

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина»

НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

*XI Международная (XIX Всероссийская)
научно-практическая конференция*

27 июня 2024 года

тезисы докладов

Мероприятие проводится в рамках реализации Программы создания и развития научного центра мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты» при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-300 от 18.04.2022 г.

Москва, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
2024

УДК 061.3 + 541.1:622.276.5 + 665.6
Н58

Нефтепромысловая химия: XI Международная (XIX Всероссийская) научно-практическая конференция: тезисы докладов / отв. ред. Л.В. Иванова. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2024. – 5,47 Мб – Электрон.дан. - 1 электрон.опт.диск (CD-ROM); 12 см. – Систем.требования: компьютер IBM-PC совместимый; монитор, видеокарта, поддерживающ. разреш.1024x768; привод CD-ROM; программа для чтения pdf-файлов. – Загл.с этикетки диска. – ISBN 978-5-91961-553-8. – Текст. Изображение: электронные.

В сборнике представлены материалы докладов, отражающих современное состояние научно-исследовательских и опытно-промышленных работ по проблемам применения реагентов для бурения, заканчивания и ремонта скважин; реагентов и технологии их применения в процессах повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти; разработки и применения современных защитных материалов и ингибиторов коррозии, бактерицидов, ингибиторов солеотложения и парафиноотложения для нефтяного и газового оборудования; водорастворимых полимерных материалов в процессах эксплуатации нефтяных месторождений; поверхностно-активных веществ в нефтяной и газовой промышленности; физико-химическим исследованиям нефтей и реагентов, применяемых для добычи нефти и газа.

Текст докладов представлен в авторской редакции.

Ответственный редактор:
д.т.н., проф. Л.В. Иванова

Редакционная коллегия:
д.х.н., проф. М.А. Силин, д.т.н., проф. Л.А. Магадова

Минимальные системные требования:

Тип компьютера, процессор, частота: IBM-PC совместимый

Видеосистема: монитор, видеокарта, поддерживающая разрешение 1024x768

Дополнительное оборудование: привод CD-ROM

Дополнительное программное обеспечение: программа для чтения pdf-файлов.

ISBN 978-5-91961-553-8

© РГУ нефти и газа (НИУ) имени
И.М. Губкина, 2024

© Коллектив авторов, 2024

ОРГКОМИТЕТ

Председатель:

Мартынов В.Г. – ректор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Заместители председателя:

Кошелев В.Н. – проректор по учебной работе РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, заведующий кафедрой органической химии и химии нефти

Калашников П.К. – проректор по научной работе РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Тонконогов Б.П. – декан факультета химической технологии и экологии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Силин М.А. – заведующий кафедрой технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Члены оргкомитета:

Воеводкин В.Л. – директор департамента ПАО «ЛУКОЙЛ»

Кучеров В.Г. – доцент департамента энергетических технологий Королевского технологического университета (г. Стокгольм)

Магадова Л.А. – директор НОЦ «Промысловая химия», профессор кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Петраков А.М. – технический советник НТС АО «ВНИИнефть», д.т.н., профессор

Тимашев Э.О. – директор Департамента технического регулирования и развития корпоративного научно-проектного комплекса ПАО «НК «Роснефть»

Хасанов М.М. – директор по науке Блока разведки и добычи ПАО «Газпром нефть»

Секретари оргкомитета:

Иванова Л.В. – профессор кафедры органической химии и химии нефти РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Давлетшина Л.Ф. – профессор кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Аксенова С.В. – м.н.с. отделения НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты» при РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Соколова В.В. – м.н.с. отделения НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты» при РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Генеральный информационный партнер конференции
научно-практический журнал «Время колтубинга. Время ГРП»,
председатель редакционного совета Лапотентова Елена Борисовна

1. Реагенты для бурения, заканчивания и ремонта скважин

АНАЛИЗ НЕЙТРАЛЬНЫХ ЩЕЛОКОВ НА КОЛИЧЕСТВЕННОЕ СОДЕРЖАНИЕ АРОМАТИЧЕСКОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ

¹Агишев Р.Е., ¹Тептерева Г.А., ¹Иванчина Е.А., ²Кашина М.О.

¹Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

²Пермский Целлюлозно-бумажный комбинат, г. Пермь

Roman.Agishev@gmail.com

Основной задачей процесса делигнификации древесного сырья является максимальное извлечение лигнина с сохранением углеводной части древесины.

В процессе сульфитной и нейтрально-сульфитной варки протекает несколько реакций лигнина:

1. Реакция сульфирования лигнина с образованием лигносульфоната натрия, соли лигносульфоновых кислот, переходящей в раствор.

2. Реакция конденсации лигнина, в процессе данной реакции лигнин в раствор не переходит.

Также в процессе делигнификации в результате побочных реакций в раствор переходят и другие компоненты древесины: полисахариды, экстрактивные вещества, смолы и т.д.

По окончании процесса данный раствор, называемый отработанным щелоком, удаляют с содержанием сухих веществ 8-9% и подвергают упариванию до 47-55%. Упаренные щелока получили название лигносульфонаты, по названию компонента, содержащегося в них в большем количестве по сравнению с другими веществами. Лигносульфонат натрия является основной частью ароматической составляющей отработанных щелоков.

Одной из сфер применения лигносульфонатов является производство буровых растворов, в частности ФХЛС, где важным показателем является содержание лигносульфоната натрия.

Для определения содержания ароматической составляющей (лигносульфоната натрия), как основного вещества, при анализе щелока, использовали методику, основанную на реакции пробы щелока с 5%-ным раствором 2-нафтиламина в 10%-ном растворе соляной кислоты. Анализ проводился при нагревании на водяной бане в течение одного часа на кипящей водяной бане. Выделившийся осадок после охлаждения отфильтровали и высушили до постоянного веса.

По данной методике были исследованы упаренный щелок 46% Сясьского ЦБК, отработанный щелок 8,8% до упаривания Пермского ЦБК, и упаренный щелок 47% Пермского ЦБК. Все щелока были доведены до содержания сухих веществ 8,8%. Также была проведена холостая проба с водой. Результаты представлены в таблице.

Таблица – Содержание ЛС в сульфитных и нейтрально-сульфитных щелоках

№	Продукт	Вес осадка, г	ЛС, г	ЛС, %	ЛС в 47%, %
1	Холостая проба	0	0	0	0
2	СЦБК	0,6677	0,6460	6,5	34,5
3	СЦБК	0,6585	0,6370	6,4	34,0
4	ПЦБК упаренный	0,4275	0,4136	4,1	22,1
5	ПЦБК упаренный	0,4320	0,4179	4,2	22,3
6	ПЦБК до выпарки	0,4456	0,4311	4,3	23,0
7	ПЦБК до выпарки	0,4325	0,4184	4,2	22,3
8	ПЦБК 7,8%	0,3949	0,3821	3,8	20,4

Исходя из полученных значений ароматическая часть упаренного до 47% щелока Сясьского ЦБК содержит в среднем 34-35% ароматической составляющей, в то время как ароматическая составляющая щелоков Пермского ЦБК после нейтрально-сульфитного процесса варки составляет в среднем 22-23%, данные показатели обусловлены более высокой степенью делигнификации древесного сырья на Сясьском ЦБК, в виду чего в раствор переходит большее количество входящих в состав ароматической составляющей древесины (таннидов).

Сходимость результатов позволяет использовать указанный метод для определения содержания ароматической части в сульфитных и нейтрально-сульфитных щелоках. Результаты согласуются с полученными ранее результатами исследований альтернативными методами.

ЛИТЕРАТУРА

1. Никитин В.М. Химия древесины и целлюлозы: Учебное пособие/ В.М. Никитин, А.В. Оболенская, В.П. Щеголев. Москва. : Лесная пром-сть, 1978. 368 с.
2. Тептерева Г.А. Становление и развитие производства и применения лигносульфонатов и их модифицированных производных: монография/ Г. А. Тептерева; Изд.2-е, перераб. и доп. Уфа: Нефтегазовое дело, 2023. 271 с.
3. Никитин В.М. Лигнин: Текст/Проф. В. М. Никитин, д-р хим. наук. - Москва ; Ленинград : Гослесбумиздат, 1961. 316 с.

ЭМУЛЬГАТОРЫ В ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЯХ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ В РФ

Заворотный В.Л., Давлетшина Л.Ф., Гаврилук И.А., Богуцкая М.В.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
119991, Москва, Ленинский пр., д. 65, корп. 1(+7 916 850 17 64),
zavorotnyy51@yandex.ru

Востребованность в промывочных жидкостях на углеводородной основе (далее РУО) в отечественной практике бурения скважин не вызывает сомнений. Перспективы расширения минерально-сырьевой базы в России тесно связаны с темпами ведения геологоразведочных работ на нефть и газ, бурением глубоких (наклонных, горизонтальных, многозабойных) и сверхглубоких скважин в сложных горно-геологических, термобарических и природно-климатических условиях. Эффективность бурения в значительной мере зависит от промывочных жидкостей, тип и свойства которых влияют на качество строительства скважин, определяют возможность предупреждения осложнений и успешность вскрытия и освоения продуктивных пластов. Тенденция к увеличению объемов применения РУО связана с их известными преимуществами: инертность к разбуриваемым породам, низкая фильтрация, одинаковая физико-химическая природа углеводородной основы растворов и флюидов, насыщающих продуктивный пласт, сохранение естественной продуктивности, высокая устойчивость к рапопроявлению и сероводородной агрессии, а также термостойкость. Современные РУО – это в большей степени эмульсионные системы - РУО-ИЭР, где минерализованная водная фаза играет важную роль, устойчивость этой системы (обратной, инвертной эмульсии) определяют эмульгаторы. Дисперсионной средой РУО-ИЭР являются углеводородные жидкости чаще всего это нефтепродукты (дизтопливо), минеральные масла (ММ-1), деароматизированные продукты нефтехимического синтеза, в т.ч. низкотоксичная, синтетическая, биоразлагаемая углеводородная жидкость - СБУЖ). В состав РУО-ИЭР входят реагенты-стабилизаторы и гидрофобизаторы свойств: эмульгаторы (первичный и вторичный эмульгатор); структурообразователь (органобентонит); гидрофобизатор (вторичный эмульгатор); регулятор вязкости (реологии) и фильтрации (нефтерастворимый полимер, димеры и тримеры ЖК); регулятор рН водной фазы (известь); регулятор фильтрации (асфальтит, гильсонит, высокоокисленный битум), регулятор фильтрации с регулируемой дисперсностью (мел, мраморная крошка - кислоторастворимые); минерализованная (NaCl, CaCl₂ или другими солями) вода; утяжелитель (барит, сидерит, мел, кальцит и др.). Состав, плотность и технологические параметры ИЭР-РУО уточняются для каждого месторождения (Проект,

ГТН) [1-3]. Были рассмотрены проблемы с выпуском в РФ эмульгаторов, сырьевую базу и методики оценки их эффективности. Широко для РУО применяются являются эмульгаторы катионного типа – аминоспирты и аминокамиды, вместо эмульгаторов анионного типа – мыл (солей металлов и жирных кислот). Для получения эмульгаторов, стабилизирующих обратные эмульсии подходят ПАВ с числом атомов углерода более 12 и наличием в своем составе необходимых функциональных групп. Подобные ПАВ получают химическим синтезом из нефтегазового, растительного, животного и др. сырья в том числе за счет переработки различного вида отходов различного производства [3-4]. В настоящее время появляется все большая заинтересованность в привлечение для синтеза эмульгаторов жирных кислот растительного производства. В период санкций в РФ заметна нехватка сырья, требуемого для синтеза эмульгаторов обратных эмульсий. Если производство аминоспиртов (МЭА, ДЭА, ТЭА и др.) находится на оптимальном уровне, однако полиэтиленполиамины - ПЭПА, такие как ДЭТА, ТЭТА и ТЭПА, значительно улучшающие эмульгирующие и гидрофобизирующие свойства ПАВ, производятся в РФ в недостаточном количестве или не производятся, или ввозились из-за рубежа. Подбор отечественных и зарубежных эмульгаторов и образцов (не санкционных стран) недостающего сырья и компонентов синтеза эмульгаторов. Рассматривались пути повышения эффективности эмульгаторов различными добавками - модификаторами повышающими прочность межфазных слоев, на полимерной основе, увеличением молекулярной массы органических радикалов, ввод твердых нано-соединений как бронирующих эмульгаторов, различные пути повышения агрегативной и седиментационной устойчивости РУО. Особое внимание уделяется совместимости химреагентов в рецептурах РУО-ИЭР, когда реагенты могут вступать в совместное взаимодействие ухудшающие параметры РУО-ИЭР.

ЛИТЕРАТУРА

1. Патент 2424269 РФ, МПК⁷ C09K 8/02, C09K 8/467 Эмульсионный раствор на углеводородной основе / Шишков В.С., Шишков С.Н., Миненков В.М., Заворотный В.Л., Заворотный А.В., Ярыш А.А., Ченикова Н.А. – Оpubл. 20.07.2011. Бюл. № 20. – С. 12.
2. Эмульсионные растворы на углеводородной основе и их экологически малоопасные модификации «Импортозамещающие технические средства и материалы / С.Н. Шишков, В.Н. Кошелев, А.Д. Хапасеж, А.В. Кумпан, В.Л. Заворотный, А.В. Заворотный // Сб. научн. тр. ОАО НПО «Бурение». – Вып. 9. – Краснодар, 2003. – С. 13–26.
3. ГОСТ Р 56946-2016 / Нефтяная и газовая промышленность. Материалы буровых растворов. Технические условия и испытания//. (ИСО 13500:2008).
4. Шишков В.С. «Исследование и совершенствование эмульсионных растворов на углеводородной основе для повышения эффективности бурения скважин в сложных геолого-технических условиях» Специальность 25.00.15 – «Технология бурения и освоения скважин», М., 2012, с. 24.

ПЛАСТИФИЦИРУЮЩИЕ ДОБАВКИ И ИХ ХАРАКТЕРИСТИКИ. УЛУЧШЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК БЕТОННЫХ СМЕСЕЙ

Димитриев Е.Н., Тептерева Г.А.

Уфимский государственный нефтяной технический университет,
г. Уфа, e-mail: Dimitriev.rb@mail.ru

Проблема улучшения прочности строительных конструкций остается актуальной, поэтому важно разработать новые рецептуры добавок для бетонных смесей на основе отечественного сырья. Особый интерес представляет использование лигносульфонатов, полученных из отходов химической переработки древесного сырья. Эти вещества могут эффективно пластифицировать цементные растворы, что делает их перспективным сырьем для создания улучшенных бетонных смесей. Исследование показало, что лигносульфонаты проявляют пластифицирующие свойства при различных водоцементных соотношениях. Пластифицирующая способность лигносульфонатов исследована при различных водоцементных соотношениях В/Ц (таблица) [1].

Проведены экспериментальные исследования по подбору состава для изготовления бетонной смеси (таблица).

При этом использовался бетон с характеристиками:

Класс бетона по прочности на сжатие В15

Марка бетона по морозостойкости F150

Марка бетона по водопроницаемости W2

Марка бетона по удобоукладываемости ПЗ

Таблица – сравнительная характеристика цементных растворов с добавками ЛСТ и без них при приготовлении бетонных смесей

№	Добавка	Содержание ЛСТ, % масс	В/Ц	Начало схватывания, час	Конец схватывания, час / МИН	Сроки схватывания, час
1	Без ЛСТ	-	0,4	2	6, 30	4,30
2	ЛСТ (рН = 7)	0,5		3,45	10, 45	7
3	ЛСТ (рН = 4)	0,5		3,15	9, 30	6,15

Сравнительный анализ показывает, что добавки ЛСТ увеличивают сроки схватывания цементных растворов на 40%, что указывает на наличие у лигносульфоната нейтрально-сульфитного метода получения выраженных пластифицирующих свойств. У сульфитных лигносульфонатов пластифицирующая способность снижается на 25%. [2].

Также установлено, что при изменении количества лигносульфоната, вводимого в состав цементного раствора, наблюдается рост прочностных свойств образующегося цементного камня. Максимальные значения достигаются при содержании ЛСТ нейтрально-сульфитной варки, равного **0,42 %** масс и ЛСТ сульфитной варки в количестве **0,5 %** масс.

Таким образом, показано, что введение лигносульфонатных добавок в состав бетонных смесей позволяет значительно улучшить их эксплуатационные характеристики [3].

ЛИТЕРАТУРА

1. Орлов С.Ё., Авербух А.В. Стихина М.И. Щербакова З.Х. Использование полиметиленафталинсульфоната как лепрессора цинковых минералов при флотационном обогащении полиметаллических руд. Текст научной статьи по специальности «Химические технологии». Изд-во «Cyberleninka», 2015 С. 60-70.
2. Банин Р.Ю., Гатапова Н.Ц. Исследование процесса получения добавки для гипсокартона на основе полиметиленафталинсульфоната. Текст научной статьи по специальности «Химические технологии». Вестник ТГТУ, 2021, 294 С.
3. О.В. Тараканов. Книга «Химические добавки в растворы и бетоны». Изд-во «Пензенский государственный университет архитектуры и строительства» (ПГУАС), 2016.

СТРУКТУРООБРАЗОВАТЕЛИ ДЛЯ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ

Заворотный В.Л., Егай В.О., Мазуров В.А., Богущкая М.В.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
119991, Москва, Ленинский пр., д. 65, корп. 1, (+7 916 850 17 64),
zavorotnyy51@yandex.ru

Объемы применения промывочных жидкостей на углеводородной основе (РУО) в отечественной практике в последнее время растут, несмотря на санкции, поэтому сейчас актуальна отечественная сырьевая и производственная база химических реагентов для РУО. В современных рецептурах РУО в качестве структурообразователей чаще всего используют органophilные глины (бентониты), которые выполняют главную роль по регулированию реологии, агрегативной и седиментационной устойчивости РУО и их термостойкости [1-3]. Органophilные глины - образуются в результате модифицирования глинистых материалов ПАВ, чаще всего органическими солями аммония (ЧАС – четвертичные аммониевые соли) и помимо реагента в составе РУО находят широкое применение в качестве эффективных добавок к маслам, краскам и смазкам, в качестве активных

наполнителей пластмасс и каучуков. В рецептурах РУО модифицированные глины могут одновременно выполнять роль структурообразователей и понизителей фильтрации, бронирующих эмульгаторов и стабилизаторов (эмульсии Пикеринга). Эффективность действия органофильных глин определяется качеством исходного сырья, типом модификатора, степенью замещения им ионообменного комплекса глины, а также способом получения модифицированного материала. Основой органических глин являются глины - бентониты, с высоким содержанием монтмориллонита либо бентониты и другие модификации, проблем с глинистым сырьем в РФ нет [4-6]. В настоящее время ООО «Компания Бентонит» успешно осваивает недавно приобретенное в Казахстане Таганское месторождение бентонита уникального, высококачественного с содержанием монтмориллонита 95%. Открыто Тихменевское месторождение натриевого бентонита (о. Сахалин), которые содержат высококачественный бентонит. В Краснодарском крае на Ильском заводе утяжелителей (АО «КЗПМ») начат выпуск «Органобентонит - реологическая добавка «Марка 2» производство органоглины по технологии в "пасте" (сухой способ), ЧАС правда закупают в КНР. Производство отечественных ЧАС (типа АБДМАХ и ДАДМАХ) запланировано на Волгодонском НПО НИИПАВ.

Таблица 1 – Оценка эффективности органоглин, применяющихся в настоящее время РФ отечественными компаниями

№№	Показатели		Дисперсионная среда				
	Дисперсионная	Мод. среда	п-ксилол + декан			b ^x , %	Соответствие ТУ, MSDS, серт.
	Марка	Фирма	Объем суспензии ^x , см ³				
	органобентонита - ОБ	Страна поставщик ОБ	за период				
		1 час	3 часа	24 часа			
1	Бентон 905	Элементис, США	28	27,2	23,4	90,7	соответствует
2	Бентон 910	Элементис, США	15,0	15,0	15,0	100,0	соответствует
3	СНЕМ-BENT	ООО КЕМПАРТНЕРС	14,3	13,6	8,8	90,7	соответствует
4	МЕХ ВР 31	АО Акрос, РФ (КНР)	10,0	9,6	9,6	64,0	не соответствует
5	МЕХ ВР 31* (просто бентонит)	АО Акрос, РФ (КНР)	1,4	1,4	1,4	дисп. в воде	не соответствует
6	TechnoMul ОВА GEL-2С	ООО Техноцентр (КНР)	10,7	9,5	8,8	63,3	не соответствует
7	NeoInvert Bent	ООО «ХимПром» (КНР)	7,8	7,1		47,3	не соответствует
8	ОБ-рео-добавка «Марки -2»	АО «КЗПМ»	14,3	13,6	8,8	90,7	соответствует
9	NeoInvert Bent	ООО ХимПром (КНР)	7,8	7,1		47,3	не соответствует

b^x - набухаемость ОБ, %

Исследования показали, что в основном органоглины поступают из КНР, Индии. Ряд производителей реагентов структурообразователей для РУО предлагают использовать модифицированные глины не только ЧАС, другими ПАВ, битумами, кислотами или заменять их твердыми полимерами и др. Образцы многих органоглин были проверены в лаборатории. Результаты, приведенные в таблице 1, показали, что не все органоглины соответствовали техническим требованиям по ее набуханию в модельной среде. Запланированы испытания на рецептурах (системах) РУО различной направленности - с ПАВ на мылах (АПАВ) - с КПАВ и неионогенными ПАВ. ООО «Клото» предлагает реагент «ТЕРМАВИС РУО» как структурообразователь, его состав глина + натриевые соли жирных и смолных кислот + фитостерин, а также Реомод - сухой полимерный модификатор, правда до 80 °С.

ЛИТЕРАТУРА

1. Эмульсионные буровые растворы на неводной основе для качественного вскрытия продуктивных пластов с АНПД / С.Н. Шишков, В.Н. Кошелев, А.И. Пеньков, А.Д. Хапасеж, В.Л. Заворотный // Сб. научн. тр. ОАО НПО «Бурение». – Вып. 8 «Техника и технология заканчивания и ремонта скважин в условиях АНПД». – Краснодар, 2002. – С. 27–35.
2. Эмульсионные растворы на углеводородной основе и их экологически малоопасные модификации «Импортозамещающие технические средства и материалы / С.Н. Шишков, В.Н. Кошелев, А.Д. Хапасеж, А.В. Кумпан, В.Л. Заворотный, А.В. Заворотный // Сб. научн. тр. ОАО НПО «Бурение». – Вып. 9. – Краснодар, 2003. – С. 13–26.
3. Заворотный В.Л., Смирнова Т.С. Применение полярного активатора для повышения коэффициента диспергирования органофильных глин в низкотоксичных углеводородных средах // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2010. – № 1. – С. 39–43.
4. Наноматериалы. Глины органофильные и гидрофильные наноструктурированные. Технические требования и методы испытаний. ПНСТ 189-2017. – М.: Стандартиформ, 2017. – С. 12.
5. Современные аспекты применения органоглин в буровых растворах на углеводородной основе (РУО)/ В.Л. Заворотный, Воеводин Л.И. // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 3. – С. 47–51.
6. Приготовление нетрадиционного сверхлегкого раствора для повышения нефтеотдачи с использованием природной, измельченной и активированной кислотой глины/Мунавар Халил и др.// Химия и технология топлив и масел, № 6, 2010. - с. 21-26.

ПРОМЫВочНЫЕ ЖИДКОСТИ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ В ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ПРАКТИКЕ БУРЕНИЯ

Заворотный В.Л., Стародубцева К.А., Заворотный А.В., Мазуров В.А.

¹РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
119991, Москва, Ленинский пр., д. 65, корп. 1(+7 916 850 17 64),
zavorotnyy51@yandex.ru

Перспективы расширения минерально-сырьевой базы в России тесно связаны с темпами ведения геологоразведочных работ на нефть и газ, бурением глубоких (наклонных, горизонтальных, многозабойных) и сверхглубоких скважин в сложных горно-геологических, термобарических и природно-климатических условиях. Эффективность бурения в значительной мере зависит от промывочных жидкостей, тип и свойства которых влияют на качество строительства скважин, определяют возможность предупреждения осложнений и успешность вскрытия и освоения продуктивных пластов. Тенденция к увеличению объемов применения РУО связана с их известными преимуществами: инертность к разбуриваемым породам, низкая фильтрация, одинаковая физико-химическая природа углеводородной основы растворов и флюидов, насыщающих продуктивный пласт, сохранение естественной продуктивности, высокая устойчивость к рапопроявлению и сероводородной агрессии. Совершенствование систем очистки РНО и ее технологии с помощью УМОШ и ТМОШ [1-3], снижение токсичности компонентов, позволили снизить объемы отходов и повысить класс опасности (IV), достигнуть полной регенерации отработанных РУО. Однако необходимо решать проблемы с усложнением условий бурения – горизонтальных, субгоризонтальных скважин с большими отходами добавляется нехватка качественных химреагентов для РУО, требуется наладить их производство в России, в том числе, основываясь, на данных лабораторных исследований, полученных ранее. Безводные (РУО: ИБР 1,2,3,4) и эмульсионные ПЖ на углеводородной основе (РУО-ИЭР: Эмульпол, ТехноМул, Экопол) – промывочные жидкости, позволяющие успешно решать задачи на различных этапах строительства и ремонта скважин, которые не могут быть решены при использовании растворов на водной основе или требуют значительно больших затрат. Это связано с их уникальными свойствами. Углеводородная фаза такой системы может представлять собой нефтепродукты (дизтопливо), минеральные масла (ММ-1), деароматизированные продукты нефтехимического синтеза, в т.ч. низкотоксичная, синтетическая, биоразлагаемая углеводородная жидкость – СБУЖ). Также в состав входят различного рода реагенты-модификаторы свойств: эмульгаторы (первичный и вторичный эмульгатор); структурообразователь (органобентонит); гидрофобизатор (вторичный

эмульгатор); регулятор вязкости и фильтрации (нефтерастворимый полимер); регулятор рН водной фазы (известь); регулятор фильтрации (асфальтит, гильсонит, высокоокисленный битум), регулятор фильтрации с регулируемой дисперсностью (мел, мраморная крошка); минерализованная (NaCl, CaCl₂ или другими солями) вода; утяжелитель (барит, сидерит, мел, кальцит и др.). Состав, плотность и технологические параметры ИЭР-РУО уточняются для каждого месторождения (Проект, ГТН) [4-6]. На основе анализа состояния на отечественном (РФ) рынке сырья, химреагентов и их совместимости выбрать системы (3 как минимум рецептуры РУО на базе АПАВ-мыльных реагентов, на базе КПАВ и неионогенных ПАВ) Современный РУО обычно состоит (из 12-16 компонентов) т.е. состав который должны быть подобран из совместимых компонентов востребованных на данном этапе для создания промывочных жидкостей РУО удовлетворяющих требованиям бурения в различных регионах нефтегазодобывающего комплекса с дальнейшей перспективой их усовершенствования для решения более сложных задач. Для этого нужен подбор отечественных и зарубежных эмульгаторов и образцов (не санкционных стран) недостающего сырья и компонентов синтеза эмульгаторов и гидрофобизаторов необходимого типа. Для этого необходим правильный подбор методик анализа реагентов для оценки их эффективности. Пути дальнейшего совершенствования качества отечественных ПАВ эмульгаторов в развитии малотоннажной химии для синтеза новых реагентов высокой эффективности.

