



РОСНЕФТЬ



**НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ**

**ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ
НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЙ
ХИМИИ**



2024

22-24 мая

Уфа, ГК Башкирия

events.rn.digital/conf/nph2024

ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР.



**НЕФТЯНОЕ
ХОЗЯЙСТВО**
WWW.OIL-INDUSTRY.RU

**ООО «РН-БАШНИПИНЕФТЬ»
АКАДЕМИЯ НАУК РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН**

ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЙ ХИМИИ

Научно-техническая конференция

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

**Уфа
22-24 мая 2024 г.**

УДК 622.276
ББК 26.325.31
П 69

Редакционная коллегия

А.И. Волошин, *д-р хим. наук,*
В.А. Докичев, *д-р хим. наук, чл.-корр. АН РБ (ответственный редактор),*
А.Б. Самаркина, *канд. хим. наук,*
Д.Р. Киреева, *канд. хим. наук,*
Л.А. Мамлеева, *канд. техн. наук,*
И.В. Валекжанин

П 69 Практические аспекты нефтепромысловой химии.

Тезисы докладов научно-технической конференции. – Уфа,
изд. БашНИПИнефть. 2024, 180 с.

ISBN 978-5-903404-30-8

Сборник содержит тезисы докладов участников научно-технической конференции «Практические аспекты нефтепромысловой химии». Рассмотрены пути решения актуальных проблем повышения нефтеотдачи пластов, транспортировки нефти, ремонта скважин, экологии, реагентов, применяемых для бурения, информационного обеспечения и маркетинга нефтедобывающего производства. Предназначен для нефтяников, производственников, научных работников, студентов нефтяных ВУЗов. Тезисы публикуются в авторской редакции.

УДК 622.276
ББК 26.325.31

ISBN 978-5-903404-30-8

СОДЕРЖАНИЕ

Агишев Р.Е., Тептерева Г.А., Лукманова И.Ф., Рольник Л.З. ВЛИЯНИЕ ПЕКТИНОВЫХ ВЕЩЕСТВ НА СПОСОБНОСТЬ РАСТВОРОВ ЛИГНОСУЛЬФОНАТОВ К ЖЕЛИРОВАНИЮ	11
Арсланов В.Ф. ЗАКАЧКА ОММ В ОБВОДНЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ПЛАСТ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ	13
Батыршин Э.С., Тимиров Ю.И., Саметов С.П., Николаев А.А. ИЗУЧЕНИЕ КИНЕТИКИ РАСТВОРЕНИЯ ГОРНОЙ ПОРОДЫ КИСЛОТОЙ МЕТОДОМ ВРАЩАЮЩЕГОСЯ ДИСКА	15
Белов И.В., Вильданов Р.Г. ИССЛЕДОВАНИЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ С ПРОГНОЗИРУЮЩИМ РЕГУЛЯТОРОМ	17
Бондаренко А.А. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПАРОЦИКЛИЧЕСКИХ ОБРАБОТОК СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ	20
Волошина А.А., Волошин А.И., Докичев В.А. ВЛИЯНИЕ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ПЛАСТЕ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ МУН НА ОСЛОЖНЕНИЯ В ДОБЫЧЕ НЕФТИ	22
Вторенко Е.А. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СКОРОСТИ ЛОКАЛЬНОЙ КОРРОЗИИ КАК НЕОБХОДИМЫЙ ЭЛЕМЕНТ КОРРОЗИОННОГО МОНИТОРИНГА	24
Гарифуллин И.Ш., Фазлетдинов С.У., Питюк Ю.А., Батыршин Э.С. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЫТЕСНЕНИЯ В ПОРИСТЫХ СРЕДАХ МЕТОДАМИ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОЙ И ЭКСПЕРИМЕНТОЛЬНОЙ МИКРОФЛЮИДИКИ	26
Гибадуллина Н.Н., Ишмияров Э.Р., Волошин А.И., Мухамедьярова А.Р., Галлямова Р.Ф., Докичев В.А. ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ И БАКТЕРИЦИДНЫЕ СВОЙСТВА ВОДНО-МЕТАНОЛЬНОГО РАСТВОРА ФОРМАЛЬДЕГИДА	28

Гнездилов Д.О., Павельев Р.С., Семенов М.Е., Чиркова Ю.З., Варфоломеев М.А. РАЗРАБОТКА КИНЕТИЧЕСКОГО ИНГИБИТОРА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ	30
Григорьев В.Н., Фроленко Т.А. АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА СМЕШЕНИЯ ПОТОКОВ НЕФТИ ПРИ ОБНАРУЖЕНИИ ХЛОРООРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ НА УСТАНОВКАХ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ В РЕЗУЛЬТАТЕ ПРИМЕНЕНИЯ СОЛЯНОЙ КИСЛОТЫ И ДРУГИХ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ПО ОБЪЕКТАМ ДОБЫЧИ	33
Григорьев В.Н., Грайворонский И.С. ПОВЫШЕНИЯ КОНТРОЛЯ ЗА ВЫХОДОМ ИНВЕРТНО-ЭМУЛЬСИОННЫХ РАСТВОРОВ ИЗ СКВАЖИНЫ ПОСЛЕ БУРЕНИЯ	37
Гусаков В.Н., Палагута А.А., Михайлова Л.Р., Еникеев Р.М. МЕТОДОЛОГИЯ ИНСТРУМЕНТАЛЬНОГО КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ	41
Гусаков В.Н., Раскильдина Г.З., Злотский С.С. ФОРМИРОВАНИЕ И ИНГИБИРОВАНИЕ ОТЛОЖЕНИЙ ГАЛИТА В УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ	45
Давлетшина Л.Ф., Алексанян К.Г., Давлетов З.Р. «ЗЕЛЕННЫЕ» ИНГИБИТОРЫ КИСЛОТНОЙ КОРРОЗИИ НА ОСНОВЕ ЭКСТРАКТОВ РАСТЕНИЙ	48
Денисламов И.З. ВЛИЯНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ВЕЩЕСТВА НА ФИЗИКУ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕДОБЫЧЕ	51
Дмитриевский А.Н., Максимов А.Л., Антонов С.В., Нургалиев Д.К., Еремин Н.А., Замрий А.В., Варфоломеев М.А., Папушкина А.А., Безруков Н.П. УМК: ИННОВАЦИОННЫЙ ПОДХОД К ПОВЫШЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ	54
Жонин А.В., Фоломеев А.Е., Гильмутдинов Б.Р., Салихов Р.М., Костюк И.И., Мухаметзянов Т.М., Шигапов А.М., Сергеев К.А., Хатмуллин А.Р. СТЕНДОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ЭЦН В УСЛОВИЯХ, ОСЛОЖНЕННЫХ СОЛЯМИ: ОТЛОЖЕНИЯ, ПРОМЫВКИ, ПРАКТИЧЕСКИЕ ВЫВОДЫ	56

Жонин А.В., Фоломеев А.Е., Гильмутдинов Б.Р., Салихов Р.М., Хатмуллин А.Р., Мухаметзянов Т.М.	
ИССЛЕДОВАНИЕ КИНЕТИКИ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ С КАРБОНАТНОЙ ПОРОДОЙ МЕТОДОМ ВРАЩАЮЩЕГОСЯ ДИСКА ПРИ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ПЛАСТА (ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ООО "ИНК")	58
Заночуев С.А., Гилязетдинов А.О., Слинкина М.С., Паромов С.В., Каширских Д.В.	
МОДУЛЬ PH-ЛАБ.ХОС КАК ПОМОЩНИК ЛАБОРАТОРИИ ИССЛЕДОВАНИЙ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ	60
Зиннатуллин А.К., Фаритов А.Т., Сазонов А.А.	
ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО АВТОМАТИЗАЦИИ КОНТРОЛЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ПОДАЧИ РЕАГЕНТОВ	62
Зубайдуллин Д.Р., Шагеев А.Ф.	
РЕАГЕНТ АФК И ТЕХНОЛОГИЯ ЕГО ПРИМЕНЕНИЯ В ПРОЦЕССАХ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ	65
Иванчина Е.А., Агишев Р.Е., Тептерева Г.А.	
ОСОБЕННОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РЕДУЦИРУЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В ЛИГНОСУЛЬФОНАТАХ РАЗНЫХ СПОСОБОВ ДЕЛИГНИФИКАЦИИ ЭБУЛИОСТАТИЧЕСКИМ СПОСОБОМ	68
Игнатьев С.В., Ликаровский Н.С., Козулин Е.А., Еремеев И.В.	
НОВАЯ СИСТЕМА БУРОВОГО РАСТВОРА И ЖИДКОСТИ ЗАКАНЧИВАНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН С АВПД	71
Ильясова Э.М., Фаритов А.Т., Акмалтдинова Э.Х.	
ОЦЕНКА ЖИЗНЕСПОСОБНОСТИ СУЛЬФАТВОСТАНАВЛИВАЮЩИХ БАКТЕРИЙ В УСЛОВИЯХ ДЛИТЕЛЬНОГО ХРАНЕНИЯ ПРОБ	73
Каразеев Д.В., Мамыкин А.А., Стрижнев В.А., Левадский А.М., Вежнин С.А., Шаймарданов А.Р., Ахмеров Р.И., Шаманаев Ю.А., Тахмезов Т.А., Телин А.Г.	
ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ РИР ПО ЛИКВИДАЦИИ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЯ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ ТКРС НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ООО «РН-ПУРНЕФТЕГАЗ» СТРУКТУРИРОВАННЫМ ГИДРОГЕЛЕВЫМ СОСТАВОМ	75

Карачевский Д.Ю., Мустафин А.Г.	
ИССЛЕДОВАНИЕ КВАНТОВО-ХИМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ АДСОРБЦИИ НЕЙТРАЛЬНОЙ И ПРОТОНИРОВАННОЙ ФОРМЫ АЦЕТОФЕНОН ОКСИМА	78
Костин Д.С., Медведев Д.А., Имамутдинова А.А., Шайдуллин В.А.	
РАЗРАБОТКА ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ ПОИСКА И АНАЛИЗА СОСТАВА ПЛАСТОВЫХ ВОД	81
Кунакова А.М., Пресняков А.Ю., Пучина Г.Р.	
ОСОБЕННОСТИ ПОДБОРА ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ В ОСЛОЖНЕННЫХ СРЕДАХ	83
Кунакова А.М., Пучина Г.Р., Карпов А.А., Сергеева Н.А., Рагулин В.В., Телин А.Г.	
РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН С АВПД	87
Кутушева Г.Р., Силин М.А., Магадова Л.А.	
ПЕНООБРАЗОВАТЕЛИ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ ЖИДКОСТИ С ЗАБОЯ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН	90
Латыпова А.А., Фаритов А.Т., Акмалтдинова Э.Х.	
РОЛЬ ИСПЫТАТЕЛЬНОЙ ХИМИЧЕСКОЙ ЛАБОРАТОРИИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ КОРРОЗИОННОГО МОНИТОРИНГА И ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ РЕАГЕНТОВ В ПРОМЫШЛЕННЫХ УСЛОВИЯХ	92
Лукманова И.Ф., Тептерева Г.А., Рольник Л.З.	
УРОНОВЫЕ КИСЛОТЫ КАК КОМПОНЕНТ ГЕМИЦЕЛЛЮЛОЗ УГЛЕВОДНОЙ ЧАСТИ ЛИГНОСУЛЬФОНАТОВ	94
Магадова Л.А., Крисанова П.К., Филатов А.А., Потешкина К.А.	
ИССЛЕДОВАНИЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ПАВ ПСЕВДОДИМЕРНОГО СТРОЕНИЯ С ГИДРОКСИЭТИЛЦЕЛЛЮЛОЗОЙ	96
Малинин А.В., Ситдииков В.Д.	
МЕТОДЫ РЕНТГЕНОВСКОГО РАССЕЯНИЯ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ СКЛОННОСТИ МЕТАЛЛА НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ К РАЗРУШЕНИЮ	98

Малкин Д.Н., Лужецкий А.В., Воронина М.А.	
ВЛИЯНИЕ ЖИДКОСТИ ГРП НА ОСНОВЕ ПОЛИАКРИЛАМИДА (ПАА) НА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА (ФЕС)	101
Михайлова Л.Р., Палагута А.А., Еникеев Р.М., Гусаков В.Н.	
ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ХИМИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ ПАО АНК «БАШНЕФТЬ»	103
Мозгалёва А.А., Гильмутдинов Б.Р., Фоломеев А.Е., Лебедева И.П., Лестев А.Е., Жеребцов Н.Д.	
ВЛИЯНИЕ СОЛЯНОКИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК НА ОБРАЗОВАНИЕ ХЛОРООРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ	107
Мукминов Р.Р., Нигматуллин Т.Э., Никулин В.Ю., Надршин М.Р., Шаймарданов А.Р.	
О НЕОБХОДИМОСТИ ЕДИНОГО ПОДХОДА К КОНТРОЛЮ КАЧЕСТВА И ОЦЕНКИ ТЕХНОЛОГИЧНОСТИ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ	110
Мустафин А.З., Павельев Р.С., Варфоломеев М.А., Болотов А.В., Мирзакимов У.Ж., Минханов И.Ф., Деревянко В.К., Хайретдинов Р.К.	
СИНТЕЗ И ИССЛЕДОВАНИЕ ГЕЛЕВЫХ ЧАСТИЦ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ КАК ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЙ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ (ВПП) И ЛИКВИДАЦИИ ЗАКОЛОННОЙ ЦИРКУЛЯЦИИ ЖИДКОСТИ (ЗКЦ), ТАК И ДЛЯ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН	113
Мухамедьярова А.Р., Баянов Р.Р., Гибадуллина Н.Н., Ахметханов Р.М.	
ПОЛУЧЕНИЕ 1,3,5-ТРИАЗИНАНОВ НА ОСНОВЕ ВЫСШИХ ЖИРНЫХ КИСЛОТ КАК ПЕРСПЕКТИВНЫХ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ	115
Неама З.Р., Маннанов И.И., Ганиева Г.Р.	
ИЗУЧЕНИЕ КИНЕТИКИ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ С ПАВ ДЛЯ ЗАДАЧ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ	117
Никулин В.Ю.	
ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ РИСКА ПРОРЫВА ГАЗА	121

Огнева А.С.	
ОСОБЕННОСТИ БОРЬБЫ С ОТЛОЖЕНИЯМИ НЕОРГАНИЧЕСКИХ СОЛЕЙ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	124
Павельев Р.С., Губайдуллин Ф.А., Силантьев А.С., Томский Р.С., Лунева А.И., Леухина М.Д., Абдельрахим А., Мирзакимов У.Ж., Ахмадияров А.А., Ракипов И.Т., Варфоломеев М.А.	
РАЗРАБОТКА АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ГРП НА ОСНОВЕ ПОЛИАКРИЛАТОВ И ВЯЗКО-УПРУГИХ ПАВ	126
Павлюкова В.В., Борисова О.А., Гусейнова С.Р., Курочкин Е.В., Ковалёва М.А.	
ПОЛУЧЕНИЕ СОРБЕНТОВ ДЛЯ ОЧИСТКИ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ ОТ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ	128
Паппел К.Х., Ракитин А.Р.	
ВЛИЯНИЕ АКТИВНОЙ ОСНОВЫ НА СОСТАВ РАСТВОРИТЕЛЯ В ТОВАРНОЙ ФОРМЕ ДЕЭМУЛЬГАТОРА	132
Ракитин А.Р.	
ПОДВИЖНОСТЬ ПРОТОНОВ ПРИ ОСАДКООБРАЗОВАНИИ В КАРБОНАТНЫХ РАСТВОРАХ	134
Рогожников И.А., Гильмутдинов Б.Р., Фоломеев А.Е., Туркин А.О., Ткачева В.Э.	
РАЗРАБОТКА АЛЬТЕРНАТИВНЫХ МЕТОДОВ МОНИТОРИНГА СКОРОСТИ КОРРОЗИИ НА СЕРОВОДОРОДНОМ ФОНДЕ СКВАЖИН	136
Сабиров Д.Ш.	
МОЛЕКУЛЫ, БОГАТЫЕ УГЛЕРОДОМ: ХИМИЧЕСКИЙ ПОРТРЕТ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	138
Саметов С.П., Батыршин Э.С., Гарифуллин И.Ш., Таипов И.А., Имамутдинова А.А.	
МИКРОФЛЮИДНЫЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ АГЕНТОВ	141
Саранцева В.Д., Ахметшина Г.А., Назарова С.В., Каштанова Л.Е., Борцов В.О., Мингалишев Ф.К.	
ПОИСК ПЕРСПЕКТИВНЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ В УСЛОВИЯХ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО РЕГИОНА	143

Сергеева И.И., Ковалёва М.А.	
СОРБИРУЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ НА ОСНОВЕ НАТУРАЛЬНЫХ КОМПОНЕНТОВ	145
Силин М.А., Магадова Л.А., Крисанова П.К., Филатов А.А.	
ВЯЗКОУПРУГИЕ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫЕ ВЕЩЕСТВА КАК ПЕРСПЕКТИВНЫЕ СОСТАВЫ ДЛЯ ПРОЦЕССОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ НЕФТЕДОБЫЧИ	148
Слинкина М.С., Заночуев С.А., Рафиков В.Н., Поляков А.В., Магденко С.С., Ковалев Д.Ю., Мелехин С.В.	
РАЗВИТИЕ ЛАБОРАТОРИИ ИССЛЕДОВАНИЯ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ В ООО «ТННЦ»	150
Тазеев А.Р., Аникин О.В., Болотов А.В., Варфоломеев М.А.	
ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ТЕРМОХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ПЕРОКСИДОМ ВОДОРОДА	154
Таипов И.А., Имамутдинова А.А., Габидуллин Т.Р., Щутский Г.А., Герб Д.А.	
ПОДБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ КИСЛОТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ДЛЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПРИЁМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН	156
Тептерева Г.А.	
ОЦЕНКА ХИМИЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА ЛИГНОСУЛЬФОНАТНЫХ СИСТЕМ	158
Тептерева Г.А., Рольник Л.З., Климин Р.В.	
ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ЛИГНОСУЛЬФОНАТОВ В РАЗЛИЧНЫХ ПРОМЫШЛЕННЫХ СЕКТОРАХ СОВРЕМЕННОГО ПЕРИОДА	161
Фаритов А.Т., Акмалтдинова Э.Х., Денисов К.П.	
ВЛИЯНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ КОРРОЗИОННЫХ ИСПЫТАНИЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ	164
Фоломеев А.Е., Хатмуллин А.Р., Гильмутдинов Б.Р., Шаяхметов А.И., Арсланова Д.И.	
ИССЛЕДОВАНИЕ ОСАДКООБРАЗУЮЩИХ СИСТЕМ НА ОСНОВЕ ВЫСОКОМИНЕРАЛИЗОВАННОЙ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ ДЛЯ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЁМИСТОСТИ ДЛЯ УСЛОВИЙ ВОСТОЧНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ	167

**Чалин В.В., Минханов И.Ф., Варфоломеев М.А., Болотов А.В., Тазеев А.Р.,
Кудряшов С.И., Афанасьев И.С., Соловьев А.В., Сансиев Г.В., Антоненко Д.А.,
Дубровин К.А., Симаков Я.О.**

СРАВНЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КАТАЛИЗАТОРОВ АКВАТЕРМОЛИЗА
НА ПРИМЕРЕ КАРБОНАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ **170**

Шустваль А.А., Фоломеев А.Е.

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО МОДУЛЯ ДЛЯ СТАТИСТИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ
РЕЗУЛЬТАТОВ ЛАБОРАТОРНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОДОДОБЫЧИ **172**

Юнусов Т.И., Давлетшина Л.Ф.

МОДИФИКАЦИЯ СВОЙСТВ ИНТЕНСИФИЦИРУЮЩЕЙ ХЕЛАТНОЙ
КОМПОЗИЦИИ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ЕЁЭФФЕКТИВНОСТИ **174**

Якубов М.Р.

ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ И ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ
КОМПОЗИЦИОННЫХ ПАВ В ПРОЦЕССАХ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ **176**

ВЛИЯНИЕ ПЕКТИНОВЫХ ВЕЩЕСТВ НА СПОСОБНОСТЬ РАСТВОРОВ ЛИГНОСУЛЬФОНАТОВ К ЖЕЛИРОВАНИЮ

Р.Е. Агишев, Г.А. Тептерева, И.Ф. Лукманова, Л.З. Рольник
ФГБОУ ВО УГНТУ

roman.agishev@gmail.com

Проблемой при производстве буровых реагентов-понижителей вязкости является появление желирования и загустевания (увеличение вязкости) промежуточного продукта, после обработки катионами поливалентных металлов, что характерно для процесса получения ФХЛС (феррохромлигносульфоната) на основе лигносульфонатов сульфитной (кислой) варки, при которой пектиновые вещества в процессе делигнификации максимально переходят в раствор.

Пектиновые вещества широко распространены в природе, они встречаются в плодах, соках, корнях, листьях, а также в одревесневших клетках большинства растений. В древесине пектины входят в состав срединной пластинки, их содержание составляет $0,5 \div 1,5$ % и сосредоточено в камбиальном слое, лубе и коре (в лубе ели - около 16%, березы - 11%, в коре - до 7%). В основе пектиновых веществ лежат уроновые кислоты [1].

Способность пектиновых веществ к набуханию в воде, обуславливает устойчивость растений к засухам и воздействию низких температур (вымерзанию). Молекулярная масса (М) пектинов колеблется от 3000 до 280000, а растворы пектиновых веществ характеризуются способностью желироваться при значения $M \geq 20000$. Визуальным проявлением процесса желирования является значительное увеличение вязкости растворов (загустевание).

Объектами исследования являлись образцы лигносульфоната Пермского ЦБК после нейтрально-сульфитной варки полуцеллюлозы (температура варки 175°C , давление 7 атм, продолжительность 35 мин, рН начальный 12, рН конечный 5, сырье береза), и лигносульфоната Сясьского ЦБК после сульфитной варки (температура варки 150°C , давление 5-6 атм, продолжительность 6-8 часов, рН начальный 4,5, рН конечный 2, сырье хвоя). Время наблюдений составило 14 дней.

Экспериментально, для разных лигносульфонатов в равных условиях установлено, что в герметично закрытой емкости (без доступа кислорода воздуха) вязкость образцов оставалась постоянной

во времени. В негерметично закрытой емкости (с доступом кислорода воздуха) результаты наблюдений показали:

- вязкость сульфитного лигносульфоната (г.Сясь) увеличилась через 5-6 часов; через 12 часов образец показал признаки полного желирования по всей высоте слоя (загустевания);

- загустевание нейтрального лигносульфоната (г. Пермь) происходило значительно медленнее, признаки желирования проявились через 3 суток только для верхнего слоя, визуальна максимальная вязкость была достигнута через 72 часа.

При нейтрально-сульфитном способе делигнификации, степень этерификации лигносульфоновой кислоты значительно ниже, чем при варке сульфитным способом. Это коррелирует с невысокой желирующей способностью нейтрально-сульфитного лигносульфоната, а также с невысокой молекулярной массой (5000-7000), линейной формой молекул нейтрально-сульфитного лигносульфоната.

По результатам эксперимента, считаем, что причиной низкого желирования нейтрально-сульфитного лигносульфоната являются условия делигнификации: неполное высвобождение пектиновых веществ при краткосрочной нейтрально-сульфитной варке и высоком значении рН варочного раствора, снижающих степень этерификации лигносульфоновой кислоты.

Увеличение желирующей способности возможно путем частичного деметилирования и достигается при снижении содержания метоксильных групп ($-OCH_3$) примерно до 7%.

Таким образом, образцы лигносульфонатов показали различное поведение в отношении повышения вязкости при желировании растворов, что можно считать качественным признаком различного содержания пектиновых веществ в их составе.

Список литературы

1. Никитин В.М., Оболенская А.В., Щеголев В.П. Химия древесины и целлюлозы. – М.: Лесная промышленность, 1978. – 368 с.

ЗАКАЧКА ОММ В ОБВОДНЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ПЛАСТ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

В.Ф. Арсланов

ООО «РН-БашНИПИнефть»

VF_Arslanov@bnipi.rosneft.ru

В современном мире проблема разработки пластов с высокой обводненностью становится всё актуальнее. Это связано с экономической выгодой, охраной окружающей среды, долгосрочным планированием, ресурсосбережением. Однако существуют определённые проблемы, связанные с разработкой таких пластов, такие как прорывы воды от нагнетательных скважин к добывающим, образование «конусов» воды, что приводит к неравномерной выработке пласта и снижению коэффициента извлечения нефти (КИН). Для решения этих проблем используются различные физико-химические методы увеличения нефтеотдачи (МУН). В качестве такого МУН, ввиду своих свойств можно использовать отработанное моторное масло (ОММ).

Моторные масла имеют сложный состав, который зависит от типа масла и его характеристик. Обычно они состоят из базовых масел, которые составляют основную часть масла, и присадок, которые улучшают его свойства. Моторное масло обладает рядом полезных свойств, которые могут благоприятно повлиять на разработку пластов с высокой обводненностью. Примерно 80 % в его составе приходится на базовое масло, остальные 20 % – на пакет присадок. Они позволяют повысить качество и эксплуатационные свойства рабочей жидкости, а также сохранить ее работоспособность в течение длительного времени.

Механизм действия оторочки из отработанного масла в пласте основан на взаимодействии нефти и моторного масла, которые имеют схожие физические свойства (плотность, вязкость, подвижность), а также взаимодействия присадок, содержащихся в моторном масле с нефтью и водой. Присадки, содержащие ПАВ, обладают способностью снижать межфазное натяжение между нефтью и водой, что позволяет увеличить подвижность нефти и улучшить ее вытеснение из пласта. При таком заводнении оторочка из отработанного масла закачивается в пласт вместе с водой. Благодаря свойствам масла и присадок, улучшается смачиваемость породы водой, выравнивается фронт вытеснения нефти. Таким образом, закачка оторочки из отработанного масла позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти из высокообводненных пластов.

При всех достоинствах рассмотренного метода, он является относительно недорогим, по сравнению с другими МУН (например, в сравнении с методом ASP).

Использование отработанного моторного масла для повышения нефтеотдачи имеет ряд преимуществ:

- снижение затрат на утилизацию отработанного масла;
- улучшение экологической обстановки за счёт снижения выбросов вредных веществ;
- повышение эффективности добычи нефти благодаря улучшению смачиваемости породы и выравниванию фронта вытеснения нефти.

Однако необходимо учитывать возможные риски, связанные с взаимодействием масла с пластовыми флюидами, породой и оборудованием. Также данный метод требует проведения исследований на керне для определения оптимальных концентраций и режимов закачки, оценки влияния на ОФП, а также испытаний для определения оптимальных параметров применимости для определенных объектов.

ИЗУЧЕНИЕ КИНЕТИКИ РАСТВОРЕНИЯ ГОРНОЙ ПОРОДЫ КИСЛОТОЙ МЕТОДОМ ВРАЩАЮЩЕГОСЯ ДИСКА

Э.С. Батыршин, Ю.И. Тимиров, С.П. Саметов, А.А. Николаев

ООО «РН-БашНИПИнефть»

batyrshines@bnipi.rosneft.ru

Кислотные обработки являются наиболее распространённым способом стимуляции карбонатных коллекторов, в которых сосредоточена значительная доля разрабатываемых запасов. Проведение кислотных обработок направлено на образование в породе системы протравленных каналов (червоточин) которые значительно увеличивают проницаемость пласта. Структура протравленных каналов определяется рядом параметров, зависящих от состава кислотного раствора, минерального состава породы, характеристик порового пространства, режима закачки, а так же параметров взаимодействия кислотного раствора с породой. Построение дизайна кислотной обработки, основанное на адекватном моделировании фильтрации жидкостей и растворения породы, позволяет определить оптимальный состав кислотного раствора и режим закачивания для условий конкретного объекта. Таким образом, экспериментальное определение кинетических параметров реакции кислоты с горной породой является актуальной задачей.

Метод вращающегося диска является классическим методом изучения кинетики гетерогенных реакций. В данном случае поверхностью реакции является поверхность вращающегося диска (торцевая). При вращении диска в жидкости образуется поток, направленный к реакционной поверхности. Перенос вещества на поверхность диска происходит посредством 2ух механизмов: диффузионного вследствие градиента концентрации вещества и гидродинамического вместе с потоком жидкости. Задача о конвективной диффузии к поверхности вращающегося диска хорошо изучена и в случае жидкостей со степенной реологией имеет точное решение. Важной особенностью решения является то, что условия переноса вещества одинаковы для любой точки диска и зависят только от скорости вращения, т.е. поверхность диска является равнодоступной поверхностью и условия протекания реакции одинаковы для любой ее области. В тоже время, изменяя скорость вращения диска можно влиять на режим протекания реакции и переводить ее из диффузионного режима в кинетический.

В работе представлены основы метода вращающегося диска и его применение для определения скорости реакции раствора соляной

кислоты с карбонатной горной породой. Определены скорости реакции и коэффициент диффузии. Показано, что при скоростях вращения диска более 1000 оборотов в минуту на поверхности образцов развиваются характерные особенности, указывающие на развитие турбулентности в области краев диска. Обсуждаются некоторые проблемы применения стандартной методики исследований, в том числе, связанные с корректным учетом влияния особенностей строения порового пространства образцов породы на оценку скорости реакции.

ИССЛЕДОВАНИЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ С ПРОГНОЗИРУЮЩИМ РЕГУЛЯТОРОМ

И.В. Белов¹, Р.Г. Вильданов²,

¹Институт нефтепереработки и нефтехимии,

²ФГБОУ ВО УГНТУ

Основной проблемой реализации оптимального управления для сложных объектов, подобных блоку стабилизации установки гидроочистки является невозможность получения максимально точной математической модели объекта, исчерпывающе описывающей поведение объекта. Как раз для разрешения данной проблемы и было разработано MPC -управление. Принцип обратной связи лежит в основе данного метода управления системами. В соответствии с принципом обратной связи при формировании управляющего сигнала учитывается получаемая информация об объекте управления (ОУ) [1].

Пусть модель достаточно точно отображает ОУ, но может изменяться в процессе его функционирования, эти изменения заранее не известны и не заданы. Модель же, описывающаяся уравнениями инициализируется в момент времени текущим состоянием реального объекта, так как модель близка к ОУ при любых вариациях неучтенных факторов, позволяет получить приближенный прогноз поведения ОУ. Прогноз можно сделать, получив частное решение системы при заданном управлении на определенном отрезке времени [2].

Основным процессом, протекающем в блоке стабилизации установки гидроочистки, является ректификация. Работа с прогнозирующим регулятором осуществлялась при помощи пакета инструментов MatLab – Model Predictive Control Toolbox. Разработанная модель с прогнозирующим контуром представлена рисунке 1.

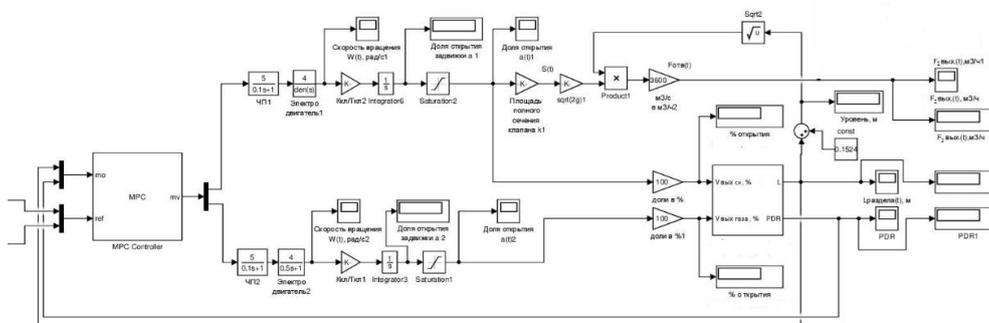


Рисунок 1 Модель системы управления с прогнозирующим контуром

Поскольку алгоритм расчета управляющих воздействий на основе метода управления по прогнозным моделям включает сложные математические функции, программная реализация которых достаточно трудоемка, то на этапе разработки прототипа регулятора применяется следующий подход. Программная реализация алгоритма регулятора выполняется в среде MATLAB с использованием одноименного языка программирования MATLAB. Выбор в качестве среды разработки MATLAB определяется наличием встроенных библиотек, содержащих готовый набор необходимых функций. Однако реализация самого EMS приложения на базе MATLAB не целесообразна в связи с отсутствием в имеющейся сборке инструментов для разработки графического интерфейса и высокими требованиями самого MATLAB к вычислительным ресурсам. Поэтому программное описание алгоритма, выполненное в MATLAB, компилируется в библиотеку dll формата для дальнейшей разработки прототипа регулятора, включая его графический интерфейс, на платформе .NETFramework [3,4].

На рисунке 2 приведены сравнительные переходные процессы для стандартного ПИД – регулятора и прогнозирующей модели.

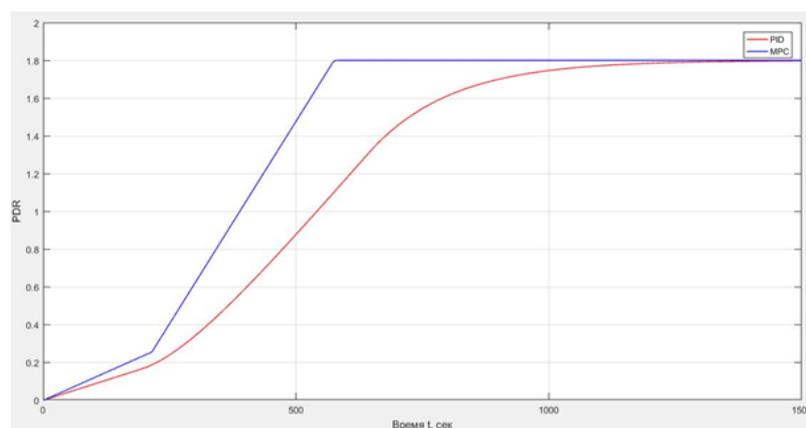


Рисунок 2 Переходный процесс для прогнозирующей модели и классического регулятора

Стратегия прогнозирующего управления позволила получить более высокое быстродействие и уменьшить энергозатраты на управление.

На основании оценки прямых и интегральных показателей качества управления было доказано, что прогнозирующая модель, работающая в условиях ограничений на управляющие сигналы, позволяет добиться снижения энергетических затрат на управление и увеличения быстродействия [5].

Список литературы

1. Дозорцев В. М., Ицкович Э. Л., Кнеллер Д. В. Усовершенствованное управление технологическими процессами (АРС): 10 лет в России // Автоматизация в промышленности. – 2013. – № 1. – С. 12-19. – EDN PNCDDID.
2. Денисенко В., ПИД - регуляторы: вопросы реализации // В записную книжку инженера: [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.cta.ru/cms/f/364276.pdf>. (дата обращения: 22.02.2024).
3. Anti-Windup Control Using a PID Controller: [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.mathworks.com/examples/simulink/mw/simulink_productsldemo_antiwindup-anti-windup-control-using-a-pid-controller. (дата обращения: 22.02.2024).
4. Веремей Е.И., Еремеев В.В. Введение в задачи управления на основе предсказаний: [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://matlab.exponenta.ru/modelpredict/book1/0.php>. (дата обращения: 22.02.2024).
5. Бикметов А. Г., Вильданов Р. Г. Моделирование автоматической системы управления компрессором синтез-газа // Наука. Технология. Производство-2013: Тезисы докладов Международной научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, Уфа, 23–25 мая 2013 года. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2013. – С. 121-123. – EDN VQIIXX.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПАРОЦИКЛИЧЕСКИХ ОБРАБОТОК СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

А.А. Бондаренко

Санкт-Петербургский горный университет

Императрицы Екатерины II

asizefrom12@gmail.com

Перед мировым топливно-энергетическим комплексом стоит важная задача обеспечения энергетической безопасности государств. В этой связи нефтегазодобывающим компаниям необходимо осваивать и использовать потенциально технологически эффективные решения при разработке трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), чья доля в перспективных мировых запасах имеет восходящий тренд. С учетом того, что значительную часть ТРИЗ составляют коллектора тяжелых нефтей с высоким содержанием асфальтосмолопарафиновых компонентов, на эксплуатационных объектах активно используют пароциклические обработки (ПЦО) добывающих скважин. Протекающие в призабойной зоне пласта (ПЗП) реакции акватермолиза в результате данных обработок слабо изучены с точки зрения характера распределения высокомолекулярных компонентов нефти в ПЗП терригенных и карбонатных коллекторов, что оказывает существенное влияние на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) ПЗП. В данной работе представлены теоретическое обоснование эффективных условий реализации каталитического акватермолиза, а также результаты численного моделирования характера распределения высокомолекулярных компонентов нефти в ПЗП в ходе ПЦО до и после закачки катализатора и донора водорода.

Выполненный анализ существующей опытно-экспериментальной базы в части каталитического акватермолиза [1] позволил сделать вывод, что наиболее эффективными прекурсорами катализаторов для снижения вязкости нефти и содержания в ней асфальтенов являются нефтерастворимые прекурсоры Ni и Mo [2]. При этом максимально воздействовать на содержание смол можно за счет использования катализаторов на бентонитовом носителе (бентонит Na) [3]. На основании этого в исследовании предлагаются новые условия проведения экспериментов в автоклаве и на фильтрационной установке.

Проведенное в работе в программном продукте для геолого-гидродинамического моделирования численное моделирование каталитического и некаталитического акватермолиза на карбонатном

коллекторе со сверхвязкой нефтью демонстрирует ожидаемый характер распределения высокомолекулярных компонентов нефти в ПЗП. Закачка нефтерастворимого прекурсора катализатора Мо и донора водорода позволяет снизить содержание высокомолекулярных компонентов нефти в ПЗП в 1,5 раза и, как следствие, увеличить среднесуточный дебит в 4,3 раза.

Список литературы

1. Туманян Б. П., Петрухина Н. Н., Каюкова Г. П. [и др.]. Акватермолиз нефтей и природных битумов: химизм процесса, катализаторы, перспективы промышленной реализации // *Успехи химии*. – 2015. – Т. 84, № 11. – С. 1145-1175. – EDN VBEXXR.
2. Shi L., Bi Q., Zhu J., Yan Sh. Novel magnetic molybdenum disulfide catalyst and its application in hydrocracking reaction // *Appl. Phys.* 2023. – A 129. – P. 693.
3. Zhou Zh., Slaný M., Kuzielová E., Zhang W., Ma L., Dong S., Zhang J., Chen G., Influence of reservoir minerals and ethanol on catalytic aquathermolysis of heavy oil // *Fuel*. – 2022. – Volume 307. – P.121871.

ВЛИЯНИЕ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ПЛАСТЕ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ МУН НА ОСЛОЖНЕНИЯ В ДОБЫЧЕ НЕФТИ

А.А. Волошина¹, А.И. Волошин¹, В.А. Докичев²,

¹ООО «РН-БашНИПИнефть»,

²Уфимский Институт химии УФИЦ РАН

voloshinai@bnipi.rosneft.ru

Добыча нефти и газа сопровождается осложнениями, такими как отложения солей и органических компонент нефти, образованием газогидратов, высоковязких водо-нефтяных эмульсий (ВНЭ), коррозией, выносом механических примесей, развитием биоценоза бактерий. Традиционно, перечисленные осложнения рассматривают в околоскважинной зоне пласта, в скважине и поверхностном оборудовании. Для предупреждения указанных осложнений применяются хорошо известные технологии. Первоисточником возникновения для некоторых из указанных осложнений, являются геохимические процессы, протекающие в пласте, приводящие к изменению минерального состава пород, структуры порового пространства при разработке месторождения с применением заводнения, технологий интенсификации добычи и методов увеличения нефтеотдачи [1,2]. Фундаментальные химические, тепловые, механические и биологические взаимодействия с горными породами, приводят к ухудшению проницаемости и пористости продуктивного пласта и, в конечном итоге, к эксплуатационным и экономическим издержкам. Взаимодействие флюидов с горными породами, возникающее в результате закачки нефтепромысловых реагентов в процессе повышения нефтеотдачи (ПНП) или интенсификации добычи могут негативно повлиять на геомеханические и геохимические свойства пласта, привести к изменению петрофизических свойств породы. Эти химические взаимодействия с породой вызывают изменения геометрии порового пространства и прочности породы. Внешним проявлением указанных процессов могут служить «осложнения в добыче нефти».

В этой связи важно оценить указанные процессы перед разработкой проектов, интенсификации добычи или повышения нефтеотдачи. Исследования показали, что свойства горных пород, особенно проницаемость, пористость и прочность, изменяются или повреждаются в процессе бурения, цементирования, перфорации, добычи, стимулирования и закачки воды или химических реагентов для повышения нефтеотдачи. В данной работе сделана попытка

обобщения влияния геохимических и иных взаимодействий на свойства пластовых пород, которые приводит к разрушению пласта и осложнениям. Цель данной работы, дать обобщающее представление и новые взгляды на взаимодействие нефтепромысловых реагентов и горных пород, их влияние на петрофизические, геомеханические свойства пород из-за геохимических реакций, взаимодействия пластовых флюидов, которые приводят к повреждению пласта и осложнениям. Глубокое понимание взаимодействия флюидов и горных пород и того, как они влияют на петрофизические свойства и вызывают повреждение пласта, необходимо для прогнозирования осложнений, поможет минимизировать экономические потери и технологические проблемы.

