

Исследование защитного эффекта от солеотложений, накапливающихся на поверхности нефтепромыслового оборудования, с применением ингибиторов комплексного действия

Коробейникова Д. С.

*Коробейникова Дарья Сергеевна / Korobeynikova Daria Sergeevna – студент магистратуры,
кафедра химических технологий,
Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь*

Аннотация: в статье рассматривается актуальная проблема осаждения солей на поверхности нефтепромыслового оборудования. В работе исследуется эффективность защиты ингибитора комплексного действия от солеотложения.

Ключевые слова: ингибитор, солеотложения, защитный эффект.

Большинство проблем, которые возникают в процессе нефтедобычи, связаны с наличием пластовых вод, которые добываются совместно с нефтью. Пластовые воды содержат минеральные соли, способные накапливаться на поверхности оборудования. Также негативное влияние оказывают содержащиеся в воде агрессивные газы, вызывающие сильную коррозию. Таким образом, это является причиной выхода из строя дорогостоящего оборудования, вследствие этого возникает потребность в ремонте и замене, а также снижается пропускная способность нефтепроводных коммуникаций.

Использование ингибиторов является наиболее эффективным способом борьбы с коррозией и солеотложением.

Подбор ингибиторной защиты скважин и оборудования:

- по агрегатному состоянию в качестве ингибиторов допускаются только порошкообразные вещества и нерасплаивающиеся жидкости. Не допускается содержание в жидкостях крупновзвешенных и оседающих примесей. Содержание нерастворимых примесей допускается не более 1 %;
- ингибитор считается эффективным, если уменьшение скорости образования осадка на поверхности нагрева превышает 80 % при расходе ингибитора не более 10 мг/л;
- ингибитор должен быть термостабильным, то есть при нагреве рабочего раствора до 130 °С эффективность действия не должна быть ниже 80 %;
- выдержанность ингибитора относительно коррозионной активности должна определяться скоростью коррозии стали марки Х18Н9Т и Ст. 3 в рабочем растворе не более 0,05 мм/год [1, с. 13].

Опыт по подбору ингибиторов строился следующим образом:

Сначала составлялись различные варианты композиций ингибиторов, затем визуально анализировались, и ингибиторы, удовлетворяющие всем требованиям, помещались в морозильную камеру, где выдерживались сутки при $T = -32^{\circ}\text{C}$. Если при низкой температуре ингибитор не застывал, то его брали на проверку защиты от коррозии и солеотложения.

В результате наиболее подходящим стал состав:

Ингибитор коррозии:

Состав № 1 ЧАС 1730 м.К + вода + метанол (35:15:50).

Ингибитор солеотложений – 5 %-ный раствор:

Состав № 2 Хеллан-Н + вода + этиленгликоль (5 г + 85 мл + 10 мл).

В соотношении Состав № 1 + Состав № 2 = 7:3

Для лабораторных испытаний ингибиторов солеотложения использовались методики определения эффективности ингибирования осадкообразования карбоната кальция и сульфата бария.

В результате лабораторных испытаний были получены следующие результаты:

Ингибитор коррозии:

Состав № 1. ЧАС 1730 м.К + вода + метанол (35:15:50).

Ингибитор солеотложений – 5 %-ный раствор:

Состав № 2. Хеллан-Н + вода + этиленгликоль (5 г + 85 мл + 10 мл).

Состав № 1 + Состав № 2 = 7:3.

Таблица 1. Эффективность ингибитора

Соль	Конц. Ингибитора, г/м ³	Потрачено титранта, мл ср	Эффективность ингибитора, %
CaCO ₃	Исх	2,77	
CaCO ₃	Ко	1,19	
CaCO ₃	10	1,83	40,5
CaCO ₃	25	1,65	29,1
CaCO ₃	50	1,50	19,6
BaSO ₄	Исх	1,25	
BaSO ₄	Ко	0,96	
BaSO ₄	25	1,12	55,2
BaSO ₄	50	1,15	65,5
BaSO ₄	100	1,23	93,1

Исходя из полученных данных, мы выяснили, что данный ингибитор хорошо работает в бариевой воде. Эффективность ингибитора при концентрации 100 г/ м³ составляет более 80 %, следовательно, данный ингибитор работает, но нуждается в дальнейшей доработке.

Литература

1. *Хайдарова Г.Р.* Ингибиторы коррозии для защиты нефтепромыслового оборудования - Уфимский государственный нефтяной технический университет, Журнал Современные проблемы науки и образования. – 2014. – № 6.