жорсткими).
2. Селективна ізоляція обводнених пластів і прошарків у видобувних свердловинах, що дає змогу ліквідувати надходження пластових вод у свердловини або обмежити приплив тих вод, які у випадку змішування сприятимуть інтенсивному солевідкладенню.
3. Турбулізація потоку газорідинної суміші у свердловині (наприклад, за допомогою штуцерів різного типу, диспергаторів), що зменшує безпосередній контакт водної фази з поверхнею труб і тим самим знижує інтенсивність солевідкладення. Проте, в процесі турбулізації газорідинного потоку можливе розгазування рідини з виділенням вуглекислого газу, що знижує карбонатну стійкість води.
4. Збільшення швидкості руху газорідинного потоку в НКТ, що скорочує тривалість періоду перебування перенасичених розчинів в НКТ і тим самим знижує інтенсивність прилипання мікрокристалів солей до внутрішньої поверхні труб.
5. Використання труб та обладнання із захисним покриттям внутрішньої поверхні, що володіє низькою адгезійною здатністю (наприклад, скло, високомолекулярні сполуки – смоли та ін.).

До недоліків можна віднести те, що застосування даного методу можливе лише при підземному ремонті на свердловині, і в деяких випадках

можна отримати зниження видобутку нафти при зменшенні продуктивності насосів.

Метод турбулізації потоків. Механізм дії: скорочення термінів перебування у свердловині перенасичених розчинів за рахунок збільшення швидкостей висхідних потоків рідини, що погіршує умови для кристалізації солей, сприяє скороченню зародків мікрочастин і їх прилипання до поверхні обладнання. Недоліки: ефект не можна гарантувати, неоднозначний результат.

Наступний технологічний метод - це *вибір та підготовка агента (води) в системі ПЗП*. Принцип дії: агент підбирається з урахуванням сумісності з пластовими водами. З агента, що закачується, видаляється солеутворюючий іон. Переваги даного методу - висока ефективність, збереження продуктивності свердловин завдяки захисту від солевідкладення з пласта, ПЗП та до системи збирання.

Недоліки - складність реалізації, необхідність наявності кількох джерел води для закачування, значні витрати на підготовку закачуваного агента та значні витрати на інфраструктуру для реалізації адресного закачування в залежності від типу води.

Наступний технологічний метод - це *обмеження водопритоків свердловини*, тобто, капітальний ремонт свердловин у разі надходження води внаслідок негерметичності експлуатаційної колони та застосування водоізолюючих складів у разі прориву води у продуктивному пласті.

Недоліки методу пов'язані зі значними витратами та складністю його реалізації.

Наступний метод - захисні покриття та деталі зі спеціальних матеріалів. Принцип дії - використання покриттів робочих поверхонь, що контактують з сольовими розчинами, речовинами, що мають не значну адгезію до солей: скло, емаль лаки, полімер та пластики. Перевага методу полягає в тому, що він не ускладнює технологію експлуатації свердловини.

Недоліки - складність нанесення на поверхні, висока вартість і відносна

недовговічність та крихкість покриттів.

Хімічні способи. Метод заснований на застосуванні інгібіторів, які по типу дії діляться на хелати, кристалоруйнівні та порогової дії.

Застосовується ціла низка способів подачі інгібіторів солевідкладень, залежно від об'єкта. Якщо ми говоримо про свердловину, то можливі такі варіанти: дозування за допомогою гирлового дозатора в затрубний простір дозатором, дозування за допомогою гирлових дозаторів у задану точку за капіляром, періодичне закачування в затрубний протір за допомогою агрегатів, та застосування занурювальних свердловинних контейнерів з реагентом.

Якщо ми говоримо про доставку реагенту в пласт, то застосовуються такі основні способи: продавлювання в пласт у видобувній свердловині, закачування в нагнітальні свердловини через систему ППТ, запровадження інгібіторів з пропантом при ГРП, закачування інгібіторів з рідиною гідророзриву при ГРП, поєднання кислотної обробки з введенням інгібітора, та введення інгібітора з рідиною глушення. [2]

Устьові дозатори та контейнери. Контейнер заповнюється твердим або капсульованим реагентом і кріпиться до основи занурювального двигуна. Існують і недоліки - низька ефективність у період виведення на режим, необхідність постійного контролю винесення реагенту, обмежений термін дії, та дебіт рідини не більше 150 м³ на добу для твердого реагенту.

Методи видалення неорганічних солей. Цей набір методів поділяється на *хімічні та механічні та фізичні*. Хімічні, у свою чергу, поділяються на розчинення соляною кислотою з додаванням або без NaCl. Далі, перетворення солевідкладення з подальшою обробкою продуктів реакції 10-15% соляної кислотою і, один з методів, це розчинення кислотами або обробка комплексоутворюючими сполуками.

Хімічні методи видалення відкладень полягають у проведенні обробок свердловин реагентами, що ефективно розчиняють неорганічні солі. Для підвищення ефективності видалення солей хімічні обробки свердловин

частково застосовують у поєднанні з термогазохімічним впливом (ТГХВ) або додатковою перфорацією [2, 37]. Ліквідація відкладень є вимушеним заходом, пов'язаним із дорогим капітальним ремонтом свердловини при відновленні її працездатності. Тому основним напрямом боротьби з осадами неорганічних солей є запобігання їх утворенню в привибійній зоні свердловини та нафтопромислового устаткуванні при видобутку продукції [4].

Механічні - це розбурювання, скреперування експлуатаційних колон.

До солей, що легко видаляються, відносяться карбонати кальцію. Для його видалення, здебільшого застосовується соляна кислота. До важко видалених - сульфат кальцію, сульфат барію. Для видалення цих солей необхідно застосовувати луги, вуглекислий натрій, соляна кислота, хелатуючі агенти. Наприклад, карбонат кальцію реагує з соляною кислотою з утворенням хлориду кальцію, води та вуглекислого газу. Переваги даного методу - маловитратність і відносна простота в реалізації. Іноді виникає проблема корозії глибинасосного обладнання.

Сутність механічних методів полягає у проведенні очищення свердловин шляхом розбурювання потужних сольових пробок або шляхом опрацювання колони розширювачами, скребками з подальшим шаблонуванням та промиванням стовбура свердловини.

Видалення сульфатних відкладень може відбуватися за допомогою застосування лугів (гідроксиду натрію, калію). До недоліків можна віднести високу питому витрату, та тривалий час реакції.

Піщані та сольові пробки можна промити водою і підняти за допомогою зворотного промивання, якщо є відповідне обладнання для буріння зі зворотним промиванням. Якщо пробки мають слабку міцність цементу, що складається з дрібного піску, рекомендується використовувати ерліфтний насос.

Під час ерліфтної відкачки пробки видаляються за допомогою установки УОС (рис. 1.2), яка працює за принципом кільцевого ерліфта.

Обладнання установки монтується на шасі вантажного автомобіля МАЗ-500. Установка складається з компресора, барабана з насосною трубою, драбини стріли 170, живильника, пневмодвигуна з редуктором, ємності для регенерації розчину, відцентрового насоса та пульта керування.