Список литературы

1. Волошина А. А., Котенев Ю. А. Физическое моделирование кольтматации порового пространства пористой среды низкопроницаемого коллектора // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 9(250). – С. 54-58. – EDN UJUAIY.
2. Борисов Г.К., Ишмияров Э.Р., Политов М.Е., Мингалишев Ф.К., Барбаев И.Г., Никифоров А.А., Иванов Е.Н., Волошин А.И., Смолянец Е.Ф. Физическое моделирование процессов кольтматации призабойной зоны скважин Среднеботуобинского месторождения. Часть 1. Моделирование отложений кальцита и гипса в пористой среде и способы их удаления // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 11. – С. 73-80. – EDN YNKDBB.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СКОРОСТИ ЛОКАЛЬНОЙ КОРРОЗИИ КАК НЕОБХОДИМЫЙ ЭЛЕМЕНТ КОРРОЗИОННОГО МОНИТОРИНГА

Е.А. Вторенко

ООО «РН-БашНИПИнефть»

EA_Vtorenko@BNIPI.rosneft.ru

Процесс добычи нефтяного флюида осложнен различными факторами, одним из которых является коррозией. По характеру изменения поверхности металла коррозионные разрушения могут быть двух видов: сплошные и локальные. Сплошная коррозия – коррозия, охватывающая всю поверхность металла [1]. Также ее еще называют общей. Локальная коррозия – коррозия, протекающая с неодинаковой скоростью на отдельных участках поверхности металла [1]. Может быть выражена в виде язв, питтингов, свищей и др. Локальная коррозия чаще приводит к выходу из строя оборудования и влечет за собой прямые и косвенные затраты. В данной работе обосновывается необходимость определения скорости локальной коррозии, и рассматриваются существующие методы контроля.

Объектом исследования служит внутрискважинное оборудование, в частности насосно-компрессорные трубы. Из-за изменения термобарических условий от забоя до устья эксплуатационных скважин коррозионные процессы протекают с различными скоростями, поэтому наиболее распространённый способ замера коррозии на устье с помощью узлов контроля коррозии не всегда показывает действительные значения. Для решения данной проблемы был разработан способ замера скорости коррозии на разных участках насосно-компрессорных труб с помощью образцов, выполненных в виде колец. Используя данный метод, определяли скорости коррозии на одном из месторождений. Значения, полученные гравиметрическим способом и методом двойной фокусировки, различаются в 7-10 раз. При этом скорость общей коррозии входит в норматив 0,1 мм/год, а скорость локальной коррозии нет.

Для определения скорости локальной коррозии необходимо правильно и точно уметь измерять глубины этих повреждений. В работе рассматриваются методы определения максимальной глубины локальных повреждений, регламентированные ГОСТ 9.908–85 [2]:

- механическим индикатором с передвижным игольчатым щупом;
- микроскопически, методом двойной фокусировки;

- микроскопически на поперечном шлифе при соответствующем увеличении;

- последовательным механическим удалением слоев металла заданной толщины, например, по 0,01 мм.

Предложенный способ установки образцов-свидетелей учитывает кинетику коррозионных процессов на разных участках насосно-компрессорных труб. Пример из практики показывает, что определение скорости локальной коррозии является неотъемлемой частью коррозионного мониторинга. При подборе ингибитора коррозии необходимо обязательно проводить лабораторные исследования его эффективности в отношении локальной коррозии.

Список литературы

1. ГОСТ 9.106–2021. Единая система защиты от коррозии и старения. Коррозия металлов. Термины и определения. – Москва: Российский институт стандартизации, 2021 – 16 с.

2. ГОСТ 9.908-85. Единая система защиты от коррозии и старения. Металлы и сплавы. Методы определения показателей коррозии и коррозионной стойкости. – Дата введения в действие: 01.01.1987

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЫТЕСНЕНИЯ В ПОРИСТЫХ СРЕДАХ МЕТОДАМИ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОЙ И ЭКСПЕРИМЕНТОЛЬНОЙ МИКРОФЛЮИДИКИ

И.Ш. Гарифуллин¹, С.У. Фазлетдинов², Ю.А. Питюк², Э.С. Батыршин²

¹ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий»,

²ООО «РН-БашНИПИнефть»

GarifullinIsh@yandex.ru

Эффективное извлечение нефти из пористых сред является ключевой задачей в нефтегазовой промышленности, и понимание механизмов, лежащих в основе вытеснения нефти, является существенным для оптимизации этого процесса. Поверхностно-активные вещества (ПАВ) эффективны в повышении нефтеотдачи, за счет уменьшения межфазного натяжения между нефтью и водой. Однако, сложные взаимодействия между ПАВ, нефтью, водой и самой пористой средой делают предсказание поведения вытеснения нефти в этих системах сложной задачей. Традиционные методики по подбору оптимального состава основаны на объемных тестах для определения физико-химических свойств составов, построения фазовых диаграмм равновесия, а так же оценки совместимости с пластовыми флюидами. После таких тестов обычно проводятся фильтрационные эксперименты на керне. Условия проведения объемных тестов как правило статические, что не соответствует реальным условиям вытеснения, который является динамическим процессом. Для корректного описания и подбора состава статические методы недостаточны и необходимо исследование в динамическом режиме. Такие эксперименты проводят на образцах керна. Эксперименты на керне достаточно продолжительны и дорогостоящи, поэтому их часто проводят в минимальном объеме. Кроме этого, повторяемость этих экспериментов может быть низкой ввиду большой сложности подбора коллекции образцов керна «двойников». Компенсировать вышеуказанные недостатки пробирочных и фильтрационных методов может применение методов микрофлюидики основанных на проведение фильтрационных тестов на физических аналогах горных пород - микрофлюидных чипах. В связи с этим в рамках работы разработан численно-экспериментальный подход, основанный на проведение фильтрационных экспериментов в стеклянном микрофлюидном чипе, позволяющий оценить эффективность вытеснения нефти из модельных пористых сред при использовании различных агентов вытеснения.

Для изучения процессов вытеснения нефти изготавливались стеклянные микрофлюидные чипы. Микроструктура чипа изготавливалась при помощи литографии и химического (мокрого) травления. Поровое пространство чипов представляет собой поросетевую структуру. Диаметр всех пор составлял 80 мкм, а ширина каналов менялась равновероятно от 25 мкм до 55 мкм, высота всех микроканалов составляет 6 мкм. Экспериментальная установка состоит из микрофлюидной платформы размещенного стационарно на столике оптического микроскопа, для обеспечения соответствующего освещения для визуализации процесса. Эксперименты проводились при постоянном перепаде давления с использованием чистого углеводорода гептан, моделирующего нефть. В качестве агентов вытеснения использовались различные водные растворы: 4% NaCl, лаурилсульфат натрия (SDS), бутанол и наночастицы Aerosil R300.

Для численного моделирования вытеснения гептана различными агентами в поросетевой модели были выбраны следующие программные продукты OpenPNM и PNFlow. Их особенностью является то, что расчеты проводятся на поросетевых моделях, представляющие собой упрощенное представление о пустотном пространстве в виде пор и горловин различного сечения. Это позволяет на порядки сократить время расчета, при этом учитывая форму и размеры каналов и пор. Для расчета вытеснения поросетевая модель делится на связки пора-горловина-пора, в которых решается СЛАУ в квазистатическом приближении с выполнением закона Кирхгофа.

В рамках работы проведен комплекс численных и лабораторных исследований по вытеснению нефти различными агентами на водной основе из стеклянного микрофлюидного чипа. Получено хорошее согласование результатов численного моделирования и лабораторных исследований. Анализ результатов численных и экспериментальных тестов показал, что микроэмульсия является наиболее эффективным агентом вытеснения.

Работа выполнена при поддержке гранта РФФ № 21-79-10212.

ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ И БАКТЕРИЦИДНЫЕ СВОЙСТВА ВОДНО-МЕТАНОЛЬНОГО РАСТВОРА ФОРМАЛЬДЕГИДА

Н.Н. Гибадуллина¹, Э.Р. Ишмияров², А.И. Волошин², А.Р.
Мухамедьярова¹, Р.Ф. Галлямова¹, В.А. Докичев¹

¹Уфимский Институт химии УФИЦ РАН,

²ООО «РН-БашНИПИнефть»

natalja.pyatkowa@yandex.ru

Формальдегид обладает выраженным противомикробным действием, обусловленным способностью присоединяться к аминогруппам белковых молекул. Нефтепромысловые реагенты на основе формальдегида широко применяются в качестве эффективных средств борьбы с бактериальной микрофлорой нефтепромысловых сред - сульфатвосстанавливающими бактериями, вызывающими коррозию нефтепромыслового оборудования [1].

Нами исследован состав продуктов реакции, образующихся при взаимодействии параформа с метанолом и водой в присутствии каталитических количеств моноэтаноламина. В результате взаимодействия наблюдается образование смеси метиленгликоля, диметиленгликоля, метоксиметанола и метилового эфира диметиленгликоля с количественным выходом. Количественный состав и строение образующихся продуктов устанавливали методами ЯМР ¹H и ¹³C с использованием литературных данных [2,3]. Использование DEPT 135 спектра ¹³C-¹H-ЯМР позволило выявить сигналы метильных и метиленовых групп.

Также изучена бактерицидная активность водно-метанольного раствора формальдегида. Полученный бактерицида в концентрации 500 мг/л полностью ингибирует образование сероводорода на накопительной культуре планктонной формы сульфатвосстанавливающих бактерий с количеством 10⁶ кл/мл.

С помощью сканирующей электронной микроскопии с использованием системы для энергодисперсионного микроанализа показано, что образующиеся в процессе коррозионного воздействия бактерицида на сталь марки Ст-20 продукты коррозии представляют собой оксиды железа.

Таким образом, взаимодействием параформа с метанолом и водой разработан каталитический метод получения бактерицида. Показано, что полученный состав обладает бактерицидными свойствами и в концентрации 500 мг/л полностью ингибирует

образование сероводорода на накопительной культуре планктонной формы сульфатовосстанавливающих бактерий с количеством 10^6 кл/мл.

Список литературы

1. Дегтярева И.А., Давлетбаев А.М., Миникаев Д.Т. Перспективные бактерициды для предотвращения биокоррозии нефтепромыслового оборудования // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Химическая технология и биотехнология. – 2022. – № 1. – С. 121-134. – EDN ENFIQU.

2. Gaca K.Z., Parkinson J.A., Lue L., Sefcik J. Equilibrium speciation in moderately concentrated formaldehyde–methanol–water solutions investigated using ^{13}C and ^1H nuclear magnetic resonance spectroscopy // Ind. Eng. Chem. Res. – 2014. – Vol. 53. – N. 22. – Pp. 9262-9271.

3. Ishmiyarov E.R., Latypova D.R., Spirikhin L.V., Galkin E.G., Kuleshov S.P., Dokichev V.A. Effect of aliphatic alcohols on the reaction of acetoacetic ester with formaldehyde and primary amines // Russ. J. Gen. Chem. – 2015. – Vol. 85. – Pp. 837-840.

РАЗРАБОТКА КИНЕТИЧЕСКОГО ИНГИБИТОРА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Д.О. Гнездилов, Р.С. Павельев, М.Е. Семенов, Ю.З. Чиркова,

М.А. Варфоломеев

ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет»

DOGnezdilov@kpfu.ru

В процессе добычи углеводородного сырья в суровых климатических регионах одним из осложнений является образование газовых гидратов. Газовые гидраты — это соединения по типу гость-хозяин, в которых в качестве гостя выступают молекулы газа, а хозяевами — молекулы воды, образующие с помощью водородных связей молекулярный каркас. Данные соединения образуются при высоких давлениях и пониженных температурах, которые соответствуют термодинамической стабильности гидратов [1]. Образование гидратов опасно своим лавинообразным характером. Так, процесс, начинаясь с нуклеации и зарождения гидрата, постепенно приводит к агломерации гидратов в гидратные пробки. Пробки, закупоривая трубопроводы, стволы-скважин, места трубопровода с перепадами давлений, могут привести к полной остановке транспортировки флюида, тем самым приводя либо к аварийным ситуациям, либо к нарушению порядка в технологическом процессе.

Для борьбы и предотвращения явления гидратообразования наиболее распространенным способом на данный момент в нефтегазовой промышленности является применение химических реагентов, смещающих термодинамическое равновесие в область более высоких давлений и низких температур. Данные реагенты именуется, как термодинамические ингибиторы гидратообразования (ТИГ). Наиболее известные реагенты этого класса — это спирты (метанол) и гликоли (моноэтиленгликоль). Так же используют растворы электролитов, преимущественно растворы хлорида кальция. Данные химические реагенты снискали популярность благодаря своей дешевизне, изученности и доступности. Но помимо очевидных преимуществ имеются существенные недостатки при их применении. Так, метанол и этиленгликоль являются ядовитыми и летучими веществами, образующими с воздухом взрывоопасные смеси. Их эффективность достигается при использовании в концентрациях от 20 до 30 % масс., что в свою очередь налагает дополнительные расходы на транспортировку до места применения, емкости для хранения и

оборудование для закачки. Наряду с термодинамическими ингибиторами, всё большую распространённость набирают кинетические ингибиторы гидратообразования (КИГ) низкой дозировки. Благодаря механизму действия данный класс соединений позволяет отложить образования гидрата во времени, тем самым избежать блокирования потока в критических условиях. Преимуществом данных соединений является их низкая эффективная дозировка от 0.25 до 2% масс.

В данной работе был синтезирован ряд кинетических ингибиторов гидратообразования на основе водорастворимого полиуретана [2]. Ингибирующая активность данных соединений соотносилась с зарубежными промышленными ингибиторами (Luvicap EG, Luvicap 55W). Так, температура переохлаждения для лучшего соединения на основе водорастворимого полиуретана составила 15.1 ± 0.3 °C при концентрации 0.5% масс [3]. В процессе тестирования ингибиторов гидратообразования на основе полиуретанов было выявлено, что в зависимости от строения мономеров, входящих в состав основной цепи, полимер способен проявлять себя как ингибитор коррозии или солеотложения.

Структура полученных соединений была доказана с использованием физико-химических методов анализа (ИК-спектроскопия, ЯМР-спектроскопия, гель-электрофорез). Для определения антигидратных свойств соединений был использован метод осциллирующих ячеек (RC-5), позволяющий моделировать поведение потока флюидов в трубопроводе [4]. Тестирование на антикоррозионную активность было проведено электрохимическим способом с помощью коррозиметра и потенциостата. Оценка эффективности на ингибирование процессов солеотложения проводилась комплексометрическим методом [5].

В процессе синтеза удалось добиться оптимизации структуры полимера без потери целевых качеств. Так, большая часть труднодоступных реагентов была заменена на соединения, производящиеся на территории РФ. Время синтеза, благодаря подбору растворителя и рецептуре, сократилось до 4 часов. Получена малотоннажная партия ингибитора в количестве 2.4 тонн для опытно-промышленных испытаний, запланированных на третий квартал 2024 года.

Список литературы

1. Sloan E. D., Koh C. A., Sum A. K., Ballard A. L., Creek J., Eaton M., Lachance J., McMullen N. D., Palermo T., Shoup G., Talley L. Natural Gas Hydrates in Flow Assurance // Elsevier Inc. – 2011. – С. 224

2. Farhadian A., Kudbanov A., Varfolomeev M.A., Dalmazzone D. Waterborne Polyurethanes as a New and Promising Class of Kinetic Inhibitors for Methane Hydrate Formation // Scientific Reports. – 2019. – 9(1). – P. 9797.

3. Gnezdilov D. et al. Effective prevention of structure II gas hydrate formation using the newly synthesized kinetic inhibitors // Chemical Engineering Science. – 2024. – V. 292. – P. 119986.

4. Pavelyev R.S., Zaripova Y.F., Yarkovoi V.V., Vinogradova S.S., Razhabov S., Khayarov K.R., Nazarychev S.A., Stoporev A.S., Mendgaziev R.I., Semenov A.P., Valiullin L.R., Varfolomeev M.A., Kelland M.A. Performance of Waterborne Polyurethanes in Inhibition of Gas Hydrate Formation and Corrosion: Influence of Hydrophobic Fragments // Molecules. – 2020. – V.25 (23). – Paper № 5664.

5. Патент (заявка) МПК-2023. 01С08G18/18С, 09К 8/52, С23F 11/173. Реагент комплексного действия - ингибитор гидратообразования, коррозии и солеотложения на основе водорастворимых полиуретанов: № 2023135799/04(078193): заявл. 28.12.23/ Варфоломеев М.А., Павельев Р.С., Гнездилов Д.О.; заявитель ФГАОУ ВО КФУ.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА СМЕШЕНИЯ ПОТОКОВ НЕФТИ ПРИ ОБНАРУЖЕНИИ ХЛОРОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ НА УСТАНОВКАХ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ В РЕЗУЛЬТАТЕ ПРИМЕНЕНИЯ СОЛЯНОЙ КИСЛОТЫ И ДРУГИХ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ПО ОБЪЕКТАМ ДОБЫЧИ

В.Н. Григорьев, Т.А. Фроленко

ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»

Vitaly.grigoreff@gmail.com

Введение. Для поддержания высокого показателя нефтеотдачи пласта при эксплуатации объектов разработки широко используются различные химические реагенты. Наиболее популярным среди них является применение соляной кислоты при соляно-кислотных обработках для очистки забоя скважины. Данная технология имеет ряд преимуществ: дешевизна, эффективность, время проведения операции. С другой стороны, имеются недостатки: это повышение кислотности перекачиваемой жидкости в начальных стадиях вывода скважины на режим, что ведет к повышению коррозии нефтепромыслового оборудования; возможность образования солеотложений. Но наиболее опасным фактором применения соляной кислоты является образование хлорорганических соединений (далее – ХОС) при контакте с нефтесодержащей жидкостью по принципу галогенирования непредельных углеводородов, входящих в ее состав.

Для Куюмбинского месторождения факт образования ХОС при контакте соляной кислоты с нефтью был подтвержден в 2021 г. в результате научно-исследовательских работ на базе КНИПИ. Было подтверждено, что при контакте соляной кислоты идет образование ХОС в скважинной продукции, а также, что образование ХОС напрямую зависит от объемов и концентраций соляной кислоты, закаченной в пласт. Путем исследовательских работ высчитано, что при контакте соляной кислоты концентрацией 24% с нефтью в соотношении 1:1 образуется 222,6 ppm хлорорганических соединений. В следствии этого необходимо применять новые подходы к выводу скважин на режим после соляно-кислотных обработок для снижения риска образования ХОС.

Актуальность работы. Одним из эффективных методов снижения риска образования ХОС на установке подготовки и перекачки нефти (далее – УППН) является организация

превентивного контроля на процессах добычи, транспортировки и подготовки нефти. У Общества Групп выделено всего 4 общепринятых превентивных уровня: 1 уровень – скважина, 2 уровень – входной трубопровод на УППН, 3 уровень – подготовки товарной нефти по объектам складирования/накопления в резервуарном парке и 4 уровень – система измерения качества и количества нефти (СИКН).

При содержании на 1 уровне контроля ХОС свыше 6 ppm нефть должна быть утилизирована. Данный подход дает возможность снизить риски до минимума и избежать загрязнения ХОС сдаваемой нефти в систему трубопроводов ООО «Транснефть». Однако, экономические убытки в решении данного вопроса также колоссальны и утилизация нефти при освоении одной скважины может достигать до 1000 тонн.

Многие Общества Групп ПАО НК «Роснефть» обратили на это внимание и начали внедрять в свою работу различные методы вывода скважин на режим после кислотных обработок, в том числе и математическую модель смешения нефти при трубопроводном транспорте, дающую возможность запускать скважины в нефтесборный коллектор с содержанием ХОС свыше 6 ppm, при этом не достигая критических показателей ХОС в нефти, которая заходит в УППН.

В ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» также внедрена математическая модель для работ по снижению потерь добытой нефти с содержанием ХОС, которая утилизируется. Данная модель представлена математическими расчетами, которые позволяют снизить риски ввода скважин в нефтесборный коллектор в зависимости от объемов закачанной кислоты в пласт.

Описание работы. При работе с расчетами, которые представлены в формате Excel возникают неудобности в плане внесения и консолидации информации: так, например, геологическая служба вносит информацию с мониторинга разработки месторождения (МРМ) «Шахматка» информацию о дебитах скважин; испытательная химико-аналитическая лаборатория добавляет данные в электронную сводку ЦДС-Менеджера. В соответствии с тем, что проб с анализами на ХОС может быть достаточно велико, возникают трудности в обработке, интерпретации и выдачи данных, также имеется человеческий фактор при решении о запуске или остановке скважины по закачке скважинной жидкости в нефтесборный коллектор.

Для упрощения и унификации получения и выдачи данных по принципу «нажал-решил» было решено разработать на платформе ЦДС-менеджера модуль, который могли бы применять в дальнейшем все Общества групп ПАО НК «Роснефть». Преимущества перехода на

данное программное обеспечение отражаются тем, что здесь имеются основные данные, с которыми можно осуществить расчеты смешения нефти в реальном времени: автоматическая актуализация показателей содержания ХОС в скважинной продукции, количество добываемой нефти на скважинах, возможность разработки расчетов и адаптации под каждое месторождение.

Принцип действия расчетов основан по следующей блок-схеме:

Вход в программный продукт – выбор даты – автоматический перерасчет данных-выдача результатов.

Входными данными для работы математической модели служат: направление потока во входную группу УППН, результаты лабораторных исследований ХОС скважинной продукции, дебит добываемых скважин, объемы закачанной кислоты.

Стоит учитывать, что для условий Куюмбинского месторождения была принята модель последовательного смешения нефти, для ужесточения контроля запуска нефтяных скважин с содержанием ХОС. Это подразумевает, что смешение при трубопроводном транспорте с потоков происходит не одновременно, в связи с наличием высокого газового фактора и пробкового режима течения перекачиваемой жидкости. Направления потоков не работают с одинаковой загруженностью, что соответственно не дает нам возможность утверждать, что все потоки будут смешиваться друг с другом в полном объеме равномерно. В какой-то момент времени загруженность трубопроводов поменяется: например, основной объем жидкости будет поступать с одного направления, а в другом направлении приход жидкости на УППН уменьшится.

Принимая во внимание данный факт, расчеты определения ХОС на УППН в упрощенном виде будут выглядеть следующим образом: «Показатель ХОС с направления наибольшим показателем + фоновые значения ХОС».

Для других месторождений расчеты могут быть использованы в другом режиме, где расчеты смешения нефти при трубопроводном транспорте будут параллельными: то есть количество образованных хлорорганических соединений будут разбавляться на весь объем добытой нефти по месторождению.

Таблица 1 – Результаты компаундирования в программном продукте ЦДС-Менеджер

Результаты ХОС на скважинах, ppm				Расчетный результат, ppm	Фактический результат, ppm	Расхождение данных, Δppm
Скв.№1	Скв.№2	Скв.№3	Скв.№4			
5,7	0,9	1,3	2,4	1,8	1,4	0,4
Скв.№5	Скв.№6	Скв.№7	Скв.№8			
3,4	2,7	1,8	1,5	2,3	1,7	0,6

Таблица 2 – Расчет показателя образования потенциально-возможных ХОС при контакте соляной кислоты с нефтью в ЦДС - Менеджер

Дебит скважин, т/сут	Объем закаченной кислоты в пласт концентрации 24%, м ³	Расчетный результат ХОС выноса со скважины, г	Фактический результат суммарного выноса ХОС со скважины в результате лабораторных исследований, г
51	35	390	450
35	85	946	1205
75	25	280	365

Также программное обеспечение позволит моделировать процессы запуска скважин в «щадящем» режиме, устанавливая периодическую работу скважины в нефтесборный коллектор для достижения требуемых показателей по ХОС в нефти на установке УППН.

Заключение. Разработка модуля по смешению нефти на платформе корпоративного программного обеспечения «ЦДС-Менеджер» позволит повысить эффективность превентивного контроля качества товарной нефти по содержанию ХОС на нефтегазодобывающем месторождении. Решения, которые будут применяться на основе расчетов модуля, позволят снизить долю утилизируемой нефти. Кроме того, модуль позволит заблаговременно сообщить пользователям о рисках запуска скважин в нефтесборный коллектор после кислотных обработок даже без получения первых результатов ХОС в химико-аналитической лаборатории Общества. Практика показывает удобства, простоту и оперативность расчетов.

ПОВЫШЕНИЯ КОНТРОЛЯ ЗА ВЫХОДОМ ИНВЕРТНО-ЭМУЛЬСИОННЫХ РАСТВОРОВ ИЗ СКВАЖИНЫ ПОСЛЕ БУРЕНИЯ

В.Н. Григорьев, И.С. Грайворонский

ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»

Vitaly.grigoreff@gmail.com

Введение. Бурение нефтегазоконденстаных скважин на месторождениях в условиях трещиноватых карбонатных коллекторов Восточно-Сибирской нефтегазоносной провинции характеризуется сложными геологическими условиями. Наиболее сложным участком для Куюмбинского месторождения является бурение открытого ствола скважин. При бурении горизонтального участка нередко можно столкнуться с такими осложнениями как: прихваты, поглощения, нефтегазоводопроявления. Чтобы добиться высоких показателей бурения и механических скоростей проходки скважины применяются эффективные буровые растворы на углеводородной основе (далее – РУО). В большинстве случаев, это инвертно-эмульсионные растворы (далее-ИНЭР) из нефти, пластовой воды, эмульгатора и извести. Плотность раствора составляет $0,95 \text{ г/см}^3$. Соотношение компонентов 66-20-7-7.

К сожалению, бурение на Куюмбинском месторождении нередко сопровождается поглощениями бурового раствора. Они могут быть как небольшими, так и катастрофическими, контролировать которые практически невозможно с помощью кольматантов. Катастрофические поглощения (свыше 2000 м³) могут доставлять проблемы не только для процесса бурения, но и своими последствиями уже при освоении и эксплуатации скважины. Как писали выше, РУО в основном состоит из нефти и воды. Но имеющиеся компоненты-стабилизаторы эмульсий являются корневой причиной образования стойких водонефтяных эмульсий уже при добыче, транспортировке и подготовке нефти. В частности, эти компоненты инициируют рост динамической вязкости перекачиваемой жидкости, увеличение агрегативной устойчивости эмульсий. В итоге, могут возникать проблемы с погружным оборудованием скважины, ростом давления при перекачке жидкости, а также сбоем технологического режима подготовки на установках подготовки и перекачки (далее-УППН), что требует дополнительных затрат при повышении расхода деэмульгатора.

Соответственно, для избегания данных проблем необходимо контролировать вынос бурового раствора со скважины.

Актуальность работы. Общепринятой методикой определения бурового раствора при освоении скважин, является центрифугирование проб в центрифужных пробирках. Данная методика устанавливается в методических инструкциях Компании. Для химико-аналитической лаборатории ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» разработана специальная методическая инструкция «Определение содержания промежуточного слоя/бурового раствора в нефтесодержащих жидкостях методом центрифугирования». Безусловно, физический смысл данных испытаний при определении бурового раствора понятен и неоспорим. Его можно применять для определения глинистых и крахмальных буровых растворов. Но как говорили ранее, для условий Восточно-Сибирского месторождения применяются буровые растворы, схожими по свойствам с водонефтяной эмульсией скважинной продукции. Соответственно, пользуясь данной методикой можно получить недостоверные результаты по содержанию бурового раствора в нефтесодержащей жидкости. Так, например, если провести центрифугирование пробы НСЖ с буровым раствором, в большинстве случаев получим небольшую часть механических примесей извести на дне пробирки, часть извести останется в промежуточной части, углеводородная часть бурового раствора перейдет в нефтяную фазу, а водная – в соответствующую фазу. В итоге, лаборант испытательной химико-аналитической лаборатории после визуального осмотра пробирки выдаст неполную информацию о содержании бурового раствора, что может повлечь за собой риски ввода скважин в нефтесборный коллектор.

Описание работы. Проведя многочисленные исследования с инвертно-эмульсионными растворами и их влиянием на подготовку нефти, сотрудниками сектора химизации производственных процессов ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» было установлено, что НСЖ проб пробуренных скважин, даже имея показатель после центрифугирования «отсутствие бурового раствора» или 2-% бурового раствора, могут отрицательно влиять на процессы обезвоживания нефти. Соответственно, данные заключения требуют перепроверки содержания бурового раствора другой методикой.

Зная, что буровой раствор имея в своем составе гетерогенную часть – известь, можно предположить, что содержание данных включений в составе НСЖ будет напрямую указывать на содержание бурового раствора.

То есть, зная количество механических примесей пробуренной скважины эмпирическим путем можно определить объем бурового раствора в нефтесодержащей жидкости. Другим моментом данных испытаний, является определение пограничных показателей

механических примесей бурового раствора в НСЖ, при котором происходит эмульгирование жидкости. Для этого, сотрудниками СХПП ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» были приготовлены искусственным способом инвертно-эмульсионные растворы из компонентов бурового раствора и проведен бутылочный тест с добавлением приготовленного раствора в НСЖ входного манифольда УППН и деэмульгатора в рабочей дозировке. Результаты теста указаны в таблице:

Таблица 1

Объем бурового раствора в пробе, %	Количество механических примесей мг/дм ³	Результаты бутылочного теста
0	0	Полная деэмульсация
3	330	Незначительное ухудшение показателя нефтепродуктов в сбрасываемой воде
5	550	Значительное ухудшение нефтепродуктов в сбрасываемой воде
7	770	Эмульгирование пробы. Незначительное обезвоживание пробы
10	1100	Эмульгирование пробы. Отсутствие сброса воды

Получив необходимые данные после проведенных лабораторных испытаний, в дальнейшем, по результатам показателя механических примесей бурового раствора, можно прогнозировать, как скважина будет работать после запуска с бурения.

В течении 2 месяцев производился анализ механических примесей бурового раствора НСЖ после бурения скважины. Результаты указаны в таблице 2.

Таблица 2 - Результаты мониторинга выноса механических примесей со скважин после бурения

Скважина 1		Скважина 2		Скважина 3		Скважина 4		Скважина 5	
Поглощение 80 м ³		Поглощение 150 м ³		Поглощение 141 м ³		Поглощение 580 м ³		Поглощение 250 м ³	
Дата	Показатель МПБР, мг/дм ³	Дата	Показатель МПБР, мг/дм ³	Дата	Показатель МПБР, мг/дм ³	Дата	Показатель МПБР, мг/дм ³	Дата	Показатель МПБР, мг/дм ³
29.02.2024	54	04.03.2024	489	08.04.2024	64	02.03.2024	94	26.03.2024	34
01.03.2024	78	05.03.2024	146	09.04.2024	52	02.03.2024	106	26.03.2024	44
29.02.2024	24	04.03.2024	162	09.04.2024	60	02.03.2024	62	27.03.2024	72

29.02.2024	32	05.03.2024	156	09.04.2024	73	03.03.2024	420	27.03.2024	126
01.03.2024	86	04.03.2024	208	09.04.2024	54	03.03.2024	180	28.03.2024	90
01.03.2024	78	06.03.2024	62	10.04.2024	67	03.03.2024	216	28.03.2024	194
01.03.2024	68	07.03.2024	308	13.04.2024	66	04.03.2024	3910	29.03.2024	122
02.03.2024	60	07.03.2024	188	13.04.2024	70	04.03.2024	1142	29.03.2024	96
03.03.2024	56	08.03.2024	130	12.04.2024	22	04.03.2024	938	30.03.2024	104
03.03.2024	62	08.03.2024	116	14.04.2024	18	05.03.2024	13374	30.03.2024	142
		09.03.2024	159			06.03.2024	2968	30.03.2024	148
		10.03.2024	222			07.03.2024	350	31.03.2024	134
		11.03.2024	147			08.03.2024	88	31.03.2024	200
		12.03.2024	125			09.03.2024	200	01.04.2024	118
		13.03.2024	95			10.03.2024	314	01.04.2024	82
		14.03.2024	104			11.03.2024	242	02.04.2024	78
		15.03.2024	170			12.03.2024	352	02.04.2024	97
		16.03.2024	113			13.03.2024	185	03.04.2024	62
						14.03.2024	185	05.04.2024	89
								06.04.2024	64

В результате мониторинга выноса механических примесей бурового раствора можно сказать, что наибольшее количество бурового раствора содержалось в НСЖ скважины №4. Наблюдения данной скважины во время запуска на освоении показали проблемы при работе УЭЦН. Так, например, на 04.03.2023 зафиксированы остановки УЭЦН по высокой температуре погружного электродвигателя. Также с 04.03.2023 выявлен рост воды в нефтяной фазе на УПСВ-МУПН. Эти все заключения объясняются повышением роста содержания бурового раствора в скважинной продукции, которая в дальнейшем поступает на объекты УППН.

Заключение. Разработка нового подхода к определению бурового раствора в скважинной продукции позволит оперативно реагировать технологической службе на изменения в процессах добычи и подготовки нефти, для предотвращения технологических сбоев. Данную методику рекомендуется применять во всех Обществах групп, где применяются ИНЭР для бурения и глушения скважин.

МЕТОДОЛОГИЯ ИНСТРУМЕНТАЛЬНОГО КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ

В.Н. Гусаков¹, А.А. Палагута², Л.Р. Михайлова², Р.М. Еникеев²

¹ООО «Башнефть-Петротест»,

²ПАО АНК «Башнефть»

GusakovVN@bn.rosneft.ru

Объем лабораторных исследований и опытно-промышленных испытаний для допуска реагентов к промышленному применению зафиксирован корпоративными стандартами добывающих Компаний [1]. Однако, применение допущенных реагентов не гарантирует заданной технологической эффективности, на которую наряду с физико-химическими параметрами обрабатываемой жидкости, оказывает влияние и стабильность компонентного состава реагентов.

Технические требования к реагентам, а также необходимость организации и нормирования процедуры оперативного текущего контроля качества на объектах применения стали основанием для инициирования проекта создания технологии, её формализации в виде нормативного документа. В качестве пилотного региона выбраны добывающие Общества ПАО АНК «Башнефть».

В статьях ряда авторов отмечены недостатки контроля качества реагентов по Техническим условиям (ТУ) производителя и обосновано дополнительное привлечение для этой процедуры хромато-масс-спектрологии [2] и жидкостной хроматографии [3], ИК-спектрологии [4].

Совершенствованию и развитию технологий контроля качества нефтепромышленных реагентов спектральными методами с использованием численных алгоритмов обработки спектров комбинационного рассеяния (КР-спектры) и поглощения в инфракрасной области (ИК-спектры) посвящена настоящая работа.

Экспериментальная часть.

Спектры КР регистрировали при длине волны лазера возбуждения 785 нм, мощность лазера 100 мВт, время накопления сигнала 350 мСек. Для регистрации ИК-спектров использовали оборудование марки « Cary 630 FTIR » с Фурье преобразователем («Agilent Technologies»). Спектральный диапазон 450-4000 см⁻¹, спектральное разрешение 4 см⁻¹. Образцы оригинальных реагентов отбираются из арбитражных проб, прошедших входной контроль. Тестовый реагент отбирается на объекте химизации.

Алгоритм обработки оцифрованных спектров.

Степень схожести спектров оригинальных и тестовых реагентов количественно оценивалась с помощью коэффициента линейной корреляции Пирсона (R) [5].

Расчет приемочной границы критерия «Коэффициент корреляции кросс-плота КР-спектров реагентов» (R^2) проведено на основании стандартов ИАС-G8:09/2019 [5], ISO/IEC 17025:2017, ГОСТ Р ИСО 10576-1. Расчет приемочного интервала с использованием расширенной неопределенности (U) включает учитывать неопределенность измерений коэффициента корреляции кросс-плота и неопределенность отбора проб.

Спектры зарегистрированы в различных виалах с 60-кратным отбором проб реагента. Количество усредненных спектров – 60 единиц. Статистические параметры кросс-плотов КР-спектров: Среднее значение 0,9757; Стандартное отклонение по выборке 0,0020; Доверительный интервал 0,0069; Коэффициент охвата ($n=60$, $P=99\%$) $k=2,66175875$; Расширенная неопределенность $U=0,0178$.

Для принятия решения об идентичности реагента по критерию «Коэффициент корреляции кросс-плота КР-спектров» (R^2) выбирается один из вариантов специфического риска принятия ложноотрицательного решения и защитной полосы для оценки риска при принятии решения, согласно ИАС-G8:09/2019. В нашем исследовании принят риск принятия ложноотрицательного решения менее 0,1% (т.е. допускается ложноотрицательное решение не более чем по одной пробе из 1001 тестовых). Расчетное значение приемочной границы критерия «Коэффициент корреляции кросс-плота КР-спектров» (R^2) 0,9288.

Технология цифровой обработки спектров позволяет реализовать два варианта экспертизы тестового реагента. Первый – проверка подлинности по спектру во всем диапазоне волновых чисел и по всем компонентам, входящим в состав реагента [6]. Второй вариант – проверка степени идентичности действующих веществ в узком спектральном диапазоне, в котором активны эти вещества.

Для иллюстрации второго варианта приведены примеры практической задачи определения степени идентичности партий реагентов по составу действующего вещества с помощью спектрального метода и алгоритма цифровой обработки.

Пример 1. При экспертизе двух партий (п.13 и п.9) тестового деэмульгатора, прошедших входной контроль, установлено, что они соответствуют численному критерию подлинности. Для экспертизы степени идентичности действующих веществ в этих деэмульгаторах проведены дополнительные исследования методами ИК- и КР-спектроскопии.

В диапазоне Рамановского сдвига 1050-1260 см^{-1} спектры

деэмульгаторов подобны спектрам Лапролов и Лапромоллов.

Кросс-плот КР-спектра партии 13 в спектральном диапазоне 1050-1260 см^{-1} имеет коэффициент корреляции $R^2=0,731$, что меньше значения приемочной границы критерия при специфическом риске принятия ложноотрицательного решения $<0,1\%$.

Кросс-плот КР-спектра партии 9 в спектральном диапазоне 1050-1260 см^{-1} имеет коэффициент корреляции $R^2=0,955$, что выше значения приемочной границы критерия при специфическом риске принятия ложноотрицательного решения $<0,1\%$.

На основании спектральных измерений и приведенного выше алгоритма расчета обосновано принятие решения об идентичности партии 9 и партии 15 деэмульгатора по составу действующего вещества при специфическом риске принятия ложноотрицательного решения $<0,1\%$.

Пример 2. Экспертиза тестового ингибитора коррозии партии №70. Зарегистрированы ИК-спектры тестового (партия 70) и оригинального (партия 35) реагентов. Отнесение линий в ИК-спектрах: для амидоаминов карбоновых кислот известны сильные характеристические полосы деформационных колебаний -NH и валентных колебаний C=O групп при 1570 и 1650 см^{-1} . Имидазолиновые кольца дают характеристическую полосу валентных колебаний группы C=N при 1602-1605 см^{-1} .

В ИК-спектре тестового реагента ИК-1 п.70 линия при 1600÷1610 см^{-1} , соответствующая валентным колебаниям группы C=N в имидазолиновом цикле, отсутствует. При этом в ИК-спектре тестового реагента п.70 линии колебаний групп -NH и C=O амидоаминов карбоновых кислот при 1570 см^{-1} и 1649 см^{-1} менее интенсивны, чем в оригинальном партии 35. В тестовом реагенте партии 70 содержание амидо-аминов карбоновых кислот снижено, по сравнению с оригинальным реагентом партии 35. Контрольный показатель «Массовая доля активных веществ» соответствует требованиям ТУ производителя.

Выводы.

1. Разработана и апробирована цифровая технология контроля качества деэмульгаторов на основе КР-спектроскопии. Для принятия решения об идентичности реагентов по критерию «Коэффициент корреляции кросс-плота КР-спектров» (R^2) рассчитаны значения приемочной границы и приёмочный интервал для различных значений специфического риска принятия ложноотрицательного решения.

2. Перспективы технологии заключаются в расширении области применимости на другие классы нефтепромысловых реагентов и

введении технологии в практику нефтесервисных и нефтедобывающих Компаний.

3. Для контроля качества ингибиторов коррозии актуальна разработка и внедрение селективного метода определения массового содержания амидоаминов и имидазолинов в товарных реагентах. Например, методом ИК-спектроскопии или потенциометрического титрования в неводных растворителях.

Решение вопроса контроля качества ингибиторов коррозии возможно при включении в корпоративные нормативные документы показателя и метода определения «Содержание азотсодержащих соединений» для выходного и входного контроля ингибиторов коррозии аминного типа.

Список литературы

1. Типовые требования ПАО «НК «Роснефть» № П1-01.05 ТТР-0148 «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании».

2. Абдуллин М. Ф., Назаров И. С., Ерастов А. С. Определение компонентного состава некоторых ингибиторов коррозии методом масс-спектрометрии с ионизацией электрораспылением // Известия Уфимского научного центра РАН. – 2020. – № 1. – С. 55-60. – EDN WOCNYX.

3. Суховерхов С. В., Бриков А. В., Задорожный П. А., Денисов П.Ю., Маркин А.Н. Современный подход к лабораторным испытаниям и входному контролю ингибиторов коррозии // Нефтепромышленное дело. – 2017. – № 7. – С. 54-57. – EDN YTYCUP.

4. Абутков А. В., Садретдинов И. Ф., Алябьев А. С., Арсланов А. К. Синтез производных 1,2-имидазолина - активной основы ингибиторов коррозии. Комплексный подход к анализу имидазолинов на примере полученных соединений // Нефтегазовое дело. – 2012. – Т. 10. – № 1. – С. 180-184.

5. Полякова В.В., Шаброва Н.В. Основы теории статистики: учеб. пособие. М-во образования и науки Рос. Федерации, Урал. федер. ун-т. 2-е изд., испр. и доп. – Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2015. – 148 с.

