

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

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему «Застосування інноваційних технологій для підвищення продуктивності свердловини в умовах парафінонасичених пластів.»

Пояснювальна записка

Керівник
д.т.н. професор Бухкало С.І.
посада, наук, ступінь, ПІБ

С.І.м

підпис, дата,

Виконавець роботи

Струц М.М
студент, ПІБ

група 602МВ

М.Струц

підпис, дата

Консультант за 1 розділом
доц. к.т.н. Рубель В.П.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом
доц. к.т.н. Петруняк М.В.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом
доц. к.т.н. Михайловська О.В.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом
доц. к.т.н. Дмитренко В.І.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 24.01.2025р.

Полтава, 2025

Навчально-науковий інститут нафти і газу

Кафедра нафтогазової інженерії та технологій

Освітньо-кваліфікаційний рівень: Магістр

Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології

(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри НГІТ

“ ” _____ 20__ року

ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Струцу Максиму Миколайовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «Застосування інноваційних технологій для підвищення продуктивності свердловини в умовах парафінонасичених пластів.»

Керівник роботи д.т.н. професор Бухкало С.І.

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

затверджені наказом закладу вищої освіти від “ ” _____ 2024 року № _____

2. Строк подання студентом роботи _____ 20__ року

3. Вихідні дані до 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.



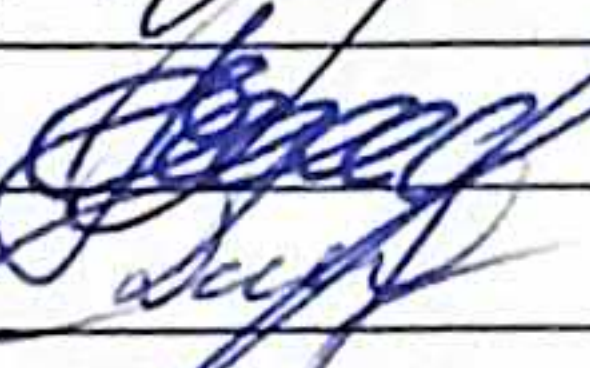
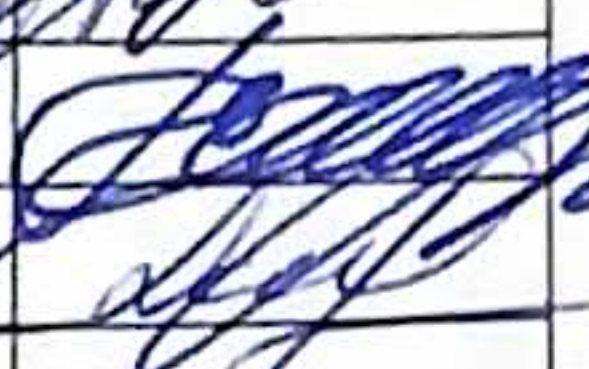
2. Експериментальна частина.

3. Теоретична частина (Аналітика. Моделювання).

4. Впровадження результатів досліджень Висновки по проекту.

5. Перелік графічного матеріалу

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1.			
2.	Михайлова О.В.		
3.	Довгальчук В.І.		
4.			

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1.	Інформаційно-оглядова частина	14.10-20.10
2.	Експериментальна частина	21.10-03.11
3.	Теоретична частина (Аналітика. Статистика. Моделювання)	04.11-17.11
4.	Впровадження результатів досліджень	18.11-01.12
5.	Оформлення та узгодження роботи	02.12-15.12
6.	Попередні захисти робіт	16.12-28.12
7.	Захист магістерської роботи	

Студент


(підпис)

Струц М.М.
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи


(підпис)

Бухкало С.І.
(прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

Вступ

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ МЕТОДІВ БОРОТЬБИ З ПАРАФІНОМ

- 1.1 Механічні, термічні, хімічні та комбіновані методи
- 1.2 Оцінка ефективності кожного методу, їхні переваги та недоліки
- 1.3 Аналіз сучасних трендів у сфері боротьби з парафіном.
- 1.4 Висновки до розділу 1

РОЗДІЛ 2. ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ПРОЦЕСУ ПАРАФІНОУТВОРЕННЯ

- 2.1 Фізико-хімічні властивості парафіну та його вплив на проникність порід.
- 2.2 Фактори, що впливають на процес парафіноутворення.
- 2.3 Методики експериментальних досліджень розчинників та інгібіторів парафіновідкладень
- 2.4 Висновки до розділу 2

РОЗДІЛ 3. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОДОВИЩА

- 3.1 Геолого-промислова характеристика родовища
- 3.2 Аналіз розробки родовища та фонду свердловин
- 3.3 Аналіз фонду свердловин
- 3.4 Висновки до розділу 3

РОЗДІЛ 4. ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕННЯ

- 4.1 Порівняння ефективності різних методів боротьби з парафіном.
- 4.2 Обґрунтування вибору найбільш ефективних методів для конкретних умов
- 4.3 Розрахунок економічних показників (термін окупності, прибутковість) для запропонованих технологій
- 4.4 Висновки до розділу 4

ЗАГЛЬНІ ВИСНОВКИ

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

ВСТУП

Актуальність теми.

Для обґрунтування необхідності дії на привибійну зону свердловин необхідно здійснити дослідження. Після проведення досліджень на їх основі здійснюється: побудова індикаторних характеристик свердловин; побудова кривої відновлення тиску свердловин.

Враховуючи дані дослідження визначають відношення коефіцієнтів продуктивності привибійної зони до віддаленої від свердловини зони пласта-параметра (ВП) і радіус зниження проникності R_3 в привибійній зоні. Маючи такі дані, можна зробити надійний висновок про ефективність обробки привибійної зони (ОПЗ) пласта. Вважається, що в свердловинах з сильним пониженням проникності в привибійній зоні і малих R_3 можна одержати значне збільшення дебіту, застосовуючи методи з невеликим радіусом впливу, наприклад, кислотні обробки, теплові обробки. Навпаки в свердловинах з невеликим зниженням проникності в привибійній зоні великих R_3 добре застосовувати великооб'ємні обробки міцелярними розчинами (МР), а також кислотні і звичайні розриви пласта. У свердловинах з низькопроникними колекторами ($k_0 < 0.05$ мкм²) незалежно від рівня зниження продуктивності, а також у всіх випадках, якщо застосовані раніше методи ОПЗ були неефективні, корисний гідророзрив пласта.

Якщо гідродинамічні дослідження в свердловинах не проводилися, але потрібно зробити висновок про застосування методів інтенсифікації припливу в ній, тоді використовують такі окремі ознаки доцільності ОПЗ: дебіт свердловини менший від очікуваного; коефіцієнт продуктивності менший, ніж у сусідніх свердловинах; питомий коефіцієнт продуктивності (який визначається діленням його на перфоровану товщину пласта) менший, ніж у сусідніх свердловинах; продукує або приймає невелика (<50 %) частина перфорованої товщини пласта.

Мета роботи.

Застосування інноваційних технологій при декольматації (кольматація «colmatage» - засмічення) привибійної зони пласта для видалення асфальто-смолистих та парафінових відкладів (АСПВ) з метою підвищення нафтовіддачі свердловин. Основною ціллю являється розширення порового об'єму, із якого гарячими розчинниками видаляються асфальто-смолисті і парафінові відклади, за рахунок його деблокування при тепловій дії.

Результати які очікуються при виконанні роботи.

1. Проведення технічних і технологічних розрахунків для здійснення процесу депарафінації пласта, який полягає в нагнітанні вказаного розчину в зону відкладень та створення умов для проведення динамічної ванни.
2. Використання термохімічних технологій впливу дозволяє видаляти (пом'якшувати, диспергувати, розчиняти) з поверхні вибою і порового простору пласта асфальтосмолопарафіністі речовини, що відкладаються в процесі фільтрації нафти, збільшувати хімічну активність кислоти у відношенні забруднень, що зменшують фільтрацію пластової рідини (глиниста та цементна кірка, продукти корозії та інші), та у відношенні компонентів породи пласта, що сприяє їх інтенсивному розчиненню в зоні дії активної теплової зони.
3. Після проведення методу інтенсифікації в свердловині, розрахувати доцільність і економічний ефект.

Об'єкт дослідження.

Об'єктом дослідження є експлуатаційна свердловина №103 Решетняківського родовища, яка була введена в експлуатацію в листопаді 2000 року.

Конструкція свердловини: кондуктор $\varnothing 324$ мм – 0-500 м – зацементований до гирла; експлуатаційна колона $\varnothing 168 \times 245$ мм – 0-498,5 м – не цементована; фактична глибина свердловини – 506,5 м. В інтервалі 504,42-500,82 м стоїть пакер і протипісочний фільтр $\varnothing 263$ мм і довжиною 3,6 м. Свердловина була пущена в експлуатацію глибинонасосним способом з початковим дебітом 1,7т/добу.

Фільтр свердловинний ФС1-245 призначений для фільтрації нафто - конденсатної рідини із продуктивного пласта свердловини, розміщується і герметизується своєю верхньою частиною в муфті башмака попередньої колони діаметром 324 мм на заздалегідь встановленому там кільцевому сталевому упорі з прохідним діаметром 285 мм. Відбір проектних дебітів забезпечується глибинонасосним способом експлуатації.

Предмет дослідження.

Нафтовий парафін - це піскоподібна речовина білого кольору кристалічної будови, з молекулярною масою 300-450, у розплавленому стані має малу в'язкість. З нафти парафін виділяється у вигляді дрібних тонких кристалів, а з нафтових дистилатів та дистилатних рафінат селективної очистки - у вигляді великих кристалів. При швидкому охолодженні виділяються кристали дрібніше, ніж при повільному. Хімічна формула: суміш граничних вуглеводнів (алканів) складу від $C_{18}H_{38}$ до $C_{35}H_{72}$.

Парафін (нім. Paraffin, від лат. parum - мало та athnis - споріднений; названий так через нейтральність до більшості хімічних реагентів) інертний до більшості хімічних реагентів. Він окислюється азотною кислотою, киснем повітря (при 140 °C) та деякими іншими окислювачами з утворенням різних жирних кислот, аналогічних жирних кислот, що містяться в жирах рослинного та тваринного походження.

Парафін нафтовий твердий - мікс граничних вуглеводнів. Твердий нафтовий парафін - це композиція алканів, відомих як граничні вуглеводні, що мають здебільшого нормальну будову. Їх склад варіюється від октадекану ($C_{18}H_{38}$) до пентатріоконтану ($C_{35}H_{72}$).

Парафін нафтовий твердий до багатьох реагентів є інертним. Його здатні окислювати лише деякі сполуки, наприклад азотна кислота. При нагріванні понад 90 °C він викидає продукти розкладання та леткі фракції у повітря, які при 130-150° схильні до самозаймання.

Хімічна депарафінізація привибійної зони пласта та нафтопромислового обладнання проводяться для відновлення прохідності НКТ, оптимізації роботи насосів, очищення трубопроводів від асфальтосмолопарафіністих відкладів (АСПВ).

Наукова новизна отриманих результатів.

- При виборі складу розчинника треба виходити з розрахунку, щоб останній здійснював розчиняючу дію або на парафінову, або на асфальто-смолисту частину відкладів.
- Для вибору складу розчинника були проведені лабораторні дослідження по методу стержнів, направлених на визначення розчинності парафіну і бітуму в чистих розчинниках і їх сумішах.

Апробація роботи.

Базова рецептура розчинника (кількість реагентів які закачуються в свердловину) запропонована на основі лабораторних дослідів, де було знайдено ефективну і нову рецептуру для боротьби з АСПВ. Дослідні роботи, які були проведені мною, в лабораторії НГВУ «Полтаванафтогаз», під час виробничої практики, показали, що суміш являється ефективним розчинником асфальто-смолистих і парафінових відкладів.

Структура й обсяг магістерської роботи.

Магістерська робота складається із вступу, чотирьох розділів, висновків до кожного розділу а загального висновку, списку використаної літератури, який містить 60 найменування, додатків. Основна частина магістерської роботи викладена на 115 сторінках комп'ютерного набору і містить 13 рисунків, 17 таблиць. Повний обсяг магістерської роботи становить 118 сторінок.

РОЗДІЛ 1.

АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ МЕТОДІВ БОРОТЬБИ З ПАРАФІНОМ

1.1. Механічні , термічні , хімічні та комбіновані методи

Нафта – основне джерело енергії в усьому світі. Вона представляє собою суміш тисячі індивідуальних речовин, більшою частиною яких є геотермальні органічні сполуки, переважно сірчані, азотні та кисневі, а також різного роду вуглеводні, що розділяють на асфальтени, смоли й парафіни. Сира нафта містить чисельну кількість парафінів в діапазоні 3-44%, що кристалізуються та являються причиною підвищення в'язкості нафти і більш високих значень температури їх застигання. Підвищення вище наведених показників призводять до падіння тиску, гелеутворення, зниження текучості і більш високої вартості перекачування нафти. Основною метою є зрозуміти механізм формування, фактори та причини що сприяють виникненню і стабілізації кристалів парафіну на стінках НКТ задля мінімізації їх утворення та покращенню економічного та екологічного розвитку нафтогазової промисловості.[8]

Методи, які застосовуються для боротьби з парафіном, за технологічною ознакою можна поділити на декілька основних груп:

- механічне очищення (видалення) АСПВ зі стінок труб за допомогою скребків (стаціонарних або рухомих) рисунок 1.1;
- теплова дія (закачування гарячої нафти, води, пари, застосування електронагрівачів, прогрівання вибою свердловини газовими або рідинними пальниками, теплова обробка привибійної зони та інше);
- хімічна дія (застосування розчинників, ПАР, розріджувачів-пластифікаторів, інгібіторів парафіновідкладення, змотувачів та інгібіторів детергуючої, диспергуючої та депресорної дії та інше).
- крім згаданих методів застосовують також магнітні депарафінізатори (магнітний спосіб запобігання утворенню АСПВ);

- також можна запобігти відкладенню парафіну шляхом нанесення різного покриття на НКТ (наприклад, лакофарбових матеріалів (лак бакелітовий, епоксидний, бакеліто-епоксидний модифікований), а також скло та склоемалі, використання магнітних депарафінізаторів.

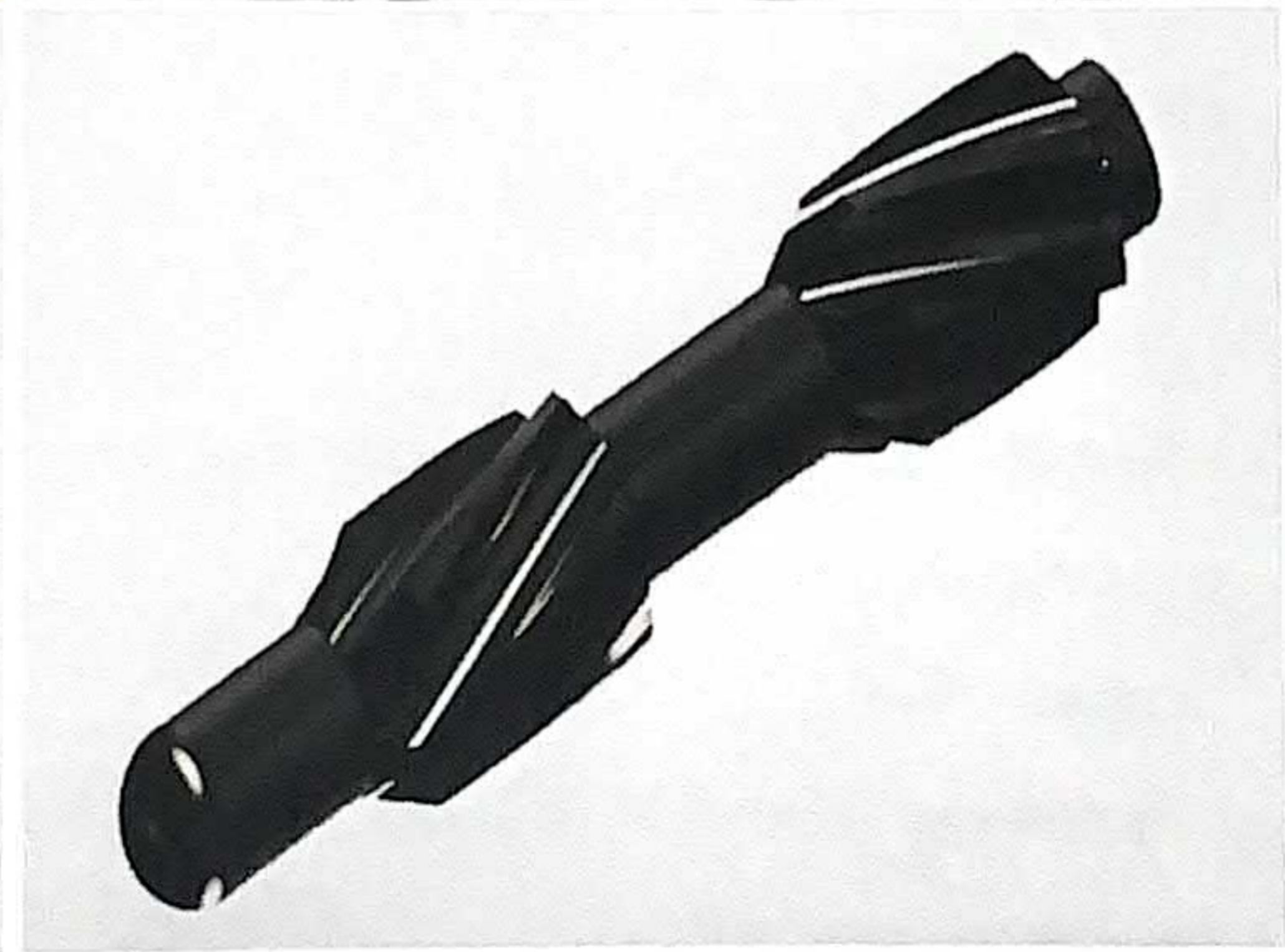
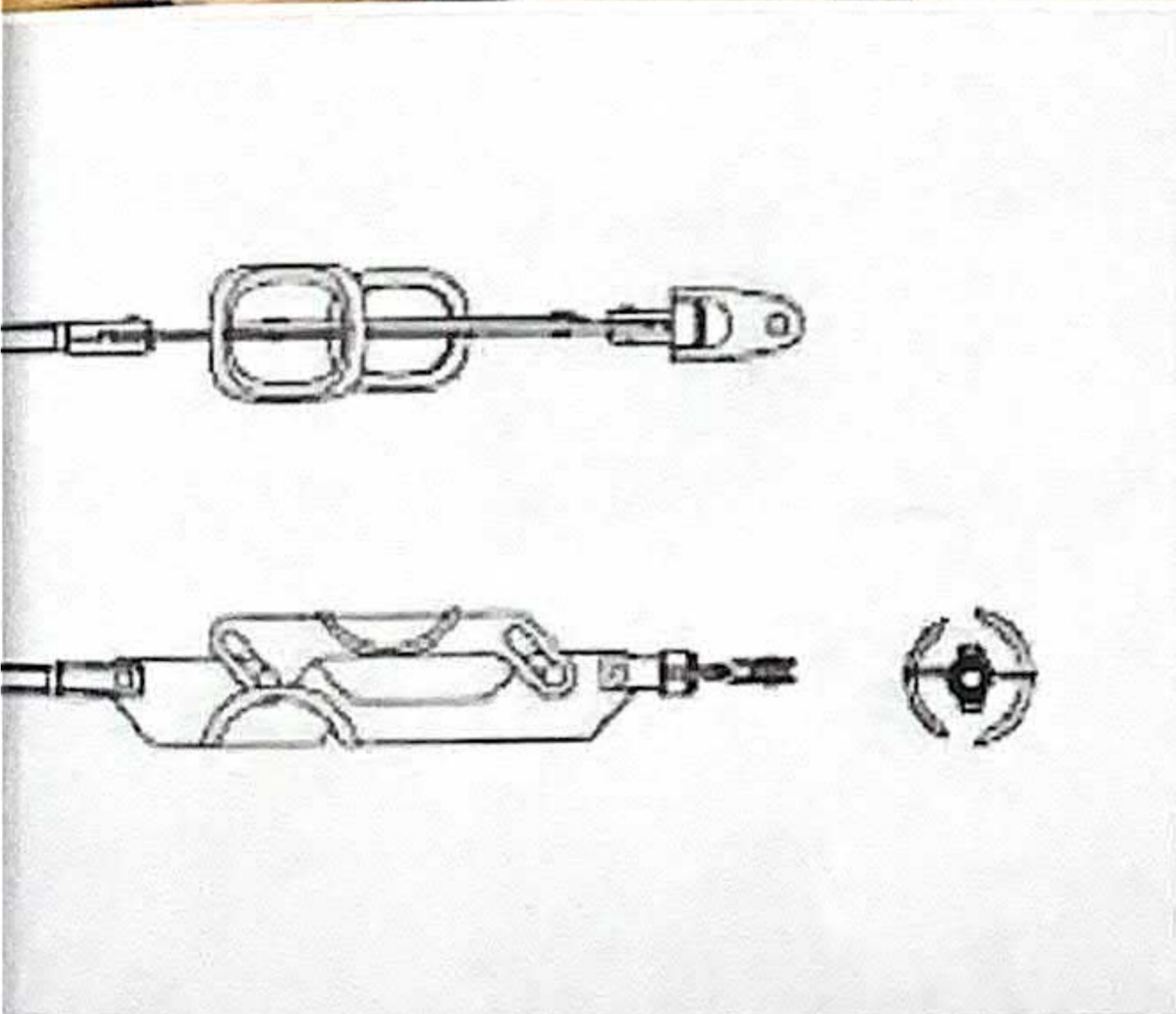
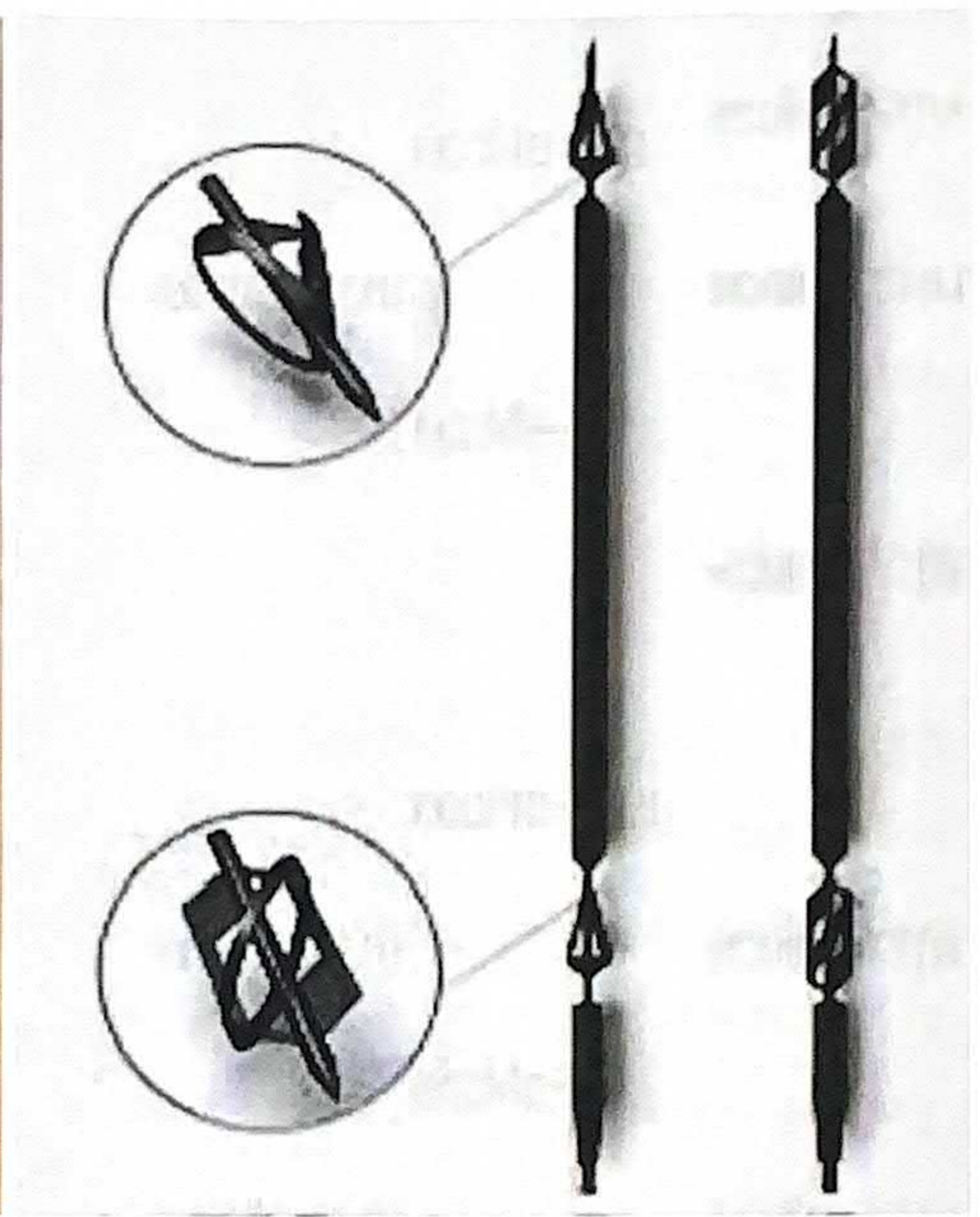