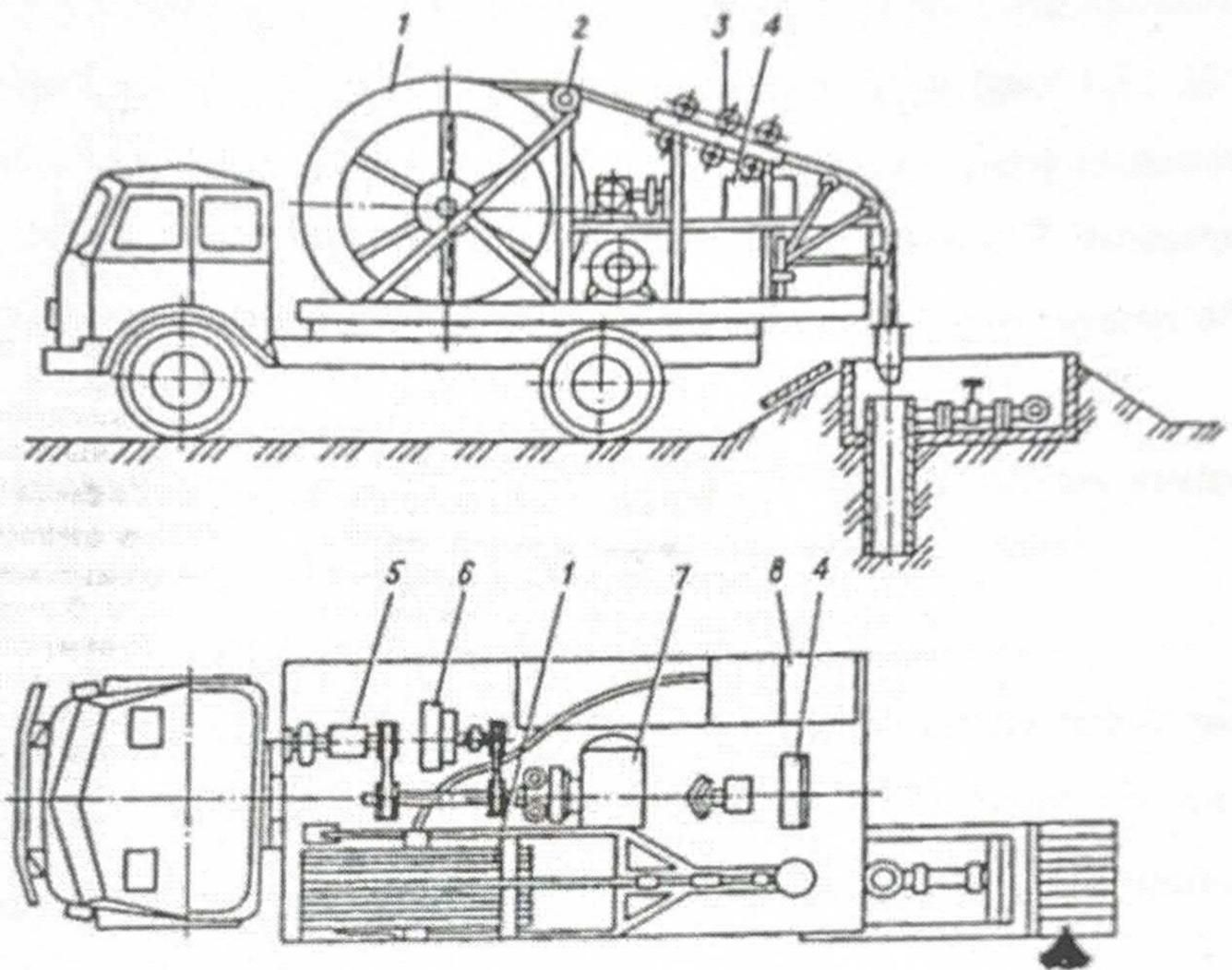


Рис. 1.2 – Схема установки для очищення свердловин від піску
 УОС 1 – барабан з водопідіймальною трубою; 2 – штангоукладальник;
 3 – подавальний пристрій; 4 – пульт керування; 5 – відцентровий насос;
 6 – пневмодвигун з редуктором; 7 – компресор; 8 – ємність для збирання розчинів.

Машина для очищення свердловин УОС призначена для очищення свердловини піною, водою і реагентами для руйнування і видалення піщаних пробок з різним ступенем цементациї, що впливають на прилеглу до фільтра зону.

У покладах зі слабкою цементациєю або за наявності підшовних вод чи газових шапок визначення оптимальної довжини інтервалу перфорації відіграє важливу роль у забезпеченні нормальної експлуатації покладу без

ускладнень, пов'язаних з руйнуванням привибійної зони свердловини.

Звичайна кумулятивна перфорація - це проникаючий і розпилюючий процес, який бурить крізь обсадну трубу і цемент в пласт. Об'єм бурового каналу створюється за рахунок стиснення навколишнього матеріалу. Залишок перфораційного заряду проникає в корінну породу і змішується з матеріалом тріщинуватого пласта та сольовими відкладами (рис 1.3). Дані випробувань показують, що об'єм і глибина проникнення перфорованого каналу можуть бути реалізовані тільки після того, як уламки і розпилена порода будуть видалені з каналу за допомогою зворотного промивання або іншими способами.

Якщо буріння проводиться під тиском, уламки породи можна вимити з усієї пробуреної тріщини в незцементованому піску.

Цей метод депресійної перфорації найкраще підходить, коли

а) існує достатня стійкість пласта для створення перепаду тиску між пластом і стовбуром свердловини, для вимивання перфорованого сміття і глинистих кірок з усіх перфораційних каналів, не викликаючи при цьому руйнування породи-колектора;

б) пластовий тиск близький до початкового гідростатичного, а заданого перепаду тиску можна досягти шляхом заповнення стовбура свердловини дизельним паливом.

в) буріння здійснюється за один спуск перфоратора через ліфтову колону, а порода після буріння обробляється смолою.

Видалення сульфатних відкладень

В основному, проводиться за допомогою вуглекислого натрію. До недоліків можна віднести те, що метод ефективний тільки на пухких осадах сульфатів. При щільному осаді метод призводить до утворення кірки карбонату кальцію, і потрібна багаторазова обробка соляною кислотою.