ЛИТЕРАТУРА

7. Эмульсионные буровые растворы на неводной основе для качественного вскрытия продуктивных пластов с АНПД / С.Н. Шишков, В.Н. Кошелев, А.И. Пеньков, А.Д. Хапасеж, В.Л. Заворотный // Сб. научн. тр. ОАО НПО «Бурение». – Вып. 8 «Техника и технология заканчивания и ремонта скважин в условиях АНПД». – Краснодар, 2002. – С. 27–35.
8. Перспективы применения отечественных минеральных масел – дисперсионной среды буровых промывочных жидкостей / В.Л. Заворотный, А.В. Заворотный, С.Н. Шишков, В.С. Шишков, А.М. Кокуйкин // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 3. – С. 47–51.
9. Эмульсионные растворы на углеводородной основе и их экологически малоопасные модификации «Импортозамещающие технические средства и материалы / С.Н. Шишков, В.Н. Кошелев, А.Д. Хапасеж, А.В. Кумпан, В.Л. Заворотный, А.В. Заворотный // Сб. научн. тр. ОАО НПО «Бурение». – Вып. 9. – Краснодар, 2003. – С. 13–26.
10. Современные аспекты применения органоглин в буровых растворах на углеводородной основе (РУО) / Заворотный В.Л., Воеводин Л.И. // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 3. – С. 47–51.
11. Патент 2424269 РФ, МПК⁷ C09K 8/02, C09K 8/467 Эмульсионный раствор на углеводородной основе / Шишков В.С., Шишков С.Н., Миненков В.М., Заворотный В.Л., Заворотный А.В., Ярыш А.А., Ченикова Н.А. – Опубл. 20.07.2011. Бюл. № 20. – С. 12.
12. Разработка и исследование низкотоксичных базовых жидкостей инвертно-эмульсионных буровых растворов для бурения на шельфе / В.Л. Заворотный, К.А.

ПРИМЕНЕНИЕ СУЛЬФИРОВАННЫХ ЖИРНЫХ КИСЛОТ ДЛЯ МОДИФИКАЦИИ БЕНТОНИТОВЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ

¹Коробкин А.В., ¹Петрова Ю.Ю., ²Магадова Л.А.

¹Сургутский государственный университет, 628412, г. Сургут,
пр. Ленина, д. 1, +7 (3462) 76-30-91

²РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 119991, г. Москва,
проспект Ленинский, дом 65, корпус 1
korobkin_av@surgu.ru

Нефтегазодобывающие компании все чаще сталкиваются с необходимостью осваивать новые месторождения, в т.ч. нетрадиционных коллекторов, характеризующихся низкой пористостью и малой проницаемостью пород, а также осложненными условиями бурения и добычи (высокие пластовые давления и температуры). Все больше требований предъявляются к буровым растворам с целью решения актуальных задач в нефтегазовой отрасли, в т.ч. увеличение нефтеизвлечения.

Примером такого резервуара может служить баженовская свита, располагающаяся в Западной Сибири. В ней содержится от 600 млн до 174 млрд т нефти, которую можно извлечь. Баженовская свита характеризуется залеганием на глубине примерно 2000-3000 метров, большим количеством пор малых размеров (до 3 мм) и низкой проницаемостью по породе [1]. Работа в таких условиях также характеризуется высокой аварийностью работ, в том числе прилегание столба скважины, повышенная коррозия и стирание долота.

При бурении скважин могут возникать аварийные ситуации, связанные с коррозией оборудования, набуханием ствола скважин, перегревом оборудования, стачиванием бурильного долота.

Для улучшения свойств бентонитовых буровых растворов на водной основе в таких условиях в них вносят добавки различной природы. Выделяют следующие основные виды добавок: поверхностно-активные вещества (ПАВ), наночастицы, растворы кислот и щелочей, синтетические и природные полимеры и прочие [2].

В данной работе рассмотрена добавка на основе сульфированных жирных кислот, которые выступают в качестве ПАВ и должны понижать межфазное натяжение, защищать от трения и коррозии оборудование.

Определение критической концентрации мицеллообразования (ККМ) сульфонов жирных кислот

Определение ККМ проводили на тензиометре KRUSS SDT методом вращающейся капли. В капилляр отбирали пробу раствора сульфонов жирных кислот (СЖК) и вносили шприцом лёгкую фазу гексана. ККМ СЖК был определен на уровне **0,262 %** (рисунок 1).

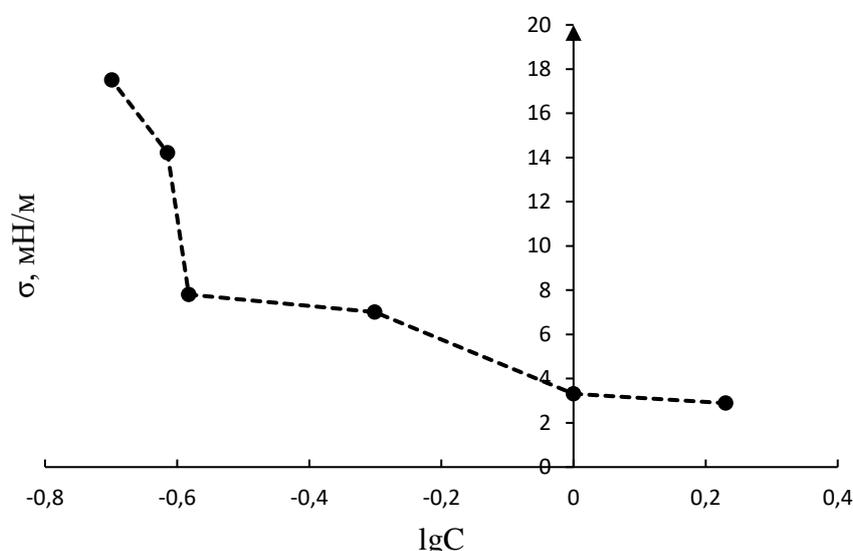


Рисунок 1 – Определение ККМ СЖК методом вращающейся капли
Реологические свойства бентонитового бурового раствора

Реологические свойства бентонитового бурового раствора на водной основе проводились на ротационном вискозиметре Grace M3600. Был исследован раствор без внесения добавки и с её внесением (табл. 1).

Таблица 1 – Реологические свойства исследуемых растворов

Добавка, % масс.	Пластическая вязкость, мПа*с	ДНС, дПа	СНС10с, дПа	СНС10м, дПа	Вспенивание
0	38 ± 4	160 ± 30	65 ± 14	194 ± 19	
0,1	46 ± 5	260 ± 28	90 ± 12	317,2 ± 0	Не вспенивается
0,2	46 ± 7	240 ± 40	83 ± 12	310 ± 20	Не вспенивается

0,4	45 ± 14	270 ± 30	80 ± 30	310 ± 70	Не вспенивается
0,5	41 ± 19	189 ± 19	67 ± 19	190 ± 60	Не вспенивается
0,6	42 ± 11	202 ± 19	67 ± 17	195 ± 0	Не вспенивается
0,8	35 ± 4	207 ± 19	68 ± 21	168 ± 25	Не вспенивается
1,0	49 ± 7	250 ± 50	81 ± 19	301 ± 25	Не вспенивается

При внесении добавки все реологические свойства бурового раствора повышаются.

Наименьшее значение пластической вязкости, динамического напряжения сдвига (ДНС) и статического напряжения сдвига (СНС) наблюдается при внесении 0,5-0,8% раствора СЖК в буровой раствор. Наибольшее динамическое напряжение сдвига (ДНС) и статическое напряжение сдвига (СНС) наблюдается при внесении 0,1-0,4% и 1,0% добавки. По разнице СНС 10 секунд и 10 минут можно сделать вывод, что буровой раствор имеет прогрессирующее структурообразование.

Межфазное натяжение

Изучали межфазное натяжение фильтратов буровых растворов на границе с гексаном. Результаты показали, что внесение добавки уменьшает межфазное натяжение, что свидетельствует о наличии поверхностной энергии добавки и увеличении нефтеотдачи. Наибольшее уменьшение нефтеотдачи наблюдается при внесении 0,2% добавки, то есть, в области ККМ добавки. Это может быть связано с тем, что происходит полная адсорбция ПАВ на границе раздела и образованием мицелл (рисунок 2).

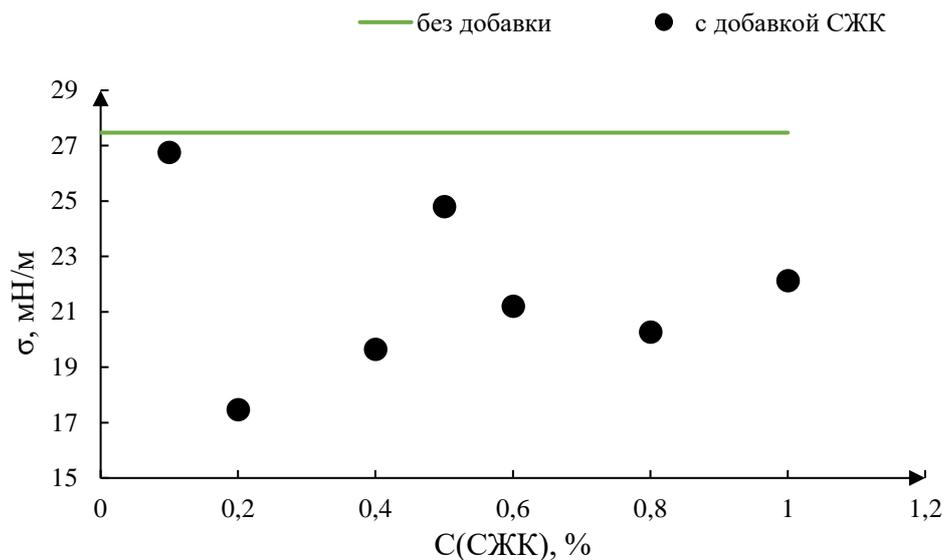


Рисунок 2 – Зависимость межфазного натяжения от концентрации сульфонов жирных кислот

ЛИТЕРАТУРА

1. Магадова Л.А. Обзор и анализ технологий, повышающих эффективность нефтеизвлечения из пластов баженовской свиты / Л.А. Магадова, З.Р. Давлетов, Ю.Ж. Вагапова // Известия Томского политехнического университета. – 2023. – Т. 334. – № 2. – С. 206-216.
2. Булатов А.И. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учеб. Пособие для вузов. / А.И. Булатов, П.П. Макаренко, Ю.М. Проселков. – М.: ОАО «Издательство Недр», 1999. – 424 с.

ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ ТАМПОНАЖНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С МГРП

Давлетшина Л.Ф., Стефанцев А.А., Кутузов П.А.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, НОЦ «Промысловая химия», 119991, Россия, г. Москва, проспект Ленинский, дом 65, корпус 1,
e-mail: pasha_kutuzov_00@mail.ru

К трудноизвлекаемым запасам (ТРИЗ) относят пласты с низкой проницаемостью (менее 2 мД) [1]. Их разработка ведется с помощью бурения горизонтальных скважин с последующим проведением многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). Проведение МГРП подвергает цементный камень большим знакопеременным нагрузкам, что может привести к появлению в нем трещин и нарушению герметичности

крепи скважины. Традиционно применяемые тампонажные составы обладают низкими для подобных условий упруго-прочностными характеристиками, поэтому необходимо разрабатывать тампонажные составы для крепления горизонтальных скважин с МГРП.

При разработке тампонажных составов для крепления горизонтальных скважин возникает проблема отсутствия единого стандарта, предъявляющего требования к подобным составам. В нефтегазовых организациях возможно наличие собственных стандартов для таких цементов. Стоит отметить, что в применяемых стандартах исследования тампонажных составов [2, 3, 4] не учитываются особенности, которые возникают при креплении горизонтальных скважин с МГРП.

Так седиментационная устойчивость определяется по показателю водоотделения стандартным методом в вертикальных цилиндрах [2, 3]. Однако при цементировании горизонтальных скважин возникает эффект Бойкотта, который ухудшает седиментационную устойчивость тампонажного раствора, так как усиливает осаждение твердых частиц вдоль верхней стенки скважины [5]. При низкой седиментационной устойчивости выделившаяся жидкая фаза может ухудшить фильтрационно-емкостные свойства пласта.

В работе были проведены исследования по оценке водоотделения в горизонтальных цилиндрах, в которых будет учитываться эффект Бойкотта [5]. На рисунке 1 представлено определение водоотделения в горизонтальных цилиндрах для тампонажного состава на основе портландцемента тампонажного бездобавочного типа I-G высокой сульфатостойкости (ПЦТ I-G-СС-1) с водоцементным соотношением (В/Ц) равным 0,44.



Рисунок 1 – Определение водоотделения в горизонтальных цилиндрах ПЦТ I-G-СС-1 с В/Ц 0,44

Выделившуюся жидкую фазу отбирали спустя 2 часа с помощью пипетки и измерили объем с помощью мерного цилиндра. Водоотделение в горизонтальных цилиндрах составило 9 мл. В то время, как при определении водоотделения в вертикальных цилиндрах значение составило 2 мл через 2 часа. Следовательно, для разработки тампонажных составов необходимо учитывать эффект Бойкотта и дополнительно проводить исследование седиментационной устойчивости в горизонтальных цилиндрах.

Также стоит отметить, что при проведении МГРП на горизонтальных скважинах, избыточное давление на цементный камень может достигать порядка 40 МПа и выше. Поэтому значения прочностных характеристик цементного камня являются одними из важнейших критериев, которые необходимо учитывать при разработке тампонажных составов. В стандартах [2, 3, 4] регламентируются требования по прочности на сжатие и изгиб для тампонажного состава, однако в процессе проведения эксперимента не учитываются динамические нагрузки на цементный камень, которые возникают при МГРП.

Поэтому в работе было предложено два варианта методики исследования стойкости тампонажного состава к динамическим нагрузкам для моделирования влияния высоких переменных нагрузок, возникающих при МГРП. Данное исследование проводилось на гидравлическом прессе для разработанного тампонажного состава с улучшенными упруго-прочностными характеристиками, твердевшего 10 суток.

Первый вариант заключался в проведении исследования с помощью циклов нагрузки-разгрузки [6]. Максимальная нагрузка составляла 36 МПа (90 % от 40 МПа), после чего нагрузка снижалась до 0 МПа. Таким образом можно выявить максимальное количество циклов, которое может выдержать цементный камень. Продолжительность одного цикла 5 мин. Скорость нагрузки составляла 0,2 МПа/с. Разработанный тампонажный состав выдержал 5 циклов нагрузки-разгрузки.

Вторым вариантом являлось исследование циклов нагрузки-разгрузки с различным максимальным значением. Сначала нагрузка составляла 60 % от 40 МПа (24 МПа), затем нагрузка увеличивалась на 5 % (26 МПа), и таким образом пока не доходила до значения 90 % от 40 МПа (36 МПа). После чего происходило снижение максимальной нагрузки в обратную сторону вплоть до 60 % от 40 МПа (24 МПа). Положительным результатом являлось отсутствие трещин в цементном камне и сохранение его целостности по окончании эксперимента. Таким образом моделировалось влияние проведения стадий МГРП на цементный камень. На рисунке 2 представлена схема нагрузок, которые возникают при МГРП на цементный камень.

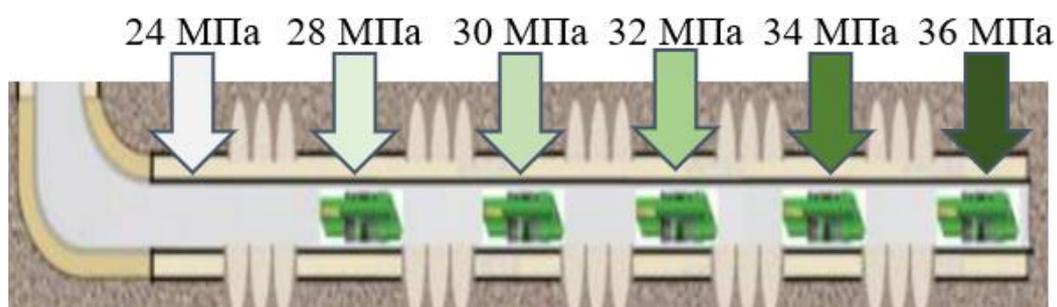


Рисунок 2 – Схематичное изображение нагрузок, возникающих при МГРП на цементный камень

Разработанный тампонажный состав выдержал 14 циклов нагрузки-разгрузки, что говорит о способности тампонажного состава выдерживать высокие переменные нагрузки, возникающие при МГРП.

Таким образом, в дополнение к существующим методам исследования были предложены следующие методики, которые учитывали особенности разработки тампонажных составов для крепления горизонтальных скважин с МГРП:

- определение водоотделения в горизонтальных цилиндрах;
- создание динамических нагрузок с целью моделирования процесса МГРП с помощью одноосного сжатия на гидравлическом прессе.

ЛИТЕРАТУРА

1. Расположение правительства РФ № 700-Р. О классификации проектов по разработке участков недр, содержащих запасы трудноизвлекаемой нефти, определенных на основе показателей проницаемости коллекторов и вязкости нефти: принят 03.05.2012.
2. Методический документ. М-01.04.02-08 версия 1.0. Техническое руководство к составлению программы по цементированию скважин и требований к подрядчику // ПАО «Газпром нефть». – 2022. – С.30.
3. ГОСТ 34532-2019. Цементы тампонажные. Методы испытаний. – М.: Стандартинформ, 2019. – С.27.
4. ISO 10426-1:2009 (Identical), Petroleum and natural gas industries — Cements and materials for well cementing — Part 1: Specification API-10 A.
5. Николаев Н. И., Кожевников Е. В. Повышение качества крепления скважин с горизонтальными участками //Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2014. – №. 11. – С. 29-37.
6. Liu P. et al. Study on cement sheath integrity of shale oil horizontal wells in northeast China //ARMA US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. –2022. – P. 7.

АНАЛИЗ ОБЪЕМНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ ИМИТАТОРОВ ГЛИНИСТОЙ ГОРНОЙ ПОРОДЫ В РАЗЛИЧНЫХ СРЕДАХ В СТАТИЧНЫХ АТМОСФЕРНЫХ УСЛОВИЯХ

Маринин Д.А., Цуканова А.Н.

Ухтинский государственный университет,
169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская д.9,
8-821-677-44-79, atsukanova@ugtu.net, danilamarinin@yandex.ru

Значительный объем осадочных пород, сформированных вследствие процессов выветривания, химических реакций и распада органики составляют глинистые породы, для которых характерны: высокая дисперсность, фазовая и структурная неоднородность, склонность к

набуханию. Это оказывает значительное влияние на процесс бурения и способно привести к значительному увеличению непроизводительного времени бурения.

Предпосылкой к проведению анализа объемных изменений глинистых пород, послужила выездная производственная технологическая практика на Ево-Яхинский лицензионный участок Уренгойского НГКМ, где геологический разрез в большей степени представлен мягко-средними глинами. В результате тщательного анализа промысловой информации были сформирована цель эксперимента: оценка поведения глин в различных средах при стандартных атмосферных условиях. Основные задачи исследования: аналитический обзор научной и научно-технической литературы, рассматривающей вопросы строения и физико-химических свойств глин; анализ основных проблем, связанных с прохождением интервалов, представленных глинистыми породами на Ево-Яхинском ЛУ НГКМ; анализ методик и оборудования для оценки физических и химических процессов, протекающих в глинах в различных средах; проведение серии опытов с карбонато-глинистыми образцами.

В большинстве случаев залежи представляют собой сочетание карбонатов и глин. Учитывая, что растворение карбонатов возможно только в кислых средах, с $pH \leq 6-7$, а для буровых растворов характерна щелочная среда с $pH = 8-10$, объемные изменения горных пород, представленных сочетанием карбонатов и глин протекают вследствие набухания глин [1]. Это подтверждается промысловыми данными - практически для всех месторождений с глинистыми породами в геологическом разрезе, характерны как сужение ствола скважины, приводящее к посадкам бурильного инструмента, затяжкам, прихватам, так и осыпи, обвалы стенок скважины, сопровождающиеся кавернообразованиями, негативно отражающимися на гидравлике, ухудшая вынос шлама, за счет снижения скорости восходящего потока бурового раствора и его подъемной силы, в участках ствола скважины, диаметр которых увеличен в сравнении с проектными данными [2].

В результате анализа производственного опыта бурения в схожих геологических условиях и научных разработок в области промывки скважин, было выделены наиболее часто используемые растворы - ингибирующие и инкапсулирующие (например, известковый, хлоркалийевый и т.п.). Исследование, направленное на оценку поведения исследуемых карбонатно-глинистых образцов в различных средах, при статических атмосферных условиях, включало следующие шаги: определение сред погружения и их компонентного состава; изготовление образцов на компакторе; проведение опытов; обработка полученных результатов.

Для оценки объемных изменений глин было задействовано следующее оборудование: адаптированная модель по принципу прибора

Жигача-Ярова, состоящая из цилиндра и индикатора часового типа (рисунок 1а), компактор (рисунок 1б) для приготовления образцов (рисунок 1в).



Рисунок 1 – Приборы для подготовки образцов и оценки набухания глин, образцы: а) адаптированная модель Жигача-Ярова, б) компактор, в) образцы для исследования (с содержанием мела и глины в пропорциях: 70 %:30 %; 50 %:50 %; 30 %:70 %)

Среды погружения (таблица 1) определены с учетом анализа наиболее часто используемых систем буровых растворов для бурения участков глинистых пород.

Таблица 1 – Рецептуры растворов для проведения эксперимента

Водный раствор	КСI раствор	Инкапсулирующий раствор	Инкапсулирующий КСИ раствор
Реагент, кг/м ³	Реагент, кг/м ³	Реагент, кг/м ³	Реагент, кг/м ³
Вода	Бентонит, 30	Биоксан, 4	Биоксан, 4
–	КСI, 70	ПАЦ Н, 4	ПАЦ Н, 4
–	ПАЦ Н, 8	ВПРГ, 4	ВПРГ, 4
–	–	–	КСI, 50

Полученные образцы размещали в цилиндры, на которые устанавливались индикаторы часового типа, откалиброванные на ноль с учетом толщины образца, затем конструкции погружались в емкости с дальнейшим заполнением средами погружения и через определенные временные интервалы фиксировались изменения высот (рисунок 2).

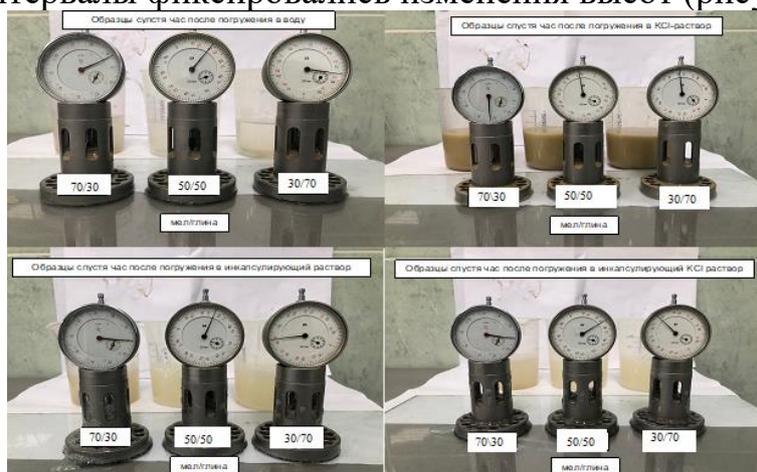


Рисунок 2 – Показания на индикаторах спустя час исследования

По истечении часа опыт останавливался и фиксировались конечные изменения высот образцов. Результаты исследования представлены ниже, в виде графических зависимостей, на рисунке 3.

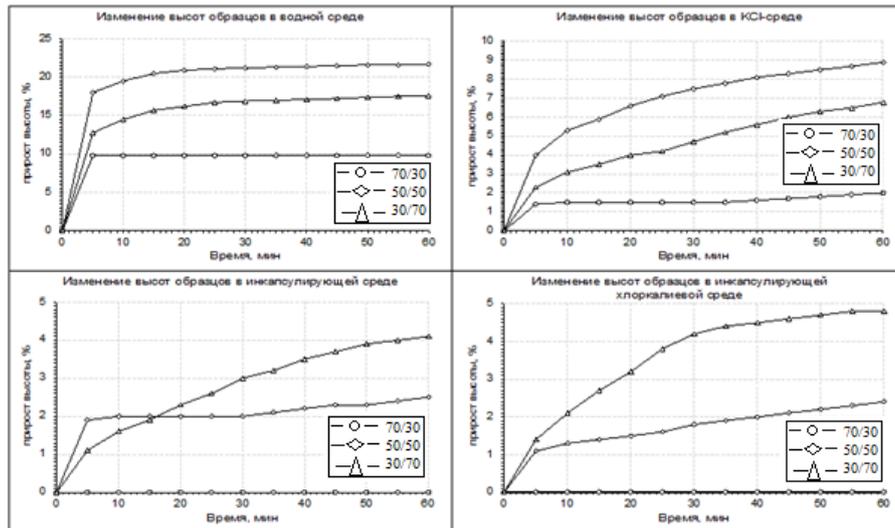


Рисунок 3 – Результаты исследования

По результатам экспериментального исследования было выявлено, что наименьшие изменения по высоте среди образцов происходили в инкапсулирующей и инкапсулирующей хлоркалевой средах. На базе результатов эксперимента был разработан регламент буровых растворов для геологических условий, схожих с условиями Ево-Яхинского лицензионного участка Уренгойского НГКМ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Уляшева, Н.М. Технология буровых жидкостей [Текст]: учеб. пособие; в 2 ч.; ч. 1 / Н.М. Уляшева. – Ухта: УГТУ, 2008. – 164 с., ил.
2. Маковой, И. Гидравлика бурения Текст. : [пер. с рум.] / Н. Маковой. М.: Недра, 1986. -536 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАЩИТНЫХ СВОЙСТВ ЭФИРОВ ЖИРНЫХ КИСЛОТ В КАЧЕСТВЕ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОЙ ДОБАВКИ ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ

¹Магадова Л.А., ²Меркурьева А.Г.

¹РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
119991, г. Москва, проспект Ленинский, д. 65, к. 1,
+7 (499) 507-88-65; +7 (499) 507-83-24; +7 (499) 507-83-26
e-mail: lubmag@gmail.com

²ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»,
Российская Федерация, 109028, г. Москва, ул. Покровский бульвар, д.3,
стр.1
+7-495-983-23-47, e-mail: Anastasiya.Ivko@lukoil.com

Настоящая работа посвящена вопросу применения продуктов на основе отходов масложирового производства – соапстоков в качестве многофункциональных добавок к буровому раствору с улучшенными смазочными, антиприхватными, ингибирующими свойствами.