Рисунок 1.1 – Шкребки які очищають від парафіну НКТ.

1.2 Оцінка ефективності кожного методу , їхні переваги та недоліки

Механічні методи , це використання різних за формою та конструкцією скребків, що спускаються в підйомник або на дроті за допомогою спеціальних автоматизованих лебідок, які встановлюють на гирлі свердловини, або так званих автоматичних літаючих скребків. Конструктивно скребок влаштований таким чином, що при спуску напівкруглі за формою пластинчасті ножі складені шкребок вільно спускається в НКТ. При підйомі ножі розкриваються, їх діаметр стає рівним внутрішньому діаметру НКТ і вони зрізують парафін, що відклався, який потоком продукції виноситься за межі гирла свердловини. Шкребки опускають і піднімають на дроті (тросі) за допомогою автоматичного депарафінаційного устаткування (наприклад, типів АДУ-3 і УДС-1 або їх модифікацій). [11]

Автоматичні літаючі шкребки піднімаються під дією напору газонафтового потоку, а опускаються у свердловину під дією власної ваги. При тангово-насосній експлуатації свердловин шкребки прикріплюють до колони танг. Викидні трубопроводи періодично очищують від парафіну за допомогою гумових куль (торпед), які рухаються під дією напору потоку рідини. [3]

Теплові (термічні) методи , це прогрів колони НКТ перегрітою парою, що закачується у свердловину за допомогою спеціальної паропересувної установки, з метою розплавлення і видалення з неї асфальтенів , смол , парафінів рис.1.2,1.3,1.4.(труби НКТ з АСПВ).Також теплові методи застосовують для зменшення в'язкості нафти. Така технологія називається паропаруванням НКТ. Серед інших методів: прокачування гарячої нафти; використання спеціальних нагріваючих кабелів, що спускаються всередину НКТ. При подачі на кабель напруги він розігрівається, а парафін, що відклався, розплавляється і виноситься потоком продукції за межі гирла. [39]

При застосуванні теплового методу ліквідації відкладів парафіну (рис. 1.5) проводять періодичне закачування в затрубний простір свердловини гарячої води (газоконденсату), перегрітої водяної пари або пароповітряної суміші.



Рисунок 1.2 Парафінові відкладення в НКТ.



Рисунок 1.3 Асфальтопарафінові (АСПВ) відкладення в НКТ.



Рисунок 1.4 Асфальтопарафінові (АСПВ) відкладення в НКТ.

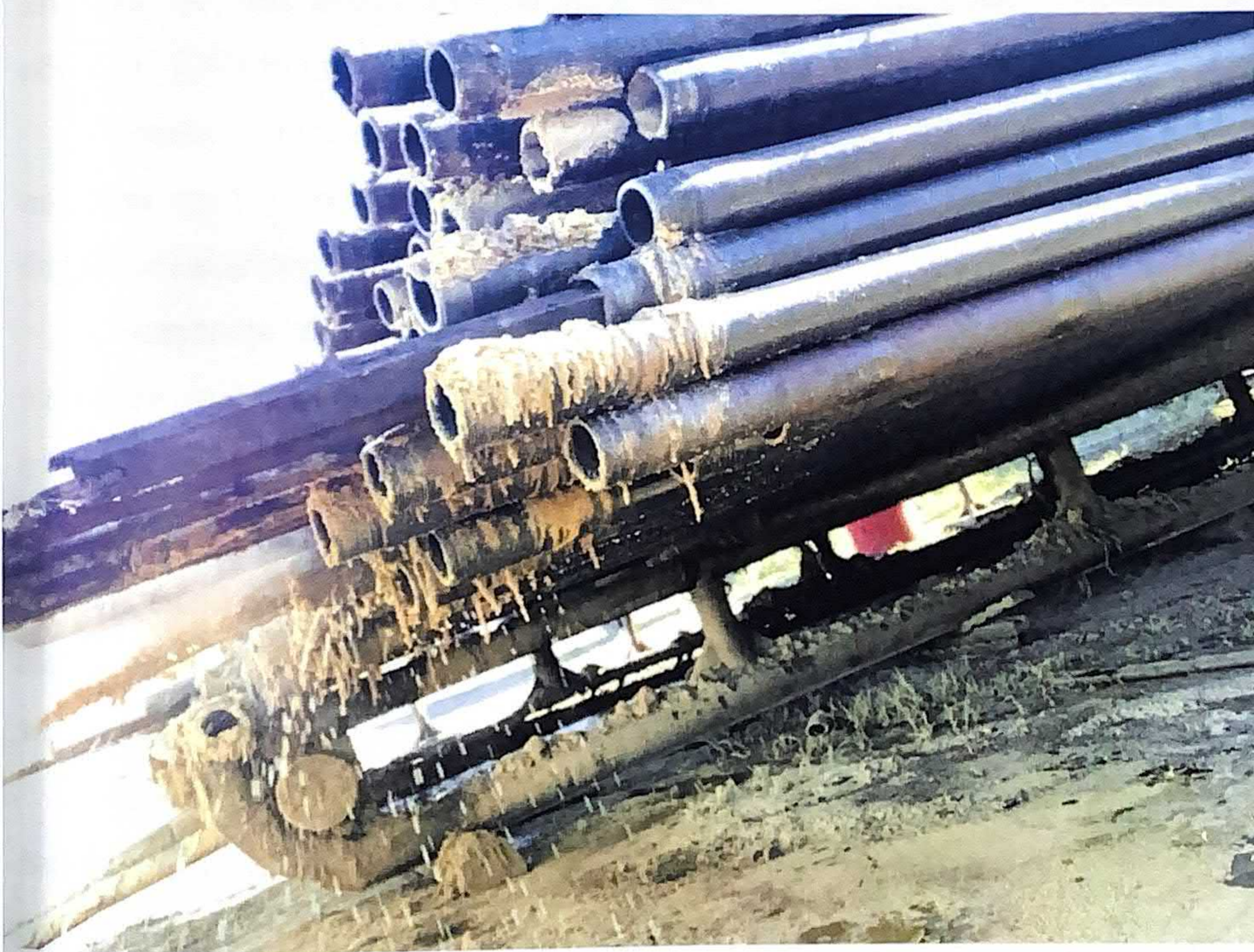


Рисунок 1.5 НКТ очищені гарячою парою.

При підвищенні температури парафін розтоплюється і видаляється разом із закачуваною і видобувною нафтою з НКТ та з викидного трубопроводу рисунок 1.5.

Для одержання водяної пари застосовують пересувні парові установки, наприклад, типу ППУА-1200/100, які змонтовані на шасі автомобіля КраЗ і призначені для депарафінізації НКТ у свердловинах та викидних ліній. Для нагрівання нафти застосовують, наприклад, агрегат 1АДП-4-150, який забезпечує витрату 8,2 – 14,5 м³/год при температурі 150—110 °С і тиску 20 — 16 МПа. Його можна використовувати також для депарафінізації трубопроводів, трапів (сепараторів), мірників тощо.[31]

Хімічні методи , це використання різних розчинників парафінових відкладень, що закачуються у свердловину , які запобігають кристалізації парафіну в НКТ та їх закупорці. Для цього застосовують інгібітори парафіновідкладень на базі водорозчинних і нафто розчинних ПАР. До хімічних методів відносять: глинокислотну , піно кислотну , азотокислотну обробки , СКО та інші її різновиди.

Процес відкладання парафіну має адсорбційний характер. Тому захисні покриття труб гідрофільними полімерними матеріалами є ефективним методом боротьби з відкладаннями парафіну.[7]

Заслуговує значної уваги метод запобігання та боротьби з відкладеннями парафінів покриттям внутрішніх поверхонь НКТ і викидних труб лаками, емалями, склом та іншими матеріалами. Цей метод є профілактичним заходом, спрямованим на запобігання утворенню АСПВ на поверхні обладнання. Практика свідчить, що парафін випадає на покритій склом або лаком поверхні в обмеженій кількості, слабо утримується на ній і легко змивається потоком нафти. Це пояснюється невеликими силами зчеплення між частинками парафіну і гладкою поверхнею покриття, поганою змочуваністю поверхні покриття нафтою та діелектричними властивостями покриттів (завдяки чому частинки парафіну, що володіють електричним зарядом, не можуть взаємодіяти з металом труб).

Так як кожен метод має свої переваги та недоліки, то важливо зауважити, що вибір методів та реагентів для боротьби з парафіновідкладеннями повинен бути індивідуальним для кожного родовища, а навіть і окремих свердловин на родовищі, після вивчення умов відкладання парафінів.

Оскільки дія на парафіновідкладення хімічними реагентами значно дешевша і технологічніша, ніж механічна очистка й очистка теплом, розглядається саме дія хімічних реагентів на АСПВ (асфальтени-смоло-парафінові відклади).

Особливий підхід повинен бути при виборі реагентів і технологій для очистки порового простору у привибійній зоні від АСПВ. Необхідно враховувати той факт, що процес випадання АСПВ у пласті незворотний.[10]

Практичні дані багатьох родовищ свідчать, що найбільш ефективними методами боротьби з парафіновідкладеннями є паротеплова обробка та застосування електронагрівачів на вибої, гирлі та шлейфі. Внаслідок відбору рідини у свердловини, створюється динамічний рівень, який, зменшуючи вибійний тиск, призводить до утворення газової фази і випадіння парафіну із нафти в нижніх ділянках НКТ. Відкладання парафіну на підземному обладнанні створює ряд проблем. Під дією технологічної рідини, яку закачують в затрубний простір при проведенні депарафінізації обладнання свердловин, парафін може "відмиватися" з місць свого початкового положення і осідати під дією власної ваги або переміщатися у напрямку потоку закачуваної рідини.

Механічне очищення НКТ за допомогою шкребків, теж спричиняє випадіння парафіну на нижніх ділянках труб. Таким чином, в одній і тій же свердловині можливе утворення парафіну в декількох зонах і на різній глибині. Причому вказати зони і інтервали відкладень можна тільки після проведення спеціальних промислово-дослідницьких робіт для кожної свердловини окремо.

Впродовж експлуатації нафтових свердловин робочі тиски можуть знижуватися, що стає причиною зупинки свердловини через відкладення парафіну. Наприклад: якщо робочий тиск свердловини становить 2,45 МПа, а тиск на вході в УКПН 1,96 МПа, але в процесі експлуатації свердловини тиск на вході періодично знижується до 1,0 МПа в зв'язку з відкладанням парафіну,

що, відповідно, впливає на дебіт. Тому потрібно періодично проводити заходи для боротьби з парафіновідкладенням.

В даний час для боротьби з відкладеннями парафіну на нафтових свердловинах проводять періодичне закачування в затрубний простір гарячої нафти. Щоб досягнути бажаного результату від теплового методу необхідно закачувати значну кількість нафти.

Для боротьби з парафіновідкладенням на нафтові свердловини закачується близько 10 м³ гарячої нафти, оскільки з практичного досвіду відомо, що парафін відкладається на свердловинах переважно на глибині близько 200-700 м від гирла, отже даного об'єму достатньо для прогрівання ліфтових труб. Рекомендується також у нафтові свердловини періодично закачувати інгібітор парафіноутворення, наприклад аспірол. Також вагомий вплив на швидкість і об'єми відкладення парафіну має характеристика нафти.

Отже, всі вище вказані чинники впливають на період стабільної роботи нафтових свердловин. Як бачимо, застосування теплового методу є короткочасним. [40]

1.3 Аналіз сучасних трендів у сфері боротьби з парафіном

Відкладення парафіну на стінках НКТ гирлової арматури призводить до зниження продуктивності свердловини. Унаслідок парафінізації внутрішніх стінок труб зменшується їх внутрішній перетин. Запарафінювання поверхневих комунікацій призводить до подорожчання внутрішньопромислового перекачування нафти. Боротьба з відкладеннями парафіну ведеться таким чином:

- механічний спосіб, коли парафін зі стінок труб періодично видаляється спеціальними скребками й виноситься струменем на поверхню. У свердловину, обладнану ЕЦН, скребки опускають на дроті в НКТ. У свердловинах, обладнаних ШГН, застосовують безперервне очищення труб скребками, що встановлюються на штангах;

- застосування НКТ з гладкою внутрішньою поверхнею (покриття внутрішньої поверхні емаллями, лаками, склом);

- тепловий спосіб, коли свердловина промивається парами або гарячою нафтою (закачування в затрубний простір, у цьому випадку парафін розплавляється й виноситься потоком зі свердловини по НКТ). Для отримання водяної пари використовують пересувну парову установку (ППУ), для нагрітої нафти – агрегат депарафінізації пересувний АДН;

- хімічний спосіб передбачає впорскування в потік пластової рідини інгібіторів, які запобігають кристалізації парафіну в НКТ та їх закупорці, – інгібітор ХТ-48;

- закачка ПАР (водорозчинні і нафторозчинні поверхнево-активні речовини);

- закачка розчинників (бензин, толуол, гас);

- фізичний спосіб – застосування магнітного поля (збільшує число центрів кристалізації в потоці й запобігає відкладенню парафіну).[17]

1.4 Висновки до розділу 1

Боротьба з АСПВ у процесах видобування ведеться у двох напрямках: профілактика (або запобігання) відкладів; видалення вже сформованих відкладів. Негативні наслідки утворення АСПВ, а також труднощі, що виникають під час їх видалення чи запобігання, пов'язані із специфічними реологічними, структурно-механічними, хімічними і колоїдно-хімічними властивостями АСПВ.

Існують також різні способи очищення колони підйомних труб від АСПВ. До них відносяться механічні методи очищення піднятих із свердловини НКТ, теплові, хімічні та фізичні, а також комплексні методи.

На окремих родовищах як експериментальні застосовують методи, що базуються на вібрації та дії магнітних полів. Недоліком магнітних пристроїв є те, що вони можуть запобігати АСПВ, але не здатні очищувати труби та обладнання від них.

Теплові методи боротьби з АСПВ базуються на властивостях парафіну розріджуватися за температури понад 50°C і після стікання з нагрітої поверхні звільняти її.

Використання електричної енергії для видалення парафіну має давню історію, коли на промислах на НКТ подавався електричний струм напругою 2000-6000 В. Із розвитком електродепарафінізації були розроблені індукційні нагрівачі, електроживлення яких здійснюється кабелем. Це забезпечує більш високу надійність і безпеку конструкції.

За останні роки промисловість освоїла виробництво установки для електропрогрівання свердловин типу УЕС-1500, яка забезпечує опускання у свердловину на кабель-канаті на глибину до 1500 м електричної печі потужністю до 50 кВт. Подальшим розвитком цього напрямку є опускання нагрівачів усередину НКТ безпосередньо в інтервали відкладення парафіну.

Попри переваги електричного способу видалення парафінових відкладів він одержав обмежене використання через ненадійність серійних конструкцій обладнання.

Вибір методу очищення стовбура свердловини від АСПВ проводиться на основі експериментальних досліджень з урахуванням досвіду та практики експлуатації свердловини в умовах конкретного нафтового родовища. Основним критерієм при цьому є вартість процесу очищення. Істотне значення має технічна оснащеність промислу та наявність розвинутого допоміжного господарства (наявність на промислі майстерень, котелень та ін.).

Метод комплексної дії для запобігання та ліквідації АСПВ у стовбурі свердловини, заснований на одночасному застосуванні термічного (з використанням свердловинного електричного нагрівача) та хімічного (з застосуванням розчинників або поверхнево активних речовин) методів.

Одним з прийомів, що дозволяють впливати на процес структуроутворення, є введення в потік нафти присадок: депресорів, модифікаторів структури, диспергаторів, інгібіторів АСПВ. Основними недоліками цих присадок є їх направлена дія на вирішення тільки однієї проблеми (зниження температури застигання, зниження в'язкості тощо) і часто висока вартість.

Підбір реагентів для запобігання АСПВ для кожного родовища індивідуальний. Навіть на окремих свердловинах в межах одного родовища підбір здійснюють після вивчення умов відкладається та їх фізико-хімічного складу, що зумовило велику кількість реагентів і технологій, які рекомендовано використовувати на родовищах України.

Перспективи і напрямки удосконалення методів запобігання та боротьби із АСПВ полягають у пошуку дешевих хімреагентів (відходи хімічного виробництва), що в результаті призведе до здешевлення технології боротьби із АСПВ в умовах промислу.

РОЗДІЛ 2.

ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ПРОЦЕСУ ПАРАФІНОУТВОРЕННЯ

2.1 Фізико-хімічні властивості парафіну та його вплив на проникність порід

Властивості сирої нафти змінюються в залежності від її температури, а саме чим нижча температура нафти тим ймовірніше осідання кристалів парафінів на стінках нафтових труб. Як наслідок спостерігається утворення парафінової пробки на внутрішніх стінках НКТ що викликає труднощі при видобутку нафти та проблем з підтримкою пропускної здатності трубопроводів для її транспортування.

Основні характеристики парафіну . Нафтовий парафін – це воскоподібна суміш твердих вуглеводнів двох груп, що відрізняються один від одного своїми властивостями :

- парафінів $C_{17}H_{36} - C_{35}H_{72}$;
- церезинів $C_{36}H_{74} - C_{55}H_{112}$.

Парафін – це суміш твердих вуглеводнів, які є гомологами метану і характеризуються пластинчатою або стрічковою структурою кристалів. Температура плавлення парафінів знаходиться в межах $27-71^{\circ}\text{C}$.

Церезини мають дрібнокристалічну будову, температура плавлення знаходиться в межах $65-88^{\circ}\text{C}$, у порівнянні з парафінами більшою щільністю, в'язкістю і більш високою реакційною здатністю. Церезини є ізопарафіни з хаотично розташованими бічними ланцюгами, кожний з яких містить в середньому три атоми вуглецю . Колір нафтових парафінів залежить від їх ступеня очистки : білий – очищені або високоочищені парафіни; світло-жовтий або світло-коричневий – неочищені парафіни. В залежності від фракційного складу, температури плавлення і структури парафіни розділяють : рідкі – температура плавлення $t_{пл} \leq 27^{\circ}\text{C}$; тверді – температура плавлення $t_{пл} = 28 - 70^{\circ}\text{C}$; мікрокристалічні (церезини) – температура плавлення $t_{пл} > 60 - 80^{\circ}\text{C}$.