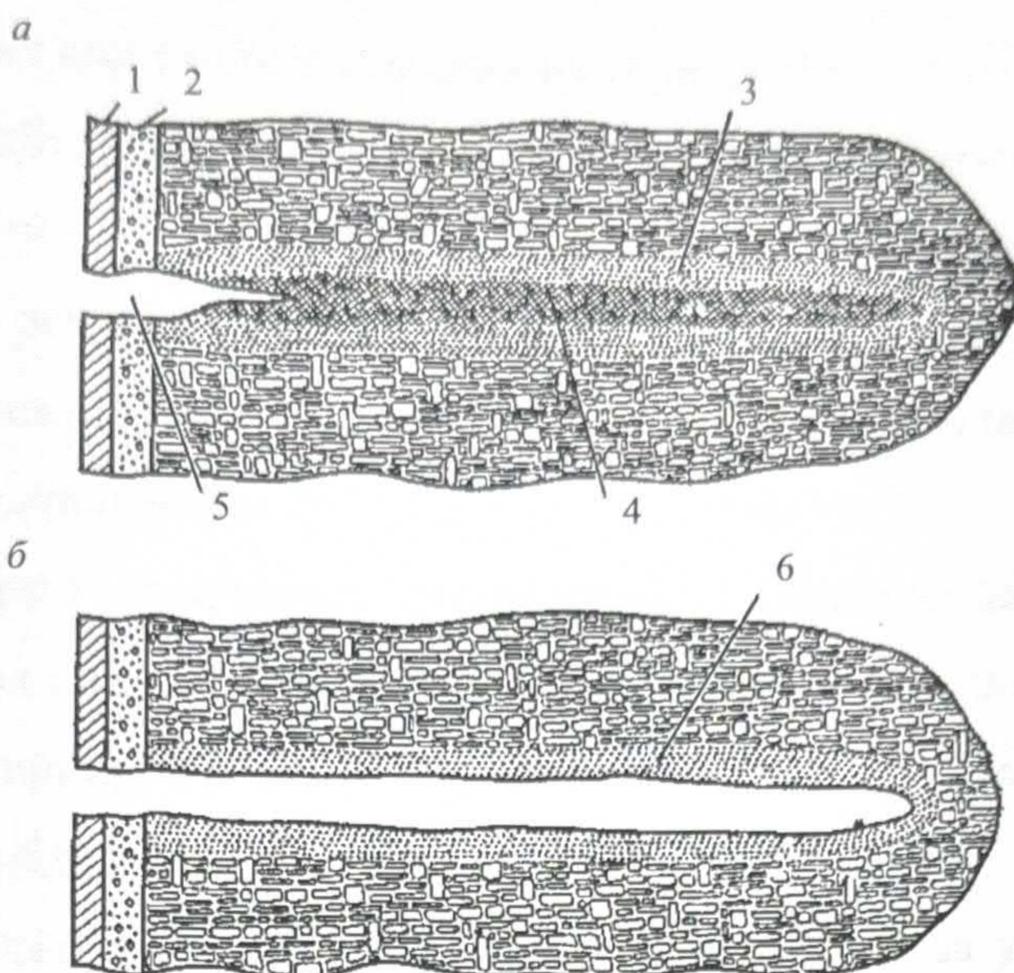


Рис. 1.3 – Фактичний перфораційний канал до (а) і після (б) видалення уламкового матеріалу

1 – обсадна колона; 2 – цемент; 3 – ущільнена зона; 4 – уламковий матеріал; 5 – перфораційний канал; 6 – постійно існуюча ущільнена зона

Видалення сульфатних відкладень за допомогою соляної кислоти. Недоліки – без застосування натрію хлориду ефективність дуже низька, щільні відкладення важко видаляються, необхідна висока витрата соляної кислоти, і існує висока корозійна активність суміші "HCl + NaCl". Також можуть застосовуватись хелатуючі реагенти, хімічний зміст процесу: руйнування солей з утворенням стійких комплексних сполук з іонами кальцію та барію.

Приклад хелатуючих реагентів - етилендіамінтетраоцтова кислота, діетилентріамінпентаоцтова кислота та інші реагенти. Недоліки – висока вартість, високі витрати. [3,5]

Практика показує, що зміна складу пластової води і, як наслідок цього, інтенсивне відкладення неорганічних солей можуть відбуватися за рахунок

прориву несумісних вод з інших водоносних горизонтів.

Це може відбуватись через порушення цілісності цементного кільця або обсадної колони, що виникають в процесі експлуатації свердловини. При цьому проведення ремонтно-ізоляційних робіт з обмеження припливу вод та ліквідації виявлених порушень є важливим технологічним методом запобігання солевідкладенням.

Значний ефект зниження інтенсивності відкладення солей дає селективна ізоляція обводнених пропластків продуктивного пласта, оскільки при скороченні припливу води, перенасиченої солями, зменшується і інтенсивність солевідкладення[1].

Швидкість утворення відкладень також зменшується за умови вірного вибору режиму роботи свердловини. Встановлено, що чим більший вибійний тиск, тим менша інтенсивність солевідкладень. Однак підвищення вибійних тисків призводить до зниження дебітів свердловин. Необхідно передбачати підвищення пластового тиску, щоб уникнути зниження видобутку нафти [2,7].

Фізичні методи. Магнітне оброблення.

Під дією магнітного поля розчинені солі змінюють свою структуру, не осаджуються у вигляді твердих відкладень, виносяться як дрібнодисперсний кристалічний «шлам».

До переваг цього методу відноситься простота конструкції, до недоліків - необхідність монтажу підйомного обладнання, необхідність обробки продукції до початку кристалізації солей, тобто, неможливість застосування при солеутворенні в привибійній зоні пласта [8,9].

Акустичний метод. Принцип дії – спеціальний акустичний випромінювач створює коливання, які запобігають утворенню центрів кристалізації, що сприяє зриву дрібних кристалів солей із поверхні. До недоліків можна віднести складність конструкції. Крім того, метод не запобігає утворення солей, а переносить утворення солей у продукцію.

Технологічні методи не впливають на причини утворення солей, тому є

лише допоміжними методами захисту устаткування від солевідкладень.

В даний час на промислах широко застосовуються хімічні методи боротьби з відкладеннями солей [2, 3, 15, 34]. До них відносяться підготовка та використання для закачування в пласт високомінералізованих, сумісних із пластовими, вод. Їх використання виключає, чи значною мірою знижує, інтенсивність утворення відкладень неорганічних солей. Однак цей метод вимагає значної кількості різних солей для приготування штучних вод, ідентичних за своїм складом з первісними пластовими водами, громіздкого обладнання та використання його в реальних умовах економічно не доцільно.

1.2 Наслідки солевідкладень в свердловинах та трубопроводах

Відкладення солей, що виникають за певних термодинамічних та фізико-хімічних умов, викликають зниження надійності обладнання та зменшення продуктивності. Причини, що призводять до солевідкладень на елементах насосів та іншого свердловинного обладнання різноманітні, на даний час ця область досліджень далеко ще не вичерпана [10, 11]

Основною причиною солевідкладень є висока обводненість продукції свердловини, а також причини, пов'язані з параметрами рідини, що видобувається (пластової) як такої — наявність у ній розчинених і нерозчинених природних мінералів. Сюди ж відносяться особливості геологічної будови пластів, що розробляються. В таблиці 1.1. наведені основні наслідки солевідкладень.

Таблиця 1.1 - Типові випадки промислових відкладень солей.

Місце відкладення солей	Характер впливу на систему	Наслідки солевідкладень.
Привибійна зона пласта	Зниження проникності привибійної зони пласта.	Зниження дебіту свердловини
Поверхня зануреного ЕВН.	Порушення теплообміну зануреного двигуна з	Відмова установки

	навколишнім середовищем і його перегрівання	
Газліфтні клапани	Порушення режиму роботи клапанів і їх забивання відкладами	Зниження дебіту газліфтної свердловини, відмова в роботі
Теплообмінники на установках підготовки продукції	Порушення режиму теплообміну між промисловою продукцією і теплоносієм - паром	Зниження продуктивності установки, погіршення якості вихідної продукції установки, відмова окремих елементів установки.
Насоси відкачування промислової продукції	Погіршення основної характеристики насосу, зниження к.к.д. насосу	Зниження подачі відкачувальних насосних станцій
Маніфольдна лінія нафтової свердловини	Зниження робочого перерізу потоку	Зниження дебіту свердловини, відмова свердловини

1.3 Досвід використання фізичних методів у боротьбі з асфальтосмолистопарафіновим відкладами і відкладами солей.

Моємо досвід по родовищу Х, що ускладнений фонд (АСПВ, гідрати, гідратопарафіни, солевідкладення) становив 1509 свердловин (72,5 % від експлуатаційного фонду), їх за типом експлуатації УЕВН-389 свердловин, або - 61,8 % від загальної кількості свердловин експлуатаційного фонду, що оснащені УЕВН; за типом експлуатації ШНУ - 1120 свердловин або відсотках-80,6% від загальної кількості свердловин експлуатаційного фонду, оснащених ШНУ [12].

Відкладення гідратів та солей відбувається в ліфтових трубах при обводненості до 80 % . Часто утворюється кілька пробок, що знаходяться один від одного на відстані від 2 до 150 м і більше, заповнених рідиною, що добувається або газом. Товщина окремих пробок коливається від кількох до 350 метрів.

Зазначено, що пробкоутворення відбувається під час роботи свердловин та їх найбільш інтенсивне формування пробок характерне для малодебітних свердловин з великим газовим фактором. Пробки утворюються в інтервалі глибин від 0 до 900 м. Гідратні пробки утворюються, в основному, в привибійній зоні свердловини. На великій глибині утворюються складні гідратні пробки, до складу яких входять, крім гідрату, нафта, парафін, вода та нерозчинні солі та механічні домішки.