Противоизносным действием при больших контактных давлениях обладают различные карбоновые кислоты, спирты и их производные, активность которых возрастает с ростом длины цепи. Для буровых растворов лучшие результаты дают непредельные жирные кислоты с одной, двумя, тремя двойными связями и цепями, содержащими не менее 8-12 атомов углерода, в том числе олеиновая, линолевая, линоленовая и другие кислоты, их смеси, мыла, эфиры, оксиэтилированные и другие производные. В связи с вышеизложенным исследование влияния добавок эфиров жирных кислот для улучшения рецептур буровых растворов представляет научный и практический интерес. Важным при рассмотрении трибологических свойств является понимание способности к адсорбции исследуемых продуктов (на поверхности металла и на глине) и изучение поверхностно-активных свойств буровых растворов, обработанных исследуемыми продуктами.

С целью определения адсорбционных характеристик исходных технических продуктов и синтезированных на их основе сложных эфиров жирных кислот была проведена серия лабораторных тестирований по определению способности изучаемых продуктов к защитному действию от коррозии поверхности стальных пластин Ст3, изготовленные по ГОСТ 380–2005. В качестве объектов исследования были определены следующие исходные чистые и технические продукты и продукты их взаимодействия со спиртами нормального строения - сложные эфиры, а именно: олеиновая кислота (тип Ч), техническая олеиновая кислота (СЖК), масложировая фракция (МЖФ) и их сложные эфиры с н-бутанолом.

Для изучения динамики изменения скорости коррозии и защитного эффекта использовался модельный буровой раствор плотностью 1035 кг/м^3 , приготовленный путем диспергирования 5,0% масс. бентонита марки BENTOLUX API в пресной воде (ТУ 2458-013-81065795-2016). В модельный буровой раствор вводили исследуемые продукты в количестве 0,5% масс. и определяли их влияние на скорость коррозии образцов стальных пластин Ст3 в статических и динамических условиях. Тестирование проводилось в течение 6 часов при температурах $T=25\pm 2^\circ\text{C}$, $T=50\pm 2^\circ\text{C}$, $T=80\pm 2^\circ\text{C}$. Анализ полученных данных показал, что по мере увеличения температуры с $25\pm 2^\circ\text{C}$ до $80\pm 2^\circ\text{C}$ скорость коррозии снижается как в статических, так и в динамических условиях, что объясняется увеличением скорости движения среды, ослаблением сил межмолекулярного взаимодействия, а также постоянными процессами адсорбции и десорбции компонентов бурового раствора. Среди всех исследуемых продуктов наиболее высоким защитным эффектом обладает сложный эфир на основе МЖФ и н-бутанола при замере скорости коррозии как в статических, так и в динамических условиях. Добавка 0,5% масс. в модельный буровой раствор плотностью 1035 кг/м^3 обеспечивает защитный эффект 71,52% (при $T=25\pm 2^\circ\text{C}$), 78,42% (при $T=50\pm 2^\circ\text{C}$) и 88,31% (при $T=80\pm 2^\circ\text{C}$) при определении скорости коррозии стальных пластин в статических условиях. Добавка 0,5% масс. в модельный буровой раствор плотностью 1035 кг/м^3 обеспечивает защитный эффект 89,71% (при $T=25\pm 2^\circ\text{C}$), 93,80% (при $T=50\pm 2^\circ\text{C}$) и 88,52% (при $T=80\pm 2^\circ\text{C}$) при определении скорости коррозии стальных пластин в динамических условиях. Скорость коррозии стальных пластин, погруженных в исходный модельный буровой раствор без добавок, в динамических условиях, выше, чем в статических, что связано с постоянным движением потока среды относительно поверхности стальной пластины и, как следствие, уменьшением образования защитного слоя из поверхностно-активных веществ бурового раствора. В статических условиях скорость коррозии стальных пластин в исходном модельном буровом растворе без добавок составляет $0,17 \text{ г/м}^2\cdot\text{час}$ (при $T=25\pm 2^\circ\text{C}$), $0,07 \text{ г/м}^2\cdot\text{час}$ (при $T=50\pm 2^\circ\text{C}$), $0,13 \text{ г/м}^2\cdot\text{час}$ (при $T=80\pm 2^\circ\text{C}$), в динамических условиях - $0,44 \text{ г/м}^2\cdot\text{час}$ (при $T=25\pm 2^\circ\text{C}$), $0,59 \text{ г/м}^2\cdot\text{час}$ (при $T=50\pm 2^\circ\text{C}$), $0,30 \text{ г/м}^2\cdot\text{час}$ (при $T=80\pm 2^\circ\text{C}$).

Наглядное изображение высокого защитного действия сложного эфира на основе МЖФ и н-бутанола представлено в таблице 1, где приведены фотографии стальных пластин после процесса коррозии в статических и динамических условиях в среде исходного бурового раствора без добавок и с добавкой 0,5% масс. сложного эфира на основе МЖФ и н-бутанола. Определение скорости коррозии выполнялось в течение 6 ч.

Таблица 1 – Наглядное изображение защитного действия синтезированного продукта на основе МЖФ и н-бутанола

Исходный модельный буровой раствор без добавок		
$T=25\pm 2^{\circ}\text{C}$	$T=50\pm 2^{\circ}\text{C}$	$T=80\pm 2^{\circ}\text{C}$
Определение скорости коррозии в статических условиях		
		
Определение скорости коррозии в динамических условиях		
		
Исходный модельный буровой раствор + 0,5% масс. сложный эфир на основе МЖФ и н-бутанола		
$T=25\pm 2^{\circ}\text{C}$	$T=50\pm 2^{\circ}\text{C}$	$T=80\pm 2^{\circ}\text{C}$
Определение скорости коррозии в статических условиях		
		
Определение скорости коррозии в динамических условиях		
		

ЛИТЕРАТУРА

1. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов.-М.-Недра,1972.
2. Л. А. Магадова, М. М. Мухин, А. Г. Меркурьева Разработка реагентов комплексного действия на основе возобновляемого сырья в целях улучшения технологических свойств буровых растворов // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2022. – № 4(309).
3. Фролов Ю. Г. Курс коллоидной химии. – Альянс, 2009.

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТАМПОНАЖНОГО СОСТАВА НА ОСНОВЕ ФЕНОЛФОРМАЛЬДЕГИДНОЙ СМОЛЫ

¹Кудряшов С.И., ²Магадова Л.А., ²Аксенова Св.В., ²Назаров С.В.

¹АО «Зарубежнефть», 101000, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ
Басманный, Армянский переулок, дом 9, строение 1, +74957486500,
nestro@nestro.ru

²РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 119991, г. Москва,
проспект Ленинский, дом 65, корпус 1, +79651653041,
nsv20025@rambler.ru

Неселективные тампонажные материалы на основе формальдегидных смол являются перспективной альтернативой традиционным составам на основе цементов и микроцементов. Композиции на основе смол обладают высокой проникающей способностью, низкой плотностью и вязкостью, что значительно упрощает их использование. У таких составов можно регулировать сроки застывания. Камень, полученный из смолы коррозионно стойкий и долговечный [1].

Фенолоальдегидные полимеры, представляющие собой результат поликонденсационной реакции между альдегидами и фенолом, занимают значимое место в химической промышленности и материаловедении. Эти смолы, известные также как фенолформальдегидные смолы, относятся к категории синтетических полимеров с уникальными свойствами, позволяющими классифицировать их как реактопласты или термореактопласты в зависимости от их способности к термической обработке и отверждению [2].

Введение добавок позволяет регулировать технические характеристики композиции и эксплуатационные характеристики получаемых из них изделий в широких пределах.

При кислотном и при термическом отверждении за сшивку отвечает формирование хинометидов, обладающих высокой реакционной способностью [3].

Ранее в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина была разработана твердеющая композиция, содержащая в составе отвердителя кислоты и резорцин.

Целью настоящей работы является усовершенствование тампонажного состава на основе фенолформальдегидной смолы, а именно – модификация отвердителя с исключением из компонентного состава дефицитного и токсичного реагента (резорцина).

В работе проводилось исследование по подбору наиболее оптимального отвердителя тампонажного состава на основе смолы для ремонтно-изоляционных работ в скважине. В ходе анализа патентов был

выбран ряд отвердителей: соляная кислота, полиоксихлорид алюминия, щавелевая кислота, алюминий сернокислый, гидроксид алюминия, лигносульфонат. В ходе экспериментов был предложен тампонажный состав из двух компонентов:

Компонент «А»:

- Фенолформальдегидная смола резольного типа;
- Полиатомный спирт;
- Сульфопроизводное лигнина;

Компонент «Б»:

- Соляная кислота;
- Ингибитор коррозии.

Были проведены эксперименты по подбору оптимальных соотношений компонент «А»:компонент «Б» и подобраны оптимальные композиции тампонажного состава для температур от 25°С до 90°С, удовлетворяющие следующим условиям: время потери текучести от 240 минут (4 часа) до 360 минут (6 часов) и время отверждения в течение 1440 минут (24 часа).

Полученные после отверждения тампонажные камни были проверены на наличие упруго-прочностных свойств. В ходе испытаний цилиндрических образцов тампонажного камня на прессе ПГМ-500МГ4А была установлена следующая закономерность – при температурах до 50°С, с ростом концентрации отвердителя, падает прочность камня на сжатие (таблицы 1 и 2).

Таблица 1 – Определение упруго-прочностных свойств тампонажного камня при 25 °С

№ п/п	Конц. комп. Б, %масс.	Прочность на сжатие, МПа
1	9,0	8,9
2	12,0	7,8
3	14,0	7,9
4	15,0	6,4
5	16,0	5,2

Таблица 2 – Определение упруго-прочностных свойств тампонажного камня при 40 °С

№ п/п	Конц. комп. Б, %масс.	Прочность на сжатие, МПа
1	3,0	-
2	5,0	13,1
3	7,0	12,2
4	9,0	10,9
5	11,0	9,0

При температурах выше 50°C, с ростом концентрации отвердителя, прочность камня на сжатие, наоборот, растет (таблицы 3 и 4).

Таблица 3 – Определение упруго-прочностных свойств тампонажного камня при 60 °С

№ п/п	Конц. комп. Б, %масс.	Прочность на сжатие, МПа
1	2,0	-
2	4,0	-
3	6,0	9,6
4	8,0	13,9

Таблица 4 – Определение упруго-прочностных свойств тампонажного камня при 70 °С

№ п/п	Конц. комп. Б, %масс.	Прочность на сжатие, МПа
1	2,0	-
2	4,0	-
3	6,0	17,8
4	8,0	19,2

Таким образом, достоинствами предложенной композиции является:

1. Низкая температура застывания из-за добавления полиатомных спиртов. Это дает возможность использовать состав при низких температурах.

2. Сроки отверждения можно регулировать изменением концентрации отвердителя.

Достоинства в сравнении с существующей разработкой РГУ:

1. Меньшая токсичность и стоимость благодаря отсутствию резорцина в составе.

2. Плавное регулирование сроков схватывания отверждения в широком интервале температур (от 25°C до 90°C) при изменении соотношения смола:отвердитель.

ЛИТЕРАТУРА

1. Булатов А. И. Данюшевский В. С. Тампонажные материалы: Учебн. пособие для вузов.-М.; Недра, 1987. 280 с.
2. Михайлин Ю.А. Термоустойчивые полимеры и полимерные материалы. // Михайлин Ю.А. – СПб.:Профессия,2006.- 624 с.
3. Брацыхин Е.А. Технология пластических масс. Л., Ленинградское отделение ГосХимИздата, 1963. – 400.

ВЛИЯНИЕ КОМПОЗИТОВ НА ОСНОВЕ Mg,Al-СЛОИСТЫХ ДВОЙНЫХ ГИДРОКСИДОВ И ПОЛИАНИОНОВ НА СВОЙСТВА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ

Сафаргалиева А.Н., Симонова П.Д., Короткая А.А., Мулюкин М.А.,
Егорова В.В., Зеленцов Д.О., Петрова Ю.Ю.

Сургутский государственный университет,
628412, г.Сургут, пр. Ленина, 1, +7 (3462) 76-30-91,
safargalieva_an@edu.surgu.ru

Буровые растворы (БР) играют важную роль в технологических процессах бурения нефтяных и газовых скважин, обеспечивая охлаждение установки, удаление бурового шлама и осажденных частиц, а также контроль давления и стабилизацию ствола скважины [1]. За последние несколько лет интерес ученых и технических специалистов направлен на разработку рецептур БР с улучшенными свойствами, в т.ч. с использованием новых функциональных материалов в качестве добавок. В качестве таких добавок могут выступать композиты на основе биополимеров (или полианионов) и слоистых двойных гидроксидов (СДГ). В качестве биополимеров могут выступать ксантановая смола (КС) или полианионная целлюлоза (ПАЦ). Они способствуют гелеобразованию и стабилизации раствора [2]. СДГ представляют собой двумерные слоистые материалы, имеющие уникальное сочетание легко «перестраиваемой» межслоевой структуры и сорбционных свойств, которые позволяют интеркалировать анионные полимеры в межслоевое пространство. В присутствии слоистых двойных гидроксидов и слоистых двойных оксидов (СДО) БР приобретает псевдопластичные свойства, как полагают авторы [3], за счет образования аддукта бентонит—СДГ(СДО), благодаря чему пресный БР способен к удержанию во взвешенном состоянии больших по весу частиц выбуренной породы, что увеличивает его выносящую способность. Кроме того, СДГ и СДО, как структурные аналоги двумерных глин, попадая в трещину могут обеспечивать прочность фильтрационной корки и, вследствие чего, улучшать стабильность ствола скважины.

В настоящее время почти 40% КС используется при бурении и добыче нефти в Соединенных Штатах и Западной Европе из-за ее высокой вязкости, солеустойчивости, стойкости к загрязнению и устойчивости к сдвигу [4]. Однако известно, что низкая термостойкость является одной из основных причин ограничения ее использования. Когда температура нагрева превышает температуру превращения (обычно 90°C), КС превращается в неупорядоченную и нестабильную структуру. При повышении температуры происходит серьезное снижение вязкости (>50%) и это приводит к большим потерям бурового раствора [5]. Поэтому, для

решения этих проблем важно исследовать как синтетические полианионы, в т.ч. с целью импортозамещения, так и новые композиционные материалы с заданными свойствами, которые позволят контролировать реологические и фильтрационные свойства БР.

В данной работе были получены композиционные материалы на основе СДГ путем интеркалирования КС или ПАЦ и исследовано их влияние на реологические и фильтрационные свойства бурового раствора для наклонно—направленного бурения нефтяных скважин.

Магний-алюминиевые слоистые двойные гидроксиды получали соосаждением в соотношении Mg:Al 2:1 и 4:1 (далее Mg₂Al—СДГ и Mg₄Al—СДГ). Слоистые двойные оксиды (СДО) для интеркалирования КС и ПАЦ получали прокаливанием Mg,Al—СДГ при 400°С в течение 4 ч. Композиционные материалы Mg,Al—СДГ@КС и Mg,Al—СДГ@ПАЦ получали добавлением навески СДО в 0.1% раствор КС (или ПАЦ). Полученную суспензию оставляли на сутки, периодически перемешивая, после чего фильтровали и высушивали полученный композит при 60°С в течении 4 ч.

Для приготовления пресного бурового раствора для наклонно—направленного бурения, готовили глинистую суспензию на основе шлама, который предварительно просеивали через сито диаметром 0.04 мм. Глинистую пасту разбавляли водой при перемешивали в течении 15 мин на верхнеприводной мешалке, вводили навески полиакрилата натрия (ПАН) и композитов, полученных из Mg,Al—СДГ и низковязкой (н-ПАЦ) и высоковязкой полианионной целлюлозы (в-ПАЦ) или КС. Исследование реологических свойств проводили на ротационном вискозиметре М3600 (Grace) с предустановленной программой тестов API, а фильтрационных свойств – на фильтр-прессе НРНТ М4050 (Grace) по стандарту ISO 10414—1:2008. Для оценки влияния композитов Mg₂Al—СДГ@КС, Mg₂Al—СДГ@вПАЦ и Mg₂Al—СДГ@нПАЦ на реологические и фильтрационные свойства БР рассчитывали пластическую вязкость, статическое напряжение сдвига (СНС), динамическое напряжение сдвига (ДНС), объем фильтрата и толщину фильтрационной корки.

Добавки Mg₂Al—СДГ@КС, Mg₂Al—СДГ@вПАЦ и Mg₂Al—СДГ@нПАЦ (0.01-0.10 масс%) оказывают ощутимое влияние на предел прочности (увеличение ДНС в 1.1-1.5 раза). При этом отметили, что добавление Mg₂Al—СДГ@КС и Mg₂Al—СДГ@вПАЦ несколько ухудшает фильтрационные свойства. Наблюдаемые эффекты можно объяснить увеличением электрохимических сил и сил притяжения в БР в присутствии исследуемых композитов. Существенным преимуществом предложенных композитов является уменьшение количества ПАЦ или КС в БР в 3 и более раз, что снижает в целом затраты на приготовление БР.

Следовательно, в работе было показано, что добавки композитов на основе СДГ и ПАЦ или КС улучшают реологические (вязкоупругие)

свойства бурового раствора для наклонно-направленного бурения. В качестве рекомендации к дальнейшим лабораторным и опытно-промышленным испытаниям можно предложить 0.03-0.05 масс.% Mg_2Al –СДГ@нПАЦ и 0.01 мас. % Mg_2Al –СДГ@КС, как наиболее перспективные материалы в составе рецептур БР.

Работа выполнена при финансовой поддержке Правительства ХМАО – Югры (Приказ №10-П-1534 от 20.06.2023, Проект № 2023-227-10).

ЛИТЕРАТУРА

1. Alcheikh I. M. A Comprehensive Review on the Advancement of Non-Damaging Drilling Fluids / I. M. Alcheikh, B. Ghosh // International Journal of Petrochemistry and Research. – 2017. – Vol. 1. – Is. 1. – P. 61-72.
2. Валеева Н.Ш. Биополимеры – перспективный вектор развития полимерной промышленности / Валеева Н.Ш., Хасанова Г.Б. // Вестник Казанского технологического университета. – 2013. – С. 184-186.
3. A. Akkouche Valorization of mixed metal hydroxide on Algerian Na-Bentonite suspensions: Application to water-based drilling fluid / A. Akkouche, A. Benmounah, A. Gueciouer // Egyptian Journal of Petroleum. – 2020. – V.29. – P. 127-131.
4. W. Zhu A high-temperature resistant colloid gas aphron drilling fluid system prepared by using a novel graft copolymer xanthan gum-AA/AM/AMPS / Zhu, X. Zheng, J. Shi [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – №205. – P. 12-23.
5. Mahajan S. Polymers for enhanced oil recovery: fundamentals and selection criteria revisited / S. Mahajan, H. Yadav, S. Rellegadla, A. // Applied Microbiology and Biotechnology. – 2021. – №105. – P. 73-90.

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К РЕШЕНИЮ ПРОБЛЕМЫ ДЕСТРУКЦИИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ, СОДЕРЖАЩИХ КОМПОНЕНТЫ ПРИРОДНОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ

Цуканова А.Н.

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
Ухтинский государственный университет, 169300, Республика Коми,
г. Ухта, ул. Первомайская д.9, 88216774479, atsukanova@ugtu.net

Буровые растворы на водной основе – самая первая промывочная жидкость, которая использовалась для процесса бурения нефтяных и газовых скважин. Первым представителем раствора данной группы стала техническая вода. Благодаря малой вязкости и легкости прокачивания, данный вид раствора хорошо обеспечивал гидродинамические функции раствора, а именно, охлаждение породоразрушающего инструмента и удаление шлама с забоя скважины. Но был не в состоянии обеспечить

гидростатические функции, отвечающие за удерживающую способность (особенно при отсутствии циркуляции), достаточное гидростатическое противодействие на стенки скважины, а также необходимые функции, отвечающие за процесс коркообразования.

Решением проблем стали растворы на основе различных глинистых минералов: монтмориллонита, каолина, гидрослюды. Такие системы, обладающие достаточными плотностными и вязкостными характеристиками, обеспечивают практически полный спектр как гидродинамических, так и гидростатических функций: оптимальную фильтрационную корку, высокую удерживающую способность, эффективное противодействие на пласт, но обладают одним существенным недостатком: сложность вывода шлама из циркуляционной системе бурового раствора. Для решения данной проблемы в компонентный состав глинистых растворов стали включать различные химические реагенты, обеспечивающие не только качественную очистку раствора, но и, как результат физико-химического взаимодействия, снижение набухания, предупреждение пластических течений, осыпей и обвалов, а также ряда других осложнений.

Полимерные соединения одна из наиболее востребованных групп химических реагентов, используемых в качестве компонентов бурового раствора. Широкий спектр функциональных возможностей полимерных реагентов обеспечивает оптимальные структурно-механические свойства, позволяя регулировать реологию системы и влияя на фильтрационные параметры, что делает такие буровые растворы практически универсальными, подходящими для любых условий бурения.

Представители данной группы имеют различную природу происхождения: элементоорганическую, органическую и неорганическую. Наиболее востребованная – органическая, включающая: природные полимеры, объединяющие гуматы и полисахариды, растительного (например, крахмал) и микробного (например, биоксан) происхождения; искусственные, являющиеся модификациями природных (например, ПАЦ); синтетические (например, ПАА) реагенты.

Наличие данных полимерных соединений в компонентном составе буровых растворов обеспечивает полный технологический функционал промывки. Но, также, именно их наличие, в ряде случаев, вызывает необратимые изменения реологии, увеличение водоотдачи, неоднозначное поведение растворов при прохождении высокотемпературных интервалов, вследствие чего может значительно увеличиваться риск возникновения различного рода осложнений.

Для органических полимерных реагентов, особенно природного происхождения, наиболее значимым деструктурирующими факторами являются воздействие микроорганизмов и колебания температур. Оба фактора провоцируют распад полимерной цепочки на отдельные звенья

мономеров, в результате разрушения точки соединения – гликозидной связи, что качественно влияет как на структурно-механические свойства, так и на реологические и фильтрационные параметры жидкости. Процесс распада характеризуется необратимостью.

В целях предотвращения деструкции в состав буровых растворов, содержащих органические компоненты, включают добавки-бактерициды. Тем не менее, присутствие антиферментаторов, согласно анализа промысловой информации, не решает проблему дестабилизации. Объяснение этому лежит в основе принципа воздействия любого бактерицида на любой микроорганизм или штамм бактерий. Уничтожение или угнетение развития бактерий возможно только вследствие правильного подбора бактерицида, действующего на конкретный класс бактерий, в оптимальных концентрации и периоде интенсивного воздействия. Обеспечение данных условий практически нереализуемо, в результате чего, бесконтрольное применение бактерицида приводит к ситуации, связанной с формированием резистентности бактерий и микроорганизмов, как аэробной, так и анаэробной. Именно поэтому проблема деструктивных изменений, протекающих в буровых растворах, содержащих органические компоненты, требует комплексного подхода.

В научно-исследовательской лаборатории технологии буровых растворов имени Клемперта, кафедры БМОН и ГП, была проведена серия исследований, для разработки метода оптимизации использования бактерицидных добавок с целью предотвращения или угнетения процессов микробиологического разложения в системах растворов, содержащих органические компоненты, при различных температурных условиях [1]. В группу исследуемых образцов вошли полимерные органические реагенты природного, микробиологического, искусственного и синтетического происхождения. В группу исследуемых антиферментаторов вошли шесть бактерицидов. Исследование проводилось в определенной среде, представляющей собой глинистую суспензию, плотностью равной $\rho=1030$ кг/м³. Диапазон температур в эксперименте: начальная температура, равная температуре помещения (26-28⁰С); конечная температура 60⁰С, шаг увеличения - 20⁰С. Исследуемые полимерные компоненты вводились в глинистые суспензии в концентрациях, рекомендуемых производителем. Полученные полимер-глинистые суспензии разделялись на группы с обработкой бактерицидом и чистые. После чего на приборе Fann 35S, производилась оценка реологии, а на приборе фильтр-пресс Fann с модулем давления CO₂ оценка показателя водоотдачи с детальным описанием сформировавшейся корки, в каждой температурной точке эксперимента. Продолжительность исследования составила шесть суток. Обработка полученных данных определила группу полимер-глинистых растворов для дальнейшего исследования оценки реологии и фильтрационных характеристик, с учетом постоянной температуры в эксперименте (40⁰С и

60⁰С). Для чего отобранные образцы растворов помещались в специальную ячейку, для дальнейшего размещения в вальцовой печи, обеспечивающей постоянную контрольную температуру. После прогрева до необходимой температуры производилась оценка реологии и фильтрационных характеристик, параметры исследовались через равные промежутки времени, два раза в сутки, образцы хранились в заданных температурных условиях, продолжительность исследования составила шесть суток.

В результате проведенного комплексного исследования были зафиксированы периоды начальных изменений в образцах, при различных температурных режимах, выявлены определенные зависимости колебаний реологии и фильтрационных характеристик, полученные данные соответствовали определенной математической закономерности, что позволило оптимизировать использование бактерицидов для заданных условий эксперимента.

ЛИТЕРАТУРА

1. Цуканова А. Н, Логачев Ю. Л, Близиюков В. Ю. Отрицательная динамика реологических и фильтрационных характеристик как фактор деструктивных изменений в полимерных буровых растворах//Сборник трудов IV Международной научно-практической конференции, посвященной 30-летию факультета нефтегазовой инженерии СКФУ / под. общ. ред. Верисокина А. Е., Керимова А-Г. Г и др. – г. Ставрополь: Издательство: «Бюро новостей», 2023, 548 стр. С. –368-374.

СОСТАВЫ И СВОЙСТВА ПОЛИМЕРНЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ БУРЕНИЯ И ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН

¹Четвертнева И.А., ¹Антонов К.В., ²Логинова М.Е.,
³Гиниятуллин А.К.

¹Уфимский государственный нефтяной технический университет

²АО НПФ Геофизика, 450097, г. Уфа, РБ, ул. Комсомольская 2/1

³ООО «Башнефть-Добыча», 450052, г. Уфа

chetvertnevaia@mail.ru

Исследования вязкостных адсорбционных свойств и термобарических характеристик (теплот смачивания) полимерных растворов в зависимости от различных факторов позволило нам сформировать научную концепцию по разработке новых полимерных растворов различного состава применительно к бурению глубоких разведочных и добывающих скважин Урало-Поволжья и Западной Сибири [1-4]. Научная концепция основана на

учете факторов взаимодействия различных полимерных и неполимерных реагентов между собой и с разбурываемыми породами.

