

**МЕТОДИ БОРОТЬБИ ІЗ СІРКОВОДНЕМ
ТА МЕРКАПТАНАМИ, ЗАХИСТ ВІД
КОРОЗІЇ ТА СОЛЕВІДКЛАДЕНЬ
НАФТОГАЗОПРОМИСЛОВОГО
ОБЛАДНАННЯ**



**Доповідач:
Давиденко Олександр, к.т.н
інженер-технолог ТОВ «Палтех»**

innospec
OILFIELD SERVICES

chemistry matters

СІРКОВОДЕНЬ

- Токсичний для здоров'я людини
- Викликає корозію обладнання та трубопроводів, а також солевідкладення на них
- Кількість сірководню в газі та нафтопродуктах чітко регламентована
- Відповідно сірководень необхідно видаляти на найбільш ранніх стадіях

Негативний вплив спричинений присутністю сірководню

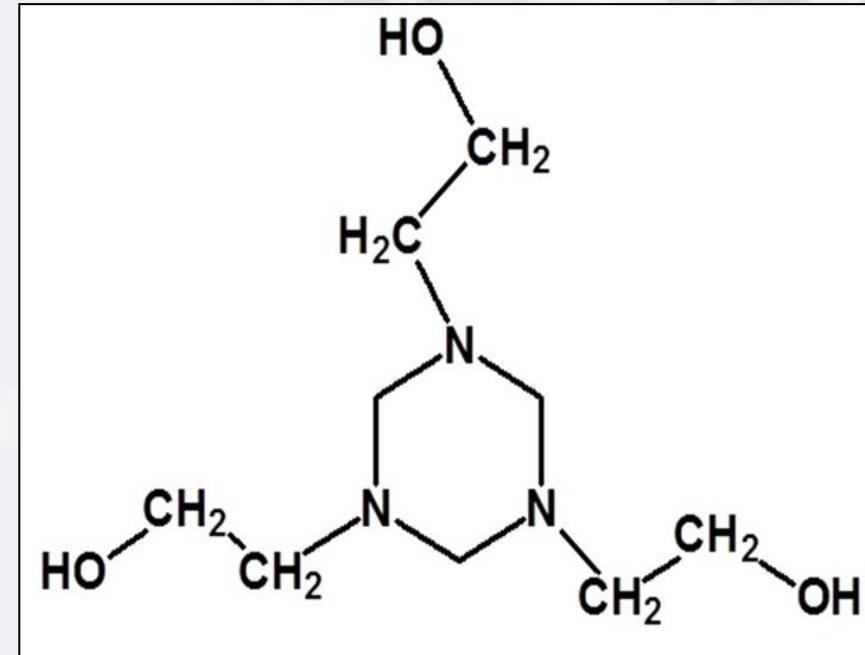


Концентрація H_2S	Швидкість корозії, мм/рік	Швидкість корозії, мдюйм/рік
100 ppm	0,284	11,07
150 ppm	0,396	15,43
500 ppm	0,533	20,80

СЕРІЯ HSS-100 (ПОГЛИНАЧ Н₂S ТА МЕРКАПТАНІВ)

Моноетаноламінтриазин

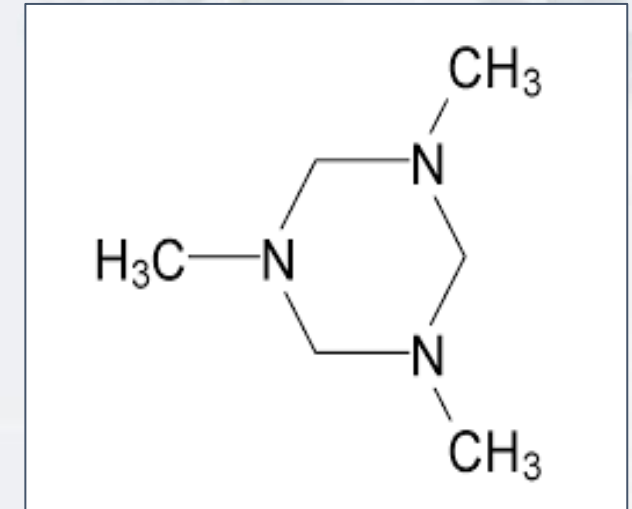
- 1,3,5-трис(2-гідроксіетил)гексагідро-s-триазин
- Займає велику частину ринку триазинів
- Розчинність в нафтопродуктах: диспергована
- Стехіометричний коефіцієнт: 10-15:1.
- Зазвичай використовується, коли Н₂S знаходиться в рідкій фазі.
- Може також взаємодіяти з СО₂ та видаляти його з газу.