Основними ускладненнями при експлуатації свердловин механізованим способом видобутку для родовищ з високов'язкими нафтами є інтенсивні процеси гідратопарафіноутворення в НКТ, застигання, а також складності із запуском свердловин, навіть у випадках нетривалого простою.

Недоліками відомих методів попередження гідратопарафінових відкладень та відкладів солей у свердловинах є, значні капітальні витрати, пов'язані з придбанням хімічних реагентів та матеріалів, значні витрати електричної енергії та недостатня ефективність [13].

Утворення гладкої захисної плівки внаслідок електрохімічної дії, доведено акад В.А Кістяковським. Основним компонентом цієї плівки, що утворюється під дією катодного (протекторного) захисту, є магнетит ($\text{FeO} \cdot \text{Fe}_2\text{O}_3$) Сформована плівка надає пасивності сталі, яка може піддаватись процесам корозії, або катодним реакціям забезпечуючи захист від корозії, та має низьку адгезійну властивість, що перешкоджає налипанню та накопиченню твердих відкладень на поверхні обладнання.

Враховуючи, що електричний опір оксидної плівки значно більше опору чистого металу, більша частина струму, оминатиме захищені гладкою оксидною плівкою ділянки поверхні та буде надходити до нових ділянок

сталевій поверхні. Таким чином забезпечувати захист більш віддалених від місця розташування протектора ділянок, вгору по колоні НКТ.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1

1. Встановлено, що основною причиною солевідкладень є висока обводненість продукції свердловини, а також причини, пов'язані з параметрами рідини, що видобувається (пластової) як такої — наявність у ній розчинених і нерозчинених природних мінералів.
2. Проаналізовано досвід використання фізичних методів у боротьбі з асфальтосмолистопарафіновим відкладами і відкладами солей та встановлено, що в результаті електро-хімічного впливу сформована плівка надає пасивності сталі, яка може піддаватись процесам корозії, або катодним реакціям забезпечуючи захист від корозії, та має низьку адгезійну властивість, що перешкоджає налипанню та накопиченню твердих відкладень на поверхні обладнання.

РОЗДІЛ 2

ЗАХИСТ ВІД ВІДКЛАДЕНЬ СОЛІЙ ТА КОРОЗІЇ ПІДЗЕМНОГО УСТАТКУВАННЯ ШЛЯХОМ ВИКОРИСТАННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ЕЛЕКТРОХІМІЧНОГО ВПЛИВУ

2.1 Застосування технології електрохімічного впливу

Змінені умови на пізній стадії видобутку, що характеризуються зміною властивостей рідини, що видобувається (в'язкість, зростання АСПВ, підвищена обводненість та збільшення числа механічних включень), вимагали розроблення методів, які активно впливають на структуру ліфтованої рідини.

У липні-серпні 2005 р. на ускладнених свердловинах родовищ Х було розпочато промислові випробування протектора «Анод-2» для інтенсифікації видобутку на свердловинах ускладненого фонду з використанням магнієвого електрода (анода).

Конструкція пристрою, що забезпечує зниження реологічних властивостей продукту внаслідок розгазування води, емульгованої в нафті, та зниження його поверхневого натягу представлено на рис. 2.1.

Проте результати випробувань протекторів на родовищах дозволили виявити недоліки конструкції

- незахищеність магнієвого електрода від вуглекислотної та сірководневої корозії,
- можливість потрапляння продуктів руйнування електрода в проточну частину насоса,
- відсутність можливості регулювання ефективності захисту,
- вплив швидкості руху середовища та його абразивних властивостей на спрацювання електроду.

Більшість зазначених недоліків було усунуто в іншій конструкції (рис.2.2), призначеної для свердловин у яких застосовуються кислотні обробки привибійних зон [14,15].

свердловинах, оснащених УЕВН: 1-установка занурювального відцентрового насоса та двигуна, 2-кабель геофізичний, 3- колона НКТ, 4- підстанція трансформаторна, 5-кабель, 6-пояси захисні, 7-фланець гирлової арматури, 8-пристрій, сальникові ущільнювачі, 9-електрод (анод), 10-ізолятор, 11-блок живлення.

Установка занурювального відцентрового насоса складається з занурювального відцентрового насоса і двигуна 1 (електродвигун з гідрозахистом), геофізичного кабелю в зборі 2, що спускається в свердловину в колоні насосно-компресорних труб (НКТ) 3, наземного електрообладнання трансформаторної комплексної підстанції енергії до електродвигуна, який кріпиться до гідрозахисту, насоса та насосно-компресорних труб металевими поясами 6, що входять до складу насоса [16].

У фланці 7 гирлової арматури через сальниковий ущільнювальний пристрій 8 спущений геофізичний кабель 2 з електродом 9 і ізолятором 10, що забезпечують електричну ізоляцію електрода 9 і є (анодом), від колони труб НКТ-3 і електрично з'єднаного з «позитивним» полюсом блоку 1, розміщеним на земній поверхні, негативний полюс блоку живлення підключений до фланця 7 гирлової арматури свердловини.

Пристрій працює в такий спосіб. Вище занурювального відцентрового насоса під дією електричного поля вода, емульгована в нафті та містить розчини солей, внаслідок вторинних електричних реакцій розкладається на молекули водню H_2 з атомів H на катоді та молекули кисню O_2 з радикалів OH на аноді та створюються умови розгазування води, з утворенням фази, що перешкоджають відкладенню асфальтопарафінових відкладень, солей та гідратів на поверхні колон та утворенню високодисперсної газорідної суміші зниженої густини. На електроді 5 відбуватимуться реакції окислення і

корозія відбуватиметься саме на цьому електроді, забезпечуючи також ефект катодного захисту підземного обладнання [17].

Пристрій працює таким чином: колону насосно-компресорних труб (НКТ), додатково на геофізичному кабелі спускають електрод, оснащений діелектричними центраторами, що забезпечують електричну ізоляцію електрода від колони НКТ і сальниковим пристроєм, що забезпечує герметизацію колони. У верхній (наземній) частині геофізичний кабель підключається до "позитивного" полюса джерела живлення постійного струму, "негативний" полюс якого підключається до гирла свердловини.

Таким чином, запропонована конструкція дозволить на електроді отримати різницю потенціалів щодо колони НКТ. У верхній частині колони підйомних труб під дією електричного поля вода, емульгована в нафті і містить розчини солей розкладається на молекули водню H_2 з атомів H на катоді та молекули кисню O_2 на аноді молекул гідроксильної групи OH . Утворюючі газу, володіючи гарною проникною і руйнівною здатністю в рідкому лужному середовищі, забезпечують на поверхні забруднених поверхонь труб НКТ і насосних штанг очищуючу дію. Мікропузирки газів, що утворюються на поверхні колони насосних штанг НКТ, порушують зчеплення частинок парафіну, солей, продуктів корозії, піску та інших механічних відкладень, полегшуючи їх відрив від металевих поверхонь глибинно насосного обладнання і висхідним потоком ліфтованої рідини відкладення виносяться на гирло [18].

Як відомо, частинки асфальтенів заряджені і тому можуть зв'язуватися зі смоляними або мальтовими компонентами нафти шляхом електростатичної, полярної та дисперсної взаємодії, тому легко адсорбуються на поверхні НКТ. Використання електростатичного поля протилежної полярності дозволить знизити адгезію продуктів відкладення поверхні глибиннонасосного устаткування. Крім очищувального впливу, на поверхні

труб утворюються речовини, що сприяють виникненню на металі захисної плівки (пасивуючого агента). Таким для сталі є сильні окислювачі, наприклад, іони ОН. Внаслідок утворення на поверхні металу найтоншого поверхневого шару окису (Fe_3O_4 -магнетит), створюються умови, що перешкоджають подальшому окисленню. Існування таких "оксидних плівок" доведено різними методами; поляризацією відбитого світла, рентгенографічним шляхом та ін.