Основными полимерами для исследований по созданию новых полимерных растворов различного состава взяты полимеры метакриловой кислоты (полиакриламида различных марок, полиметилметакрилат, полиакрилонитриты), полиэтиленоксид, водорастворимые эфиры целлюлозы. Химическое строение этих полимеров и их физико-химические свойства свидетельствуют о возможности взаимодействия в следующем направлении.

Химические свойства целлюлозы вообще, а карбоксиметилцеллюлозы в частности, определяются наличием в каждом элементарном звене одной первичной и двух вторичных групп ОН, а также эцетальных (глюкозидных) связей элементарными звеньями. Вследствие этого группы ОН обладают различной кислотностью и различной реактивной способностью. Наиболее активными являются ОН и С₂ в щелочной среде и у шестичленного цикла. Поэтому реакция взаимодействия с ПАА и ПАН должна идти по обмену групп ОН в звене КМЦ на акриловые группы в молекулах акрилатов.

Реакция между КМЦ и полиакрилонитритом в щелочной среде протекает при температуре 55–60 °С и заканчивается получением нового полимера – цианэтилцеллюлозы. Образовавшийся продукт обладает рядом новых свойств, не присущих исходным веществам.

Взаимодействие или не взаимодействие полимеров, таким образом, определяется их строением и физико-химическими свойствами и, следовательно, должно иметь свое количественное выражение. Однако, рассчитав коэффициенты притяжения по инкрементам мономерных звеньев, а также сравнив такие характеристики, как плотности энергии когезии, полярности, активности – параметры растворимости и дипольные моменты, мы обнаружили (табл. 1), что прямого и однозначного ответа на вопрос об априорном предсказании взаимодействия не существует, так как нет одинаковой закономерности в изменении этих характеристик.

Таблица 1 – Физико-химические характеристики полимеров

Полимер	Коэфф. притяж., мкДж·м ³	Энергия когезии, кДж/моль	Полярность для моно-мер. звена, e	Активность для мономер. звена	Параметр растворимости, кал/см ³	Дипольный момент
КМЦ	1611	60,2	-1,77	0,023	10,3	
ПЭО	687	12,6			ЭС-11.0	0,87
ПАА1	466	30,6			9,7	0,82
ПАА2	1212	83,1	1,30	1,46		
ПАА3	466	30,6				
Дэман	2390	137,9	-0,60	0,32	9,3	0,73–0,81
ПАН	571	1,06	1,20	0,60	14,5	

Примечание:

Коэффициенты притяжения и энергии когезии рассчитаны по инкрементам связей мономерных звеньев. Полярность, активность, параметры растворимости, дипольные моменты – справочные данные. КМЦ – карбоксиметилцеллюлоза; ПАА₁ – полиакриламид негидролизованый; ПАА₂ – гидролизованый при рН = 8–14; ПАА₃ – гидролизованый при рН = 1–5; ПЭО – полиэтиленоксид; МПММА (дэман) – модифицированный полиметилметакрилат; ЭС – эпоксидная смола.

Подтверждение взаимодействия КМЦ и ПАА, ПАН и КМЦ с ПЭО можно найти в том, что существует большая разница в величинах коэффициентов, характеризующих их. При этом КМЦ обладает электронодонорными группами ($e = -1,77$), а ПАА и ПАН – электроноакцепторными ($e = 1,2-1,6$). Дэман же, как и КМЦ, является электронодонором ($e = -0,6$), поэтому не вступает в реакцию с ПАА и ПАН, так как является их гомологом.

Экспериментально полученными результатами установлено, что при смешивании растворов КМЦ с растворами ПАА или ПЭО образуются составы, обладающие синергетически увеличенной вязкостью. Дэман не образует с КМЦ синергетически загущенных смесей; смеси КМЦ и ПАА обладают высокими флокулирующими свойствами по отношению к бентонитовой глине, Дэман же стабилизирует глинистую суспензию с высоким содержанием глины до (40 %) и снижает ее вязкость.

По полученным данным нами предложена классификация полимеров по признаку их взаимодействия или не взаимодействия между собой и глинистой породой:

I группа – реагенты (в том числе полимеры), реагирующие между собой с образованием структуры, обладающей синергетически увеличенной вязкостью и высокими флокулирующими свойствами по отношению к глинистой породе: КМЦ + ПАА, ПАН, ПЭО.

II группа – реагенты, не образующие при смешивании загущенной структуры, не обладающие стабилизирующим и разжижающим эффектом по отношению к глинистой суспензии с большим содержанием глины (до 36–40 %): дэман, дэман Р, флучан. Полученные результаты исследований составили основу для разработки новых составов полимерных растворов и полимерглинистых растворов с малым содержанием глинистой фазы.

Нами были разработаны и эффективно реализованы в Башкортостане полимерные буровые растворы с малым содержанием твердой фазы при бурении устойчивых карбонатных горных пород и вскрытии продуктивных пластов [5-6].

ЛИТЕРАТУРА

1. Justification of the formulation of modified drilling mud for the construction of the transport part of wells with a horizontal termination in the fields of the north of western Siberia. Loginova M.E., Konesev G.V., Teptereva G.A., Movsumzade E.V., Babushkin E.M., Buyanova M.G. SOCAR Proceedings. 2022. № 3.

2. Loginova M.E., Movsumzade E.M., Chetvertneva I.A., Shammazov A.M.. Velocity profiles of the biopolymer drilling fluids based on starch and gum. Russian Journal of General Chemistry. 2023. T. 93. № 3. С. 706-710.
3. Логинова М.Е., Четвертнева И.А., Мовсумзаде Э.М., Чуйко Е.В. Оптимизация концентраций буровых реагентов на основе камедей с применением методов математического моделирования. Российский химический журнал. Том 67 № 1 (2023), с. 3-10. <https://doi.org/10.6060/rcj.2023671.1>
4. Логинова М.Е., Тептерева Г.А., Баулин О.А., Мовсумзаде Э.М., Бабкина А.А., Четвертнева И.А., Чуйко Е.В., Ахтямов Э.К. Синергетический эффект композиций крахмала и камеди для дисперсионных сред // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2022 № 1-2. С. 83–87. DOI: 10.24412/0131-4270-2022-1-2-83-87
5. Логинова М.Е., Четвертнева И.А., Шаммазов А.М., Мовсумзаде Э.М., Тивас Н.С. Оценка концентраций буровых реагентов методом регрессионного анализа// Нефтегазовое дело, 2023, №1, с.6-14. DOI: 10.17122/ngdelo-2023-1-6-14
6. Зель Д.Р., Четвертнева И.А., Тивас Н.С., Калинин Д.А., Логинова М.Е. Повышение эффективности бурения глинистых отложений и качества вскрытия продуктивных пластов применением полисахаридного гидрофобизирующего бурового раствора. Материалы VI Международной научно-практической конференции БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ, 2023, Краснодар, Т. 1. С. 332-335.

2. Реагенты и технологии их применения в процессах повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти

ВЛИЯНИЕ ВРЕМЕНИ И ТЕМПЕРАТУРЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГИДРОТЕРМАЛЬНО-КАТАЛИТИЧЕСКОГО ОБЛАГОРАЖИВАНИЯ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ В ПРИСУТСТВИИ И ОТСУТСТВИИ РАСТВОРИТЕЛЯ-ДОНОРА ВОДОРОДА

Аль-Мунтасер А.А., Михайлова А.Н., Сувейд М.А.,
Халил И., Саид Ш.А., Варфоломеев М.А.

Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный университет, 420008, г. Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5; inter@kpfu.ru
stasu07@mail.ru

Применение растворителей в качестве доноров водорода для оптимизации условий гидротермального и каталитического воздействия при разработке тяжелых нефтей представляет интерес как альтернативный метод освоения месторождений данного типа углеводородов. Донорами водорода являются соединения, способные подвергаться обратимому гидрированию и дегидрированию в реакционной среде, блокируя радикальные реакции, что способствует снижению образования кокса в

реакционной системе. Согласно литературным данным [1], такие соединения, как тетралин, декалин, циклогексан, метилбензол, дигидроантрацен, муравьиная кислота, пропанол и др., выступают донорами водорода, а углеводороды с нафтеновой структурой в этом ряду обладают наибольшей водородо-донорной активностью, что связано с их более высокой активностью в реакциях ароматизации по сравнению с н-парафинами и большим количеством доступного водорода по сравнению с аренами [2]. Полученные результаты свидетельствуют об эффективности использования доноров водорода для обогащения тяжелого углеводородного сырья, что проявляется в снижении выхода кокса и объясняется тем, что атомарный водород, в отличие от молекулярного водорода, останавливает полимеризацию свободных радикалов с образованием стабильных и низкомолекулярных молекул.

В данной работе изучено влияние растворителя-донора водорода – декалина, на гидротермально-каталитическое облагораживание тяжелой нефти Ашальчинского месторождения. Эксперименты проводились при температурах 250 и 300°C, P=32 и 72 бар при соотношении нефть:вода = 70:30 г. Концентрация катализатора = 0.2 мас.% по металлу (в пересчете на взятую нефть), время воздействия 12, 24, 48 и 72 ч. Нефтерастворимый катализатор - стеарат никеля(II) (C₃₆H₇₀NiO₄).

По данным SARA-анализа (табл. 1) с увеличением температуры и времени воздействия в составе тяжелой нефти, по сравнению с исходным образцом, наблюдается увеличение содержания насыщенных углеводородов (УВ). Так, при 300°C и времени воздействия 72 ч содержание насыщенных УВ увеличивается до 53.36% по сравнению с 28.79% в исходной нефти, а содержание асфальтенов снижается до 2.57% с 5.91%, соответственно.

Таблица 1 – Данные SARA-анализа тяжелой нефти до и после экспериментов

Реакционная система	Время воздействия, ч	Т, °С	Содержание, мас. %			
			Насыщенные УВ	Ароматические УВ	Смолы	Асфальтены
Исходная нефть	-	-	28.79	44.32	20.98	5.91
Исходная нефть + пар	12	250	28.83	45.38	19.96	5.83
		300	28.95	45.68	19.55	5.82
	24	250	27.42	47.35	19.85	5.38
		300	30.5	46.32	18.06	5.12
	48	250	31.82	44.87	17.95	5.36
		300	32.15	46.07	16.82	4.96
	72	250	31.86	46.23	16.83	5.08
		300	34.71	45.09	16.12	4.08
Исходная нефть + пар + декалин	12	250	29.94	45.42	19.03	5.61
		300	33.34	43.92	17.65	5.09
	24	250	33.16	43.91	18.07	4.86
		300	38.46	42.01	15.89	3.64

	48	250	34.05	44.87	16.87	4.21
		300	43.62	37.54	15.56	3.28
	72	250	42.61	38.78	14.56	4.05
		300	53.36	33.04	11.03	2.57
Исходная нефть + пар + декалин + стеарат никеля(II)	12	250	32.08	44.83	18.15	4.94
		300	36.78	41.22	17.15	4.85
	24	250	37.08	42.61	16.18	4.13
		300	43.19	40.88	13.09	2.84
	48	250	38.67	42.04	15.63	3.66
		300	50.73	35.07	11.89	2.31
	72	250	42.06	39.88	14.82	3.24
		300	58.66	31.67	7.82	1.85

Масса выделившихся газов, как и групповой состав, увеличивается с увеличением температуры и времени воздействия (табл. 2).

Таблица 2 – Масса выделившихся газов до и после гидротермального облагораживания тяжелой нефти при 250 и 300°C

Реакционная система	Время воздействия	Масса, г					
		250°C			300°C		
		пар	Пар + декалин	Пар + декалин + стеарат никеля(II)	пар	Пар + декалин	Пар + декалин + стеарат никеля(II)
Тяжелая нефть + пар + N ₂	12	0.105	0.124	0.209	0.217	0.224	0.338
	24	0.388	0.406	0.608	0.560	0.673	0.941
	48	0.503	0.711	1.193	0.8114	1.065	1.589
	72	0.697	0.978	1.221	0.916	1.681	2.456

Примечание: масса выделившихся газов рассчитана по разнице массы реактора (включая сырую нефть и воду) до и после облагораживания.

Для оценки изменений нефтерастворимого катализатора до и после гидротермального облагораживания тяжелой нефти использовался метод рентгеновской дифракции (XRD). Согласно рентгенограммам полученного отработанного стеарата Ni (рис.), основными фазами являются оксид никеля (NiO) и сульфид никеля (Ni₃S₂). Это означает, что никель в этих двух фазах играет роль активной формы и ускоряет степень дегидрирования декалина, гидрирования тяжелой нефти и усиления гидрообессеривания, что приводит к дополнительному удалению серы.

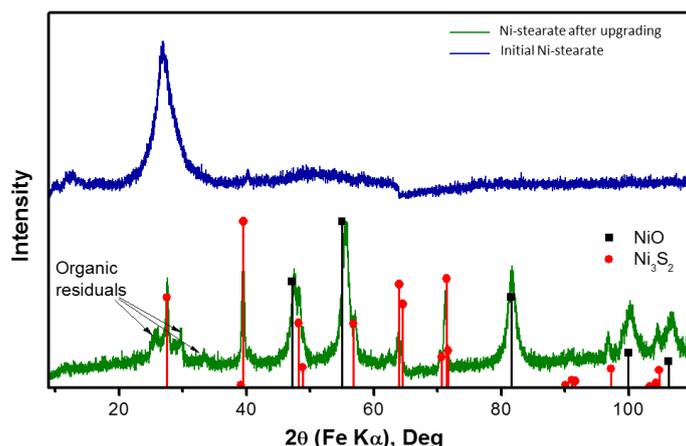


Рисунок – Рентгенограммы исходного и отработанного стеарата никеля до и после гидротермально-каталитического облагораживания при 300°C, 72 бар и времени воздействия 24 ч

На основании полученных и литературных данных [1, 3] сделано предположение механизма реакции дегидрирования декалина, который заключается в том, что сначала активные центры катализатора (оксид никеля и сульфид никеля) атакуют преимущественно связи C-S боковых цепей алифатических и ароматических частей смол и асфальтенов), затем полученные свободные радикалы после термического разложения боковых цепей будут связаны с водородом, образующимся при дегидрировании декалина, которое, как правило, включает четыре стадии: образование тетралина из транс- и цис-декалина, превращение тетралина в нафталин и изомеризацию цис- и транс-декалина.

Работа выполнена при поддержке Российского научного фонда по проекту РНФ 221-129 (соглашение с РНФ № 21-73-30023 от 17.03.2021 г.).

ЛИТЕРАТУРА

1. Alemán-Vázquez L.O., Torres-Mancera P., Ancheyta J., Ramírez-Salgado J. Energy & Fuels, 2016, 30 (11), 9050-9060.
2. Mukhamatdinov, I. I., Salih, I. S., Khelkhal, M. A., and Vakhin, A. V. Energy & Fuels, 2020, 35 (1), 374-385.
3. Suwaid MA, Varfolomeev MA, Al-muntaser AA, Yuan C, Starshinova VL, Zinnatullin A, et al. Fuel, 2020, 281, 118753.

СМАРТФОН-ОРИЕНТИРОВАННЫЙ ПОДХОД К КОЛИЧЕСТВЕННОМУ ОПРЕДЕЛЕНИЮ РЕАГЕНТОВ ПРИ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЯХ ВО ВНЕЛАБОРАТОРНЫХ УСЛОВИЯХ

Серебряков К.В., Гавриленко М.А.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
634050, Томск, пр. Ленина, 30, dce@mail.ru

Задачи повышения эффективности выработки нефтяных пластов и увеличение нефтеотдачи решает любая нефтедобывающая компания. Для эффективного решения важную роль играет получение качественных и точных оценочных характеристик пласта на всех этапах разработки. Трассерный индикаторный метод (ТИМ) исследования является эффективным способом получения информации о межскважинном строении пласта, определения скорости фильтрации флюидов в коллекторе, выявления зон нарушения гидродинамической связи между отдельными участками, оценки коэффициента, охвата пласта процессом вытеснения, установления контроля над распределением потоков в залежи, режимов работы скважин или последствий воздействия на пласт.

ТИМ основан на введении в контрольную нагнетательную скважину заданного объема меченой трассерным веществом (ТВ) жидкости, которая оттесняется к контрольным добывающим скважинам вытесняющим агентом путем последующей непрерывной подаче воды в контрольную нагнетательную скважину. Одновременно из устья добывающих скважин начинают производить отбор проб. Однако до сих пор этот способ не включен ни в списки геофизических, ни в перечень гидродинамических методов исследований. Несмотря на популярность ТИМ среди промысловых геологов, на практике масштабного применения данный способ исследований также не получил, прежде всего, по причине длительного ожидания результатов. Сегодня это основной сдерживающий фактор его использования, поскольку пробы анализируют в лабораторных условиях для определения наличия ТВ и его количественной оценки.

Переход на внелабораторный способ определения на месте отбора пробы и замена аналитического оборудования на комбинацию смартфона и полимерного впитывающего сенсора с изменением цвета (которое фиксирует смартфон) позволяет упростить сразу несколько задач: 1) сделать ТИМ более дешевым за счет исключения услуг химической лаборатории и квалифицированного персонала; 2) упростить транспортировку образцов пластовой жидкости при замене на транспортировку полимерных сенсоров 4×6×0.5 мм по каждому образцу или исключить транспортировку при определении на месте отбора через смартфон; 3) заменить дорогие ТВ

флуоресцеин, родамин, эозин на дешевые пищевые красители технического качества кислотный красный, оранжевый прямой, эритрозин; 4) снизить количество ТВ за счет эффекта концентрирования вещества в объеме сенсора из пробы. Основные характеристики (таблица 1) и способность сенсоров извлекать из неоднородных образцов ТВ подтверждены на месторождениях Кокарна, Акжар, Арысқум, Қумқоль (Р.Қазақстан).

Таблица 1 – Характеристики сенсоров для основных ТВ с регистрацией сигнала (СФ – спектрофотометрия; ВЗ – визуальная оценка; СМ – колориметрия на смартфоне; ФЛ – флуориметрия, КК – коэф.концентрирования из водно-углеводородной эмульсии в объем сенсора, ИС – интеллектуальная собственность)

ТВ	t, мин	Вид ДО	Вид ПОСЛЕ	Чувствительность, мг/л				КК	ИС
				СФ	ВЗ	СМ	ФЛ		
Уранин	20			0.01	0.1	0.05	10 ⁻⁴	80	[1]
Эозин	20			0.02	0.3	0.02	10 ⁻⁴	100	[2]
Пиранин	<10			0.005	0.02	0.01	-	160	-
Родамин	<10			0.005	0.05	0.01	10 ⁻⁴	100	[3]
Красный 6С	1-2			0.005	0.03	0.01	-	160	-
Оранжевый прямой	1-2			0.005	0.05	0.02	-	160	-
Кислотный красный 2С	1-2			0.005	0.04	0.005	-	160	-
Толуидиновый синий	<5			0.005	0.06	0.01	-	100	[4]
Эритрозин	<5			0.005	0.05	0.01	-	120	[5]
Роданид-анион	30			0.08	0.3	0.1	-	30	[6]
Нитрат-анион	30			0.02	0.1	0.02	-	30	[7]
Фторид-анион	10			0.02	0.1	0.02	-	20	[8]

Пластинки сенсоров анализируют в лабораторных условиях для определения наличия трассера и его количественной оценки. Сохранность ТВ в пластинках подтверждена в течение более года, что способствует арбитражной документальности анализа. Внелабораторное определение с помощью смартфона реализовано в виде программного обеспечения, разделяющего изображение сенсора на R, G, B цветовые каналы, интенсивность одного из которых пропорциональна концентрации ТВ в сенсоре.

ЛИТЕРАТУРА

1. Патент РФ № 2621158 от 31.05.2017
2. Патент РК № 6282 от 30.07.2021
3. Патент РК № 6283 от 30.07.2021
4. Патент РФ № 2605965 от 10.01.2017
5. Патент РФ 2638929 от 19.12.2017.
6. Патент РФ № 2624797 от 06.07.2017
7. Патент РФ 2578024 от 20.03.2016
8. Talanta 226 (2021) 122103.

РОЛЬ ПОВЕРХНОСТНЫХ ВЗАИМОДЕЙСТВИЙ В ВЫБОРЕ ИНТЕНСИФИЦИРУЮЩИХ СОСТАВОВ НА ХЕЛАТНОЙ ОСНОВЕ

Юнусов Т.И., Давлетшина Л.Ф.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
119991, г. Москва, проспект Ленинский, дом 65, корпус 1
timyun96@gmail.com

Одной из основных проблем интенсификации добычи углеводородов в настоящее время является невозможность традиционных интенсифицирующих составов действовать в осложнённых условиях, к коим относятся высокие температуры и давления, высокая минерализация пластовой воды, коллоидно-нестабильные нефти, скважинное оборудование высокой степени износа. Исходя из этого, одной из основных задач современной нефтепромысловой химии является разработка новых, технологически и экономически эффективных интенсифицирующих составов, способных действовать при самых сложных условиях.

Интенсифицирующие составы на основе хелатных реагентов являются одними из таких, поскольку способны интенсифицировать добычу при самых высоких температурах, не агрессивны по отношению к металлическому оборудованию, совместимы даже с чувствительной нефтью. Тем не мене, подобные составы, существующие уже на протяжении

более чем 20 лет, так и не нашли широко применения в практике. Одной из причин этого является низкая степень изученности поверхностных свойств растворов хелатных реагентов, которые, в конечном счёте, и являются определяющими для конечной эффективности интенсификации добычи. Поэтому целью данной работы является исследование поверхностных взаимодействий растворов хелатного реагента с породой и пластовыми флюидами и возможностей их модификации с целью увеличения эффективности хелатных композиций.

Основным поверхностным взаимодействием при проникновении хелатного реагента в нефтенасыщенный пласт является растворение поверхности породы, основанное на механизме поверхностного комплексообразования [1]. По сравнению с соляной кислотой, растворяющая способность, например, ЭДТА является довольно невысокой: 0,33 г теоретически возможно растворённого карбоната кальция на 1 г реагента, против 1,37 г у HCl – удельная растворяющая способность, которая для максимально широкого внедрения хелатов, должна быть максимальна. Путём исследований потери массы породы при 25, 80 и 120°C установлено, что максимальная удельная растворяющая способность для такого распространённого хелатного реагента, как этилендиаминтетрауксусная кислота, наблюдается при её концентрации 0,4 моль/л и рН композиции 8,8, что соответствует тринатриевой соли ЭДТА.

Согласно механизму поверхностного комплексообразования, кинетика реакции растворения при температурах выше 80°C определяется скоростью диффузии реагентов к поверхности. Является возможным увеличение коэффициента диффузии ионной формы ЭДТА за счёт увеличения ионной силы раствора. В данной работе принято решение модифицировать реакцию растворения карбонатной породы за счёт введения в композицию многоосновных органических кислот, которые также способны увеличивать растворяющую способность за счёт увеличения кислотности системы. Образование осадков данных кислот с кальцием и магнием ингибируется за счёт присутствия хелатного реагента.

С помощью гравиметрического метода показана жизнеспособность данного метода увеличения растворяющей способности. Более того, растворяющая способность смеси «0,4 М ЭДТА-Na₃ + кислота» является свойством неаддитивным и выше, чем у суммы реагентов. Коэффициенты синергичности приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Коэффициент синергичности для смеси ЭДТА- Na_3 + 0,05 М кислота»

Кислота	Лимонная	Яблочная,	Янтарная	Винная
Коэффициент синергичности	0,22	0,00	0,34	0,13

При проникновении хелатной композиции в нефтенасыщенный пласт самым первым типом поверхностного взаимодействия является контакт с нефтяной фазой. Течение интенсифицирующего состава в поровом пространстве во многом определяется межфазным натяжением на границе с нефтью, которое должно быть минимизировано для снижения потерь давления. С этой целью проводилось добавление поверхностно-активных веществ (ПАВ) различных классов: катионных (четвертичные аммониевые соединения и цетилпиридиниевые соединения), анионных (сульфонаты), амфолитных (диметилаклиламинооксиды и алкиламидопропилбетаины). Показано, что в случае амфолитных ПАВ ряда алкилдиметиламинооксида наблюдаются самые низкие значения межфазного натяжения, при этом величина межфазного натяжения не зависит от присутствия в растворе хелатного реагента. Все исследуемые ПАВ достигают постоянного значения межфазного натяжения при концентрации 0,05% масс.

Исследована совместимость полученной ПАВ-хелатной композиции с нефтью в свободном объёме и псевдопоровом пространстве. Показано, что полученная композиция полностью совместима с нефтью, не образуя каких-либо осадков и стойких эмульсий, при этом при течении в поровом пространстве в присутствии ПАВ хелатная композиция дополнительно отмывает часть нефти со стенок, чем обеспечивает свободный доступ растворяющего хелатного реагента к поверхности и меньший перепад давления по сравнению с течением композиции без ПАВ.

После контакта с углеводородами, ПАВ-хелатная композиция взаимодействует с поверхностью породы, которая в пластовых условиях, как правило, гидрофобна, и изменяет её смачиваемость. Определена степень изменения смачиваемости гидрофобной карбонатной породы путём измерения угла смачивания и скорости пропитки до и после воздействия ПАВ-хелатной композицией с добавкой диметилалкиламинооксида (C_{12} - C_{18}). Показано, что композиция из хелатного реагента и ПАВ при температуре 120°C изменяет смачиваемость лучше, чем каждый из компонентов по отдельности. Возможный механизм совместной гидрофилизации приведёт на рисунке 1.

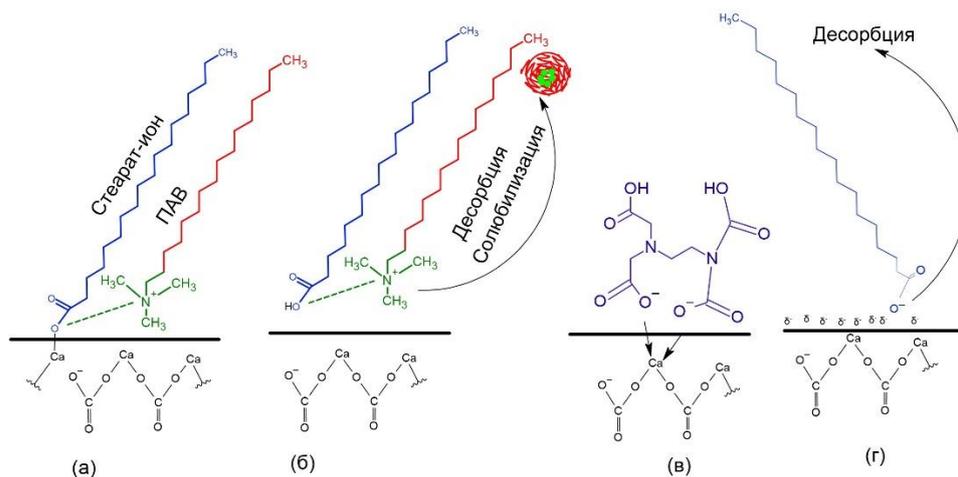


Рисунок 1 – Механизм совместной гидрофилизации: а) – образование ионной пары, б) десорбция ионной пары, в) извлечение иона Ca^{2+} , г) самопроизвольная десорбция нефтяного компонента

Финальным этапом, комплексировавшим все ранее изученные поверхностные свойства, являлось моделирование воздействия ПАВ-хелатной композиции на нефтенасыщенный образец карбонатной породы при температуре 120°C . Показано, что ПАВ-хелатная композиция успешно образовала сквозную червоточину при фильтрации через образец, что привело к увеличению проницаемости более чем в 10^3 раз, при этом концентрация хелатного реагента на 0,2 М меньше, чем в аналогичных работах по данной тематике. Подобное снижение концентрации без потери эффективности является следствием из приданных хелатной композиции оптимальных поверхностных свойств.