СЕРІЯ HSS-450 (ПОГЛИНАЧ H_2S ТА МЕРКАПТАНІВ)

Монометиламінтриазин

- 1,3,5-триметил-гексагідротриазин (допоміжні речовини монометиламін, метанол)
- Розчинність у нафтопродуктах: хороша диспергованість
- Стехіометричний коефіцієнт: 8-18:1
- Більш термостабільний, ніж моноетаноламінтриазин.
- Зазвичай використовується, коли H_2S знаходиться в паровій (газоподібній) фазі



Характеристика високоефективних нейтралізаторів сірководню та меркаптанів HSS-100 та HSS-450

HSS-100 та HSS-450 значно знижує вміст H_2S та меркаптанів в природному та скрапленому газі

нафті (газовому конденсаті).

HSS-100 та HSS-450 реагують з H_2S з утворенням водорозчинного продукту, який може бути видалений разом з водою, яку відділяють на сепараторах.

HSS-100 та HSS-450 можуть додаватися в лінію подачі зрідженого газу до резервуару для зберігання.

HSS-100

Показники	Норма
Зовнішній вигляд	Рідина від білого до блідо-жовтого кольору
Густина при 15°C, кг/м ³	1100
Температура спалаху в закритому тиглі, °C	100
В'язкість кінематична при 40 °C, мм ² /с	<10
Температура застигання, °C	- 18

HSS-450

Показники	Норма
Зовнішній вигляд	Рідина від білого до блідо-жовтого кольору
Густина при 15°C, кг/м ³	1030
Температура спалаху в закритому тиглі, °C	>60
Значення величини рН	10,0 – 12,0

НОВА ТЕХНОЛОГІЯ ОЧИЩЕННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ З ВИКОРИСТАННЯМ СТАТИЧНОГО ЗМІШУВАЧА

Переваги

- Ефективна та економічна технологія; низькі витрати на установку
- Забезпечує ефективне контактування рідини з молекулами H_2S
- Ефективно працює в умовах великих концентрацій H_2S
- Доведена можливість скорочення витрати триазину на 60 % в порівнянні з пульверизацією
- Витрати на установку нижчі, ніж на установку ректифікаційної колони
- Не передбачаються витрати на змінне обладнання та комплектуючі
- Покращення в роботі відчутні вже протягом перших годин після початку використання. Протягом тижня досягається максимальний ефект



Особливості застосування триазинів

Швидкість поглинання H_2S в газовій фазі складає 70-75% від теоретично можливого за умови додавання необхідної кількості поглинача при ідеальних мовах.

Для рідкої фази показник швидкості реакцій дещо нижче, 50-55% від теоретично можливого при ідеальних умовах

Середньостатистичне дозувальне співвідношення поглинача складає від 5 ppm поглинача на 1 ppm H_2S , що знаходиться в рідкій фазі тоді як для очищення 1 ppm H_2S в газовій дозувальне співвідношення складає від 2 ppm. Однак це співвідношення сильно залежить від багатьох факторів:

Ефективність поглинання залежить від багатьох факторів:

Концентрація H_2S ;
Температура та тиск;
Час контактування;
Оптимальне співвідношення конденсат (газ)/пластова вода;
Ефективність системи введення (вприску);

Розміщення точки введення (вприску);
Швидкість потоку газу та інтенсивність його перемішування;
Загальна конструкція системи обробки природнього газу;
Постійне відведення продуктів реакції триазинів з H_2S разом з сепараційною водою.