Вміст парафінів у нафті іноді досягає 13-14% і більше. За вмістом парафінів нафту розділяють: малопарафіністу з вмістом парафіну менше 1,5 %

по масі; парафіністу – 1,5-6,0%; високопарафіністу – більш ніж 6%. Використання нафтових парафінів достатньо поширене в різних галузях. Так, наприклад, парафіни застосовуються в електротехнічній, харчовій (парафіни глибокої очистки; $t_{пл} = 50-54\text{ }^{\circ}\text{C}$), парфумерній галузях та ін., а церезини використовуються в якості вазеліну, згущувача у виробництві пластичних мастил і воскових сумішей, а також ізоляційних матеріалів в електротехніці і радіотехніці.[4]

Нафта, що складається із суміші легких і важких вуглеводнів, за пластових умов знаходиться, як правило, у термодинамічній рівновазі. При зміні термобаричних умов у привибійній зоні і в свердловині, пов'язаних зі зниженням тиску і температури, порушується фазова рівновага і з суміші вуглеводнів виділяються газоподібні і тверді компоненти. Найважливішою характеристикою утворення твердої фази є температура кристалізації парафіну, що характеризує появу в суміші вуглеводнів перших мікрочастин парафіну.

При зниженні тиску вільний газ, що виділяється з нафти, знижує її розчинну здатність і утворює межі розділу, які сприяють утворенню твердої фази у вигляді мікрочастин парафіну та церезину, а також мікроагрегатів асфальтенів та смол. Мікрочастини і мікроагрегати твердої фази, що утворилися, можуть залишатися у зваженому стані і виноситися потоком суміші. В іншому випадку мікрочастини парафіну і церезину, а також мікроагрегати асфальтенів і смол відкладаються у вигляді нашарування твердої фази на внутрішній поверхні шорстких насосно-компресорних труб, особливо в муфтових з'єднаннях.

У подальшому цей процес розвивається знижуючи внутрішній переріз підйомника з відповідним зниженням дебіту свердловини. Встановлено, що глибина початку відкладень парафіну збігається з глибиною початку виділення газу. У подальшому під терміном «парафін» будемо розуміти тверді компоненти нафти, що формують відкладення.

Кристалізація парафіну може викликати пошкодження пласта за рахунок збільшення в'язкості сирової нафти, яка спричинена тим, що частини парафіну мають тенденцію утворювати гелі, а гелеутворення підсилює явище

когезії, тобто зчеплення одна до одної частинок, що становлять одну фазу, яке приводить до їх об'єднання у єдине ціле .

Також парафінові відклади ускладнюють, а в ряді випадків — унеможливають, процес видобування рідкої продукції свердловин. Відкладення парафіну в підйомнику призводять до порушення нормальної роботи свердловини: зниження її дебіту та коефіцієнта корисної дії процесу підйому.[6]

2.2 Фактори , що впливають на процес парафіноутворення

Основними причинами відкладення парафіну є зміни в навколишньому середовищі, а саме зміни температури, тиску, що впливають на операції, які використовуються для покращення нафтовіддачі . Під час видобутку у нафті може відбуватися падіння тиску, яке може призводити до випарювання легких компонентів нафти. Таким чином, локальна температура в пластових породах буде знижуватися поблизу стовбура свердловини, що спричинить випадання кристалів парафінів. У науковій публікації «Occurrence and Characterization of Paraffin Wax. Formed in Developing Wells and Pipelines» описано проблеми, щодо випадання парафіну, на Північному схилі Аляски, який є одним з основних запасів нафти і газу, розташованих в Сполучених Штатах Америки . Вчені та працівники виявили, що відкладення парафіну відбувається через уповільнення видобутку нафти. Це спричинило технічні проблеми, такі як пошкодження нафтового пласта, зменшення внутрішнього діаметру НКТ, зміни в складі пластового флюїду, підвищення перепаду тиску і обмежену працездатність виробничої системи. [1]

Також механізм і характер формування відкладень парафіну залежать від сукупності наступних чинників: тиску насичення в підйомнику, газонасичення нафти (газовий фактор), температурного режиму роботи свердловини, вмісту парафіну в нафті, температури кристалізації парафіну, тиску на гирлі свердловини, обводнення продукції, стану внутрішньої поверхні підйомника (його шорсткість), типу цієї поверхні (гідрофільна або гідрофобна), характеру роботи свердловини (робота з постійним дебітом або в пульсуючому режимі) тощо.

В процесі підймання видобутої продукції від вибою до устя нафтових свердловин змінюються термобаричні умови, що може супроводжуватися відкладенням парафіну на стінках НКТ. Переважно це призводить до поступового зменшення прохідного перерізу колони НКТ та скорочення міжремонтного періоду (МРП) свердловин. Під час руху рідини НКТ на певних глибинах виникає зниження температури і тиску до критичних величин, що

сприяє випаданню з нафти парафіну і його відкладанню на стінках труб.

Основними чинниками, які обумовлюють відкладання парафіну, є:

- зменшення температури рідини (в пласті та стовбурі свердловини) до температури початку кристалізації парафіну;
- зниження тиску по стовбуру свердловини до тиску насичення і поступове розгазування нафти;
- обводненість свердловин і можливе утворення емульсії тобто відношення об'ємів фаз «нафта-вода»;
- компонентний склад нафти (склад вуглеводнів в кожній фазі суміші);
- зміна швидкості руху газорідинної суміші та окремих її компонентів;
- інтенсивне газовиділення;
- шорсткість стінок труб і наявність механічних домішок.

Одним з головних чинників, що визначають умови зародкоутворення і кристалізації осадів, які, у свою чергу, впливають на формування АСПВ, є концентрація парафінів. Проте, з літературних джерел стає очевидним, що іс-

тотну роль відіграють також асфальтени і смоли, які впливають на структуру відкладів . Визначальним чинником при цьому є відношення концентрації асфальтенів (або асфальтенів та смол) до концентрації парафінів.

З практичного досвіду відомо, що початок парафіновідкладення всередині колони НКТ може зустрічатися на різних глибинах. Кількість парафіну у міру наближення до устя свердловини збільшується за рахунок більш інтенсивного переходу його в тверду фазу з рідини та внаслідок перенесення його на оболонках газових бульбашок із нижніх шарів нафти, де він викристалізувався.

Крім цього, температура плавлення парафіну, що відкладається, зменшується знизу вгору, оскільки в нижній частині випадають кристали більш тугоплавких парафінів, а у верхній - менш термостійкі парафіни, що необхідно враховувати при проведенні заходів з депарафінізації підземного обладнання свердловин. Метою є забезпечення стабільної роботи нафтових свердловин в умовах зниження дебіту, відкладання парафіну в колоні ліфтових труб та вибір оптимального режиму роботи нафтових свердловин.[33]

Парафін відкладається на твердих поверхнях: на механічних домішках нафти, на стінках обладнання, причому парафін, який виділяється всередині нафтового потоку, практично не бере участі у формуванні відкладів. В цьому випадку його кристали відкладаються, в основному, на дні резервуарів.

Відомо, що прямого зв'язку між вмістом парафіну й інтенсивністю його відкладення немає. Відсутність такого зв'язку обумовлено, перш за все, істотною відмінністю складу твердих вуглеводнів, а саме, відмінністю у співвідношеннях ароматичних, нафтових і метанових з'єднань у високомолекулярній частині вуглеводнів, які при стандартних методах дослідження нафт не визначається.

Відмінності в складі твердих вуглеводнів в основному і визначають особливості формування парафінових відкладень. Чим вищий вміст вуглеводнів з розгалуженими структурами ароматичних, нафтових і ізоалканових, тим менш міцними виявляються парафінові відкладення, оскільки такого типу з'єднання мають підвищену здатність утримувати кристалічними утвореннями рідку масу. Вуглеводні метанового ряду, а саме високомолекулярні парафіни, навпаки, легко виділяються з розчину з утворенням щільних структур. Зрозуміло, що пухкі і напіврідкі кристалічні відкладення порівняно легко можуть бути видалені природним потоком рідини в процесі експлуатації свердловин, не викликаючи жодних ускладнень, і, навпаки, щільні і міцні відкладення, сформовані в основному з н-алканів, створюють серйозні проблеми щодо їх видалення, а на ліквідацію витрачається багато коштів і праці. Також, парафіни можуть викликати зупинку роботи нафтової свердловини через закупорювання каналів нафтового пласта. Осадження парафіну починається, коли осідають його найменші кристали. Оскільки сира нафта тече через канали або пори породи, це дозволяє маленьким кристалам парафіну бути близько до їх стінок. З достатнім змочуванням стінки пори, дрібні кристали осідають і накопичуються, що призводить до зменшення розмірів пори і пошкодження нафтового пласта. [21]

Також, кристалізація парафіну може викликати пошкодження пласта а рахунок збільшення в'язкості сирої нафти, яка спричинена тим, що кристали

парафіну мають тенденцію утворювати гелі, а гелеутворення підсилює явище когезії, тобто зчеплення одна до одної частинок, що становлять одну фазу, яке приводить до їх об'єднання у єдине ціле .

2.3 Методики експериментальних досліджень розчинників та інгібіторів парафіновідкладень

Вивчення розчинної та диспергуючої здатності розчинника

Під розчинністю тих чи інших взірців АСПВ в розчинниках, необхідно розуміти два процеси, які протікають одночасно – розчинення і диспергування за рахунок розчинення смолистої частини і гравітаційного осідання агломератів парафіну. Фільтрацією через дрібну сітку визначається спільно розчинення і диспергування АСПВ. Фільтрацією через фільтрувальний папір визначається тільки розчинення АСПВ при необхідності. Для розчинників АСПВ основною властивістю є їх здатність розчинення і диспергування АСПВ.

Для оцінки ефективності розчинників використовується «масовий метод» – суть якого полягає в наступному: взірці АСПВ певної маси і форми поміщають в корзини виготовленні з латунної сітки з вічком 0,3x0,3 мм і опускають в розчинник при перемішуванні і фіксують зміну маси взірця в часі. По закінченню заданого часу корзинки виймають, просушують до постійної маси та визначають вагу АСПВ, яка залишилась після розчинення і диспергування. Зміна маси взірця визначається за формулою:

$$G_p = G - G_n \quad (2.1)$$

де G – маса наважки АСПВ, г;

G_n – маса нерозчинних АСПВ (залишок в корзині), г;

G_p – маса розчинних АСПВ, г.

Вивчення ефективності інгібіторів парафіновідкладень на відмив плівки нафти, диспергування та відмив парафіновідкладень пластовою водою

Ефективність інгібітору парафіновідкладень визначається за якісними методиками. До них відносяться наступні методи визначення: відмив нафти пластовою водою; визначення ступеня диспергування АСПВ і їх відмивання від стінок металічної поверхні обладнання пластовою водою.

Для цього використовується пластова вода, нафта та АСПВ конкретного нафтового родовища, на якому спостерігаються ускладнення видобутку нафти з причини випадання АСПВ в підземному та наземному обладнанні.

1) При дослідженні на відмив плівки нафти визначається процент відмиву плівки нафти пластовою водою зі стінки скляної пробірки за певний період часу (за сто процентів приймають половину всієї поверхні пробірки). Прийнято рахувати, що відмив відмінний при очищенні 70 – 90% за 30 с, відмив хороший – 70 – 90 % за 60 с, відмив задовільний – 70 – 90 % за 180 с, відмив поганий – більше 3 хв. При поганому відмиві дослідно-промислові випробування реагенту не рекомендуються.

2) При дослідженні ступеня диспергування АСПВ і їх відмивання від стінок металічної поверхні обладнання пластовою водою визначається:

– сумісність реагенту з пластовою водою за категорією емульгування, розшарування або повне розчинення (оптимальним для інгібітору парафіновідкладень є реагент, що утворює емульсію з пластовою водою);

– величина отриманих частинок парафіну у пластовій воді при додаванні 1% досліджуваного реагенту. Результат рахується відмінним при величині частинок парафіну 1 – 3 мм (всі 100 % утвореного вуглеводню), добрим при 0,5 – 1 мм (100 %), задовільним при 0,1 – 7 мм (100 %), не задовільним при розмірах більших за 7 мм (відповідно такий реагент до дослідно-промислових випробувань не рекомендується);

– налипання парафіну на стінки скляної конічної колби в процентах в від робочої поверхні. Результат рахується відмінним, якщо налипання складає до 5 %, хорошим – до 10 %, задовільним – до 40 %, не задовільним – якщо вище 40 % (відповідно такий реагент до дослідно-промислових випробувань не рекомендується);

– замазування стінок колби смолами в процентах в від робочої поверхні.

Результат рахується відмінним, якщо замазування складає до 5 %, хорошим – до 20 %, задовільним – до 50 %, не задовільним – якщо вище 50 %

(відповідно такий реагент до дослідно-промислових випробувань не рекомендується);

Вивчення ефективності інгібіторів парафіновідкладень щодо зменшення відкладень парафіну з нафти на "холодній" поверхні циліндру

Кількісний метод визначення ефективності інгібіторів парафіновідкладень заключається в визначенні маси парафіну, який відклався на "холодній" металічній поверхні. "Холодний" стержень визначає скорочення відкладів парафіну при визначеному дозуванні інгібітору в нафті. Методом "холодного" стержня вивчається технологія застосування інгібітору і ступінь дозування його до нафти для дослідно-промислових випробувань.

Розрахунок ефективності хімреагенту виконується для кожної концентрації за формулою:

$$E = \frac{P_0 - P_n}{P_0} \cdot 100 \% \quad (2.2)$$

де E – скорочення відкладів парафіну в % (ефект інгібування);

P_0 – масова кількість парафіновідкладень без інгібітору, г;

P_n – масова кількість парафіновідкладень при концентрації "n" інгібітору в нафті, г.

Дослідження ефективності хімреагенту виконується методом "холодного" циліндра на лабораторній установці. Для проведення випробувань необхідно наступне обладнання: лабораторні стакани на 600 см³ з поділками, діаметром 15 мм, лабораторні стакани на 200 см³, лабораторні термометри до 100°C, магнітні мішалки, "холодні" циліндри, термостатуюча баня, лабораторна вага, мікрошприц на 10 або 20 мкл. Для очищення посуду використовують гас за ТУ У 00149943.470.96 або ацетон згідно ГОСТ 71.080-80.

Для досліджень необхідно мати пробу нафти конкретного родовища та лабораторний парафін.

Вивчення депресорних властивостей інгібіторів парафіновідкладень

Визначення депресорних властивостей інгібіторів парафіновідкладень заключається в послідовному визначенні температури застигання нафти конкретного родовища без інгібітору і з додатком інгібітору. По різниці значень температур судять про депресорні властивості інгібітору. Мінімальна концентрація інгібітору, що додається у нафту, має складати 0,01%. Різниця температур застигання, яка характеризує депресорні властивості інгібітора визначається за формулою:

$$\Delta t = t_1 - t_0 \quad (2.3)$$

де t_0 – температура застигання без інгібітору, °С;

t_1 – температура застигання з додатком інгібітору, °С.

Вказані температури застигання визначаються згідно ГОСТ 20287.

Депресорні властивості інгібітору парафіновідкладень прийнято рахувати відмінними, якщо різниця температур застигання складає 30 °С і вище, хорошими, якщо різниця температур застигання складає від 20 до 30 °С, задовільними, якщо різниця температур застигання складає від 10 до 20 °С, незадовільними, якщо різниця температур застигання складає менше 10 °С.

Для визначення температури застигання використовують: пробірки скляні зі сферичними дном, висотою 160 ± 10 мм, внутрішнім діаметром 20 ± 1 мм (на зовнішній боковій поверхні пробірки на відстані 30 мм від її дна повинна бути зроблена незмиваюча кільцева мітка), пробірка-муфта зі зігнутим всередину або сферичним дном висотою 130 ± 10 мм, внутрішнім діаметром 40 ± 2 мм, пробка коркова або резинова, що відповідає внутрішньому діаметру пробірки з отвором в центрі для термометра, термометр ртутний з межами вимірювань від мінус 30 °С до плюс 60 °С за ГОСТ 400 типу ТН6, термометр

толуоловий з межами вимірювань від мінус 80 °С до плюс 60 °С за ГОСТ 400 типу ТН8, термометр любого типу для вимірювання температури охолоджувальної суміші з кроком шкали 1 °С, баня. Як охолоджувальну суміш використовують або воду і лід для температур вище 0 °С, або сіль і лід для

температур до мінус 20 °С, або спирт етиловий денатурований, чи сирець, чи регенерований, і тверда вуглекислота чи інші охолоджуючі суміші – для температур нижче мінус 20 °С.

Нафтопродукт перед дослідженнями обезвожується для видалення води. Обезвожений продукт наливають в суху скляну пробірку до мітки так, щоби він не розтікався по стінкам пробірки. В пробірку при допомозі коркової пробки щільно вставляють відповідний термометр, укріплюючи його так, щоби він проходив по осі пробірки, а його резервуар находився на відстані 8 – 10 мм від дна пробірки. Для більшої стійкості термометра в його робочому положенні в пробірку на нижню частину термометра (приблизно на середині її довжини) надівають коркову пробку, підігнану так щоби вона входила в пробірку з невеликим тертям. Пробірку з продуктом і термометром поміщають у водяну баню, нагріту попередньо до температури 50 ± 1 °С і витримують в ній до тих пір, поки продукт не прийме температуру бані.

Пробірку з продуктом і термометром забирають з водяної бані, насухо витирають її ззовні і закріплюють за допомогою коркової пробки в пробірці-муфті так, щоби її стінки находились приблизно на однаковій відстані від стінок муфти. Зібраний прибор закріплюють в держаку штатива у вертикальному положенні і залишають при кімнатній температурі до тих пір, поки нафтопродукт не охолodиться до температури 35 ± 5 °С. Після цього його розміщають в бані з охолоджувальною сумішшю, температуру якого попередньо встановлюють на 5 °С нижче значення, яке очікується. Під час охолодження продукту температуру суміші підтримують з похибкою ± 1 °С. Коли продукт в пробірці приймає температуру, близьку до температури застигання, прибор нахиляють під кутом 45° і не виймаючи з охолоджувальної

суміші тримають в такому положенні протягом хвилини. Після цього прибор обережно виймають з охолоджувальної суміші, швидко витирають пробірку-муфту і спостерігають чи зміщується меніск досліджуваного продукту. При визначенні температури застигання нижче 0 °С в пробірку-муфту наливають перед дослідженням 0,5 – 1 см³ сірчаної кислоти або олеуму. Якщо меніск зміщується, то пробірку виймають з муфти, і знову розігрівають до

температури 50 ± 1 °С і здійснюють нове визначення застигання при температурі на 4 °С нижче попереднього до тих пір, поки при деякій температурі меніск не перестане зміщуватись. Якщо меніск не зміщується, то пробірку виймають з муфти, і знову розігрівають до температури 50 ± 1 °С і здійснюють нове визначення застигання при температурі на 4 °С вище попереднього до тих пір, поки при деякій температурі меніск не перестане зміщуватись. Після знаходження меж застигання (перехід від рухомості до нерухомості) визначення повторюють, понижуючи або підвищуючи температуру дослідження на 2 °С до тих пір, поки не буде встановлена така температура, при якій меніск продукту залишається нерухомим, а при температурі на 2 °С вище він зрушується. Дане значення фіксується як температура застигання для даного продукту. Для встановлення температури застигання здійснюють як мінімум два паралельних досліди.

В лабораторії НГВУ «Полтаванафтогаз» було проведено визначення фізико-хімічних показників нафти в свердловині 103 Решетняківського родовища. Нафта має доволі велику густину – $0,917$ г/см³, а також вона дуже в'язка. При визначенні в'язкості маємо такий результат: при 20°C – 394,36 сСт (Саттистокс), при 50°C – 614,60 сСт, що свідчить про наявність в ній парафінів. Про наявність великої кількості парафінів свідчить і температура застигання, яка є досить високою +19°C. При визначенні фракційного складу нафти, температура початку кипіння (П.К.) дорівнює 100,7°C.

Визначення температури застигання проводились на установці УТЗ - 60М (ГОСТ 20287-91 «Методи визначення температури текучості і застигання»). Результати випробування докладено на Рисунках 2.1 – 2.4, а також на бланку «Аналіз нафти», який було виписано 25.09.2024р., під час проходження переддипломної практики. Також було порівняно результати випробування, тобто показник самої температури застигання на двох дослідженнях, які були ідентичні, а саме 19°C.

Визначення асфальтенів, парафінів та селікагелеєвих смол згідно СОУ 11.1-00147631-069:2004. Рисунки 2.5-2.7.

ПАТ «Укрнафта» СХАК ДКСП
Хіміко-аналітична лабораторія
НГВУ «Полтаванафтогаз»

Свідоцтво про відповідність стану
Системи вимірювань № 092-21
Видане 14 грудня 2021 р.

Дата виписки: 25.09.24р.

АНАЛІЗ НАФТИ

158

Місце відбору:	устя
Родовище:	Решетняківське
№ свердловини:	103
Горизонт:	J ₂ ^{bs}
Інтервал перфорації:	509-519
Дата відбору:	12.09.24
Дата надходження:	13.09.24

1.	Густина при 20°C ,	0,917					
2.	Масова частка води , %	7,90	ГОСТ 2477:2021				
3.	В'язкість кінематична , при +20°C , сСт	394,36	ДСТУ ГОСТ 33-2003 ДСТУ ГОСТ 33-2003				
4.	В'язкість кінематична , при +50°C , сСт	61,60					
5.	Масова частка сірки , %	0,20	ГОСТ 1437-75				
6.	Масова частка спиртобензольних смол , %	1,85	СОУ 09.01-33603711-069:2018				
7.	Масова частка асфальтенів , %	0,30					
8.	Масова частка парафіну , %	16,98	ГОСТ 11851-85				
9.	Температура плавлення парафіну , °C	+45	ГОСТ 11851-85				
10.	Масова частка механічних домішок , %	0,011	ДСТУ ГОСТ 6370-2021				
11.	Температура застигання , °C	+19	ГОСТ 20287-91				
12.	Тиск насичених парів , мм.рт.ст.	не визначали	ДСТУ 4160-2003				
13.	Концентрація хлористих солей , мг/дм ³	не визначали	ТУ У 06.1-00135390-016:2018				
14.	Фракційний склад , % об'ємних	ГОСТ 2177-99					
14.1	Початок кипіння , °C	100,7	14.3 Вихід				
14.2	Кінець кипіння , °C		14.4 Залишок				
			14.5 Втрати				
°C	%	°C	%	°C	%	°C	%
100	-	160	3,0	220	11,0	280	24,0
120	1,0	180	7,0	240	13,0	300	34,0
150	2,0	200	8,0	260	17,0		

Завідувача ХАЛ

Струц Л.С.