ЛИТЕРАТУРА

1. Силин, М.А. Хелатные реагенты в процессах стимуляции добычи в карбонатных коллекторах / М.А. Силин, Л.А. Магадова, Л.Ф. Давлетшина, Т.И. Юнусов // Нефтегазовое дело. – 2022. – №3. – с.29-45.

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ГИДРОРАЗРЫВА: ПУТЬ К ЭФФЕКТИВНОЙ ДОБЫЧЕ НЕФТИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Цыганков В.А., Бурыкина Е.В.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 119991, г. Москва,
 проспект Ленинский, дом 65, корпус 1, +74995078469 / com@gubkin.ru
 burykina.e@gubkin.ru

В настоящее время гидроразрыв часто сочетается со строительством горизонтальных скважин, которые демонстрируют высокую

эффективность, несмотря на увеличенные затраты. Одна горизонтальная скважина может заменить до пяти вертикальных, что делает их строительство все более популярным. Особенно актуальна технология многостадийного гидроразрыва (МГРП) в горизонтальных скважинах в пластах с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ), таких как баженовская свита и её аналоги [1]. Объекты с ТРИЗ настолько отличаются от классических месторождений, что требуют совершенно новых подходов к разработке, и некоторые дочерние предприятия нефтедобывающих компаний Российской Федерации сосредоточены исключительно на них [2].

Основной фокус сделан на технологии безводного гидроразрыва пласта (ГРП) или технологии ГРП со сжиженным углеводородным газом (СУГ). Данная технология была впервые применена в Соединенных Штатах Америки. Затем получила значительное развитие во времена сланцевой революции в США и Канаде. Сегодня к подобным разработкам проявляется интерес в Китае, Индии и России [3].

Сравнение затрат на традиционный гидроразрыв ГРП на водной основе и ГРП с использованием сжиженного углеводородного газа показало, что стоимость операции с применением СУГ выше на 45%.

Однако такая оценка в абсолютных значениях не дает четкого представления об эффективности данной технологии. Для оценки эффективности следует анализировать и сравнивать более комплексные показатели, такие как:

- показатель UDC (Ultimate Drilling Cost или удельная стоимость строительства скважины), который выражается не в абсолютных значениях, а как отношение приведенных затрат на строительство горизонтальных скважин с МГРП, вскрывающих горизонты с нетрадиционными запасами углеводородов, к извлекаемым запасам (EUR). Этот показатель является ключевым для оценки эффективности разработки пластов баженовской свиты;
- показатель чистого дисконтированного денежного потока (ЧДД или NPV – net present value), характеризующий изменение денежных потоков во времени с учетом ставки дисконта;
- индекс доходности инвестиций (показатель рентабельности, индекс рентабельности – ИП, profitability index – PI), рассчитываемый как отношение суммы дисконтированных денежных потоков к первоначальным инвестициям [4].

Для оценки эффективности применения данной технологии проводились расчёты на одной скважине, когда достигается максимальный эффект (на протяжении трех лет). Удельная стоимость строительства скважины составила 8 522 рубля за тонну добытой нефти, она сочетается с заявленными компанией «Газпром нефть» значениями UDC, которые были озвучены на «Нефтегазе – 2024». Соответственно, чистый дисконтированный денежный поток положительный с учетом ставки

дисконтирования 25%, а индекс доходности инвестиций превышает единицу.

Таким образом, предложенная к внедрению технология гидравлического разрыва пласта со сжиженным углеводородным газом позволяет снизить себестоимость добычи нефти, что является значительным достижением в отрасли и вписывается в общую концепцию разработки данного объекта (баженовской свиты).

ЛИТЕРАТУРА

1. Шамсутдинов А.Р. Применение горизонтальных скважин как метода увеличения нефтеотдачи пластов // Актуальные исследования, №5-1, 2024, с. 11-15.
2. Технологический центр «Бажен» обеспечит будущее российской нефтяной промышленности/ ПАО «Газпром нефть», 2018 - [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/tekhnologicheskiiy-tsentr-bazhen-obespechit-budushchee-rossiyskoy-neftyanoy-promyshlennosti/> (дата обращения: 28.05.2024).
3. Цыганков В.А., Стрижнев К.В., Магадова Л.А., Ненько А.В. Разработка нетрадиционных запасов углеводородов при помощи технологии ГРП с применением в качестве жидкостей разрыва сжиженных углеводородных газов // Neftegaz.RU, №6, 2019, с. 56-61.
4. Зубарева В.Д., Саркисов А.С., Андреев А.Ф. Техничко-экономический анализ нефтегазовых проектов: эффективность и риски: монография. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. – 280 с.

ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ НА СВОЙСТВА ИНТЕНСИФИЦИРУЮЩИХ СОСТАВОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ

Магадова Л.А., Давлетов З.Р., Вагапова Ю.Ж.

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина, 11999, Москва, Ленинский проспект, 65 к.1
juliatuesdays@yandex.ru

Баженовская свита по своей природе представляет собой сложную углеводородную систему, в отложениях которой происходит одновременно генерация, мигрирование и аккумулялирование органического вещества (ОВ) разной степени превращенности. Это обуславливается наличием в породах материнского ОВ (керогена) и более легких углеводородных компонентов (битумоиды, нефть) либо адсорбированных на минеральной части, либо в свободном состоянии. Общее содержание органических компонентов составляет до 25 % мас., что свидетельствует об их породообразующей функции. Столь высокое количество, в особенности, тяжелых углеводородов в баженовской свите также влияет на смачиваемость ее коллекторов, увеличивая их гидрофобность.

Описанные свойства необходимо учитывать при разработке методов химического воздействия на породы баженовской свиты, для которых ограничено применение традиционных способов обработки. На основе проведенных экспериментов были разработаны интенсифицирующие композиции на углеводородной основе, в состав которых входит уксусная кислота, изопропиловый спирт и ароматический растворитель – Сольвент нефтяной (основа состава). Совместное присутствие органической кислоты и спирта способствует протеканию реакций этерификации и гидролиза непосредственно в растворе, постепенному связыванию и высвобождению данных компонентов в ходе взаимодействия, а, следовательно, замедлению действия композиций и образованию дополнительного отмывающего агента.

Важнейшими компонентами в составах, используемых для кислотного воздействия и экстракции растворителями, являются поверхностно-активные вещества (ПАВ). Их добавление снижает межфазное натяжение на границе с породой и нефтью, тем самым, усиливая взаимодействие с композициями, что оказывает влияние на их растворяющую и отмывающую способности, тем самым, увеличивая эффект от проведенных обработок. В рассматриваемых интенсифицирующих составах дополнительно должно быть исследовано влияние ПАВ на реакцию этерификации в системе, а также их способность к адсорбции на органических и минеральных компонентах породы. Также ввиду сложности исследуемых составов и процессов, происходящих в них, немаловажным является дополнительная оценка воздействия ПАВ на отдельные компоненты композиций.

Для проведения работ были использованы образцы дезинтегрированной породы Пальяновского месторождения Красноленинского свода следующего состава: кварц – 53,1 %, альбит – 12,2 %, мусковит – 12,8 %, иллит – 11,7 %, пирит – 6,6 %, каолинит – 3,6 %. Содержание органического вещества в них достигало 15 % мас.

Были изучены свойства смесей как изопропанола, так и уксусной кислоты в концентрациях 15 % и 20 % мас. с Сольвентом нефтяным в присутствии ПАВ. Уксусная кислота и изопропиловый спирт в комплексных интенсифицирующих составах на основе Сольвента нефтяного были взяты в тех же концентрациях как в эквимолярном соотношении, так и в избытке и недостатке к друг другу для исследования влияния реакции этерификации на свойства композиций. Время воздействия для всех экспериментов составляло 3 часа.

В качестве ПАВ были рассмотрены соединения различного типа: анионное (ЛАБСК), смешанное (анионное / неионогенное), представленное Фосфолом, катионное (Нефтенол ГФ) и неионогенные (ОС-20 и Неонол АФ 9-12). Данные соединения были взяты в концентрациях 0,5 %, 1 % и 1,5 % мас.

Для растворов как изопропанола, так и уксусной кислоты в Сольвенте нефтяном были рассчитаны значения свободной энергии адсорбции Гиббса по экспериментальным данным растворяющей способности композиций без и с добавлением ПАВ. Для растворов изопропанола выявлено возрастание данного показателя с увеличением концентрации ПАВ, значения же энергии адсорбции для растворов уксусной кислоты практически одинаковы. Наибольшей способностью к адсорбции обладают ОС-20 и Неонол АФ 9-12.

Для оценки воздействия растворов уксусной кислоты и спирта в Сольвенте нефтяном на породу был выполнен анализ изменения спектральных коэффициентов ароматичности и алифатичности с помощью ИК-Фурье-спектроскопии, который показал высокую отмывающую способность анионного ПАВ (ЛАБСК) к обоим типам углеводов. Смешанное (Фосфол) и неионогенные ПАВ способствуют извлечению преимущественно алифатических компонентов. Воздействие же растворами с добавлением Нефтенола ГФ показало их меньшую активность по отношению к обоим типам органических компонентов.

Для комплексных композиций была проведена оценка влияния ПАВ на реакцию этерификации между уксусной кислотой и спиртом титриметрическим методом путем определения степени этерификации. В ходе экспериментов была подтверждена высокая катализирующая способность ЛАБСК, при содержании 1,5 % мас. которого была достигнута величина предела этерификации. Фосфол способствует незначительному повышению количества образующегося эфира в системе. Применение ОС-20 и Неонола АФ 9-12 во всех исследованных концентрациях вызывает снижение данного показателя. Это может быть объяснено взаимодействием их молекул с уксусной кислотой и π -электронами ароматического растворителя. Использование Нефтенола ГФ не оказывает влияние на процесс этерификации ввиду пространственного экранирования активных групп ПАВ, что также объясняет его низкую отмывающую способность по отношению к органическим компонентам. На основании проведенных исследований, для включения в рецептуры интенсифицирующих составов были выбраны ЛАБСК и Фосфол. На рисунке 1 показано изменение значений степени этерификации в зависимости от концентрации уксусной кислоты (УК), изопропанола (ИПС) и ПАВ (ЛАБСК и Фосфол).

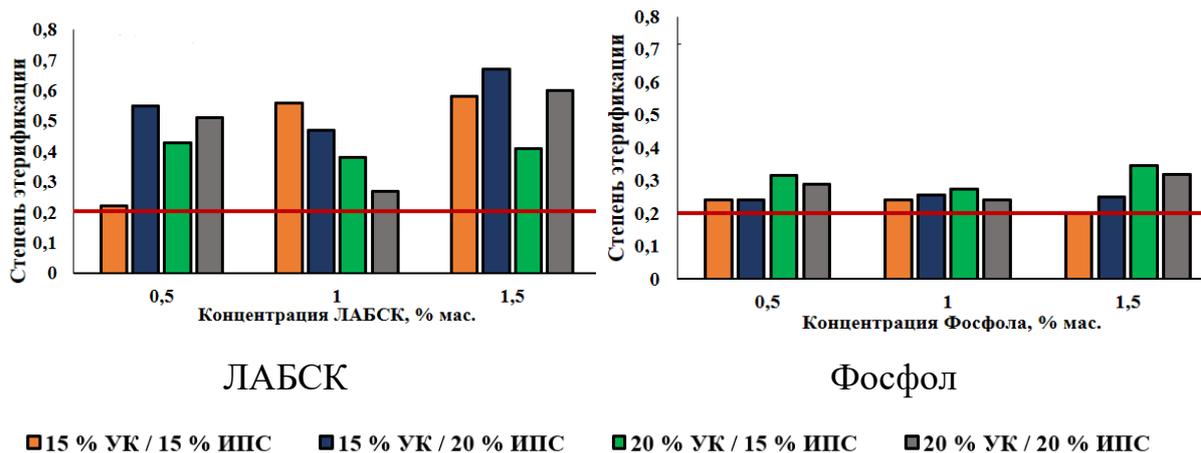


Рисунок 1 – Степень этерификации для комплексных интенсифицирующих составов (прямая линия показывает степень этерификации без ПАВ)

Для интенсифицирующих составов с добавлением выбранных ПАВ была исследована растворяющая способность по отношению к породе (рисунок 2). Также дополнительно была рассчитана пролонгированность действия композиций путем сравнения значений растворимости, полученных при получасовом и 3-х часовом воздействии на породу.

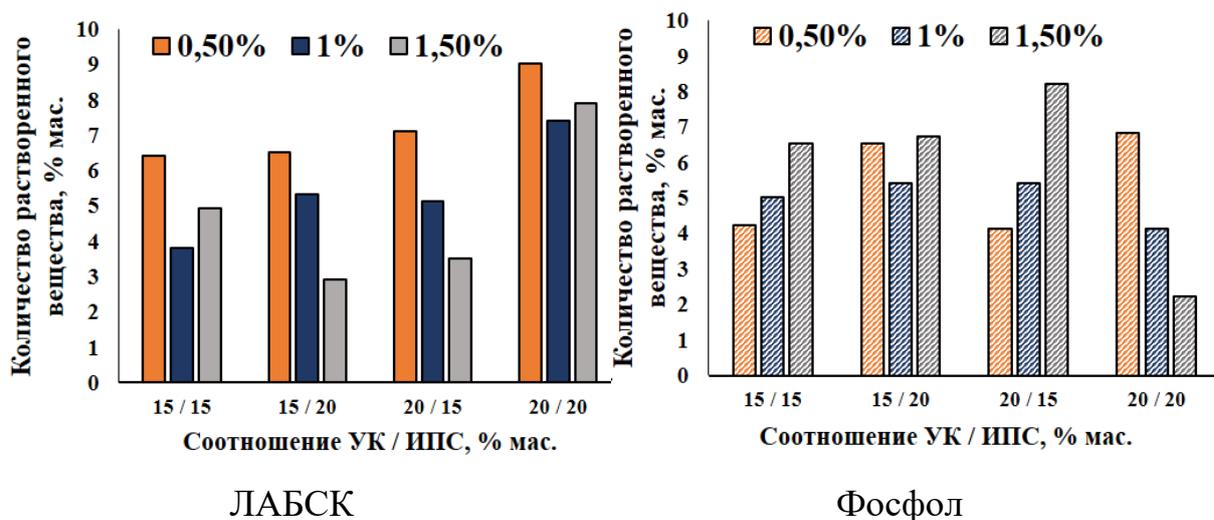


Рисунок 2 – Растворяющая способность комплексных интенсифицирующих составов

Для составов с обоими типами ПАВ характерно нелинейное изменение растворяющей способности, зависящее от множества процессов – агрегации молекул ПАВ и их адсорбции на поверхности минералов породы и органического вещества, а также от реакции этерификации.

Использованием ПАВ в различных концентрациях возможно регулировать результирующую растворяющую способность изученных композиций, с целью осуществления адресного подбора рецептур

интенсифицирующих составов для разных объектов в зависимости от их вещественного состава и строения, определяющего назначение обработки.

Дальнейшее изучение процессов агрегации и поведения ПАВ в исследуемых составах позволит детально определить границы применимости тех или иных концентраций ПАВ для улучшения эффективности разрабатываемых интенсифицирующих составов.

СИСТЕМЫ НА ОСНОВЕ АКРИЛОВОЙ ХИМИИ С УПРАВЛЯЕМЫМИ СВОЙСТВАМИ ДЛЯ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

¹Варфоломеев М.А., ¹Павельев Р.С., ¹Мустафин А.З., ¹Болотов А.В.,
²Хусаинов Р.Р., ²Карпов А.А., ²Гумеров Р.Р., ³Хайрtdинов Р.К.

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
²ООО "Газпромнефть НТЦ", Санкт-Петербург, Россия
³ЗАО "Предприятие Кара Алтын", Альметьевск, Россия
Mikhail.varfolomeev@kpfu.ru

В рамках работы проведены разработки новых полимерных и композитных материалов на основе акриловой кислоты для решения актуальных задач нефтегазовой отрасли. Прежде всего, речь идет о синтетических гелеобразователях для жидкотсей ГРП, составах для ВПП и ОВП, а также о системах для временного глушения скважин.

Гидравлический разрыв пласта наиболее часто используется для интенсификации добычи углеводородов. Основным компонентом жидкостей для ГРП является гуаровая камедь, которая относится к импортным реагентам. В качестве альтернативных гелеобразователей нами были предложены составы на основе интерполимерных комплексов (ИПК) полиакриловой кислоты, полученные матричной полимеризацией. Проведенные исследования показывают, что использование матрицы положительно влияет на реологические свойства ИПК и его растворимость в минерализованной воде. Исследованные образцы синтезированных полимеров демонстрируют высокие значения комплексной вязкости (300-2100 сП), при этом образцы обладают упругой деформацией, позволяющей сохранять свою структуру при прохождении через НКТ. Они обеспечивают высокую несущую способность пропанта в широком интервале температур. Также данные полимеры могут быть применены в технологиях ВПП и ОВП, в зависимости от выбранной концентрации полимера и сшивателя. В рамках исследований были пройдены все этапы подбора составов от свободного объема до фильтрационных тестов и масштабирования синтеза. Показано,

что по значениям фактора остаточного сопротивления полученные системы более эффективны, чем традиционные полиакриламидные составы.

Разработан и внедрен комплекс реагентов на основе гелевых частиц на полимерной основе для применения в технологиях ВПП и глушения скважин с АНПД и газопроявлениями, осложненных трещиноватостью, где обычные технологии неэффективны. Данные системы обладают программируемой функцией самодеструкции, что позволяет применять их с меньшими затратами. На первом этапе был проведен синтез агентов гелевых частиц с учетом подбора сшивателя для достижения как саморазрушения состава через определенный промежуток времени для глушения, так и для формирования стабильных в течение более 6 месяцев частиц для ВПП. Затем проведены работы по подбору оптимальных составов на основе изучения коэффициента набухания, долговременной стабильности, времени саморазрушения, реологических параметров и блокирующих свойств при различных условиях минерализации и их сравнению с существующим коммерческим агентом. Эффективность составов определялась на основе фильтрационных исследований при пластовых условиях. Проведено масштабирование и наработана опытная партия образца с получением всей разрешительной документации, проведены опытно-промышленные испытания. Результаты опытно-промышленных испытаний подтверждают эффективность применения разработанных рецептур. Исследование гелевых частиц показывает их применение в широком диапазоне технологий в зависимости от модификации состава, как для технологии ликвидации ЗКЦ и ВПП, так и для технологии глушения скважин.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-299 в рамках программы развития Научного центра мирового уровня «Эффективное освоение жидких углеводородов планеты».

СКРИНИНГ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ЦЕЛЬЮ ОЦЕНКИ ПРИМЕНИМОСТИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ

Давлетшина Л.Ф., Газалеева Л.Р.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 119991, г. Москва, проспект Ленинский, дом 65, корпус 1, +7 (499) 507-88-88/com@gubkin.ru
gazaleeva.liana1999@gmail.com

Для подбора метода увеличения нефтеотдачи проводится скрининг месторождения по геолого-физическим характеристикам коллектора для подбора наиболее подходящей технологии.

При применении полимерного заводнения (ПЗ) происходит увеличение охвата пласта в связи с повышением вязкости вытесняющего агента и введение в разработку низкопроницаемых каналов за счет закупоривания высокопроницаемых [1]. В рамках проведения ПЗ большее влияние на полимер оказывают температура и минерализация пласта. В классическом варианте использовался гидролизованный полиакриламид, однако благодаря появлению модифицированных полиакриламидов границы применимости значительно расширились. Высокая температура приводит к термической, а совместно с кислородом и к термоокислительной деструкции полимера, поэтому данный критерий и по сей день является одним из основных. Химическая деструкция полимера приводит к значительному уменьшению вязкости вытесняющего агента, поэтому значительное внимание уделяют присутствию солей двух- и трехвалентных металлов и общей минерализации затворяемой и пластовой воды. Если проницаемость коллектора менее 10 мД, то закачка полимера будет затруднена [2]. Размер молекул полимера ограничит проход состава в поровое пространство, а в призабойной зоне пласта произойдет коагуляция, что в дальнейшем может привести к проблемам с приемистостью.

Таблица 1 – Сравнение критериев применимости полимерного заводнения в классическом и современном варианте

№	Критерий	Классический	Современный
1	Коллектор	Терригенный	Терригенный/ Карбонатный
2	Температура, °С	< 95	< 140
3	Минерализация, г/л	-	< 250
4	Глубина залегания пласта, м	< 2750	< 3048
5	Проницаемость, мД	> 10	> 10
6	Вязкость нефти	< 50	< 10 000
7	Пористость, %	10-30	-

Итак, рассматривая указанные критерии применимости, можно сделать вывод:

- при проведении технологии ПЗ наиболее важными критериями применимости для полимера являются температура и минерализация пласта, так как именно данные параметры приводят к деструкции полиакриламида;

- за последние 10 лет благодаря появлению модифицированных представителей ПАА было применено большое количество ПЗ в широком диапазоне условий: при температуре пласта до 121 °С, вязкости нефти от 0,4 до 10000 мПа*с, а также с высокоминерализованной пластовой водой до 250 г/л.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985. 308 с.
2. Тома А. Основы технологии полимерного заводнения. СПб: Профессия, 2020. 240 с.

ОЦЕНКА ПРИМЕНИМОСТИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ

Нестёркин А.А., Каржавина К.В., Газалеева Л.Р.

ООО «СНФ Восток», 115184, г. Москва, ул. Большая Татарская, дом 42,
4 этаж, +7 (495) 647-50-10, info@snf-group.ru
anestyorkin@snf-group.ru

Полимерное заводнение (ПЗ) заключается в закачке в пласт полимерного раствора концентрацией от 0,05 до 0,5 % оторочкой от 30-100 %, при этом происходит повышение вязкости вытесняющего агента и введение в разработку низкопроницаемых каналов за счет закупоривания высокопроницаемых, что в совокупности приводит к увеличению охвата пласта [1]. Благодаря улучшению технологии и адаптации современных полимеров к осложненным условиям пласта границы применимости технологии значительно расширились.

На сегодняшний день коллектор может быть и терригенным, и карбонатным. Высокая пластовая температура приводит к термической, а совместно с кислородом и к термоокислительной деструкции полимера, однако, введением в структуру макромолекулы большеобъемного компонента, к примеру, акриламидтретбутилсульфокислоты или винилпирролидоновые звеньев, стойкость повысилась до 140°С. Химическая деструкция полимера приводит к значительному уменьшению вязкости вытесняющего агента, поэтому особое внимание уделяют

присутствию солей двух- и трехвалентных металлов и общей минерализации затворяемой и пластовой воды. Растворы модифицированных полиакриламидов сохраняют стабильность до минерализации 250 г/л.

Если проницаемость коллектора менее 1 мД, то закачка полимера будет затруднена. Размер молекул полимера ограничит проход состава в поровое пространство, а в призабойной зоне пласта произойдет коагуляция, что в дальнейшем может привести к проблемам с приемистостью [2].

Вязкость нефти является основополагающим параметром при расчете целевой вязкости полимерного раствора. На сегодняшний день технология успешно внедрена на месторождениях с низкими вязкостями нефти (от 0,4 мПа*с) и с высокими (до 10000 мПа*с).

Границы обводненности пласта должны находиться ниже 96%.

Выработанность запасов (степень выработанности) - отношение количества выработанных запасов нефти на конкретном участке недр, включая потери при добыче (N), на начальные извлекаемые запасы нефти (V), данный параметр должен быть ниже 85%.

Таблица 1 – Критерии применимости технологии полимерного заводнения

№	Критерий	Условия применимости
1	Коллектор	терригенный/ карбонатный
2	Температура, °С	16 – 140
3	Минерализация, г/л	< 250
4	Глубина залегания пласта, м	< 3500
5	Проницаемость, мД	> 1
6	Вязкость нефти, мПа*с	0,04 – 10000
7	Обводненность, %	< 96
8	Степень выработанности, %	< 85

Итак, рассматривая указанные критерии применимости, можно сделать вывод:

- За последние 10 лет благодаря появлению модифицированных представителей ПАА было применено большое количество ПЗ в широком диапазоне условий: при температуре пласта до 140 °С, вязкости нефти до 10000 мПа*с, а также с высокоминерализованной пластовой водой до 250 г/л.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985. 308 с.
2. Тома А. Основы технологии полимерного заводнения. СПб: Профессия, 2020. 240 с.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ МЕТОДА ОГРАНИЧЕНИЙ ВОДОПРИТОКА НА ОСНОВЕ ОРГАНО-ГИБРИДНЫХ СОСТАВОВ

¹Якубов Р.Н., ¹Асадуллин Р.Р., ¹Павлик А.С., ²Алиев И.Н.

¹Уфимский государственный нефтяной технический университет,
450064, Уфа, ул. Космонавтов 1, info@rusoil.net

²Азербайджанский государственный университет нефти и
промышленности, AZ1010, Баку, пр. Azadlıq, 20
E-mail: rav_rb@bk.ru

В представленной работе авторами рассматриваются подходы к совершенствованию и повышению качества моделирования процессов водоизоляции на основе уточнения начальных условий и учета влияния водоизолирующего экрана, созданного с применением органо-гибридных гидрогелей [1,2], на динамику процессов фильтрации нефти и воды в пласте.

Важным этапом математического моделирования водоизоляционных работ с применением органо-гибридных составов является задание начальных условий (распределение пористости, абсолютной проницаемости, текущей водо- и нефтенасыщенности, как по разрезу, так и по латерали), которые определяют точность результатов расчетов.

Авторами предлагается следующий подход к обоснованию рассмотренных выше параметров при создании модели технологического процесса водоизоляционных работ.

По результатам интерпретации ГИС определяется количество вертикальных слоев, необходимых для описания области моделирования. Как отмечалось в ранее опубликованных работах в предлагаемой модели учитывается фильтрация флюидов в вертикальном направлении, т.е. необходимо ввести параметр анизотропии, характеризующий отношение вертикальной проницаемости пласта к латеральной. От этого параметра будет зависеть последующий процесс изменения направлений фильтрационных потоков воды из высокопроницаемых и обводненных прослоев, вследствие их блокирования изолирующим составом, в нефтенасыщенные пропластки меньшей проницаемости, в меньшей степени подверженных воздействию.