6. Гусаков В. Н., Катермин А. В., Михайлова Л. Р., Горбунов В. В., Невядовский Е. Ю. Разработка методологии оперативного контроля качества нефтепромышленных химических реагентов // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19. – № 4. – С. 81-89.

ФОРМИРОВАНИЕ И ИНГИБИРОВАНИЕ ОТЛОЖЕНИЙ ГАЛИТА В УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

В.Н. Гусаков, Г.З. Раскильдина, С.С Злотский

ФГБОУ ВО УГНТУ

GusakovVN@mail.ru

Введение. Месторождения засоленных галитизированных коллекторов в последние годы стали объектом разработки и добычи ряда российских нефтегазовых компаний: ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром», ОАО «Сургутнефтегаз», ООО «Газпромнефть», ООО «Иркутская нефтяная компания» [1]. На территории Российской Федерации засоленные породы-коллекторы получили распространение в подсолевых и межсолевых отложениях венда и нижнего кембрия Верхнечонского, Талаканского, Ярактинского, Среднеботуобинского и других месторождений Восточной Сибири [2].

Цель работы: сбор данных по специфике формирования отложений солей и галита, поиск эффективных классов реагентов для ингибирования отложений галита при добыче нефти из засоленных коллекторов.

Решаемые задачи: определение условий формирования пересыщения в процессе разработки; установление механизма образования отложений галита; отбор перспективных классов веществ для лабораторных исследований их способности ингибировать отложения галита; разработка методики физического моделирования отложений галита и лабораторные исследования перспективных вещества-кандидатов для ингибирования отложений галита.

В результате выщелачивания «катагенного» галита пресным агентом вытеснения и смешения этого техногенного рассола с природной пластовой водой (хлоридного кальциевого состава и минерализацией до 500 г/дм³) происходит формирование геохимического барьера и галитообразование за счет пересыщения по хлористым солям натрия и кальция. При этом, основными факторами, способствующими образованию твердой фазы галита в пласте и внутрискважинном оборудовании являются: выделение растворённого газа в условиях низкого пластового или забойного давления; низкая пластовая температура флюида; высокая минерализация пластовой воды до 500 г/л и несовместимость с водой системы поддержания пластового давления; уникальное засоление коллектора (до 50% и более); застойные зоны в профиле скважины [3].

В настоящее время отсутствует единая общепринятая методика физического моделирования процесса галитообразования. Однако, анализ публикаций показал, что динамическое тестирование процесса отложения галита представляет собой более воспроизводимый метод и позволяет смоделировать скважинные условия в лаборатории более полно. Для целей лабораторных исследований авторами разработана методика моделирования отложения галита из пересыщенного раствора в динамическом режиме.

Экспериментальная часть. В работе [4] показано, что из пересыщенных растворов в процессе динамического тестирования наблюдается выпадение галита, из которых в условиях статического теста осадкообразование не происходит. Причиной этого служит образование метастабильного состояния раствора, из которого в статических условиях галит не выпадает, а при динамическом прокачивании или в условиях перемешивания образуются твердые соли.

Авторами разработана методика моделирования пересыщенного раствора из смеси растворов хлористых солей натрия и кальция в динамическом режиме. Измерение эффективности ингибирования основано на определении массы выпавших из пересыщенного раствора твердых солей гравиметрическим методом. В молодежной научно-исследовательской лаборатории УГНТУ синтезированы и протестированы аминированные и фосфатированные формы полисахаридов: ксантана, крахмала, эфиров целлюлозы.

Результаты эксперимента. Из серии индивидуальных веществ в рабочей дозировке 200-300 г/м³ наиболее эффективны для ингибирования отложений галита (указан защитный эффект, %):

Триэтанол амин (ТЭА)	Крахмал фосфатированный	Карб амид
33,8%	25,6%	24%

Синергетического эффекта в смеси двух лучших индивидуальных веществ – карбамида и триэтанолamina не обнаружено.

Из веществ класса полимеры и полисахариды наиболее эффективны для ингибирования отложений галита (указан защитный эффект, %):

Фосфатирова нный крахмал	Гидрокси- этилцеллюлоза	Ксантан	Поливини л-пирролидон
25,6%	19,6%	17,8%	15,4%

Выводы.

1. В результате выщелачивания «катагенного» галита пресным агентом вытеснения и смешения этого техногенного рассола с

природной пластовой водой (хлоридного кальциевого состава и минерализацией до 500 г/дм³) происходит формирование геохимического барьера и процесс образования фазы галита за счет пересыщения по хлористым солям натрия и кальция.

2. Разработана методика моделирования пересыщенного раствора из смеси растворов хлористых солей натрия и кальция в динамическом режиме.

3. Из индивидуальных веществ и нефтепромысловых реагентов в рабочей дозировке 200-300 г/м³ наиболее эффективны для ингибирования отложений галита:

Триэтаноламин (33,8%) > Крахмал фосфатированный (25,6%) > Карбамид (24%).

4. Перспективы развития исследований связаны с тестированием смесей лучших веществ-ингибиторов, поиска их синергетического действия на общую эффективность ингибирования, подготовкой пакета разрешительных документов и проведение промысловых испытаний на одном из месторождений Восточной Сибири.

Работа выполнена при поддержке государственной программы Минобрнауки России по научной деятельности, номер для публикаций FEUR-2022-0007 «Нефтехимические реагенты, масла и материалы для теплоэнергетики».

Список литературы

1. Повжик П. П., Порошин В. Д., Жогло В. Г., Будник Н. И. Проблемы разработки залежей нефти в засоленных коллекторах (на примере нефтяных месторождений Припятского прогиба и Сибирской платформы) // Литосфера. – 2018. – № 1(48). – С. 38-49. – EDN YACPBV.

2. Ефимов А. С., Смирнов М. Ю., Смирнов Е. В., Бражникова М.В., Герт А.А. Ресурсное обеспечение трубопроводной системы ВСТО: состояние и перспективы // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 1. – С. 9-23. – EDN TIJKRV.

3. Гусаков В. Н., Абдрашитова Р. Н., Колотыгина В. Н. Анализ условий формирования отложений галита и поиск реагентов для ингибирования // Вода: Химия и Экология. – 2024. – №1. – С. 29-41.

4. Chen T., Montgomerie H., Jackson T., Chen P., Vikane O., Hagen T. Development of halite test methodology, inhibitors and field application // NACE. – 2013. – Pp. 2659.

«ЗЕЛЕННЫЕ» ИНГИБИТОРЫ КИСЛОТНОЙ КОРРОЗИИ НА ОСНОВЕ ЭКСТРАКТОВ РАСТЕНИЙ

Л.Ф. Давлетшина, К.Г. Алексанян, З.Р. Давлетов

*Российский государственный университет нефти и газа (НИУ)
имени И. М. Губкина*

luchiad@mail.ru

Использование природного сырья в качестве основы для разработки ингибиторов коррозии может стать «новым» решением существующих проблем. Это, прежде всего, применение четвертичных аммонийных соединений в основе всех синтетических ингибиторов коррозии, которые способны создавать проблемы на нефтеперерабатывающих заводах, а также утилизация растительных отходов, из которых можно проводить экстракцию целевых веществ [1].

В данной работе была рассмотрена научно-техническая литература за последние 20 лет, посвященная анализу экстрактов различного растительного сырья в качестве ингибиторов коррозии. Было выявлен явный рост интереса к этой теме: от 20 публикаций/год в 2000-х гг., до 170 – в 2020-х гг. В качестве исходного сырья используют как семена растений, листья, кожуру плодов, так и кору деревьев, а также бытовые отходы растительного происхождения. Известно, что это сырье богато фитохимическими компонентами, которые похожи на структуры органических ингибиторов коррозии, применяемых в нефтяной промышленности.

Экстракты растений, применяемые в качестве ингибиторов коррозии, соответствуют таким принципам «Зеленой химии», как: использование возобновляемого сырья, биоразлагаемость, сокращение отходов, менее опасные химические синтезы, разработка более безопасных химических веществ, использование менее опасных растворителей и вспомогательных веществ.

Для получения таких ингибиторов коррозии характерна простота подготовки сырья, которое моют, нарезают, сушат, измельчают. Далее подготовленные образцы экстрагируют, по убыванию распространённости методы экстракции можно расположить в следующей последовательности: мацерация, отваривание, с помощью аппарата Сокслета, экстракция при воздействии ультразвуком, экстракция противотоком, экстракция сверхкритической жидкостью, жидкостная экстракция под давлением, экстракция с помощью

микроволнового излучения. В качестве растворителя используют воду, метанол, ацетон, этанол, хлороформ, этилацетат и др.

Особый интерес представляют плоды цитрусовых растений, так как после их промышленной переработки для получения соков образуются побочные продукты в виде кожуры и семян, которые богаты флавоноидами, природными полифенольными соединениями [2]. Среди всех цитрусовых апельсины выделяются как самые распространённые в мире, их ежегодное производство составляет около 75 млн тонн. Насчитывается порядка 400 сортов, однако только 30 из них выращивают в промышленных масштабах. При производстве апельсинового сока отходы составляют примерно 50%, но что интересно, большая их часть уничтожается путем сжигания.

В работе были проведены исследования возможности применения в качестве ингибитора кислотной коррозии экстрактов апельсиновой кожуры, полученных мацерацией (замачиванием) и в аппарате Сокслета. В качестве растворителя использовались метанол и этанол. В отличие от большинства опубликованных работ, в которых анализ проводили в растворах соляной кислоты низкой концентрации – 0,5÷1,0 % мас., в настоящей работе также были изучены растворы с концентрациями – 10÷12% мас, которые используют при проведении кислотных обработок в процессах нефтегазодобычи.

В рамках исследований были получены высокие показатели защитного эффекта экстрактов в растворах с низкими концентрациями соляной кислоты, что соотносится с результатами в публикациях. Однако при повышении концентрации до 10-12% мас., также как и при повышении температуры экспериментов эффективность становится заметно меньшей. Было показано, что на результаты экспериментов влияет сорт апельсина, но практически не влияют способ экстракции (в сравнении метанола и этанола) и тип экстракта (в сравнении мацерации и с помощью аппарата Сокслета). Добавление галогенидов позволило повысить эффективность действия полученных экстрактов, в частности добавки КJ обеспечили достижение удовлетворительных результатов.

На основании проведенного анализа можно сделать вывод, что тема применения «зеленых» ингибиторов коррозии в нефтегазовой промышленности остается актуальной. Использование цитрусовых, возможно, не достаточно интересно для РФ, так как на территории нашей страны весьма ограничено количество регионов для выращивания апельсинов. Однако утилизация отходов остается острой проблемой, в РФ ежегодно потребляют около 500 000 тонн апельсинов.

Для продолжения работы также остается важным вопрос выбора метода экстракции и ее интенсификации, которые должны увеличить объем выхода целевого продукта. Применение более экологичного растворителя – воды – маловероятно, так как метанол и этанол, как показали выполненные исследования, позволяют улучшить растворимость экстракта в соляной кислоте.

Список литературы

1. Силин М.А., Магадова Л.А., Давлетшина Л.Ф., Потешкина К.А. Промысловая химия. Ингибиторы коррозии. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2021.– 108 с.
2. Sharma K., Mahato N., Lee Y. R. Extraction, characterization and biological activity of citrus flavonoids // *Reviews in Chemical Engineering*. – 2019. – Т. 35. – №. 2. – С. 265-284.

ВЛИЯНИЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ВЕЩЕСТВА НА ФИЗИКУ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕДОБЫЧЕ

И.З. Денисламов

ФГБОУ ВО УГНТУ

denislamoviz@mail.ru

В справочной литературе известны два вида концентрации вещества. Первый вид показывает отношение массы вещества к его объему. Широко применяется в газовой физике, например в уравнении Менделеева-Клайперона. Второй вид показывает количественное присутствие вещества в многокомпонентной системе. Данный вид концентрации вещества широко используют не только химики для получения новых веществ, например реагентов для нефтедобычи, но и сами нефтяники – для выполнения десятков и сотен видов физико-химических анализов и измерений в лабораториях и на производственных объектах. Данный вид концентрации вещества используется во всех сферах деятельности человека, касается его здоровья, образа жизни, экологической обстановки и производственной деятельности.

В физике общеизвестен постулат о том, что давление в газовых и жидких средах является следствием суммарного количества столкновений элементарных частиц вещества (молекулы, атомы и ионы) за единицу времени с измерительным устройством (манометр, датчик давления) или со стенкой емкости [1,2]. Указывается, что давление в газовых средах зависит от концентрации вещества первого вида и температуры газа. В статье [3] рассматривается возможность описания изменения давления в газах и жидкостях без параметра температура. Для этого вводится понятие концентрации вещества третьего вида – это количественное присутствие вещества в единичном объеме пространства за единицу времени.

При нагреве газа в бомбе PVT возрастает скорость хаотичного движения молекул, за единицу времени в единичном объеме бомбы мы будем наблюдать большее количество молекул газа и как следствие, повышение давления из-за возросшего количества соударений молекул газа об измерительное устройство.

Трактование о концентрации вещества третьего вида позволяет объяснить такие физические явления как повышение давления при сжатии жидкости и полярность таких жидкостей как воды и спирты.

Известно, что при сжатии малосжимаемой жидкости на глубине скважины или в бомбе PVT давление значительно повышается, совсем не как в газовой среде за счет повышения концентрации первого типа.

Повышение давления в жидкости можно объяснить повышением концентрации вещества третьего вида, объяснив это ростом частоты колебательных движений молекул жидкости в межмолекулярном пространстве. Очевидно, что существует линейная связь между давлением в жидкости и частотой колебательных движений частиц жидкости.

Вторым примером применимости понятия о третьем виде концентрации вещества может послужить природа полярности жидкостей, в частности молекул воды. Атомы водорода расположены по отношению к атому кислорода асимметрично. С другой стороны, благодаря электростатическому притяжению атома кислорода и электронного облака из одного электрона каждого атома водорода наблюдается определенное смещение орбиты вращения этих электронов в сторону атома кислорода. Вследствие этого при совершении одного круга по своей эллипсовидной орбите электрон будет большее время находиться на стороне атома кислорода, чем на стороне своего атома водорода. Следовательно, за единицу времени в единице объема пространства электронов на одной стороне молекулы воды будет больше, чем на другой стороне. А это и есть концентрация вещества третьего вида. Так можно объяснить наличие диполей в воде и его полярность.

В заключение статьи вернемся к концентрации вещества второго вида. Параметр в процессах химизации нефтедобычи применяется повсеместно. Нефтяники используют десятки видов химических реагентов для достижения своей основной цели – извлечь из недр большее количество углеводородов и довести качество нефти и газа до товарных кондиций. Наиболее востребованным реагентом для нефтяника является деэмульгатор, так как благодаря ему формируется внутрискважинная и внутритрубная деэмульсация эмульсионной продукции добывающих скважин. Положительный эффект деэмульгатора также проявляется при разделении нефти и воды в отстойниках и доочистки сточной воды в горизонтальных и вертикальных отстойниках.

Как правило, в литературе положительное влияние данного вида поверхностно активного вещества (ПАВ) объясняют тем, что искусственно созданные вещества имеют большую разнополярность двух своих половинок в сравнении с природными эмульгаторами в составе нефти. Деэмульгаторы вытесняют с межфазной поверхности асфальтены, смолы, мехпримеси и другие соединения с промежуточной полярностью в нефтяную среду и в дальнейшем не препятствуют коалесценции глобул воды, так как не обладают механической прочностью. Но есть и другая сторона процесса разрушения эмульсии из углеводородов и воды – это разрыв пленки

углеводородов при сближении глобул воды. В работе [4] указывается роль пленки нефти между глобулами воды при их сближении, заключающаяся в том, что она мешает коалесценции из-за межмолекулярного притяжения молекул нефти между собой. По мнению автора деэмульгатор снижает склонность нефти к пленкообразованию.

Рассмотрим этот процесс, используя термин «концентрация вещества второго вида». Две глобулы воды не могли сблизиться достаточно близко и укрупниться из-за того, что между ними была неполярная нефть. Замена пленки нефти деэмульгатором с промежуточной полярностью способствует значительному снижению энергии поверхностного натяжения и появлению силы притяжения молекул воды разных глобул во встречном направлении. Для наступления этого момента необходимо чтобы концентрация ПАВ с промежуточной полярностью стала достаточно весомой, чтобы заменить собой объем пленочной нефти между глобулами воды.

Вывод. Большинство процессов, происходящих в природе и в нефтедобыче, объясняются с позиции изменения концентрации вещества. В статье приведено дополнение по концентрации вещества третьего вида. Выполнена интерпретация понятия полярности веществ и резкого повышения давления жидкости при её сжатии.

Список литературы

1. Элементарный учебник физики: Учеб. пособие. В 3 т. /Под ред. Г.С. Ландсберга: Т. 1. Механика. Теплота. Молекулярная физика. – 11- е изд. – М.: Наука. Физматлит, 1995. – 608 с.
2. Сивухин Д.В. Общий курс физики. Термодинамика и молекулярная физика: учеб. пособие. – М.: Наука, 1979. – 552 с.
3. Денисламов И.З. Реперные технологии в нефтедобыче как изменение концентрации вещества // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2022. – Вып. 5 (139). – С. 54–62.
4. Позднышев Г.Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. – М.: Недра, 1982. – 221 с.

УМК: ИННОВАЦИОННЫЙ ПОДХОД К ПОВЫШЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

А.Н. Дмитриевский¹, А.Л. Максимов², С.В. Антонов², Д.К. Нургалиев³,
Н.А. Еремин¹, А.В. Замрий⁴, М.А. Варфоломеев³, А.А. Папушкина⁴,
Н.П. Безруков²

¹Институт проблем нефти и газа РАН,

²Институт нефтехимического синтеза имени А.В. Топчиева РАН,

³Казанский (Поволжский) Федеральный Университет,

⁴ООО «МЭАЦ»

paа@sngpr.ru.com

В настоящее время одной из ключевых проблем нефтегазовой отрасли является то, что большая часть запасов находится в трудноизвлекаемой форме. Традиционными методами может быть извлечено около 30-40% нефти, что приводит к недостаточному использованию большого потенциала [1]. Это способствует модернизации известных и созданию новых технологий и методов оценки состояния запасов, извлечению их усовершенствованными способами вытеснения остаточной нефти [2].

Одним из методов добычи трудноизвлекаемых запасов является применение физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Наибольшее распространение нашла технология полимерного заводнения, направленная на уменьшение вязкостного отношения между нефтью и водой. Также существует метод щелочного заводнения, при котором происходит взаимодействие щелочи с органическими кислотами нефти. При этом происходят уменьшение отношений подвижностей и изменение смачиваемости породы, что приводит к увеличению нефтеотдачи. Заводнение с использованием поверхностно-активных веществ (ПАВ) снижает остаточную нефтенасыщенность и увеличивает краевой угол смачиваемости за счет уменьшения поверхностного натяжения на границе раздела фаз «вода-нефть». Кроме того, в последнее время развитие получила комбинированная технология щелочно-ПАВ-полимерного заводнения (ASP).

Несмотря на то, что данные технологии способствуют увеличению коэффициента извлечения нефти (КИН), они обладают недостатками такими, как высокая адсорбция ПАВ, образование стойких эмульсий, деструкция полимера и высокая стоимость реагентов [3].

В связи с этим предлагается технология капсулирования химического реагента в виде ПАВ внутри полимерной оболочки, а также перемещение и раскрытие капсул под действием физических факторов (УМК-МУН). Метод включает следующие стадии: закачка рабочего раствора ПАВ в полимерной оболочке в нагнетательную скважину, фиксация капсул с помощью магнитного поля в нужном участке для адресного воздействия композиции и после перемещения вместе с водой к нефтенасыщенной части пласта раскрытие капсул под воздействием определенного физического фактора [4].

В данный момент происходит подбор материалов ядра и оболочки, а также отрабатываются способы получения капсул. Особое внимание уделяется изучению возможности контроля движения капсул магнитным полем. Для этой цели был разработан стенд, где есть возможность исследовать влияние магнитного поля на движущиеся в потоке частицы. Также для определения эффективности предусмотрен автоматизированный подсчет капсул. Планируются эксперименты по раскрытию капсул под действием сверхвысокочастотного излучения, ультразвукового воздействия, индукционного и других факторов.

В результате технология УМК позволит сократить потери ПАВ при адсорбции на породе, обеспечить управляемость воздействия, уменьшить время проведения процесса, повысить надежность технологии. Можно полагать, что дальнейшее развитие данной технологии обеспечит увеличение эффективности физико-химических методов увеличения нефтеотдачи, что позволит повысить добычу трудноизвлекаемых запасов нефти.

Список литературы

1. Тагиев Ш. Трудноизвлекаемые запасы нефти и проблемы их добычи: увеличение нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов нефти и проблема их добычи //Мировая наука. – 2023. – №. 6 (75). – С. 120-124.
2. Мингазов А.Н., Миннуллина А.Г., Хисамутдинова Н.И., Шарифгалеева А.Р. Перспективы развития технологий разработки трудно-извлекаемых запасов нефти // Нефтепромысловое дело. – 2023. – №. 5. – С. 38-43.
3. Соколов К.С., Севастьянов А.А. Опыт применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи //Академический журнал Западной Сибири. – 2020. – Т. 16. – №. 2. – С. 14-15.
4. Дмитриевский А.Н. и др. Умные микроконтейнеры для повышения эффективности физико-химических МУН //Neftegaz.RU. – 2023. – №. 9. – С. 24-28.

СТЕНДОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ЭЦН В УСЛОВИЯХ, ОСЛОЖНЕННЫХ СОЛЯМИ: ОТЛОЖЕНИЯ, ПРОМЫВКИ, ПРАКТИЧЕСКИЕ ВЫВОДЫ

А.В. Жонин¹, А.Е. Фоломеев², Б.Р. Гильмутдинов², Р.М. Салихов²,
И.И. Костюк², Т.М. Мухаметзянов¹, А.М. Шигапов², К.А. Сергеев²,

А.Р. Хатмуллин²

¹ООО «АЛТИМ»,

²ООО «ИНК»

Zhoninav@altim.ru, Folomeev_AE@irkutskoil.ru

Отложения солей на глубинно-насосном оборудовании являются одной из наиболее распространенных проблем в нефтепромысловой практике. Существуют инженерные методики, помогающие прогнозировать риски солеотложений, например индексы солеопасности и подобные. Статистическая информация по фонду скважин и комиссионные разборы оборудования позволяют дополнить указанные методики эмпирическими зависимостями для межремонтного периода. Описанный общий подход в большей степени является статистическим, потому перспективным видится его дополнение механистическими методиками.

Стендовые испытания ЭЦН являются широко прикладным видом тестирования погружного оборудования, в том числе для получения экспериментальных данных и замыкания механистических моделей ЭЦН. В мировой и отечественной практике подобные работы проводились для испытания ЭЦН в условиях высоких температур, длительных наработок, прокачки многофазных сред, прокачки абразивных сред. Однако испытание ЭЦН в условиях солеотложений до сих пор не было покрыто экспериментальными исследованиями. Между тем подобное тестирование представляет большой теоретический и практический интерес. Спектр вопросов включает исследование характера отложений в проточных каналах, изменение расходно-напорной и энергетической характеристик, влияния промывок на отложения, необходимый межочистной период и другие.

В данной работе проведены экспериментальные исследования пакетов ступеней ЭЦН в условиях солеотложений, включающие:

- наработку отложений кальцита в ступени ЭЦН с последующим моделированием промывки раствором соляной кислоты;

- наработку отложений сульфата кальция двухводного (гипса) в ступени ЭЦН с последующим моделированием двухэтапной промывки раствором щелочи и соляной кислоты.

Для указанной работы спроектирован и изготовлен специальный стендовый комплекс проливного типа для работы с пакетом ступеней ЭЦН. Пакет является сборкой из 3-5 ступеней без радиальных и упорных подшипников. Стенд позволяет нарабатывать отложения солей при прокачке пересыщенного раствора, термостатировать контур циркуляции, периодически снимать характеристики на воде, периодически разбирать пакет ступеней без избыточного слива рабочего раствора, производить промывки кислотными и щелочными растворами, в том числе многостадийные промывки.

В результате экспериментальной работы для каждого типа отложений исследованы стадии засорения ЭЦН, которые удобно характеризовать порядком толщины отложений: 0.01, 0.1, 1, более 1 мм. Стадии различаются морфологией отложений внутри насоса. Ранние стадии характеризуются поверхностным распределением отложений. Поздние стадии характеризуются появлением вторичных частиц-сколов отложений, которые способствуют засорению с «прикипанием» отложений, в том числе с полным перекрытием проточных каналов.

Анализ деградации характеристик показал, что в первую очередь изменяется расходно-напорная характеристика ступени путем снижения максимальной подачи. В таком случае удобно ввести коэффициент деградации подачи и использовать его для масштабирования расходно-напорной характеристики по подаче. Напор ступени и энергетическая характеристика ступени по мере отложений практически не изменяются. Такое поведение можно объяснить тем, что перекрытие проточных каналов снижает эффективный рабочий объем насоса и соответственно уменьшает подачу. Слабое изменение напора объясняется относительным сохранением геометрии каналов (длины, углов входа и выхода лопаток и т.п.). Можно говорить о том, что процесс засорения насоса отложениями имеет выраженный перколяционный характер.

Полученные численные экспериментальные данные позволяют перейти к более механистичной модели динамики отложений в ЭЦН через связь «отложения-характеристики». Это позволяет по текущей диагностируемой деградации характеристики спущенного в скважину насоса прогнозировать степень засорения.

Практические выводы из предлагаемого подхода касаются прогноза межочистного периода на скважине для каждого вида отложений и уточнения дизайнов обработок.

**ИССЛЕДОВАНИЕ КИНЕТИКИ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ
КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ С КАРБОНАТНОЙ ПОРОДОЙ
МЕТОДОМ ВРАЩАЮЩЕГОСЯ ДИСКА
ПРИ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ПЛАСТА
(ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ООО "ИНК")**

А.В. Жонин¹, А.Е. Фоломеев², Б.Р. Гильмутдинов², Р.М. Салихов²,

А.Р. Хатмуллин², Т.М. Мухаметзянов¹

¹ООО «АЛТИМ»,

²ООО «ИНК»

Zhoninav@altim.ru, Folomeev_AE@irkutskoil.ru

Общепринятой методики исследования реакционной способности кислотных составов с карбонатной породой не существует. Так, например, применяют следующие подходы: метод диафрагменной ячейки [1], метод с использованием мраморных кубиков [2], метод кинетики газовыделения [3, 4], метод вращающегося диска [1, 5].

В то же время, метод вращающегося диска в мировой практике является своеобразным эталоном при определении параметров кинетики гетерогенного взаимодействия кислотного состава с породой пласта. Это объясняется уникальностью геометрии течения и переноса в приповерхностном слое, где диффузионный слой имеет одинаковую толщину практически по всей поверхности. Кроме того, метод позволяет выделить диффузионный, кинетический и смешанный режимы взаимодействия. Необходимо отметить, что в отечественной нефтепромысловой практике метод вращающегося диска практически не использовался в первую очередь из-за отсутствия необходимого оборудования для проведения экспериментов в термобарических условиях.

В данной работе проведено исследование кинетики взаимодействия ингибированной соляной кислоты с карбонатной породой. Особенности исследуемого объекта разработки следующие: высокая доломитизация 90% и более, средняя пластовая температура 36-41 °С, высокая минерализация пластовых вод 330 г/л и более, нефть легкая (плотность при 20 °С 811 кг/м³), что является характерным для ряда месторождений в Иркутской области.

Сетка экспериментов предполагала варьирование по скоростям вращения образца в реакторе и по концентрациям раствора соляной кислоты. Исследования проводились для одной температуры 41 °С.

Для выполнения научно-исследовательской и опытно-конструкторской работы, предусматривающей определение кинетики растворения карбонатной породы кислотными составами при термобарических условиях пласта силами ООО «АЛТИМ» спроектирована, изготовлена установка с вращающимся диском. Характеристики установки: полезный объем реактора порядка 1000 мл (при необходимости может быть уменьшен внутренними вставками до 200 мл), рабочее давление 7 МПа, термостатирование, нижнее расположение ротора с вращающимся диском, скорость вращения от 100 до 2000 об/мин, количество отбираемых проб в каждом эксперименте от 20 до 40 шт, объем одной пробы 5 мл, диаметр исследуемых образцов 30 мм.

Ход эксперимента с пробоподготовкой включает: экстрагирование – очистку – сушку образцов керна, покрытие лаком боковой поверхности образца, насыщение моделью пластовой воды, выдерживание 30 мин в 1 М растворе HCl (х.ч.) непосредственно перед помещением в реактор, термостатирование, проведение эксперимента с отбором проб. Определение кальция и магния в пробах производится титриметрически.

В работе обсуждаются методические моменты проведения исследований и результаты кинетики взаимодействия кислотных составов с породой пласта.

Список литературы

1. Michael W. Conway, Mahmoud Asadi, Glenn S. Penny, and Frank Chang. A. Comparative Study of Straight/Gelled/Emulsified Hydrochloric Acid Diffusivity. Coefficient Using Diaphragm Cell and Rotating Disk // SPE-56532.
2. Кристиан М., Сокол С., КонстантINESКУ А. Увеличение продуктивности и приемистости скажин: Пер. с румынск. – М.: Недра, 1985. –184 с.
3. Фоломеев А.Е., Вахрушев С.А., Михайлов А.Г. Об оптимизации кислотных составов для применения в геолого-технических условиях месторождений ОАО «АНК Башнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №11. – С. 108-112.
4. Харисов Р.Я., Фоломеев А.Е., Коптяева Е.И., Телин А.Г. Манометрическая установка как инструмент выбора кислотных составов для стимуляции скважин в карбонатных коллекторах // Материалы V Всероссийской научно-практической конференции "Нефтепромысловая химия", посвященной 80-летию РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина и 50-летию кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, Москва, 24–25 июня 2010 года. – Москва: Российский

государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2010. – С. 91-92.

5. Taylor K.C., H.A. Nasr-El-Din. Measurement of Acid Reaction Rates with the Rotating Disk Apparatus // JCPT. – 2009. – June – Vol. 48. – No. 6. – P. 66 – 70.

МОДУЛЬ РН-ЛАБ.ХОС КАК ПОМОЩНИК ЛАБОРАТОРИИ ИССЛЕДОВАНИЙ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ

С.А. Заночуев, А.О. Гилязетдинов, М.С. Слинкина, С.В. Паромов,
Д.В. Каширских

ООО «ТННЦ»

sazanochuev@tnnc.rosneft.ru

В 2023 г. на базе ООО «ТННЦ» была создана лаборатория по исследованию химических реагентов. Деятельность этой лаборатории направлена на входной контроль химических реагентов, в том числе ХОС, поставляемых закрепленными за ООО «ТННЦ» недропользователями. На текущем этапе в лаборатории плановый объем исследований химических реагентов на содержание ХОС и другие показатели составляет более 1000 проб в год с перспективой увеличения. Это предполагает наличие системы четкого контроля движения проб от стадии их отбора на промысле, арбитражного хранения до утилизации с обязательным накоплением результатов испытаний.

Для эффективной работы лабораторий в ООО «ТННЦ» с 2018 г. развивается крупный IT-проект ИС «РН-ЛАБ» направленный на повышение эффективности лабораторной деятельности в области исследований керна и пластовых флюидов. Проект содержит в себе индивидуальные блоки по направлениям деятельности: планирование работ, учет оборудования, керн, литология, пластовые флюиды и другие. В 2022-2023 гг. на базе ИС «РН-ЛАБ» был разработан функционал модуля «ХОС», автоматизирующий весь процесс исследований проб химических реагентов на ХОС – от заявки недропользователя и фиксации отбираемых проб с контролем их прохождения по отдельным этапам, до формирования итоговых отчетов и протоколов испытаний по результатам исследований. Данный функционал является составной частью и может работать как в составе этой системы ИС «РН-ЛАБ», так и отдельно от ее основного функционала, используя при этом общую базу данных.

Основными задачами модуля «ХОС» являются:

- создание справочной БД по основным категориям информации, используемым в процессе исследований: перечень недропользователей, договоры на исследования, химические реагенты с соответствующими техническими условиями, методики измерений, используемое оборудование и т.д.;
- занесение и длительное безопасное хранение всей необходимой информации по исследуемым пробам;

- контроль и обеспечение «прозрачности» движения проб на всех этапах процесса исследования с фиксацией времени поступления и нахождения проб на каждом технологическом процессе;
- сохранение в БД результатов исследования проб в виде, обеспечивающем формирование отчетности и, при необходимости, дополнительный анализ данных;
- учет и работу с арбитражными пробами;
- автоматизация ведения первичных и отчетных записей (актов приема-передачи, лабораторных чек листов, заключений, протоколов и т.д.) с целью снижения трудозатрат.
- автоматизация создания отчетов установленной формы по оперативным запросам недропользователя.

Важной особенностью модуля является стандартизация бизнес-процессов контроля качества химических реагентов, что позволяет использовать его не только для автоматизации исследований на содержание ХОС, но и для других видов исследований, входящих во входной контроль химических реагентов.

Использование общей БД с ИС «РН-ЛАБ», являющейся единым информационным пространством центров исследования керна и пластовых флюидов, позволяет качественно расширить возможности по анализу данных исследования качества ХР за счет использования дополнительной информации и применения передовых методов DataScience.

В настоящее время модуль РН-ЛАБ.ХОС прошел внедрение и апробацию на базе лаборатории ООО «ТННЦ». В лабораторной части по измерениям ХОС и формированию отчетных материалов модуль уже сейчас проходит промышленное тестирование при проведении исследований химических реагентов и значительно оптимизирует технологические процессы в лаборатории исследований химических реагентов.

ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО АВТОМАТИЗАЦИИ КОНТРОЛЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ПОДАЧИ РЕАГЕНТОВ

А.К. Зиннатуллин, А.Т. Фаритов, А.А. Сазонов

ООО НПФ «Акрус-М»

zak@monicor.ru

В типовых требованиях компании № П1-01.05 ТТР-0148 «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья» установлены требования к процессу контроля эффективности промышленного применения химических реагентов.

Специалисты, отвечающие за химизацию трубопроводов, в рамках своей производственной деятельности организуют комплекс мероприятий по контролю эффективности промышленного применения реагентов. В данный комплекс входит также «коррозионный мониторинг» и «супервайзинг технологических операций по химизации» (контроль с целью выполнения плана по закачке реагентов).

В настоящее время коррозионный мониторинг в основном осуществляется гравиметрическим методом со сроком экспозиции от 14 до 60 суток, что в свою очередь не позволяет оперативно отслеживать изменения агрессивности среды в режиме «реального времени». Получение информации по остаточной скорости коррозии после экспозиции может еще дополнительно занять до 10 дней, в основном по причине удаленности лаборатории, где требуется произвести взвешивание и расчет показателей скорости коррозии по потере массы образцов-свидетелей.

Существующие установки дозирования химических реагентов (УДР) в подавляющем большинстве не оборудованы системами автоматического контроля и управления подачей реагентов, что вызывает необходимость в ресурсах (специалисты и вездеходная техника). Специалисты контролируют работу системы ингибирования и проводят какие-то изменения в подаче реагентов только путем периодических объездов УДР, находящихся (особенно в системе нефтегазосбора), как правило, в удаленных и труднодоступных местах.

Использование автоматизированных систем дозирования химических реагентов (АСДР) позволит снизить эксплуатационные затраты предприятия, повысить эффективность применения реагентов за счет ежеминутного контроля закачки (индекса подачи) и удаленного управления ею, особенно если это будет

автоматизированное управление подачей реагента, которое зависит от результатов оперативного коррозионного мониторинга агрессивности среды.

Одним из примеров таких систем является автоматизированная система подачи химических реагентов на базе мультифункционального прибора «Монитор-3-GSM-LPR» с обратной связью в режиме реального времени с датчиками коррозии по методу линейного поляризационного сопротивления (LPR-Linear Polarization Resistance). Согласно Приложению 2 «Методы измерения коррозии промышленных трубопроводов и интерпретации результатов» Методических указаний компании № П1-01.05 М-0166 «Проведение коррозионного мониторинга и ингибиторной защиты промышленных трубопроводов» данный метод следует применять при оценке коррозионной агрессивности электропроводных сред на нефтепроводах с расслоенной структурой потока (наличие свободной воды) и водоводах высокого и низкого давления.

Верхним уровнем системы управления подачи реагента является Сервер (Web-Monitor), на который возложены следующие функции:

1. Сбор, структурирование и хранение информации со всех элементов системы, включая датчики, исполнительные механизмы, а также информации о напряжении питания и температуре самого прибора и возникших ошибках. Информация передается по каналу GPRS с прибора, к которому подключены датчики.

2. Визуализация информации в удобном для анализа виде.

3. Подача команд для изменения настроек приборов (периодичность замера, периодичность передачи данных, изменения даты, времени), включая подключение новых датчиков и исполнительных механизмов, а также обновление прошивки самого прибора.

4. Ввод и запуск ручных и автоматических алгоритмов управления исполнительными механизмами насосов в зависимости от показания датчиков.

Преимущества предлагаемой автоматизированной системы:

1. Контроль за расходом и фактическим остатком реагента в режиме реального времени и возможность удаленного управления дозирующими насосами через Web-сервер, включая изменение алгоритмов управления.

2. Отказ от кабельных линий телеметрии, что позволяет производить легкую релокацию элементов системы.

3. Автономность работы системы без внешнего питания до 4 месяцев, в том числе во взрывоопасных зонах начиная от Зоны 0 (постоянная взрывоопасность).

4. Возможность добавлять «на лету» новые датчики и сценарии управления исполнительными механизмами с помощью скриптов на языке Си через каналы USB, Bluetooth или через Web-сервер.

5. Возможность подключения на один прибор до 4-х датчиков LPR и до 128 разнообразных внешних датчиков, которые работают по протоколу MODBUS через RS-485.

6. Совмещение в одном приборе функций 4-х канального коррозиметра и программируемого логического контролера.

РЕАГЕНТ АФК И ТЕХНОЛОГИЯ ЕГО ПРИМЕНЕНИЯ В ПРОЦЕССАХ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Д.Р. Зубайдуллин, А.Ф. Шагеев

ФГАОУ ВО КФУ

damirzuba27@gmail.com

Аннотация: в области нефтегазовой геологии актуальной задачей является использование различных реагентов с целью повышения нефтеотдачи пластов. В данной статье рассматривается использование реагента АФК. Полученные результаты могут быть полезны для улучшения методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти.

Ключевые слова: АФК, кислотная обработка пластов, увеличение нефтеотдачи, неоднородность, карбонатные породы.

Введение. Реагент АФК и его кислотная композиция с соляной кислотой эффективно воздействуют на прискважинную зону пласта (ПЗП) в карбонатных коллекторах. Основные эффектообразующие свойства – замедленное химическое растворение породы с комплексообразующей способностью позволяют иметь в карбонатах сеть микроскопических каналов широкого фронта и глубины [1]. При этом кратно возрастает проницаемость коллектора на значительно большей глубине, чем при обработке традиционной соляной кислотой, и происходит увеличение притока нефтесодержащего флюида. Также стоит отметить, что реагент может применяться как при кислотных, так и при щелочных обработках в нагнетательных и добывающих скважинах. Ещё одним преимуществом реагента является то, что АФК работает как комплексный метод, который в добавок работает как ингибитор коррозии и снижает количество солеотложений при обработке [2].

Цель данной работы – проанализировать результаты обработок добывающих скважин ОАО «Татнефть» кислотной композицией АФК в 2012-2014 годах, а также самостоятельно подготовить реагент и провести исследования на карбонатном керне, отобранном на одном из месторождений ПАО АНК «Башнефть», на базе лабораторий КФУ.

Методика выполнения работ. Были проанализированы кислотные и щелочные обработки добывающих и нагнетательных скважин ОАО «Татнефть» с применением реагента АФК в 2012-2014 годах. Получены графики изменения проницаемости керна, характеристики вытеснения нефти и профили приемистости скважин. На базе лабораторий КФУ с помощью весов и на установке, находящейся на кафедре разработки и эксплуатации месторождений

трудноизвлекаемых углеводородов, были подготовлены растворы и проведены исследования керн на растворимость с применением реагента АФК и соляной кислотой в различных концентрациях. Кривые, полученные на графиках, подтвердили, что реагент действительно влияет на скорость реакции соляной кислоты с карбонатной породой. На каждом образце отчётливо видно, что у каждого образца после реакции различная степень образования нерастворимых солей и разные размеры пор. Хотя это был один керн, разрезанный на несколько частей. Так же были проведены исследования на коррозию гравиметрическим методом. Во всех исследованиях проводились сравнения между чистым раствором 14-процентной соляной кислоты и раствором этой же кислоты с добавлением реагента АФК.

Результаты. Проанализировав результаты кислотных обработок добывающих скважин с применением АФК компанией ОАО «Татнефть», можно сделать вывод, что реагент равномерно воздействует на коллектор, проникая как в высоко-, так и низкопроницаемые зоны, при условии, что концентрация АФК в HCl не более 1-го %. При этом сохраняется исходная структура коллектора. Увеличивается пористость, значительно возрастает проницаемость. Эти выгоды отличают реагент АФК от применяемой в настоящее время соляной кислоты, действие которой, как правило, проходит быстро, а, следовательно, не глубоко. Таким образом, после закачки АФК достигается равномерная и глубокая обработка ПЗП без существенного трещинообразования. Исследования, проведённые в ИОФХ им. А.Е. Арбузова, а также на кафедре разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов КФУ на керне, отобранном с Аквамаринового ЛУ республики Башкортостан, также подтвердили, что применение реагента АФК в малых количествах снижает скорость реакции соляной кислоты с карбонатной породой.