Лаборант хімічного аналізу

Струц М.М.



Рисунок 2.1 – Установка для визначення температури застигання та текучості по ГОСТ 20287-91



Рисунок 2.2 – Визначення температури застигання ручним методом по ГОСТу 20287-91 та СОУ 11.1 – 00135390-:2007 «Хімічна депарафінізація привибійної зони пласта та нафтопромислового обладнання».

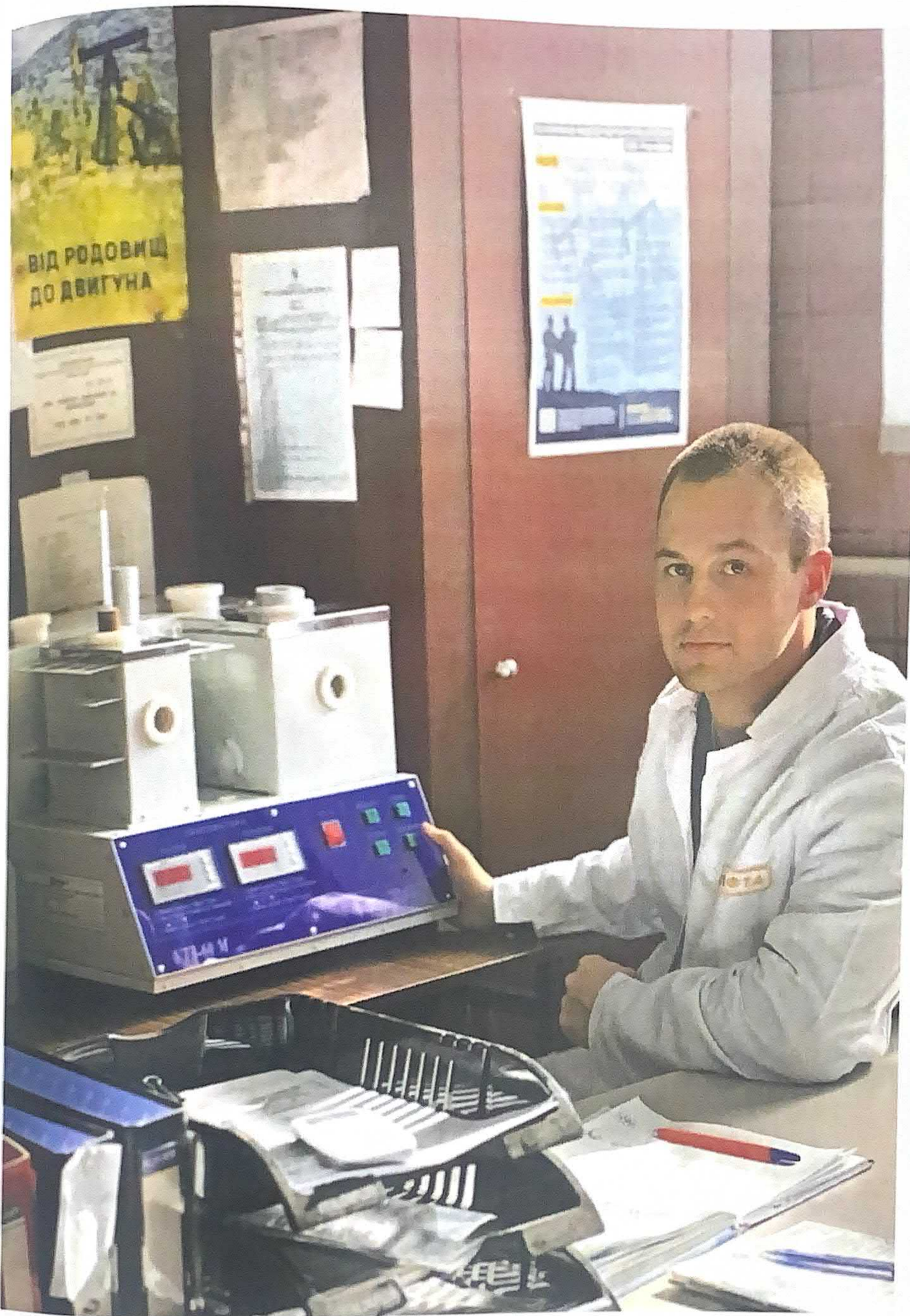


Рисунок 2. 3 – Визначення температури застигання на установці
УТЗ – 60 по ГОСТ 20287-91

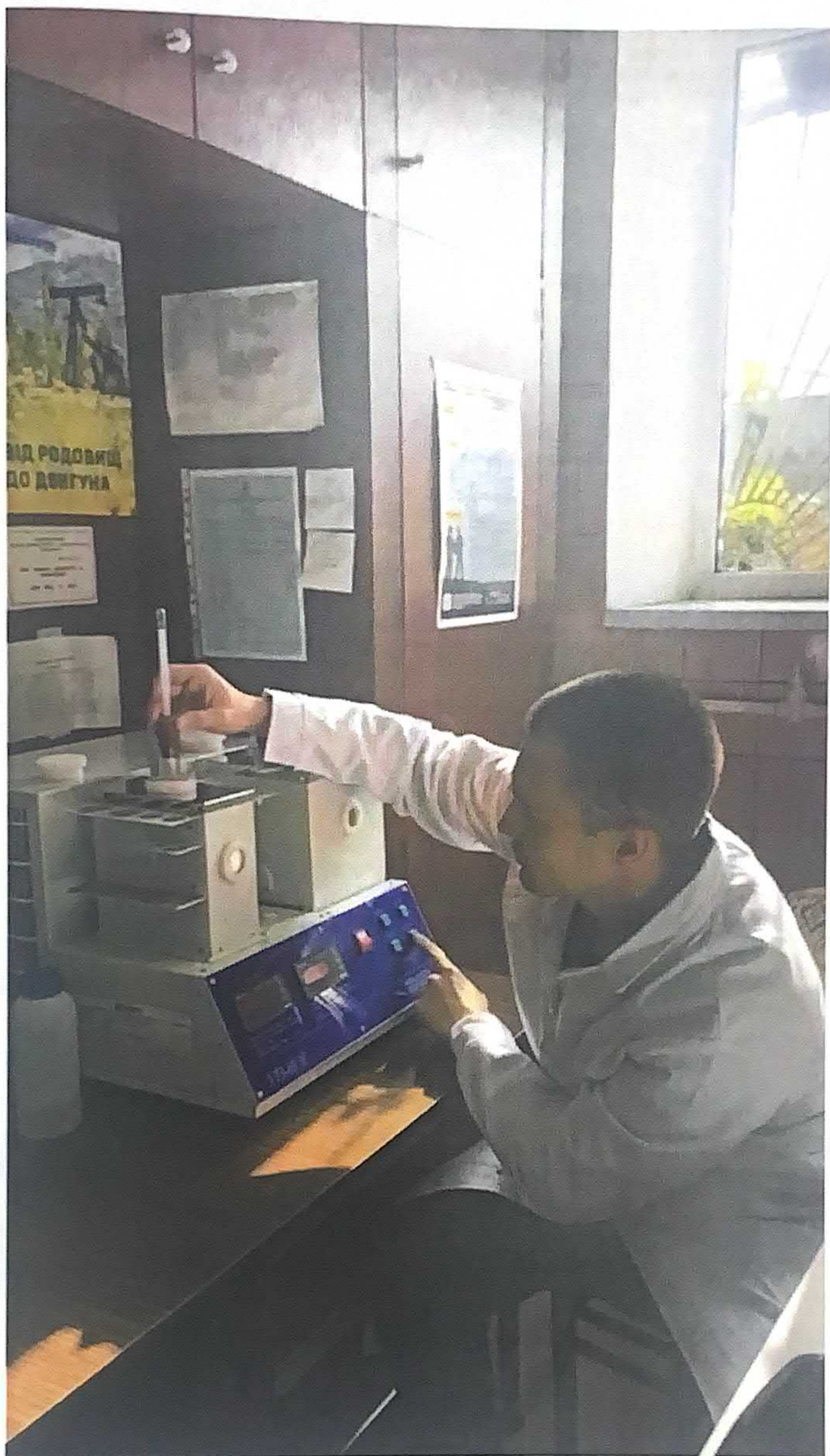


Рисунок 2.4 – Визначення температури застигання на установці УТЗ – 60 по ГОСТ 20287-91

Температура застигання була визначена в хімічній лабораторії НГВУ «Полтаванафтогаз» за допомогою пробірки скляної зі сферичними дном, висотою 160 ± 10 мм, внутрішнім діаметром 20 ± 1 , за ГОСТом 20287-91 ручним методом та на на установці УТЗ-60М.

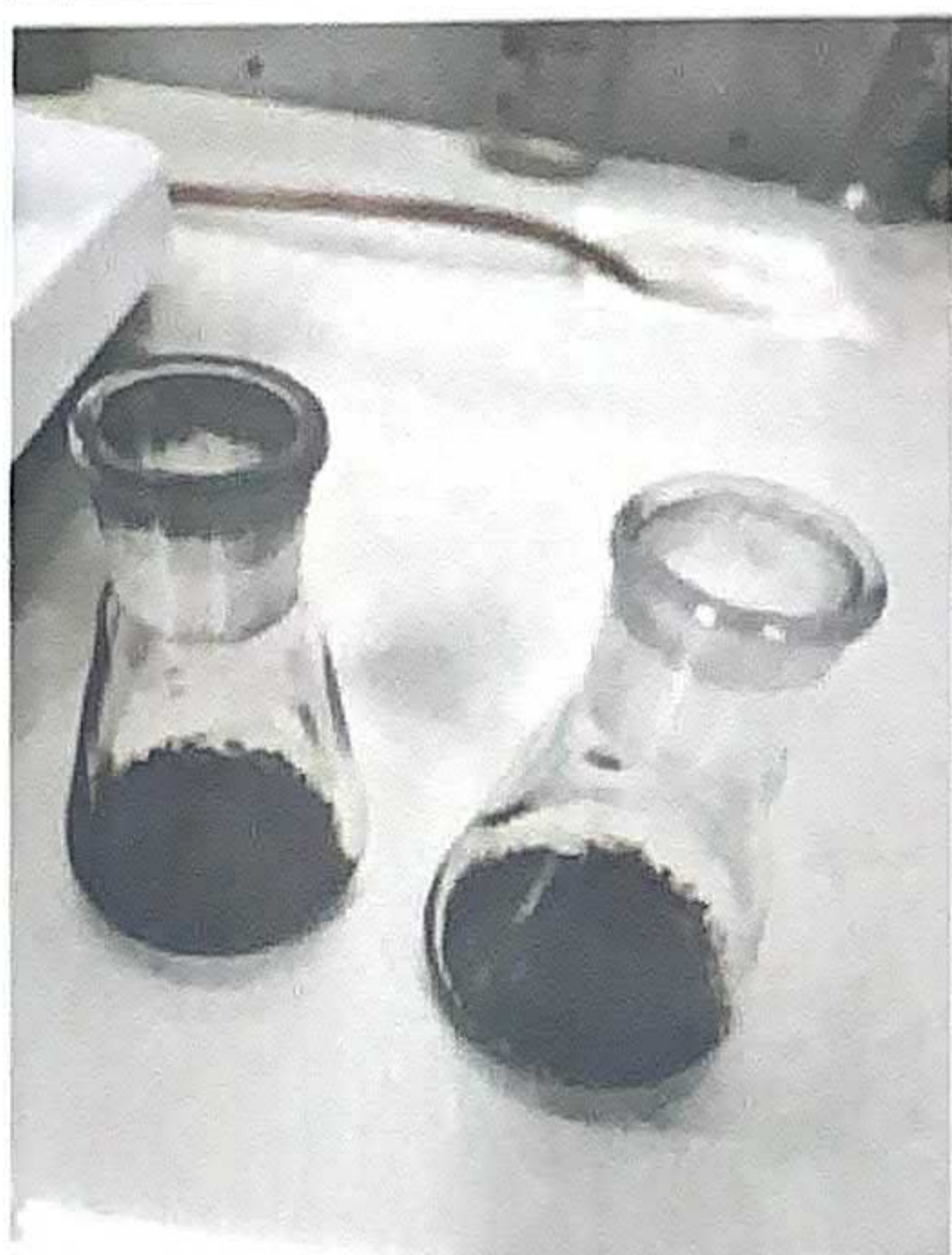
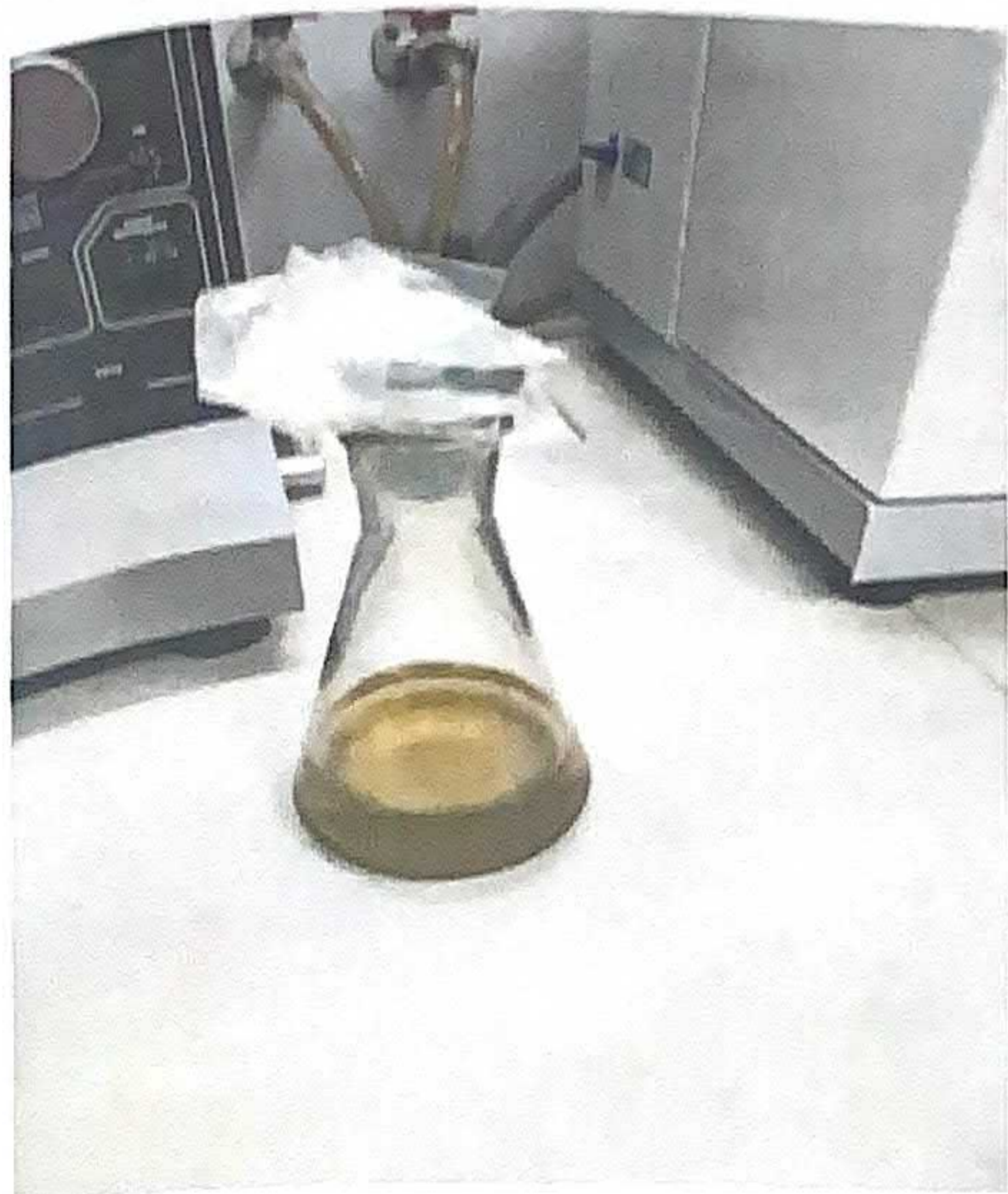


Рисунок 2.5 – Визначення асфальтенів в нафті. СОУ 11.1-00147631-069:2004. Стандарт організації. Визначення компонентного складу нафти і конденсату.



Рисунок 2.6 – Визначення парафінів в нафті. СОУ 11.1-00147631-069:2004
Стандарт організації. Порядок проведення лабораторних експериментів.
Визначення компонентного складу нафти і конденсату.

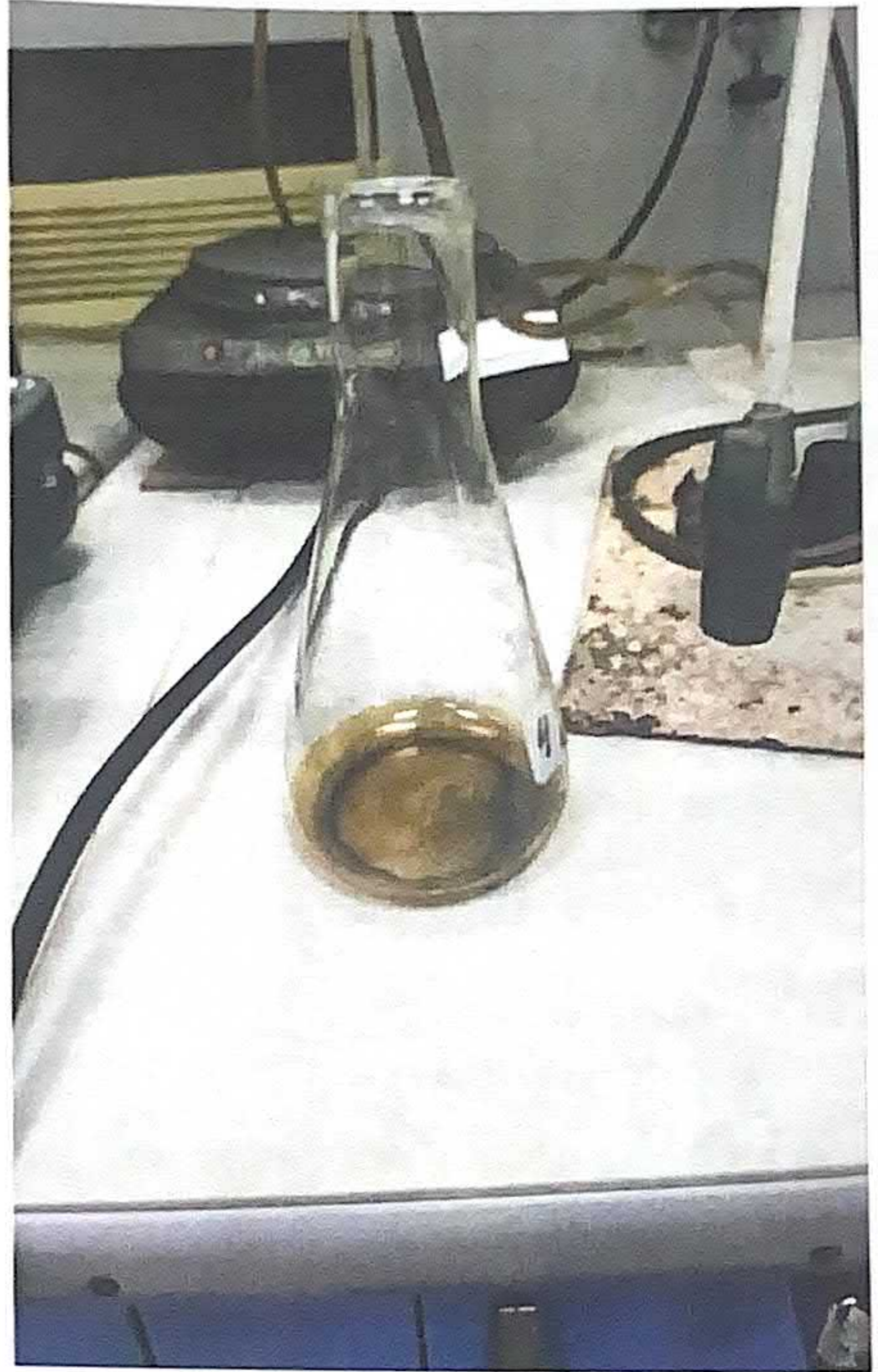


Рисунок 2.7 – Визначення смол в нафті. СОУ 11.1-00147631-069:2004.

Стандарт організації. Визначення компонентного складу нафти і конденсату

2.4 Висновки до розділу 2

Отже, відкладення парафіну - поширена у всьому світі проблема в нафтовій промисловості. При більш низьких температурах важкий парафін в пластових флюїдах може осідати в твердій формі. Кристалізація парафіну регулюється температурою і вуглеводневим складом. Кількість парафіну збільшується зі збільшенням часу охолодження і співвідношенням розчинників. Відкладення парафіну значно впливає на властивості сирової нафти, такі як температура застигання і в'язкість та, в кінцевому підсумку, впливає на умови потоку текучих середовищ, що в подальшому призводить до утворення гелеподібного середовища. Це викликає серйозні проблеми, включаючи закупорювання колони потоку, втрату вуглеводнів і збільшення виробничих витрат. Тому знання механізму кристалізації парафіну, причин та факторів його утворення дає можливість для правильного вибору методу боротьби з парафіновими відкладеннями або їх профілактики. [22]

Також , в даному розділі було розглянуто методики про розчинну та диспергуючу здатність розчинника АСПВ , а також депресорні властивості інгібіторів парафіновідкладень , які заключається в послідовному визначенні температури застигання нафти конкретного родовища без інгібітору і з додатком інгібітору.

РОЗДІЛ 3.

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОДОВИЩА

Відомості про географічне та адміністративне положення

В адміністративному відношенні Решетняківське нафтогазоконденсатне родовище розташоване на території Новосанжарського району Полтавської області в 35 кілометрах від міста Полтави (Рисунок 3.1).

