

Как видно из данных таблицы, при дозе реагента DU-X и DU-XX 4,0 мг/л, достигнута максимальная эффективность 90,0 %. Высокую эффективность реагентов можно объяснить следующим образом: как правило, комплексы органофосфонатов адсорбируются (осаждаются) на поверхности зародышей кристаллов карбоната кальция, препятствуя тем самым дальнейшей кристаллизации карбоната кальция.

Литература

1. Чаусов Ф. Ф., Раевская Г. А., Плетнев М. А. Применение ингибиторов солеотложений и коррозии в системах отопления // «Сантехника, отопление, кондиционирование». М.: 2003. № 9. С. 12–15.

2. Ким Ф.О. Синтез, свойства и технология производства полидентатных соединений и их применение //Дис....канд.техн.наук. Ташкент, ТХТИ. 2004. – 117 с.

УДК 66.071

О.О. Камиллов, Б.М. Кадилов, Х.И. Кадилов, С. М. Турабджанов

(Ташкентский химико-технологический институт)

(Ташкентский Государственный Технический университет им. И.Каримова)

РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВА НОВЫХ ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ

В нашей стране более 90% нефти добывается на месторождениях с применением заводнения. Солеотложение отмечено в основном при разработке нефтяных залежей с внутриконтурным заводнением, а также на естественном водонапорном режиме и при использовании некоторых химических реагентов и углекислого газа [1].

Эффективность мер борьбы с солеотложением при добыче нефти зависит от комплексного подхода к решению данной проблемы. Необходимо знание физико-химических процессов и отложение солей в различных условиях залегания нефти и разработки нефтеносных пластов, у менее заранее прогнозировать, надежно контролировать возможное появление солевых осадков в процессе эксплуатации скважин. Особое внимание должно уделяться правильному выбросу методов борьбы с отложением солей, позволяющих добиться наибольшей их эффективности в конкретных промысловых условиях с учетом экономической целесообразности [2].

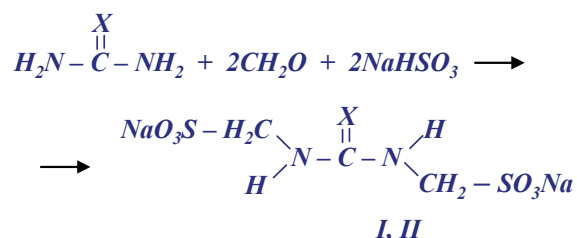
Практическая важность и в тоже время значительная сложность многосторонней проблемы солеотложений, при добыче нефти, привели к появлению большого числа разработок и журнальных публикаций по многим частным вопросам, однако обобщающей комплексной работы до сих пор не имеется [3].

В последнее время для предупреждения отложений минеральных солей при добыче, транспортировании и переработке нефти нашли успешное применение ингибиторы солеотложений. В качестве ингибиторов отложений минеральных солей добыче нефти, а также в энергетике, водоподготовки и др. Используются водорастворимые полимеры, неорганические и органические фосфонаты, полиамины, аминоспирты и др. Основные свойства некоторых промышленных ингибиторов солеотложений приведены в таблице 1.

В настоящее время в развитых странах нашли широкое применение ингибиторы солеотложения, таких как Хеламин, ОЭДФК, ИОМС-1, НТФ-3 и др. Высокая стоимость (от 4 до 18 тыс. долларов США за тонну) их ограничивает широкое использование в нефтедобывающей промышленности Республики.

В последние годы нами синтезированы на базе доступного местного сырья новых ингибиторов отложения минеральных солей.

Конденсацией мочевины(тиомочевины) с формальдегидом в присутствии бисульфита натрия синтезирован сульфометиленовые производные мочевины и тиомочевины по схеме:



где I: X=O; II: X=S.

На основе продуктов I и II, тринатрийполифосфата и смеси полиаминов были получены композиции. Композиция полученная с использованием продукта I и II был условно назван ИОМС-экстра-1а и ИОМС-экстра-2а.

ИОМС-экстра-1а и 2а были испытаны в качестве ингибитора отложения минеральных солей в воде водооборотного бассейна Ферганского нефтеперерабатывающего завода и воде системы ППД АО Андигоннефть. Анализ оборотной с Ферганского нефтеперерабатывающего завода показал следующего показателя: жесткость общая – 14,25 моль/л, жесткость кальциевая – 8,75 моль/л, щелочность (гидрокарбонатная) - 6,3 моль/л.