Заключение. Кислотная композиция, приготовленная с добавлением АФК, обладает замедленной реакцией с карбонатной породой, что гарантирует увеличение проникающей способности кислоты вглубь пласта, приводит к снижению расхода кислоты и увеличению эффективности солянокислотных обработок. Использование АФК в качестве добавки к соляной кислоте предотвращает выпадение осадков и образование в пористой среде нерастворимых продуктов реакции кислоты с породой, нефтью и пластовой водой, которые могут засорять и повреждать продуктивный пласт. Однако из-за того, что реагент эффективно воздействует на карбонатную породу только с концентрацией в HCl меньше 1-го %, именно как метод увеличения нефтеотдачи он уступает технологии

ПАКС и различным ПАВам. Но если рассматривать АФК как комплексный метод, оказывающий положительное влияние на многие факторы, то его применение при кислотных обработках карбонатных пластов всё ещё может быть перспективным, причем не только на месторождениях республики Татарстан, но и в других регионах, так как этот метод является более экологичным и экономичным.

Список литературы

1. Платформа Роспатент. Документ RU2331650C1_20080820. [Электронный ресурс].– Режим доступа: https://searchplatform.rospatent.gov.ru/doc/RU2331650C1_20080820?q=%D0%B0%D1%84%D0%BA%20%D0%BF%D1%80%D0%BE%D0%BD%D0%B8%D1%86%D0%B0%D0%B5%D0%BC%D0%BE%D1%81%D1%82%D1%8C%0A%0A&from=search_advanced&hash=-682967572

2. Маргулис Б.Я., Шагеев А.Ф., Альфонсов В.А., Шагеев М.А., Иванова И.И., Романов Г.В., Лукьянов О.В., Семенов А.В. Новые технологии разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах, высоковязких нефтей и природных битумов // Научно-технический журнал «Георесурсы». – 2011. – 3(39). – С. 21-24.

ОСОБЕННОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РЕДУЦИРУЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В ЛИГНОСУЛЬФОНАТАХ РАЗНЫХ СПОСОБОВ ДЕЛИГНИФИКАЦИИ ЭБУЛИОСТАТИЧЕСКИМ СПОСОБОМ

Е.А. Иванчина, Р.Е. Агишев, Г.А. Тептерева

ФГБОУ ВО «УГНТУ»

ivanchinaekaterina@yandex.ru

В целлюлозно-бумажной промышленности при упаривании сульфитных щелоков, отделяемых от целлюлозного волокна после варочного процесса, образуются конечные продукты производства – лигносульфонаты (ЛСТ) жидкие технические, обладающие уникальными свойствами: связующими, стабилизирующими, дубящими, поверхностно-активными, а также редуцирующими. Редуцирующими веществами (РВ) в ЛСТ являются соединения с карбонильными группами, в основном, легкогидролизуемые гемицеллюлозы, в состав которых входят полисахариды, содержащие элементарные звенья моносахаридов из пяти и шести атомов углерода, т.е. звенья пентоз и гексоз [1]. Представителями пентоз являются D-ксилоза и L-арабиноза, гексоз - D-манноза и D-галактоза [1,2]. Проведено исследование количества редуцирующих (восстанавливающих) веществ (РВ) в лигносульфонатах различных способов делигнификации с целью выявления продукта с наибольшим содержанием сахара, что представляется важным для дальнейшей биохимической переработки.

Существенное отличие нейтрально-сульфитного лигносульфоната (НЛСТ), получаемого в результате нейтрально-сульфитного/моноссульфитного способа делигнификации от кислотных (сульфитный, бисульфитный и азотнокислый) и щелочных (натронный, сульфатный и щелочно-сульфатный) способов делигнификации заключается в наличии в щелоке гемицеллюлоз с высокой степенью полимеризации (СП) – 100-123, при этом СП коротких цепей гемицеллюлоз исходного древесного листового сырья составляет 100-200 [2].

Объектами исследования являлись следующие лигносульфонаты: сульфитный, бисульфитный и нейтрально-сульфитный (НЛСТ).

Для проведения испытания готовили растворы медного купороса, виннокислого калия-натрия (сегнетовой соли) и глюкозы. Определение РВ осуществлялось эбулиостатическим способом, который заключается в титровании горячего медно-щелочного раствора с анализируемой пробой раствором глюкозы в эбулиостате в токе водяного пара без доступа анализируемой пробы к воздуху с

индикатором метиленовым голубым. Конец титрования определяли по изменению окраски метиленового голубого в медно-щелочном растворе при добавлении титранта. Добавление желтой кровяной соли необходимо для предотвращения образования осадка оксида меди (I) Cu_2O .

Особенностью процесса окисления редуцирующих веществ медно-щелочным раствором является одновременное прохождение многих реакций, что предъявляет повышенные требования к подготовке проб для анализа образцов [3]. Например, для НЛСТ проводилась предварительная подготовка пробы с целью расщепления полисахаридов.

Результаты определений представлены в Таблице 1. Видно, что наибольшее содержание РВ наблюдается в НЛСТ, что связано с особенностями процесса делигнификации, который обусловлен переработкой приоритетно листовного сырья, содержащего до 35% гемицеллюлоз [1,2], а также технологическими параметрами варочного процесса: общей непродолжительностью при высокой температуре (170-180 °С) и давлении (7-9 кгс/см²) [4]. Достоверность результатов определения РВ подтверждена проведением математической обработки результатов титрования по критерию Фишера.

Таблица 1. Результаты определения РВ эбулиостатическим способом в лигносульфонатах жидких технических разных способов делигнификации

<i>Вид ЛСТ</i>	<i>Массовая доля сухих веществ, %</i>	<i>Уровень рН анализируемой пробы</i>	<i>Содержание РВ*, %</i>
Сульфитный ЛСТ	48,66	4,40	12,34
Бисульфитный ЛСТ	56,73	4,94	10,40
Нейтрально-сульфитный ЛСТ	50,42	8,47	14,16

*средние значения из 30-ти определений

Список литературы

1. Тептерева Г.А. Становление и развитие производства и применения лигносульфонатов и их модифицированных производных: монография. – Уфа: УНПЦ «Нефтегазовое дело», 2023. – 275 с.
2. Оболенская А.В., Щеголев В.П. Химия древесины и полимеров: учебник / под ред. В.М. Никитина. – Москва: Лесная промышленность, 1980. – 168 с.
3. Вешняков В. А., Хабаров Ю. Г., Камакина Н. Д. Сравнение методов определения редуцирующих веществ: метод Бертрана, эбулиостатический и фотометрический методы // Химия растительного сырья. – 2008. – № 4. – С. 47-50. – EDN KGBHQJ

4. Иванчина Е.А., Агишев Р.Е., Тептерева Г.А. Нейтрально-сульфитный способ получения природных полимеров – целлюлозы и лигносульфонатов // Возобновляемое природное сырье и продукты на основе его переработки (ХИМЭКО). Сборник статей и тезисов докладов научно-практической конференции / редакц. коллегия Кошелева Е.А, Островская Ю.В. – Уфа, УНПЦ «Изд-во УГНТУ» 2023. – С. 82-86.

НОВАЯ СИСТЕМА БУРОВОГО РАСТВОРА И ЖИДКОСТИ ЗАКАНЧИВАНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН С АВПД

С.В. Игнатьев, Н.С. Ликаровский, Е.А. Козулин, И.В. Еремеев
ООО «Технологическая Компания Шлюмберже»

SIgnatyev@slb.com

При строительстве и заканчивании скважин с аномально высокими пластовыми давлениями (коэффициент аномальности $> 1,6$) возникает ряд технологических вызовов, связанных с буровыми растворами и жидкостями заканчивания. Для утяжеленных буровых растворов – это седиментация барита и сложности регулирования эквивалентной циркуляционной плотности при бурении глубоких скважин с большими отходами. Ограничениями жидкостей заканчивания (тяжелых рассолов без твердой фазы) являются высокая стоимость бромидов кальция и цинка и высокая коррозионная активность альтернативных жидкостей, содержащих хлорид цинка или нитрат кальция.

В качестве решения для строительства и заканчивания скважин с аномально высокими пластовыми давлениями ООО «Технологическая Компания Шлюмберже» разработала новую безбаритовую систему бурового раствора и систему жидкости заканчивания без твердой фазы. В основе этих систем лежит применение нового типа базового рассола, ранее не применявшегося в отечественной нефтепромысловой практике.

Максимальная плотность базового рассола составляет $1,80 \text{ г/см}^3$. Водородный показатель в отличие от большинства тяжелых рассолов – щелочной (рН разбавленного 1:10 дистиллированной водой рассола > 9). Для предупреждения высокотемпературной коррозии металлов в этой среде был подобран новый тип мембранообразующего ингибитора, позволяющий снизить скорость коррозии более, чем в 300 раз. Скорость коррозии купонов, изготовленных из промышленных образцов труб (группа прочности P-110, R-95, Q-135, N80), определенная гравиметрическим методом после 72 часов контакта при 95°C , находится в пределах $0,01 \text{ мм/год}$, что кратно ниже показателей для других тяжелых рассолов без твердой фазы. Мутность свежеприготовленного рассола без предварительного фильтрования, определенная нефелометрическим методом, не превышает 30 NTU. Базовый рассол характеризуется отрицательными температурами замерзания (до -40°C), что позволяет применять его в Арктических условиях, совместим с гидрокарбонатно-натриевыми, сульфатно-натриевыми и хлоридно-натриевыми типами пластовых вод, не образует эмульсий при контакте с углеводородами и экологически

безопасен ($EC_{50} < 2000$, что характеризует базовый рассол как низко токсичный по ISO 11348-3:2007).

Приготовление бурового раствора на основе рассматриваемого базового рассола имеет ряд особенностей. Базовый рассол характеризуется высокой высаливающей способностью по отношению к природным и синтетическим полимерам, традиционно применяемым в составе буровых растворов. Для эффективной гидратации полимеров в составе бурового раствора была подобрана новая функциональная добавка – солубилизирующий агент. Для интенсификации процесса гидратации полимеров и стабилизации свойств системы необходимы увеличенное время перемешивания при высокой скорости сдвига и подогрев до $\sim 50^{\circ}C$. Система бурового раствора характеризуется стабильностью реологических свойств и фильтрации после 16 часового динамического термостарения при $95^{\circ}C$, по ингибирующей способности превосходит показатели хлор-калиевого бурового раствора с содержанием хлорида калия 100 г/л. Стабильные реологические параметры, низкое содержание твердой фазы (80 г/л карбоната кальция при плотности бурового раствора $1,65 \text{ г/см}^3$), отсутствие расслоения после статического термостарения при $95^{\circ}C$ характеризуют высокую седиментационную устойчивость разработанной системы бурового раствора.

Новая безбаритовая система бурового раствора и система жидкости заканчивания без твердой фазы перспективны для строительства и заканчивания скважин с аномально высокими пластовыми давлениями на ачимовские отложения на Ямале и нижнехетские отложения на Западном Таймыре, а также на морских проектах.

ОЦЕНКА ЖИЗНЕСПОСОБНОСТИ СУЛЬФАТВОССТАНАВЛИВАЮЩИХ БАКТЕРИЙ В УСЛОВИЯХ ДЛИТЕЛЬНОГО ХРАНЕНИЯ ПРОБ

Э.М. Ильясова, А.Т. Фаритов, , Э.Х. Акмалтдинова

ООО НПФ «Акрус-М»

iem@monicor.ru

Для нефтяных месторождений наибольшую коррозионную опасность среди микроорганизмов, встречающихся в нефтепромысловой среде, представляют сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ).

Для оценки микробиологической зараженности нефтепромысловых сред по СВБ-компоненту применяется РД 39-3-973-83 «Методика контроля микробиологической зараженности нефтепромысловых вод и оценка защитного и бактерицидного действия реагентов». Крупные нефтяные компании, такие как ПАО «НК «Роснефть», ОАО «Зарубежнефть», ПАО «Газпром нефть» используют методики, прописанные в собственных локальных нормативных документах, которые аналогичны методике, представленной в данном РД.

Одним из белых пятен данных документов является отсутствие установленных сроков хранения проб для последующего определения в них СВБ.

Между тем, ГОСТ 31942-2012 «Вода. Отбор проб для микробиологического анализа» в случае определения общего микробного числа допускает хранение проб до 12 часов при условии транспортировки и хранения при температуре (5 ± 3) °С. Однако это требование для нефтедобывающих предприятий в большинстве случаев не выполнимо, т.к. лаборатории расположены на значительном удалении от точек отбора проб.

В связи необходимостью контроля микробиологической зараженности нефтепромысловых вод на объектах, расположенных на значительном удалении от лабораторий, нами были проведены исследования по оценке жизнеспособности СВБ в условиях длительного хранения проб.

Для контроля выбраны 6 объектов, характеризующихся различными климатическими условиями и представленными разными видами СВБ.

Исследования жизнеспособности СВБ проводили по РД 39-3-973-83. Посевы в питательную среду осуществляли на месте отбора, в

день доставки проб в лабораторию и с интервалом между посевами 1 неделя в течение 1 месяца. Пробы до проведения испытаний хранились в холодильнике при температуре (5 ± 3) °С.

Для более точного подсчета численности СВБ использовали таблицу Мак-Креди.

Для оценки результата исследований использовался статистический z-показатель (согласно ГОСТ ISO/TS 22117-2013 «Микробиология пищевых продуктов и кормов для животных. Специальные требования и руководство по проверке квалификации лабораторий с помощью межлабораторных сравнительных испытаний»), определяющий отклонение полученной величины от опорной в стандартных отклонениях.

Результаты испытаний показали, что численность СВБ в течение 4 недель изменяется случайным образом без изменения порядка в математическом смысле этого слова, что допустимо для оценки микробиологической зараженности с точки зрения влияния ее на коррозионные процессы в нефтепромысловой среде.

Во всех испытаниях z-показатель не превышает 1.7.

Таким образом, результаты наблюдений за динамикой изменения численности СВБ, расчеты, произведенные с помощью вариационной статистики Мак-Креди, а также оценка показателя z указывают на возможность оценки численности СВБ в нефтепромысловых водах при хранении проб при температуре (5 ± 3) °С в течение 4 недель.

**ОПЫТ ПРОВЕДЕНИЯ РИР ПО ЛИКВИДАЦИИ ЗОН
ПОГЛОЩЕНИЯ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ ТКРС НА
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ООО «РН-ПУРНЕФТЕГАЗ»
СТРУКТУРИРОВАННЫМ ГИДРОГЕЛЕВЫМ СОСТАВОМ**

Д.В. Каразеев¹, А.А. Мамыкин¹, В.А. Стрижнев¹, А.М. Левадский¹,
С.А. Вежнин¹, А.Р. Шаймарданов², Р.И. Ахмеров², Ю.А. Шаманаев³,
Т.А. Тахмезов³, А.Г. Телин¹

¹ООО «Уфимский Научно-Технический Центр»,

²ООО «РН-БашНИПИнефть»,

³ООО «РН-Пурнефтегаз»

TelinAG@mail.ru

Введение. В работе освещены результаты опытно-промышленных испытаний (ОПИ) технологии ремонтно-изоляционных работ (РИР) по ликвидации зон поглощения в процессе текущего и капитального ремонта скважин (ТКРС) в геолого-технических условиях объектов разработки ООО «РН-Пурнефтегаз» с использованием структурированного гидрогелевого состава NGT-Chem-3 в качестве тампонажного материала.

ОПИ технологии РИР по ликвидации зон поглощения

Низкая успешность стандартных технологий закачки цементных и нефтецементных растворов для ликвидации поглощений в процессе ТКРС на месторождениях, эксплуатируемых ООО «РН-Пурнефтегаз», приводит к необходимости поиска новых изоляционных составов для проведения РИР. В большинстве случаев после закачивания цементного раствора в целевой интервал требуется проведение повторных РИР по причине высокой приемистости интервала изоляции.

Для решения проблемы блокирования высокопроницаемых интервалов коллектора на скважинах с поглощением [1] предложено провести испытание технологии закачки модифицированного наполнителями гидрогелевого состава NGT-Chem-3, производства ООО «Уфимский НТЦ». В качестве наполнителей были использованы хризотил - волокнистый минерал класса силикатов и фибра - полипропиленовое волокно. Водорастворимый полимер, составляющий основу композиции NGT-Chem-3, выполняет роль структурообразующей системы, а наполнители - хризотил и фибра - обеспечивают жесткость и устойчивость тампонажного материала для эффективной изоляции зон поглощения.

В период с 2023 по 2024 гг. ОПИ были проведены на двух добывающих скважинах Барсуковского и на одной скважине Комсомольского месторождений.

Конструкция первой скважины (С-1) включает в себя эксплуатационную колонну диаметром 146 мм, вскрытые перфорацией интервалы пластов: ПК¹₁₂ – 1359-1363 м; ПК²₁₂ – 1382-1386 м; текущий забой – 1427 м.

Целью проводимых ОПИ на скважине С-1 была ликвидация поглощения пласта ПК²₁₂ в интервале 1382-1386 м для выполнения РИР по отключению пласта и дальнейшего перехода на вышележащий горизонт. Перед проведением работ в скважину был спущен пакер и установлен на глубину 1375 м, определена приемистость пласта ПК¹²₂, которая составила 480 м³/сут при устьевом давлении 0 атм. Закачку полимерной композиции произвели в два этапа по 10 м³. Конечное давление закачивания составило 120 атм. Приемистость пласта после закачивания композиции составила 432 м³/сут при устьевом давлении 60 атм.

В результате проведенных работ на скважине С-1 достигнута полная циркуляция технологических жидкостей, отмечен необходимый рост давления, что позволило провести дальнейший цементаж пласта ПК¹²₂ за одну операцию без осложнений и дополнительных работ.

Конструкция второй скважины (С-2) включает в себя эксплуатационную колонну диаметром 146 мм, вскрытые перфорацией интервалы пластов: ПК⁰₁₈ – 1754-1758 м; ПК₁₉₋₂₀ - 1814-1848 м; текущий забой – 1822 м (интервал пласта ПК₁₉₋₂₀ 1822-1848 м отсыпан).

Целью проводимых РИР на скважине С-2 было устранение непрерывной приемистости пласта ПК⁰₁₈ в интервале 1754-1758 м и пласта ПК₁₉₋₂₀ в интервале 1814-1822 м для дальнейшего осуществления ЗБС. Особенность проведения работ на скважине С-2 заключалась в проведении изоляции одновременно двух пластов - ПК⁰₁₈ и ПК₁₉₋₂₀ при наличии негерметичности эксплуатационной колонны (НЭК) выше целевых пластов изоляции в интервале 1644-1663 м. Замеренная приемистость пластов ПК⁰₁₈ и ПК₁₉₋₂₀ составила 280 м³/сут при устьевом давлении 80 атм. Учитывая условия проведения работ – изоляцию одновременно двух пластов - ПК⁰₁₈ и ПК₁₉₋₂₀ и невысокую приемистость, было принято решение провести изоляцию составом NGT-Chem-3 в объеме 10 м³ без добавления в него наполнителей. В результате требуемые показатели по снижению приемистости не были достигнуты, замеренная приемистость после ОПИ РИР составила 240 м³/сут при устьевом давлении 80 атм. На основании этого, решили проводить повторную обработку данных

интервалов с использованием состава NGT-Chem-3 в объеме 10 м^3 с добавлением кольматантов.

По результатам повторной обработки интервалов дальнейшие работы по цементажу пластов прошли без осложнений и дополнительных работ.

Конструкция третьей скважины (С-3) включает в себя эксплуатационную колонну диаметром 146 мм, спущенную до интервала 1881 м с расположенным внутри хвостовиком диаметром 102 мм в интервале 1500-1859 м; перфорированный пласт ПК₁₉₋₂₀ – 1801-1824 м; текущий забой – 1854 м.

Целью проводимых ОПИ на скважине С-3 была ликвидация поглощения интервала НЭК 1450-1451 м перед его цементированием.

Для проведения работ была произведена установка мостовой пробки на глубине 1540 м с последующей отсыпкой пропантом до глубины 1470 м. Приемистость интервала НЭК составила $720 \text{ м}^3/\text{сут}$ при устьевом давлении 0 атм.

Состав NGT-Chem-3 в объеме 10 м^3 закачивали в НКТ с максимальным расходом агрегата ЦА-320. Начальное давление при закачивании составило 0 атм, конечное давление поднялось до 100 атм.

Приемистость после ОПИ РИР интервала НЭК определяли дважды: спустя 8 часов технологического отстоя приемистость составила $400 \text{ м}^3/\text{сут}$ при давлении 70 атм; спустя 13 часов выдержки перед изоляцией интервала НЭК цементным раствором повторно определяли приемистость, которая уменьшилась до $308 \text{ м}^3/\text{сут}$ при давлении 70 атм.

Таким образом, в результате проведенных ОПИ РИР на скважине С-3 коэффициент приемистости снижен до значения $44 (\text{м}^3/\text{сут})/\text{МПа}$, достигнута полная циркуляция технологических жидкостей, и отмечен необходимый рост давления, что позволило провести дальнейший цементаж интервала НЭК за одну операцию без осложнений и дополнительных работ.

По результатам проведенных ОПИ определено, что технология закачки модифицированного полимерно-дисперсного состава NGT-Chem-3 с наполнителями применима для борьбы с поглощением за одну операцию с докреплением цементным раствором. Для данной технологии реагент NGT-Chem-3 рекомендуется применять совместно с армирующими добавками - хризотилом и фиброй.

Список литературы

1. Никулин В.Ю., Шаймарданов А.Р., Мукминов Р.Р., Нигматуллин Т.Э., Апкаримова Г.И., Габбасов Б.М., Давлетбердина И.Б., Андреев А.Е., Абдуллин А.Ф. Обоснование выбора технологий для борьбы с поглощением тампонажных составов при проведении ремонтно-изоляционных работ на месторождениях ООО «РН-Пурнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. – 2022. – №10. – С. 48–54.

ИССЛЕДОВАНИЕ КВАНТОВО-ХИМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ АДСОРБЦИИ НЕЙТРАЛЬНОЙ И ПРОТОНИРОВАННОЙ ФОРМЫ АЦЕТОФЕНОН ОКСИМА

Д.Ю. Карачевский^{1 2},

А.Г. Мустафин²

¹ООО «РН-БашНИПИнефть»,

²ФГБНУ УфИХ УФИЦ РАН

DY_Karachevskii@bnipi.rosneft.ru

Аннотация: В рамках выполненных работ проведены исследования по изучению квантово-химических параметров адсорбции нейтральной и протонированной формы ацетофенон оксима, изучены глобальные дескрипторы реактивности. На основе полученных значений доказано, что нейтральная форма ацетофенон оксим более предпочтительна для процесса адсорбции на поверхность металла, чем протонированная форма. Данное явление объясняется тем, что нейтральные молекулы являются более «мягкими» соединениями и обладают низкой стабильностью, а, следовательно, имеют тенденцию к переносу электронов атомами железа с дефицитом электронов.

Ключевые слова: квантово-химический расчет, адсорбция, ацетофенон оксим, нейтральная и протонированная форма.

Введение: Важной стадией для процесса ингибирования сталей является процесс адсорбции ингибитора коррозии на поверхности металла. Данный процесс зависит от большого количества внешних и внутренних факторов, но, прежде всего, от электронной структуры соединения, которая определяет способность к физической или химической сорбции на поверхности металла, а также от заряда на поверхности металла и частиц органического соединения [1, 2].

Ранее в работах [4] показано, что кетоксимы могут выступать в качестве добавки к активной основе или индивидуальной активной основы для ингибирования коррозии металлов в агрессивных средах, но не раскрытым остается вопрос характеристик и механизма процесса адсорбции. Одно из наиболее эффективных соединений - ацетофенон оксим. Данное соединение позволяет эффективно и долговременно защитить поверхность от коррозии. Ацетофенон оксим имеет широкое распространение в текстильной, пластмассовой и лакокрасочной промышленности в качестве антиоксиданта [4]. Учитывая вышесказанное, применение ацетофенон оксима в качестве

ингибитора коррозии может быть перспективно с технологической и экономической точек зрения.

Для понимания адсорбционных характеристик кетоксимов (активная основа ингибитора коррозии) используется метод квантово-химического расчета. Данное исследование позволит изучить некоторые структурные и электронные особенности, которые могут объяснить причины адсорбционных свойств ацетофенон оксима.

Материалы и методы: Были проведены квантово-химические расчеты для исследования реакционной способности отдельных молекул ингибитора. Данные расчеты проводились в программном комплексе Gaussian 03 [5] и исследовались механизмы адсорбции молекулы ацетофенон оксима на поверхность металла, а также электронные свойства формирующейся поверхности.

Результаты: Перед проведением квантово-химических расчетов рассмотрены карты изоповерхностей НОМО и LUMO нейтральной молекулы. Распределение плотностей НОМО и LUMO позволяет получить представление о реакционной способности и химических свойствах молекул. Распределение плотности НОМО на молекуле или ее части указывает на область, богатую электронами, где, вероятно, будут происходить химические реакции с другими химическими соединениями посредством передачи электронов [6]. С другой стороны, плотность LUMO на молекуле или ее части указывает на ее склонность принимать электроны и подвергаться нуклеофильной атаке [7]. Рассматривая карты НОМО-LUMO как нейтральных, так и протонированных молекул ацетофенон оксима можно сделать вывод, что плотности НОМО и LUMO распределены по всем молекулярным структурам.

Это означает, что целые молекулярные структуры могли бы действовать как частицы, отдающие и/или принимающие электроны при взаимодействии с поверхностью металла. Однако, учитывая тот факт, что молекуле может быть трудно вступать в донорно-акцепторные взаимодействия по всем своим атомным участкам, карты НОМО-LUMO не совсем корректны и не могут быть использованы для различения реакционной способности исследуемых молекул.

Предполагается, что молекула с более высокой энергией НОМО проявляет более высокую способность отдавать электроны, в то время как более низкая энергия LUMO указывает на ее склонность принимать электроны [8]. Тщательный анализ квантово-химических параметров, представленных в таблице 1, показывает, что нейтральная молекула ацетофенон оксима проявляет более высокую склонность отдавать и принимать электроны, учитывая ее более высокую энергию НОМО и более низкие значения энергии LUMO по сравнению с протонированной молекулой [7].

Таблица 1 – Квантово-химические параметры *ацетофенон оксима и пиразола*, полученные методом DFT

Молекула	E_{HOMO} эВ	E_{LUMO} эВ	ΔE эВ	η	ω	σ	ΔN	ϵ
Нейтральная	-6.054	-4.348	1.706	0.853	15.856	1.172	-0.223	0.063
Протонированная	-6.442	-3.636	2.806	1.403	9.049	0.712	-0.078	0.110

Согласно квантово-химическим параметрам можно сделать вывод, что реакционная способность исследуемых молекул может быть успешно предсказана на основе принципа жестких и мягких кислот оснований (HSAB). Основываясь на этой теории, обнаружено, что реакционная способность ацетофенон оксима преобладает над способностью пиразола. Молекула ацетофенон оксима являются более «мягкими» соединениями и обладают низкой стабильностью, а, следовательно, имеют тенденцию к переносу электронов атомами железа с дефицитом электронов. Следует отметить, что нет существенной корреляции между другими квантово-химическими параметрами и результатами эксперимента.

Список литературы

1. Даминов А.А., Рагулин В.В., Волошин А.И., Телин А.Г. Современная практика применения противокоррозионной защиты оборудования в нефтедобывающих скважинах // Инженерная практика. – 2020. – № 6. – С.30-44.
2. Ситдииков С.С., Телин А.Г., Рагулин В.В., Волошин А.И., Даминов А.А. О совместимости ингибиторов в процессах добычи нефти // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2012. – № 1. – С. 34-36.
3. Карачевский Д. Ю., Мустафин А. Г., Валекжанин И. В. Изучение ингибирующих свойств кетоксимов в сероводородсодержащих средах // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2024. – Вып. 2 (148). – С. 86-98. – EDN: WXURZG
4. Карачевский Д.Ю., Мустафин А.Г., Валекжанин И.В. Подбор оптимальной композиции ингибитора коррозии на основе имидазолина с кетоном или кетоксимом в кислотной среде // Экспозиция Нефть Газ. – 2024. – № 3. – С. 50–55.
5. Grimme S. Semiempirical GGA-Type Density Functional Constructed with a Long-Range Dispersion Correction. // J.Comput.Chem. – 2006. – 27. – Pp. 1787–1799.
6. Delley B. An All-electron Numerical Method for Solving the Local Density Functional for Polyatomic Molecules // J. Chem. Phys. – 1990. – 92. – Pp. 508–517
7. Delley B. From Molecules to Solids with the DMol 3 Approach // J. Chem. Phys. – 2000. – 113. – Pp. 7756–7764.
8. Ansari A., Ou-Ani O., Oucheikh L., Youssefi Y., Chebabe D., Oubair A., Znini M. Experimental, Theoretical Modeling and Optimization of Inhibitive Action of Ocimum Basilicum Essential Oil as Green Corrosion Inhibitor for C38 Steel in 0.5 MH 2 SO 4 // Medium. Chem. Afr. – 2022. – 5. – Pp. 37–55.

РАЗРАБОТКА ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ ПОИСКА И АНАЛИЗА СОСТАВА ПЛАСТОВЫХ ВОД

Д.С. Костин, Д.А. Медведев, А.А. Имамутдинова, В.А. Шайдуллин

ООО «РН-БашНИПИнефть»

DS_Kostin@bnipi.rosneft.ru

В современной нефтепромысловой практике ионные составы пластовых вод находят широкое применение в качестве исходных данных для прогнозирования скорости коррозии и рисков выпадения неорганических солей при эксплуатации и ремонте скважин, а также при подготовке модельных сред для проведения лабораторных исследований по подбору различных химических реагентов. В связи с этим в большинстве добывающих компаний России ведутся работы по централизованному сбору результатов исследований вод в различных информационных системах. В то же время существующие базы данных чаще всего не охватывают весь фонд по следующим причинам: низкая рентабельность эксплуатируемых скважин, принципиальное отсутствие возможности отбора проб (в силу низкой обводненности и на нагнетательных скважинах).

В случае отсутствия данных по составам вод интересующей скважины и возможности непосредственно отобрать и исследовать пробы обычно используют информацию с соседних скважин, эксплуатирующих аналогичные пласты. Для этого требуется дополнительное применение различных геоинформационных систем, в которых можно визуально увидеть расположение и номера ближайших скважин, после чего осуществить поиск составов вод в базе данных, сверить дату отбора пробы и соответствие эксплуатируемого пласта на эту дату.

К сожалению, существующие информационные системы с составами пластовых вод не предоставляют готовых инструментов для этой рутинной работы. С целью устранения этого недостатка авторами разработан скрипт на языке программирования Python для автоматизации процесса поиска требуемых данных.

Тестирование созданного скрипта проведено на базах данных по месторождениям ООО «Башнефть-Добыча», которые характеризуются достаточно обширной географией, многочисленным фондом добывающих и нагнетательных скважин (порядка 23 тысяч), а также разнообразием эксплуатируемых объектов со значительной вариативностью составов вод (минерализация от 20 до 250 г/л).

В первую очередь с помощью скрипта проверена обоснованность применения изложенного выше подхода. С этой целью для всех

имеющихся данных попарно рассчитаны расстояния между скважинами и составами вод. Полученные результаты наглядно продемонстрировали наличие корреляции – чем больше удалены друг от друга скважины, тем сильнее отличия в составе вод. Аналогичным способом построена зависимость состава вод от разницы в датах отбора проб. В данном случае выраженной корреляции для пластовых вод ООО «Башнефть-Добыча» за последние два года не было обнаружено. На основании полученных результатов авторы пришли к выводу о правомерности применения разработанного скрипта.

Дополнительно оценивались различные методы усреднения найденных данных для борьбы с «вылетающими» значениями: по ближайшим n-скважинам и по заданному радиусу поиска. Отмечено, что в большинстве случаев лучший результат дает ближайшая скважина. Вместе с тем усреднение двух ближайших скважин значительно снижает риски «вылетов». Дальнейшее увеличение количества усредняемых скважин не приводит к заметному улучшению результата. В качестве оптимального значения радиуса поиска для месторождений ООО «Башнефть-Добыча» можно принять 2 км.

ОСОБЕННОСТИ ПОДБОРА ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ В ОСЛОЖНЕННЫХ СРЕДАХ

А.М. Кунакова, А.Ю. Пресняков, Г.Р. Пучина

Группа Компаний «Газпром нефть»

Presnyakov.AYu@gazprom-neft.ru

Процесс добычи нефти неизбежно сопровождается необходимостью извлечения на поверхность больших объемов попутных вод – пластовых и закачиваемых, содержащих солеобразующие ионы.

Накапливаясь в насосно-компрессорных трубах (НКТ), на поверхности глубинно-насосного оборудования, в системах внутрипромыслового сбора и подготовки нефти, солевые отложения приводят к значительным потерям в добыче нефти и большим материальным затратам. Основным направлением борьбы с отложением солей при добыче нефти должно быть их предупреждение, как постоянно действующая мера на основе оптимальных технологических решений. Предупреждение солевых отложений решается в основном за счет ингибирования солеопасных водных сред для защиты скважин и оборудования. Общеизвестные методики лабораторного подбора ингибиторов солеотложения основаны на определении эффективности удержания солеобразующих ионов в водном растворе при термостатировании. Однако, в промышленных условиях в минерализованных пластовых водах зачастую присутствуют компоненты, снижающие действие ингибиторов солеотложения. Так, например, наличие метанола, используемого для ингибирования гидратообразования, интенсифицирует процесс выпадения солей из пластовых вод и значительно усложняет их ингибирование. В таких условиях, лабораторно подобранные по стандартным методикам дозировки ингибиторов солеотложения оказываются неэффективными, что требует изменения методических подходов к определению их технологической эффективности.

Из литературных данных [1] известно, что с увеличением содержания метанола в водной системе интенсивность солеотложения непрерывно возрастает. Например, растворимость NaCl в 100 г чистой воды при температуре 25 °С составляет 36 г, а в 100 г чистого метанола растворимость NaCl составляет 1,4 г, т. е. практически в 20 раз меньше.

В работе [2] было установлено, что зависимость количества выпавшего кальцита от доли метанола в водометанольной смеси (ВМС) в диапазоне 0-30 % имеет прямопропорциональный характер – при соотношении в смеси метанол : вода (10 : 90), расчетное количество выпавшего кальцита составит 38 мг/л, а в случае соотношения метанол : вода (30 : 70) – 100 мг/л. При добавлении 10 % метанола к модели пластовой воды следующего состава: $\text{Na}^+ = 3410$ мг/л, $\text{Ca}^{2+} = 60$ мг/л, $\text{Mg}^{2+} = 15$ мг/л, $\text{Cl}^- = 3300$ мг/л, $\text{HCO}_3^- = 3501$ мг/л при температуре 20 °С выпадает более 85 % кальцита от стехиометрического.

Для решения проблемы выпадения неорганических солей подбор эффективных ингибиторов солеотложения производился на модели ВМС на основе данных по ионному составу (таблица 1). Ингибитор дозировали в модель пластовой воды, после чего к объему воды добавляли метанол – 38 % от общего объема.

Таблица 1 – Ионный состав водной фазы ВМС

Содержание ионов, мг/л							
SO_4^{2-}	HCO_3^-	Cl^-	Ca^{2+}	Na^+	K^+	Mg^{2+}	Fe^{3+}
60,4	524,6	113,69	4,67	205,76	113,81	5,72	86,57

Как видно из таблицы 1, исследованная смесь характеризуется низким содержанием ионов Ca^{2+} и высоким содержанием ионов Fe^{3+} . В связи с этим производилось определение защитной способности исследуемых ингибиторов относительно ионов Fe^{3+} фотометрическим методом согласно ПНД Ф 14Л:2:4.50-96 «Методика измерений массовой концентрации общего железа в питьевых, поверхностных и сточных водах фотометрическим методом с сульфосалициловой кислотой». Помимо товарных образцов ингибиторов солеотложения, в перечень испытуемых реагентов также была включена динатриевая соль этилендиаминтетрауксусной кислоты – Трилон Б (из литературных данных известно, что хелаты, образуя комплексы с ионами Ca^{2+} , Sr^{2+} , Ba^{2+} , Fe^{3+} изменяют концентрацию свободных ионов, влияя на гетерогенное равновесие в системе).

В таблице 2 представлены результаты тестирования ингибиторов солеотложения и Трилона Б. Как видно из таблицы 2, нормативную ингибирующую способность 90 % и более обеспечивают ИС-3 и Трилон-Б в дозировках 500 мг/л.

Таблица 2 – Определение эффективности ингибиторов солеотложения по предотвращению осаждения общего железа в ВМС при температуре 90 °С

Реагент	ИС-1	ИС-2	ИС-3	Трилон Б
С, мг/л	Эффективность ингибирования осадкообразования в ВМС при концентрации, %			
300			1,02	1,3
400			55,78	
500	16,89	57,33	92,63	93,65
600		44,79	23,83	98,41

Опираясь на литературные данные по успешному применению органических кислот для стабилизации ионного равновесия минерализованной воды в присутствии метанола [2], были проведены исследования по ингибированию солеобразования из ВМС путем добавления сульфаминовой и лимонной кислот. Смесь термостатировали при температуре 90°С в течение 6 часов. Выпавший осадок отфильтровывали и в фильтрате определяли остаточное содержание ионов железа. Результаты проведенных исследований представлены в таблице 3. Из таблицы 3 видно, что использование лимонной кислоты в дозировке 1000 мг/л позволяет предотвращать выпадение солей с эффективностью до 90 %.

Таблица 3 – Определение эффективности ингибиторов солеотложения по предотвращению осаждения общего железа при температуре 90 С.

Реагент	Сульфаминовая кислота	Лимонная кислота
С, мг/л	Эффективность ингибирования осадкообразования в искусственной ВМС при концентрации, %	
200	18,70	
500	23,51	59,59
1000	26,19	90,05

Проведенными исследованиями показано, что наличие метанола в ВМС интенсифицирует солеотложение, а значительное содержание ионов железа оказывает существенное отрицательное влияние на эффективность работы ингибиторов солеотложения. Установлено, что эффективно ингибировать процесс солеотложения в данных осложненных условиях возможно только дозировками реагентов от 500 мг/л и более, кроме того, добавление лимонной кислоты в дозировке 1000 мг/л также позволяет эффективно ингибировать солеотложение в ВМС с высоким содержанием железа, однако при этом требуется применение ингибиторов кислотной коррозии для снижения коррозионной агрессивности кислотного состава.

Список литературы

1. Крапивин В.Б., Истомин В.А., Квон В.Г., Сергеева Д.В., Герасимов Ю.А., Тройникова А.А. Анализ совместимости минерализованной пластовой воды газоконденсатных месторождений Восточной Сибири с водными растворами метанола // Нефтегазохимия. – 2023. – №1. – С. 33-39.

2. Рагулин В.В., Волошин А.И., Михайлова Л.Р., Михайлов А.Г., Уманцев А.А. Анализ состава солеотложений в газоконденсатных скважинах и методов борьбы с ними // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2007. – №1. – С. 42-44.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН С АВПД

А.М. Кунакова¹, Г.Р. Пучина¹, А.А. Карпов¹, Н.А. Сергеева², В.В.
Рагулин², А.Г. Телин²

¹Группа компаний «Газпром нефть»,

²ООО «Уфимский НТЦ»

SergeevaNA@ufntc.ru

Существующие на месторождениях пластовые давления определяют и выбор жидкости глушения для выполнения ремонтных работ на скважине. В настоящее время в общей доле добывающих скважин значительную часть составляют скважины с аномально высоким пластовым давлением. При проведении ремонтных работ такие скважины принято глушить растворами с плотностью более 1,3 г/см³, многие из которых обладают повышенной коррозионной активностью и высокой температурой замерзания, что не позволяет использовать их на месторождениях Крайнего Севера.

Известные тяжелые жидкости на основе хлорида цинка являются коррозионно-агрессивными жидкостями, а жидкости глушения на основе бромсодержащих солей, в частности, бромида кальция обладают довольно высокой температурой замерзания (температура кристаллизации раствора плотностью 1,7 г/см³ составляет минус 13,3°С).

В соответствии с нормативами ПАО «Газпром нефть», изложенными в Методическом документе Компании М-01.02.07.01-01 версия 4.0 «Сборник свойств химических реагентов, подлежащих контролю, и методов их лабораторного определения», к тяжелым растворам глушения предъявляются следующие требования (таблица 1).