Найближчими населеними пунктами є: районний центр – смт. Нові Санжари та села Старі Санжари, Кунцеве, Вісичі, Балівка. На північному заході площі, за 7 км, проходить асфальтована дорога Полтава-Кременчук, на південному сході – залізниця Полтава-Кременчук. Найближчі залізничні станції знаходяться в Нових Санжарах та Мала Перещепина, які знаходяться на відстані 20-25 км від родовища. Ландшафт місцевості рівнинний, абсолютні відмітки змінюються від 120 м на водорозділі до 70 м в заплаві. Лісові масиви відсутні, за винятком чисельних лісосмуг.

Клімат району помірно-континентальний. Найтепліший місяць – липень з середньою температурою + 22°C, найхолодніший місяць - лютий з середньою температурою -7°C (максимальна -29°C). Глибина промерзання ґрунту, в зимовий період - 0,7 м. Середньорічна кількість опадів становить 516мм.

Гідрографічна сітка району представлена р. Ворскла та її притоками: правий – Стара Ворскла, лівий – Тагамлик. Долина річки асиметрична: лівий берег пологий, має відмітки 75-80м; правий крутий, покритий кущами і лісом. Місцевість рівнинна, сильно розчленена балками та ярами які мають велику протяжність по площі. Абсолютні відмітки коливаються в межах 75-143 метрів.

Район сільськогосподарський, великі промислові підприємства відсутні. Розвинута місцева легка та харчова промисловість. Корисними копалинами є: нафта, газ, конденсат, а також, торф, суглинки, глини, піски, які використовуються як будівельні матеріали для місцевих потреб.

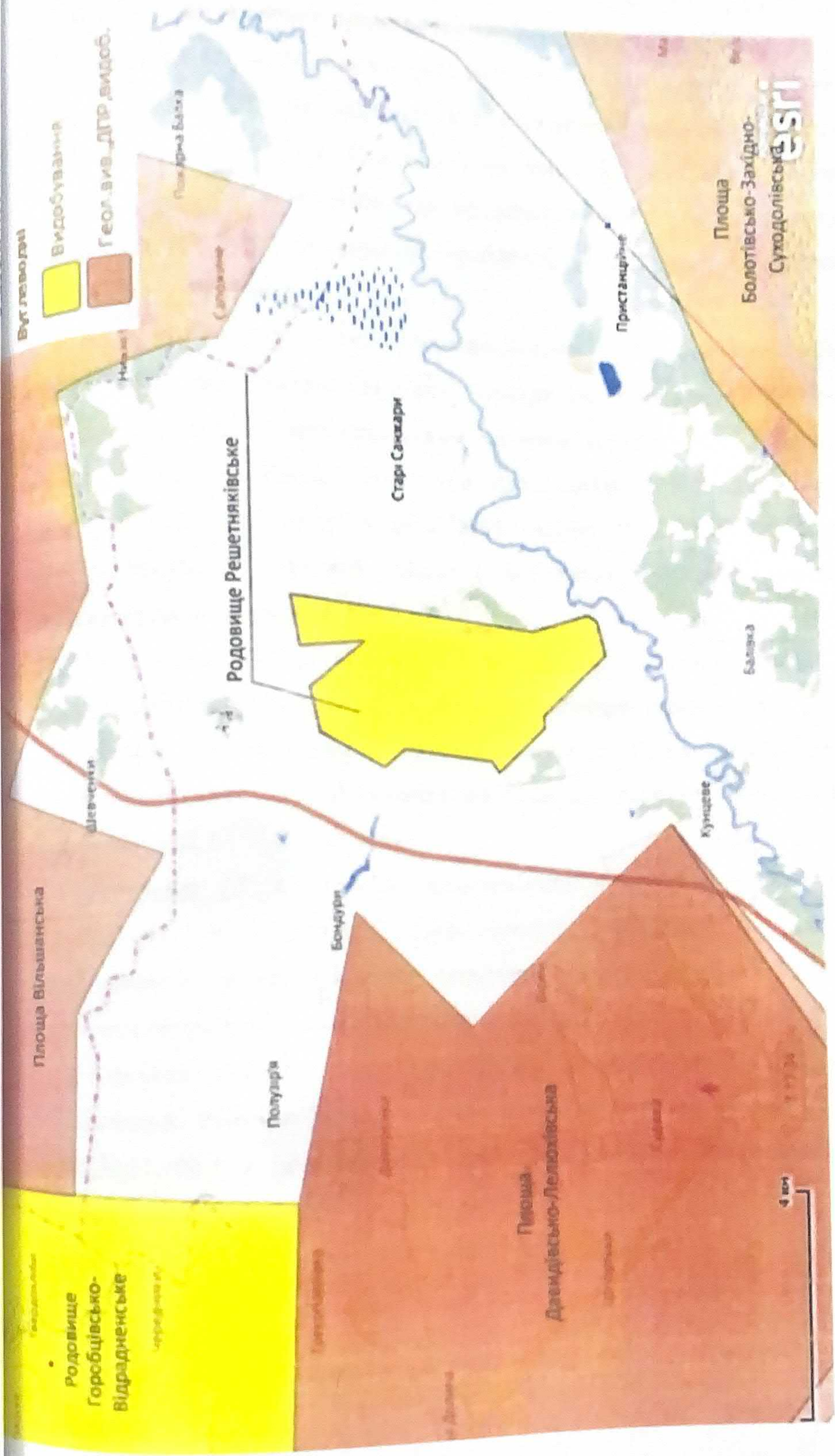


Рисунок 3.1 Схема району розташування Решетняківського родовища

3.1 Геолого-промислова характеристика родовища

Решетняківське родовище розташоване в зоні прояву активного соляного тектогенезу на переході від центральної до південно-східної прибортової частини ДДЗ. Для цієї зони властивий потужний осадовий комплекс товщиною біля 8000м, що представлений відкладами девонської, кам'яновугільної, тріасової, юрської, крейдяної, палеогенової, неогенової та антропогенової систем.

В тектонічному плані Решетняківське родовище пов'язане з одноіменною брахіантиклінальною складкою, прорваною до рівня тріасових відкладів Старосанжарським соляним штоком. По надсоляному комплексу Решетняківська структура представляє собою куполовидну складку з грабеном "росту" в склепінній частині. З центральним блоком грабену пов'язаний нафтовий поклад в пісковиках байоського горизонту середньоюрського комплексу.

В кам'яновугільних відкладах, зокрема в башкирському(середнього) і серпуховському(нижнього) ярусах, відмічається нижній поверх нафтогазоносності. Продуктивна товща нижнього поверху залягає компактно і складається із продуктивних горизонтів Б-12, Б-13, С-2, С-3, С-4.

Горизонт J_2^{bS} літологічно представлений неоднорідною по розрізу товщою рихлих пісковиків. Нафтоносність горизонту встановлена випробуванням та експлуатацією свердловин №№1,50,51,60,63,80,100,103. Результати випробувань наведені в таблиці №3.1.

Юрський поклад нафти склепінний, водоплаваючий, тектонічно екранований. Розміри 1,2x0,4 км. Висота 37м. В розрізах свердловин №№1,50,51,100,103, що розкрили горизонт на повну потужність, по промислово-геофізичних дослідженнях фіксується перехідна зона товщиною 6,8-12,8м з нафтонасиченістю від 40 до 48%.

Результати випробування свердловин. Поклад горизонту J₂^{бS}
Решетняківської ділянки

№№ Свердл.	Дата випробування, роки	Інтервал перфорації, м	Пластовий тиск, МПа	Дебіт, нафти	Поточний стан свердловин
1	20.08 -02.09.1965	504,0-510,0 492,0-501,0	4,47	11	Ліквідована з технічних причин
50	08-12.11. 1976	500,0-507,0	4,52	2,3	Ліквідована з технічних причин (піщані пробки)
51	02-05.12.1976	482,0-509,0	4,61	10	Діюча
100	13-31.10.2008	500,4-510,0	4,20	2,86	Діюча
103	14.05-10.06.2009	509,0-519,0	4,20	2,98	Діюча
63	09-18.12.2009	499,0-508,0	-	4,58	Діюча
60	03-09.04.2010	498,0-504,0 509,0-515,0	-	1,33	В бездії
80	14-19.07.2010	504,0-507,4 509,0-515,0	-	2,16	Діюча

Примітка: Освоєння та випробування свердловин №№ 100,103,80,63,60 проведено в процесі введення їх в експлуатацію

Умовний ВНК прийнято на відмітці мінус 384,6м, що відповідає середньому положенню покрівель перехідних зон в вищезгаданих свердловинах. Запаси вуглеводнів покладу віднесено до розвіданих категорії В.

Горизонт Б-12 літологічно представлений невитриманим по площі пластом пісковика. За даними ГДС горизонт продуктивний в свердловинах №№ 72,81,84; водонасичений в свердловинах №№6,16,73,82. Поклад горизонту Б-12 дренується свердловинами №№ 58,59. В решті свердловин виповнений щільними породами. В межах родовища в горизонті виділяється два літологічно екрановані поклади. Розміри покладу 1,0х0,25км. Висота 95м.

Запаси вуглеводнів покладу в межах НГВП (прийнято по підосві нафтонасиченого пласта в свердловині № 59 (абсолютна відмітка мінус 2217,3 м)), зважаючи на незначний сумарний відбір нафти свердловинами №№ 58,59 — 0,19 тис.т., віднесено до розвіданих категорії С₁. Умовний ВНК для покладів прийнятий по підосві продуктивної товщини в свердловині №81 на відмітці мінус 2295,3 м. Запаси покладу віднесено до попередньо розвіданих категорії С₂. [5]

Горизонт Б-12 Східно-Решетняківської ділянки розкритий в інтервалі 2219-2378м всіма свердловинами, що пробурені в межах ділянки. За даними промислово-геофізичних досліджень і кернавого матеріалу, він представлений колектором тільки в свердловинах №№ 102,104,201,301. В районі свердловині № 103 колектор ущільнюється заміщенням пісковиків глинистими вапняками.

Продуктивність горизонту було встановлено випробуванням свердловини № 104, де з інтервалу 2257-2264м отримано промисловий приплив газу дебітом 153,5 тис.м³/д на 8мм штуцері. Дані результатів випробування свердловин наведено в таблиці № 3.2.

Таблиця 3.2.

Результати випробування свердловин. Поклад горизонту Б-12
Східно-Решетняківської ділянки

№№ свердловин	Дата випробування, роки	Інтервал перфорації	Діаметр штуцера, мм	Пластовий тиск, МПа	Вибійний тиск, МПа	Дебіт газу, тис.м ³ /д
104	30.03.2006	2257,0- 2264,0	6	22,8	21,9	94,0
			7		21,3	123,3
			8		20,5	153,5
			9		19,9	180,9
			10		18,4	206,1

Поклад газу по типу пластовий, тектонічно та літологічно екранований розмірами 1,2 x 0,4 км. Висота покладу 203м.

Для запасів категорії С₁ прийнято на абсолютній відмітці мінус 2097,44м, що відповідає нижнім отворах інтервалу перфорації свердловини № 104. Поклад дренується свердловиною № 104.

Для підрахунку запасів по категорії С₂ ГВК умовно прийнято на абсолютній відмітці мінус 2178,1м. Ця відмітка відповідає середній відмітці між подошвою повністю газонасиченого пласта в розрізі другого стовбура свердловини № 201 (мінус 2138,9м) і покрівлею водонасиченого пласта в розрізі першого стовбура свердловини № 201 (мінус 2217,3м).

Горизонт Б-13 Нафтоносність горизонту встановлена при випробуванні свердловин №№2,12,58,59,66,72,73,81,82. Результати випробувань свердловин наведено в таблиці № 3.3.

За матеріалами промислово - геофізичних досліджень горизонт водонасичений в свердловині №6; щільний в свердловинах №№5,57,65,69,70,71,75,83. В свердловинах №№ 67,68,74 горизонт зрізаний сіллю. Нафтовий поклад горизонту Б-13 по типу пластовий, тектонічно та літологічно екранований.

Продуктивна товща горизонту представлена невитриманими по площі пластами пісковиків. Особливо складна будова природних резервуарів відмічається в північній та північно-східній частині покладу (свердловини №№12,58,59,72,73), де вони представлені тонкими прошарками з перемінною по площі проникністю та різною ступінню насиченості. Початковий ВНК покладу прийнятий умовно на відмітці мінус 2489м, що відповідає середній глибині між подошвою нафтонасиченого пласта в свердловині №2 (мінус 2469,4м) і покрівлею водонасиченого в свердловині №6 (мінус 2508,8м).

Запаси вуглеводнів покладу віднесено до розвіданих категорії С₁. [2]

Результати випробування свердловин. Поклад горизонту Б-13
Решетняківської ділянки

№№ свердловин	Дата випробування, роки	Інтервал перфорації	Діаметр штуцера, мм	Дебіт нафти, т/д	Поточний стан свердловин
2	10-24.07.1967	2606-2613	6	17,3	Скидова
12	14-16.12.1994	2360-2372	5	8,0	Спостережна
58	05-13.09.1998	2410-2426	5	32,0	Переведена на горизонт Б-12
59	06-26.04.1998	2409-2412, Б-13 2416-2418, Б-13 2422-2428, Б-13 2443-2449, С-2	4	85,0	Переведена на горизонт Б-12
66	21.01.1999	2327-2341	4	6	Діюча
72	19.10-19.12. 1998	2441-2447	ШНГ	0,5	В бездії
73	29.01- 09.02.1996	2555-2563 2668-2578	5	9,9	Спостережна
81	18.07.1999	2516-2521, С-2, достріл 2473,3-2483, Б-13	5	49,4	Розробляє сумісно поклади гор. Б-13 і С-2
82	13-31.12.2001	2529-2536 достріл в 2003 р. 2513-2520	4	3,0	Діюча

Горизонт Б-13 Східно-Решетняківської ділянки розкритий всіма свердловинами в інтервалі від 2289 до 2254м. В його складі виділяються два горизонти : Б-13в та Б-13н. Колектори горизонту Б-13 представлені, в основному, ущільненими обводненими пісковиками.

Нафтоносність горизонту Б-13н (надалі Б-13) встановлено випробуванням свердловини №104 (інтервал перфорації 2342-2330м), звідки отримано нефонтанний приплив нафти дебітом 1,6 т/д при середньому динамічному рівні 1600м. В свердловинах №№ 102,301 горизонт продуктивний за ГДС.Поклад за типом пластовий, тектонічно екранований. Розміри покладу 08 x 0,4 км; висота — 101м.

вибою і висока корозійна активність гарячої кислоти практично виключають цю можливість.

Гідровібратори використовують при гідромеханічному впливі на привибійну зону пласта, їх можна застосовувати і при солянокислотних обробках пласта. Процес нагнітання кислоти з одночасним впливом на пласт віброударними хвилями здійснюється за такою технологічною схемою: встановлюють у свердловині гідровібратор, промивають її; при відкритому затрубному просторі помпують у свердловину кислоту в об'ємі, рівному об'єму насосно-компресорних труб; закривають затрубний простір і нагнітають в пласт кислоту об'ємом протискувальної рідини. Коливання, зумовлені гідровібраторами, діючи на пласт і рідину, яка його насичує, поліпшують умови проникнення кислоти у пласт. Це сприяє ефективнішій обробці привибійної зони. [38]

В процесі термокислотної обробки можуть бути використані нафтокислотні емульсії та пінні системи, з допомогою яких кислота рухається пластом на значні відстані. Для ефективнішої обробки часто використовують водні розчини ПАР, змішані з кислотою або запомповувані порціями з солянокислотним розчином. Термоакустичне діяння на привибійну зону полягає в одночасній дії на пласт потужних теплових і акустичних полів. У цьому випадку різко зростає радіус прогрітої зони (до 8 м), відбувається інтенсивне руйнування і винесення з пласта під час пуску свердловини в експлуатацію парафіну, бурового розчину і його фільтрату, гідратів газу і деяких солей. Термоакустичне діяння може здійснюватися у свердловинах глибиною до 2500 м, розташованих на відстані не менше 50 м від фронту нагнітання, щоб уникнути прориву води в результаті оброблення. [24]

Для підтримання стабільної роботи видобувних свердловин проводилися методи інтенсифікації для обробки привибійної зони пласта (ПЗП) із використанням підкислених розчинів поверхнево активних речовин (ПАР), які забезпечують очищення від асфальтеносмолистопарафінових відкладень (АСПВ) як ПЗП, так і обладнання; обробку із застосуванням розчинника «Пропаніл» та ПАР, які в суміші з конденсатом і 5% жириноксом забезпечують

розчинність різних АСПВ в межах від 70% до 100%; обробку інгібітором «Рена-2210».

Технологія обробки ПЗП та глибинного обладнання інгібітором «Рена-2210» забезпечує не тільки руйнування АСПВ у ПЗП, але і попередження подальшому їх відкладенню на поверхні порових каналів, НКТ та підземного обладнання в подальшій експлуатації свердловин.

Хімічна депарафінізація привибійної зони пласта та нафтопромислового обладнання включає в себе три основні методи дії:

– депарафінізація нафтопромислового обладнання з метою усунення негативного впливу асфальтосмолопарафіністичних відкладів;

– інгібування поверхні підземного обладнання та породи продуктивного пласта інгібіторами парафіновідкладень для попередження випадання асфальтосмолопарафіністичних відкладів (АСПВ);

– обробка привибійної зони пласта з метою відновлення проникності продуктивних пластів шляхом пом'якшення, диспергування та розчинення асфальтосмолопарафіністичних речовин (АСПР). АСПР це неуглеводневі високомолекулярні сполуки нафти, які містять до 88% вуглецю, до 10% водню і до 14% гетероатомів. Співвідношення смоли – асфальтени змінюється від 9:1 до 7:3.[36]

Технології депарафінізації нафтопромислового обладнання призначені для розчинення важких компонентів нафти, ліквідації вуглеводневих відкладень на поверхні підземного обладнання та привибійної зони пласта, попередження відкладень важких компонентів нафти на поверхні нафтопромислового обладнання, підвищення ефективності методів дії на привибійну зону пласта вуглеводневими та комбінованими розчинниками. Технологічний ефект полягає або в зростанні міжремонтного періоду роботи свердловини, або зменшенні кількості робіт по депарафінізації за певний період часу, або збільшенні кількості фракцій важких компонентів у нафті, що видобувається, зразу ж після обробки.[32]

Технологія інгібування поверхні підземного обладнання та породи продуктивного пласта інгібіторами парафіновідкладень може бути здійснена у всіх свердловинах, що продукують нафту з вмістом асфальтосмолопарафіністих речовин не менше як 3 % та характеризуються періодичним відкладанням АСПР на підземному обладнанні та у привибійній зоні пласта. Технологічний ефект від обробки полягає або в зростанні міжремонтного періоду роботи свердловини, або зменшенні кількості робіт по депарафінізації за певний період часу, або збільшенні кількості фракцій важких компонентів у нафті, що видобувається, в процесі тривалої експлуатації свердловини.[26]

Технологія обробки привибійної зони пласта розчинниками та інгібіторами парафіновідкладень може бути здійснена у свердловинах, обладнаних справною експлуатаційною колоною при наявності чистого вибою та гідродинамічного зв'язку з продуктивним пластом, що забезпечує протиснення у пласт необхідних для здійснення процесу технологічних розчинів при тисках на гирлі свердловини рівних або менших тиску опресування експлуатаційної колони з витратою не менше $0,3 \text{ м}^3/\text{хв}$ та пластами, що продукують нафту з вмістом асфальтосмолопарафіністих речовин не менше як 3 % та з пластовою температурою, що не перевищує температуру плавлення парафінів на $20 \text{ }^\circ\text{C}$. Технологічний ефект від обробки полягає або в зростанні продуктивності продуктивного пласта, або в зростанні дебіту свердловини за нафтою або рідиною.[30]

Використання термохімічних технологій впливу дозволяє видаляти (пом'якшувати, диспергувати, розчиняти) з поверхні вибою і порового простору пласта асфальтосмолопарафіністі речовини, що відкладаються в процесі фільтрації нафти, збільшувати хімічну активність кислоти у відношенні забруднень, що зменшують фільтрацію пластової рідини (глиниста та цементна кірка, продукти корозії та інші), та у відношенні компонентів породи пласта, що сприяє їх інтенсивному розчиненню в зоні дії активної теплової зони.

4.2 Обґрунтування вибору найбільш ефективних методів для конкретних умов

Основна причина низької продуктивності свердловин наряду з поганою природною проникністю пласта і неякісною перфорацією – зниження проникності привибійної зони пласта.

Основне призначення методів впливу на привибійну зону пласта або інтенсифікація видобутку нафти полягає у збільшенні проникності привибійної зони за рахунок очистки порових каналів і тріщин від різноманітних матеріалів що відклалися в них (смоли, асфальтени, парафін, глина, солі та інш.), а також їх розширення і створення нових тріщин і каналів, що покращують гідродинамічний зв'язок із свердловинами.[27]

По характеру впливу на привибійну зону пласта всі методи підрозділяються на хімічні, механічні, теплові та комплексні (фізико-хімічні).

В зв'язку з наявністю в нафті покладу байосу асфальто-смолистих відкладів, найбільш ефективним заходом по інтенсифікації припливу нафти є хімічна обробка. У цьому напрямку пропонується розроблена технологія по декольматації привибійної зони пласта для видалення асфальто-смолистих та парафінових відкладів з метою підвищення нафтовіддачі пласта. Основною ціллю являється розширення порового об'єму, із якого гарячими розчинниками видаляються асфальто-смолисті і парафінові відклади, за рахунок його деблокування при тепловій дії. [34]

В якості технологій попереднього прогріву привибійної зони пласта і нагріву розчинника вибрані технології, які використовуються для одержання тепла екзотермічні ефекти хімічних реакцій. Ряд цих технологій випробуваний в промислових умовах, в основному для цілей підвищення продуктивності свердловин. Їх основними перевагами являється технологічність, відсутність невиробничих тепловтрат і можливість адаптації до різноманітних геолого-промислових умов.