НАСЛІДКИ КОРОЗІЇ ТРУБОПРОВОДІВ ТА НАФТОПРОМИСЛОВОГО ОБЛАДНАННЯ



На малюнку показано приклад внутрішньої корозії нафтопроводу сирої нафти, через високий рівень мінералізації води та підвищений вміст вуглекислого газу (CO₂)

МЕТОДИ ЗАХИСТУ МЕТАЛУ ВІД КОРОЗІЇ

✓ Використання високолегованих сталей:

не завжди можливе, мають високу вартість, можуть піддаватися виразковій корозії

✓ Використання катодного захисту:

зменшення ефективності катодного захисту обсадних колон по мірі віддалення від поверхні землі, складність в даних розрахунках

✓ Використання інгібіторів корозії:

один із найбільш ефективних способів боротьби з корозією, дозволяє індивідуально підбирати співвідношення діючих реагентів для досягнення максимального ефекту для кожної із свердловин

Інгібітор корозії для природного газу C-101G

- C-101G є інгібітором для антикорозійного захисту свердловин і трубопроводів, призначеним для дозування безперервним способом у системах природний газ-пластова вода, що містять CO₂, H₂S і хлориди.
- Особливо підібрані рідкі інгібітори корозії створюють на поверхні труб стійкий захисний шар, не допускаючи утворення виразок, а інгібітори корозії летючого характеру захищають від корозії в газовій фазі навіть у сильно агресивних корозійних середовищах,
- є сумішшю інгібіторів корозії, рідких, летких і поверхнево-активних речовин, в спиртовому розчиннику.

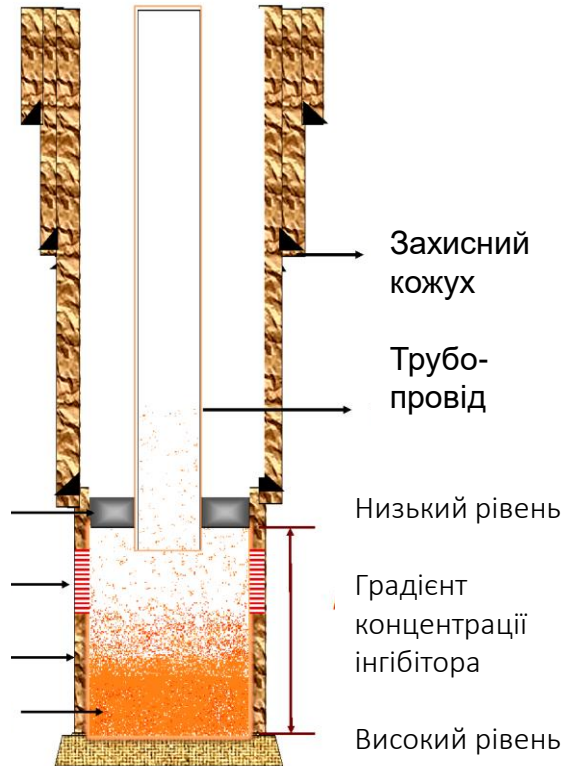
Torrent® капсульованих інгібітор корозії:

Розрахункова кількість іонів феруму і мангану: Як засіб для вимірювання ефективності антикорозійних капсул також може використовуватися періодичний моніторинг кількості заліза за допомогою спектрофотометричних методів аналізу протягом періоду обробки. Марганець зазвичай зустрічається на надзвичайно низьких рівнях в реліктових водах. Тому марганцевий аналіз видобутої води є відмінним способом контролю корозії сталі.