2.2. Підвищення технічної надійності експлуатації нафтопромислового обладнання за рахунок застосування технологій електрохімічного захисту

Зі зростанням обводненості продукції, що видобувається, вмісту сірководню на поверхні обладнання свердловин відбувається утворення відкладень солей різного складу.

При цьому розвиваються процеси корозії, що призводить до передчасних відмов та зниження часу роботи свердловин. Особливо різко знижується міжремонтний період у свердловинах, обладнаних ЕВН.

На пізніх стадіях розробки родовищ збільшується кількість ремонтів свердловин з причин корозії корпусу занурювального електродвигуна (ЗЕД) та засмічення робочих органів насоса механічними домішками. Ремонти через засмічення насосів становлять 36 - 70 % від загальної кількості. При цьому найчастіше зустрічаються відкладення, з переважним вмістом сульфідів заліза. Причина відмов обладнання за цих ускладнень становила 2001 р - 46 %, 2002 р - 44 %, 2003 р - 52 %.

Корозійне руйнування свердловинного обладнання обумовлено, крім агресивності пластових вод, присутністю мікроорганізмів. Найбільшою корозійну активність мають дві групи бактерій - залізобактерії та бактерії, що беруть участь у перетворенні сірки - тіонові сполуки.

Під шаром утворених бактеріями відкладень створюються сприятливі

умови для корозійних процесів. На металевій поверхні з'являються корозійні відкладення у вигляді темної кірки та пухких горбків. Вони складаються з сульфідів, карбонатів та гідратів оксиду заліза, включаючи численні колонії бактерій. Сульфід заліза по відношенню до заліза та сталі, є ефективним катодом, т е має більший позитивний потенціал, ніж сталь.

Це призводить до утворення глибоких точкових виразок у вигляді швидкість утворення яких зростає в часі (рис.2.4).

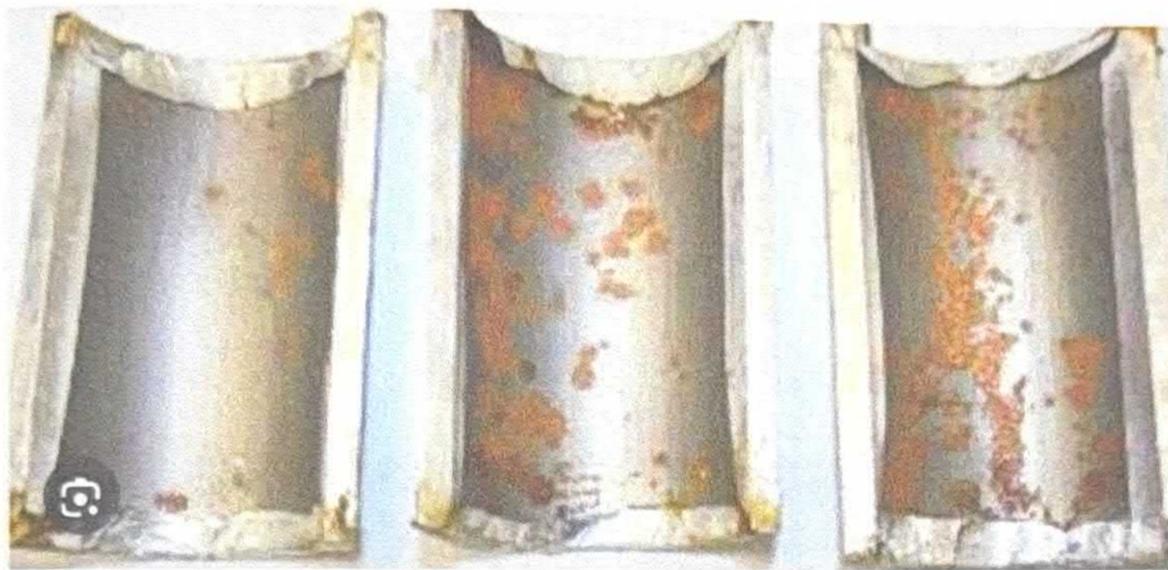


Рис.2.4. Корозійні пошкодження труб НКТ.

<https://images.app.goo.gl/9inTBdAWMkYE6zTS8>

При експлуатації УВЦН у 7,9 % випадків мала місце наскрізна корозія корпусів двигунів насосів та насоса. Загалом вихід з ладу внаслідок корозії установок ЕВН в 2000-2001 рр. склав відповідно 21 і 28% від усіх видів ускладнень.

Разом з кородуванням обладнання свердловин, корозії піддається мережа трубопроводів, що пов'язує між собою установки системи збору, підготовки нафти та води, а також ППТ [19]..

Внутрішньопромислові трубопровідні системи зазвичай складаються із із труб, виготовлених із металу звичайної якості – вуглецевих сталей. Багато ділянок трубопроводів виводяться з експлуатації та замінюються через 1 - 3 роки через високу аварійність.

Більшість зовнішніх корозійних руйнувань труб викликається електрохімічною корозією, серед них найбільш часто зустрічаються

порушення внаслідок підземної корозії, що викликається дією розчинів солей, що містяться в ґрунтах, та електрокорозії під впливом зовнішніх джерел струму, блукаючих струмів.

Джерелом блукаючих струмів є лінії електропередач, електрифіковані залізниці та підземні комунікації, що мають електрохімічний захист. Величина витоку струму з підземної споруди залежить від багатьох факторів, основним з яких є питомий опір ґрунту. Результатами досліджень умов експлуатації промислових трубопроводів було встановлено, що вони прокладені у високо та середньоагресивних ґрунтах, питомий електричний опір яких знаходиться в межах 15 - 25 Ом · м

Продовжити термін служби обладнання можна різними способами:

- впливом на довкілля з метою зниження його агресивності,
- впливом на метал з метою підвищення його корозійної стійкості;
- ізоляцією поверхні металевих виробів від агресивного середовища,
- підтримкою енергетичного стану металу, при якому його окислення

Неможливо.

Сутність електрохімічного захисту полягає в тому, що на металевій поверхні замість звичайної анодної реакції (розчинення металу) відбувається катодний процес. Це досягається підключенням об'єкта, що захищається до додаткового електрода, на якому відбувається анодна реакція.

Для спорудження електрохімічного захисту (ЕХЗ) промислових трубопроводів від корозії з 1987 року почали застосовувати засоби та установки катодного, електродренажного захисту.

На рис.2.5 показано динаміка впровадження системи ЕХЗ трубопроводів. Катодної поляризації піддаються викидні лінії свердловин, що проходять у безпосередній близькості від захищених комунікацій, шляхом монтажу електроперемичок та діодно-резисторних блоків (БДР).