В основу базової рецептури розчинника асфальто-смолистих і парафінових відкладів запропоновано використовувати відходи хімічного виробництва, які містять бензин, ацетон, діметилформаїд і ізопропиловий спирт, що характеризуються наступними основними якостями:

Ацетон(CH_3COOH_3) : t кип. = $56,24^\circ\text{C}$; t пл. = $-95,35^\circ\text{C}$; Ізопропиловий спирт (CH_3) $_2\text{CHOH}$: t кип. = 101°C ; Діметилформаїд (CH_3) $_2\text{NCHO}$: t кип. = 153°C ; t пл. = -61°C ; Бензин($\text{C}_4 - \text{C}_{12}$) : t кип. = $35-195^\circ\text{C}$; $\rho = 0,70 - 0,78$ г/см.

Сутність методу боротьби з асфальто-смолистими і парафіновими відкладами, які утворюються і поровому просторі колектора на стінках підземного наземного обладнання, заключається в використанні спеціально підібраних складів розчинників для періодичного видалення відкладів.

Відклади парафінів і асфальто-смолистих сполук являють собою складну суміш, яка містить самі парафіни і асфальто-смолисті сполуки, а також нафту, воду і механічні домішки. Таким чином, при виборі складу розчинника треба [35]

виходити з розрахунку, щоб останній здійснював розчиняючу дію або на парафінову, або на асфальто-смолисту частину відкладів. Для вибору складу розчинника були проведені лабораторні дослідження на визначення розчинності парафіну і бітуму в чистих розчинниках і їх сумішах.

Виходячи з результатів досліджень пропонується наступна композиція з відходів хімічного виробництва для видалення парафінів і асфальто-смолистих сполук з привибійної зони пласта і зі стінок підземного і наземного обладнання: Ацетон – 50 – 60 %; Бензин – 20 – 30 %; Діметилформаїд і ізопропиловий спирт. При такій комбінації розчинників, швидкість розчинення складає – $2,03 \cdot 10^{-3}$ г/(см 2 ·хв). Для внутрішньосвердловинного нагріву розчинника може бути запропоновано декілька технологічних схем. З позиції оцінки їх ефективності і проектування принципово виділення їх двох етапів: яким чином генерується тепло від термохімічної реакції; яким чином генерація тепла передається розчиннику.[28]

До основних технологічних схем генерації тепла від екзотермічних реакцій треба віднести слідуєчі:

- схема паралельної закачки або простого змішування, при якій реагенти подаються розділено по затрубному просторі і ліфтових трубах і змішуються біля башмака ліфтових труб.

Швидкість подачі реагентів повинна забезпечувати стехіометричне співвідношення їх в зоні реакції. В зв'язку з тим, що швидкість реакції речовин в розчинах велика і може рахуватись миттєвою, і в зв'язку з нетривалістю знаходження розчину в стволі свердловини, що дозволяє нехтувати тепловтратами, калориметричні співвідношення забезпечують оціночну точність розрахунків. При проектуванні технології по схемі паралельної закачки, об'єм нагрітого розчину може бути прийнятим рівним сумі об'ємі змішаних розчинів. Така технологічна схема отримання тепла найбільш пристосована для реакцій типу розчин кислоти – розчин лугу, розчин кислоти – аміак, формалін – аміак. В таблицях 4.1 і 4.2 представлені дані про співвідношення соляної кислоти і аміаку та приріст температури.

Таблиця 4.1

Співвідношення соляної кислоти і аміаку

Концентрація похідних розчинів		Кількість реагентів, необхідних для отримання 1м ³ кислоти з надлишковою концентрацією, %			Підвищення температури, °К
HCl, %	NH ₃ , %	C, %	HCl	NH ₄ OH	
1	2	3	4	5	6
31	25	0	0,40	0,60	133
		5	0,49	0,51	112
		10	0,59	0,41	90
		15	0,70	0,30	69
		20	0,79	0,21	47
	20	0	0,35	0,65	116
		5	0,44	0,56	98
		10	0,51	0,49	85
		15	0,62	0,38	64
		20	0,74	0,26	47
27,5	25	0	0,43	0,57	126
		5	0,53	0,47	103
		10	0,63	0,37	80
		15	0,74	0,26	57
		20	0,84	0,16	34
	20	0	0,38	0,62	110
		5	0,48	0,52	92
		10	0,55	0,45	78
		15	0,60	0,40	68
		20	0,66	0,34	58

Таблиця 4.2

Об'ємні співвідношення розчинів каустичної соди і соляної кислоти
(з розрахунку на 1 м³) NaOH , та їх теплові ефекти і прирости температур

NaOH, %	HCl, %	Об'єм NaOH, м ³	Об'єм HCl, м ³	Кількість тепла, МДж	Приріст температури	Маса NaCl
30	20	1	1,66	1788,10	178	582,70
	22		1,49		188	
	24		1,35		197	
	26		1,24		205	
	28		1,14		213	
	30		1,05		221	
35	20	1	2,00	2167,40	190	706,20
	22		1,81		201	
	24		1,64		211	
	26		1,50		220	
	28		1,38		230	
	30		1,18		248	
40	20	1	2,38	2567,20	199	836,60
	22		2,14		212	
	24		1,94		224	
	26		1,78		234	
	28		1,64		244	
	30		1,51		254	
45	20	1	2,76	2985,10	207	972,70
	22		2,49		220	
	24		2,26		233	
	26		2,07		245	
	28		1,90		257	
	30		1,76		267	
50	20	1	3,17	3123,80	195	1017,90
	22		2,85		209	
	24		2,59		221	
	26		2,37		233	
	28		2,18		244	
	30		2,02		255	

- схема з акумуляцією тепла на вибої свердловини. Дана технологічна схема може бути реалізована, якщо в якості одного із реагентів використовується кристалічна речовина. Для цілей внутрішньосвердловинного нагріву розчинника рекомендується в даній технологічній схемі використовувати реакцію між кристалічним гідроксидом натрію і розчином соляної кислоти.

На вибій намивають стовп кристалічного гідроксиду натрію, а потім через нього прокачують розчин кислоти, одночасно продавлюючи нагрітий розчин в пласт. Так як реакція протікає в ході руху розчинника через нерухомий дисперсний матеріал. В таких умовах на температуру розчину визначний вплив буде мати явище акумуляції тепла.

При технологічних схемах нагріву розчинника слідє рахувати дві принципові схеми нагріву розчинника:

- по-перше – це безпосередня передача тепла від термохімічної реакції розчиннику асфальто-смолистих і парафінових відкладів при подачі розчинника разом з одним із реагентів;[29]

- по-друге – це опосереднене нагрівання розчинника. Нагріті продукти реакції продавлюються в пласт, передають тепло скелету пористого середовища, від якого тепло в свою чергу передається продавлюючому в слід через нагріту зону розчиннику.

З позицій обґрунтування і проектування технологій принципове значення мають показники: температура розчинника; об'єм (радіус) привибійної зони, яка обробляється гарячим розчинником; тривалість витримки нагрітого розчинника в пласті.

При термохімічних реакціях, які можуть бути використані для здійснення процесу, вибір для нагріву розчинників термохімічних джерел тепла обумовлений їх технологічністю. Технологія роботи з використанням термохімічних джерел легко адаптується до конкретних геолого – промислових умов і задачах робіт. Вони реалізуються з використанням техніки і обладнання, яке є в наявності на промислі. Крім того до позитивних якостей технологій, які використовують екзотермічні реакції, слідують віднести:

- відсутність тепловтрат в стволі свердловини, які притаманні методам нагріву з закачкою теплоносія з поверхні;
- необмежена глибина дії, ні тепловтратами, як при використанні теплоносіїв, ні технічними засобами, як при використанні свердловинних електронагрівачів;

На вибій намивають стовп кристалічного гідроксиду натрію, а потім через нього прокачують розчин кислоти, одночасно продавлюючи нагрітий розчин в пласт. Так як реакція протікає в ході руху розчинника через нерухомий дисперсний матеріал. В таких умовах на температуру розчину визначний вплив буде мати явище акумуляції тепла.

При технологічних схемах нагріву розчинника слідє рахувати дві принципові схеми нагріву розчинника:

- по-перше – це безпосередня передача тепла від термохімічної реакції розчиннику асфальто-смолистих і парафінових відкладів при подачі розчинника разом з одним із реагентів;

- по-друге – це опосереднене нагрівання розчинника. Нагріті продукти реакції продавлюються в пласт, передають тепло скелету пористого середовища, від якого тепло в свою чергу передається продавлюючому в слід через нагріту зону розчиннику.

З позицій обґрунтування і проектування технологій принципове значення мають показники: температура розчинника; об'єм (радіус) привибійної зони, яка обробляється гарячим розчинником; тривалість витримки нагрітого розчинника в пласті.

При термохімічних реакціях, які можуть бути використані для здійснення процесу, вибір для нагріву розчинників термохімічних джерел тепла обумовлений їх технологічністю. Технологія роботи з використанням термохімічних джерел легко адаптується до конкретних геолого – промислових умов і задачах робіт. Вони реалізуються з використанням техніки і обладнання, яке є в наявності на промислі. Крім того до позитивних якостей технологій, які використовують екзотермічні реакції, слідують віднести:

- відсутність тепловтрат в стволі свердловини, які притаманні методам нагріву з закачкою теплоносія з поверхні;

- необмежена глибина дії, ні тепловтратами, як при використанні теплоносіїв, ні технічними засобами, як при використанні свердловинних електронагрівачів;

- можливого регулювання сумарної кількості введеного тепла і температури об'ємами і концентраціями реагуючих речовин і технологічними прийомами.

В таблиці 4.3 приведені деякі екзотермічні реакції, використання яких може бути застосоване для внутрішньо свердловинного нагріву розчинників. В таблиці також приведені стехеометричні співвідношення, які показують кількість речовини А, необхідної для взаємодії з одиницею маси речовини В, в розрахунку на чисті речовини, і оцінка максимального приросту температури $\max \Delta T$ за рахунок теплового ефекту реакції, при максимальній концентрації речовини в розчинах і без врахування тепловтрат.

Таблиця 4.3

Екзотермічні реакції для нагріву розчинника

Реакція	Тепловий ефект			$\mu = A/B$	$\max \Delta T, \text{ К}$
	кДж/моль ,	кДж/моль , А	кДж/моль , В		
1	2	3	4	5	6
Оцтовий ангідрид+аміак	1390	13,6	40,8	3,02	1300
Оцтовий ангідрид+луг	1480	14,5	37,0	1,28	1700
Хлористий водень+ магній	470	6,44	18,9	3,04	460
Хлористий водень+ гідроксид натрію	177	4,85	4,43	0,91	225
Хлористий водень+ аміак	177	4,85	10,40	2,15	133
Формалін+аміак	368	5,41	2,03	2,65	98

Для реалізації технологічного процесу декольматації привибійної зони пласта з внутрішньосвердловинним нагрівом розчинника, можуть бути запропоновані наступні принципові технологічні схеми, які відрізняються способом передачі тепла від його джерела розчиннику:

- схема паралельної закачки реагентів чи простого змішування;
- схема послідовної закачки реагентів при їх змішуванні безпосередньо в пласті;
- схема з акумуляцією тепла на вибої свердловини.

По схемі паралельної закачки або простого змішування, при якому реагенти нагнітаються роздільно по затрубному просторі і ліфтових трубах, послідовність операції наступна:

- проводять обв'язку гирла свердловини з спецтехнікою;
- при відкритому затрубному просторі через ліфтові труби заповнюють міжтрубний простір одним із реагентів (аміачною водою або розчином гідроксиду натрію), а ліфтові труби заповнюють другим компонентом (соляною кислотою або формаліном);
- при відкритому ліфтовому і затрубному просторах, одночасною роботою двох агрегатів продавлюють реагенти в пласт. Швидкість закачки реагентів повинна забезпечити їх стехіометричне співвідношення в зоні реакції;
- закривають свердловину для прогріву привибійної зони на 10 – 14 годин;
- при закритому затрубному просторі, через ліфтові труби закачують і продавлюють в пласт розчинник;
- закривають свердловину на реагування на 20 – 24 години, після цього проводять її освоєння.

Схема послідовної закачки реагентів: реагенти закачують по НКТ порціями послідовно один за одним – розчин NaOH (або аміачна вода) – розчин HCl з розчинником – чистий розчинник.

Послідовність операцій така:

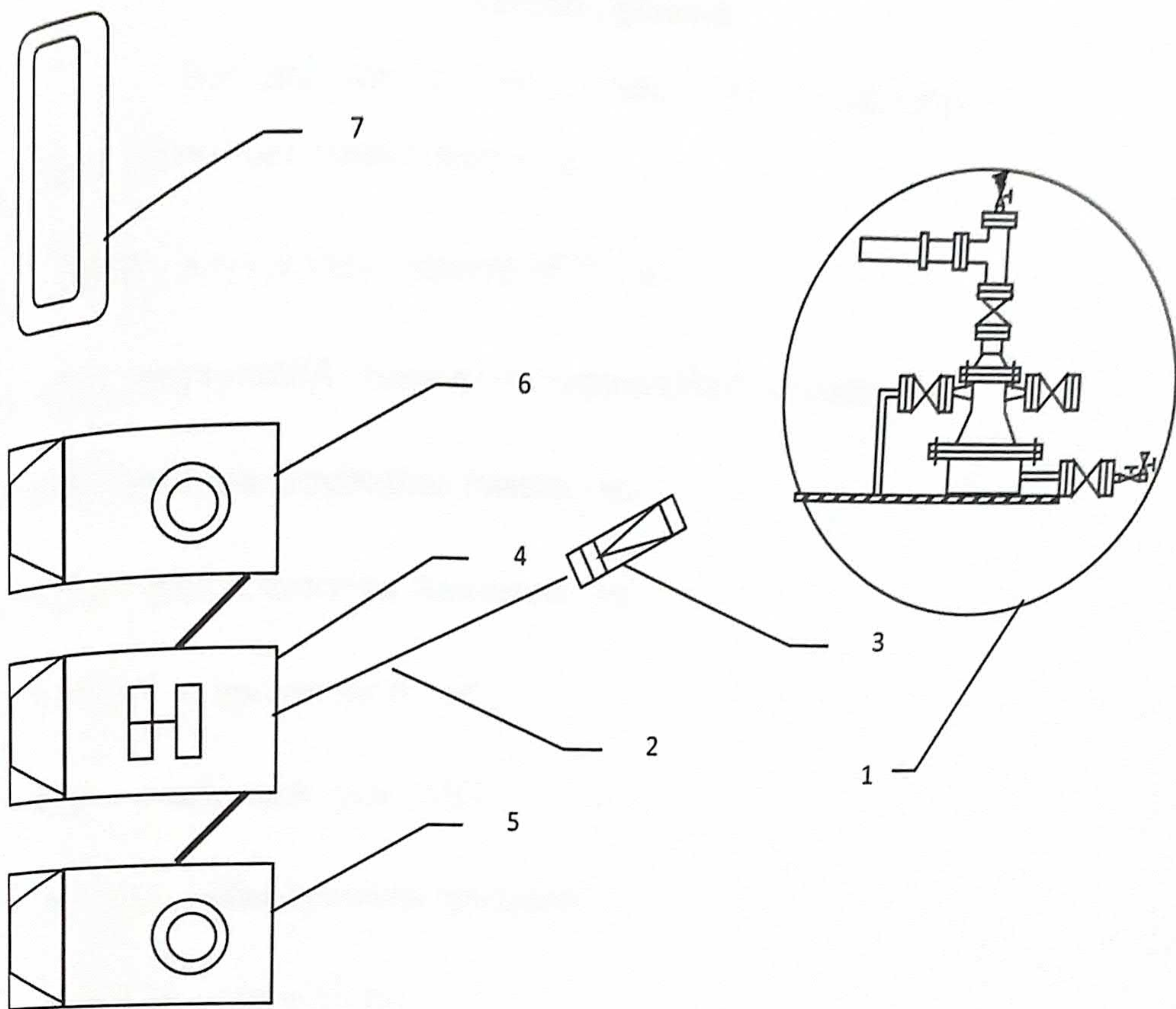
- піднімають із свердловини глибинне обладнання і проводять депарафінізацію НКТ;
- опускають НКТ до верхніх отворів перфорації (при необхідності проводять замір вибою);
- проводять обв'язку насосного агрегату з ліфтовими трубами, опресовують нагнітальну лінію;
- при відкритому затрубному просторі в НКТ послідовно порціями нагнітають NaOH (або NH_4OH), суміш кислоти з розчинником і чистий розчинник;

- закривають затрубний простір і протискають розчинник в пласт водою об'ємом рівним об'єму НКТ;
- закривають свердловину на реагування на 20 – 24 години і потім проводять її освоєння.

Схема з *аккумуляцією тепла* на вибої може бути реалізована, якщо в якості одного із реагентів використовується кристалічна речовина, в даному випадку кристалічний гідроксид натрію.

Послідовність операцій наступна:

- піднімають із свердловини глибинне обладнання і проводять депарафінізацію НКТ;
- заміряють вибій і при необхідності промивають його;
- опускають НКТ до верхніх отворів перфорації;
- проводять обв'язку насосного агрегату з ліфтовими трубами;
- при відкритому затрубному просторі на вибій свердловини намивають стовп кристалічного гідроксиду натрію;
- закривають затрубний простір і через наміту пробку NaOH прокачують розчин кислоти, одночасно продавлюючи нагрітий розчин в пласт;
- закачають і продавлюють в пласт розчинник об'ємом води, рівним об'єму НКТ;
- закривають свердловину на реагування на 20 – 24 години і потім проводять її освоєння.



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

- 1 – свердловина (устя); 2 – нагнітальний трубопровід;
 3 – зворотній клапан; 4 – агрегат 4АСФ-700 або УНІ-630×700 або ЦА-320;
 5, 6 – автоцистерни з нафтою і водою; 7 – установка для депарафінації

ТЕХНІЧНІ ВИМОГИ

- 1 Нагнітальні лінії обпресувати на півтора кратний від робочого тиск.
 2 Віддалі між:
 – агрегатами і устям свердловини не менше 25 м;
 – агрегатами і автоцистерною з нафтою або розчином ПАР не менше 1 м.
 3 Насосні агрегати розміщувати з навітренної сторони.
 4 Заборонена зона 25 м.

Рисунок 4.1 – Типова схема депарафінації свердловини

Технологічні і технічні розрахунки параметрів здійснення процесу інтенсифікації

Вихідні дані про свердловину 103 (Решетняки):

$H_c = 506,5$ - глибина свердловини , м;

$d_{нкт} = 0,050$ - внутрішній діаметр НКТ , м;

$D = 0,150$ - внутрішній діаметр експлуатаційної колони , м;

$h = 35,6$ - ефективна товщина пласта , м;

$R_k = 225,0$ - радіус контура живлення , м;

$k = 9,0 \cdot 10^{-15}$ - проникність , m^2 ;

$p = 4,20$ - пластовий тиск , МПа;

$n_v = 0,3$ – обводненість продукції;

$m = 0,29$ – пористість;

$r_c = 0,1$ – радіус свердловини , м.

Вибір та розрахунок об'єму хімічних реагентів:

$v_r = 0,5 m^3$ - норма витрати кислотного розчину на 1 м товщини пласта;

$x_r = 0,12$ – об'ємна частка кислотного розчину;

$x_k = 0,245$ – об'ємна частка товарної кислоти;

$b = 0,03$ – норма додавання 100% оцтової кислоти;

$c_u = 0,08$ – об'ємна частка товарної оцтової кислоти;

$b_i = 0,2 \%$ - норма додавання інгібітора;

$c_i = 100$ – об'ємна частка товарного інгібітора;

$b_{in} = 0,3 \%$ - норма додавання інтенсифікатора.

Об'єм кислотного розчину визначаємо за формулою:

$$(4.1) \quad V_r = v_r \cdot h$$

$$V_r = 0,5 \cdot 35,6 = 17,8 \text{ м}^3.$$

Об'єм товарної кислоти визначаємо за формулою:

$$V_k = V_r x_r \frac{5,09 x_r + 999}{x_k (5,09 + 999)}, V_k = 8,71 \text{ м}^3 \quad (4.2)$$

Об'єм оцтової кислоти обчислюється за формулою:

$$V_u = b \frac{V_r}{c_u}, V_u = 0,067 \quad (4.3)$$

Об'єм інгібітора обчислюється за формулою:

$$V_i = b_i \frac{V_r}{c_i}, V_i = 0,048 \text{ м}^3 \quad (4.4)$$

Об'єм інтенсифікатора обчислюється за формулою:

$$V_{in} = b_m \frac{V_r}{100}, V_{in} = 0,285 \text{ м}^3 \quad (4.5)$$

Об'єм води для приготування кислотного розчину обчислюється за формулою:

$$V_v = V_r - V_k - (V_u + V_i + V_{in}) \quad V_v = 8,69 \quad (4.6)$$

Визначаємо густину розчину соляної кислоти

Приймаємо $\rho_v = 1000 \text{ кг/м}^3$ – густина води;

$\rho_k = 1120 \text{ кг/м}^3$ – густина товарної соляної кислоти.

Густина чистої речовини HCl обчислюється за формулою:

$$\rho_{hcl} = \frac{\rho_k - \rho_v (1 - x_k)}{x_k}, \rho_{hcl} = 1498,8 \text{ кг/м}^3 \quad (4.7)$$

Густина розчину соляної кислоти обчислюється за формулою:

$$\rho_r = \rho_v (1 - x_r) + \frac{\rho_k - \rho_v (1 - x_k)}{x_k} x_r, \rho_r = 1058,8 \text{ кг/м}^3 \quad (4.8)$$

Розрахунок закачування кислотного розчину у свердловину

Для закачування кислотного розчину приймаємо агрегат ЦА-320 або АСФ-700 (рис.4.1), який при роботі на I, II, III і IV швидкості та діаметрі поршня 127 мм створює тиск:

Швидкість агрегату	Тиск, МПа	Подача агрегату, м ³ /с
I	24	0,00235
II	19,6	0,00428
III	10,3	0,0081
IV	5,8	0,0145

Вибійний тиск закачування кислотного розчину обчислюється за формулою:

$$P_{\text{виб}} = P \cdot 10^6 + \frac{Q_{\text{аз}} \mu_r \cdot \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}{2\pi \cdot k \cdot h}, \quad (4.9)$$

$$P_{\text{виб}} = (\text{I} - 3,59942 \cdot 10^7 \text{ Па}; \text{II} - 4,936882 \cdot 10^7 \text{ Па}; \text{III} - 7,13821 \cdot 10^7 \text{ Па}; \\ \text{IV} - 8,51703 \cdot 10^7 \text{ Па}).$$

Гідростатичний тиск стовпа рідини по стовбуру обчислюється за формулою:

$$P_{\text{гс}} = \rho_r \cdot 9,81 \cdot H_c, \quad P_{\text{гс}} = 5,2 \text{ МПа} \quad (4.10)$$

Гідравлічні втрати на тертя при русі кислотного розчину в технологічних трубах (НКТ) обчислюється по формулі Дарсі-Вейсбаха.