Коэффициент проницаемости определяется для каждого прослоя по петрофизической зависимости от коэффициента пористости. В последующем эта зависимость может быть скорректирована единым множителем для адаптации коэффициента продуктивности скважины по жидкости.

Для корректного описания динамики обводнения скважины как до, так и после проведения РИР, выполняется моделирование $\frac{1}{4}$ элемента разработки, когда в одном углу моделируемой области расположена добывающая скважины, а в противоположном – нагнетательная.

Как отмечалось ранее, одним из важнейших начальных условий является распределение насыщенности в пласте. Поэтому на первом этапе выполняется моделирование извлечения нефти с начала разработки элемента залежи, до достижения фактической текущей обводненности скважины-кандидата, на крупной сетке (рисунок 1а). Адаптация динамики обводненности осуществляется на основе конечных точек кривых ОФП, как SOWCR, SWL, так и KRWR. Небольшое количество ячеек в такой сетке позволяет за небольшое время выполнить множество многовариантных расчетов.

Особенностью предлагаемой модели является моделирование околоскважинного пространства с применением мелкой сетки (размеры ячеек не превышают 1 м) [3]. Однако, при использовании столь мелкой сетки по всему пласту, время расчета оказывается недопустимо большим. Поэтому, автором предложена неравномерная сетка, представленная на рисунке. В этом случае, 70% ячеек сосредоточены в зоне наибольшего интереса – призабойной зоне, 20% ячеек (с размером не более 5 м по латерали) позволят с достаточной степенью точности описать процессы перераспределения фильтрационных потоков в прилегающей в ПЗП зоне, а оставшиеся ячейки (размером 50 м) – процесс вытеснения нефти в удаленных зонах межскважинного пространства пласта (рисунок 1б).

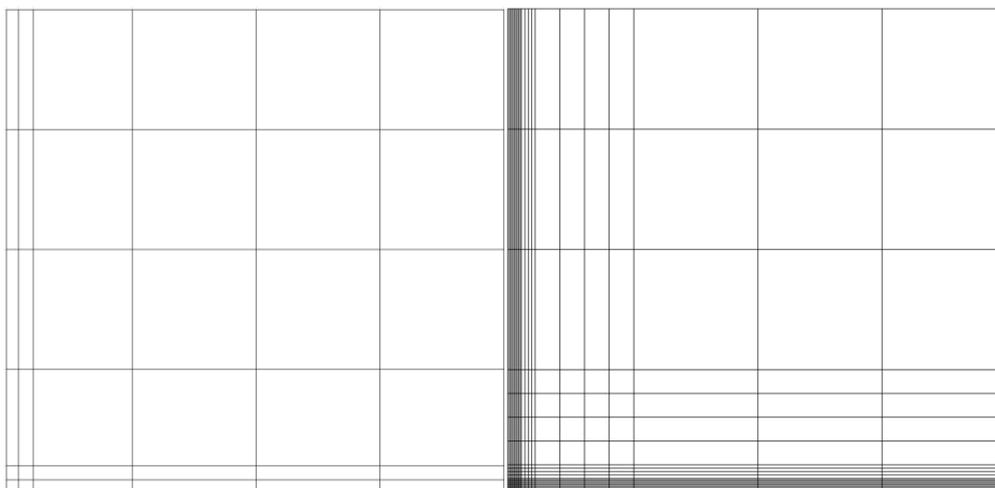


Рисунок 1 – Крупная и мелкая сетки, применяемые при моделировании

Полученное распределение насыщенностей с крупной сетки переносится на мелкую (downscaling). Для упрощения этого процесса сетки с разными размерами ячеек имеют строгое соответствие, как показано на рисунке (рисунок 1). Таким образом, к следующему этапу процесса

моделирования процесса водоизоляционных работ, определены все важнейшие начальные условия.

Далее выполняется моделирование процесса закачки водоизолирующей композиции с учетом реологии закачиваемой композиции: начальная вязкость композиции, изменение вязкости в процессе фильтрации в ПЗП в зависимости от режима фильтрации и продолжительности закачки (кинетика процесса гелеобразования) [4].

После окончания процесса закачки и сшивки геля (при необходимости) в зависимости от концентрации водоизолирующей композиции в каждой фильтрационной ячейке снижается коэффициент абсолютной проницаемости. При наличии результатов фильтрационных исследований по определению фактора остаточного сопротивления отдельно в водо- и нефтенасыщенных кернах, то возможно снижение соответствующих коэффициентов относительных фазовых проницаемостей. При этом фактор остаточного сопротивления будет зависеть от градиента давления в каждой ячейке.

Далее скважина вводится в эксплуатацию. В процессе фильтрации жидкости через области пласта, заполненные водоизолирующей массой, может происходить деструкция этой массы, а, следовательно, и снижение блокирующей способности. Снижение фактора остаточного сопротивления может задаваться через зависимость от объема жидкости, профильтровавшейся через единицу объема блокирующего экрана.

Моделирование притока жидкости к скважине происходит до момента восстановления обводненности продукции скважины до базового значения.

В результате расчетов выполняется прогноз показателей эксплуатации скважины после проведения водоизоляционных работ – дебит по нефти, воде, обводненность. По этим данным оценивается эффективность мероприятия – снижение добычи воды и дополнительная добыча нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. Стрижнев В.А., Арсланов И.Р., Ратнер А.А., Фахреева А.В., Политов А.А., Ленченкова Л.Е., Журавлев А.С., Телин А.Г. Разработка новых тампонажных составов для проведения изоляционных работ в скважинах трещиноватых коллекторов. Нефть. Газ. Новации. 2021. № 3 (244). С. 26-31.
2. Патент RU 2144978 С1 Гелеобразующий состав. Ганиев Р.Р., Лукьянова Н.Ю., Рамазанов Р.Г., Ибрагимов Р.Г., Хлебников В.Н., Мухаметзянова Р.С., Ленченкова Л.Е., 27.01.2000. Заявка № 97106290/03 от 17.04.1997.
3. Мешалкин В.П., Якубов Р.Н., Ленченкова Л.Е., Челноков В.В. Компьютерное моделирование комбинированного химико-технологического процесса водоизоляции пористых обводненных нефтяных пластов. Доклады Российской академии наук. Химия, науки о материалах. 2021. Т. 501. № 1. С. 37-42.
4. Нигматуллин Э.Н., Акчурин Х.И., Ленченкова Л.Е. Обоснование механизма гелеобразования в растворах полисиликатов натрия при действии кислот. Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2012. № 3. С. 375-383.

ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ ДЛЯ УСЛОВИЙ ПОСЛОЙНО-НЕОДНОРОДНЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ОБРАТНЫХ ЭМУЛЬСИЙ ПИКЕРИНГА

¹Асадуллин Р.Р., ¹Хаернасов Т.Ф., ¹Якубов Р.Н., ²Алиев И.Н., ¹Павлик А.С.,
¹Воронцов К.А.

¹Уфимский государственный нефтяной технический университет, 450064,
Уфа, ул. Космонавтов 1, info@rusoil.net

²Азербайджанский государственный университет нефти и
промышленности, AZ1010, Баку, пр. Azadlıq, 20, info@asoiu.edu.az
E-mail: yorkerbridge@mail.ru

Проблема текущего, а особенно преждевременного обводнения скважин за счет различных источников, с каждым годом приобретает особую актуальность. Это связано, в первую очередь, с проблемой высокой выработки основных извлекаемых запасов из высокопроницаемых зон неоднородного продуктивного пласта. При этом остаточные запасы сосредоточены в низкопроницаемых нефтенасыщенных пропластках.

При создавшейся ситуации появляются предпосылки для активизации научно-практических исследований в области ремонтно-изоляционных работ, направленных на отключение (изоляцию) выработанных обводнившихся пропластков и подключению в активную разработку низкопроницаемых нефтенасыщенных зон неоднородного пласта. В работе рассмотрены вопросы, связанные с разработкой технологического процесса ограничения водопритоков для послойно-неоднородных карбонатных коллекторов с применением обратных эмульсий Пикеринга, стабилизированных твердой фазой.

В ходе обобщения результатов теоретических, экспериментальных и промысловых исследований [1-3,5], выполненных с учетом особенностей различных геолого-физических характеристик нефтяных месторождений, отмечена перспективность данного направления использования эмульсий в процессах интенсификации добычи нефти из сложных карбонатных коллекторов при формировании изоляционных экранов на пути фильтрации воды в высокопроницаемых обводнившихся зонах послойно-неоднородного пласта.

В ходе экспериментальных исследований определено предельное напряжение сдвига для вязких нефтей (52 мПа·с) и отсутствие данного показателя для маловязких нефтей (15 мПа·с).

Выполненные экспериментальные исследования в свободном объеме и на линейной модели пласта по обоснованию оптимальных составов обратных эмульсий Пикеринга показали их высокую агрегативную

устойчивость в моделируемых условиях пласта. Фильтрационные исследования, выполненные на модели идеальной трещины для конкретного объекта разработки, подтвердили наличие высокой запирающей способности обратных эмульсий Пикеринга. Проявление «эффекта динамического запираения» позволяет обосновать механизм процесса формирования изоляционного экрана в высокопроницаемых пропластках продуктивного пласта, с учетом которого возможно регулировать реологические характеристики конкретных промысловых объектов, добываясь высоких технологических показателей при разработке карбонатных коллекторов [4].

ЛИТЕРАТУРА

1. Ахметов, А. Т. Новые принципы применения обратных водонефтяных эмульсий в потокоотклоняющих технологиях и глушении скважин / А. Т. Ахметов, А. Г. Телин, М. В. Мавлетов // Нефтегазовое дело. – 2005. – № 3. – С. 119–126.
2. Ахметов, А. Т. Особенности течения дисперсии из микрокапель воды в микроканалах / А. Т. Ахметов, С. П. Саметов // Письма в ЖТФ. – 2010. – Т. 36. – Вып. 22. – С. 21–28.
3. Ахметов, А. Т. Эффект динамического запираения инвертно-эмульсионных растворов на основе эмульгатора-стабилизатора обратных эмульсий СЭТ-1 / А. Т. Ахметов, С. П. Саметов, А. А. Рахимов, Д. Р. Латыпова, М. Д. Ханова, В. А. Докичев // Нефтегазовое дело. – 2013. – Т. 11. – № 2. – С. 64–70.
4. Рахимов, А. А. Исследование эффекта динамического запираения эмульсий, содержащих твердые включения / А. А. Рахимов, А. Т. Ахметов, А. А. Валиев, Р. Р. Асадуллин // Многофазные системы. – 2018. – Т. 13. – № 4. – С. 118–126.
5. Стрижнев, В. А. Разработка селективных тампонажных составов на основе битумных эмульсий для проведения водоизоляционных работ / В. А. Стрижнев, Р. Р. Асадуллин, И. Р. Арсланов, Д. В. Каразеев, Л. Е. Ленченкова, Ю. А. Кутьин, Э. Г. Теляшев, А. Г. Телин // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19. – № 4. – С. 71–80.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПАВ НА СМАЧИВАЕМОСТЬ ПОРОДЫ С ЦЕЛЬЮ ПОДБОРА ПАВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИИ ЦИКЛИЧЕСКОЙ ЗАКАЧКИ

Магадова Л.А., Дашкевич Д.А.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
НОЦ «Промысловая химия», 119991, Россия,
г. Москва, проспект Ленинский, дом 65, корпус 1,
e-mail: dariadashkevich1412@gmail.com

Технология циклической закачки ПАВ, также называемая Huff-and-Puff, предназначена для увеличения нефтеотдачи низкопроницаемых коллекторов (менее 2 мД), которые относятся к трудноизвлекаемым запасам

(ТРИЗ). Месторождения Баженовской свиты характеризуются низкой проницаемостью (около 0,1 мД) и высокой нефтенасыщенностью, следовательно, относятся к ТРИЗ и имеют гидрофобный тип коллектора.

Технология циклической закачки ПАВ для месторождений Баженовской свиты может увеличить нефтеотдачу при правильном подборе ПАВ. В данной технологии использование ПАВ необходимо для изменения смачиваемости породы в сторону гидрофильности. Основным механизмом технологии циклической закачки заключается в иницировании капиллярной пропитки. Вследствие чего, подбор ПАВ будет отличаться от подбора для традиционного ПАВ-заводнения. Определяющим критерием будет являться изменение смачиваемости породы, а не изменение межфазного натяжения [1].

В работе исследовались реагенты компаний «НОРКЕМ» и «SASOL». Перед исследованием влияния ПАВ на смачиваемость породы проводилось определение растворимости ПАВ, термостабильности растворов ПАВ при пластовой температуре месторождения Баженовской свиты (90 °С).

Таким образом, для исследования смачивающей способности были отобраны анионные ПАВ (АПАВ) и их композиции с неионогенными ПАВ (НПАВ). Растворы НПАВ при пластовой температуре расслаивались, поэтому они смешивались в равном соотношении с АПАВ. В таблице 1 представлены данные реагенты.

Таблица 1 – Исследуемые образцы ПАВ

Название реагента	Производство	Формула
MARLINAT 242/70 (АПАВ)	«SASOL»	алкилэтоксисульфат натрия (C12-14) $RO(CH_2CH_2O)_nSO_3Na$
Сульфанор, марка Б3 (в работе обозначается СЭЖС Б3) (АПАВ)	«НОРКЕМ» ТУ 20.41.20-013- 71150986-2019 с изм.1	сульфоэтоксилат жирных спиртов $RO(CH_2CH_2O)_nSO_3Na$
Сульфанор, марка Б2 (в работе обозначается СЭЖС Б2) (АПАВ)	«НОРКЕМ» ТУ 20.41.20-013- 71150986-2019	сульфоэтоксилат жирных спиртов $RO(CH_2CH_2O)_nSO_3Na$
СтеНор АРЕ 25.15.25 (НПАВ)	«НОРКЕМ» ТУ 20.41.20-064- 71150986-2021	спирты C12-C15 пропоксилированные (PO15), этоксилированные (EO25).
СИНТАНОЛ-АЛМ-10 (НПАВ)	«НОРКЕМ» ТУ 2483-003- 71150986-2012 с изм.1,2	лаурет-10 $CH_3(CH_2)_{10}CH_2(OCH_2CH_2)_nOH$

Исследование смачиваемости проводилось в два этапа. Первый этап заключался в исследовании смачивающей способности ПАВ на модельных стеклах для предварительного отбора. Стекло имеет гидрофильную поверхность, следовательно, для моделирования процесса изменения смачиваемости гидрофобного коллектора необходимо провести

гидрофобизацию стекла. Для гидрофобизации стекло обезжиривалось ацетоном, затем помещалось в 7%-ный раствор триметилхлорсилана в толуоле на 24 часа, после чего остатки раствора убирались с помощью керосина, далее поверхность стекла снова подвергалась обезжириванию [2]. Краевой угол смачивания измерялся на границе вода/воздух на поверхности гидрофобизированного стекла и после выдержки в течение 1 часа в растворе ПАВ при 90 °С. Измерение проводилось на приборе ОСА 15Pro.

В ходе данного исследования было выявлено, что композиции АПАВ и НПАВ лучше гидрофилизуют поверхность, чем индивидуальные АПАВ. Реагент СтеНор АРЕ 25.15.25 в сочетании с АПАВ показывает наилучший результат по сравнению с реагентом СИНТАНОЛ-АЛМ-10, так как является смачивающим агентом. Из АПАВ лучший результат в изменении смачиваемости в сторону гидрофильности показал СЭЖС БЗ.

На втором этапе для композиций АПАВ с НПАВ исследование смачиваемости проводилось на керновых пластинах. Данное исследование определяет эффективность использования ПАВ в технологии Huff-and-Puff. Для изготовления керновых пластин был отобран керн терригенного коллектора с проницаемостью 9,38 мД. Из образца керна были изготовлены шлифы размером в среднем 1,5x3,0 см. Для исследований также была предоставлена нефть Ярудейского месторождения, схожая по составу с нефтью месторождения Баженовской свиты. Для определения эффективности растворов ПАВ гидрофилизировать породу необходимо измерять краевой угол смачивания исходной породы, после состаривания в нефти и после выдержки в растворе ПАВ при 90 °С. В литературе время выдержки в нефти и в растворе ПАВ разнится: от 1 суток [3] до 10 суток [4]. Среднее время выдержки образцов керна составляет 3 суток [4].

Данная методика была опробована на двух керновых пластинах, которые выдерживались в керосине и нефти 24 часа, а затем в растворе ПАВ также 24 часа. Краевой угол смачивания породы составил в среднем 15 °. После выдерживания керновых пластин в керосине угол изменился до 57 °, в нефти – 100 °. Следовательно, выдерживание керновых пластин в керосине не делает породу гидрофобной, в отличие от нефти. Поэтому дальнейшие исследования проводились с выдержкой керновых пластин в нефти при 90 °С. Также для лучшей гидрофобизации породы время состаривания керна было увеличено до 3 суток. Через 24 часа после выдержки в растворе ПАВ порода становится полностью гидрофильной. Поэтому измерение необходимо проводить через меньший промежуток времени: через 1 час и через 3 часа выдержки в растворе ПАВ.

Результат исследования влияния ПАВ на изменение смачиваемости на керновом материале представлен в таблице 2. Для сравнения в работе представлен результат изменения краевого угла смачивания после выдержки в модели пластовой воды (МПВ) без добавления ПАВ. Концентрация растворов ПАВ, приготовленных на МПВ, равна 0,2 %_{масс.}

Таблица 2 – Результат исследования влияния ПАВ на изменение смачиваемости на керновом материале

Образец	Исх. смачив., °	Через 3 суток в нефти, °	Через 1 час в растворе, °	Через 3 часа в растворе, °
МПВ (без добавления ПАВ)	13	109	77	61
СЭЖС БЗ+СИНТАНОЛ-АЛМ-10	16	113	22	13
СЭЖС Б2+СтеНор АРЕ 25.15.25	14	108	18	12
MARLINAT 242/70+СтеНор АРЕ 25.15.25	14	109	16	11
СЭЖС БЗ+СтеНор АРЕ 25.15.25	17	110	14	9

При выдержке керновых пластин в МПВ свыше 3 часов краевой угол смачивания не уменьшался, в то время как при выдержке в растворе ПАВ поверхность становилась полностью гидрофильной. По результатам исследований, представленных в таблице 2, можно сделать вывод, что использование ПАВ в технологии циклической закачки для гидрофобных коллекторов необходимо с целью более эффективного изменения смачиваемости породы в сторону гидрофильности. Композиция АПАВ и НПАВ (СЭЖС БЗ + СтеНор АРЕ 25.15.25) показывает лучшую эффективность по сравнению с остальными ПАВ и была рекомендована для технологии циклической закачки ПАВ на месторождении Баженовской свиты.

ЛИТЕРАТУРА

1. Liang T. et al. Surfactant-EOR in tight oil reservoirs: Current status and a systematic surfactant screening method with field experiments //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 196. – P.15.
2. Liang T. et al. Evaluation of liquid nanofluid as fracturing fluid additive on enhanced oil recovery from low-permeability reservoirs //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Issue 168. – P. 390-399.
3. Zeng T., S. Miller C., Mohanty K. Application of surfactants in shale chemical EOR at high temperatures //SPE Improved Oil Recovery Conference. –Oklahoma, 2018 – P.14.
4. Цыкунов О. И., Каешков И. С. Анализ эффективности технологии водного Huff-and-Puff на основе мирового опыта применения и лабораторных исследований //Известия Томского политехнического университета. – 2023. – Т. 334. – №. 4. – С. 22-33.

ВОПРОСЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НЕФТИ В СКВАЖИНУ С ПРИМЕНЕНИЕМ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ

Дубинский Г.С., Фаухиева Л.Р.

Уфимский государственный нефтяной технический университет,
450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1, тел.: +7(347)2282411,
e-mail: intnm-gsd@ya.ru

Зачастую низкая продуктивность скважин обусловлена процессами кольтматации в процессе эксплуатации. При этом выработка запасов углеводородов в зоне дренирования скважин, имеющих призабойную зону пласта (ПЗП), значительно сокращается, что снижает величину конечной нефтеотдачи и ведет к образованию застойных зон в пласте. В связи с этим на большинстве месторождений проводится весьма значительное число кислотных обработок (КО). Например, соляная кислота относительно дешевый реагент, технологически достаточно просто провести солянокислотную КО (СКО), не требуется больших финансовых затрат, зачастую достигается значительный прирост в добыче нефти и газа. СКО проводят в добывающих и нагнетательных скважинах как в процессе эксплуатации, так и при освоении из бурения. Стимуляция притока за счёт очистки ПЗП и создания высокопроводящих каналов фильтрации возможна как для карбонатных коллекторов, так и для терригенных коллекторов с высокой карбонатностью.

Известно, что основными причинами пониженной продуктивности/приемистости скважин являются невысокие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта и ухудшение проницаемости ПЗП в процессе вскрытия продуктивного пласта и далее при эксплуатации скважин. Таким образом, КО применяют для:

- обработки ПЗП в добывающих и водонагнетательных скважинах при их освоении/вводе в эксплуатацию, для устранения загрязнений, возникших при первичном и вторичном вскрытии пласта;
- обработки ПЗП в добывающих/нагнетательных скважин для восстановления и улучшения ФЕС в процессе эксплуатации для интенсификации притока/приемистости, т.е. повышения производительности;
- очистки фильтра и ПЗП от отложений, обусловленных технологическими процессами при ремонте скважин;
- удаления образований на обсадных колоннах и в подземном оборудовании, обусловленных процессами эксплуатации скважин;
- проведении комплексных методов воздействия ПЗП, требующих применения кислотного разъедающего агента или иницирующего какие-либо процессы воздействия на ПЗП.

По мнению ряда исследователей и практиков [1, 2] можно установить условия и факторы, обеспечивающие успешность (или неудачу) КО:

- отсутствие осадкообразования, особенно солей железа, в процессе реакции кислоты с минеральным скелетом пласта-коллектора или кольматантами на всех участках движения кислоты от насосного агрегата до ПЗП;
- использование пролонгировано реагирующих с горной породой кислотных составов (замедленные кислотные составы – ЗКС) при высоких пластовых температурах;
- низкое межфазное натяжение на границе раздела фаз нефти и рабочего кислотного состава (КС) и раствора с продуктами реакции при освоении;
- охват кислотным воздействием низкопроницаемых интервалов и зон ПЗП;
- низкая коррозионная активность КС.

В породах, сложенных карбонатами, СКО может создать разветвлённую сеть фильтрационных каналов. В терригенных коллекторах, в соляной кислоте может раствориться лишь незначительная часть компонентов матрицы коллектора. Т.е. СКО ПЗП терригенного происхождения может увеличить проницаемость пласта за счет растворения частиц породы, кольматирующих каналы фильтрации, а также создать новые каналы притока нефти из матрицы к трещинам за счет растворения карбонат-содержащих включений [3]. Были исследованы образцы коллектора одного из высокотемпературных (90°C) продуктивных пластов месторождения ХЗ в Западной Сибири (таблица 1).

Таблица 1 – Результаты анализа ядра месторождения ХЗ

Минерал	Среднее содержание, %
Кварц	30÷45
Карбонаты (кальцит/доломит/сидерит)	1-3/10÷12/2-4
Полевые шпаты	25÷45
Слюда, гидрослюда, глинистые минералы	не более 15,0
Пирит	не более 1,0

Содержание карбонатных включений или прослоев изменяет свойства ПЗП. При высокой карбонатности коллектора применение стандартной глинокислотной обработки (ГКО) может вызвать ухудшение проницаемости коллектора. Отмечено негативное воздействие КС, содержащих HF, на проницаемость терригенных кернов даже с минимальным содержанием карбонатов (<10%). Обобщение большого опыта КО терригенных коллекторов [1, 3, 4] отмечено, что более эффективно применять индивидуально подобранный раствор HCl со свойством высокой проникающей способности вглубь пласта и

последующего облегченного извлечения продуктов реакции. Поэтому в качестве основного компонента КС выбрана соляная кислота, позволяющая воздействовать как на карбонатную, так и на глинистую составляющие пород. Необходимо в таких случаях использовать растворы соляной кислоты без остаточного содержания HF (в товарной кислоте).

Существенным фактором, влияющим на эффективность ОПЗП является высокая пластовая температура (90°C и более), в таком случае следует учитывать ускорение всех процессов, в том числе осадкообразование. Для условий высокотемпературных пластов рекомендуется проведение комплексных обработок с использованием высокотемпературных кислотных составов, включающих соляную кислоту пониженной концентрации (6÷9 %), 1,0 % плавиковой кислоты, 1,4÷3,0 % уксусной - CH₃COOH (лимонной - C₆H₈O₇) кислоты, 14÷25 % взаимных растворителей (ацетон, изопропиловый спирт, бутилцеллюлозов или их смеси) и до 1,0 % ПАВ.

В лабораторных условиях исследованы составы соляной кислоты с уксусной и муравьиной (CH₃COOH) кислотами в различных соотношениях и с несколькими другими добавками. Были построены графики убыли массы породы от времени с осадкообразованием и без него. Было установлено, что составы без осадкообразования при растворении породы, слабо растворяют глинистые минералы и выделяют ионы Al³⁺ в свободном виде. Все составы, вызывающие выпадение осадка, это смеси минеральной и органической кислот в различных пропорциях. Таким образом, применение лимонной кислоты для исследуемых условий исключено.

На основе исследования взаимодействия КС с минералами, выделены наиболее эффективные составы: 4% HCl + 6% HCOOH (КСМ2) и 4% HCl + 6% CH₃COOH (КСУ3). КСМ2 и КСУ3 обладают низкой скоростью реакции с карбонатами и не вызывают осадкообразования с глинистой составляющей коллектора, эти качества позволят безопасно увеличить глубину обработки пласта при СКО.

ЛИТЕРАТУРА

1. Глущенко В.Н. Нефтепромысловая химия: Изд. в 5-ти томах. – Т.4. Кислотная обработка скважин / В.Н. Глущенко, М.А. Силин; под ред. проф. И.Т.Мищенко – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – 703 с.
2. Сергиенко В.Н. Технологии воздействия на призабойную зону пластов юрских отложений Западной Сибири / В.Н. Сергиенко. – С-т-Петербург: Недра, 2005. – 205 с.
3. Евсеев В.В. Анализ эффективности кислотных обработок низкопроницаемых терригенных коллекторов месторождений Томской области / В.В. Евсеев, А.А. Аноп, Е.А. Жуковская, Р.В. Татарчук // Научно-технический вестник ОАО “НК ”Роснефть”. – 2012. – № 4. – С. 26–29.
4. Бабаян Э.В. Повышение эффективности выбора рабочего агента для обработки призабойной зоны пласта / Э.В. Бабаян, М.Н. Шурыгин, В.Н. Яковенко // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 3. – С. 30–32.

МОДИФИКАЦИЯ НАНОЧАСТИЦ В РАСТВОРАХ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ СТАБИЛЬНЫХ ЗОЛЕЙ

Зеленцов Д.О., Теллер Е.В., Попов А.В., Игнатюк А.И., Краснова О.С.,
Петрова Ю.Ю.