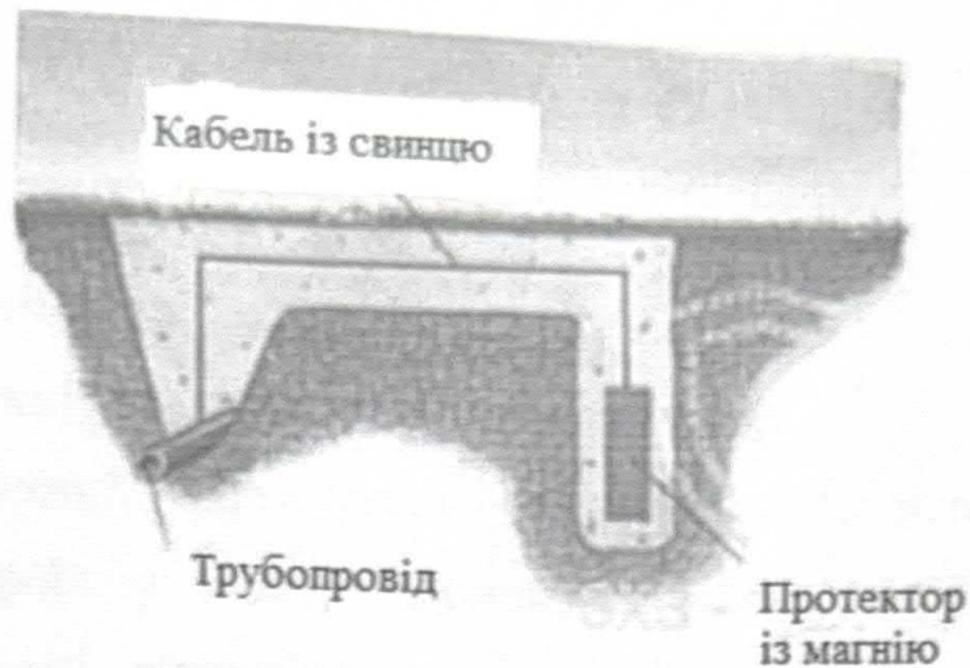


Рис. 2.5 – Протекторний захист трубопроводу від корозії.
(<https://ehz.center>)

Мета протекторного захисту: знизити потенціал основного матеріалу, тим самим забезпечуючи його запобігання корозійному руйнуванню. З цією метою до конструкції приєднується спеціальний електрод - «анод», виготовлений з активнішого металу по відношенню до основного.

В результаті такого приєднання негативний вплив корозії приймає він протекторний пристрій, за рахунок чого підвищується довговічність металевого об'єкта, з яким він з'єднаний [20-25].

Так, використовуючи магнієві протектори з правильно підібраними параметрами, можна захистити від корозійного руйнування ділянку трубопроводу з металу завдовжки 7,5 км.

Анодний захист є ефективним та універсальним методом ЕХЗ. Вона забезпечує високий рівень захисту металу від корозії, але потребує складнішого обладнання та контролю. Важливо, що вибір методу захисту газопроводу від електрохімічної корозії повинен здійснюватися з урахуванням конкретних умов експлуатації та характеристик об'єкта, що захищається.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2

1. На пізніх стадіях розробки родовищ збільшується кількість ремонтів

РОЗДІЛ 4

ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

4.1. Охорона навколишнього середовища при розробці нафтових і газових родовищ

Природоохоронна діяльність на Бориславському промислі проводилась по наступних основних напрямках:

- планування заходів по охороні навколишнього середовища і раціональному використанню природних ресурсів;
- забезпечення і дотримання природоохоронних правил і норм в ході технологічного процесу, безпосередньо пов'язаного з шкідливим впливом на довкілля;
- забезпечення правильної експлуатації очисних споруд і підтримування їх у постійному працездатному стані.

З метою надійного обліку та контролю за викидами була проведена інвентаризація всіх джерел забруднення навколишнього середовища. В результаті проведення налагоджувальних робіт на біологічній установці очистки пластових вод була випробувана ефективність її роботи. Аналізи очищення пластових вод дали позитивні результати.

У процесі освоєння Бориславського родовища передбачалися роботи, що пов'язані з прокладанням шлейфів і газопроводу підключення. в цей період, а також у період видобутку продукції, навколишнє середовище буде зазнавати впливу механізмів та продуктів їхньої діяльності. До числа основних забруднювачів навколишнього середовища відносяться:

- природний нафта, газ, газовий конденсат і продукти їхнього згорання;
- попутні промислові води;
- хімреагенти, які використовуються під час освоєння та експлуатації свердловин.

Джерелами забруднення навколишнього середовища у виробничому процесі є такі об'єкти як свердловини, шлейфи.

Не слід виключати імовірність виникнення пожеж і аварій, а тому необхідно дотримуватися правил техніки безпеки і протипожежної безпеки.

На Бориславському родовищі охорона надр повинна здійснюватись наступним чином:

- при бурінні свердловин;
- при розробці покладів.

Заходи з охорони надр при бурінні свердловини повинні забезпечити:

- ізоляцію водоносних горизонтів з питною водою від забруднених поверхневих та пластових мінералізованих вод;
- недопущення аварійного фонтанування пластовим флюїдом;
- ізоляцію випробуваних об'єктів один від одного.

Тому в проектах на буріння свердловин повинні бути передбачені технічні засоби, технології, що запобігають забрудненню надр.

Охорона надр при розробці газових покладів полягає в:

- недопущенні втрат газу і конденсату та максимальному збільшенню коефіцієнту вилучення вуглеводнів у покладі;
- застосуванні методів збереження герметичності свердловин.

Для цього необхідно проводити геофізичні дослідження з метою контролю за герметичністю свердловин.

4.2 Джерела і заходи запобігання забруднення нафтою на промислах

Охорона надр на Бориславському родовищі передбачає здійснення комплексу заходів, направлених на запобігання втрат вуглеводнів, а також супутніх корисних копалин в результаті неякісної проводки свердловин, порушення технологічних режимів видобутку вуглеводнів.

Охорона надр в процесі розробки Тимофіївського родовища передбачає систему заходів, спрямованих на повне видобування корисних копалин, запобігання забруднення і здійснення контролю за охороною надр.

Контроль за експлуатацією родовища повинен ґрунтуватися на регулярних спостереженнях, які здійснюються відповідно до правил розробки.

До числа основних відносяться:

- регулярне замірювання та врахування продукції, що видобувається (газ, конденсат, вода);

- комплекс промислово – геофізичних досліджень за контролем з просування контакту, характером зміни насиченості колектора і технічним станом стовбура свердловини;

- регулярне спостереження за міжколонним тиском і газопроявами на усті.

Рівень відбору вуглеводнів і депресія на пласт повинні вибиратися за умови забезпечення збереження скелету пласта, недопущення передчасного випадіння конденсату у приви́бійній зоні і підтягування язиків і конусів води до виду́ свердловини.

Основними умовами забезпечення охорони надр на Бориславському родовищі під час збільшення продуктивності свердловин шляхом дії на приви́бійну зону пласта розчином соляної кислоти.ю розчинами інгібіторів є:

- збереження герметичності колони, обсадних труб і цементного кільця в зацементованому інтервалі;

- недопущення руйнування продуктивного пласта в приви́бійній зоні;

- запобігання неочікувано – прискореного переміщення межі "газ-вода", «нафта – вода» внаслідок передчасного утворення конусів обводнення.

- недопущення інтенсивної корозії підземного та наземного обладнання.

Перед початком робіт весь персонал повинен пройти інструктаж по

техніці безпеки при проведенні солянокислотної обробки

Забороняється проводити інтенсифікацію в технічно-непридатних свердловинах, які розташовані поблизу контактів "газ - вода"; в свердловинах з невеликими розмежуваннями між газоносними і

водоносними пластами. Всі несправності або дефекти свердловин та обладнання повинні бути ліквідовані до початку робіт з інтенсифікації.

При роботі з соляною, плавиковою, лимонною кислотами слід мати на увазі, що пари цих кислот в повітрі навіть при концентрації 0,01 мг/л є токсичними. Тому роботи з цими кислотами дозволено проводити лише в закритій системі, слідкуючи за тим, щоб оператор був поставлений проти вітру у напрямі ємності з кислотою.

При роботі з ПАР необхідно мати на увазі, що вони хоча і мають миючі властивості, застосовувати їх для миття тіла категорично заборонено, оскільки їх розчини викликають обезжирення шкіри, покращуючи таким чином проникнення в організм токсичних речовин. При попаданні на шкіру ПАР змивається водою з милом, а епітелій змазується вазеліном.