Коефіцієнт гідравлічних опорів є функцією числа Рейнольда:

$$Re = \frac{4Q_{\text{ар}} \rho_r}{\pi d_{\text{нкт}} \mu_r} \quad (4.11)$$

Передача	Re
I	$3,62386 \cdot 10^4$
II	$6,89982 \cdot 10^4$
III	$1,22921 \cdot 10^5$
IV	$1,56696 \cdot 10^5$

Приймаємо труби сталеві суцільнотягнуті нові, еквівалентна шорсткість яких становить:

$$\Delta = 0,02 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

Оскільки Re знаходиться у межах:

$$\text{від } 10 \frac{d_{\text{НКТ}}}{\Delta} = 3,1 \cdot 10^4 \text{ до } 500 \frac{d_{\text{НКТ}}}{\Delta} = 1,55 \cdot 10^6,$$

то коефіцієнт гідравлічного опору розраховуємо за формулою Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{\Delta}{d_{\text{НКТ}}} \right)^{0,25} \quad (4.12)$$

Глибину спуску НКТ приймаємо до верхніх отворів перфорації і обчислюється за формулою:

$$L = H_c - h, \quad L = 470,9 \text{ м} \quad (4.13)$$

Гідравлічні втрати на тертя при русі кислотного розчину у НКТ обчислюється за формулою

$$dP = \lambda \frac{(Q_{\text{ар}})^2 \cdot L \cdot \rho_r}{\pi^2 d_{\text{НКТ}}^5} \quad (4.14)$$

Необхідний тиск на викиді насоса при закачуванні кислотного розчину обчислюється за формулою:

$$P_{\text{вн}} = P_{\text{впр}} - P_{\text{зс}} + dP \quad (4.15)$$

Результати розрахунку:

$P_{\text{вн}}$	dP	Re	λ
$1,11982 \cdot 10^5$	$5,9482 \cdot 10^4$	$3,62386 \cdot 10^4$	0,02382
$1,36159 \cdot 10^7$	$1,89375 \cdot 10^5$	$6,89982 \cdot 10^4$	0,02092
$3,5984 \cdot 10^7$	$5,43673 \cdot 10^5$	$1,22921 \cdot 10^5$	0,01892
$5,00803 \cdot 10^7$	$8,7174 \cdot 10^5$	$1,56696 \cdot 10^5$	0,01824

Вибираємо роботу агрегату на II швидкості.

План проведення робіт по термохімічній обробці свердловини № 103

Решетняківського родовища

Геолого-технічні дані:

1. Експлуатаційна колона $\varnothing 168 \times 245$ мм – 498,5 м, не цементована.
2. Тиск опресовки колони – 90 ат, герметична.
3. Фільтр – 500 – 504,92 м.
4. Штучний вибій – 506,5.
5. Пластовий тиск – 42 ат.
6. НКТ 2,5" – 495 м.
7. Зам. Опора – 490 м.
8. Штанги $\varnothing 19$ мм – 490 м.

Свердловина експлуатується глибинним насосом НГВ-1-28, спущеним на глибину 495 м, $Q_n = 1,0$ т/д, $Q_p = 1,1$ т/д. $Q_{тхо} = Q_n + Q_p = 2,1$ т/д.

Для збільшення продуктивної характеристики пласта на свердловині планується проведення ТХО.

1. Прокачати свердловину пластовою водою.
2. Підняти насос, штанги. Виконати депарафінізацію.
3. Допуском НКТ відбити вибій. Підняти НКТ з заміром.
4. При вибої вище 506,5 м промити до цієї глибини пластовою водою обробленою Стінолом (10,2% розчин).
5. Встановити НКТ на глибині 495 м, замкова опора 490 м.
6. Для проведення процесу ТХО необхідно забезпечити на свердловині наступну техніку та матеріали згідно СОУ 11.1 – 00135390- :2007

« Хімічна депарафінізація привибуїної зони пласта та нафтопромислового обладнання» :

- | | |
|--|---------|
| - насосний агрегат ЦА – 320(або 4 АСФ-700) | - 2 од; |
| - агрегат АЦК – 5,5 (кислотовоз) | - 2 од; |
| - пожежна машина (ЗІЛ-131 або АЦ-40) | - 1 од; |
| - станція контролю , СКЦ-2М | - 1 од; |
| - автоцистерна (КАМАЗ-53212 або АЦ-9) | - 1 од; |

Розрахунок технологічного режиму роботи свердловини та вибір обладнання після проведення в ній методу інтенсифікації

До проведення ТХО свердловина експлуатувалась штанговою насосною установкою. Так як основні параметри свердловини суттєво не змінились, то і спосіб експлуатації свердловини залишається попереднім.

Після проведення ТХО дебіт свердловини планується $Q = 4$ т/добу.

Глибина свердловини $H = 506$ м; $P_{пл} = 4,3$ МПа ; $P_B = 3,5$ МПа ; $\rho = 900$ кг/м³.

1. Визначаємо фактичну глибину спуску насосу:

$$L = H - \frac{P_{пл} - Q/K_0}{\rho g} + h \quad (4.16)$$

де L – глибина спуску насосу, м; H – глибина свердловини, м; $P_{п}$ – пластовий тиск, Па; Q – дебіт свердловини, м³/с; K_0 – коефіцієнт продуктивності свердловини, м³/(с*Па); ρ – густина рідини, кг/м³; g – прискорення вільного падіння, м/с²; h – занурення насосу під динамічний рівень.

$$Q = K_0(P_{пл} - P_B) \Rightarrow L = H - \frac{P_B}{\rho g} + h \quad (4.17)$$

$$Q = 506 - \frac{3,5 * 10^6}{900 * 9,8} + 50 = 159,58 \text{ м}$$

2. По діаграмі Адоніна, яка встановлює зв'язок між L і Q визначаємо станок –качалку та діаметр насосу. Для наших L і Q беремо станок-качалку ІСК-1,5-0,42-100 та насос з діаметром плунжера 28 мм. Враховуючи конструкцію свердловини беремо насос НГВ-1. Для насосу НГВ-1 потрібні насосні труби

$d_{усл} = 60$ мм. В залежності від діаметру насосу беремо колону насосних штанг $d_{шт} = 19$ мм.

3. Для розрахунку частоти коливань станка – качалки використовуємо формулу:

$$n = n_{\max} \frac{Q_{\phi}}{Q_T}, \quad (4.18)$$

де Π_{\max} – максимальна частота коливань вибраного станка-качалки,
 $\Pi_{\max} = 15 \text{ хв}^{-1}$; Q_{ϕ} – фактичний дебіт свердловини, $Q_{\phi} = 4 \text{ т/добу}$;
 Q_T – максимальна теоретична подача глибинонасосної установки, т/добу, яка
 вираховується за формулою:

$$Q_T = 1440 \frac{\pi d^2}{4} s n \rho, \quad (4.19)$$

де D - діаметр плунжера, $D = 28 \text{ мм}$; s - найбільша довжина гирлового штока,
 $s = 0,42 \text{ м}$; n – число коливань, $n = 15 \text{ хв}^{-1}$; ρ - питома вага рідини, $\rho = 0,9 \text{ т/м}^3$.

$$Q_T = 1440 \frac{3,14 * 0,028^2}{4} * 0,42 * 15 * 09 = 5,03 \text{ т/добу.}$$

4. Визначаємо коефіцієнт подачі насосу:

$$\alpha = \frac{Q_{\phi}}{Q_T} = \frac{4,0}{5,03} = 0,795 \approx 0,8. \quad (4.20)$$

5. Визначаємо довжину ходу плунжера:

$$s_{\text{м}} = s \left(1 + \frac{225 L^2 n}{10^{12}} \right) - \lambda, \quad (4.21)$$

де s – довжина ходу штоку, м; n - число коливань в хвилину, хв^{-1} .

$$\lambda = \frac{F_{\text{пл}} \gamma L^2 (f_{\text{ш}} + f_{\text{т}})}{10^4 E f_{\text{ш}} f_{\text{т}}}, \quad \text{де} \quad (4.22)$$

λ - пружна деформація штанг і труб, м; L - глибина спуску насосу, м;

$F_{\text{пл}}$ - товщина перетину плунжера, см^2 ; $f_{\text{ш}}$ - площа поперечного

перерізу штанг, см^2 ;

$f_{\text{т}}$ - площа поперечного перерізу труб, см^2 ; ρ - питома вага рідини,

кг/м^3 ;

E – модуль пружності; $E = 2,1 * 10^6 \text{ кг/см}^2$.

$$\lambda = \frac{6,15 * 900 * 160^2 (2,83 + 8,68)}{10^4 * 2,1 * 10^6 * 2,83 * 8,68} = 3,16 * 10^{-3}$$

- стандартах і технічних умовах на реагенти, які при цьому використовуються.
2. При роботах з розчинником асфальтосмолопарафіністих речовин необхідно використовувати спецодяг, захисні окуляри, рукавиці згідно з ГОСТ 12.4.103, ГОСТ 12.4.013, ГОСТ 12.4.010. Не допускати попадання шкідливих речовин в очі та на шкіру.
 3. На місці виконання робіт необхідно мати запас чистої води для змиву розчинника і аптечку для надання першої допомоги у випадку його попадання на незахищені ділянки тіла.
 4. Проведення технологічного процесу повинно здійснюватись у денний час під безпосереднім керівництвом інженерно-технічного працівника згідно з планом робіт затвердженим головним інженером підприємства, у свердловині якого проводяться роботи.
 5. Територія для розміщення технологічного обладнання повинна бути попередньо підготовлена, відповідно спланована, звільнена від стороннього обладнання і предметів, які заважають розміщенню насосних агрегатів, автоцистерн і комунікацій.
 6. Насосні агрегати і автоцистерни для проведення технологічного процесу повинні бути розміщені на віддалі не менше 10 м від гирла свердловини і розташовані так, щоб віддаль між ними була не менше 1 м, а кабіни були повернуті в напрямі від свердловини.
 7. Нагнітальні лінії в місцях під'єднання їх до гирлової арматури повинні бути обладнані зворотніми клапанами.
 8. Після закінчення обв'язування обладнання з гирлом свердловини нагнітальні лінії необхідно випробувати на герметичність тиском, що у 1,5 рази перевищує очікуваний максимальний тиск.
 9. Під час гідравлічних випробувань нагнітальних ліній та нагнітання технологічних рідин у свердловину перебування людей біля гирла свердловини і нагнітальних трубопроводів забороняється.

10. Забороняється ремонтувати насосні агрегати або кріпити обв'язку гирла свердловини і трубопроводів під час нагнітання технологічних рідин у свердловину. При необхідності ремонту комунікацій необхідно зупинити нагнітання технологічних рідин, комунікації промити водою і тиск знизити до атмосферного.
11. Після закінчення процесу все обладнання і комунікації повинні бути промиті водою, яку після цього необхідно подати в нафтозабірний колектор або спеціальну накоплюючу ємність для подальшого скиду в систему збору і нагнітання в пласти промислових стічних вод.
- 12.3 метою попередження забруднення водоймищ і джерел питної води розчинником АСПР, нафтопродуктами, мінералізованими водами необхідно дотримуватись вимог ГСТУ 41-00032626-00-007, ГОСТ 17.1.3.12.
13. Особливу увагу необхідно звернути на герметизацію обладнання гирла свердловини, не допускаючи розливу технологічних рідин на поверхні території біля свердловини.
14. Не допускати скиду технологічних рідин і других реагентів у водойми і джерела питної води.
15. Рідини, які витікають із свердловини в процесі освоєння або заповнення, необхідно подавати в нафтозабірний колектор або в спеціальну накоплюючу ємність для подальшого скиду в систему збору і нагнітання в пласти промислових стічних вод.
16. Після закінчення робіт провести рекультивацію порушеного поверхневого шару ґрунту згідно з ГОСТ 17.5.3.04. Забруднений реагентами шар ґрунту вивезти в спеціально призначене місце знешкодити та заховати.

4.3 Розрахунок економічних показників для запропонованих технологій

В зв'язку з наявністю в нафті покладу байосу асфальто-смолистих та парафінових відкладів, найбільш ефективним заходом по інтенсифікації припливу нафти є хімічна обробка. У цьому напрямку пропонується розроблена технологія по декольматації приви́бійної зони пласта для видалення асфальто-смолистих та парафінових відкладів з метою підвищення нафтовіддачі пласта. Основною ціллю являється розширення порового об'єму, із якого гарячими розчинниками видаляються асфальто-смолисті і парафінові відклади, за рахунок його деблокіровки при тепловій дії.

В якості технологій попереднього прогріву приви́бійної зони пласта і нагріву розчинника вибрані технології, які використовуються для одержання тепла екзотермічні ефекти хімічних реакцій. Ряд цих технологій випробуваний в промислових умовах, в основному для цілей підвищення продуктивності свердловин. Їх основними перевагами являється технологічність, відсутність невиробничих тепловтрат і можливість адаптації до різноманітних геолого-промислових умов.

Перелік необхідного обладнання, матеріалів та дані про персонал, який задіяний в процесі термохімічної обробки, а також розрахунок витрат приведений в таблицях 4.4; 4.5 та 4.6 відповідно.

Для проведення процесу ТХО необхідно забезпечити на свердловині наступну техніку та матеріали згідно СОУ 11.1 – 00135390- :2007.

Розрахунок витрат на заплановані заходи

Витрати на проведення термохімічної обробки пласта $V_{ТХО}$, визначаються як сума витрат на заробітну плату робітників і витрати на експлуатацію техніки та матеріалів:

$$V_{ТХО} = V_{ЗП} + V_{ОБЛ} + V_{МАТ} \quad (4.25)$$

Для складання повного кошторису витрат на проведення процесу интенсифікації, попередньо розрахуємо загальні витрати на заробітну плату основному та допоміжному персоналу, що задіяний при проведенні капітального ремонту.

Процес термічної обробки пласта виконує бригада КРС, яка працює одну (1) добу в одну (1) зміну тобто 8 годин. Витрати на заробітну плату (ЗП) розраховуємо відповідно з тарифними ставками працівників та тривалістю робіт. Витрати на заробітну плату працівників визначаємо по формулі:

$$V_{ЗП} = k_{н.з.} * \lambda * \sum C_i * (1 + H_n) * T_{ТХО} \quad (4.26)$$

де $k_{н.з.}$ – коефіцієнт, що враховує непрямі витрати по заробітній платі ($k_{н.з.} = 1,3$)

λ - коефіцієнт, що враховує премії ($\lambda = 1,25$);

C_i – тарифна ставка працівника i -го розряду;

$T_{ТХО}$ – трудомісткість виконання робіт працівником відповідної професії при проведенні ТХО;

H_n – норма нарахувань на заробітну плату, ($H_n = 22\%$; 0,22 долі).

Нарахування на заробітну плату, що відноситься на собівартість виконуваних робіт, визначаються у відсотках від заробітної плати згідно діючого законодавства. Дані по тарифним ставкам взяті в тарифна ставка

Кошторис витрат на виплату ЗП працівникам

Персонал	Розряд	Тарифна ставка , грн./год.	Трудомісткість Виконаних робвт , год.	Склад бригади, осіб.	Заробітна плата по тарифу , грн.	Загальні витрати пов'язані з оплатою праці , грн.
Майстер бригади КРС	-	141,70	8,0	1	1133,60	2247,362
Бурильник	VI	126,70	8,0	1	1013,60	2009,462
Помічник бурильника	IV	95,03	8,0	2	1520,48	3014,352
Помічник бурильника	V	108,96	8,0	2	1743,36	3456,211
Оператор насосних агрегатів	V	93,65	8,0	2	1498,40	2970,578
Оператор кислотовозу	V	77,76	8,0	2	1244,16	2466,547
Оператор станції контролю	V	77,76	8,0	1	622,08	1233,274
Водій	III	54,63	8,0	7	3059,28	6065,023
Всього на заробітну плату:					11834,96	23462,809

Загальні витрати пов'язані на заробітну плату працівників дорівнює:

Взп= 23462,809 грн.

табл.4.4

Складаємо кошторисний розрахунок (таблиця 4.2), за допомогою якого визначаємо витрати на техніку та її експлуатаці.Роботи по інтенсифікації даної свердловини виконуються підприємством НГВУ «Полтаванафтогаз» , розрахунок кошторису проводимо згідно з фактичними даними на 2024 р.

Витрати на техніку проводимо за формулою:

$$V_{\text{обл.}} = \left(\sum_{i=1}^n 2l * n * T_d + \sum_{j=1}^n t * V_p * n \right) * k_{\text{н.п.}} \quad (4.27)$$

де l – відстань від свердловини (в один бік 35 км); n – кількість одиниць техніки; T_d – вартість 1 км пробігу техніки, грн./км; t – тривалість роботи техніки; V_p – вартість 1 год. роботи одиниці техніки; $k_{\text{н.п.}}$ - коефіцієнт непрямих витрат за всіма видами витрат, окрім заробітної плати ($k_{\text{н.п.}} = 1,1$).

Таблиця 4.2

Вартість витрат на використання техніки та обладнання

Техніка	Кількість, одиниць	км	Вартість 1 км пробігу грн./км	Витрати на транспортування обладнання	Час роботи, год	Вартість 1 години роботи, грн.	Витрати на експлуатацію обладнання	Всього витрат з урахуван. непрямих витрат, грн.
ЦА-320(насосний агрегат)	2	35	33,37	2335,90	8	719,04	11504,64	15224,59
АЦК-5,5 (кислотовоз)	2	35	24,35	1704,50	8	586,67	9386,72	12200,34
Пожежна машина	1	35	29,87	1045,45	8	673,08	5384,64	7073,10
Автоцистерна	1	35	13,20	462,00	8	301,36	2410,88	3160,17
Станція контролю	1	35	13,82	483,70	8	385,19	3081,52	3921,74
Всього на техніку:								41579,94

$$V_{\text{обл.}} = 41579,94 \text{ грн.}$$

Витрати на матеріали проводимо за формулою:

$$V_{\text{MAT}} = k_{\text{н.п.}} * k_{\text{мр.}} * \sum_{i=1}^n C_T * P, \quad (4.28)$$

де $k_{тр.}$ – коефіцієнт, що враховує втрати матеріалів при транспортуванні ($k_{тр.} = 1,05$).

Таблиця 4.3

Загальні витрати на матеріали та реагенти

Назва матеріалу	Кількість	Вартість за одиницю матеріалу, грн.	Вартість матеріалів, грн.	Всього, витрат з урахуванням втрат при транспортуванні та непрямих витрат, грн.
Соляна кислота 26%, м ³	6,0	15000,00	90000,00	103950,00
Каустична сода 30%, т	3,0	45150,00	135450,00	156444,75
Стінол (Пропаніл), т	0,3	40000,00	12000,00	13860,00
СВК (Темірол), т	0,05	45080,00	2254,00	2603,37
Оцтова кислота, т	0,1	100000,00	10000,00	11550,00
Конденсат, т	8,0	18200,00	145600,00	168168,00
Всього за матеріали:				456576,12

Загальні витрати на матеріали необхідні для проведення ТХО:

$$B_{MAT} = 456576,12 \text{ грн.}$$

Виходячи з вище проведених розрахунків витрати на проведення процесу термохімічної обробки складають:

$$B_{ТХО} = 23462,809 + 41579,94 + 456576,12 = 521618,87 \text{ грн.}$$

Розраховуємо собівартість додатково видобутої нафти

Собівартості додатково видобутої нафти, визначаємо з урахуванням об'єму додаткового видобутку.

Річний додатковий видобуток нафти отриманий за рахунок проведення на свердловині №103 процесу ТХО розраховуємо по формулі:

$$\Delta Q = (Q_{ТХО} - Q_0) * T_e * k_n \quad (4.29)$$

де ΔQ – додатковий видобуток нафти, т;

$Q_{ТХО}$ – дебіт свердловини після проведення процесу ТХО, т/добу;

Q_0 – дебіт свердловини до проведення процесу ТХО, т/добу;

T_c – кількість днів в році, що працювала свердловина, $T_c = 365$ днів;

k_n – середньорічний коефіцієнт, що враховує падіння з часом дебіту свердловини після проведення ТХО відповідають таким значенням:

- при роботі свердловини 1 рік = 0,5;
- при роботі свердловини 9 місяців = 0,625;
- при роботі свердловини 6 місяців = 0,75;
- при роботі 3 місяці в поточному році = 0,875.

Дебіти свердловини до і після проведення ТХО дорівнюють:

де Q_0 – дебіт свердловини до проведення ТХО – 2,1 т/добу . $Q_0 = Q_n + Q_p$, де $Q_n = 1,0$ т/добу і $Q_p = 1,1$ т/добу);

$Q_{ТХО}$ – дебіт свердловини після проведення ТХО – 5,03 т/добу

Проводимо розрахунок річного додаткового видобутку нафти, для свердловини № 103 Решетняківського НГР складає:

$$\Delta Q = (5,03 - 2,1) \times 365 \times 0,5 = 534,73 \text{ т.}$$

Здійснюємо розрахунок собівартості додатково видобутої нафти за наступною формулою:

$$C_{двн} = Z_{ен} \times \Delta Q + Z_{під} \times \Delta Q + Z_{надр} \times \Delta Q \quad (4.30)$$

де $C_{двн}$ – повна собівартість на видобуток додаткової нафти, грн;

$Z_{ен}$ – фактичні витрати на енергію по видобутку, згідно калькуляції собівартості товарної нафти по НГВУ «Полтаванафтогаз» за 2024 рік (745,77 грн/1т);

$Z_{під}$ – фактичні витрати на підготовку нафти згідно калькуляції собівартості товарної нафти по НГВУ «Полтаванафтогаз» за 2024 рік - (379,20 грн/1т);

$Z_{надр}$ – фактичні витрати та плата за надра, згідно розрахунку користування надрами по НГВУ «Полтаванафтогаз» за 2024 рік (6130,31 грн/1т).