Таблица 1 – Технические требования к жидкостям глушения

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Показатель
1	Внешний вид	-	В соответствии с ТУ (ГОСТ)
2	Плотность раствора при 20 °С	кг/м ³	Заявленная плотность раствора ±20 кг/м ³
3	Количество взвешенных частиц (для готовых промышленно- выпускаемых жидкостей)	мг/дм ³	для плотностей не выше 1450 кг/м ³ - не более 50; для плотностей, равных и выше 1450 кг/м ³ - не более 100
4	Скорость коррозии стали в товарной форме химических реагентов к Ст. 20 при пластовой температуре	мм/год	Не более 0,12

5	Температура застывания	°С	Ниже минус 35 для зимних форм
6	Межфазное натяжение на границе «ЖГ-нефть» для жидкостей глушения с ПАВ	мН/м	Не нормируется
7	Совместимость с пластовой водой (добывающие скважины) или подтоварной водой (нагнетательные скважины)	-	Совместим при пластовой температуре (без осадка визуально)
8	Термостабильность	-	Стабильность в течение 72 часов при пластовой температуре (снижение плотности не более 20 кг/м ³)
9	Массовая доля хлорорганических соединений	мг/кг	Отсутствие (не выше предела обнаружения, предусмотренного методикой определения)

Для обеспечения требуемых характеристик жидкости глушения облагораживают комплексом добавок:

- ингибиторами солеотложения для улучшения совместимости с пластовыми водами продуктивных горизонтов без образования осадка, вызывающего кольматацию пласта и снижение притока пластового флюида в скважину,

- ингибиторами коррозии для предотвращения общего и локального коррозионного воздействия тяжелого раствора глушения на металлическое оборудование,

- гидрофобизаторами для снижения межфазного натяжения на границе жидкость глушения – нефть, что позволяет ускорить вынос воды и жидкости глушения из мелких пор коллектора, снизить эффект смачиваемости поверхности пористой среды водной фазой, уменьшить эффект набухания глинистого цемента при его контакте с жидкостью глушения на водной основе. Водонасыщенность гидрофобизированных участков пласта резко падает, что увеличивает его проницаемость по нефти.

В ходе проведенных исследований были разработаны:

- тяжелая технологическая жидкость для глушения скважин, представляющая собой водный раствор, получаемый путем растворения в воде нитрата кальция в количестве от 35 до 41 масс. %, бромида кальция в качестве утяжеляющего агента в количестве, обеспечивающем плотность жидкости от 1,58 до 1,82 г/см³ при 20 °С, от 1:1 до 1,4:1 в массовом соотношении на сухие нитрат кальция : бромид кальция, соответственно. Жидкость глушения в качестве ингибитора солеотложения содержит фосфоновую кислоту в количестве от 0,01 до 0,14 масс. %, ингибитор коррозии в количестве от 0,01 до 0,49 масс. % и гидрофобизатор в количестве от 0,5 до 2,1 масс. % [1];

- тяжелая технологическая жидкость для глушения скважин, представляющая собой водный раствор плотностью от 1,32 до 1,62 г/см³ при 20 °С, включающий, масс. %:

- кальций-аммоний нитрат 45,0-50,5; хлорид кальция 17,2-22,0; ингибитор коррозии 1,0-1,5;

- вода остальное. Дополнительно в растворе содержится ингибитор солеотложения в количестве от 0,01 до 0,02 масс. %, а также гидрофобизатор в количестве от 0,5 до 2,1 масс. % [2];

- тяжелая технологическая жидкость для глушения скважин, представляющая собой водный раствор с плотностью от 1,32 г/см³ до 1,82 г/см³ при 20°С, включающий, масс. %:

- хлорид кальция 20,5-22,5; хлорид цинка 48,9-50,2; ингибитор коррозии 4,0-8,0;

- вода остальное. Дополнительно в растворе содержится ингибитор солеотложения в количестве от 0,01 до 0,02 масс. %, а также гидрофобизатор в количестве от 0,5 до 2,1 масс. % [3].

Список литературы

1. Патент РФ 2 731 965. Тяжёлая технологическая жидкость для глушения скважин, состав и способ для её приготовления / Карпов А.А., Кунакова А.М., Кайбышев Р.Р., Пучина Г.Р., Сергеева Н.А., Рагулин В.В. – Оpubл.: 09.09.2020. – Бюл. № 25.

2. Патент РФ 2 813 763. Тяжелая технологическая жидкость, состав и способ для ее приготовления, способ глушения скважин тяжелой технологической жидкостью / Пучина Г.Р., Сергеева Н.А., Рагулин В.В. – Оpubл.: 16.02.2024. –Бюл. № 5.

3. Патент РФ 2 802 773. Тяжелая технологическая жидкость на основе хлоридов, состав и способ для ее приготовления, способ глушения скважин тяжелой технологической жидкостью / Пучина Г.Р., Сергеева Н.А., Рагулин В.В. – Оpubл.: 01.09.2023. – Бюл. № 25.

ПЕНООБРАЗОВАТЕЛИ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ ЖИДКОСТИ С ЗАБОЯ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

Г.Р. Кутушева, М.А. Силин, Л.А. Магадова

НОЦ «Промысловая химия» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Minigulova.guldar@gmail.com

Частая проблема газовых и газоконденсатных скважин, находящихся на поздней стадии разработки – это обводнение призабойной зоны. Помимо пластовой воды скважинная жидкость содержит газоконденсат, который препятствует правильной работе скважины. Все это вместе дает осложнения при добыче газа и газоконденсата. И, в конечном итоге, приводит к остановке работы скважины. Поэтому, проведение мероприятий по предотвращению обводнения на забоях газовых и газоконденсатных скважин является актуальной задачей.

Основной проблемой является вспенивание жидкости на забое, содержащей значительное количество газоконденсата. Не все пенообразователи способны сделать это, так как газоконденсат является пеногасителем и большинство образцов ПАВ не справляются с этой задачей.

Поэтому был разработан и запатентован состав на основе водо- и маслорастворимых алкилсульфатов и сульфозтоксилатов натрия, в жидкой [1] и твердой [2] форме ПАВ РГУ НГ МГС.

Для проведения сравнительного анализа были отобраны ПАВы различной природы и типа, представленные в таблице 1.

Таблица 1. Характеристика исследуемых пенообразователей

Наименование пенообразователя	Природа пенообразователя	Тип ПАВ
Пенолифт 1	оксиэтилированные алкилфенолы, натрийсульфозтоксилаты	смесь неионогенного и анионного ПАВ
Пенолифт 2	олефинсульфонаты, натрийсульфозтоксилаты	смесь анионных ПАВ
Пенолифт 3	оксиэтилированные алкилфенолы, натрийсульфозтоксилаты	смесь неионогенного и анионного ПАВ
ТЭАС	триэтаноламиновые соли алкилсульфатов	анионный ПАВ
ТЭАС-С	триэтаноламиновые соли алкилсульфатов	анионный ПАВ
ТЭАС-ЦУ	триэтаноламиновые соли	анионный ПАВ

Наименование пенообразователя	Природа пенообразователя	Тип ПАВ
	алкилсульфатов	
БетаПАВ АП 18.30	олеиламидопропилбетаин	амфотерный ПАВ
БетаПАВ АП 1214.30	алкил (12-14) бетаин	амфотерный ПАВ
БетаПАВ АП 45	кокоамидопропилбетаин	амфотерный ПАВ
БетаПАВ АП 1218.30	кокоамидопропилбетаин	амфотерный ПАВ
Huntsman Surfonic BB	алкил (12-14) бетаин	амфотерный ПАВ
Huntsman Surfonic BS/FE	кокоамидопропилбетаин	амфотерный ПАВ
Huntsman Surfonic BS/FA	кокоамидопропилдиметилбетаин	амфотерный ПАВ
TriFoam 820-Block (Sodium Dodecyl Sulphate)	катионный ПАВ	катионный ПАВ
Huntsman Surfonic OFW-146	амфотерный ПАВ	амфотерный ПАВ
РГУ НГ МГС	анионный ПАВ	смесь анионных ПАВ

Проведенные испытания показали, что при увеличении количества газоконденсата (в лабораторных исследованиях использовался керосин КО-25) большинство пенообразователей теряли свои пенообразующие свойства и отсеивались постепенно, на каждом этапе.

Для наиболее эффективного применения пенообразователей в целях снижения количества жидкости на забое газовых или газоконденсатных скважин, можно применить превентивные меры, например, продавливать ПАВ в пласт азотом или другим инертным газом для того, чтобы он адсорбировался на поверхности породы и постепенно выносился из нее на забой, вспенивая жидкость. При проведении испытаний была разработана данная методика для ее проведения в газовых и газоконденсатных скважинах с пакером и без.

Список литературы

1. Патент РФ № 2642743, МПК С09 К8/52.
2. Патент РФ № 2626475, МПК С09 К8/524.

РОЛЬ ИСПЫТАТЕЛЬНОЙ ХИМИЧЕСКОЙ ЛАБОРАТОРИИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ КОРРОЗИОННОГО МОНИТОРИНГА И ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ РЕАГЕНТОВ В ПРОМЫШЛЕННЫХ УСЛОВИЯХ

А.А. Латыпова, А.Т. Фаритов, Э.Х. Акмалтдинова

ООО НПФ «Акрис-М»

laa@monicor.ru

Нефтяные компании нацелены на применение в технологических процессах нефтедобычи качественных химических реагентов. Согласно принятым нормативным документам, существует позволяющая обеспечить это требование процедура, которая включает в себя на этапе до промышленного применения - проведение лабораторных и далее опытно-промысловых испытаний, на этапе промышленного применения - входной контроль качества нефтепромысловой химии при ее получении и текущий контроль. Эффективность применения реагента по каждому ингибируемому направлению оценивается путем организации системы мониторинга коррозии, когда исполнители данных работ проводят установку и извлечение датчиков и образцов-свидетелей для определения скорости коррозии, проводят отбор проб и их анализ на остаточное содержание ингибиторов коррозии.

Анализ нормативной документации ПАО «НК «Роснефть» показал, что в случае отсутствия технической возможности при организации коррозионного мониторинга проведения лабораторных испытаний химических реагентов собственными силами, а также в случае возникновения разногласий в оценке качества химических реагентов при проведении входного контроля качества реагентов допускается привлечение аккредитованной лаборатории в Национальной системе аккредитации или в системе корпоративной сертификации ПАО «НК «Роснефть».

В России системы аккредитации могут быть разными, но только государственная аккредитация в Росаккредитации в наибольшей степени способствует повышению качества и надежности выдаваемых результатов испытаний, так как жёстко регламентирует и контролирует лабораторную деятельность на всех этапах её осуществления, особенно в части подтверждения владения или аренды оборудования, помещений, образования сотрудников, отбора проб, проведения испытаний, предоставлению отчетов о результатах испытаний.

Требования Росаккредитации регламентируют такие очень

важные этические и юридические аспекты как соблюдение в своей деятельности принципов независимости и беспристрастности при проведении и выдаче результатов испытаний и соблюдение конфиденциальности информации.

Конечно, поддержание аккредитации лаборатории на должном уровне дело достаточно затратное. Однако, именно этот постоянный контроль и жесткие требования являются основой для поддержания высокого уровня проводимых исследований, что повышает уровень доверия к деятельности лаборатории.

Таким образом, для заказчика привлечение аккредитованных в Росаккредитации испытательных лабораторий к проведению коррозионного мониторинга и входного контроля качества реагентов дает уверенность в способности таких лабораторий выполнять задачи с высоким качеством и точностью, удовлетворять все требования.

УРОНОВЫЕ КИСЛОТЫ КАК КОМПОНЕНТ ГЕМИЦЕЛЛЮЛОЗ УГЛЕВОДНОЙ ЧАСТИ ЛИГНОСУЛЬФОНАТОВ

И.Ф. Лукманова, Г.А. Тептерева, Л.З. Рольник

ФГБОУ ВО «УГНТУ»

luk-mini-irina@mail.ru

Уроновые кислоты и их производные обладают рядом полезных свойств, которые востребованы в фармацевтической, медицинской, косметической, пищевой и других областях.

Являясь компонентом гемицеллюлоз углеводной части лигносульфонатов, они обнаружены в составе камедей, пектиновых веществ и других полисахаридов природного полимера – древесины.

Качественные реакции на присутствие уроновых кислот проведены в продуктах химической переработки древесины по следующим признакам [1]:

1) пенообразованию с выделением углекислого газа при взаимодействии с гидрокарбонатом натрия;

2) цветной реакции при взаимодействии с нафторезорцином в присутствии сильных кислот с образованием фурфурола;

3) реакция «серебряного зеркала» с окислением альдегидной группы молекулы глюкозы до карбоксильной с образованием глюконовой кислоты

4) образование комплексного соединения ярко – синего цвета при взаимодействии глюкозы с гидроксидом меди (II), которая является качественной реакцией на свойства глюкозы как многоатомного спирта и альдегида.

Указанными качественными реакциями обнаружено присутствие уроновых кислот и их производных в составе углеводной части лигносульфонатов, обладающих выраженными комплексообразующими свойствами, что в дальнейшем позволит проводить количественную оценку содержания уроновых кислот в составе макромолекулы лигносульфоната через определение хелатных соединений с ионами двух- и трехвалентных металлов, таких как кальций, железо, медь и др.[2]

В настоящее время глюкоуроновую кислоту получают биохимическим путем в присутствии соответствующих культур бактерий, что подтверждает актуальность поиска альтернативных путей ее получения.

Список литературы

1. Холькин Ю.И. Хроматография в химии древесины – 2-е изд., перераб. – Москва: Лесная пром-сть, 1976. – 288 с.

2. Тептерева Г.А. Становление и развитие производства и применения лигносульфонатов и их модифицированных производных: монография. – Уфа: Изд-во «Нефтегазовое дело», 2023. – 271 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ПАВ ПСЕВДОДИМЕРНОГО СТРОЕНИЯ С ГИДРОКСИЭТИЛЦЕЛЛЮЛОЗОЙ

Л.А. Магадова, П.К. Крисанова, А.А. Филатов, К.А. Потешкина

НОЦ «Промысловая химия», РГУ нефти и газа (НИУ) И.М.Губкина

magadova.l@gubkin.ru

В настоящее время преимущества применения вязкоупругих поверхностно-активных веществ (ВУПАВ) для гидроразрыва пласта очевидны, но по-прежнему актуальна задача снижения концентраций веществ в системе и увеличение вязкоупругих свойств технологических жидкостей. В НОЦ «Промысловая химия» при РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина ведутся исследования по разработке композиций на основе ВУПАВ. Одним из новых направлений являются ПАВ псевдодимерного строения (ПДПАВ), которые представляют собой две молекулы ПАВ, соединённые между собой мостиком. Данные композиции могут состоять из высших алкиламинов и многоосновной кислоты. Большое количество работ посвящено подбору эффективных композиций и их поведению при различных рН, влиянию на них солей. Малоизученным вопросом остается поведение ПДПАВ в смеси с полимерами. Одна из причин ограничения применения гелей на основе ПАВ обоснована их склонностью к высоким фильтрационным утечкам, это направление исследования становится весьма актуальным.

В нашем центре были проведены исследования с ПДПАВ, полученным из N-алкиламидопропил-N,N-диметиламина и щавелевой кислоты 99,2%. Так как тип связи в ПДПАВ очень чувствителен к присутствию электролитов, то качестве водорастворимого полисахарида выбрана гидроксиэтилцеллюлоза (ГЭЦ). Как основа для гелей ГРП использовалась пресная вода (8 г/л NaCl и 2 г/л CaCl₂).

В ходе исследований были проанализированы закономерности изменения эффективной вязкости композиции ПДПАВ в зависимости от концентрации ГЭЦ, особенное внимание было уделено изучению вязкости при сверхнизкой скорости сдвига. Немаловажным этапом в данной работе было проведение осцилляционных исследований данных композиций при различных температурах. Были построены графики Коула-Коула, которые позволили оценить отклонение системы от модели Максвелла. Для оценки основных технологических свойств изучали скорость осаждения проппанта для четырех фракций: 10/14, 12/18, 16/20 и 20/40 и скорость фильтрации на фильтр-прессе.

С помощью расчета корреляционной длины мицеллы, времени релаксации при температурах от 20°C до 45°C рамках данной работы был предложен механизм взаимодействия ПДПАВ с ГЭЦ, а также объяснено снижение вязкоупругих характеристик с увеличением температуры. Рассчитанные значения энергии активации для составов на основе ПДПАВ и ПДПАВ с ГЭЦ доказывают увеличение термостабильности составов при введении полимера.

Проведенные исследования показали улучшение технологических свойств жидкости ГРП на основе ПДПАВ при добавке ГЭЦ (рост вязкости и вязкоупругих свойств с введением в составы ГЭЦ, снижение степени фильтрационных утечек). Данные результаты можно считать перспективными, а гели на основе ПДПАВ с ГЭЦ рекомендовать для дальнейших исследований в качестве жидкости для ГРП.

МЕТОДЫ РЕНТГЕНОВСКОГО РАССЕЯНИЯ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ СКЛОННОСТИ МЕТАЛЛА НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ К РАЗРУШЕНИЮ

А.В. Малинин, В.Д. Ситдигов

ООО «РН-БашНИПИнефть»

SitdikovVD@bnipi.rosneft.ru

В последнее время одним из наиболее распространённых видов аварий в нефтяных скважинах, относящихся к осложнённому фонду, является коррозионное растрескивание под напряжением (КРН) подвесных патрубков, переводников и муфт насосно-компрессорных труб (НКТ) [1]. Процесс протекания КРН в нефтепромысловом оборудовании добывающей скважины главным образом определяется склонностью самого металла к разрушению, характером взаимодействия матрицы металла (стали) с внутренней / внешней средой и уровнем внешнего механического воздействия на них [2].

Стойкость металла нефтепромыслового оборудования к КРН, при известных условиях коррозионной агрессивности и приложенных нагрузках на скважине, обусловлена химическим составом стали и сформированной в ней структурой (мартенсит, феррит/перлит, бейнит, и др.). В частности, для повышения стойкости нефтепромыслового оборудования к фронтальной коррозии необходимо использовать нержавеющие стали, которые получают путем легирования железа атомами хрома, молибдена, углерода, никеля и других элементов. С другой стороны, сформированные методом термомеханической обработки определенные типы структур стали и их различные комбинации определяют ее механические свойства. В целом, подбор химического состава и структуры сплава определяют критерии применимости фрагментов НКТ к конкретным условиям эксплуатации на скважине, что является актуальной задачей.

Как известно [3], структура сталей, определяющая их механические свойства, характеризуется размером структурных составляющих, дефектностью структуры, сегрегациями на границах зерен, размером и морфологией вторичных наночастиц, а также кристаллографической текстурой. Целенаправленное управление вышеуказанными параметрами микроструктуры путем оптимизации процесса термомеханической обработки позволяет выработать более эффективные схемы изготовления нефтепромысловых изделий. В этой связи в данной работе рассматривается проблема стойкости нефтепромыслового оборудования из различных типов сталей (тип и

дефектность структуры, кристаллографическая текстура, остаточные макронапряжения) к процессу КРН.

В частности, для отказного патрубка НКТ из ферритно-перлитной стали показано, что его разрушение вызвало сероводородное КРН, которое произошло в результате водородного охрупчивания матрицы металла при действии внешних растягивающих сил. Протекание процесса водородного охрупчивания в работе доказывается путем выявления в стали водородных блистеров и установления процесса коалесценции неметаллических включений. Результаты исследования микроструктуры разрушенного патрубка НКТ показали, что резьбовая часть патрубка характеризуется относительно малым размером структурных элементов, развитой кристаллографической текстурой и повышенной плотностью внесенных дефектов (дислокаций). Установлено, что повышенная дефектность дислокаций в резьбовой части патрубка привела к локальному водородному охрупчиванию металла и формированию в данной области трещин. Показано, что большеугловые границы зерен облегчают процесс распространения трещин, а малоугловые и специальные ($\Sigma 3$, $\Sigma 5$, $\Sigma 11$ и $\Sigma 13b$) границы зерен, наоборот, подавляют их развитие.

Проведенные исследования для случая отказной муфты (бейнитная сталь) эксплуатационной колонны показали, что неоднородная термическая обработка при изготовлении приводит к нежелательному для случая КРН выпадению мартенситных пластин. Установлено, что приложенные к муфте внешние силы увеличивают концентраторы напряжений на неметаллических включениях, которые впоследствии приводят к зарождению трещин, их развитию и последующему разрушению. Анализ текстурных данных показал, что в случае неоднородной термической обработки в стали возрастают способствующие протеканию процесса КРН $\{122\}\langle 200\rangle$, $\{101\}\langle 001\rangle$, $\{100\}\langle 001\rangle$, $\{3\}\langle 201\rangle$ и $\{013\}\langle 211\rangle$ ориентировки бейнитных пластин. Путем анализа картин дифракции обратно отраженных электронов показано, что специальные границы $\Sigma 3$ между пластинами бейнита блокируют процесс распространения трещины, а специальные границы $\Sigma 13b$, $\Sigma 39a$ и $\Sigma 29a$ типов, наоборот, благоприятствуют распространению трещин.

Для отказной муфты из бейнитной стали применен модифицированный неразрушающий метод рентгеновского рассеяния для оценки величины и поверхностного распределения остаточных макронапряжений. Установлено, что наличие в отказной муфте мартенситных пластин, приводит к повышению действующих остаточных макронапряжений, а структурный градиент увеличивает уровень макронапряжений во внутренней части стенки. Наличие пор и неметаллических включений на приповерхностных слоях стенки

муфты из стали существенно повышают величину остаточных макронапряжений, т.е. понижают стойкость муфты к КРН. Показано, что к повышению остаточных макронапряжений во внешней части стенки муфты привели увеличенный размер пор и их повышенная концентрация.

Анализ структуры переводника НКТ из ферритно-перлитной стали показал, что в области излома микроструктура характеризуется малым размером структурных составляющих, повышенной плотностью дислокаций, формированием кристаллографической текстуры прокатки, на которую накладывается текстура растяжения. Детальный анализ процессов текстурообразования показал, что увеличение долей $\{112\} \langle 111 \rangle$ и $\{114\} \langle 221 \rangle$ ориентировок зерен, а также уменьшение $\{112\} \langle 110 \rangle$, $\{001\} \langle 110 \rangle$ и $\{110\} \langle 001 \rangle$ компонент текстуры существенно ускоряют процесс КРН. В результате проведенных исследований сделан вывод о том, что полученные новые сведения о микроструктуре и микротекстуре различных сталей для нефтяной промышленности могут быть применены для оптимизации параметров процессинга при изготовлении трубной продукции, более стойкой к КРН.

Список литературы

1. Протасов В.Н., Боровков Д.В., Александрин А.С. Планирование и обеспечение качества колонн насосно-компрессорных труб из стальных элементов с защитными покрытиями на нефтяных месторождениях. – Москва, Вологда: Инфра-Инженерия. – 2023. – 264 с.
2. Завьялов В.В. Причины и факторы, определяющие локальное коррозионное разрушение трубопроводов на месторождениях Западной Сибири // Территория Нефтегаз. – 2007. – № 12. – С. 34-37.
3. Yang X., El-Fallah G.M.A.M., Tao Q., Fu J., Leng C., Shepherd J., Dong H. Dimensionality reduction for machine learning using statistical methods: A case study on predicting mechanical properties of steels // Materials Today Communications. – 2023. – V. 34. – Article number 105162.

**ВЛИЯНИЕ ЖИДКОСТИ ГРП НА ОСНОВЕ ПОЛИАКРИЛАМИДА (ПАА)
НА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА (ФЕС)**

Д.Н. Малкин, А.В. Лужецкий, М.А. Воронина

АО «МИПГУ «Петрохим-Сервис»

Malkin.dn@petrohim-servis.ru

Возможности реализации технологий пропантного ГРП с применением загустителя на основе полиакриламида (ПАА) известны с начала 2000-х годов. В такой технологии используется так называемый высоковязкий понизитель трения (high viscosity friction reducer, HVFR) на основе ПАА. Зачастую, использование маловязких гелей при проведении операции обусловлено необходимостью контроля распространения трещины по вертикали или создания максимального объема зоны дренирования со сложной геометрией трещин [1]. При этом полиакриламид активно применяется в технологиях полимерного заводнения, где эффективность ПАА связана с его адсорбцией в поровом пространстве пласта, что приводит к снижению фазовой проницаемости по воде. Степень адсорбции увеличивается с ростом молекулярной массы полимера, влияние температуры на адсорбцию незначительно или отсутствует. Провести десорбцию макромолекул разбавлением трудно или вообще невозможно.

Важным этапом в выборе новых технологических жидкостей для ГРП является процесс детального изучения влияния технологической жидкости на ФЕС пласта.

АО «МИПГУ «Петрохим-Сервис» разработало технологическую жидкость на основе полиакриламидного загустителя – Гелеобразователя ПХС PolyGel, с 2020 года данная система применяется на нефтяных объектах Российской Федерации и Республики Беларусь.

Для оценки негативного влияния технологической жидкости на ФЕС пласта были проведены потоковые исследования на водонасыщенном керновом материале, при условиях, максимально приближенных к пластовым. Для чего в насыщенный пластовым флюидом (нефтью или водой) образец одиночного керна с известной начальной фазовой проницаемостью по флюиду закачивалась жидкость ГРП в объеме, необходимом для достижения перепада давления 5,0 МПа, но не более 1 объема пор. После технологической выдержки на разрушение через образец керна прокачивался пластовый флюид и определялась конечная фазовая проницаемость.

В ходе анализа процессов закачки жидкости ГРП в образцы керна

с начальной фазовой проницаемостью от 0,1 до 40 мкм² было выявлено, что динамика роста перепада давления находится в линейной зависимости от закаченного порового объема, при этом тангенс угла наклона прямой к оси Oх зависит только от эффективной вязкости геля, т.е. концентрации полимера. Полученные данные указывают на то, что жидкость разрыва на основе ПАА не образует фильтрационную корку или зону повышенных гидравлических сопротивлений в поровом пространстве, а на показатель «эффективность» будет оказывать большое влияние значения эффективной вязкости геля, которые зависят от абсолютной проницаемости породы и линейной скорости движения потока.

Анализ восстановления фазовой проницаемости образцов керна выявил следующие закономерности:

1. Без жидкого окислительного брейкера, вне зависимости от концентрации полиакриламида, коэффициент восстановления фазовой проницаемости составляет 18-38

%. Введение брейкера увеличивает коэффициент восстановления до 70 %.

Восстановление коэффициента фазовой проницаемости для жидкости ГРП на основе ПАА с брейкером составило более 60 % для нефтенасыщенного керна, и менее 30 %

- для 100% водонасыщенного образца керна.

Таким образом, для качественной очистки порового пространства притрещинной зоны, в состав полиакриламидной жидкости ГРП рекомендуется введение брейкера, фильтрующегося в поровое пространство. При этом, в нефтенасыщенной зоне адсорбция ПАА снижается и, таким образом, уменьшается коагуляция порового пространства.

Список литературы

1. Abdulaziz E., Hadi J., Tomomewo O. S., Mann M.D., Geri M.B., Tang C. Future of Hydraulic Fracturing Application in Terms of Water Management and Environmental Issues: A Critical Review // SPE-199993-MS.

**ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ХИМИЗАЦИИ
ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ ПАО АНК
«БАШНЕФТЬ»**

Л.Р. Михайлова¹, А.А. Палагута¹, Р.М. Еникеев¹, В.Н. Гусаков²

¹ПАО АНК «Башнефть»,

²ООО «Башнефть-Петротест»

MikhaylovaLR@bn.rosneft.ru

В компании ПАО АНК «Башнефть» сформирован широкий перечень применяемых нефтепромысловых химических реагентов, кроме того, имеется значительный объем альтернативных химреагентов, принадлежащих к одному классу по целевому назначению. С учетом различия физико-химических параметров обрабатываемых сред и термо-барических условий объектов разработки в одном добывающем обществе могут применяться десятки торговых марок реагентов. Контроль качества применяемой продукции напрямую влияет на эффективность процессов химизации и выполнение плановых показателей по добыче нефти.

Разработанный и запатентованный в ПАО АНК «Башнефть» инструментальный (физико-химический) метод, основанный на определении уникальных физико-химических характеристик эталонного реагента, формировании цифрового паспорта образца, представленного производителем на лабораторные и опытно-промышленные испытания и сличение его в дальнейшем с образцами промышленных партий, позволяет проводить идентификацию подлинности химреагентов и повышать оперативность контроля процессов химизации непосредственно на производственных объектах. Для оперативной оценки подлинности химреагентов с использованием аналитического прибора в мобильном исполнении были испытаны два метода: инфракрасная (ИК) спектроскопия и спектроскопия комбинационного рассеяния (КР). Определен диапазон применимости метода в полевых условиях с помощью мобильной версии КР-спектрометра. [1, 2]. Разработана методология, создано программное обеспечение и база данных цифровых паспортов реагентов.

В настоящее время технология цифровой паспортизации оригинальных, прошедших лабораторные и опытно-промышленные испытания химреагентов методом КР спектроскопии внедрена в промышленное применение, формируется библиотека цифровых паспортов со спектральными характеристиками, которая позволяет отследить весь маршрут следования поставленной партии

химреагентов с момента поступления на базис поставки до момента использования непосредственно на объекте применения. При этом технология идентификации позволяет оперативно оценить подлинность реагента на любом этапе маршрута (на производственном объекте без транспортировки пробы до химико-аналитической лаборатории) [3]. Функционал и ведение базы данных библиотеки цифровых паспортов химреагентов со спектральными характеристиками автоматизируется в рамках Программы проектов «Цифровое месторождение», в информационной системе (ИС) «Баланс химреагентов» ПАО АНК «Башнефть». Также в ИС разработан функционал, позволяющий вести партионный учет химреагентов.

В связи с повышением удельного расхода ингибитора коррозии из отчетов коррозионного мониторинга была поставлена цель применить цифровую технологию контроля подлинности ингибиторов коррозии методом КР-спектроскопии при текущем контроле качества.

Ингибиторы коррозии отобраны из опечатанной бочко-тары производителя, проведена идентификация подлинности тестовых реагентов по Базе оригинальных реагентов.

Тестовые ингибиторы коррозии А и В по результатам КР спектроскопии были признаны неподлинными [1, 2]. Дополнительно проведены исследования подлинности методом ИК-спектроскопии. Зарегистрированы ИК-спектры тестового ингибитора коррозии А и оригинального реагентов.

В ИК-спектре тестового ингибитора коррозии А линия, соответствующая деформационным колебаниям группы $C=N$ в имидазолиновом цикле, отсутствует. При этом в ИК-спектре линии валентных колебаний групп $-NH$ и $C=O$ амидо-аминов карбоновых кислот менее интенсивны, чем в оригинальном. Таким образом, в ингибиторе коррозии А содержание амидо-аминов карбоновых кислот снижено, по сравнению с оригинальным реагентом [4].

Контрольный показатель при входном контроле «Массовая доля активных веществ», определенный как остаток после высушивания по методике технических условий (ТУ), соответствует требованиям ТУ на реагент. В статьях ряда авторов отмечены недостатки контроля качества реагентов только по ТУ производителя [5, 6].

Опыт промышленного применения ингибиторов на Российских нефтеперерабатывающих заводах свидетельствует о весьма различной защитной способности отдельных партий ингибиторов, приобретаемых заводами у поставщиков, а также резком снижении эффективности ингибиторов коррозии за период их хранения на складах.

Наблюдались случаи, когда после 6-ти месячного хранения на складе закупленной большой партии эффективность ингибитора снижалась ~в 5 раз, что приводило к необходимости резкого увеличения «рабочей» концентрации ингибитора [7].

Установлено, также что при хранении в течение 24 месяцев из ингибиторов коррозии не только выпадает осадок, но наблюдается расслоение продуктов и ухудшение растворимости в бензине. Ингибиторы, являющиеся смесями амидов и имидазолиновых оснований «стареют» значительно быстрее, чем амидные (аминоамидные) продукты, описан механизм и условия процесса «старения» ингибиторов коррозии за счет протекания реакций конденсации имидазолина и карбоновых кислот или амидоаминов и карбоновых кислот, входящих в состав амидо-имидазолиновых ингибиторов [7]. Таким образом, своевременное вовлечение ингибиторов коррозии в производственный процесс и соблюдения условий их хранения играют немаловажную роль в их эффективности.

Цифровые технологии в химизации производственных процессов, применяемые в ПАО АНК «Башнефть»: идентификация подлинности химреагентов с разработкой цифровых паспортов оригинальных реагентов, ведение учета, в том числе партионного, в ИС «Баланс химреагентов» позволяют обеспечивать должную эффективность химреагентов.

Список литературы

1. Катермин А.В., Михайлова Л.Р., Горбунов В.В., Невядовский Е.Ю., Гусаков В.Н. Разработка методологии оперативного контроля качества нефтепромысловых химических реагентов // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т.19. – № 4. – С.81-89.
2. Катермин А.В., Михайлова Л.Р., Горбунов В.В., Невядовский Е.Ю., Гусаков В.Н. Разработка технологии инструментального контроля качества нефтепромысловых химических реагентов в ПАО АНК «Башнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 9. – С.96-99.
3. Михайлова Л.Р., Еникеев Р.М., Палагута А.А., Катермин А.В. Цифровизация процессов химизации в ПАО АНК «БАШНЕФТЬ» // Материалы IX Международной научно-практической конференции Нефтепромысловая химия. РГУ им. Губкина - 2022. - С. 237-238.
4. Вульфович С.Л., Акчурина О.В., Лобов А.Н. и др. Каталитическое взаимодействие рапсового масла с 2-[(2-аминоэтил)амино]этанолом в присутствии катионита КУ-2-8 и NaOH // Башкирский химический журнал. – 2022. – Т. 29, № 3. – С.68-77.
5. Абдуллин М.Ф., Назаров И.С., Ерастов А.С. Определение компонентного состава некоторых ингибиторов коррозии методом масс-спектрометрии с ионизацией электрораспылением // Известия Уфимского научного центра РАН. – 2020. – № 1. – С. 55-60.

6. Суховерхов С.В., Бриков А.В., Задорожный П.А. и др. Современный подход к лабораторным испытаниям и входному контролю ингибиторов коррозии // Нефтепромышленное дело. – 2017. – № 7. – С. 54-57.

7. Палатик Г. Ф. Особенности поведения промышленных амидо-имидазолиновых ингибиторов коррозии в водно-углеводородных средах: специальность 05.17.03 "Технология электрохимических процессов и защита от коррозии»: автореферат диссертации на соискание ученой степени канд. хим. наук / Палатик Галина Федоровна. – Пермь, 2004. – 20 с.

**О НЕОБХОДИМОСТИ ЕДИНОГО ПОДХОДА К КОНТРОЛЮ
КАЧЕСТВА И ОЦЕНКИ ТЕХНОЛОГИЧНОСТИ
ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ
ПРОВЕДЕНИИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ**

Р.Р. Мукминов, Т.Э. Нигматуллин, В.Ю. Никулин, М.Р. Надршин,
А.Р. Шаймарданов

ООО «РН-БашНИПИнефть»

MukminovRR@bnipi.rosneft.ru

Как известно, Российская Федерация является одним из лидеров не только по запасам нефти и газа, но и по их добыче. Интенсивное освоение нефтяных и газовых месторождений ускоряет их переход в четвертую стадию разработки, характеризующуюся, в том числе, высокой обводненностью добываемой продукции – не менее 85 % [1], а также прорывами газа из газовой шапки. Одним из важнейших мероприятий по повышению эффективности эксплуатации скважин является проведение ремонтно-изоляционных работ (РИР) с применением химических реагентов (ХР) и составов на их основе.

Для ограничения водо- и/или газопитока применяются составы для РИР на основе ХР самой разной природы [2, 3]: неорганические и органические высокомолекулярные соединения, соли и кислоты, растворители; элементоорганические соединения; поверхностно-активные соединения – эмульгаторы, модификаторы фазовой проницаемости, пенообразователи. Применяемые исходные ХР должны быть надлежащего качества, а технологические свойства готовых составов для РИР на их основе должны удовлетворять условиям целевых объектов применения.

Ввиду этого к качеству и технологическим свойствам составов для РИР должны предъявляться определенные регламентированные требования. На данный момент единственным типом составов для РИР, к которым существуют нормативные показатели, а также лабораторные методики их определения, являются тампонажные портландцементы. В результате этого, при проведении соответствующих лабораторных исследований (ЛИ) составов для РИР других типов различные исследовательские центры могут проводить тестирование с определением только ограниченного списка технологических показателей и по разным методикам. Такой подход к проведению ЛИ затрудняет анализ полученных результатов и осложняет принятие решения о возможности допуска состава для РИР к опытно-промышленным испытаниям (ОПИ).

Таким образом, для обеспечения единого подхода к контролю качества и оценки технологичности ХР, применяемых при проведении РИР, необходимы:

1) стандартизированная процедура контроля качества исходных ХР и составов на их основе на всех стадиях их обращения: в испытательных лабораториях при подготовке к проведению ОПИ; при проведении закупочных процедур; перед применением на месторождении; при контроле отдельных технологических свойств готовых составов для РИР, приготовленных непосредственно в полевых (промысловых) условиях.

2) минимальный перечень технологических показателей, значения которых в обязательном порядке должны определяться при проведении ЛИ данного состава для РИР по стандартизированным методикам.

Учитывая различную химическую природу применяемых составов, а также, что в зависимости от этого ЛИ может включать проведение разных тестов, составы для РИР могут быть классифицированы по следующим типам:

- цементные растворы;
- неорганические вяжущие материалы;
- тампонажные смолы;
- составы для РИР, образующие непроницаемый экран: вязкоупругие составы; хрупкие гелеобразующие составы; осадкообразующие составы; водонабухающие составы;
- модификаторы фазовой проницаемости;
- обратные эмульсии (инвертные эмульсионные растворы);
- суспензионные составы;
- пенообразующие составы.

К каждому типу состава для РИР, в зависимости от его химической природы, должен предъявляться свой определенный набор обязательных к выполнению лабораторных тестов, позволяющих оценить его технологические свойства. По анализу полученных результатов принимается обоснованное решение о пригодности исследуемого состава для проведения ОПИ или внедрения на целевом месторождении.

Предложенный единый подход к контролю качества и оценки технологичности ХР, применяемых при проведении РИР, обеспечит стандартизацию требований к составам для РИР и методикам их лабораторного тестирования, что в конечном итоге, будет способствовать повышению эффективности проведения РИР на нефтяных и газовых месторождениях.

Список литературы

1. Щербакова К.О. Анализ проблемы высокой обводненности добываемой продукции горизонтальных скважин // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2022. – Т.64. – №6. – С. 29-38.
2. Никулин В.Ю., Нигматуллин Т.Э., Михайлов А.Г., Мукминов Р.Р., Шаймарданов А.Р. Подбор составов и технологий для проведения изоляционных работ в горизонтальных скважинах, эксплуатируемых в осложненных условиях // Нефтяное хозяйство. – 2021. – №10. – С.96-101.
3. Шайдуллин В.А., Нигматуллин Т.Э., Магзумов Н.Р., Абрашов В.Н., Скоробогач М.А., Бондарев С.В. Обзор перспективных технологий водоизоляции в газовых скважинах // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т.19. – №1. – С.51-60.

**СИНТЕЗ И ИССЛЕДОВАНИЕ ГЕЛЕВЫХ ЧАСТИЦ ДЛЯ
ПРИМЕНЕНИЯ
КАК ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЙ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ
ПРИЕМИСТОСТИ (ВПП) И ЛИКВИДАЦИИ ЗАКОЛОННОЙ
ЦИРКУЛЯЦИИ ЖИДКОСТИ (ЗКЦ), ТАК И ДЛЯ ГЛУШЕНИЯ
СКВАЖИН**

А.З. Мустафин¹, Р.С. Павельев¹, М.А. Варфоломеев¹,
А.В. Болотов¹, У.Ж. Мирзакимов¹, И.Ф. Минханов¹, В.К. Деревянко¹,
Р.К. Хайретдинов²

¹ФГАОУ ВО КФУ,

²ЗАО «Предприятие Кара Алтын»

aid905@yandex.ru

В данной работе представлены синтезированные гелевые частицы, как для технологий выравнивания профиля приемистости (ВПП) и ликвидации заколонной циркуляции жидкости (ЗКЦ), так и для глушения скважин.

На первом этапе был проведен синтез агентов гелевых частиц с учетом подбора сшивателя для достижения формирования стабильных в течение более 6 месяцев частиц, а также подбор деструкторов, способных разрушить агент в течение короткого времени. Затем проведены работы по подбору оптимальных составов на основе изучения коэффициента набухания, долговременной стабильности, реологических параметров и блокирующих свойств при различных условиях минерализации и сравнение с существующим коммерческими агентами. Эффективность составов определялась на основе фильтрационных исследований при пластовых условиях.

На основании результатов лабораторных исследований по оценке применения гелевых частиц в рамках технологии ВПП и ЗКЦ был выбран разработанный образец, способный увеличиваться по массе более чем в 10 раз, сохранять стабильность в пористой среде с высокой минерализацией воды в течение 180 дней и эффективно блокировать высокопроницаемые каналы, что было доказано на основе фильтрационных исследований, которые показали увеличение коэффициента вытеснения на 9% и снижение обводненности на 23% в первом случае, и достижения высокого коэффициента остаточного сопротивления F_{RR} во втором, что коррелируется с результатами опытно-промышленных испытаний (ОПИ).

Результаты исследований в «свободном объеме» по аналогичной методике для гелевых частиц для глушения скважин, с последующим

освоением с помощью закачки деструктора в условиях высокой минерализации пластовой воды (более 230 г/л) и пластовой температуры 23°C, показали свою эффективность. Агенты характеризуются высокими адсорбционными свойствами – более 13 г/г и сохраняют стабильность и высокую блокирующую способность в течение заданного времени, с последующим разрушением деструктором. На последнем этапе работ эффективность доказана на основе фильтрационных исследований.

Исследование гелевых частиц показывает возможность их применения в широком диапазоне технологий в зависимости от модификации состава, как для технологии ликвидации ЗКЦ и ВПП, так и для технологии глушения скважин. В рамках лабораторных работ разработанные составы показали высокую эффективность блокирования. Это позволит расширить область применения частиц для коллекторов с высокой минерализацией пластовой воды. Результаты опытно-промышленных испытаний подтверждают эффективность применения разработанных рецептур.