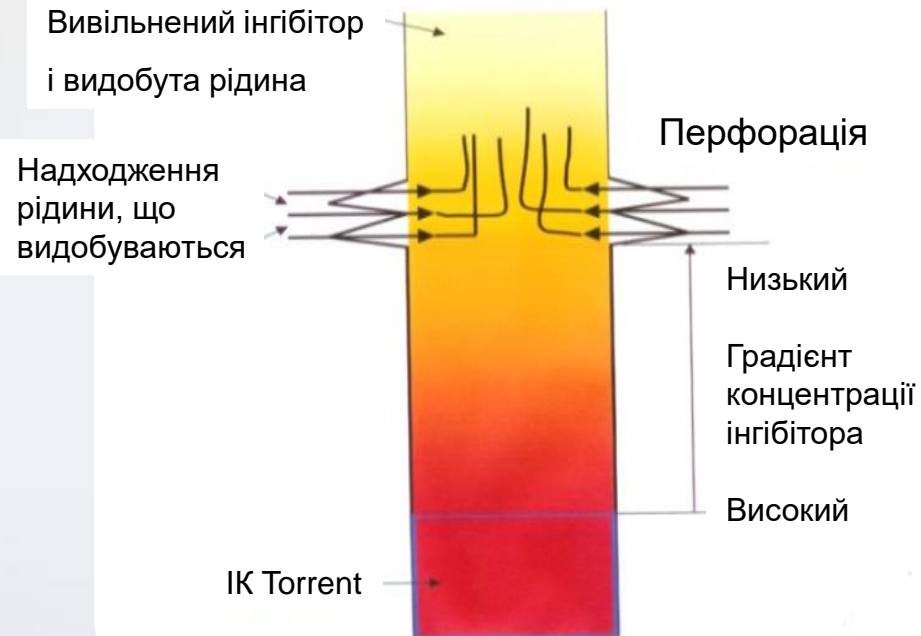
Важливо отримати базове значення вмісту іонів феруму і мангану у пластовій воді до застосування Torrent® ІК для порівняння з результатами, отриманими протягом періоду обробки.

РОЗПОДІЛЕННЯ ІНГІБІТОРА КОРОЗІЇ (ІК) TORRENT ПО СВЕРДЛОВИНІ

Механізм роботи ІК Torrent



Як градієнт концентрації допомагає вивільняти із капсул ІК Torrent діючі речовини



Термін захисту свердловини від корозії

Термін ефективного захисту свердловини капсульованим ІК Torrent буде залежати від багатьох факторів, таких, як:

- кількість ІК, який було введено в свердловину;
- температура на забої свердловини;
- мінералізація;
- рівень рН;
- розміри видобувної свердловини;
- об'єм видобутку.

Тому, враховуючи ці фактори, дуже складно передбачити точний термін служби одного завантаження ІК Torrent в свердловині. Зазвичай використовується правило розрахунку великого пальця, якщо кількість пластової води складає 500 барелів за добу, то термін захисту становитиме 9-12 місяців

Рекомендації щодо способів розміщення ІК Torrent у видобувній свердловині:

- I. Заглушення свердловини з використанням насоса високого тиску.
- II. Завантаження через колтубінговий агрегат.
- III. Використання місця між центральною заглушкою і буферною заглушкою як мастила або установка окремого змащувального пристрою на усті свердловини.

АНТИКОРОЗІЙНИЙ ОБРОБКА ЗАБОЮ СВЕРДЛОВИНИ КАПСУЛЬОВАНИМ ІК TORRENT В ГАЗОВІЙ СВЕРДЛОВИНІ З ВИСОКИМ ВМІСТОМ CO₂ І H₂S

Вихідні дані:

Газове родовище, розташоване на Близькому Сході. Там знаходиться 8 видобувних свердловин на яких видобувають природний газ і конденсат. Газ складається з близько 14% CO₂ і 1400 ppm. H₂S.

Проблема:

Із загальноприйнятої періодичністю проводилася звичайна періодична обробка маслорозчинним інгібітором корозії для боротьби з корозійними осередками в забої і трубопроводі з вуглецевої сталі. Було відзначено, що навіть відразу після періодичної обробки в пластовій воді кількість заліза залишається високим через високі швидкість, температури і тиски.