Фактичні витрати на підготовку нафти використані на підставі даних кошторису видобутку 1 т нафти по цінам підприємства ПАТ «Укрнафта».

Відповідно отримуємо:

$$C_{двн} = 745,77 \times 534,73 + 379,20 \times 534,73 + 6130,31 \times 534,73 = 3880361,65 \text{ грн.}$$

Тобто, повні витрати на видобуток додаткової нафти за рік складатимуть 3880361,65 грн.

Розраховуємо річний економічний ефект (прибутковість)

Визначаємо економічний ефект по свердловині №103 від проведеної нами ТХО, як додатково одержаний дохід підприємства:

$$\Delta Pr_{реал} = \Delta Q \times C - C_{двн} \quad (4.31)$$

де C – ціна нафти, за даними ПАТ «Укрнафта» складає 19775,18 грн./т (відпускна ціна).

$C_{двн}$ – повна собівартість на видобуток додаткової нафти, грн.

$C_{н}$ – собівартість нафти, грн.; $C_{н} = 6719,79$ грн., згідно калькуляції собівартості видобутку товарної нафти по НГВУ «Полтаванафтогаз» за 2024 рік.

Проводимо розрахунок прогнозованого економічного ефекту від проведення ТХО для свердловини № 103 Решетняківського НГКР за формулою:

$$\Delta Pr_{реал} = 534,73 \times 19775,18 - 3880361,65 = 6694020,35 \text{ грн.}$$

Проводимо розрахунок прогнозованого економічного ефекту згідно формули:

$$E_{прогн} = (Pr_{реал} - V_{ТХО}) * \left(1 - \frac{St_{пр}}{100}\right) \quad (4.32)$$

де $St_{пр}$ – ставка податку на прибуток згідно закону України «Про оподаткування прибутку підприємства» на 2024 рік по НГВУ «Полтаванафтогаз» складає 18%.

$$E_{\text{прогн}} = (6694020,35 - 521618,87) * (1 - 18/100) = 5061369,21 \text{ грн.}$$

Річний економічний ефект від проведення ТХО розраховуємо за формулою:

$$E_{\text{р\iчн}} = E_{\text{прогн}} \cdot \alpha, \quad (4.33)$$

де α - імовірність отримання прогнозованого ефекту в економічних розрахунках приймається ($\alpha = 0,5 \div 0,7$)

$$E_{\text{р\iчн}} = 50611369,21 * 0,65 = 3289889,99 \text{ грн.}$$

Проведені техніко-економічні розрахунки показують, що проведення ТХО покладу байосу свердловини № 103 Решетняківського НГР є економічно доцільним. Результати зводимо в таблицю 4.4.

Таблиця 4.7

Техніко-економічні показники проведення термохімічної обробки пласта по свердловині № 103

Найменування показника	Позначення	Одиниці виміру	Величина показника
1. Відпускна ціна нафти підприємства	C_n	грн/т	19775,18
2. Собівартість видобутку нафти	C_n	грн./т	6719,17
3. Дебіт свердловини до проведення ТХО	q	т/доб	2,10
4. Дебіт свердловини після проведення ТХО	$q_{п}$	т/доб	5,03
5. Річний приріст видобутку нафти на свердловині після проведення робіт	ΔQ	т	534,73
6. Собівартість додаткового видобутку нафти, в тому числі:	$C_{двн}$	грн	3880361,65
приведені витрати на підйом нафти (плата за надра)	$P_{п}$	грн	6130,31
приведені витрати на підготовку нафти	$P_{підг}$	грн	379,20
приведені витрати на енергію по видобутку нафти	$P_{вн}$	грн	745,77
7. Витрати на проведення робіт з ТХО, всього (в тому числі):	$B_{ТХО}$	грн	521618,87
витрати на придбання матеріалів	B_{MAT}	грн	456576,12
витрати на експлуатацію техніки та транспорту	B_T	грн	41579,94
витрати на оплату праці робітників	$B_{зп}$	грн	23462,809
8. Сумарний економічний ефект підприємства	$E_{сум}$	грн	3289889,99
9. Прогнозований економічний ефект підприємства	$E_{пр}$	грн	5061369,21

4.4 Висновки до розділу 4

1. В даному і основному розділі магістерської роботи були розглянуто ефективність методів боротьби з АСПВ.

До складу АСПВ входять, в основному, парафін, що є твердим вуглеводнем метанового ряду, смоли і асфальтени (10–40 %), вода, пісок, сульфати, карбонати лужноземельних металів та інші механічні домішки (1–5 %). Склад

АСПВ визначається властивостями і складом нафти, а також частково умовами їх кристалізації та відкладення. АСПВ не є простою сумішшю асфальтенів, смол і парафінів, а представляє собою складну структуровану систему з яскраво вираженим ядром з асфальтенів і сорбційно-сольватним шаром з нафтових смол (ССЕ). Асфальтосмолисті речовини (АСР) представляють собою гетероциклічні з'єднання складної гібридної будови, до складу яких вхо-

дять азот, сірка, кисень і метали (*Fe, Mg, V, Ni, Ca, Ti, Mo, Cu, Cr* та ін.). До 98 % АСР складають ароматичні і нафтонові структури.

Незважаючи на різноманітність методів запобігання відкладанню та видалення АСПВ у свердловинному обладнанні, за технологічною ознакою вони можуть бути поділені на такі групи :

- розплавлення АСПВ шляхом нагрівання (закачування гарячої води, пари, нафти, застосування нагрівальних кабелів і т.д.);
- механічне видалення АСПВ зі стінок труб за допомогою шкребків ;
- розчинення відкладів різними розчинниками;
- запобігання утворенню відкладів та боротьба з ними з використанням інгібіторів парафіноутворення, поверхнево-активних речовин (ПАР) та інших реагентів.

2. Обґрунтовано найбільш ефективний метод інтенсифікації свердловини , для конкретних умов , основне призначення якого полягає у збільшенні проникності привибійної зони за рахунок очистки порових каналів і

тріщин від різноманітних матеріалів що відклалися в них (смоли, асфальтени, парафін, глина, солі та інш.), а також їх розширення і створення нових тріщин і каналів, що покращують гідродинамічний зв'язок із свердловинами.

3. Проведено технологічні і технічні розрахунки параметрів здійснення інтенсифікації, а саме: розрахунок закачування кислотного розчину в свердловину, затверджено план проведення робіт та вибір обладнання після проведення ТХО.

Суть технологічного рішення полягає в термохімічній обробці та депарафінізації для розчинення важких компонентів нафти, ліквідації вуглеводневих відкладень на поверхні підземного обладнання та привибійної зони пласта.

Проаналізовано основний комплекс небезпечних і шкідливих факторів та умов праці при підготовці і проведенні робіт з розчинником асфальтосмолопарафіністих речовин (АСПР), а також не допускання скиду технологічних рідин і других реагентів у водойми і джерела питної води з метою попередження забруднення водоймищ.

4. В даному розділі проаналізовано економічну доцільності проведення термохімічної обробка пласта, а саме розраховано витрати пов'язані з проведенням операції, собівартість додатково видобутої нафти та визначено річний економічний ефект, який складає 3289889,99 грн.

Доведено доцільність застосування комбінованого методу боротьби з АСПВ за допомогою використання спеціальних хімічних розчинників при одночасному застосуванні теплового методу. Технічний результат – пришвидшення очищення свердловини та підвищення її ефективності.

До переваг запропонованої технології слід віднести і те, що при її застосуванні не порушуються фізичні параметри продуктивного пласта, такі як пористість і проникність, та забезпечується прогрівання затрубного простору, чого не забезпечує використання інших технологій.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Решетняківське нафтогазоконденсатне родовище було відкрито в 1964 році пошуковою свердловиною №1, якою розкрито та випробувано поклад високов'язкої нафти горизонту байосу на глибині 500 метрів. Після розкриття теригенних відкладів пермі на глибині 945 метрів свердловиною було розкрито Старосанжарський соляний шток і по солі пройдено до глибини 3080 метрів.

Всього на Решетняківському родовищі було пробурено 55 свердловин, в тому числі 1 параметричну, 11 структурно-пошукових, 10 пошукових, 4 розвідувальні, 28 експлуатаційних та 1 оціночно-експлуатаційну.

Нафтогазоносність родовища пов'язана з відкладами нижнього і середнього карбону, які містять 8 продуктивних горизонтів (С-8-9, С-5, (С-6), С-4, С-3, С-2, Б-13, Б-12, J₂ bs). Відкрито 15 покладів : 11 нафтових, 2 нафтових з газовими шапками, 2 газових .

Розробку родовища розпочато в 1971 році на підставі планів пробної експлуатації окремих свердловин.

Свердловина №1 була ліквідована в 1989 році після видобутку 19,7 тис. т. нафти та 9,8 тис. т. води, свердловина №50 була ліквідована в 1977 році по причині інтенсивного руйнування колекторів привибійної зони.

Таким чином, на 01.01.1999 року існуючі свердловини вичерпали свої можливості при поточному нафтовилученні $47,9/676=0,07$, або 7%, що не виходить за межі допустимих похибок при підрахунку запасів. Тому була розроблена "Уточнена схема розробки нафтового покладу горизонту байосу", по якій в 1999 році було пробурено і введено в експлуатацію свердловини №100, а в 2000 році свердловину №103.

В 2003 році Державна комісія України по запасах корисних копалин вперше затвердила запаси нафти, газу і конденсату родовища.

В 1999 році складено " Уточнену технологічну схему розробки покладу байосу Решетняківського родовища".

В процесі реалізації проектних рішень даних документів пробурені свердловини №№100, 103 (гор. J_2^{BS}), №№81, 82, 84 (горизонти Б-13 і С-2).

2. Фізичні властивості вуглеводнів Решетняківського родовища в стандартних умовах вивчалися 1974-1975 роках в лабораторіях об'єднання «Полтаванафтогазгеологія», НГВП «Полтаванафтогаз» , інститутах УкрНДГРІ, УкрНГІ. Дегазовані нафти горизонту байосу та горизонтів башкирських та серпухівських відкладів по вмісту смол силікогелевих та асфальтенів практично однакові, а вміст парафіну змінюється в межах 9-11% і його випадіння в свердловині значно ускладнює умови механізованого видобутку нафти, при цьому парафін відкладається по всій довжині НКТ та на викидних лініях.

Боротьба з АСПВ у процесах видобування ведеться у двох напрямках: профілактика (або запобігання) відкладів; видалення вже сформованих відкладів . Негативні наслідки утворення АСПВ, а також труднощі, що виникають під час їх видалення чи запобігання, пов'язані із специфічними реологічними, структурно-механічними, хімічними і колоїдно-хімічними властивостями АСПВ.

3. Механізм і характер формування відкладень парафіну залежать від сукупності наступних чинників: тиску насичення в підйомнику, газонасичення нафти (газовий фактор), температурного режиму роботи свердловини, вмісту парафіну в нафті, температури кристалізації парафіну, тиску на гирлі свердловини, обводнення продукції, стану внутрішньої поверхні підйомника (його шорсткість), типу цієї поверхні (гідрофільна або гідрофобна), характеру роботи свердловини (робота з постійним дебітом або в пульсуючому режимі) .

Наприклад, для процесу дифузійного розчинення АСПВ при температурах, менших 45°C .

Період контакту повинен бути не менше 9-12 год. Для депресорної дії на високов'язкі нафти можуть використовуватися реагенти на основі суміші сополімерів ефірів малеїнової кислоти і вінілацетату з алкільними радикалами.

4. Виходячи з вище сказаного, можна стверджувати, що застосування термохімічної обробки пласта, в конкретній свердловині, для очищення насосно-компресорних труб від АСПВ з використанням хімічних реагентів на базі нагрівання розчинника є доцільним.

Доцільність розробки нової технології та нової рецептури для очищення НКТ від парафіновідкладень характеризується:

- високою якістю очищення насосно-компресорних (внутрішньої і зовнішньої) поверхні труб від парафінових відкладень;
- зменшенням собівартості проведення процесу очищення НКТ;
- поліпшенням умов праці обслуговуючого персоналу та підвищенням продуктивності;
- мінімальною екологічною шкодою оточуючому середовищу.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Hassan, F., Jamil, F., Hussain, A., Ali, H. M., Janjua, M. M., Khushnood, S., ... & Li, C. (2022). Recent advancements in latent heat phase change materials and their applications for thermal energy storage and buildings: A state of the art review. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 49, 101646.
2. Mathur, A. K., Ning, X., Marcinew, R. B., Ehlig-Economides, C. A., & Economides, M. J. (1995, October). Hydraulic fracture stimulation of highly permeable formations: the effect of critical fracture parameters on oilwell production and pressure. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition?* (pp. SPE-30652). SPE.
3. Logeshwaran, P., Megharaj, M., Chadalavada, S., Bowman, M., & Naidu, R. (2018). Petroleum hydrocarbons (PH) in groundwater aquifers: An overview of environmental fate, toxicity, microbial degradation and risk-based remediation approaches. *Environmental technology & innovation*, 10, 175-193.
4. Rosenkranz, K., Kasper, M. M., Werther, J., & Brunner, G. (2008). Encapsulation of irregularly shaped solid forms of proteins in a high-pressure fluidized bed. *The Journal of Supercritical Fluids*, 46(3), 351-357.
5. Saleh, T. A., & AL-Hammadi, S. A. (2018). Insights into the fundamentals and principles of the oil and gas industry: The impact of nanotechnology. *Nanotechnology in Oil and Gas Industries: Principles and Applications*, 1-35.
6. Hijazi, A., Ala'a, H., Aouad, S., Ahmad, M. N., & Zeaiter, J. (2019). Pyrolysis of waste rubber tires with palladium doped zeolite. *Journal of Environmental Chemical Engineering*, 7(6), 103451.

7. Okoro, E. E., Erivona, N. O., Sanni, S. E., Orodu, K. B., & Igwilo, K. C. (2020). Modification of waste tire pyrolytic oil as base fluid for synthetic lube oil blending and production: waste tire utilization approach. *Journal of Material Cycles and Waste Management*, 22, 1258-1269.
8. Kazmi, W. W., Amini, G., Park, J. Y., & Lee, I. G. (2024). Catalytic upgrading of the heavy fraction of waste coffee grounds pyrolysis bio-oil using supercritical ethanol as a hydrogen source to produce marine biofuel. *Chemical Engineering Science*, 287, 119761.
9. Kedzior, S. A., Kapadia, W., Egberts, P., Karan, K., Trifkovic, M., & Bryant, S. L. (2019). In situ monitoring of the morphology evolution of interfacially-formed conductive nanocomposite films and their use as strain sensors. *Journal of colloid and interface science*, 554, 305-314.
10. Chen, N., Qiao, Z., Xu, J., Wei, K., & Li, M. (2020). Physiological mechanism and developmental events in differentiating floral buds of *Sophora tonkinensis* gagnep. *Pharmacognosy Magazine*, 16(67).
11. Balta, F. (2023). Anatomical and histological development of the union of splice grafting in hazelnut. *Uluslararası Tarım ve Yaban Hayatı Bilimleri Dergisi*, 9(2), 122-134.
12. Teo, A., Mantalaris, A., Song, K., & Lim, M. (2014). A novel perfused rotary bioreactor for cardiomyogenesis of embryonic stem cells. *Biotechnology letters*, 36, 947-960.
13. Sekewael, S. J., Pratika, R. A., Hauli, L., Amin, A. K., Utami, M., & Wijaya, K. (2022). Recent progress on sulfated nanozirconia as a solid acid catalyst in the hydrocracking reaction. *Catalysts*, 12(2), 191.

13. Sekewael, S. J., Pratika, R. A., Hauli, L., Amin, A. K., Utami, M., & Wijaya, K. (2022). Recent progress on sulfated nanozirconia as a solid acid catalyst in the hydrocracking reaction. *Catalysts*, 12(2), 191.

14. Minakov, A. V., Kuznetsov, V. A., Anufriev, I. S., & Kopyev, E. P. (2022). Numerical analysis of a pre-chamber vortex burner with a steam blast atomizer. *Fuel*, 323, 124375.

15. Niculescu, A. G., Mihaiescu, D. E., & Grumezescu, A. M. (2022). A review of microfluidic experimental designs for nanoparticle synthesis. *International Journal of Molecular Sciences*, 23(15), 8293.

16. Mantalaris, S., Hwang, Y. S., & Polak, J. (2005).

17. Terese, M., Sudhakaran, S., Mohan, Y., & Thampi, A. D. (2021). Battery Thermal Management Systems based on Phase Change Materials for Electric Vehicle-A Review. *Proceedings of the Yukthi*.

18. Alsobaie, S., Alsobaie, T., Alshammary, A., & Mantalaris, S. (2023). Differentiation of human induced pluripotent stem cells into functional lung alveolar epithelial cells in 3D dynamic culture. *Frontiers in Bioengineering and Biotechnology*, 11, 1173149.

19. Huang, D., Niu, L., Wei, Y., Guo, M., Zuo, Y., Zou, Q., ... & Li, Y. (2014). Interfacial and biological properties of the gradient coating on polyamide substrate for bone substitute. *Journal of the Royal Society Interface*, 11(99), 20140101.

20. Biederman, K., Jessop, K., Morrison, S., & Sheridan, T. (2021).
RETHINKING PETROCHEMICAL PRODUCTION.

21. Cieślewicz, J., Koziara, Z., Ćwiklińska, W., & Bartoszek, A. (2021). The toolbox of methods for multidirectional characterization of dietary nucleic acids; verification for raw and processed food products. *Food Analytical Methods*, 14(7), 1482-1497.

22. Sekewael, S. J., Pratika, R. A., Hauli, L., Amin, A. K., Utami, M., & Wijaya, K. (2022). Recent Progress on Sulfated Nanozirconia as a Solid Acid Catalyst in the Hydrocracking Reaction. *Catalysts* 2022, 12, 191. *Contemporary Solutions for Advanced Catalytic Materials with a High Impact on Society*, 93.

23. Shurtleff, W., & Aoyagi, A. (2017). *History of Biodiesel-with Emphasis on Soy Biodiesel (1900-2017): Extensively Annotated Bibliography and Sourcebook*. Soyinfo Center.

24. Rashedi, A. (2016). *A study of surface wetting in oil-water flow in inclined pipeline* (Master's thesis, Ohio University).

25. Linh, N. T., Paul, K., Kim, B., & Lee, B. T. (2016). Augmenting in vitro osteogenesis of a glycine–arginine–glycine–aspartic-conjugated oxidized alginate–gelatin–biphasic calcium phosphate hydrogel composite and in vivo bone biogenesis through stem cell delivery. *Journal of Biomaterials Applications*, 31(5), 661-673.

26. Mantalaris, S., & Randle, W. (2006).

27. Velsen, V. V. (2021). *Could pyrolysis be the solution to plastic pollution* (Master's thesis).

28. Mantalaris, S., & Randle, W. (2008). *U.S. Patent Application No. 11/830,378*.

29. Watanabe, H., Sato, C., Kuramochi, T., Nishino, H., & Mizunami, M. (2008). Salivary conditioning with antennal gustatory unconditioned stimulus in an insect. *Neurobiology of learning and memory*, 90(1), 245-254.

30. Stoneback, T. A. (1977). *THE ROLE OF COXSACKIEVIRUS B3 STRAINS IN THE PATHOGENESIS OF MURINE PANCREATIC DISEASE*. Hahnemann University Graduate School.

31. Watanabe, H., Matsumoto, C. S., Nishino, H., & Mizunami, M. (2011). Critical roles of mecamylamine-sensitive mushroom body neurons in insect olfactory learning. *Neurobiology of learning and memory*, 95(1), 1-13.

32. Coles, M. E., & Hartman, K. J. (1998, March). Non-Darcy measurements in dry core and the effect of immobile liquid. In SPE Unconventional Resources Conference/Gas Technology Symposium (pp. SPE-39977). SPE.

33. Mathur, A. K., Ning, X., Marcinew, R. B., Ehlig-Economides, C. A., & Economides, M. J. (1995, October). Hydraulic fracture stimulation of highly permeable formations: the effect of critical fracture parameters on oilwell production and pressure. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition?* (pp. SPE-30652). SPE.

34. Ning, X., Collins, J. L., Marcinew, R. P., Dumont, G. L., & Hogg, J. R. (1996, February). Postfracture formation evaluation in the Valhalla Field, Alberta. In SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control (pp. SPE-31132). SPE.

35. Hassan, F., Jamil, F., Hussain, A., Ali, H. M., Janjua, M. M., Khushnood, S., ... & Li, C. (2022). Recent advancements in latent heat phase change materials and their applications for thermal energy storage and buildings: A state of the art review. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 49, 101646.

36. Bahadori, A., Nwaoha, C., & Clark, M. W. (2014). *Dictionary of oil, gas, and petrochemical processing*. Boca Raton: CRC Press.

37. Rosenkranz, K., Kasper, M. M., Werther, J., & Brunner, G. (2008). Encapsulation of irregularly shaped solid forms of proteins in a high-pressure fluidized bed. *The Journal of Supercritical Fluids*, 46(3), 351-357.

38. Taylor, H. S., & Smith Jr, J. O. (1940). The reactions of methyl radicals with benzene, toluene, diphenyl methane and propylene. *The Journal of Chemical Physics*, 8(7), 543-546.

39. Kartsev, A. A. (2023). *Geochemical methods of prospecting and exploration for petroleum and natural gas*. Univ of California Press.

40. Saleh, T. A., & AL-Hammadi, S. A. (2018). Insights into the fundamentals and principles of the oil and gas industry: The impact of nanotechnology. *Nanotechnology in Oil and Gas Industries: Principles and Applications*, 1-35.