Сургутский государственный университет, 628400, г. Сургут, пр. Ленина 1,
+73462762900 (доб. 2550)
zelentsov_do@surgu.ru

В условиях постепенного истощения запасов легкодоступной нефти растет интерес к разработке трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ). Месторождения ТриЗ требуют более сложных и эффективных методов увеличения нефтеотдачи для максимального извлечения углеводородов из геологических пластов. В связи с этим, развиваются химические методы увеличения нефтеотдачи (ХМУН), основанные на применении наночастиц (НЧ), в т.ч. модифицированных поверхностно-активными веществами (ПАВ). Понимание процессов взаимодействия НЧ с ПАВ и их влияния на физико-химические свойства системы нефть-вода-порода имеет ключевое значение для оптимизации ХМУН. Так в некоторых исследованиях отмечают, что НЧ, модифицированные ПАВ, способны адсорбироваться как на границе раздела нефть-флюид, снижая межфазное натяжение [1, 2], так и на породе коллектора, изменяя его смачиваемость [3], что способствует более глубокому нефтеизвлечению и снижению расхода реагентов ХМУН.

Ранее нами было показано, что модификация наночастиц углерода и оксида титана в растворах анионного ПАВ позволяет получать композиты, образующие стабильные дисперсии в водных системах [3]. Цель данной работы состояла в оптимизации условий модификации наночастиц в растворах ПАВ для получения стабильных дисперсий.

В работе исследовали три вида НЧ: Al-O (γ -Al₂O₃ с примесями алюминия и шпинели) и Ti-O (смесь фаз рутила, анатаза и фаз Магнелли), полученные плазмодинамическим синтезом [5], а также углеродные НЧ (C-NP), полученные плазменной переработкой технического асфальта [6]. В качестве ПАВ использовали: анионный – додецилсульфат натрия (SDS), катионный – цетилтриметиламмония бромид (СТАВ), неионогенный – Твин-80 (Tween 80) и амфотерный – кокамидопропил бетаин (CAPB). Модификацию НЧ в растворах проводили в молекулярном и мицеллярном растворах выбранных ПАВ методом in-situ [7]. Так получили наночастицы модифицированные в растворах 0.5 и 10 мМ СТАВ (Ti-O@0.5СТАВ, Ti-O@10СТАВ, C-NP@0.5СТАВ, C-NP@10СТАВ, Al-O@10СТАВ) и 5 и 25 мМ SDS (Al-O@5SDS, Al-O@25SDS). Исходные и модифицированные в растворах ПАВ НЧ характеризовали методами ИК-Фурье-спектроскопии и

энергодисперсионного рентгенофлуоресцентного анализа (РФА). Агрегацию наночастиц и стабильность их дисперсий в воде и растворах ПАВ изучали методами динамического (DLS) и электрофоретического (ELS) светорассеяния.

Были изучены зависимости гидродинамического диаметра и дзета-потенциала агрегатов наночастиц в дисперсиях растворов ПАВ различной природы от концентрации ПАВ методами DLS и ELS. Определили, что растворы катионного СТАВ (от 0.25 до 10 мМ) способствуют стабилизации С-NP. Для стабилизации Al-O НЧ в водных дисперсиях перспективны как растворы SDS (от 5 до 50 мМ), так и мицеллярные растворы СТАВ. Ti-O НЧ образуют стабильные дисперсии в растворах СТАВ с концентрацией выше 0.1 мМ. Данные ПАВ были выбраны для последующей модификации НЧ.

В ИК-Фурье-спектрах (ОПВФ) модифицированных НЧ обнаружили полосы поглощения валентных и деформационных колебаний С-Н связей в области 2800-3000 и 1350-1500 см⁻¹, а также интенсивные полосы поглощения колебаний связей RO-SO₃⁻ в области 990-1150 в образце Al-O@25SDS, которые можно отнести к ПАВ, адсорбированному на поверхности модифицированных НЧ. Методом РФА было показано, что в образцах модифицированных НЧ появляются элементы, относящиеся к ПАВ: бром (Br) для СТАВ и сера (S) для SDS. При этом для Al-O@5SDS содержание серы возрастает до 0.6% масс. по сравнению с исходными Al-O НЧ, а для С-NP@10СТАВ содержание брома возрастает до 12.6% масс. по сравнению с 0.9% масс. у С-NP@0.5СТАВ.

Методами DLS и ELS было показано, что наночастицы модифицированные в растворах ПАВ, имеющих противоположный заряд по сравнению с НЧ (СТАВ для Ti-O, SDS для Al-O), склонны к большей агрегации в сравнении с немодифицированными НЧ (табл. 1). При этом размер агрегатов НЧ, модифицированных в мицеллярном растворе ПАВ, снижается по сравнению с таковыми в молекулярном растворе. Отметим, что дзета-потенциал некоторых дисперсий Ti-O@СТАВ и Al-O@SDS не превышал 5 мВ по абсолютному значению, что характеризует отсутствие существенного заряда НЧ. Это можно объяснить адсорбцией противоположно заряженных ПАВ на поверхности НЧ, компенсацией поверхностного заряда, и, соответственно, увеличением их агрегации. С-NP@СТАВ образуют устойчивые дисперсии в воде с дзета-потенциалом >40 мВ, а размеры С-NP@10СТАВ снижаются на 24.1% по сравнению с С-NP@0.5СТАВ, что согласуется с результатами РФА и свидетельствует об увеличении адсорбции катионного ПАВ.

Таким образом, в работе были выбраны оптимальные ПАВ и их концентрации для модификации наночастиц Al-O, Ti-O и С-NP. Анализ ИК-спектров и элементного состава модифицированных НЧ подтвердил адсорбцию ПАВ на их поверхности. Модифицированные катионным ПАВ

C-NP@СТАВ и Al-O@10СТАВ продемонстрировали высокую стабильность в водных дисперсиях, что подтверждает их перспективный потенциал практического применения, в т.ч. в качестве реагентов для ХМУН.

Таблица 1 – Гидродинамический диаметр и дзета-потенциал частиц в 0.01% (масс.) дисперсии наночастиц (DLS и ELS)

Образец	Гидродинамический диаметр, нм	Дзета-потенциал, мВ
Ti-O	169.7	-33.8
Ti-O@0.5СТАВ	248.0	-3.4
Ti-O@10СТАВ	212.4	-4.2
Al-O	285.1	46.4
Al-O@5SDS	1411.5	-2.2
Al-O@25SDS	496.9	-1.0
Al-O@10СТАВ	240.8	52.4
C-NP@0.5СТАВ	844.6	56.4
C-NP@10СТАВ	640.9	40.4

Исследования проведены при поддержке гранта Российского научного фонда (№ 22-13-20016).

ЛИТЕРАТУРА

1. Study on synergistic enhancement of oil recovery by halloysite nanotubes and glucose-based surfactants / T. Zhao, J. Chen, Y. Chen [et al.] // Journal of Dispersion Science and Technology. – 2021. – V. 42. – P. 934-946.
2. Systematic investigation on the interaction between SiO₂ nanoparticles with different surface affinity and various surfactants / H. Jia, W. Huang, Y. Han [et al.] // Journal of Molecular Liquids. – 2020. – V. 304. – 8 p.
3. Colloidal stability and dynamic adsorption behavior of nanofluids containing alkyl-modified silica nanoparticles and anionic surfactant / J.C.C. Venancio, R.S.V. Nascimento, A. Perez-Gramatges // Journal of Molecular Liquids. – 2020. – V. 308. – 7 p.
4. Influence of anionic surfactant on stability of nanoparticles in aqueous solutions / D.O. Zelentsov, Yu.Yu. Petrova, A.V. Korobkin [et al.] // Chimica Techno Acta. – 2023. – V. 10(3). – 202310302.
5. Plasma dynamic synthesis of dispersed metal oxide materials in CO₂ medium / I. Shanenkov, A. Tsimmerman, A. Nassyrbayev [et al.] // Ceramics International. – 2023. – V. 49. – P. 34232-34247.

6. The influence of composition of asphaltenes of different genesis on the properties of carbon materials manufactured from them by plasma processing / E. Frantsina, Yu. Petrova, V. Arkachenkova [et al.] // Petroleum Science. – 2023. – V. 20. – P. 3830-3840.
7. Nanoparticle stabilized oil in water emulsions: A critical review / D. Arab, A. Kantzas, S.L. Bryant // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – V. 163. – P. 217-242.

ЭКСПРЕСС-МЕТОДИКА РАСЧЕТОВ ДЛЯ ПЛАНИРОВАНИЯ ГРП С ЖИДКОСТЯМИ НА ОСНОВЕ ЛЕГКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Каневская Р.Д., Цыганков В.А., Кочуева О.Н.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
119991, г. Москва, Ленинский проспект, дом 65, корпус 1,
тел.: +7 (499) 507-88-88, kochueva.o@gubkin.ru

Технология гидроразрыва пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных методов интенсификации притока пластового флюида к нефтяным и газовым скважинам. При проведении ГРП в продуктивном пласте создается система трещин за счет закачки в скважину специальной жидкости под высоким давлением. Традиционно используют технологические жидкости для гидроразрыва пласта на водной основе, применение таких жидкостей имеет как преимущества, так и недостатки. К недостаткам, в первую очередь, следует отнести набухание глинистых минералов в составе породы-коллектора, и, как следствие, снижение проницаемости и уменьшение эффективности проведенных мероприятий [1]. Одной из новых технологий, свободных от этого недостатка, является гидравлический разрыв пласта с использованием жидкости разрыва на основе сжиженного углеводородного газа (СУГ) [2]. Для такой жидкости разрыва остаточная проводимость трещины ГРП с углеводородами составляет более 90 %, тогда как при использовании жидкости на водной основе не превышает и 40 %. Применение таких жидкостей может иметь хорошие перспективы при разработке баженовской свиты и сланцевых пластов [3,4].

При планировании ГРП в основном решается три комплекса задач [5]:

- прогноз дебитов, которые могут быть получены при создании трещин различной длины и/или проводимости для данного пласта;
- расчет технологических параметров гидроразрыва, обеспечивающих образование трещин требуемой длины и проводимости;
- определение экономической эффективности проведения ГРП.

В исследованиях, выполняемых в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина в рамках реализации национального проекта «Наука» и работы научного центра мирового уровня (НЦМУ) «Рациональное освоение

запасов жидких углеводородов планеты», решается задача разработки методики для проведения экспресс-расчетов для планирования ГРП с жидкостями на основе легких углеводородов. В методику включены: экспресс-расчет геометрии трещины для горизонтальной скважины, прогноз утечек в пласт в ходе гидроразрыва с использованием жидкости на основе сжиженного углеводородного газа, определение требуемого объема закачки пропанта и жидкости, прогноз добычи с оценкой интервала неопределенности на основании метода статистических испытаний моделирования Монте-Карло.

При определении геометрических размеров трещины могут быть использованы классические модели роста трещины ГРП [6,7], для расчета утечек сжимаемой жидкости гидроразрыва через стенки трещины в пласт можно применять модель, представленную в [8].

Поскольку при задании ряда входных параметров может присутствовать неопределенность, целесообразно задать предполагаемые интервалы неопределенности для каждого параметра и получить интервальную оценку для прогноза добычи, применяя метод статистических испытаний Монте-Карло.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бородин, С. А. Подход к исследованию влияния жидкостей гидроразрыва пласта на набухание глин / С. А. Бородин, К. К. Мерзляков // Актуальные проблемы недропользования : тезисы докладов XVIII Международного форума-конкурса студентов и молодых ученых, Санкт-Петербург, 15–21 мая 2022 года. Том 1. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский горный университет, 2022. – С. 7-8. – EDN GBPIEN.
2. СУГ для ГРП Разработка нетрадиционных запасов углеводородов при помощи технологии ГРП с применением в качестве жидкостей разрыва сжиженных углеводородных газов / В. А. Цыганков, К. В. Стрижнев, Л. А. Магадова, А. В. Ненько // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2019. – № 6(90). – С. 56-61. – EDN VVTIOA.
D.P. Leblanc, D.G. Graves, E. Tudor, R. Lestz. Application of Propane (LPG) Based Hydraulic Fracturing in the McCully Gas Field, New Brunswick, Canada. SPE-144093. 2011. p. 27.
3. Подбор альтернативной жидкости гидроразрыва пласта в условиях низкопроницаемого газового коллектора туронского яруса / Д. Д. Выломов, П. А. Шульгин, Р. Р. Шакиров, А. А. Снохин // Экспозиция Нефть Газ. – 2023. – № 2(95). – С. 56-61. – DOI 10.24412/2076-6785-2023-2-56-61. – EDN RBUNOZ
4. Чуйкова, Е. П. Анализ технологической эффективности проведения гидравлического разрыва пласта на низкопроницаемых пластах Тюменской свиты (Шаимский район) / Е. П. Чуйкова, О. В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 4. – С. 223-250. – EDN VZORXV
5. Гидравлический разрыв пласта. Особенности и возможности типизации процессов / А. Н. Кравченко, В. В. Васильев, О. В. Салимов, М. И. Самойлов // Нефтяная провинция. – 2022. – № 2(30). – С. 134-149. – DOI 10.25689/NP.2022.2.134-149. – EDN LMZVEW.
6. Желтов, Ю. П. О гидравлическом разрыве нефтеносного пласта / Ю. П. Желтов, С. А. Христианович // Известия Академии наук СССР. Отделение технических наук. – 1955. – № 5. – С. 3-41. – EDN YVFWXB.
7. Математические модели гидроразрыва пласта / Д.В. Есипов, Д.С. Куранаков, В.Н. Лапин, С.Г. Черный // Вычислительные технологии. – 2014. – Т. 19, № 2. – С. 33–61

8. Каневская, Р. Д. О влиянии модели утечек в пласт при гидроразрыве сжимаемой жидкостью / Р. Д. Каневская, О. Н. Кочуева, Д. Д. Федюнина // Автоматизация и информатизация ТЭК. – 2023. – № 2(595). – С. 25-30. – DOI 10.33285/2782-604X-2023-2(595)-25-30. – EDN CWFQES.

9. Бусленко Н.П. Метод статистических испытаний (Монте-Карло) и его реализация на цифровых вычислительных машинах / Н.П.Бусленко, Ю.А.Шрейдер. - М.: Физматгиз, 1961. - 226 с.

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ГЕНЕРАЦИИ ОБРАТНОЙ ЭМУЛЬСИИ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

Силин М.А., Магадова Л.А., Давлетшина Л.Ф., Губанов В.Б.,
Микулов В.А.

Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 119991, г. Москва, проспект Ленинский, дом 65, корпус 1, +7 (499) 507-88-88, com@gubkin.ru
email: vrlddtl@gmail.com

Одной из ключевых задач нефтедобычи в процессе заводнения является увеличение полноты извлечения углеводородного сырья. Однако прорыв воды системы поддержания пластового давления по высокопроницаемым пропласткам в добывающие скважины приводит к снижению охвата воздействием и увеличению обводненности добываемой продукции. Применение различных технологий выравнивания профиля приемистости скважин (ВПП) позволяет решать эту проблему за счет селективного тампонирувания промытых водой интервалов [1].

В технологиях ВПП используются различные химические реагенты и составы, такие, как полимерные системы, термотропные композиции, а также составы на основе ПАВ. Особый интерес представляют обратные эмульсии – дисперсные системы типа “жидкость-жидкость”, обладающие рядом отличительных свойств: характерное псевдопластичное поведение, высокий тампонирующий эффект, относительная дешевизна композиций, селективность воздействия. К недостаткам таких систем следует отнести их термодинамическую и механическую неустойчивость, высокое гидродинамическое сопротивление среды при их фильтрации в пористой среде и, как следствие, высокая себестоимость процесса закачки [2]. В связи с этим очень важным является вопрос оптимизации применения таких систем.

В научной литературе приведен ряд исследований, посвященных возможности формирования водонефтяных эмульсий непосредственно в пористой среде [3, 4], однако, единого мнения по этому вопросу на сегодня

не существует. В работе была поставлена цель: изучение механизма образования обратной эмульсии в пористой среде.

Объектом исследования являлись:

1. Готовая обратная эмульсия, приготовленная на лопастной мешалке, состава: 75% об. минерализованной воды, 23,75% об. дизельного топлива летнего и 1,25% об. эмульгатора Нефтенол-НЗ.

2. Раствор эмульгатора в дизельном топливе, где содержание эмульгатора составляло 5% об., что равно содержанию ПАВ в углеводородной фазе готовой обратной эмульсии.

Эксперименты проводились при комнатной температуре, на фильтрационной установке НР-CFS высокого давления с использованием водонасыщенных насыпных моделей пласта. Набивка моделей проводилась молотой фракцией кварцевого песка. Начальная проницаемость по минерализованной воде находилась в диапазоне 200-270 мД.

На подготовительном этапе модель насыщалась минерализованной водой, после чего вода вытеснялась в первом эксперименте готовой эмульсией, на втором – раствором эмульгатора в объеме $1 V_{\text{пор}}$. Далее в модель в том же направлении закачивалась вода до стабилизации перепада давления и после выдержки закачку воды повторяли вновь.

Результаты выполненных экспериментов представлены на рисунках 1, 2 в виде графиков зависимости текущего перепада давления от относительного накопленного объема закачки флюида на каждом этапе эксперимента. Остаточный фактор сопротивления ($R_{\text{ост}}$) представляет собой отношение проницаемости по воде до воздействия к проницаемости по воде после воздействия реагентом и стабилизации перепада давления.

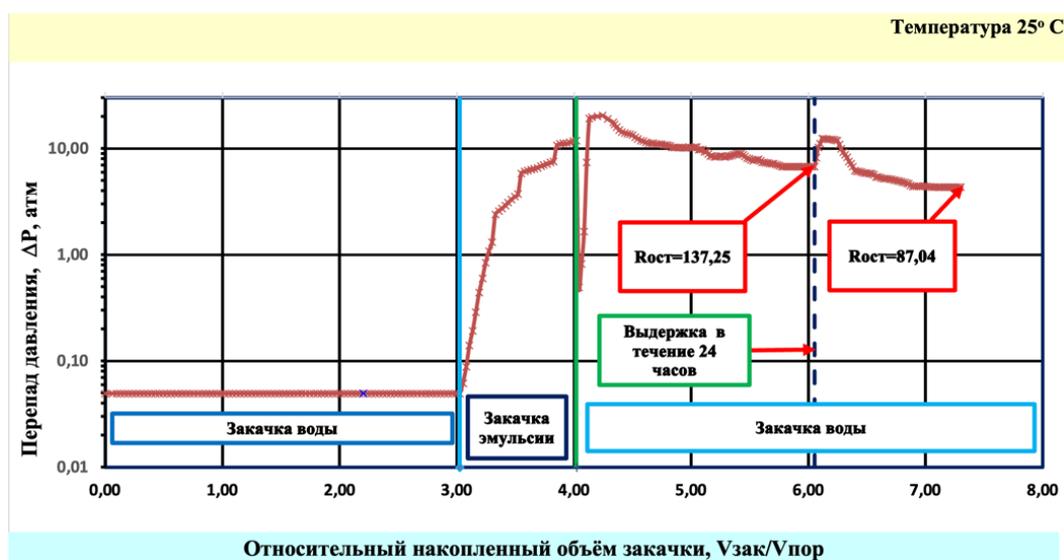


Рисунок 1 – Динамика изменения перепада давления при фильтрации готовой обратной эмульсии в водонасыщенную пористую среду

В первом эксперименте на этапах закачки готовой эмульсии и воды наблюдался значительный перепад давления. Следовательно эмульсия создала тампонирующий эффект в пористой среде ($R_{ост}=137,25$), который сохранился и после выдержки (24 часа), стабилизировавшись при $R_{ост}=87,04$.

Важно отметить, что во втором эксперименте, с применением углеводородного раствора эмульгатора, эмульсия формировалась, в пористой среде как на стадии вытеснения воды раствором эмульгатора, так и при последующей фильтрации воды в насыщенную эмульгатором пористую среду. Был достигнут достаточно высокий тампонирующий эффект, $R_{ост}=40,23$.

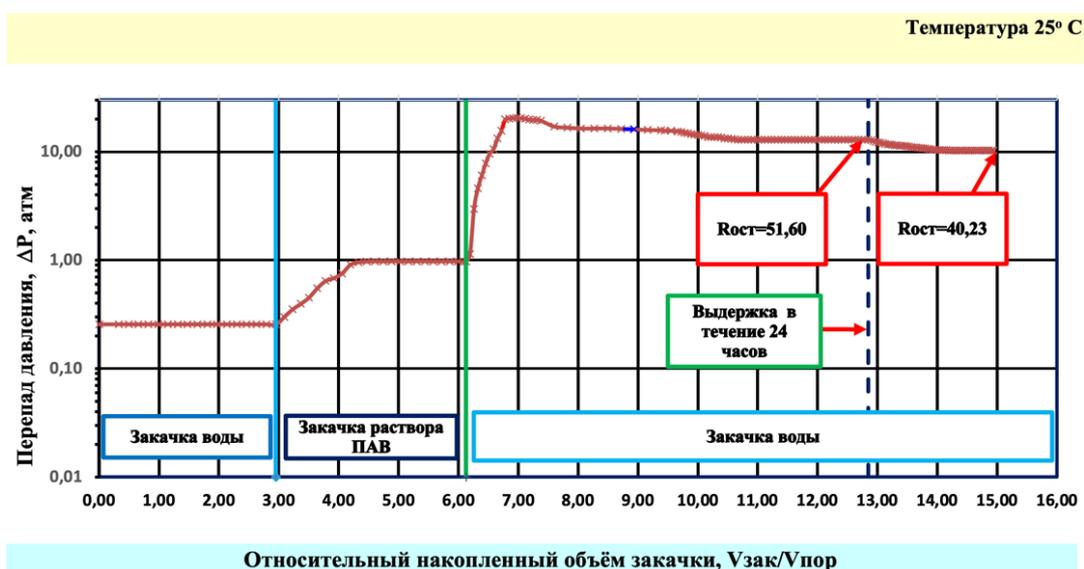


Рисунок 2 – Динамика изменения перепада давления при фильтрации углеводородного раствора эмульгатора в водонасыщенную пористую среду

Таким образом, выполненные исследования показали, что формирование обратной эмульсии непосредственно в пористой среде является не только возможным, но и потенциально эффективным методом выравнивания профиля приемистости.

ЛИТЕРАТУРА

1. Силин М.А. Промысловая химия: Учебное пособие/ М.А. Силин, Л.А. Магадова, Л.И. Толстых и др. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. – 350 с.
2. Глущенко В.Н. Обратные эмульсии и суспензии в нефтегазовой промышленности – М.: Интерконтакт Наука, 2008. - 725 с.
3. Wang Z. et al. Probing the generation mechanism of emulsion based on shearing actions between multiphase fluids in porous media //Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. – 2022. – Т. 653. – С. 129997.
4. Liu J. et al. W/O emulsions generated by heavy oil in porous medium and its effect on re-emulsification //Fuel. – 2022. – Т. 310. – С. 122344.

СИНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ В СМЕШАННЫХ ВОДНЫХ РАСТВОРАХ ОКСИДА АМИНА И СУЛЬФОНОЛА

Силин М.А., Крисанова П.К., Филатов А.А., Митюрёв С.А.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
119991, г. Москва, Ленинский пр-т., дом 65, к.1
krisanova_polina@mail.ru

В современном мире поверхностно-активные вещества (ПАВ) внедрились уже практически во все процессы нефтегазового комплекса. ПАВ нашли широкое применение в одном из самых распространенных методов интенсификации нефтегазодобычи – гидравлическом разрыве пласта (ГРП) [1]. На данном этапе повсеместного применения ГРП актуальным является разработка не просто бесполимерных водных композиций для осуществления гидроразрыва, а композиций, не содержащих легкие хлорорганические соединения (ЛХОС). Наличие ЛХОС в жидкостях ГРП влечет за собой присутствие данных соединений и в нефти, что в последствии может привести к снижению технологической эффективности установок по ее переработке.

Цвиттер-ионные ПАВ, за счет своей повышенной стабильности в условиях эксплуатации, являются наиболее перспективными при разработке жидкостей разрыва. Единственными на данный момент цвиттер-ионными ПАВ, не содержащими ЛХОС, являются оксиды аминов.

Для снижения экономической стоимости жидкости ГРП и улучшения ее технологических свойств, что является безусловно важным при разработке новых составов, предлагается использование композиции цвиттер-ионного и анионного ПАВ. В смешанных водных растворах данных типов ПАВ, согласно научной литературе, проявляются синергетические эффекты, выраженные в увеличении вязкостных свойств систем [2].

Таким образом, исследования в данной работе посвящены изучению синергетического эффекта реологических и структурных свойств в смешанных водных растворах цвиттер-ионного и анионного ПАВ.

В работе измерения проводились на реометре Anton Paar MCR72, способном фиксировать вязкость исследуемых систем при низких значениях скоростей сдвига.

В качестве объектов исследования использовались композиции на основе синтезированного оксида алкилдиметиламина (ОАДА) и сульфонола.

На первом этапе работы было определено оптимальное соотношение двух типов ПАВ, при котором достигается наибольшее значение вязкости. Соотношение составило – 75% оксида амина: 25% сульфонола. Затем

проводились реологические исследования композиций ОАДА и сульфанола при варьировании их общей концентрации.

Полученные результаты представлены в виде графика зависимости натурального логарифма вязкости при бесконечно малой скорости сдвига ($\ln(\eta_0)$) от общей концентрации ПАВ (% масс.) в водном растворе и приведены на рисунке 1.

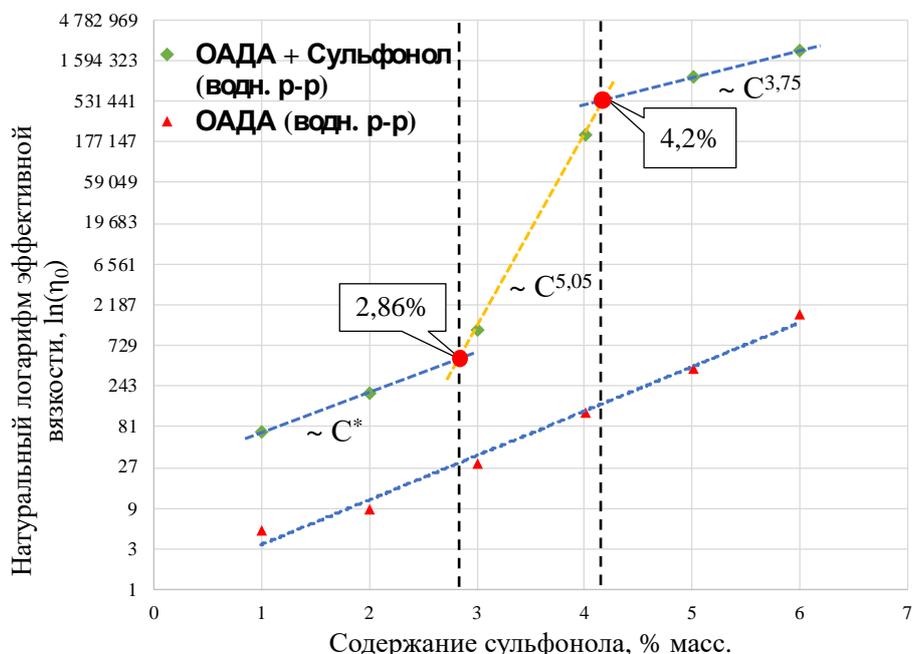


Рисунок 1 – Концентрационные зависимости вязкости водных растворов оксида амина и сульфанола

Полученные закономерности могут быть объяснены следующим образом в соответствии с теорией процесса мицеллообразования.