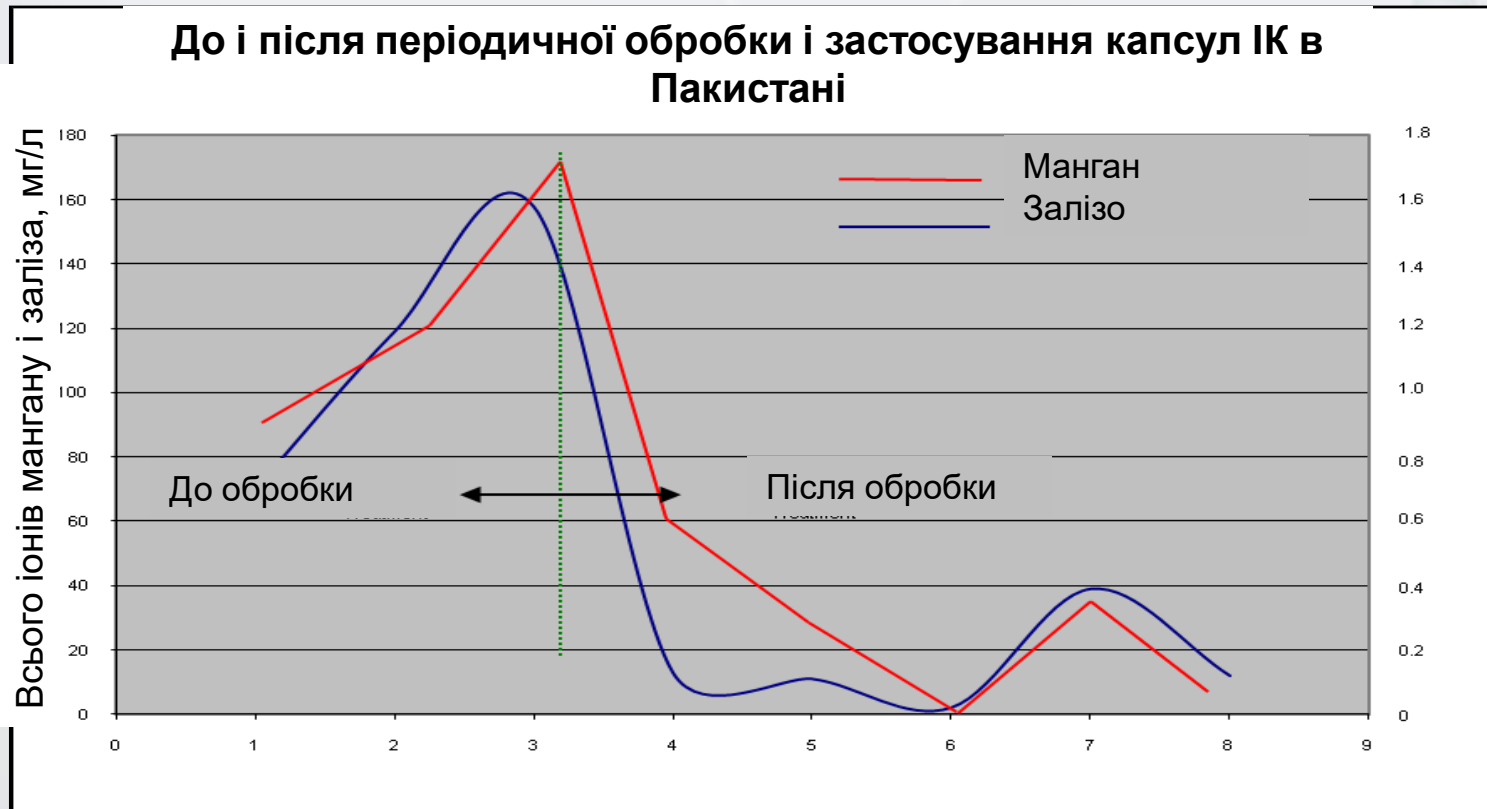
Рішення:

Після ретельного аналізу всіх параметрів свердловини Innospec рекомендував спочатку покрити маслорозчинним інгібітором корозії, після чого використати капсульований ІК Torrent, який буде підтримувати цілісність захисної плівки завдяки унікальній системі вивільнення.