ПОЛУЧЕНИЕ 1,3,5-ТРИАЗИНАНОВ НА ОСНОВЕ ВЫСШИХ ЖИРНЫХ КИСЛОТ КАК ПЕРСПЕКТИВНЫХ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ

А.Р. Мухамедьярова¹, Р.Р. Баянов^{1 2}, Н.Н. Гибадуллина¹,

Р.М. Ахметханов²

¹Уфимский Институт химии УФИЦ РАН,

²ФГБОУ ВР «Уфимский университет науки и технологий»

natalja.pyatkowa@yandex.ru

В нефтегазодобывающей промышленности существует большое количество серьезных проблем, осложняющих добычу нефти и газа, одной из которых является коррозия нефтегазодобывающего оборудования. Для борьбы с коррозией чаще всего используют ингибиторы коррозии, среди которых азотистые соединения (амидозолины, амины, амиды, соли четвертичных солей) применяются наиболее успешно [1]. В литературе представлены работы по получению ингибиторов на основе амидов жирных кислот талового [2] и растительных масел [3] и олеиновой кислоты [4]. С целью создания новых функциональных реагентов на основе зеленых природоподобных материалов проведены исследования подходов к синтезу новых соединений из природного органического сырья.

Нами разработан метод синтеза новых природоподобных соединений – 1,3,5-триазианов на основе природных высших жирных кислот, перспективных в качестве ингибиторов коррозии. В качестве высших жирных кислот использовали пальметиновую, стеариновую и олеиновую кислоты. На схеме 1 представлен двухстадийный синтез 1,3,5-триазиана на основе метиловых эфиров жирных кислот и диаминов.

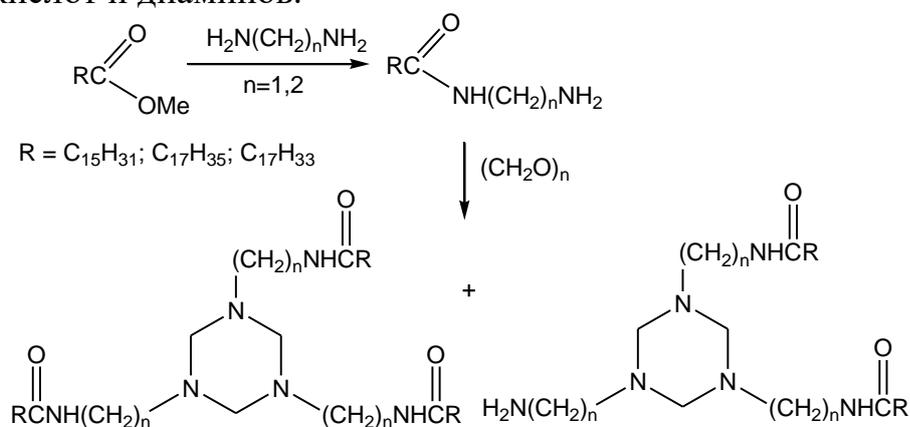


Схема 1 – Получение 1,3,5-триазианов, содержащих остатки высших жирных кислот

На первой стадии получали амид кислоты из эфира и диамина (этилендиамина, пропилендиамина) при кипячении в метаноле. На второй – реакцией полученного амида жирной кислоты с параформом в этаноле синтезировали 1,3,5-триазинаны, содержащие два или три остатка жирной кислоты.

Таким образом, полученные 1,3,5-триазинаны, содержащие в качестве заместителей остатки высших жирных кислот, перспективны для дальнейшего их изучения в качестве ингибиторов коррозии.

Работа выполнена в рамках молодежной лаборатории при финансовой поддержке Евразийского научно-образовательного центра мирового уровня (договор № ЦПД-МЛ-8/РФ-23)

Список литературы

1. Askari M., Aliofkhaeaei M., Jafari R., Namghalam P., Hajizadeh, A. Downhole corrosion inhibitors for oil and gas production – a review // Applied Surface Science Advances. – 2021. – 6. – P. 100128.
2. Баянов Р.Р., Фахреева А.В., Сергеева Н.А., Бадамшина О.А., Ахметханов Р.М., Рагуллин В.В., Телин А.Г., Докичев В.А. Перспективные ингибиторы углекислотной коррозии на основе сульфатированных амидов жирных кислот // Практические аспекты нефтепромышленной химии. Тезисы докладов научно-технической конференции. – Уфа: изд. БашНИПИнефть, 2023. – С. 26-28.
3. Бычек Д.С., Касьянова Л.З., Исламутдинова А.А., Аминова Э.К., Янтурина Я.Р., Соколов И.А. Получение ингибитора коррозии на основе растительных масел // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2023. – №2. – С. 84–96.
4. Аминова Э.К., Фомина В.В. Соли сульфатированных амидов олеиновой кислоты как ингибиторы кислотной коррозии // Химия и технология топлив и масел. – 2021. – 3. – С.36-38.

ИЗУЧЕНИЕ КИНЕТИКИ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ С ПАВ ДЛЯ ЗАДАЧ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

З.Р. Неама, И.И. Маннанов, Г.Р. Ганиева

ФГАОУ ВО КФУ

gguzelrafikovna@mail.ru

Аннотация: В работе исследовано применение поверхностно активных веществ и вязкоупругих поверхностно активных веществ в кислотных составах. Акцент при выполнении работ сделан на кислотные системы с ВУПАВ. Показано, что кинетика реакции кислотных систем с ВУПАВ обладают специфической особенностью. Характерным является значительно меньшие константы реакции при взаимодействии подобных систем с породой и наличие двух характерных участков в динамике выделения продуктов реакции: зоны активной реакции – в этой зоне происходит мгновенная реакция кислотной композиции (КК) с ВУПАВ при реакции с породой, и зоны замедления – в этой зоне происходит постепенный и более замедленный отклик кислотной композиции с ВУПАВ на породу, что характеризует проявления вязкости и упругих свойств ПАВ. Данный факт является ключевым механизмом обеспечения длительного воздействия на пласт, с целью увеличения глубины проникновения кислотного состава, увеличивая охват обработки.

Целью настоящей работы является исследование кинетики взаимодействия кислотных композиций с ВУПАВ при контакте с породой различного насыщения.

Экспериментальная часть: Исследования предусматривали использование рентгеновского дифрактометра Bruker D2 Phaser (Германия) для изучения состава пород. Исследования по кинетике растворения образцов пород были выполнены на установке ПИК ОСГ АО «Геологика».

Для решения задачи изучения кинетики кислотных композиций с ПАВ были рассмотрены основные факторы, влияющие на процесс, основными из которых, являются концентрация кислоты и поверхностно-активного вещества, рН среды, температура, давление, а также наличие катализаторов или ингибиторов реакции.

Для исследования кинетики взаимодействия кислотных систем с ВУПАВ с породой была выполнена серия экспериментов по изучению скорости растворения и кинетики реакции расконсолидированного образца керна.

В качестве породы для исследования был использован реальный образец керна, минералогический состав которого был изучен по

данным рентгенофазового анализа (XRD) и состоял из кальцита, доля которого составляла 96 %, кварца 3% и доломита 1%.

Для решения задачи изучения кинетики были рассмотрены два варианта кернового материала:

- экстрагированный (полностью отмытый от углеводорода спирто-бензольной смесью);
- не экстрагированный, т.е. естественного насыщения соответствующий условиям отбора керна.

Кинетики растворения пород в кислотных композициях при моделировании термодинамических условий была определена на волюметрической установке ПИК ОСГ.

Реализация измерения скорости реакции кислот с карбонатной породой осуществлялось посредством фиксации образуемых продуктов реакции, а в частности CO_2 в процессе взаимодействия кислотных композиций на основе ВУПАВ с породой. Результатом эксперимента является график динамики выделения углекислого газа во времени, обработка которого позволяет получить прямолинейный участок кривой, характеризующийся установившейся кинетикой взаимодействия породы с кислотой. В качестве базы сравнения и оценки сходимости результатов была выбрана химически чистая соляная кислота, соответствующая базовой концентрации активной HCl , использованной для приготовления кислотного состава с ПАВ.

Обсуждение результатов: Обработка экспериментальных, данных отражающих темп выделения CO_2 производилась с использованием преобразованной зависимости Аврами-Колмогорова-Ерофеева, учитывающая соотношение объемов выделяющегося газа, суммарного объема газа и времени взаимодействия.

$$V_t/V_0 = 1 - \exp(-ktn) \quad (1)$$

где V_t – количество выделившегося газа в момент времени t , моль;

V_0 – общее количество выделившегося газа, моль;

k – константа реакции, с^{-1} ;

t – время, с.

Преобразование формулы в расчетные зависимости позволила рассчитать значения, соответствующие константам реакции и их абсолютным значениям в процессе эксперимента.

В нефтенасыщенных средах, где присутствует большое количество нефти, процессы взаимодействия кислотных составов с ПАВ могут изменяться из-за особенностей химического состава и физических свойств нефти. Например, нефть, обволакивающая породу, значительно изменяет кинетику процесса, а наличие ПАВ способствует снижению поверхностного натяжения на границе раздела фаз и ускоряет процессы проникновения кислоты.

В случае водонасыщенных сред, основным насыщающим компонентом является вода, и взаимодействие ПАВ с такой средой может быть иным, поскольку вода имеет другие свойства и химические особенности. Поэтому выбор и применение различных типов ПАВ в нефтенасыщенных и водонасыщенных средах может отличаться из-за специфики взаимодействия этих веществ с основными компонентами окружающей среды.

В результате исследования скорости реакции и кинетики взаимодействия химически чистых кислотных составов и породы были получены результаты константы реакции для не экстрагированной породы, где $k = 0,047 \text{ с}^{-1}$ и экстрагированной породы, где $k = 0,0762 \text{ с}^{-1}$. По результатам тестирований, можно отметить, что константа реакции взаимодействия на экстрагированном образце породы выше, чем на породе естественного насыщения, это связано с обволакиванием зерен породы нефтью, которая тормозит реакцию.

При сравнении кинетики реакции исследованных коммерческих кислотных составов получаем что, кислотные системы с ПАВ обладают специфической кинетикой реакции, которая определяет характер взаимодействия системы. Особенно интересные результаты были получены в системах с ВУПАВ это системы Сурфогель АТ и Сурфакс 3. Регулирование кинетики может значительно повлиять на процесс особенно в условиях, когда требуется увеличить глубину воздействия за счет замедления скорости реакции.

Простые кислоты, с другой стороны, могут проявлять быструю кинетику реакции и быстрое воздействие, что может быть использовано при матричных обработках. Согласно результатам, изучения кинетики характерным при изучении КК с ВУПАВ является стадийность процесса, выраженная в резком росте константы реакции в начальной стадии эксперимента, что соответствует значением скорости порядка $0,004 \text{ с}^{-1}$ с последующим замедлением скорости реакции более чем в 4 раза.

Именно в этот период происходит интенсивное гелеобразование и снижение скорости реакции. При сравнении результатов расчетов и характеристики протекания процесса на экстрагированных образцах и образцах насыщенных отмечается более интенсивное протекание процесса на экстрагированных образцах.

Рост константы реакции в период до начала гелирования достигает $0,004 \text{ с}^{-1}$ для естественного насыщения и $0,005 \text{ с}^{-1}$ для экстрагированных образцов. Характерным также является факт разницы в динамиках выделения углекислого газа и насыщенных и экстрагированных образцах. На насыщенных образцах (естественных) константа реакции ниже, чем в экстрагированных.

Вывод: Таким образом, в результате исследований было установлено, что для ВУПАВ есть две зоны кинетики:

1) Зона активной реакции: В этой зоне происходит мгновенная реакция КК с ПАВ на воздействие. В данной зоне КК с ПАВ имеет высокую подвижность и способность реагировать на изменения в окружающей среде быстро и энергично.

2) Зона замедления: В этой зоне происходит постепенный и более замедленный отклик КК с ПАВ на воздействие. Вязкость и упругие свойства ПАВ начнут проявляться в этой зоне.

Изменение кинетики взаимодействия КК с ВУПАВ напрямую связана с изменением на вязкости вещества. При увеличении кинетики реакции или движения молекул, вязкость для КК систем с ВУПАВ при изменении рН увеличивается.

Кроме того, изменение температуры может также влиять на вязкость. Обычно при повышении температуры, вязкость жидкости снижается, так как это приводит к повышению средней кинетической энергии молекул и уменьшению их взаимодействия.

Порода естественного насыщения по сравнению с экстрагированной породы часто характеризуется более сложной структурой и может содержать различные примеси и минералы, которые могут замедлять протекание химических реакций.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ РИСКА ПРОРЫВА ГАЗА

В.Ю. Никулин

ООО «РН-БашНИПИнефть»

Nikuliny@bnipti.rosneft.ru

Для большинства месторождений глушение скважин осложняется рисками прорыва газа, что обуславливается увеличением фонда скважин с аномально низким пластовым давлением (АНПД), высоким газовым фактором добываемой продукции, старением фонда скважин (потеря целостности).

Среди основных источников прорыва газа выделяют следующие:

- газовая шапка продуктивного пласта (при давлении ниже давления насыщения нефти газом);
- растворенный газ (при давлении, примерно равном давлению насыщения нефти газом);
- интервалы негерметичности эксплуатационной колонны напротив газовых пропластков;
- внедрение системы водогазового воздействия для поддержания пластового давления.

В рамках анализа существующих подходов к глушению скважин с риском прорыва газа проведен обзор различных технологий, в т.ч.:

- традиционная технология глушения водными растворами;
- глушение вязкими растворами (обратные эмульсии, пенные системы [1], полимерные жидкости) с предварительной закачкой в пласт малообъемной водной оторочки;
- глушение водными растворами с предварительной закачкой в пласт большеобъемной водной оторочки;
- глушение водными растворами с установкой блокирующего состава глушения (БСГ) [2, 3];
- глушение водными растворами с предварительной закачкой в пласт большеобъемной водной оторочки и установкой БСГ;
- глушение товарной нефтью (в т.ч. с закачкой оторочки в пласт) [4, 5].

Применение технологий глушения газопроявляющих скважин характеризуется наличием прочих осложнений, таких как снижение продуктивности при закачке больших объемов водных растворов в пласт, длительный вывод на режим после глушения, отсутствие

эффективных БСГ с газодерживающей, а главное – с блокирующей способностью в условиях рассматриваемых объектов.

По результатам анализа сформированы рекомендации по выбору объема БСГ и оторочки для минимизации риска прорыва газа при глушении и ремонте скважин.

Для развития технологий глушения скважин в условиях риска прорыва газа специалистами ООО «РН-БашНИПИнефть» проводится ряд исследований. В частности, при высоких объемах закачки водных оторочек требуется подбор эффективных гидрофобизаторов для минимизации негативного воздействия на пласт.

Другое перспективное направление – цифровизация процесса глушения, позволяющая расчетным путем оценить требуемые реологические характеристики и необходимые объемы жидкостей для оттеснения газа и блокирования ПЗП.

Третье направление – экспериментальные исследования оттесняющих газ водных оторочек на основе комплексных поверхностно-активных веществ (ПАВ) или сочетаний ПАВ-полимеры [6]. Можно выделить следующие основные механизмы, способствующие эффективному оттеснению газа и блокированию прорыва газа:

1. Применение высоковязких растворов без газовой фазы – наиболее часто встречающийся подход при использовании БСГ. Тем не менее, зачастую применяемые БСГ не обладают достаточной эффективностью, и требуется разработка единой методологии подбора эффективного типа БСГ и оценки их блокирующей и газодерживающей способности.

2. Применение пенных систем с искусственным вспениванием в процессе закачки (применение азотной установки).

3. Применение самогенерирующихся пенных систем.

4. Закачка раствора реагентов, вспенивающихся при контакте с газом.

В настоящий момент планируется проведение промышленных испытаний комбинированной технологии глушения с закачкой в призабойную зону пласта оторочки искусственно вспениваемого состава с последующей установкой БСГ для контроля поглощений на одном из месторождений Восточной Сибири.

Список литературы

1. Shaydullin V.A., Vakhrushev S.A., Magzumov N.R., Yanson S.O., Akhmerov I.A. Features of Killing Wells Operating Fractured Formations with Abnormally Low Formation Pressures and High Gas Factor // Materials of SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual. – 2020. – Paper No. SPE-202071-MS.123

2. Никулин В.Ю., Мукминов Р.Р., Мухаметов Ф.Х., Нигматуллин Т.Э., Михайлов А.Г. Обзор перспективных технологий глушения скважин в условиях аномально низких пластовых давлений и рисков прорыва газа. Часть 1. Классификация технологий и опыт применения загущенных жидкостей на водной и углеводородной основе // Нефтегазовое дело. – 2022. – Т.20. – №3. – С. 87-96.

3. Никулин В.Ю., Мукминов Р.Р., Мухаметов Ф.Х., Нигматуллин Т.Э., Михайлов А.Г. Обзор перспективных технологий глушения скважин в условиях аномально низких пластовых давлений и рисков прорыва газа. Часть 2. Опыт применения эмульсионных и дисперсных жидкостей и сравнительные результаты лабораторного тестирования составов // Нефтегазовое дело. – 2022. – Т.20. – №4. – С. 82-93.

4. Гребенюк А.Н., Куршев А.В., Коротко И.А., Никулин В.Ю., Мукминов Р.Р., Шайдуллин В.А., Нигматуллин Т.Э. Обоснование эффективных технологий глушения скважин в условиях трещиноватых карбонатных коллекторов Восточной Сибири // Инженерная практика. – 2023. – №3. – С. 16-22.

5. Приз К.И., Алексеев А.С., Черкасов Н.А., Священко А.В., Иванов Е.Н., Шилов Д.С., Сексяев А.П. Опыт периодической эксплуатации и закачки дегазированной нефти для расформирования конуса газа // Экспозиция Нефть Газ. – 2023. – №5. – С.69-73.

6. Гусаков В.Н., Королев А.Ю., Ягудин Р.А., Бокарев В.В., Батулин П.И., Телин А.Г. Технологии глушения скважин в условиях множественных осложнений // Нефтегазовое дело. – 2023. – Т.21. – №2. – С.17-24.

ОСОБЕННОСТИ БОРЬБЫ С ОТЛОЖЕНИЯМИ НЕОРГАНИЧЕСКИХ СОЛЕЙ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.С. Огнева

ООО «РН-БашНИПИнефть»

Баженовская свита Приобского месторождения в настоящее время разрабатывается преимущественно системой горизонтальных скважин, с проведением на них операций многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). Добываемая продукция обводнена, содержание воды составляет от 20 до 40%. Источником обводнения, по-видимому, являются воды подстилающих горизонтов и техническая вода, поскольку пласт Ю₀, как принято считать, содержит лишь физически связанную воду, т.е. доля свободной воды мала – водонасыщенность породы пласта Ю₀ составляет 2 – 4%. Попутные добываемые воды баженовской свиты и в целом Приобского месторождения пересыщены по карбонату кальция, в этой связи наиболее распространённым осадком является кальцит, причиной отложения которого служит нарушение карбонатного равновесия в ПЗП и скважинах.

Используя состав попутно добываемой воды, содержание диоксида углерода в пластовой нефти, были рассчитаны индексы насыщенности и количество карбоната кальция, который может образоваться в призабойной зоне пласта, на насосе и в лифте скважин, разрабатывающих баженовскую свиту Западной Сибири. Результаты анализа ионного состава добываемой воды показали, что концентрация ионов кальция и гидрокарбоната существенно выше их типичных значений в воде скважин пластов АС₁₀ – АС₁₂ Приобского месторождения, что, по-видимому, обусловлено взаимодействием СО₂ с карбонатным цементом породы пласта при высоких давлениях и температуре, поскольку концентрация СО₂ в нефти пласта ЮС₀ выше, чем в нефти пластов АС₁₀ – АС₁₂. Из результатов расчётов следует, что попутно добываемая вода существенно пересыщена по карбонату кальция, причём солеотложение прогнозируется в скважине начиная с пласта. Учитывая, что скорость образования карбоната кальция в поровом пространстве линейно зависит от степени пересыщенности раствора, а размеры формирующихся кристаллов могут быть больше размеров пор, можно предположить кольтматацию порового пространства.

Источником образования неорганических отложений может быть не только вода, но и вынос в скважину частиц разрушенной породы

пласта, испарение водной фазы на насосной установке и кристаллизация солей. В этой связи технологические решения, направленные на предупреждение отложений неорганических солей, должны предусматривать как снижение рисков разрушения породы пласта, так и ингибирование солеотложения из добываемой воды.

Наиболее простым и эффективным методом борьбы с солеотложениями является применение химических реагентов (ингибиторов солеотложения), которые дозируются в добываемый поток или задавливаются в призабойную зону «солеотлагающих скважин».

РАЗРАБОТКА АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ГРП НА ОСНОВЕ ПОЛИАКРИЛАТОВ И ВЯЗКО-УПРУГИХ ПАВ

Р.С. Павельев, Ф.А. Губайдуллин, А.С. Силантьев, Р.С. Томский,
А.И. Лунева, М.Д. Леухина, А. Абдельрехим, У.Ж. Мирзакимов,
А.А. Ахмадияров, И.Т. Ракипов, М.А. Варфоломеев

ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет»

rpavelyev@gmail.com

Гидравлический разрыв пласта – это широко используемая технология стимулирования добычи углеводородов путем создания сети высокопроводящих трещин в области, окружающей ствол скважины. Основной компонент процесса ГРП — жидкость для ГРП, которая образует трещины и активирует уже существующие, а также транспортирует по ним пропант. В мировой практике ГРП в качестве гелеобразователей давно и широко применяются такие полимеры, как гуаровая камедь, гидроксипропилгуар, гидролизированный полиакриламид и некоторые другие. Также интерес с точки зрения гелеобразователей для ГРП представляют и вязко-упругие ПАВ. В современных условиях перед отечественной химической промышленностью РФ стоит актуальная задача по максимальному импортозамещению нефтепромысловых реагентов, в том числе жидкостей ГРП. В Казанском федеральном университете на сегодняшний день ведутся разработки в данном направлении. В качестве альтернативных гелеобразователей рассматриваются составы на основе интерполимерных комплексов полиакриловой кислоты (полученные матричной полимеризацией), а также ВУПАВ на основе этоксилатов жирных аминов.

В общем случае под матричной полимеризацией понимают процесс, в котором рост макромолекул полимера (дочернего полимера) осуществляется вдоль и под контролем других макромолекул. В качестве матриц использовали преимущественно отечественные полимеры (катионные, анионные и неионогенные). Проведенные исследования показывают, что использование матрицы положительно влияет на повышение вязкости конечного полимера и его растворимости в минерализованной воде. Исследованные образцы синтезированных полимеров демонстрируют высокие значения комплексной вязкости (более 600 сП), при этом образцы обладают упругой деформацией, позволяющей сохранять свою структуру при прохождении через НКТ и пористую структуру. Образцы

обеспечивают удержание проппанта более 24 часов при температуре от 20 до 80°C. При применении деструктора образцы разрушаются в течение 1-4-х часов.

Кислотный ГРП - гидроразрыв, при котором в качестве жидкости разрыва используется кислота. Реологические характеристики стандартных загущенных кислотных систем не позволяют удерживать трещину ГРП и переносить пропант. Для решения задачи кислотного ГРП с пропантом реализуется технология чередования пачек водного гуарового геля с добавлением пропанта в водные пачки, буферных стадий с последующей закачкой кислотных пачек. Однако данный метод имеет ряд недостатков, таких как образование нерастворимого осадка при кислотной деструкции гуара и наличие обширной базы оборудования и резервуарных парков для смешивания этих жидкостей. Для устранения недостатков, связанных с полимерными загустителями в КГРП, в КФУ была разработана система для загущения кислот на основе ВУПАВ, исключая использование полимерных соединений. Состав представляет собой смесь жирного оксиэтилированного амина и алкил дигидроксиэтил бетаина. Содержание ВУПАВ в 15% кислоте составляет 3%. Данный состав позволяет удерживать пропант 1 час при 80 °С и 2 часа при 40 °С. Данное решение позволяет отказаться от технологии закачки чередующимися пачками.

ПОЛУЧЕНИЕ СОРБЕНТОВ ДЛЯ ОЧИСТКИ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ ОТ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

В.В. Павлюкова, О.А. Борисова, С.Р. Гусейнова, Е.В. Курочкин,
М.А. Ковалёва

Сибирский федеральный университет

olesyaborisova306@mail.ru

Актуальность темы: На сегодняшний день нефть и нефтепродукты признаны одним из главных загрязнителей окружающей среды. Загрязнение нефтеподобными соединениями является мощным техногенным фактором, негативно влияющим на многие естественные процессы и взаимосвязи.

Загрязнение водных объектов нефтью и нефтепродуктами приводит к острым и хроническим интоксикациям живых организмов, изменяет микробный фон, подрывает самовосстановительные способности водоемов, отрицательно влияет на санитарный режим водных объектов и окружающей среды в целом. [2]

Целью работы является получение и анализ свойств сорбентов на основе натуральных компонентов для очистки водных объектов от нефти и нефтепродуктов.

Задачи:

1. Провести анализ имеющихся на рынке сорбентов;
2. Апробировать технологию получения сорбентов на основе натуральных компонентов, для очистки водных объектов от нефти и нефтепродуктов;
3. Проанализировать свойства полученных сорбентов;
4. Рассчитать предполагаемую оптовую цену на продукцию.

1. 1. Сравнение сорбента на основе натуральных и синтетических компонентов

В результате работы был проведен анализ сорбентов на основе натуральных и синтетических компонентов. Выявлены их преимущества и недостатки (таб. 1). [1]

Таблица 1 – Сравнение сорбентов

Натуральные компоненты	Синтетические компоненты
✓ Соответствуют международным экологическим требованиям; ✓ Низкая цена; ✓ Высокая скорость сорбции; ✓ Возможность к регенерации. ✗ Относительно низкая сорбционная ёмкость.	✓ Высокая сорбционная ёмкость. ✗ Невысокая плавучесть; ✗ Высокая влагоёмкость; ✗ Высокая десорбция.

Исходя из проведенного анализа, был сделан выбор в пользу натуральных компонентов в составе сорбентов, по следующим характеристикам:

- экологическая безопасность;
- экономическая выгода;
- могут быть средой для организмов, перерабатывающих нефть;
- быстрый процесс обработки.

2. 2. Получение и анализ сорбентов на основе натуральных компонентов

В лаборатории были проведены исследования, в результате которых, были получены сорбирующие материалы на основе таких натуральных компонентов как, кокосовая стружка, кокосовый торф, перлит, торф, горчичный жмых путём их обработки эластомерами. В основе лежит технология описание изобретения к патенту RU 2080298.

В качестве эластомеров могут быть использованы отходы производства Красноярского завода синтетического каучука. К ним относятся вулканизированные (рис. 1) и невулканизированные смеси (рис. 2), а также коагулюм, продукт самопроизвольной коагуляции латекса. Средний выход отходов на одну тонну каучука на заводе составляет от 5 до 15 кг от производства, причем большая часть из них на данный момент не используется, а вывозится в отвал [3].

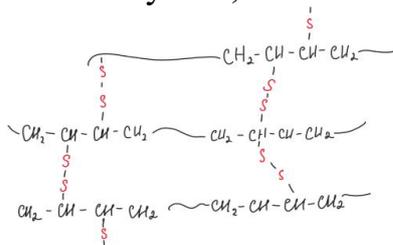


Рисунок 1 – Вулканизированные смеси

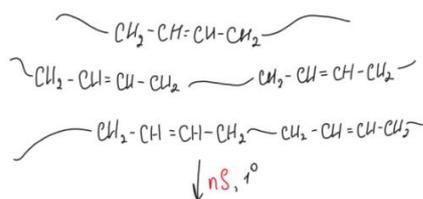


Рисунок 2 – Невулканизированные смеси

В результате обработки натуральных компонентов эластомерами были получены сорбирующие материалы со следующим характеристиками (таб. 2):

Таблица 2 – Характеристики сорбирующий материалов

Сорбент на основе	Коэффициент сорбции	Коэффициент десорбции	Влагоёмкость, кг	Плавуемость
				168 ч
Кокосовая стружка	10,6	0,13	0,9	+
Перлит	2,83	0,13	1,7	+
Торф	2,46	0,13	1,2	+
Горчичный жмых	2,43	0,13	1,4	-
Кокосовый торф	12,6	0,003	1	+

Исходя из полученных данных, можно сделать вывод, что, с точки зрения сорбционных свойств, наиболее эффективным является такой природный материал, как кокосовый торф. Все полученные сорбенты обладают сравнительно небольшими значениями десорбции и влагоемкости, что выгодно их отличает от синтетических продуктов. А также повышенными характеристиками плавуемости. Полученные таким образом сорбирующие материалы могут более 14 дней находиться на воде, собирая нефть и нефтепродукты.

Эти свойства, несомненно, являются преимуществом полученных сорбционных материалов, потому как на практике зачастую мы имеем дело с большими объемами разливов нефтепродуктов, которые сложно собрать и удалить с поверхности воды быстро.

Список литературы

1. Горожанкина Г.И., Пинчукова Л.И. Сорбенты для сбора нефти: сравнительные характеристики и особенности применения // Трубопроводный транспорт нефти – 2000. – № 4. – С. 12-17.
2. Каменщиков Ф.А., Богомольный Е. И. Нефтяные сорбенты.– Москва-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. – 268 с.

3. Щербина Е. И., Долинская Р. М. Рециклинг эластомеров: учеб.-метод. пособие для студентов специальности 1-48 01 02 «Химическая технология органических веществ, материалов и изделий» специализации 1-48 01 02 05 «Технология переработки эластомеров». – Минск: БГТУ, 2011. – 83 с.

ВЛИЯНИЕ АКТИВНОЙ ОСНОВЫ НА СОСТАВ РАСТВОРИТЕЛЯ В ТОВАРНОЙ ФОРМЕ ДЕЭМУЛЬГАТОРА

К.Х. Паппел^{1 2}, А.Р. Ракитин¹

¹АО «ТомскНИПИнефть»,

²Томский политехнический университет

RappelKK@tomsknipi.ru

Освоение новых нефтегазоносных районов Крайнего Севера и Арктики предъявляет повышенные требования к технологическим свойствам одного из ключевых классов нефтепромысловых химреагентов – деэмульгаторов водонефтяных эмульсий. Рецептура деэмульгатора должна обеспечивать агрегативную устойчивость и прокачиваемость при низкой температуре. В настоящее время стандартным требованием отечественных добывающих компаний является температура застывания не выше -50°C и кинематическая вязкость менее $800 \text{ мм}^2/\text{с}$ при -40°C . Для достижения целевых показателей товарной формы активная основа деэмульгатора растворяется в смеси воды, метанола, толуола или ксилола. При этом в литературе недостаточное внимание уделяется принципам выбора растворителя, обеспечивающего фазовую стабильность и оптимальные реологические свойства конечного продукта в зависимости от природы действующих компонентов.

Методами ИК и ^{13}C ЯМР спектроскопии, ^1H ЯМР релаксометрии были исследованы 49 образцов 46 марок промышленных реагентов от 17 производителей. Качественный состав растворителя устанавливался по характеристическим ИК пикам воды и легколетучих органических ингредиентов. Активную основу, состоящую из блок-сополимеров окиси этилена и пропилена (ЕО-РО), готовили высушиванием товарной формы при 105°C в течение 2-4 ч. Соотношение ЕО и РО определяли деконволюцией области $3000\text{-}2800 \text{ см}^{-1}$ валентных колебаний связей С–Н, где пик при 2967 см^{-1} соответствует CH_3 -группам РО, 2865 см^{-1} – CH_2 -группам ЕО и РО. Массовые доли звеньев находили, пользуясь линейной корреляцией между отношением амплитуд ИК пиков $A_{2865}(\text{CH}_2)/A_{2976}(\text{CH}_3)$ и содержанием ЕО, рассчитанным из спектров ^{13}C ЯМР репрезентативных образцов. Ранжирование активных основ по концентрации концевых гидроксильных групп проводили согласно площади полосы поглощения валентных колебаний О–Н с максимумом при $3490\text{-}3470 \text{ см}^{-1}$, отнесенной к площади области валентных колебаний

С–Н. Время спин-спиновой релаксации T_2 протонов активной основы получали аппроксимацией сигнала импульсной последовательности Кара-Парселла-Мейбума-Гилла суммой двух экспонент.

По результатам измерений массовая доля ЕО находилась в диапазоне от 3% до 46% при среднем значении по выборке 23%, что говорит о преимущественно гидрофобном характере полимера по шкале гидрофильно-липофильного баланса. Показано, что при 40°C T_2 активных основ снижается с 80-100 мс до 10-20 мс с ростом содержания концевых гидроксильных групп и, в меньшей степени, повышением доли окиси пропилена. Объяснение полученного результата состоит прежде всего в ограничении подвижности полимерных цепей сеткой водородных связей, образованных ОН-группами. Роль концевых гидроксильных групп и баланса ЕО/РО активной основы проявляется в выборе растворителя для товарной формы: водно-метанольные смеси чаще всего встречаются в деэмульгаторах с минимальной концентрацией ОН-групп и свыше 20% окиси этилена. Безводные смеси метанола и толуола способны удерживать в растворенном состоянии до -50°C более гидрофобные активные полимеры с содержанием окиси этилена до 9% и промежуточной концентрацией ОН-групп, тогда как апротонный толуол применяется при 3-6% ЕО и максимальной концентрации концевых гидроксильных групп. Серия экспериментов с заменой растворителя подтвердила прогнозируемое увеличение низкотемпературной вязкости при растворении активной основы последнего типа в спирте по сравнению с толуольными композициями. В свою очередь, при отсутствии значительного количества ОН-групп перевод ЕО-РО с менее чем 15% ЕО из спирта в толуол несколько снижает вязкость в интервале от +20 до -40°C, а более гидрофильные полимеры образуют осадок при температуре ниже 0°C. Найденные закономерности задают направление для создания реагентов с улучшенными реологическими свойствами при низкой температуре.

Авторы признательны сотрудникам Лаборатории реологии нефти ИХН СО РАН Н.В. Юдиной и Д.А. Зубареву за предоставленные образцы деэмульгаторов.

ПОДВИЖНОСТЬ ПРОТОНОВ ПРИ ОСАДКООБРАЗОВАНИИ В КАРБОНАТНЫХ РАСТВОРАХ

А.Р. Ракитин

АО «ТомскНИПИнефть»

RakitinAR@tomsknipi.ru

Сравнение скорости выпадения осадка малорастворимой соли в чистом растворе и в присутствии ингибитора лежит в основе экспериментальной оценки эффективности химического способа борьбы с солеотложениями. На практике чаще всего прибегают к разности концентраций осадкообразующего катиона в начале и в конце реакции. Такой подход удобен для рутинного скрининга ингибиторов, однако довольно трудоемок и не дает детальной картины кинетики осаждения. Измерение перепада давления в блокируемом солью капилляре, используемое в некоторых случаях с целью уточнения свойств отобранных при скрининге реагентов, описывает лишь начальную стадию кристаллизации и требует применения стенда для проточных испытаний. Методики, построенные на изменении электрохимических и оптических свойств, в силу разных ограничений также не получили широкого распространения в лабораторной практике.

Вода, в которой протекают приводящие к формированию солеотложений реакции ионного обмена, представляет собой уникальную структурированную жидкость со сложной системой водородных связей. Растворенные в воде ионы классифицируются как космотропы и хаотропы, соответственно упорядочивающие и разупорядочивающие структуру растворителя за счет различной плотности электрического заряда. К типичным космотропам относятся небольшие и/или многозарядные ионы: Li^+ , Mg^{2+} , SO_4^{2-} , CO_3^{2-} , хаотропам – однозарядные с большим радиусом: Cs^+ , K^+ , SCN^- , HCO_3^- . Перестройка структуры воды в гидратной оболочке ионов влияет на динамику реориентации водных диполей. Согласно последним представлениям, космотропы замедляют «переключение» между связями О–Н вращением молекулы H_2O относительно атома кислорода (т.н. *H-bond jump*), тогда как хаотропы ускоряют этот переход по сравнению с пресной водой. Время T_2 спин-спиновой релаксации характеризует скорость спада поперечной намагниченности за счет потери когерентности прецессии протонных спинов и является чувствительным индикатором мобильности

протонов в водных средах. В отличие от аналогичного по смыслу параметра T_1 для спин-решеточной (продольной) релаксации, T_2 демонстрирует равномерную зависимость от скорости движения молекул во всех агрегатных состояниях воды.

Эксперименты по исследованию осадкообразования выполнялись при температуре $40\text{ }^\circ\text{C}$ в магнитном блоке ЯМР-анализатора «Спин Трэк» с резонансной частотой ^1H 23 МГц и зазором магнита 10 мм. Средневзвешенное T_2 протонов получали аппроксимацией сигнала импульсной последовательности Кара-Парселла-Мейбума-Гилла суммой двух экспонент. Осаждение карбонатов происходило при смешивании 100 г/дм^3 CaCl_2 , 250 г/дм^3 MgSO_4 или 75 г/дм^3 BaCl_2 и растворов NaHCO_3 или Na_2CO_3 с концентрацией 2-50 г/дм^3 по аниону в соотношении 1:1. Период наблюдения за реакцией составлял 20-50 ч. Во всех случаях появление карбонатов кальция, магния или бария сопровождалось повышением подвижности протонов, выраженном в росте T_2 и связанным с выведением из раствора структурирующих воду ионов. Время спин-спиновой релаксации получаемых смесей изменялось в диапазоне 2200-3500 мс, за исключением сочетания $\text{MgSO}_4 + \text{Na}_2\text{CO}_3$, когда выраженный космотропный характер сульфата магния и медленный ионный обмен приводили к $T_2 < 1500$ мс в первые часы. Сульфат магния также медленнее реагировал с NaHCO_3 по сравнению с хлоридами кальция и бария в соответствии с литературными данными о кинетике кристаллизации магнезита. Введение достаточной концентрации ингибитора солеотложения замедляет рост T_2 и подвижности протонов, что может объясняться сохранением пересыщенного состояния раствора с упорядочивающими структуру воды ионами и ионными ассоциатами.

Поскольку на подвижность протонов существенное влияние оказывает температура, для получения достоверных данных на старте эксперимента исходные растворы осадкообразующих солей необходимо термостатировать при температуре магнита. С условием внешнего термостатирования в эксперименте может участвовать серия водных смесей, периодически помещаемых в магнитный блок для регистрации T_2 . В описанной конфигурации измерения проводились в автоматическом режиме с раствором объемом 1 см^3 , что позволяет минимизировать расход химреагентов и работать с небольшим количеством пробы пластовой воды. Другое важное преимущество представленного подхода состоит в неразрушающем характере контроля, с отсутствием необходимости отбора проб или помещения датчиков в изучаемую систему.

РАЗРАБОТКА АЛЬТЕРНАТИВНЫХ МЕТОДОВ МОНИТОРИНГА СКОРОСТИ КОРРОЗИИ НА СЕРОВОДОРОДНОМ ФОНДЕ СКВАЖИН

И.А. Рогожников, Б.Р. Гильмутдинов, А.Е. Фоломеев, А.О. Туркин,
В.Э. Ткачева

ООО «ИНК»

rogozhnikov@irkutskoil.ru

Наличие сероводорода и меркаптанов в нефти приводит не только к сложностям подготовки углеводородного сырья для соответствия требованиям Технического регламента [1], но и к коррозии скважинного оборудования, элементов системы сбора и подготовки нефти [2].

Сероводород в присутствии воды приводит к образованию сульфида железа и атомарного водорода, который проникает в металл и охрупчивает его.

Осложненным фондом скважин по сероводороду, преимущественно приурочен к Ярактинскому нефтегазоконденсатному месторождению, Аянскому (Западному) лицензионному участку, Верхнетирскому лицензионному участку. Его доля составляет 25% по всему фонду.

Применение образцов-свидетелей коррозии (ОСК) в условиях скважин не распространено в промышленной практике.

Для мониторинга скорости коррозии в ООО «ИНК» широко распространены устьевые узлы контроля коррозии (УКК), очевидно, что они не позволяют определить скорость коррозии при термобарических условиях скважины.

Целью данной работы является разработка альтернативного метода контроля коррозии на основе погружного ОСК.

В качестве альтернативных ОСК, для определения коррозионных процессов в условиях скважин, были разработаны два вида: кольца и пластины, из материала применяемых НКТ.

В качестве прототипа «пластин» использовались ОСК, приведенные в работе [3]. В работе [3] крепление «пластин» осуществлялось внутрь патрубков, устанавливаемых ниже установки электроприводного центробежного насоса (УЭЦН). Тем не менее, в данном расположении «пластин», скорость коррозии определяется не корректно, ввиду образования застойной зоны, что искажает результаты мониторинга. Для решения данной проблемы, предложено

крепление «пластин» с наружной части центратора, установка которых располагается ниже УЭЦН и патрубков.

Для создания «колец», был взят опыт работы с ОСК ООО «Башнефть-Добыча» [4], которые будут располагаться в определенных точках компоновки насосно-компрессорных труб (НКТ) и крепиться в муфтовое соединение.

Условие для изготовления ОСК: сталь должна соответствовать стали НКТ, применяемым на осложненном сероводородном фонде.

ОСК изготавливались из стали НКТ (18ХМФБ, 26ХФМА, 30ХГМА), используемой на данном фонде.

Данные ОСК могут быть применены для определения скорости коррозии на скважинах как на нефтяном фонде, так и на газовом.