При роботі з метанолом слід пам'ятати, що це сильнодіюча отрута, що має горючі властивості, тому при проведенні обробок забороняється застосування іскроутворюючих інструментів.

4.3. Запобігання забруднення навколишнього середовища стічними водами нафтопромислів

Бориславське родовище знаходиться в басейні річок Псьол і Грунь, де поверхневі води потребують захисту від продуктів діяльності бурових установок та технологічних процесів видобутку вуглеводнів. Крім того, поверхневі води мають сполучення з водами верхньої частини геологічного розрізу, які використовуються як питні.

Потенційними джерелами забруднення поверхневих та питних вод можуть бути:

- бурові розчини, стічні води;
- продукти досліджених свердловин (конденсат, мінералізована вода);
- хімічні речовини та реагенти до бурового розчину;
- забруднені ливневі та стічні води та ін.

Для запобігання забруднення поверхневих ґрунтових та питних вод необхідно:

- розкриття верхніх частин геологічного розрізу виконувати на екологічно чистому буровому та тампонажному розчинах і перекриття їх обсадною колоною до глибини 200 – 300 м;

- використовувати замкнуту технологію обігу бурового розчину з збиранням шламу і вивозом їх для нейтралізації та знищення;

- конденсаційні та пластові води, які видобуваються з вуглеводнями в процесі дослідження та експлуатації свердловин, закачувати у водонагнітальні свердловини;

- хімічні речовини та реагенти до бурового розчину зберігати в герметичній тарі;

- підтримувати чистоту на УКПГ, свердловинах, на буровій ділянці, своєчасно проводити зачистку та дезактивацію забруднених ділянок.

Для контролю за станом водного середовища необхідно відбирати пробу води з джерел біля свердловини 88, а також спостерігати за водою біля свердловини 72.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 4

Охорона навколишнього середовища на Бориславському родовищі – це система заходів щодо запобігання і усунення забруднень атмосфери, води і земель, тобто природного середовища. Експлуатація свердловин і обладнання неминуче супроводжується викидами в навколишнє середовище. Тому постає проблема зменшення впливу на екосистему. На Бориславському родовищі здійснюється комплекс заходів, направлених на запобігання забруднень оточуючого середовища по основним напрямкам:

- планування заходів з охорони навколишнього середовища і раціонального використання природних ресурсів;

- дотримання природоохоронних правил і норм в ході технологічного процесу, безпосередньо пов'язаного з шкідливим впливом на довкілля;
- забезпечення правильної експлуатації очисних споруд.

Технічний розрахунок

Для виконання роботи необхідно знати наступні параметри:

1. Склад рідини, що очищується. Визначити концентрації забруднювачів у рідині, яку очищується.

2. На якому етапі очищення відбувається процес.

3. Для чого дані дані потрібні (визначення ефективності очищення, проектування очисних споруд тощо).

4. Дані з таблиці 1.1 – базові дані для розрахунку ефективності очищення.

№	Назва параметра	Одиниця	Значення
1	Концентрація забруднювача в рідині, яку очищується	г/л	...
2	Концентрація забруднювача в очищеній рідині	г/л	...
3	Ефективність очищення	%	...
4	Витрата енергії на одиницю об'єму рідини	кВт·год/м³	...
5	Витрата електроенергії на одиницю об'єму рідини	кВт·год/м³	...
6	Витрата реагентів на одиницю об'єму рідини	кг/м³	...

РОЗДІЛ 5

РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ВПРОВАДЖЕННЯ
ТЕХНОЛОГІЇ5.1. Техніко-економічне обґрунтування ефективності запроектованих
технологічних і технічних рішень.

Для покращення роботи свердловин та запобігання солевідкладенням Бориславського родовища запропоновано застосовувати пристрої для електрохімічного захисту від солевідкладень.

1. Визначення додаткового видобутку нафти

Вихідні дані для проведення розрахунку економічної ефективності обробки пласта наведено в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Вихідні дані для розрахунку економічної ефективності при впровадженні заходів електрохімічного захисту від солевідкладень.

Найменування показника	Одиниця виміру	Значення показника
1. Собівартість видобутку 1 т нафти	грн.	11550
2. Ціна 1 т нафти	грн.	20000
3. Дебіт свердловини до проведення заходів	т / добу	0,9
4. Дебіт свердловини після проведення заходів	т / добу	1,3

Допущення 1. Ціни для розрахунків в розділі 5 задані керівником і є умовними.

Допущення 2. Змінні витрати встановлюються із розшифрованих статей калькуляції в розрахунку на додатковий видобуток нафти.

До змінних витрат відносяться затрати на електроенергію (плата за використану електроенергію), витрати на перекачку нафти, відрахування на геолого пошукові роботи.

Додатковий видобуток нафти після проведення робіт на свердловині визначаємо за формулою:

$$\Delta Q = Q' - Q \quad (5.1)$$

де Q' – видобуток нафти після проведення обробки, т;

Q – видобуток нафти до проведення обробки, т.

$$Q'_{\text{грп}} = Q \cdot 365 \cdot k,$$

$$Q = q \cdot 365 \cdot k,$$

де k – коефіцієнт, що враховує характер свердловини (для нафтової свердловини $k=0,5$);

q – дебіт свердловини до проведення ГРП;

$$Q = 0,9 \cdot 365 \cdot 0,5 = 164,25 \text{ (т / рік);}$$

$$Q' = 1,3 \cdot 365 \cdot 0,5 = 237,25 \text{ (т / рік);}$$

$$\Delta Q_0 = Q' - Q = 237,25 - 164,25 = 73 \text{ (т/рік).}$$

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

Витрати на проведення робіт розраховуємо за формулою:

$$B_{\text{роб}} = B_m + B_t + B_p \quad (5.2)$$

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

B_t – витрати на експлуатацію техніки та транспорту, грн.;

V_p – витрати на оплату праці робітників, грн.

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

$$B_M = k_{н.п.} \times k_{тр.} \times \sum_{i=1}^n C_{mi} \times V_{pi} \quad (5.3)$$

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

$$k_{н.п.} = 1 + \frac{H_{н.п.}}{100} \quad (5.4)$$

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

C_{mi} – ціна 1 м³ (1 т) реагенту (матеріалу), грн.;

V_{pi} – об'єм (маса) реагенту (матеріалу), м³ (т);

n – кількість видів матеріалів та реагентів для проведення процесу;

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

$k_{тр.} = 1,155$.

Згідно розрахунків кількість використуваних матеріалів на проведення обробки складає 85479 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_{ii} – 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:

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

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

λ – коефіцієнт, що враховує премії;

B – кількість робітників у ланці, чол.

C_{Ti} – часова тарифна ставка робітника бригади, що виконує роботи,

H_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%:

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

Витрати на проведення робіт на свердловині:

$$B_{роб} = 85479 + 9781,4 + 1144 = 96404,1 \text{ (грн.)}$$

Приведені витрати на підготовку додаткового видобутку нафти складають: згідно статистичних даних середня собівартість видобутку нафти складає 11550 грн., в тому числі змінні витрати – 12,82%, що складає 1480,71 грн. Тоді додаткові витрати підприємства, пов'язані із видобутком додаткової нафти, складуть:

$$\Delta B_{\text{вид}} = \Delta Q \times C_{\text{соб.}}^{\text{змін.}}$$

де $C_{\text{соб.}}^{\text{змін.}}$ - змінні витрати;

$$\Delta B_{\text{вид.}} = 492,75 \times 1480,71 = 729619,9 \text{ (грн.)}$$

5.3. Розрахунок економічного ефекту від впровадження запроєктованого рішення

Сумарний економічний ефект підприємства від проведення обробки інгібуючою гідравлічного розриву пласта визначаємо за формулою:

$$E_{\text{сум.}} = [\Delta Q \times C_n - (B_{\text{роб}} + \Delta B_{\text{вид.}})] \times \left(1 - \frac{C_{\text{тпр}}}{100}\right) \quad (5.6)$$