В табл. 1 приведены результаты испытаний ИОМС-экстра-1а и 2а в воде водооборотного бассейна ФНПЗ в сравнении с промышленным ингибитором ОЭДФ и ИОМС-1.

Таблица – 1. Характеристика ингибирующей активности ИОМС-экстра-1а и 2а в воде водооборотного бассейна ФНПЗ (T=90-95 °С)

Ингибитор	Концентрация ингибитора, мг/л	Эффективность ингибирования, %
ИОМС-экстра-1а	130	62,0
	140	71,0
	150	75,0
	160	85,0
	200	93,4
ОЭДФ (эталон)	200	62,0
ИОМС-1 (эталон)	200	65,0
ИОМС-экстра-2а	30,0	65,0
	40,0	68,0
	60,0	79,0
	90,0	95,0
ОЭДФ	150	71,0
ИОМС-1	150	73,0

Таблица – 2. Характеристика ингибирующей активности ИОМС-экстра-1а и 2а в воде системы ППД АО «Андижоннефть». Концентрация: Na⁺+K⁺-97,99; Ca²⁺-30; Mg²⁺-22,0; Cl⁻-828,223; SO₄²⁻-0,0029; HCO₃⁻-2,8

Ингибитор	Концентрация ингибитора, мг/л	Эффективность ингибирования, %
ИОМС-экстра-1а	140	53,0
	150	60,0
	160	73,0
	170	84,0
	200	92,0
Додикор (эталон)	200	85,0
ИОМС-экстра-2а	200	93,0

Как видно из данных таблиц вновь синтезированные ингибиторы по своим защитным действием не уступают промышленным ингибиторам ОЭДФ, ИОМС-1 и Додикор, выводимых из других стран за валюту.

Литература

1. Юсупов Д., Кадыров Х.И., Нигмонходжаев Н.А., Керемьяцкая Л.В. Синтез и исследование свойств новых ингибиторов коррозии. // Узбек. журнал нефти и газа, 2006, № 1. – С. 40–42.

2. Юсупов Д., Турсунов М.А., Икрамов А. и др. Разработка новых реагентов для добычи нефти и газа. // Химическая технология. Контроль и управление, 2007, № 1. – С. 38–39.

3. Юсупов Д., Батыров Б. Б., Пак В. В. и др. Разработка и исследование свойств новых ингибиторов коррозии на базе Вторичных материалов АО «Навоиазот». // Химическая технология. Контроль и управление, 2007, № 6. – С. 8–12.

УДК 665.61.033

Г.А. Таджиева, Ф.М. Бадриддинова

(Ташкентский Государственный Технический университет им. И.Каримова)

КОМПЛЕКСНЫЙ РАСТВОРИТЕЛЬ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛИСТЫЕ И ПАРАФИНИСТЫЕ ОТЛОЖЕНИЙ

На сегодняшний день большинство нефтяных месторождений находятся на поздней стадии разработки. Эта стадия сопровождается рядом осложнений при добыче пластовой продукции, в том числе образованием органических отложений в системе «скважина-призабойная зона пласта». Многолетний опыт разработки и эксплуатации нефтяных месторождений показывает, что асфальто-смолопарафиновые отложения (АСПО) образуются в скважинном оборудовании и в призабойной зоне пласта (ПЗП) в основном на месторождениях, нефти которых отличаются повышенным содержанием парафинов и асфальтенов, например, на нефтяных месторождениях подлежащей УП Мубарекнефтегаз. Проблема образования АСПО особо актуальна для месторождений этого региона (например, нефтяных месторождений Мингбулак и Северный Уртабулак), находящихся на завершающей стадии разработки, для которых характерно ухудшение термобарических пластовых условий (снижение пластовой температуры), утяжеление нефти, высокая обводненность (более 80–90 %).

Как известно, борьба с АСПО при добыче нефти ведется по двум направлениям: 1) удаление уже сформировавшихся отложений; 2) профилактика или предотвращение отложений. К методам удаления АСПО относятся: тепловые методы (закачка пара, промывка горячей нефтью или водой в качестве теплоносителя, применение электропечей, индукционных подогревателей и т.д.), механические методы (использование скребков, скребков-центраторов, установленных на штангах), химические методы (применение органических растворителей или моющих средств для удаления АСПО) [1, 2].