Таким образом, ожидаемый эффект от помещения альтернативных ОСК в подземное скважинное оборудование – мониторинг локальной и общей коррозии на разных глубинах компоновки НКТ.

Данный способ мониторинга можно использовать как при мониторинге фоновой коррозии, так и при опытно-промышленных испытаниях новых реагентов (ингибиторов коррозии, нейтрализаторов сероводорода и т.д.), определении влияния технологических жидкостей на глубинно-насосное оборудование (жидкостей глушения, кислот, применяемых при обработке призабойной зоны и т.д.).

Список литературы

1. Технический регламент Евразийского экономического союза "О безопасности нефти, подготовленной к транспортировке и (или) использованию" (ТР ЕАЭС 045/2017) с изм.29.08.2023 г.

2. Мозгалева А.А., Гильмутдинов Б.Р., Лебедева И.П., Фоломеев А.Е. Сероводород в нефти и методы борьбы с ним // Практические аспекты нефтепромышленной химии. Тезисы докладов научно-технической конференции. – Уфа: изд. БашНИПИнефть, 2023. – С. 115-117.

3. Шангареев И.Р., Дмитриев Р.А., Созонов А.М., Маланин А.И., Авершин Р.В. Оценка скорости коррозии образцов-свидетелей в скважинных условиях // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 8. – С. 108-110.

4. Определение скорости коррозии глубинно-насосного оборудования на действующих скважинах с применением образцов-свидетелей коррозии // Инструкция ООО «Башнефть-Добыча». – 2021. – № П1-01.05 И-089034 ЮЛ-305 версия 1.

МОЛЕКУЛЫ, БОГАТЫЕ УГЛЕРОДОМ: ХИМИЧЕСКИЙ ПОРТРЕТ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ПРИЛОЖЕНИЯ

Д.Ш. Сабиров

*Институт нефтехимии и катализа УФИЦ РАН,
Академия наук Республики Башкортостан*

sabirovdsh@mail.ru

Химические соединения, богатые углеродом – полиненасыщенные и ароматические органические соединения, молекулы которых содержат большое количество конденсированных шестичленных циклов, за счет чего увеличивается соотношение С:Н. Такие молекулы содержат протяженные системы сопряженных двойных связей С=С, что обуславливает их необычные физико-химические свойства, среди которых выраженный отклик на внешние электрические поля, склонность к межмолекулярным взаимодействиям и др. Типичным примером таких соединений являются полициклические ароматические углеводороды (ПАУ), фуллерены и их гибриды. ПАУ являются минорными компонентами нефти, распространёнными соединениями углеродсодержащего минерального сырья. Фуллерены образуются при высокоэнергетических воздействиях на углеродные материалы (например, лазерном облучении графита в инертной атмосфере), широко распространены в условиях межзвездной среды, но в земных минералах их содержание исчезающе мало (один из таких минералов – шунгит). Для строения фуллеренов характерны высокие точечные группы симметрии молекул и наличие трехмерных π -электронных систем. Кроме того, фуллерены – единственная растворимая в органических растворителях модификация углерода. Всё это способствовало интенсивному изучению химии фуллеренов на протяжении почти 50 лет. Химия ПАУ и фуллеренов послужила отправной точкой в изучении наноструктур на основе углерода – нанотрубок, наногелиценов, графена, углеродных онионов, спироидов и др.

Доклад посвящен химическим исследованиям ПАУ и фуллеренов, которые проводятся в академических научно-исследовательских организациях Уфы. Как правило, в фокусе этих исследований – протяженные системы π -электронов, которые обуславливают необычные оптические свойства соединений.

Фуллерены $C_{60/70}$ и их производные тестировались в качестве электроноакцепторных компонентов органических солнечных батарей

– для этих целей проводились синтезы соответствующих соединений [1] и теоретические исследования методами цифровой химии [2]. C_{60} и C_{70} являются эффективными дезактиваторами электронно-возбужденных состояний разной химической природы, что обусловлено высокой поляризуемостью их молекул и легкостью перехода в возбуждённые состояния [3]. На основе фуллерена C_{60} созданы молекулярные переключатели – системы, способные существовать в двух изомерных формах, переход между которыми осуществляется за счет специфического оптического воздействия [4, 5]. Разные формы молекулярного переключателя характеризуются различающимися оптическими и люминесцентными свойствами.

Поскольку фуллерены способны присоединять большое число свободных радикалов, представлял интерес синтез фуллереносодержащих полимеров [6, 7]. Благодаря наличию фуллеренового фрагмента в элементарном звене полимера увеличивалась устойчивость полимера к термоокислительной деструкции. Фуллерены C_{60} , C_{70} , фуллеренолы тестировались в качестве ловушек свободных радикалов и ингибиторов окисления органических субстратов [8–10].

Введение фуллеренового фрагмента в напряженные насыщенные полициклические углеводороды позволяет модулировать стабильность, плотность и энергоёмкость потенциальных присадок к топливам на основе таких гибридных молекул [11].

Поскольку строение ПАУ характеризуется регулярностью структурных паттернов, изучалась связь между их строением и важными физико-химическими параметрами, например, средней поляризуемостью молекул [12]. Было показано, что поляризуемость коррелирует с распространенностью ПАУ в естественных средах и устойчивостью к лазерному облучению [13]. Использование этой корреляции подтверждается релевантными лабораторными экспериментами [14, 15].

Квантовохимическими методами исследуется изменение молекулярных свойств сложных ПАУ (например, гексафенилбензола) в многостадийной реакции Шолля, приводящей к образованию гексабензокоронена [16]. Эта реакция может использоваться в качестве модельной при изучении химических процессов коксообразования. Проводилось математическое моделирование процессов каталитического гидрирования ПАУ, которые лежат в основе получения высокоплотных реактивных топлив [17].

Оптические свойства ПАУ также вызывают интерес исследователей возможностью управления фотофизическими и фотохимическими процессами. Некоторые ПАУ являются сенсibilizаторами, используемыми для изучения

хемилюминесценции. ПАУ оказались эффективными в технологиях агрофотоники: водные наносuspензии силикагеля с 9,10-дифенилантраценом можно использовать для ускорения роста растений в условиях недостаточного освещения, поскольку спектр фотолуминесценции 9,10-дифенилантрацена перекрывается со спектрами поглощения хлорофиллов [18].

Разрабатываются сонолюминесцентные способы идентификации ПАУ в нефтепродуктах (идентификация проводится в двух вариантах – с использованием сонолюминесценции водных коллоидных суспензий изучаемых нефтепродуктов либо сонотриболюминесценции суспензий кристаллов лантанидов в нефтепродуктах) [19, 20].

Список литературы

1. Biglova Yu.N., Susarova D.K., Akbulatov A.F., Mustafin A.G., Troshin P.N., Miftakhov M.S. Acrylate and methacrylate derivatives of fullerenes as electron-selective buffer layer materials for inverted organic solar cells // *Mendelev Comm. Commun.* – 2015. – V. 25. – Pp. 348-349.
2. Sabirov D.Sh., Terentyev A.O., Bulgakov R.G. Counting the isomers and estimation of anisotropy of polarizability of the selected C60 and C70 bisadducts promising for organic solar cells // *J. Phys. Chem. A.* – 2015. – V. 119. – Iss. 43. – Article number 10697.
3. Булгаков Р.Г., Галимов Д.И., Сабиров Д.Ш. Новое свойство фуллеренов — аномально эффективное тушение электронно-возбужденных состояний за счет передачи энергии на молекулы C70 и C60 // *Письма в ЖЭТФ.* – 2007. – Т. 85. – № 12. – Pp. 767-770.
4. Galimov D.I., Tuktarov A.R., Sabirov D.Sh., Khuzin A.A., Dzhemilev U.M. Reversible luminescence switching of a photochromic fullerene[60]-containing spiropyran // *J. Photochem. Photobiol. A.* – 2019. – V. 375. – Pp. 64-70.
5. Khuzin A.A., Galimov D.I., Khuzina L.L. Photochromic and luminescent properties of a salt of a hybrid molecule based on C60 fullerene and spiropyran – a promising approach to the creation of anticancer drugs // *Molecules.* – 2023. – V. 28. – № 3. – Article number 1107.
6. Юмагулова Р.Х., Медведева Н.А., Кузнецов С.И., Крайкин В.А., Колесов С.В. Влияние растворителей на кинетику радикальной полимеризации стирола в присутствии фуллерена C60 // *Кинетика и катализ.* – 2014. – Т. 55. – №1. – С. 67-71.
7. Кузнецов С.И., Юмагулова Р.Х., Хамидуллин Ф.Ф., Лебедев Ю.А., Медведева Н.А., Колесов С.В. Самоорганизация функционализированных фуллереном C60 макромолекул полиметилметакрилата и полистирола // *Высокомолекуляр. соед. Сер. А.* – 2012. – Т. 54. – №10. – С. 1527-1531.
8. Galimov D.I., Gazeeva D.R., Sabirov D.Sh., Bulgakov R.G. Estimation of the efficiency of the C60 and C70 fullerenes as inhibitors of the radical chain oxidation of cumene // *Fuller. Nanotub. Carbon Nanostruct.* – 2023. – V. 31. – № 2. – Pp. 176-181.
9. Булгаков Р.Р., Галимов Д.И., Джемилев У.М. Синтез, свойства и превращения пероксидов фуллеренов // *Успехи химии.* – 2014. – Т. 83. – № 8. – С. 677-717.
10. Тухбатуллина А.А., Сабиров Д.Ш. Вычислительная термодинамика реакций фуллеренолов C60(OH)_n (n = 2, 18, 24) с метильным и трет-бутильным радикалами // *Изв. АН. Сер. хим.* – 2023. – Т. 72 – № 9. – С. 2319-2329.
11. Ахметов А.Р. Ковалентное связывание фуллерена C60 с напряженными полициклическими углеводородами: перспективные компоненты ракетных топлив: проект РНФ № 23-23-00007. – 2023-2024 гг.
12. Sabirov D.Sh. A correlation between the mean polarizability of the “kinked” polycyclic aromatic hydrocarbons and the number of H...H bond critical points predicted by Atoms-in-Molecules theory // *Comput. Theor. Chem.* – 2014. – V. 1030. – Pp. 81-86.
13. Sabirov D.Sh., Tukhbatullina A.A., Shepelevich I.S. Polarizability in astrochemical studies of complex carbon-based compounds // *ACS Earth Space Chem.* – 2022. – V. 6. – Pp. 1-17.
14. Zhao L., Kaiser R.I., Xu B., Ablikim U., Lu W., Ahmed M., Evseev M.M., Bashkirov E.K., Azyazov V.N., Zagidullin M.V., Morozov A.N., Howlader A.H., Wnuk S.F., Mebel A.M., Joshi D., Veber G., Fischer F.R. Gas phase synthesis of [4]-helicene // *Nat. Commun.* – 2019. – V.10. – Article number 1510.
15. Chacko R., Barik S., Banhatti Sh., Aravind G. Multiphoton ionization and dissociation of polycyclic aromatic hydrocarbon molecules of astrophysical interest // *Phys. Rev. A.* – 2022. – V. 105. – Article number 032804.
16. Лукманов Т.И., Шепелевич И.С., Сабиров Д.Ш. Поляризуемость полициклических ароматических углеводородов в ряду промежуточных продуктов конденсации гексафенилбензола в гекса-пери-гексабензоколонен // *Вестн. Башкирск. ун-та.* – 2022. – Т. 27. – №1. – С. 98-101.
17. Коледина К.Ф., Губайдуллин И.М., Загидуллин Ш.Г., Коледин С.Н., Сабиров Д.Ш. Кинетические закономерности гидрирования полициклических ароматических углеводородов на никелевых катализаторах // *Журн. физ. хим.* – 2023. – Т. 97. – № 10. – С. 1398-1405.
18. Гареев Б.М., Ласточкина О.В., Шарипов Г.Л. Применение водной суспензии пористых наночастиц SiO₂, содержащих 9,10-дифенилантрацен, в агрофотонике // *Агрохимия.* – 2023. – №10. – С. 66-74.
19. Тухбатуллин А.А. Ультразвуковая люминесценция суспензий кристаллов в углеводородах как новый экспресс-метод анализа нефтепродуктов: проект РНФ № 23-12-20002. – 2023-2025 гг.
20. Tukhbatullin A.A., Panova N.A., Galimov D.I., Gareev B.M., Tukhbatullina A.A., Vasilyuk K.S., Sharipov G.L. Application of sonotriboluminescence to determine arene molecules in hydrocarbons // *Molecules.* – 2023. – V. 28. – Article number 7932.

МИКРОФЛЮИДНЫЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОТООТКЛОНЯЮЩИХ АГЕНТОВ

С.П. Саметов¹, Э.С. Батыршин¹, И.Ш. Гарифуллин², И.А. Таипов¹,

А.А. Имамутдинова¹

¹ООО «РН-БашНИПИнефть»,

²Уфимский университет науки и технологий

SametovSP@bnipi.rosneft.ru

Нефтяной пласт представляют собой сложную многофазную систему, поведение которой на макроуровне зависит от физических явлений, происходящих на микроуровне, то есть на уровне отдельных пор. Для анализа и определения характеристик пористых сред в последнее время развиваются новые лабораторные методики, среди которых значительный вклад составляют микрофлюидные методы [1]. В них используются микрофлюидные чипы, которые в большинстве своем отображают двухмерную область миллиметрового размера участка горной породы [2]. Микрофлюидные чипы позволяют визуализировать динамику жидкостей, их взаимодействие друг с другом и твердой средой, которая в основном изготавливается из таких материалов как полимеры, стекло, кремний [3].

Микрофлюидные чипы являются удобным инструментом для исследований процессов добычи нефти из горных пород из-за схожего диапазона размера пор и микроканалов. Микрофлюидика обладает рядом преимуществ по сравнению с традиционными методами лабораторных испытаний: стоимость, скорость исследования, малый расход образцов, контролируемая геометрия микромоделей и ее повторяемость – можно создавать двойников физических моделей горной породы. С помощью микрофлюидного подхода изучают в пористых средах влияние на динамику флюидов изменение смачиваемости, межфазного натяжения, коэффициента подвижности, стабилизации нагнетаемой жидкости, деградаци, набухания, адсорбции, закупорки канала, эмульгирования, отклонение потоков, а также проводят тестирование различных реагентов.

В настоящей работе представлены результаты использования микрофлюидики для тестирования эффективности потокоотклоняющих агентов на примере обратной водоуглеводородной эмульсии на основе углеводородного реагента. Актуальность работы связана с исследованием особенностей фильтрации флюидов при повторной кислотной обработке пласта. Использование потокоотклонителя позволяет заблокировать высокопроницаемые участки пласта, в том числе образованные после

первичной обработки кислотным раствором, для последующей кислотной обработки низкопроницаемых зон.

Исследовалось распределение потокоотклонителя в пористой среде с двойной проницаемостью. Микрофлюидный чип, содержал две расположенные параллельно пористые области, проницаемости которых различались на порядок. Геометрия порового пространства представляла собой поросетевую модель. Чип изготовлен фотолитографическим способом и выполнен из стекла. Эксперимент проведен при постоянном перепаде давления. В ходе эксперимента оценивались скорость распространения фронта и насыщенность использованных жидкостей: минерализованной вода, потокоотклонитель и условный кислотный раствор.

Показано распределение потоков в областях низкой и высокой проницаемости условного раствора кислоты до и после закачки потокоотклонителя, распределение потоков потокоотклонителя в зависимости от режима закачки, типа начальной насыщенности и смачиваемости.

Список литературы

1. Питюк Ю. А., Саметов С.П., Фазлетдинов С.У., Батыршин Э.С. Численное и экспериментальное исследование влияния смачиваемости и капиллярного числа на эффективность вытеснения нефти в модели порового дублета //Прикладная механика и техническая физика. – 2023. – Т. 64. – №. 3. – С. 38-48.
2. Cao S. C., Jung J., Radonjic M. Application of microfluidic pore models for flow, transport, and reaction in geological porous media: From a single test bed to multifunction real-time analysis tool //Microsystem technologies. – 2019. – Т. 25. – С. 4035-4052.
3. Gerami A. et al. Microfluidics for porous systems: fabrication, microscopy and applications //Transport in Porous Media. – 2019. – Т. 130. – С. 277-304.

ПОИСК ПЕРСПЕКТИВНЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ В УСЛОВИЯХ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ЗАДАДНО-СИБИРСКОГО РЕГИОНА

В.Д. Саранцева, Г.А. Ахметшина, С.В. Назарова, Л.Е. Каштанова,
В.О. Борцов, Ф.К. Мингалишев

ООО «РН-БашНИПИнефть»

VD_Sarantseva@bnipi.rosneft.ru

При выборе жидкости для глушения скважин учитываются ее геологические и технические условия работы, чтобы предотвратить различные проблемы, такие как поглощение жидкости глушения пластом, проявление нефти и газа, снижение производительности скважин после ремонта, коррозия подземного оборудования и другие. Баженовская свита характеризуется низкой проницаемостью коллектора и низкими фильтрационными свойствами, в связи с тем существуют повышенные риски кольтматации призабойной зоны пласта при глушении скважин.

Цель работы - исследовать перспективность использования жидкостей глушения скважин на основе формиата калия для условий Баженовской свиты.

Выбор данной соли обусловлен тем, что растворы на основе формиата калия практически не уступают базовым жидкостям глушения.

Проведены лабораторные испытания по определению физико-химических и технологических свойств соли глушения формиата калия. Была получена максимальная плотность приготовленной тяжелой жидкости глушения для исследований равная 1,60 г/см³.

Тестирование проводили на жидкостях глушения на основе соли формиата калия, приготовленных на подтоварной воде плотностью 1,52 и 1,60 г/см³ и на растворе галита плотность 1,26 г/см³. Физико-химические свойства данных жидкостей глушения такие как вязкость, температура начала кристаллизации и застывания соответствуют всем установленным требованиям ПАО «НК «Роснефть». По технологическим свойствам было получено, что в условиях высоких пластовых температур (104 и 117 °С) растворы на основе формиата калия проявляют термостабильность. Количественная оценка коэффициента объемного расширения керна в жидкостях глушения и попутно-добываемой воде показала, что набухание не наступает. Результаты по коррозионной агрессивности показали, что все жидкости глушения соответствовали установленным требованиям.

Совместимость жидкости глушения с попутно-добываемой водой показали, что признаков несовместимости не наблюдалось.

Нами была проведена оценка влияния жидкостей глушения на проницаемость коллектора. Найдены оптимальные границы значений плотности растворов на основе формиата калия, удовлетворяющие требованиям к коэффициенту восстановления проницаемости.

Исследованные жидкости глушения на основе формиата калия не требуют применения дополнительных модификаторов – ингибиторов коррозии, солеотложений и глинонабухания.

Таким образом, подбор технологической жидкости для глушения скважин Баженовской свиты на месторождениях Западно-Сибирского региона и увеличение ассортимента материалов для приготовления жидкостей глушения, обладающих комплексным действием, является актуальной задачей и представляет практический интерес для разработки низкопроницаемых коллекторов.

СОРБИРУЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ НА ОСНОВЕ НАТУРАЛЬНЫХ КОМПОНЕНТОВ

И.И. Сергеева, М.А. Ковалёва

СФУ Институт нефти и газа

sergeeva_ii_01@mail.ru

Важной проблемой современности является нефть и нефтепродукты, загрязняющие гидросферу, что приводит к появлению нефтяных пятен, при этом затрудняются процессы фотосинтеза в воде из-за чего гибнут растения и животные. Нефть создает пленку, которая нарушает физико-химические процессы, следствием чего является повышение температуры поверхностного слоя воды и ухудшение газообмена. Поэтому необходимы вещества, которые помогут в очистке водоемов от нефтепродуктов. На сегодняшний день одним из наиболее часто применяемых способов очистки является применение нефтяных сорбентов. Сорбенты для ликвидации разливов нефтепродуктов – это твердые материалы или жидкости, действие которых обеспечивает способность избирательного поглощения пагубного вещества из окружающей среды[1].

Сорбенты в зависимости от происхождения и состава делятся на:

- Органические (растительного происхождения),
- Синтетические (производимые из полимеров в лабораторных условиях),
- Неорганические (полученные из минералов, горных пород) [2].

Преимущества и недостатки представлены в таблице 1

Таблица 1 – Сравнительная характеристика сорбентов

Виды сорбенты	Преимущества	Недостатки
Органические	Высокая эффективность применения, не наносят дополнительного вреда окружающей среде	Дороговизна материала, строгие требования к хранению
Синтетические	Простота применения, легкая эксплуатация	Сложный процесс отжима с использованием специального оборудования
Неорганические	Доступность и возможность производства в больших объемах	Малая эффективность применения, невозможность использования при работах на акватории

Проведя сравнительный анализ, был сделан вывод, что наиболее экологичными являются сорбирующие материалы на основе натуральных органических компонентов.

Было проведено исследование по использованию натуральных материалов, в качестве сорбентов для нефти и нефтепродуктов. В качестве природных сорбирующих компонентов были использованы:

1. Активированный уголь,
2. Древесный уголь,
3. Древесина.

Так как сорбирующие материалы на основе натуральных компонентов уступают по сорбционной емкости синтетическим, была проведена их обработка каучуком, для усиления несколько другого вектора действия в результате которого уменьшается действие капиллярных механизмов и усиливаются механизмы набухания, при этом происходит объединение нефтяных эмульсий и преобразование их в агломераты, которые легко удаляются с поверхности воды механическим способом.

На следующем этапе работы были определены основные характеристики полученных сорбирующих материалов. Они представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристики сорбирующих материалов

Сорбирующая основа	Коэф. сорбции	Коэф. десорбции	Влагоемкость (г)	Плаучесть (21 день)
Древесный уголь	6,875	0,167	1,5	+
Уголь актив.	5,7	0,134	1,9	+
Древесина	6,8	0,167	3,3	+

На основании полученных результатов можно сделать вывод, что, не смотря на небольшие значения коэффициентов сорбции анализируемых природных материалов, они приобретают свойства высокой плаучести. Полученные сорбенты могут находиться на водной поверхности более двух недель. Это является преимуществом по отношению к синтетическим компонентам, которые, как правило, тонут в течение недели, унося на дно всю поглощённую нефть и нефтепродукты, тем самым нанося дополнительный вред окружающей среде [3].

Так же отличительной характеристикой синтезированных материалов является их небольшое значение коэффициента десорбции.

Десорбция – это процесс обратный сорбции, то есть переход поглощённого вещества из сорбента.

У синтетических сорбентов этот коэффициент выше, а это значит, что, не смотря на высокую степень поглощаемости нефти и

нефтепродуктов изначально, большая их часть может перейти снова на водную поверхность при сборе сорбента.

Низкий показатель десорбции можно рассматривать и с точки зрения недостатка полученных сорбционных материалов, так как это не позволяет использовать их повторно. Нами предлагается использовать отработанные сорбенты в качестве топлива. При этом отходы производства станут сырьем для новых материалов.

Коэффициент влагоемкости так же имеет низкие значения. И это выгодно отличает полученные сорбенты на основе природных органических материалов от синтетических. При низком значении влагоемкости по отношению к нефтеемкости происходит поглощение именно нефтяной части эмульсии, а водная составляющая практически не поглощается сорбентом.

Перечисленные характеристики синтезированных сорбентов на основе органических компонентов делают их перспективными для очистки водной поверхности от нефти и нефтепродуктов. Они могут найти широкое применение при бурении скважин, очистке нефтеловушек на базах производственного обслуживания. Они являются органической частью экосистемы и соответствуют в наибольшей степени международным экологическим требованиям.

Список литературы

1. Каменщиков Ф.А., Богомольный Е.И. Удаление нефтепродуктов с водной поверхности и грунта. М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 528 с.
2. Горожанкина Г.И., Пинчукова Л.И. Сорбенты для сбора нефти: сравнительные характеристики и особенности применения // Трубопроводный транспорт нефти. – 2000. – № 4. – С.12-17.
3. Бордунов В.В., Коваль Е.О., Соболев И.А. Полимерные волокнистые сорбенты для сбора нефти // Нефтегазовые технологии. – 2000. – № 6. – С. 30-31.

ВЯЗКОУПРУГИЕ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫЕ ВЕЩЕСТВА КАК ПЕРСПЕКТИВНЫЕ СОСТАВЫ ДЛЯ ПРОЦЕССОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ НЕФТЕДОБЫЧИ

М.А. Силин., Л.А. Магадова, П.К. Крисанова, А.А. Филатов

НОЦ «Промысловая химия», РГУ нефти и газа (НИУ) И.М. Губкина

krisanova_polina@mail.ru

Полимерные составы для процессов гидроразрыва пласта (ГРП) получили свое широкое распространение в середине прошлого века. Наиболее часто встречаются составы на основе сшитой гуаровой камеди. Они обладают высокой вязкостью необходимой для хорошей транспортирующей способности проппанта. Однако использование гуара в процессе ГРП сопряжено с существенной проблемой: кольматация порового пространства неразрушенными остатками полимера, что ведет к снижению эффективности операции. Перспективной заменой полимерных составов являются жидкости на основе вязкоупругих поверхностно-активных веществ (ВУПАВ).

ВУПАВ также называют «чистыми жидкостями разрыва», потому что их применение оказывает минимальное повреждающее действие на пласт. В технологии кислотного гидроразрыва пласта (КГРП) применение ВУПАВ также позволяет решить ряд серьёзных проблем и повысить эффективность технологии. При введении ВУПАВ в кислоту образуются высоковязкие системы, использование которых способствует равномерному растворению породы по всей трещине, увеличению глубины проникновения состава и снижению его скоростных утечек.

В Научно-образовательном центре «Промысловая химия» при РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина осуществляется синтез отечественных ВУПАВ и разработка на их основе эффективных композиций для технологий проппантного и кислотного ГРП.

Разработан реагент-структурообразователь на основе смеси солей различной валентности, использование которого позволяет получить бесполимерную жидкость ГРП на основе алкилбетаинов со сниженной загрузкой ПАВ. О эффективном использовании разработанной бесполимерной жидкости свидетельствуют высокие вязкостные и упругие свойства композиций, которые остаются стабильными в течение времени необходимого для проведения операции ГРП.

Разработана бесполимерная композиция на основе бесхлорного псевдо-димерного ПАВ (ПДПАВ). ПДПАВ является производным

олеиновой кислоты. Наличие сразу двух гидрофобных хвостов способствует значительному росту вязкоупругих свойств при меньшей концентрации реагента. Синтез такого типа ПАВ осуществляется значительно проще, чем синтез аналогичных димерных ПАВ, и не требует использования реагентов, содержащих соединения хлора, которые могут негативно отразиться на качестве дальнейшей нефтепереработки. Данные составы могут использоваться не только в технологии пропантного ГРП, но и направленных кислотных обработках, т.к. их вязкоупругие свойства возможно варьируются в широком диапазоне и зависят от значений pH среды. Помимо этого ПДПАВ показывают себя как эффективная замена традиционным гидрофобизаторам.

Проводятся исследования по разработке композиции для применения в технологии КГРП на основе смеси двух ПАВ отечественного производства - алкиламидопропилдиметиламина (ААПДА) и алкилдиметиламинооксида (АДАО) в 12%-ной соляной кислоте. При совместном применении ААПДА и АДАО для загущения 12%-ной соляной кислоты наблюдается повышение вязкости по сравнению с системами при использовании индивидуальных ПАВ той же концентрации.

Предложен синтез амфотерного бесхлорного ПАВ на отечественном возобновляемом сырье, использование которого в смеси с доступным анионным ПАВ (АПАВ) в подобранном оптимальном соотношении показывает яркий синергетический эффект в изменении реологических свойств водных растворов. Данная композиция может быть рассмотрена и предложена в качестве бесполимерной жидкости ГРП.

Перечисленные композиции являются перспективными для применения в операциях интенсификации нефтегазодобычи. Исследовательская деятельность НОЦ «Промысловая химия» направлена на дальнейшее совершенствование предложенных систем, синтез и разработку модифицирующих реагентов-добавок, развитие, модернизацию существующих производств и поиск новых решений в синтезе бесхлорных ПАВ на базе отечественного экологически безопасного сырья.

РАЗВИТИЕ ЛАБОРАТОРИИ ИССЛЕДОВАНИЯ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ В ООО «ТННЦ»

М.С. Слинкина, С.А. Заночуев, к.т.н., В.Н. Рафиков,
А.В. Поляков, С.С. Магденко, Д.Ю. Ковалев, С.В. Мелехин

ООО «ТННЦ»

msslinkina@tnnc.rosneft.ru

В современных реалиях эффективная добыча углеводородов невозможна без применения химических реагентов (ХР). Применимость химии в процессах нефтедобычи можно разделить на несколько направлений. Первое – это реагенты, используемые для повышения нефтеотдачи. Сюда можно отнести различные типы химии, добавляемые в агенты закачки (например, ПАВы, полимеры). Второе направление – это применение реагентов, оказывающих воздействие на призабойную зону пласта: например, кислоты, блокирующие составы т.д. Еще одно направление использования химии – это воздействие на флюид с целью изменения его свойств. Такими реагентами могут выступать деэмульгаторы, депрессорные присадки, ингибиторы гидратообразования, добавки, позволяющие улучшить транспортные характеристики добываемой продукции.

Важным направлением использования химических реагентов также является повышение защитной функции технологического оборудования. К таким реагентам относятся ингибиторы коррозии, нейтрализаторы сероводорода, бактерициды и т.д.

Понятно, что перед использованием тех или иных химических реагентов на промыслах необходимо осуществлять не только лабораторные исследования, направленные на оценку их эффективности и совместимости реагентов с продукцией, но и их жесткий входной контроль на соответствие нормативным документам (ГОСТ, ТУ и т.д.), проводимый после осуществления закупки реагентов и их поставки на производственные базы недропользователя. К тому же, контроль за отсутствием хлорорганических соединений (ХОС) в продукции как никогда остро стоит перед нефтедобывающими компаниями.

Всё это и являлось предпосылками для создания и развития в ООО «ТННЦ» собственной лаборатории по исследованию химических реагентов с полной линейкой оборудования, позволяющего решать широкий спектр задач недропользователя в процессах нефтегазодобычи.

Еще в 2020 году было принято и прописано в стратегии развития ООО «ТННЦ» решение о создании лаборатории в поддержку методов химизации производственных процессов. С этого момента был запущен инвестиционный процесс на укомплектование лаборатории необходимым исследовательским оборудованием. Параллельно с этим, Компанией было дано поручение КНИПИ о создании участков по определению хлорорганических соединений как в нефти, так и в химических реагентах. В связи с этим в ООО «ТННЦ» в конце 2022 года принято решение об создании лаборатории исследований химических реагентов.

В рамках проекта было принято и инсталлировано 36 различных видов оборудования, которое позволяет решать задачи по разным направлениям. Наряду с простыми устройствами (мешалки, термостаты, печи и т.д.) широко применяемыми для методов исследования ХР, были приобретены высокотехнологичные устройства, использование которых как ускоряет процессы, так и позволяет получить дополнительную детальную информацию о составе и технологических свойствах применяемых химических реагентов.

В настоящее время в Компании остро стоит вопрос контроля за содержанием в товарной продукции хлорорганических соединений. Все химические реагенты, поступающие на объекты компании, не могут быть допущены к применению без проверки на отсутствие в их составе хлорорганических соединений. Десятки тысяч проб в год подвергаются испытаниям на ХОС. На базе ООО «ТННЦ» создан участок и внедрены методики по определению этого показателя, в рамках аттестованных и утвержденных в Компании методов. В том числе поставлены специальные хроматографические методы, позволяющие определять индивидуальные хлорорганические соединения.

Большое внимание уделяется развитию методов входного контроля химических реагентов. Цель входного контроля – это соответствие приобретенной у поставщика партии химреагента требованиям нормативного документа, предъявляемым для использования данного реагента. Перечень показателей для проведения испытаний зависит от типа химреагента.

Огромный блок текущих и потенциальных задач возникает при оценке эффективности действия химических реагентов. Уже сейчас проводятся работы по оценке эффективности растворителя АСПО, кислотных и блокирующих составов. Поставлены специальные методы по оценке коррозионной составляющей химических реагентов и их влияния на технологическое оборудование.

Бесспорно, что всегда, а в настоящий момент особенно, тренд Компании направлен на поиск перспективных и экономически выгодных методов повышения нефтеотдачи. Здесь также большие надежды связаны с применением специальных химических реагентов, способных значительно повысить эффективность проектов. На данном этапе большое внимание уделяется ПАВ-полимерному заводнению. На базе новой лаборатории поставлены специальные методы испытаний, по результатам которых можно будет судить о перспективе применения ХР для решения поставленных задач. В рамках целевого проекта проводятся исследования полимеров, ПАВов, а также их композиций в свободных объемах, используя для этого специальное оборудование (реометры, тензиометры, и т.д.).

Собственными силами, с привлечением Отдела разработки наукоемких систем ООО «ТННЦ», был разработан специальный программный модуль РН-ЛАБ.ХОС. Уже сейчас все тестируемые ХР проходят регистрацию с помощью этого программного модуля. Заполняются рабочие чек-листы по результатам измерений, хранится база данных и автоматически, по согласованной форме, выдаются протоколы испытаний. Использование ПО значительно оптимизировало процесс приемки и регистрации проб, а также выдачу отчетных материалов. Плановое развитие проекта под задачи входного контроля позволит продолжить оптимизацию деятельности лаборатории.

В 2023 - 2024 году силами лаборатории выполнены работы по следующим проектам:

- «Проведение лабораторных испытаний кислотных составов, применяемых для технологий ОПЗ добывающих и нагнетательных скважин пласта Б1 Северо-Лисовского месторождения»;
- «Лабораторные исследования кислотных составов для интенсификации добычи нефти и увеличения продуктивности скважин пласта Ук1 Верхнечонского месторождения»;
- «Проведение лабораторных испытаний блокирующих составов глушения с волокнистой структурой для условий высокопроницаемых коллекторов с АНПД пласта Вч-1,2»;
- «ЦИП 323 «Проведение лабораторных экспериментов по определению свойств растворов ПАВ и полимеров и формирование данных для гидродинамического моделирования. Обоснование ПАВ-полимерных композиций для проведения потоковых экспериментов».

Создание данного направления в ООО «ТННЦ» дает возможность участвовать в перспективных проектах Компании по направлениям развития МУН (ПАВ, полимеры, кислоты, газовое воздействие и пр). Уже сейчас реализуются такие крупные проекты Компании, как: планирование ПАВ-полимерного заводнения на

объектах компании, испытание различных кислотных составов, испытания блокирующих составов и других проектов. В ближайшей перспективе планируется дальнейшее развитие технологий, связанных с лабораторными исследованиями химических реагентов, используемых в процессах нефтедобычи. Также имеющиеся в ООО «ТННЦ» компетенции и огромный опыт по фильтрационным экспериментам позволят в полной мере обеспечить фактическими данными крупные проекты, направленные на повышение эффективности добычи нефти и газа в Компании.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ТЕРМОХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ПЕРОКСИДОМ ВОДОРОДА

А.Р. Тазеев, О.В. Аникин, А.В. Болотов, М.А. Варфоломеев

Институт геологии и нефтегазовых технологий,

Казанский федеральный университет

tazeev19980816@gmail.com

Освоение многих крупных месторождений, находящихся на завершающих этапах разработки требует новых интенсивных методов повышения нефтеотдачи. При этом применение термохимического воздействия на пласт все еще имеет значительный потенциал в качестве комплексного воздействия на продуктивность скважин с целью очистки призабойной зоны пласта (ПЗП) и интенсификации нефтенасыщенных зон с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами. Ключевым аспектом к оценке эффективности и применимости закачки термохимических композиций является предварительное изучение различных факторов на поведение реакционного состава.

В данной работе для оптимизации данной технологии и решения безопасного способа закачки пероксидных составов в пласт с возможностью контроля экзотермического процесса оценено влияние каталитической способности активных металлических центров породы терригенного коллектора, минерального состава пластовой воды, а также поверхности металлических стенок на термобарическое поведение растворов различной концентрации пероксида водорода.

Методом физического моделирования показано, что закачка коммерческого раствора пероксида водорода (37% масс.) в модель пласта приводит к частичной очистке от неподвижной нефти и тяжелых отложений, которые входят в состав породы, при этом регистрируется увеличение температуры до 180–240 °С в результате реакции разложения пероксида водорода при пластовых условиях месторождения Поволжья. Полученный высокий экзо-эффект, генерируемый разложением пероксида водорода, реализуем в результате инициации реакции при каталитическом участии породы. Дополнительная закачка катализаторов на основе марганца приводит к еще более интенсивной реакции с активным распространением теплового фронта по модели пласта и рассматривается в качестве эффективного применения данной технологии, как метода очистки

призабойной зоны от кольтматирующих отложений, снижения скин-фактора и повышения продуктивности скважин [1].

Исследование выполнено при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по договору № 075-15-2022-299 в рамках программы развития научно-исследовательского центра мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

Список литературы

1. Anikin O.V., Bolotov A.V., Minkhanov I.F., Varfolomeev M.A., Tazeev A.R., Chalin V.V., Lutfullin A.A., Abusalimov E.M. Factors influencing hydrogen peroxide decomposition dynamics for thermochemical treatment of bottomhole zone // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2022. – № 12. – Pp. 2587–2598.

ПОДБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ КИСЛОТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ДЛЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПРИЁМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

И.А. Таипов¹, А.А. Имамутдинова¹, Т.Р. Габидуллин¹,

Г.А. Щутский², Д.А. Герб²

¹ООО «РН-БашНИПИнефть»,

²ООО «РН-Юганскнефтегаз»

AA_Imamutdinova@bnipi.rosneft.ru

Призабойная зона является особой частью пласта, в которой происходит потеря основной доли энергии, затрачиваемой на движение жидкости. В процессе разработки месторождений происходит ухудшение фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта (ПЗП), на изменение которых негативно влияет качество закачиваемых вод: высокое содержание солеобразующих ионов, механических примесей и нефтепродуктов. Для восстановления приемистости нагнетательных скважин в основном применяется кислотная обработка ПЗП [1–3].

Целью работы является подбор оптимальной технологии кислотной обработки нагнетательных скважин в условиях высокотемпературных низкопроницаемых терригенных объектов Среднеобской нефтегазоносной области Западной Сибири на основе исследования состава кольматантов и оценки влияния применяемых для поддержания пластового давления (ППД) вод на фильтрационно-емкостные свойства породы ПЗП.

По результатам оценки рисков образования солей установлено, что закачиваемые воды на рассматриваемых объектах склонны к отложению кальцита в забойных условиях. Твердые взвешенные частицы (ТВЧ), содержащиеся в пробах нагнетаемых вод, представлены преимущественно кальцитом, терригенными разностями и в меньшей степени продуктами коррозии (оксиды железа). ТВЧ имеют размер более 5 мкм, что может создавать торцевую кольматацию в стволе скважины и закупоривать перфорационные отверстия или приводить к продвижению кольматанта на некоторую глубину пропантной пачки (в случае скважины с проведенным гидроразрывом пласта). По результатам исследования физико-химических характеристик нагнетаемых вод отмечается высокое содержание нефтепродуктов (более 100 мг/л). Для условий исследуемых объектов, учитывая смешанный состав

кольматантов, эффективным будет применение растворов соляной кислоты, глинокислоты, а также углеводородного растворителя для очистки интервала перфорации от нефтепродуктов.

С целью определения оптимальной технологии кислотной обработки для условий рассматриваемых объектов в качестве основного критерия эффективности выбран параметр – восстановление проницаемости после воздействия. По результатам фильтрационных исследований наиболее оптимальным вариантом является проведение обработки с применением следующих химических составов: предоторочка – углеводородный растворитель, солянокислотный состав на основе 12 % HCl и глинокислотный состав – 12 % HCl + 3 % HF, что позволяет очистить пористую среду от кольматантов.

Применение оптимальных составов, определённых с учетом типа кольматанта, позволит повысить эффективность кислотных обработок и увеличить приемистость нагнетательных скважин в условиях рассматриваемых объектов.

Список литературы

1. Фоломеев А.Е., Хатмуллин А.Р., Имамудинова А.А., Мингалишев Ф.К., Шайхнуров М.Ф., Беленкова Н.Г., Апкаримова Г.И., Рахимова А.В., Макатров А.К. Адаптация технологии обработки призабойной зоны скважин для условий низкопроницаемых терригенных коллекторов // Нефть. Газ. Новации. – 2022. – №8 (261). – С. 77-82.
2. Муртазина Т.М., Андреева Е.Е., Валеева С.Е. Опыт применения методов восстановления приемистости нагнетательных скважин // Экспозиция Нефть Газ. – 2019. – №6. – С. 30-32.
3. Альвард Анвар Али. Восстановление и регулирование приемистости нагнетательных скважин физико-химическими методами: автореф. дис. канд. техн. наук: 25.00.17. – Уфа, 2003. – 24 с.

ОЦЕНКА ХИМИЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА ЛИГНОСУЛЬФОНАТНЫХ СИСТЕМ

Г.А. Тептерева

ФГБОУ ВО «УГНТУ»

teptereva.tga@yandex.ru

Для оценки химического потенциала лигносульфонатных систем необходимо связать величину активности и молярную долю лигносульфоната в растворе. Тогда величину химического потенциала μ_i можно выразить как сумму стандартного химического потенциала μ_0 и логарифмической функции, связанной с молярной долей (x_i) и коэффициентом активности (f_i) лигносульфоната в водном растворе [1,4]:

$$\mu_i = \mu_0 + R \cdot T \cdot \ln f_i x_i \quad (1)$$

Если принять, что $f_i x_i \rightarrow 1$, то величина химического потенциала μ_i будет стремиться к его стандартному значению μ_0 .