де: C_n – відпускна ціна нафти, грн. / т;

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

$$E_{\text{сум.}} = (73 \cdot 20000 - (96404,1 + 729619,9)) \cdot (1 - 0,21) = 959759 \text{ грн}$$

Враховуючи імовірнісний характер проведених розрахунків, прогнозоване значення економічного ефекту визначають:

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

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

$$E_{\text{пр.}} = 959759 \cdot 0,38 = 364708 \text{ грн}$$

ВИСНОВОК ДО РОЗДІЛУ 5

На св.№1573 Бориславського родовища запропоновано застосовувати технології електрохімічного захисту від солевідкладення. Ці заходи є ефективними. З проведених вище розрахунків можна зробити висновок, що проведення заходів є доцільнішим, оскільки впровадження даного заходу дозволить підприємству отримати економічний ефект в розмірі 364708 грн

Таблиця 5.3 - Розрахунок економічного ефекту

Найменування показника	Позначення	Одиниця виміру	Величина показника
1. Відпускна ціна нафти підприємства	Ц _н	грн/т	20000
2. Собівартість видобутку	С _{соб}	грн/т	11550
в тому числі:			
питомі умовно-змінні витрати	С _{соб} ^{змін}	грн/т	1480,71
3. Дебіт свердловини до проведення обробки	q	т/добу	0,9
4. Дебіт свердловини після проведення обробки	q _п	т/добу	1,3
5. Додатковий видобуток нафти після проведення робіт	ΔQ	т/рік	73
6. Витрати на проведення робіт з обробки	$V_{роб} = V_m + V_t + V_p$	тис. грн.	96,404
в тому числі:			
витрати на придбання матеріалів	V _м	тис. грн.	85,479
витрати на експлуатацію техніки та транспорту	V _т	тис. грн.	9,781

витрати на оплату праці робітників	V_p	тис. грн.	1,144
7. Прогнозований економічний ефект підприємства	$E_{пр} = E_{сум} \cdot a$	тис. грн.	364,708 грн

ВИСНОВКИ

1. Встановлено, що основною причиною солевідкладень є висока обводненість продукції свердловини, а також причини, пов'язані з параметрами рідини, що видобувається (пластової) як такої — наявність у ній розчинених і нерозчинених природних мінералів.
2. Удосконалено спосіб захисту від корозії та солевідкладень внутрішньосвердловинного обладнання, що заснований на технології електрохімічного захисту. Після проведених випробувань на родовищах встановлено, що конструкція пристроїв з використанням магнієвого електрода (анода), забезпечує зниження реологічних властивостей продукту внаслідок розгазування води, емульгованої в нафті, та зниження його поверхневого натягу.
3. Пластові води Бориславського родовища характеризуються високою мінералізацією. Тобто відносяться до розсолів, крім води стрийського покладу. Мражниці Попельсько – Бориславського блоку Насуву, яка відноситься до солоних. Випадання солей кальцію спостерігається при підвищеній температурі (вище 60 °С) в умовах розгазування та низьких вибієних тисків, що безпосередньо пов'язане з наявністю розчиненого вуглекислого газу у воді, за даними досліджень на св.24 і 28.
4. Встановлено, що тривалість міжремонтного періоду після обробки МРП становив у середньому 343 доби. У результаті застосування технології 3,4 рази збільшується міжремонтний період на свердловині №24. За результатами промислових досліджень відзначено збільшення дебіту по нафті на всіх досліджуваних об'єктах. Причому обробка рідини, хімічними реагентами не проводилась.
5. На Бориславському родовищі здійснюється комплекс заходів, направлених на запобігання забруднень оточуючого середовища за основними напрямками планування заходів з охорони навколишнього середовища і раціонального використання природних ресурсів;

6. На св.№1573 Бориславського родовища запропоновано застосовувати технологію електрохімічного захисту від солевідкладень. Ці заходи є ефективними. З проведених вище розрахунків можна зробити висновок, що проведення заходів є доцільнішим, оскільки впровадження даного заходу дозволить підприємству отримати економічний ефект в розмірі 364708 грн

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Акульшин О.І., Акульшин О.О., Бойко В.С., Дорошенко В.М., Зарубін Ю.О. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу: Навчальний посібник. – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 434 с.
2. Атлас родовищ нафти і газу України // гол. ред. М. М. Іванюта. – Львів: Центр Європи, 1998. – Т. II. – 924 с.
3. Атлас родовищ нафти і газу України // гол. ред. М. М. Іванюта. – Львів: Центр Європи, 1999. – Т. VI. – 223 с.
4. Атлас родовищ нафти і газу України: в 6 т. / гол. ред. М. М. Іванюта. – Львів: «Центр Європи», 1998.
5. Бойко В.С, Бойко Р.В. Підземна гідрогазодинаміка: Підручник. - Львів: Апріорі, 2005. - 452 с.
6. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. - К.: Реал-Принт, 2004. - 695 с.
7. Витвицький Я.С. Економічна оцінка гірничого капіталу нафтогазових компаній // Наукова монографія. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2007. – 431 с.
8. Витвицький Я.С. Економічна оцінка гірничого капіталу нафтогазових компаній // Наукова монографія. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2007. – 431 с.
9. Вуль М.А. Сучасний стан ресурсної бази вуглеводнів у нафтогазоносних регіонах України / М.А. Вуль, В.М. Гаврилко, Б.М. Полухтович // Газ і нафта. – 2006. – №11. – С. 32-36.
10. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. д-рів техн. наук В.С.Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с. 20.
11. Дорошенко В.М. До проблеми експлуатації "нерентабельних" свердловин / В.М. Дорошенко, М.П. Гнип, В.Й. Прокопів // Проблеми нафтогазової промисловості: зб. наук. праць. - К.: ДП «Науканафтогаз», – 2009. – С. 125-129.

12. Дорошенко В.М. Напрямки вирішення проблеми розробки виснажених родовищ нафти і газу / В.М. Дорошенко, Д.О. Єгер, Ю.О. Зарубін, РМ. Кондрат // Розвідка та розробка нафтових та газових родовищ. – 2007. – № 4. – С. 108-110.
13. Дорошенко В.М., Зарубін Ю.О., Гришаненко В.П., Прокопів В.Й., Швидкий О.А. // Основні напрями вдосконалення систем розробки родовищ та потенціал нарощування видобутку нафти в Україні / Нафтогазова галузь України. – 2013. – №2. – С. 27-30.
14. Дорошенко В.М., Прокопів В.Й., Рудий М.І., Щербій Р.Б. Щодо впровадження полімерного заводнення на нафтових родовищах України // Нафтова і газова промисловість. – 2013. – №3. – С.29-32.
15. Євдощук М. І. Стан та перспективи формування ресурсної бази нафтогазовидобутку в Україні. / М. І. Євдощук // Науково-популярний журнал «Колега». – 2011. – № 1. – С. 14-18.
16. 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.
17. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти / М.: Наука. 2000. С. 414.
18. Іванишин В.С. Нафтогазпромислова геологія. - Львів, 2003.- 643с.
19. Іванченко І.М. Резерви видобування нафти за рахунок низькодебітних свердловин у західному регіоні України // Науковий вісник ІФНТУНГ №4(30). – 2011. – С. 51-54.
20. Коцкулич Я.С., Кочкодан Я.М. Буріння нафтових і газових свердловин. – Коломия: Вік, 1999. – 497 с.
21. Лукін О.Є. Вуглеводневий потенціал надр України та основні напрями його освоєння [Текст] / О.Є. Лукін // Вісник Національної Академії Наук України. – 2008. – №4. – С. 56-67.