Періодична обробка проводилася на скважині 04 з 2 бочки маслорозчинного інгібітора корозії та двома бочками дизельного палива. Після обробки в свердловину вводили 2 бочки ІК Torrent та зупиняли свердловину на 22 години після чого повертали її в експлуатацію. Час зупинки свердловини визначається розрахунково залежно від її глибини та інших параметрів.

До обробки інгібіторами корозії			
Дата	Концентрація іонів Fe (ppm)	Концентрація іонів Mn (ppm)	Місце заміру
28.02.	70	0,9	Сепаратор
01.03.	119	1,3	Сепаратор
02.03.	158	1,7	Сепаратор
Після обробки інгібіторами корозії			
03.03.	13	0,6	Сепаратор
04.03.	11	0,3	Сепаратор
05.03	2,1	<0,1	Сепаратор
05.03	39	0,3	Сепаратор
06.03	12	0,1	Сепаратор

ПРИКЛАД 3 ПРАКТИКИ ЗАСТОСУВАННЯ КАПСУЛЬОВАНОГО ІК TORRENT



Переваги:

2 бочки капсульованого ІК Torrent забезпечили захист протягом 9 місяців, і в цей період ніякої звичайної обробки не проводилось.

ДОСВІД ЗАСТОСУВАННЯ КАПСУЛЬОВАНИХ ІНГІБІТОРІВ СОЛЕВІДКЛАДЕННЯ В ГАЗОВІЙ СВЕРДЛОВИНІ, ПРОБУРЕНІЙ В ПОДВІЙНОМУ ПІЩАНОМУ УТВОРЕННІ З ТЕМПЕРАТУРОЮ ПРИЗАБІЙНОЇ ЗОНИ 149 °С

■ Вихідні дані:

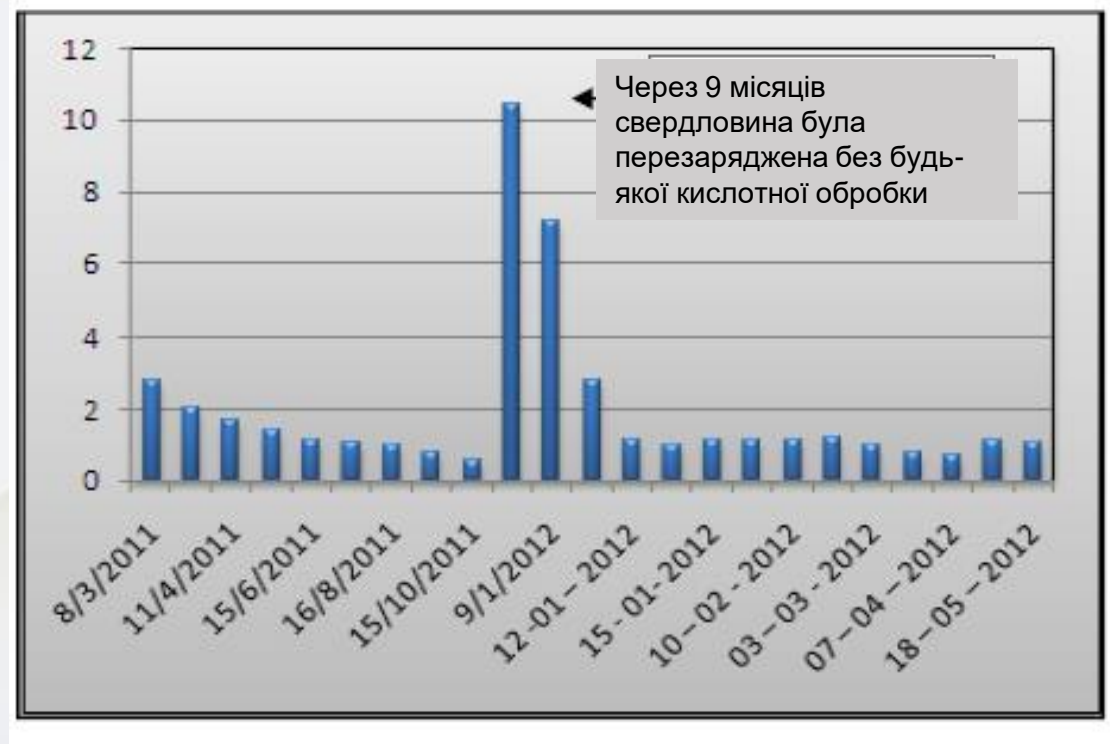
- Газовидобувна свердловина А-1 в Пакистані із звичайним дебітом 226 тис. м³/добу разом з 150 бар./добу пластової води при тиску на усті фонтануючої свердловини 5,17 МПа з піщаного утворення/доломітового басейну при забійній температурі 149 °С.