Если в двухкомпонентной системе «лигносульфонат-вода» избыток первого компонента близок к нулю, им можно пренебречь и тогда изменение поверхностного натяжения (σ):

$$d\sigma = -\Gamma d\mu_0 \text{ или } -\Gamma \cdot R \cdot T \cdot \ln f_i x_i \quad (2)$$

Этим обосновывается применение уравнения Гиббса для каждого i -го компонента системы при адсорбции: $\Gamma_i = (d\sigma/df_i x_i) \cdot (f_i x_p / RT)$ или $\Gamma_i = d\sigma/d \ln f_i x_i \cdot 1/R \cdot T$ (3)

где Γ_i – гиббсовская (избыточная) удельная адсорбция i -го компонента или разность между числом молей компонента в объеме и молей, адсорбированных на поверхности.

При этом, ассоциаты воды в паре «лигносульфонат-вода» всегда будут вытеснены ионами лигносульфоната, натриевая соль которого имеет высокий уровень ионизации. Однако взаимодействие молекул воды с некоторыми отдельными функциональными группами лигносульфоната, согласно теории Флори-Штокмайера, возможно, но только с функциональными группами ближайших молекул. При физической молекулярной адсорбции действуют вандерваальсовы силы, поэтому энергия молекулы, адсорбированной на поверхности раздела, представляет собой сумму энергии взаимодействия молекулы лигносульфоната с окружающими ее молекулами воды, а также энергии ее взаимодействия с поверхностью твердой фазы. Возникает ион-дипольное взаимодействие, что становится источником

дополнительного уменьшения свободной энергии и стабилизации системы, поскольку $(-\Delta F_{\text{лст}}) > (-\Delta F_{\text{воды}})$ [2,3].

Поскольку при равновесии химические потенциалы каждого компонента системы выравниваются, изменение свободной энергии будет иметь вид:

$$\Delta F = -\Delta \mu_i^0 = RT \ln f_i x_i / f_i y_i = RT \ln K_{ai} = \text{const}_i \quad (4)$$

где K_{ai} – константа адсорбционного равновесия для каждого компонента i .

При этом, $K_a = f_i x_i / f_i y_i$ и, следовательно, одновременно $K_a = A \cdot \Gamma / \delta$.

Указанное позволяет применить метод Гиббса и считать, что

$$\Delta F = -\Delta G = -\Delta \mu_i^0 \quad (5)$$

Так получены численные значения свободной энергии лигносульфонатных систем и пределы изменения химического потенциала μ_i .

Таблица 1. Расчетные энергетические величины исходных лигносульфонатов и модифицированных систем

Расчетные величины	Нейтрально-сульфитный ЛСТ	Сульфитный ЛСТ	ФХЛС на основе сульфитного ЛСТ	ФХЛС-2М на основе нейтрально-сульфитного ЛСТ
<i>Гиббсовская адсорбция</i> $\Gamma_{\infty} \cdot 10^{-6}$, моль/м ²	0,72 до 1,44	1,2 до 4,97	0,73-2,89	0,93 до 7,61
<i>Предельная адсорбция</i> A , мг/л г тв. фазы	0,15	0,40	0,6	0,35
<i>Работа адсорбции</i> $W = RT \ln K_a$, Дж/моль	9416	6144	5365	10447
<i>Энергия Гиббса</i> $\Delta F = -\Delta G = RT \ln K_a$, Дж/моль	-9416	-6144	-5365	-10447
<i>Химический потенциал</i> $\mu = \mu_0 + R \cdot T \cdot \ln f_i x_i$, Дж/моль	1652÷708	1659÷708	1644÷703	1656÷708

Данные расчетов [4] коррелируют с характером работы лигносульфонатных систем, особенно систем нейтрально-сульфитных лигносульфонатов, где небольшая длина молекул соизмерима с полостями клатратных структур воды и снижает влияние гидроксильной группы на растворимость. Это позволяет, (по данным табл.), считать, что предпочтительной будет адсорбция

лигносульфоната, поскольку $(-\Delta F_{\text{лст}}) > (-\Delta F_{\text{воды}})$, где $-\Delta F_{\text{воды}}$ находится в пределах $1,96 \pm 2,3$ кДж/моль, что определяет структуру ассоциатов воды и их изменение под воздействием растворенных в ней лигносульфонатов.

В гомологическом ряду органических веществ величина произведения коэффициента распределения (К) вещества между раствором и твердым сорбентом на растворимость вещества C_S есть величина постоянная ($KC_S = \text{const}$), но для лигносульфонатов это правило (правило Траубе) нарушается по причинам непосредственного воздействия лигносульфонатов на структуру воды, что и приводит к переориентации. Этим оказывается активное влияние на энергию связи компонентов раствора и отражается на равновесном распределении лигносульфоната между твердой фазой и водой не только при концентрациях, близких к растворимости лигносульфонатов, но и в очень разбавленных растворах, когда $C/C_S \ll 1$.

Данные расчетов (табл.) показывают, что изменение химического потенциала (μ), как парциальная мольная энергия Гиббса при $p, T = \text{const}$ не зависит от молекулярной массы системы и находится для всех форм лигносульфонатных систем в одинаковых пределах $1652 \div 708$ Дж/моль [4].

Таким образом, особенности лигносульфонатов и их модифицированных производных в вопросах адсорбции на твердых фазах, защиты от солеотложений и коррозии, флотации при выделении минералов из природных руд, функциональных составов для нефтепромыслов химии и др., могут быть рассчитаны и спрогнозированы проведением оценки величины их химического потенциала в указанных пределах при их практическом применении.

Список литературы

1. Боголицын К.Г., Косяков Д.С., Горбова Н.С., Хвиюзов С.С. Дифференцированное определение констант кислотности структурных фрагментов лигнина // Химия растительного сырья. – 2007. – № 4. – С. 45–52.
2. Лихтман В.И., Шукин Е.Д., Ребиндер П.А. Физико-химическая механика. – Москва: Знание, 1958. – 64 с.
3. Блажей А., Шутый Л. Фенольные соединения растительного происхождения / перевод со словацкого канд. хим. наук Сергеева А.П. – М.: МИР. – 1977. – 239 с.
4. Тептерева Г.А. Становление и развитие производства и применения лигносульфонатов и их модифицированных производных: монография. – Уфа: Изд-во «Нефтегазовое дело». – 2023. – 271 с.

ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ЛИГНОСУЛЬФОНАТОВ В РАЗЛИЧНЫХ ПРОМЫШЛЕННЫХ СЕКТОРАХ СОВРЕМЕННОГО ПЕРИОДА

Г.А. Тептерева, Л.З. Рольник, Р.В. Климин

*ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной
технический университет»*

teptereva.tga@yandex.ru

Применение лигносульфонатов в различных технологических процессах апробировано в течение десятков лет, начиная с 30-х годов прошлого столетия. При делигнификации получают жидкие лигносульфонаты (щелока), которые потом высушивают до порошка. Порошкообразные ЛСТ применяются в ряде промышленных производств как сырьевые компоненты, которые служат и как самостоятельные вещества, обладающие поверхностной активностью, клеящими и связующими свойствами. Вполне обосновано их применение в строительных смесовых композициях, в литейном и металлургическом производстве для укрепления смеси для стержней, повышения устойчивости и снижения их осыпаемость, в строительстве автомобильных дорог и автодорожном деле в качестве обеспыливателя грунтовых подложек.

Давно и успешно применяют лигносульфонаты в фанерном производстве, производстве ДСП и ДВП, заменяя дорогостоящие и токсичные компоненты – фенолформальдегидные смолы; 20%-ная добавка лигносульфоната в клеевую композицию для получения фанеры, позволяет на 30% снизить использование фенолформальдегидных смол. Прочность фанеры и плит ДСП и ДВП при этом не уменьшается, а экологические риски производства – снижаются в разы. Кроме того, лигносульфонаты – это грануляторы, связующие для различных наполнителей, руд и др. в горном, металлургическом, разведочном деле.

И наоборот, лигносульфонаты могут использоваться не для агломерации, а для облегчения энергоемкости процессов помола твердых веществ; а также как пенообразователи при кислотном травлении металла;

В цементной и бетонной промышленности лигносульфонаты – это активные реагенты-разжижители смесей.

В дубильном производстве лигносульфонаты являются и сырьевой основой и качественным диспергатором для синтанов (синтетических дубителей).

Хорошо зарекомендовали себя лигносульфонаты в получении гравия на керамзитовой основе как эффективные добавки; пластифицирующий и склеивающий материал в производстве гипсокартонных листов.

Известно их применение как пластификаторов в производстве строительных материалов для ремонта (например, гипсокартон).

В текстильной промышленности для шлихования целлюлозной основы.

В сельском хозяйстве – для защиты растений и применения в качестве углеводной добавки в кормовые смеси.

В горном деле – как реагент для флотации руд.

Лигносульфонаты – это еще и пластификаторы с гидрофильными свойствам, и поэтому активно используются для повышения прочности бетона, давая при этом рост показателей на 20- 25 % и способствуя уменьшению процессов расслаивания бетонов, их морозоустойчивости. Особенно ценным является их способность снижать расход цемента, не уменьшая вышеназванных качественных характеристик.

Для повышения эффективности нефтеотдачи скважин, процессов вскрытия, хранения и транспортировки нефти, лигносульфонаты используются наряду со ионогенными и неионогенными искусственными ПАВ.

В зависимости от условий эксплуатации, лигносульфонаты используют как деэмульгаторы; ингибиторы коррозии; ингибиторы отложения солей, твердых парафинов на поверхности оборудования; моющие средства; пенообразователи и стабилизаторы пены, закачиваемой в скважину для повышения нефтеотдачи; стабилизаторы буровых растворов. Перспективно направление использования лигносульфонатов в качестве водопонизителей и замедлителей сроков схватывания цемента при строительстве и ремонте скважин; использование фракций лигносульфонатов в качестве ВУС (вязкоупругих составов) при ремонте скважин; а также дифференцированное использование ароматической и полисахаридной частей лигносульфонатов в решении вопросов изоляции водопритоков.

Особенно актуально применение нейтрально-сульфитных лигносульфонатов в качестве реагентов-смачивателей для борьбы с лесными и низовыми пожарами, причем как в режиме тушения имеющихся очагов возгорания, так и в превентивном на потенциально опасных территориях.

Актуальным является использование нейтральных лигносульфонатов в вопросах восстановления окислительно-восстановительного потенциала (ОВП) почвы при заболевании

лесных массивов хлорозом, при заболачивании почвы, позволяющее восстанавливать плодородие.

Технические лигносульфонаты имеют высокие экологические, противопожарные и взрывобезопасные свойства; относятся к веществам 4-го класса опасности по степени воздействия на организм.

ВЛИЯНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ КОРРОЗИОННЫХ ИСПЫТАНИЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ

А. Т. Фаритов, Э.Х.Акмалтдинова, К.П. Денисов

ООО НПФ «Акрус-М»

atf@monicor.ru

Анализ нормативной документации НК «Роснефть» и России по учету гидродинамического фактора при проведении коррозионных испытаний выявил, что при нормируется только скорость течения среды относительно образцов (ГОСТ.9.506) и то без указания на то, что она должна совпадать с реальной.

Если проанализировать подходы к этому вопросу в иностранной НТД, то там основной упор делается на напряжение сдвига и это фактически является общепринятым стандартом моделирования гидродинамических условий для коррозионных испытаний.

ASTM International (Американское общество испытаний и материалов) — международная организация, разрабатывающая и издающая добровольные стандарты для материалов, продуктов, систем и услуг.

Основное руководство по данной теме — это ASTM G170 «Лабораторная оценка и отбор ингибиторов коррозии для нефтяных месторождений и НПЗ». В руководстве описывается 3 метода испытаний, в требованиях ко всем участвует напряжение сдвига, как фактор, который должен быть одинаковым « в двух геометриях», т.е. на поверхности объекта лабораторного испытания и в трубопроводе.

NACE — Американское общество инженеров коррозионистов. Основополагающий документ по лабораторным коррозионным испытаниям — TM169/G31-12a «Стандартное руководство по лабораторным погружным испытаниям на коррозионную стойкость металлов». Согласно п. 9.7.1. «Информация по испытания при определенных условиях потока жидкости рассматривается в руководстве ASTM G170 и практическом руководстве G184 и G185». Последние 2 это практики применения G170.

Стандарт нефтяной компании SHELL — «Руководство по выбору ингибиторов коррозии при добыче нефти и газа» (Guideline for Corrosion Inhibitor Selection for Oil and Gas Production) SR.16.11956.

В данном руководстве в требованиях к лабораторным испытаниям сказано следующее.

«Высокая скорость потока имеет многофакторное влияние на эффективность ИК за счет увеличения вероятности десорбции ИК и усиление диффузионных процессов, которые увеличивают коррозию»

«Условия испытаний всегда должны воспроизводить реальные полевые условия и сценарии эксплуатации. Определение полевых условий должно как минимум включать $p\text{CO}_2$, $p\text{H}_2\text{S}$, органические кислоты, концентрацию агентов, общую щелочность, температуру, электропроводность, напряжение сдвига, наличие песка, $[\text{Fe}^{2+}]$, $[\text{Cl}^-]$, обводненность и т.д.»

«Методы испытаний на циркуляционной установке (flow loop) или RCE обычно требуются для напряжений сдвига, превышающих 25 Па. Такие методы испытаний, как вращающаяся клетка (ASTM G184/G202) и воздействие струи (ASTM G208) предоставляют ориентировочные данные, которые не могут быть напрямую связаны напряжением сдвига. Поэтому эти методы не считаются подходящими для окончательной квалификации при высоких напряжениях сдвига. Испытания для проверки эффективности при высоком сдвиге следует проводить в испытательной циркуляционной установке или использовать вращающийся цилиндрический электрод (RCE, ASTM G185), который обычно подходит только при умеренно высоком напряжении сдвига»

Как видно, в зарубежной нормативной базе моделирование гидродинамических условий производится путем воссоздания условий течения по критерию одинаковости напряжения сдвига в трубопроводе и на испытываемой поверхности.

Для исследований эффективности реагентов с учетом моделирование напряжения сдвига, как рекомендовано в зарубежных стандартах применяется «flow loop» отечественного производства - пилотная установка «Монитор-стенд-1».

С учетом диаметрального расположения образца в данном стенде была получена формула для определения скорости потока U (м/с) для заданного напряжения сдвига τ_w (Па):

$$U = \left(\frac{25,3((\pi + 2)D - 2b)D^{0,25}\tau_w}{(\pi D - 4b)v^{0,25}\rho} \right)^{0,571}$$

где

где v - кинематическая вязкость жидкости (м²/с)

b - ширина образца

D - внутренний диаметр стенда

ρ - плотность жидкости (кг/м³)

Для примера влияния напряжения сдвига на результаты определения скорости коррозии приводим результаты, полученные при проведении коррозионных испытаний в одних и тех же условиях, но с разными напряжениями сдвига, для одного из предприятий, расположенных на Сахалине (Таблица 1).

Первые испытания выполнены при слабом перемешивании в ячейке 100 об/мин с продувкой CO₂, вторые — при создании напряжении сдвига 360 Па в циркуляционном стенде. Температура 60 °С.

Таблица 1 — Результаты при разных напряжениях сдвига

Метод измерения скорости коррозии	Скорость коррозии, мм/год при разных напряжениях сдвига (среда одна)	
	Циркуляционная установка. Линейная скорость, 4.4 м/с. Напряжение сдвига 360 Па (эксперимент) для гравиметрических образцов, у LPR - 55 Па (расчет), время - 500 часов	Цилиндрическая ячейка с нижней мешалкой. Частота 100 об/мин, линейная скорость 0.2 м/с. Напряжение сдвига – 0.1 Па (расчет по G190), время - 150 часов
LPR (среднее)	0,97±0,32	0,16
Гравиметрия	1,49±0,06	0,12

Выводы.

1. Напряжение сдвига является важным и общепринятым в мировой практике исследования коррозии параметром, определяющим скорость электрохимических реакция на поверхности металла и влияющим на процессы адсорбции/десорбции молекул ингибиторов коррозии, что отражается на их эффективности. Рекомендуется ввести в ЛНД НК Роснефть требования об обязательном учете данного параметра.

2. По примеру зарубежных практик рекомендуется ввести в ЛНД НК «Роснефть» испытания ингибиторов коррозии на циркуляционной установке как последний из этапов проведения лабораторного тестирования реагентов для промышленных условий, где возможно напряжение сдвига более 25 Па.

ИССЛЕДОВАНИЕ ОСАДКООБРАЗУЮЩИХ СИСТЕМ НА ОСНОВЕ ВЫСОКОМИНЕРАЛИЗОВАННОЙ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ ДЛЯ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЁМИСТОСТИ ДЛЯ УСЛОВИЙ ВОСТОЧНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

А.Е. Фоломеев¹, А.Р. Хатмуллин¹, Б.Р. Гильмутдинов¹,

А.И. Шаяхметов², Д.И. Арсланова²

¹ООО «Иркутская нефтяная компания»,

²ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический
университет»

Folomeev_AE@irkutskoil.ru

Большинство месторождений в Российской Федерации разрабатываются с использованием заводнения, в результате которого образуется остаточная нефть в плохо дренируемых, застойных зонах, линзах и пропластках с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами [1]. В связи с этим является актуальным внедрение методов увеличения нефтеотдачи (МУН), направленных на увеличение коэффициента охвата пласта заводнением путём ограничения холостой циркуляции нагнетаемой воды.

В настоящее время широко распространены малообъёмные физико-химические МУН, подразумевающие закачку сравнительно небольших объёмов изолирующих составов. В данном случае барьер для нагнетаемой воды создается в призабойной зоне пласта и технология классифицируется как выравнивание профиля приёмистости (ВПП) [2].

В работе представлены результаты испытаний системы для выравнивания профиля приёмистости на основе щелочного осадителя и высокоминерализованной пластовой воды одного из месторождений Восточной Сибири. Применение осадкообразующих систем в качестве агентов для ВПП и увеличения нефтеотдачи основано на снижении проницаемости высокопроницаемых интервалов пласта в результате их коагуляции образующимся нерастворимым осадком при смешении химических реагентов с осадкообразователем. Преимуществом данной технологии является высокая селективность воздействия на пласт, ввиду более высокой фазовой проницаемости пласта по воде. В качестве примера можно рассмотреть смешение растворов хлористого кальция и сульфата натрия, которое приводит к образованию нерастворимого осадка в виде сернокислых солей кальция (гипса, ангидрида, бассанита). В качестве альтернативы

можно использовать водные растворы сульфата алюминия, хлорида кальция, карбоната натрия, гидроксида натрия [3]. Технология применения подобных составов заключается в их попеременной закачке в определённой пропорции для достижения необходимой степени образования осадка. Высокая минерализация пластовых вод Восточной Сибири позволяет рассматривать их в качестве одного из компонентов вышеуказанных систем [4].

Для определения количества и характеристик осадка при смешении минерализованных пластовых вод была использована методика, разработанная Дж.Е. Оддо и М.В. Томсоном [5]. В наибольшей степени склонны к образованию углекислых и сернокислых солей, выделены «жесткие» системы (образующие сульфаты) и «мягкие» (образующие карбонаты). Преимущество первого типа – большое количества осадка и как следствие, меньший объём закачки, второго типа – возможность снять избыточную кольматацию, в случае возникновения необходимости, простой солянокислотной обработкой. Испытаны варианты осаждения солей при смешении двух несовместимых вод и с использованием щелочных растворов различной концентрации.

Несмотря на несовместимость и наличие осложнений при добыче, обусловленных отложениями солей, смесь вод не способна образовывать существенное количество осадка, которое можно использовать для создания прочного водоизолирующего экрана. Наиболее эффективными осадкообразователями, установленными по результатам исследований, являются растворы щелочей, они позволяют получить высокую массу осадка в широком диапазоне объёмных соотношений в смеси раствора щелочи и минерализованной воды

В связи с этим, для фильтрационных исследований использованы низкоконцентрированные растворы гидроксида натрия, проведено сопоставление с приростом коэффициента вытеснения при закачке водоизолирующих составов на основе сшитых полимерных систем. По результатам выполненных работ выявлено, что удельные затраты на дополнительную добычу нефти при применении предложенных систем ниже, чем при использовании полимерных составов.

Список литературы

1.Захаров В.П., Исмагилов Т.А., Телин А.Г., Силин М.А. Регулирование фильтрационных потоков водоизолирующими технологиями при разработке нефтяных месторождений. – М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2010. – 225 с.

2.Хатмуллин А.Р., Фоломеев А.Е., Прочухан К.Ю. Лабораторные исследования сшитых полимерных систем для применения в условиях высоких

температуры и минерализации // Нефтепромысловая химия : Материалы VII Международной научно-практической конференции (XV Всероссийской научно-практической конференции), Москва, 19 ноября 2020 года. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2020. – С. 90-92. – EDN PEUJUN

3. Земцов Ю.В., Баранов А.В., Гордеев А.О. Обзор физико-химических МУН, применяемых в Западной Сибири, и эффективности их использования в различных геолого-физических условиях // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – №7. – С.11-21.

4. Салихов Р.М., Чертовских Е.О., Гильмутдинов Б.Р. и др. Опыт борьбы с гипсообразованием в условиях аномально высокой концентрации солеобразующих ионов на Ярактинском месторождении // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 9. – С. 128-132.

5. Oddo J. E., Tomson M B. Method predicts well bore scale, corrosion // Oil and Gas. 1998. June. – Vol. 96. – 23. – Pp. 107-114.

СРАВНЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КАТАЛИЗАТОРОВ АКВАТЕРМОЛИЗА НА ПРИМЕРЕ КАРБОНАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ

В.В. Чалин¹, И.Ф. Минханов¹, М.А. Варфоломеев¹, А.В. Болотов¹,
А.Р. Тазеев¹, С.И. Кудряшов², И.С. Афанасьев², А.В. Соловьев²,
Г.В. Сансиев², Д.А. Антоненко², К.А. Дубровин², Я.О. Симаков²

¹ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет»,

²АО «Зарубежнефть»

chalin.o@mail.ru

Потребность мировой экономики в углеводородном сырье продолжает расти с каждым годом, как и добыча нефти в целом [1], при этом, согласно различным оценкам, доля запасов сверхвязких нефтей составляет более 25% от общемировых [2].

Наиболее эффективным и распространенным способом добычи сверхвязких нефтей является внедрение тепловых методов увеличения нефтеотдачи, механизм воздействия которых основан на снижении вязкости нефти и увеличении ее подвижности в пласте [3]. При этом осуществляется нагнетание в пласт теплоносителя – перегретой воды, пара, – либо окислителя (воздуха) в случае реализации внутрислового горения. Согласно исследованиям, проводившимся в последние десятилетия, эффективность добычи сверхвязкой нефти возможно увеличить за счет комбинированного паротеплового воздействия с добавлением катализаторов аквагермолиза [4].

В рамках работы были проведены комплексные исследования эффективности двух катализаторов аквагермолиза: нефтерастворимого на основе таллатов никеля и железа (также дополнительно добавлялся донор водорода нефрас С4–155/205, который является смесью нафтенных и ароматических углеводородов), и водорастворимого – водного раствора сульфата никеля. Исследования заключались в проведении фильтрационных исследований на уникальной научной установке для физико-химического моделирования внутрислового горения и парогравитационного дренажа (рег. номер 2083849, РФ) с определением коэффициента вытеснения нефти (Квыт), измерении вязкости нефти до и после паротеплового воздействия, а также оценке изменения группового состава нефти методом SARA-анализа.

По результатам экспериментов с нефтерастворимым катализатором наибольшее вытеснение нефти было получено в эксперименте при комплексном воздействии пара, катализатора и

донора водорода и составило 45.0%. При воздействии пара (контрольный эксперимент) и пара с растворителем Квыт составили 27.9% и 37.2% соответственно. Данные SARA-анализа вытесненной в эксперименте нефти также подтверждают увеличение доли насыщенных и ароматических углеводородов и уменьшение доли асфальтенов более чем на 10.9% по сравнению с исходной нефтью, что определяет эффективность совместного применения пара, нефтерастворимого катализатора и донора водорода.

С применением водорастворимого катализатора было проведено 3 эксперимента. Согласно полученным результатам, увеличение выдержки катализатора с 12 до 24 часов позволило повысить Квыт с 34.2% до 36.3%, что является наилучшим показателем в серии экспериментов. Увеличение объема закачки катализатора с 1 до 2 объемов пор позволило увеличить Квыт до 34.6%. Таким образом, увеличение времени выдержки катализатора имеет больший вклад в повышение Квыт, чем увеличение объема закачки катализатора, при этом также были получены наилучшие свойства вытесненной нефти (наименьшая вязкость и меньшее количество смол и асфальтенов).

Работа выполнена при поддержке Российского научного фонда по проекту РНФ 21-129 (соглашение с РНФ № 21-73-30023 от 17.03.2021 г.).

Список литературы

1. OPEC Monthly Oil Market Report – April 2024. – 79 p.
2. Muraza O., Galadima A. Aquathermolysis of heavy oil: A review and perspective on catalyst development //Fuel. – 2015. – V. 157. – Pp. 219-231.
3. Mokheimer E. M., Hamdy M., Abubakar Z., Shakeel M. R., Habib M. A., Mahmoud M. A comprehensive review of thermal enhanced oil recovery: techniques evaluation //Journal of Energy Resources Technology. – 2019. – V. 141. – №. 3. – Pp. 1-12.
4. Minkhanov I.F., Chalin V.V., Tazeev A.R., Bolotov A.V., Mukhamatdinov I.I., Sitnov S.A., Vakhin A.V., Varfolomeev M.A., Kudryashov S.I., Afanasiev I.S., Solovyev A.V., Sansiev G.V., Antonenko D.A., Dubrovin K.A., Simakov Ia.O. Integrated Modeling of the Catalytic Aquathermolysis Process to Evaluate the Efficiency in a Porous Medium by the Example of a Carbonate Extra-Viscous Oil Field //Catalysts. – 2023. – V. 13. – №. 2. – P. 283.

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО МОДУЛЯ ДЛЯ СТАТИСТИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ЛАБОРАТОРНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОДОДОБЫЧИ

А.А. Шустваль^{1, 2}, А.Е. Фоломеев¹

¹ООО «ИНК»,

²ФГБОУ ВО «ИРНИТУ»

shustval_aa@irkutskoil.ru, folomeev_AE@irkutskoil.ru

При проведении лабораторных исследований в нефтегазовододобычи необходимо использование статистики в качестве инструмента анализа получаемых результатов, позволяющего выдвигать новые научные гипотезы, строить корреляционные зависимости, выбирать более эффективные технологии производства и улучшать существующие. Помимо этого, статистика служит инструментом контроля получаемых результатов. Так как предоставляя в отчете окончательные значения прецизионности и правильности, необходимо всегда точно определять, какие данные, при их наличии, были исправлены или исключены. Благодаря данному инструменту снижается вероятность допущения ошибок, которые в свою очередь приводят к некорректным выводам в ходе проведения анализа [1].

Процесс статистической обработки требует затрат большого количества времени и усилий, поскольку часто проводится работа с большими объемами данных, а для полного и наглядного отражения полученных результатов необходимо использование графиков.

Проводя статистические обработки, с целью снижения затрат времени, повышения точности получаемых результатов и эффективности принимаемых решений, и используя статистику в качестве инструмента анализа и контроля, необходимо использование специализированного программного обеспечения, например, «Statistica» [2] или «LIMS IT Lab». В связи высокой стоимости данных продуктов и невозможности их интеграции напрямую в производственный портал ООО «ИНК», что способствовало бы более удобной и быстрой работе с данными, был разработан специализированный модуль на языке программирования python.

Данный модуль позволяет обнаружить «выбросы» в выборке данных, для этой цели применяется критерий Граббса с проверкой на один и два выброса. Помимо этого, реализована функция сравнения двух дисперсий, это необходимо при сравнении воспроизводимости двух методик анализа или контроле исправности приборов. Для этих задач используется критерий Фишера и критерий Кохрена [1].

Для проверки работоспособности разработанного модуля с производственного портала ООО «ИНК» из реестра исследования пропан-бутановой смеси были взяты данные за несколько месяцев, с целью проверки на наличие «выбросов» в каждом месяце и контроле прецизионности всех результатов между месяцами. По итогам данной обработки установили, что данные состава пропан-бутановой смеси каждого взятого месяца имеют одинаковую воспроизводимость результатов (все дисперсии однородны), количество «выбросов» в каждом месяце оказалось незначительным.

Список литературы

1. ГОСТ Р ИСО 5725-2 – 2002. Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений. Часть 2. Основной метод определения повторяемости и воспроизводимости стандартного метода измерений: гос. стандарт Российской Федерации: дата введения 2002-11-01. – М.: Стандартиформ, 2009. – 42 с.
2. Гржибовский, А. М., Иванов С. В., Горбатова М. А. Описательная статистика с использованием пакетов статистических программ Statistica и Spss // Наука и Здравоохранение: электрон. журн. – 2016. – № 1. – С. 7-23.

МОДИФИКАЦИЯ СВОЙСТВ ИНТЕНСИФИЦИРУЮЩЕЙ ХЕЛАТНОЙ КОМПОЗИЦИИ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ЕЁ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Т.И. Юнусов, Ф. Давлетшина,

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина

timyun96@gmail.com

С увеличением доли запасов углеводородов, приуроченным к коллекторам с осложнёнными условиями добычи, особую роль приобретают новые решения для стимуляции добычи. Одним из таких для высокотемпературных карбонатных коллекторов является применение хелатных композиций. Они довольно медленно реагируют с породой по механизму поверхностного комплексообразования, приводя к образованию червоточин, при этом оставаясь неагрессивными по отношению к металлическому оборудованию и пластовым флюидам. [1]. Данные реагенты были предложены к применению в конце XX века и с тех пор довольно успешно применялись в различных условиях.

Тем не менее, их использование в промышленной практике остается спорадическим. Это обусловлено двумя факторами: низкое значение растворяющей способности хелатных реагентов, и малая исследованность их взаимодействия с породой и пластовыми флюидами. Это приводит к неоптимальным решениям при обработке: крайне высокой концентрации реагента и введению добавок, дорогих, но бесполезных. Таким образом, целью работы является модификация хелатной композиции на основе этилендиаминтетрауксусной кислоты (ЭДТА), а именно увеличение её растворяющей способности и изменение коллоидно-химических свойств.

Увеличение растворяющей способности достигалось за счёт оптимального выбора соли ЭДТА, концентрация реагента и органических добавок. Исследования растворяющей способности проводились в диапазоне температур от 25°C до 120°C. Показано, что оптимальным реагентом с наибольшей растворяющей способностью является тринатриевая соль ЭДТА. Оптимальная концентрация реагента составила 0,4 М (13,6% масс.), что ниже, чем обычно применяемая 0,6 М (22% масс). Также наблюдалось увеличение растворяющей способности при добавлении лимонной кислоты, которое составило 15,7% при 25°C, 28,1% при 80°C и 13,5% при 120°C (концентрация кислоты – 0,05 М).

Модификация поверхностно активных свойств, в число которых входили: изменение смачиваемости породы, изменение межфазного натяжения (МФН) на границе с углеводородами, совместимость с пластовыми флюидами, производилось путём введения поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Всего было отобрано 9 катионных, анионных и амфотерных ПАВ, устойчивых как в виде водных растворов, так и в составе ПАВ-хелатных композиций в диапазоне температур от 25 до 120°C. Установлено, что МФН ПАВ-хелатных композиций на основе анионных ПАВ и ПАВ класса четвертичных аммониевых соединений ниже, чем у водных растворов ПАВ, а у амфолитных ПАВ изменения не происходит. Оптимальная концентрация, выше которой не наблюдается снижения МФН для всех исследуемых ПАВ, составила 0,05% масс.

Изучалось изменение смачиваемости гидрофобной карбонатной породы, при воздействии ПАВ-хелатных композиций при температуре 120°C. Использовались методы прямого измерения угла смачивания и капиллярного подъёма Уошберна. Показано, что введение катионных и амфолитных ПАВ приводит к сильному изменению смачиваемости породы в сторону гидрофильности, более высокому, чем у обоих компонентов композиции. Кроме того, введение ПАВ восстанавливает растворяющую способность за счёт гидрофилизации поверхности породы. В качестве оптимального ПАВ был выбран диметилалкиламинооксид с длиной цепи C₁₂-C₁₈.

Также была показана высокая совместимость ПАВ-хелатной композиции с чувствительной нефтью: при контакте с ней как в условиях свободного объёма, так и в условиях пористой среды не наблюдается образование стойких осадков и эмульсий. Финальным шагом являлась фильтрация композиции через нефтенасыщенный образец карбонатной породы. Показано, что разработанная композиция образует сквозную червоточину, без разрушения образца, резкого роста перепада давления и образования стойкой эмульсии.

Данная работа демонстрирует возможность успешной модификации ПАВ-хелатной композиции за счёт изменения растворяющей способности и коллоидно-химических свойств, что потенциально может придать ей более широкое применение в самых сложных условиях.

Список литературы

1. Силин М.А., Магадова Л.А., Давлетшина Л.Ф., Юнусов Т.И., Микулов В.А. Экспериментальное и теоретическое исследование растворения карбонатной породы в хелатных реагентах // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М.Губкина. – 2022. – №2. – С.20-36.

ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ И ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПОЗИЦИОННЫХ ПАВ В ПРОЦЕССАХ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

М.Р. Якубов

ИОФХ им. А.Е. Арбузова ФИЦ КазНЦ РАН

yakubovmr@mail.ru

Поверхностно-активные вещества (ПАВ) широко используются в нефтяной промышленности, поскольку они способны влиять на границу раздела вода/нефть, свойства поверхности пород и обеспечивать деэмульсацию добываемой продукции скважин. Для успешного использования в различных процессах рецептуры ПАВ должны быть оптимизированы применительно к характеристикам целевого объекта. Обычно это делается с помощью скрининга ПАВ, который по-прежнему остается сложным процессом, требующим времени и материальных ресурсов. Существуют две основные причины, которые делают скрининг ПАВ сложной задачей [1]. Во-первых, применимость ПАВ существенно зависит от множества физико-химических характеристик нефти, воды и породы коллектора, а также особенностей технологических процессов. Во-вторых, существует широкий спектр товарных продуктов от различных производителей, которые могут быть использованы в процессах добычи и подготовки нефти. Например, адсорбция ПАВ на породе является важным параметром, влияющим на эффективность их использования в процессах заводнения и, следовательно, экономическую эффективность проектов по повышению нефтеотдачи. Адсорбция ПАВ зависит от температуры, минерализации и pH пластовой воды, а также от состава минеральных компонентов породы пласта [2]. В последнее время значительные исследовательские усилия были направлены на совершенствование методов, используемых для контроля адсорбции ПАВ в пласте и минимизации этого фактора. Кроме того, современные исследования ориентированы на нахождение более эффективных ПАВ или их композиций, а также на оптимизацию методов закачки химических реагентов в пласт, т.е. на применение новых комплексных технологий (ПАВ-полимерное, ПАВ-полимерно-щелочное заводнение, мицеллярное, микроэмульсионное заводнение и др.). В последнее время различные научные коллективы дополнительно осуществляют исследования по следующим основным направлениям:

- разработка композиционных составов с включением наночастиц, которые могут улучшить эффективность ПАВ;

- разработка методов инкапсуляции ПАВ для контроля высвобождения их в процессе закачки;
- исследование влияния молекулярной структуры ПАВ на смачиваемость породы и нефтеотдачу;
- разработка природных ПАВ/биоПАВ для снижения экологических последствий.

Традиционные технологии, использующие ПАВ для повышения нефтеотдачи, могут быть разделены на две группы. К первой группе относятся технологии, в которых нагнетается раствор, содержащий низкую концентрацию ПАВ (0,1-0,2 мас.%) в виде мицеллярного раствора. Во второй группе используется относительно высокая концентрация ПАВ (2-10 мас.%) - микроэмульсионное заводнение. Интерес к микроэмульсии с точки зрения повышения нефтеотдачи вызван их способностью понижать межфазное натяжение до ультранизких значений и способностью извлекать остаточную нефть из низкопроницаемых пластов.

В результате фундаментальных исследований в ИОФХ им. А.Е. Арбузова проведен подбор составов микроэмульсий на основе ПАВ, ароматических углеводородов (толуол и ксилолы), спирта (изопропанол) и воды, определены их характеристики: устойчивость во времени и при разбавлении пресной и минерализованной водой. Совместное применение нескольких типов ПАВ и варьирование их соотношения оказалось более эффективным при неограниченном разбавлении пресной и минерализованной водой. В результате физического моделирования процесса нефтевытеснения с целью отработки программы проведения экспериментальных работ для терригенного пласта выявлен ряд особенностей, повышающих эффективность разработанных составов. В частности, показано, что выдерживание микроэмульсий в породе и их диффузионное распределение перед довытеснением водой обеспечивает более эффективное извлечение нефти. Наиболее эффективные из выбранных составов исследованы методом динамического рассеяния света, в результате чего показано, что микроэмульсии характеризуются узким распределением с доминированием частиц диаметром 8-10 нм.

Опытно-промысловые испытания разработанных составов позволили оценить их эффективность на нескольких месторождениях, осложненных трудноизвлекаемыми запасами. Наиболее существенный результат был достигнут на выбранном участке девонской залежи Заречного месторождения (Татарстан), характеризующегося высокой степенью выработанности запасов. С целью повышения нефтеотдачи пластов была организована закачка 1% раствора микроэмульсии в пластовой воде через пять нагнетательных скважин в соответствии с их приемистостью. В

результате по ряду добывающих скважин наблюдалось существенное (в 2 и более раза в течение более 2-х месяцев) увеличение дебита по нефти и снижение обводненности продукции. Основной эффект начинает проявляться через 1-2 месяца после закачки, достигая максимума через 3 месяца, после чего в большинстве случаев фиксируется постепенное снижение дебита по нефти. Мероприятия по закачке микроэмульсии повторялись с определенной периодичностью, в зависимости от динамики изменения дебитов на реагирующих скважинах. Суммарная дополнительная добыча за весь период испытаний позволила оценить эффективность разработанных составов, которая составила около 100 тонн нефти на 1 тонну закачанной микроэмульсии.

Образование устойчивых эмульсий на месторождениях с высоковязкой нефтью в скважинах с обводненностью более 30% является существенным негативным фактором из-за того, что вязкость продукции достигает значений 10000 сСт, что затрудняет работу глубинно-насосного оборудования и последующую транспортировку до узла предварительного сброса и промысловой подготовки. В некоторых случаях даже использование традиционных деэмульгаторов не позволяет разрушить сверхвязкие водонефтяные эмульсии. Повышение давления в системе нефтесбора препятствует притоку нефти из пласта и может явиться причиной порывов и утечки нефти с негативными экологическими последствиями. Для решения данной проблемы подобрана композиция ПАВ, которая эффективно разрушает высоковязкие эмульсии, что позволяет существенно улучшить работу глубинно-насосного оборудования и снизить давление в системе нефтесбора. Использование реагента не требует специального технологического оборудования и универсально для любых типов насосов. В результате использования новой композиции ПАВ на ряде месторождений прекратились проблемы с отказом насосного оборудования, а в некоторых случаях фиксируется увеличение продуктивности скважин.

Образование промежуточных слоёв в аппаратах промысловой подготовки нефти является существенным фактором, снижающим эффективность процесса нефтедобычи в целом. Даже незначительное количество промежуточного слоя в виде устойчивой эмульсии может изменить свойства большого объёма сырья за счёт перераспределения стабилизаторов и увеличения доли капель с устойчивыми оболочками. Как показывает практика, большинство предложенных технологий для разрушения промежуточных слоев являются энергозатратными и/или требуют использования дополнительного, зачастую сложного оборудования, что ведет к повышению энерго- и эксплуатационных затрат на осуществление процесса и делает их применение

экономически невыгодным. В этой связи поиск новых средств для разрушения водонефтяных высоковязких эмульсий, не связанных со значительными капиталовложениями, является актуальной задачей. Одним из актуальных направлений является поиск композиций ПАВ, способствующих эффективному разделению стойкой эмульсии. Применительно к промысловым объектам ПАО «Татнефть» для разрушения промежуточных слоев с повышенным содержанием механических примесей в ИОФХ им. А.Е. Арбузова разработаны водорастворимые композиционные составы на основе анионоактивных ПАВ, проявляющих повышенную поверхностную активность в воде с высокой минерализацией и показавших в результате промысловых испытаний экономическую эффективность при дозировке 1-5 кг на 1 м³ даже в зимний период при отрицательных температурах.

Список литературы

1. Massarweh O., Abushaikha A.S. The use of surfactants in enhanced oil recovery: A review of recent advances // Energy Reports. – (2020). – № 6. – Pp. 3150–3178.
2. Belhaj A.F., Elraies K.A., Mahmood S.M., Zulkifli N.N., Akbari S., Hussien O.S. The effect of surfactant concentration, salinity, temperature, and pH on surfactant adsorption for chemical enhanced oil recovery: A review // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2020. – №10. – Pp. 125–137.

ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЙ ХИМИИ

Тезисы докладов научно-технической конференции

ISBN 978-5-903404-30-8



9 785903 404308

450006, Башкортостан, Уфа, Ленина, 86/1, ООО «БашНИПИнефть»

E-mail: mail@bnipi.rosneft.ru