■ Проблема:

- Фондова свердловина А-1 пролягала через подвійні нашарування з інтервалами перфорування 01 і 02, тобто D-пісок і Е-пісок, а не сумісні сольові розчини, використані в обох продуктивних зонах зазвичай приводили до утворення CaCO₃ і BaSO₄. Через високий показник розчинених солей в сольових розчинах відкладення солей було дуже серйозним, що призвело до падіння дебіту з 226 тис. м³ / добу до 57 тис. м³/добу протягом 2-3 місяців. Крім того, через високі забійні температури -149 °С, під час перепаду тиску карбонати осаджувалися поблизу ствола свердловини, з рихлого пісчаника і специфічного закінчення свердловини А-1 робота з очищення від осаджень під тиском була неможлива, і клієнт часто проводив кислотну обробку
- **Рішення:** в свердловину завантажили 2 бочки капсульованого ІС Torrent, що дозволило забезпечити захист від солевідкладень більше ніж на 9 місяців

РЕЗУЛЬТАТ ДОДАВАННЯ 2 БОЧОК КАПСУЛЬОВАНОГО ІНГІБІТОРА СОЛЕВІДКЛАДЕНЬ В СВЕРДЛОВИНУ А1

Залишок фосфонатів
(ppm)



В даний час Фондова свердловина А-1 постійно виробляє 184 тис. м³/добу більш ніж за 14 місяців при дворазовому застосуванні капсул інгібітора солевідкладень без робіт по кислотному очищенню, і з тих пір клієнт не скаржився на падіння тиску. Свердловина працює стабільно.

Однією із частих проблем яка виникає під час видобутку нафти та газового конденсату є проблема асфальто-смоло-парафінових відкладень (АСПВ)

ІНГІТОРИ ПАРАФІНІВ

Протидіють утворенню АСПВ на поверхнях добувної апаратури, трубопроводів і місткостей.

Знижують температуру плинності нафти і її в'язкість.

Застосовуються при видобутку, транспортуванні та зберіганні нафти.

РОЗЧИННИКИ ПАРАФІНІВ

призначені для усунення накопичених парафінів - асфальтенових відкладень, застосовуються періодично у свердловинах та транспортних трубопроводах.

Розчинник парафінів/асфальтенів для нафти PS-601/PS-603

Розчинник PS-601 призначений для періодичного застосування з метою усунення парафіно-асфальтенових відкладень, які можуть обмежувати перебіг або блокувати дію клапанів та інших пристроїв.

періодично застосовується для усунення або зменшення АСПВ, що утворюються, застосовується для зниження температури плинності та зменшення в'язкості нафти, періодично дозований в устя та/або трубопроводи, що транспортують нафту.

Розчинник PS-603 дозують періодично, при необхідності очистки обладнання. Рекомендоване дозування 500-2000 ppm.

Рекомендується циркуляція продукту в системі вимивання або забезпеченні контакту продукту з вимиванням АСПВ в період щонайменше 4-24 год.

У разі очищеного трубопроводу (без парафіново-асфальтенових відкладень) **Pachem PS-603** може використовуватись профілактично безперервно дозуючись в кількості 500-2000 ppm

Фактична доза повинна бути визначена після проведення польових випробувань.

Дякую за увагу!