При низких концентрациях ПАВ ($C < 2,86$ %) вязкость растворов имеет довольно низкие значения. Данная область соответствует разбавленному режиму, в котором мицеллы ПАВ разного типа еще не перекрываются друг другом.

Начиная с концентрации $C = 2,86$ %, происходит резкое увеличение вязкости раствора. Рост вязкости связан с переходом раствора в полуразбавленный режим, в котором мицеллы оксида амина и сульфанола начинают перекрываться друг с другом, образуя трехмерную пространственную сетку [3].

По приведенному рисунку можно заметить, что в области концентраций ПАВ $C > 2,86$ % ярко выражены два участка с разными степенными зависимостями вязкости от концентрации ПАВ. Такое разделение области концентраций полуразбавленных растворов связано со структурными особенностями цилиндрических мицелл, а также с изменением их строения при увеличении общей концентрации ПАВ. Другими словами, в области концентраций ПАВ $C > 2,86$ % постепенно

происходит переход из режима «неразрывных» мицеллярных цепей в режим «живущих» [4, 5].

Таким образом, путем графического сравнения концентрационных зависимостей вязкости водных растворов ОАДА и смешанных водных растворов ОАДА и сульфонола было доказано, что проявляется синергетический эффект при совместном присутствии цвиттер-ионного и анионного ПАВ в водных растворах.

В дальнейшем для более глубокого анализа поведения мицелл в смешанных водных растворах оксида амина и сульфонола при увеличении общей концентрации ПАВ исследования будут направлены на проведение реологических тестов в режиме осцилляции.

ЛИТЕРАТУРА

1. Силин М.А. Промысловая химия: Учебное пособие/ М.А. Силин, Л.А. Магадова, Л.И. Толстых и др. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. – 350 с.
2. Сафонова Е.А. // Структура и реология смешанных мицеллярных растворов додецилсульфата натрия и додецилдиметиламинооксида // Журнал физической химии. 2006. Т. 80. № 6. С. 1046-1052.
3. Шрамм Г. Основы практической реологии и реометрии / Пер. с англ. И.А. Лавыгина; Под ред. В.Г. Куличихина – М.: КолосС, 2003. – 312 с.
4. Turner M.S., Marques C., Cates M.E. Dynamics of wormlike micelles: the «bond-interchange» reaction scheme // Langmuir. – 1993. – Vol. 9. – № 3. – P. 695-701.
5. Cates M.E., Candau S.J. Statics and dynamics of worm-like surfactant micelles // Journal of Physics: Condensed Matter. – 1990. – Vol. 2. – № 33. – P. 6869.

ВЛИЯНИЕ ИНДИВИДУАЛЬНЫХ РАСТВОРИТЕЛЕЙ В КАЧЕСТВЕ ДОНОРОВ ВОДОРОДА НА КОНВЕРСИЮ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ДОМАНИКОВЫХ ПОРОД ПРИ ГИДРОТЕРМАЛЬНОМ ВОЗДЕЙСТВИИ

Михайлова А.Н., Саид Ш.А., Сувейд М.А., Аль-Мунтасер А.А., Чжоу С.,
Феоктистов Д.А., Емельянов Д.А., Варфоломеев М.А., Морозов В.П.

Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский федеральный
университет, 420008, г. Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5; inter@kpfu.ru
stasu07@mail.ru

Истощение существующих месторождений традиционной нефти в России и в мире предсказуемо приводит к тому, что специалисты отрасли все больше обращают свое внимание в сторону трудноизвлекаемых запасов, разработка которых сегодня осложняется особенностями их строения, состава и условий залегания. Сегодня в России из трудноизвлекаемых

запасов добывается около 30%, причем ежегодно фиксируется увеличение доли этих запасов в общем объеме добычи [1, 2]. Разработка нетрадиционных нефтяных ресурсов всегда будет зависеть от экономических условий и технических возможностей, и требует изучения их состава, свойств и характера преобразований в извлекаемые углеводороды при дополнительных внешних воздействиях уже сейчас.

В данной работе изучена возможность использования индивидуальных растворителей разной природы - этилацетата и тетралина, в качестве доноров водорода и их влияние на конверсию органического вещества низкопроницаемой доманиковой породы из мендымских отложений верхнего девона Тавельского месторождения (Татарстан, Россия) при гидротермальном воздействии. Эксперименты проводились при температуре 300°C в среде CO₂ с содержанием воды в реакционной системе 1:1 к образцу породы и времени воздействия 24 часа.

Степень преобразования органического вещества (ОВ) определяли методами Rock-Eval и термического анализа (табл. 1). Исходная порода характеризуется низким содержанием свободных углеводородов (S₁) и достаточно высоким содержанием керогена (S₂). Экстракция исходной породы смесью растворителей приводит к практически полному извлечению свободных углеводородов и снижению содержания керогена на 35%. Гидротермальное воздействие при 300°C и последующая экстракция породы приводят к еще большему снижению показателя S₂, что свидетельствует о процессе термической трансформации органического вещества. Использование индивидуальных растворителей позволяет дополнительно снизить значение этого показателя на 13% в эксперименте с этилацетатом и на 25% - с тетралином, по сравнению с контрольным гидротермальным экспериментом.

Таблица 1 – Данные Rock-Eval и термического анализа породы до и после экспериментов

No	Rock-Eval				ТГ/ДТГ				
	S ₁ , мг/г	S ₂ , мг/г	Tmax, °C	HI, mg HC/г Corg	200 – 400	400 – 600	600 – 1000	∑ОВ**	F _{ОВ} ***
	<i>Исходная порода</i>								
1	0.47	9.06	423.13	642.62	1.36	3.32	27.51	4.68	0.41
1*	0.02	5.90	430.60	851.91	0.66	2.35	28.02	3.01	0.28
	<i>Порода после гидротермального эксперимента, 300°C</i>								
2*	0.08	4.49	432.46	731.57	0.70	2.24	27.54	2.94	0.31
	<i>Порода после эксперимента с этилацетатом, 300°C</i>								

3*	0.04	3.91	433.09	320.00	0.47	2.12	24.89	2.59	0.22
<i>Порода после эксперимента с тетралином, 300°C</i>									
4*	0.06	3.38	433.73	319.59	0.60	1.96	27.47	2.56	0.31

* Порода после экстракции ОВ; ** $\sum \text{ОВ} - \Delta m(200-600^\circ\text{C})$; *** $F_{\text{ОВ}} = \Delta m_1(200-400^\circ\text{C}) / \Delta m_2(400-600^\circ\text{C})$.

На основании данных ГХ-анализа газов, SARA-анализа, ГХ-МС насыщенных и ароматических углеводородов установлено, что этилацетат не проявляет свойств донора протонов водорода (рис. 1). Однако этилацетат способствует извлечению высокомолекулярных компонентов, связанных с породой, и разрушению керогена по наименее стабильным связям С-С. Это объясняется практически полным его превращением в уксусную кислоту, которая взаимодействует с карбонатной составляющей породы. Результаты показали, что использование этилацетата приводит к увеличению газов H_2 и H_2S , выхода экстракта из породы (на 26%), содержания смол и асфальтенов и, как следствие, содержания серы по сравнению с контрольным экспериментом (с 2.93 до 3.40%). В ароматической фракции увеличивается содержание бензотиофенов и наблюдается образование дибензотиофенов.

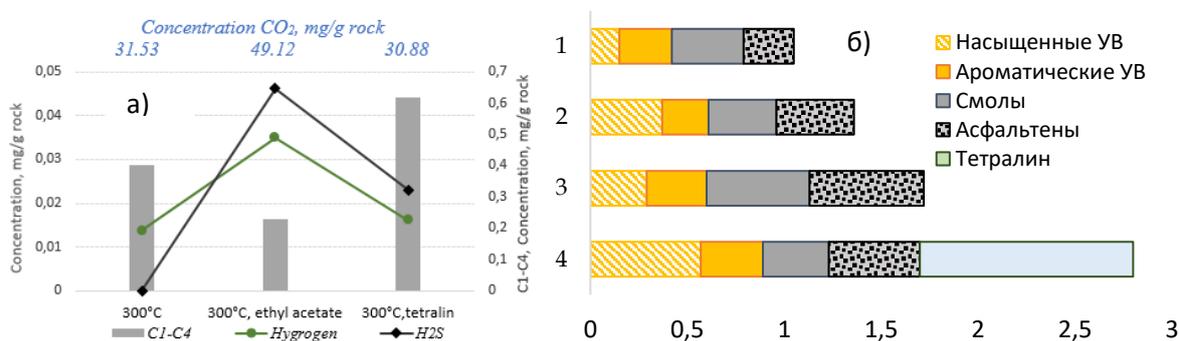


Рисунок 1 – а) - Состав газов после экспериментов; б) - Групповой состав экстрактов до и после экспериментов (нумерацию см. табл. 1)

Тетралин в данных условиях эксперимента не только интенсифицирует трансформацию органического вещества доманиковой породы в извлекаемые углеводороды, но и в результате переноса доноров водорода, блокирующих радикальные реакции, способствует удалению гетероатомных соединений с отщеплением алкильных заместителей. и образование углеводородов с более низкой молекулярной массой [3]. Кроме того, тетралин не полностью превращается и частично остается в экстракте, выступая также в качестве разбавителя, что может способствовать более легкой транспортировке добытой нефти. Выход экстракта увеличивается в 2 раза по сравнению с гидротермальной обработкой без растворителей. Содержание предельных углеводородов увеличивается до 33.3 мас. %, а

содержание смол снижается до 20.1 мас. %. Экстракт отличается наименьшим содержанием серы (2.82%), а в ароматической фракции содержание бензотиофенов снижено в 3 раза и отсутствуют дибензотиофены, при этом наблюдается интенсивное образование нафталинов вследствие водород-донорных свойств тетралина и его дегидрирования (рис. 2).

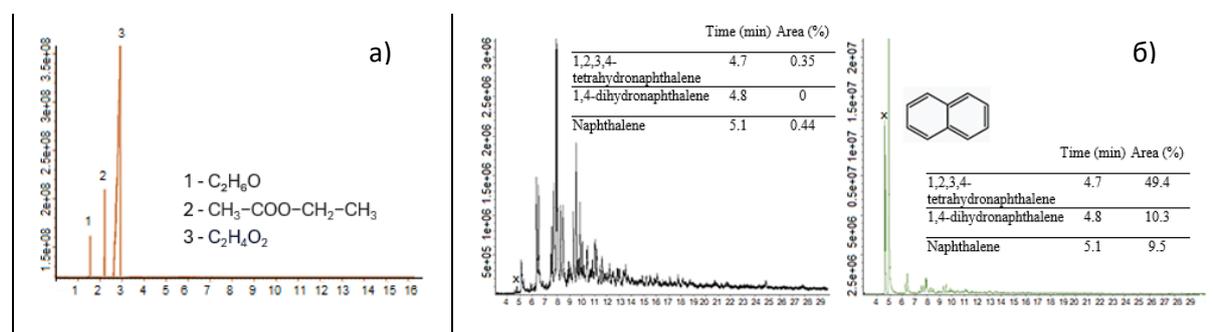


Рисунок 2 – ГХ-МС спектры: а) - продукта опыта этилацетат с водой при 300°C; б) - ароматических углеводов до и после эксперимента с породой с тетралином по m/z 128, 142, 154, 156

Таким образом, присутствие тетралина в реакционной системе, по сравнению с этилацетатом, при данной температуре гидротермальной обработки доманиковой породы, интенсифицирует разрушение керогена, способствует переносу доноров водорода, блокирующих радикальные реакции, что приводит к увеличению выхода углеводородных газов, экстракта их породы, увеличению содержания в его составе предельных углеводородов, а также действует как разбавитель в добываемой нефти.

Работа выполнена при поддержке Российского научного фонда по проекту РНФ 23–265 (соглашение с РНФ № 23–73–01230 от 08.08.2023 г.).

ЛИТЕРАТУРА

1. Kryukov V., Tokarev A. E3S Web of Conferences, IVth International Conference «Energy Systems Research», 2023, 470, 01026.\
2. Каюкова Г.П., Михайлова А.Н., Насырова З.Р., Вахин А.В. М.: ГЕОС, 2022, 328 с.
3. Alemán-Vázquez L.O., Torres-Mancera P., Ancheyta J., Ramírez-Salgado J. Energy & Fuels, 2016, 30 (11), 9050-9060.

ПРИМЕНЕНИЕ ХЕЛАТИРУЮЩИХ АГЕНТОВ В СОСТАВЕ КОМПОЗИЦИЙ ДЛЯ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ

Мухин М.М., Надуев А.А.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 119991, Москва, проспект Ленинский, дом 65, корпус 1, +7 (499) 507-88-88 / com@gubkin.ru
naduev_s@mail.ru

Одним из методов увеличения производительности добывающих и восстановления приемистости нагнетательных скважин является кислотная обработка пластов.

Кислотная обработка представляет собой химический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором кислотный состав закачивается под давлением, не вызывающим разрыва пласта. В зависимости от типа обрабатываемых пород будут изменяться цели и методы кислотной обработки.

Для кислотной обработки карбонатных пластов чаще всего применяют соляную кислоту, для терригеновых – грязевую (смесь соляной и плавиковой кислот) или глинокислоту (смесь соляной и борной кислот). Данные реагенты характеризуются доступностью, невысокой стоимостью и эффективностью. Однако их применение имеет ряд ограничений и приводит к возникновению осложнений [0].

Некоторые недостатки традиционно применяемых кислотных составов можно нивелировать путем введения в интенсифицирующие составы хелатирующих (комплексообразующих) агентов.

Комплексообразователи широко применяются в нефтедобыче для удаления и ингибирования солеотложений, контроля содержания железа, кислотной обработки. Молекулы хелатов содержат две или более функциональные группы (лиганды), которые могут отдавать электроны для образования координационных связей с центральным атомом металла. Образование множественных координационных связей одной молекулой приводит к образованию одного или нескольких гетероциклических колец. В нефтедобыче термин «хелатирующие агенты» обычно используется для обозначения определенной группы веществ, известных как аминополикарбоновые кислоты.

Аминополикарбоновые кислоты (АПК), такие как этилендиаминтетрауксусная кислота (EDTA), диэтилентриаминпентауксусная кислота (DTPA), L-глутаминовая N, N-двууксусная кислота (GLDA), гидроксиэтилендиаминотриуксусная кислота (HEDTA), гидроксиэтилиминодиуксусная кислота (HEIDA) и нитрилотриуксусная кислота (NTA) наиболее часто применяются в нефтедобыче. Структурно они содержат одну или несколько аминогрупп и

несколько карбоксильных групп, отходящих от аминогрупп. Общая химическая формула данных соединений имеет вид H_xY , где X это количество протонированных карбоксильных групп в молекуле. При различных значениях pH происходит депротонирование молекул хелатирующих агентов.

Депротонированные АПК представляют собой отрицательно заряженные молекулы, которые взаимодействуют с катионами металлов путем образования координационных связей между ними и амино- и карбоксильными группами АПК.

Механизм взаимодействия хелатирующих агентов с минералами пласта включает в себя следующие стадии:

1. Диффузия комплексообразователя из объема к поверхности породы;
2. Образование первичного адсорбированного металхелатного комплекса;
3. Ослабление связей кристаллической решетки, окружающей ион;
4. Отрыв комплекса с поверхности породы;
5. Диффузия комплекса от поверхности в объем.

Для применения в составах для кислотной обработки необходимо, чтобы хелатирующие агенты были растворимы в кислотах. При этом растворимость хелатов в применяемых кислотах значительно отличается. Из литературных данных следует, что наилучшей растворимостью обладает GLDA [2].

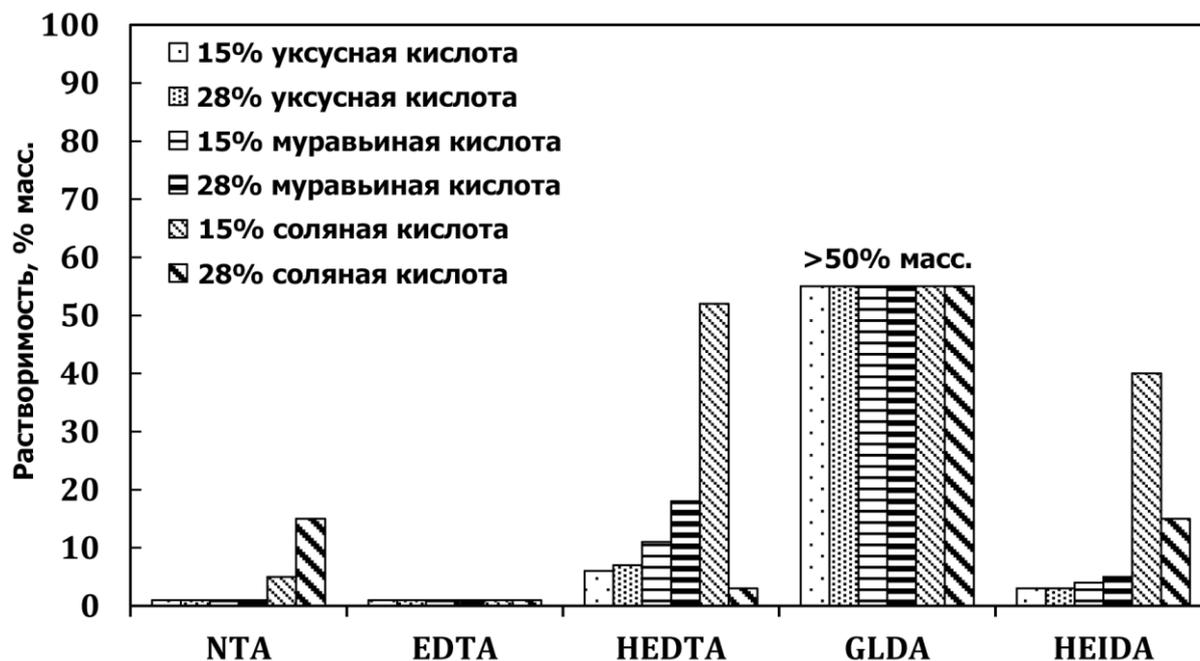


Рисунок 1 – Растворимость АПК в различных кислотах при 20 °С

К преимуществам применения АПК в качестве реагентов для кислотной обработки относятся: низкая коррозионная активность, скорость реакции и склонность к образованию эмульсий и нефтешламов, высокая

растворяющая способность, отсутствие рисков вторичного осадкообразования, термостабильность, а также способность к стабилизации железа. Также стоит отметить, что некоторые хелатирующие агенты, такие как GLDA и HEIDA поддаются биоразложению [3].

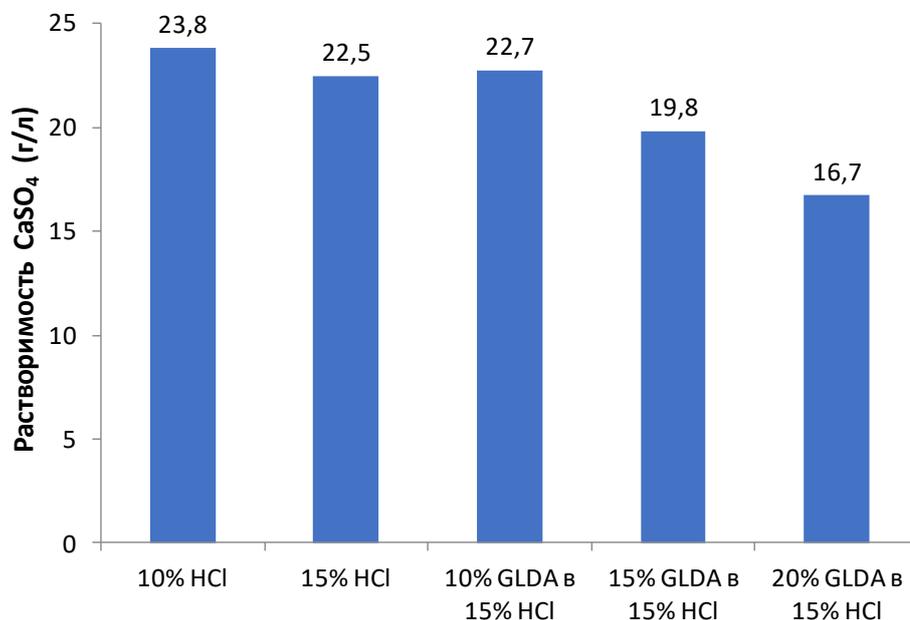


Рисунок 2 – Растворимость CaSO₄ составами при 20 °С за 5 часов

Было установлено, что высокая растворимость GLDA в кислотах не позволяет добиваться повышения растворимости сульфата кальция (безв.) растворами 10-15% HCl за счет высокой концентрации хелатирующего агента. Так, при увеличении концентрации GLDA свыше 10% в растворе 15% HCl растворимость сульфата кальция снижается.

ЛИТЕРАТУРА

1. Силин М.А. Промысловая химия: Учебное пособие/ М.А. Силин, Л.А. Магадова, Л.И. Толстых и др. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. – 350 с.
2. LePage J. N. et al. An environmentally friendly stimulation fluid for high-temperature applications //Spe Journal. – 2011. – Т. 16. – №. 01. – С. 104-110.
3. De Wolf C. A. et al. Evaluation of environmentally friendly chelating agents for applications in the oil and gas industry //SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control. – SPE, 2014. – С. D011S001R006.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЖИЖЕННОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО ГАЗА ДЛЯ РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Цыганков В.А., Мышкина А.А.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, НОЦ «Промысловая химия», 119991, г. Москва, Ленинский проспект, дом 65, корпус 1, тел.+7(499)507-83-55, e-mail: lubmag@gmail.com

Одной из наиболее важных проблем, существующих в области нефтедобычи в настоящее время, является проблема истощения месторождений с легкодоступной нефтью. Вследствие этого возникает необходимость перехода на освоение месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (ТриЗ).

На данный момент в России извлекаемые запасы нефти категорий А+В+С₁ составляют около 18 млрд т, в то время как к трудноизвлекаемым относят примерно 12 млрд т запасов, что составляет 66% от общего числа [1]. К трудноизвлекаемым запасам относятся ввиду сложностей, возникающих при их разработке. Эти сложности могут иметь различную природу, однако примерно 36-41% ТриЗ относится к месторождениям, характеризующимся низкой проницаемостью [2].

Одной из ключевых технологий добычи пластовых флюидов в случае низкопроницаемых коллекторов является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Суть технологии заключается в закачке в скважину специальной технологической жидкости под давлением, превышающим давление разрыва. При этом в толще породы создаются трещины, облегчающие движение флюидов в пласте.

Наиболее распространенными являются жидкости для ГРП на водной основе, однако они имеют ряд недостатков, ограничивающих их использование в случае низкопроницаемых коллекторов: полимеры, применяемые для структурообразования, адсорбируются на породе и приводят к коагуляции пор; в пластах с водочувствительными породами происходит набухание и миграция глинистых частиц. Как следствие, возникает необходимость в разработке составов на углеводородной основе, которые обеспечат более эффективное извлечение пластовых флюидов.

Перспективным направлением разработки является проведение гидроразрыва пласта с жидкостями на основе сжиженных углеводородных газов. В этом случае подразумевается, что закачка состава для ГРП производится в сжиженном состоянии, а извлечение – в виде газа, при этом после проведения операции жидкость на основе сжиженного газа практически полностью извлекается из скважины [3]. Это позволяет создавать трещины, в которых не происходит образование водяных блоков, и эффективная длина трещины практически равна закрепленной длине.

В качестве сжиженного углеводородного газа могут выступать углеводороды с короткой длиной цепи, такие как пропан, бутан, а также их смесь. Критическая температура пропана составляет 97°C [4], что не позволяет использовать его в сжиженном состоянии в пластах с более высокой температурой. В этих случаях возможно применение бутана, имеющего критическую температуру 152°C [4], либо смеси этих углеводородов.

В настоящее время для получения углеводородных гелей для ГРП в основном используются соли органических ортофосфорных эфиров, образующиеся при взаимодействии ортофосфорных эфиров и соединений многовалентного металла, такого как железо или алюминий.

Авторы различных исследований [5, 6] отмечают, что жидкости для ГРП обладают лучшими реологическими характеристиками в том случае, когда длина цепи гелеобразователя соизмерима с длиной цепи углеводородной основы жидкости. Стоит отметить, что те эфиры, которые относятся к коммерчески доступным, имеют длинные цепи и не являются эффективными для гелирования углеводородов C₃-C₄. Для гелирования пропана, бутана и их смеси необходимо использовать ортофосфорные эфиры с короткой углеводородной цепью.

В рамках данного исследования планируется осуществить синтез и дальнейший подбор оптимальных ортофосфорных эфиров с короткой цепью, которые позволили бы эффективно гелировать сжиженный углеводородный газ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Еремин, Е. А. Цифровые технологии извлечения запасов нетрадиционной нефти / Е. А. Еремин // Известия Тульского государственного университета. Науки о Земле. – 2022. – № 2. – С. 255-270.
2. Зацепин, В. В. Новые принципы разработки низкопроницаемых слоисто-неоднородных коллекторов с использованием саморегулирующихся систем / В. В. Зацепин, Ф. А. Губайдуллин, Р. А. Байбурин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2019. – № 7. – С. 36- 40.
3. Vajpayee M., Gogineni S. S., Shukla Y. A Novel way to Reservoir Stimulation: LPG Gel Based Fracturing.
4. Краткий справочник физико-химических величин под редакцией К.П. Мищенко и А.А. Равделя. – Л.: Химия, 1974 г. – 200 с.
5. Thickening compressed liquid and supercritical propane with bisurea DMHUT N,N'-(4-methyl-1,3-phenylene)bis[N-(1,5-dimethylhexyl)urea] for enhanced oil recovery or waterless hydraulic fracturing / M. Hansch, M. Ranft, A. Dhuwe, R. Enick // The Journal of Supercritical Fluids. – 2019. – № 145. – С. 85-92.
6. Synthesis of phosphates for liquefied petroleum gas (LPG) fracturing fluid / Chen, P., Chang, H., Xiong, G. et al. // Applied Petrochemical Research. – 2019. – № 9. – С. 179–184. (2019).

ПРИМЕНЕНИЕ ПЕННЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТАТАРСТАНА

Разумов А.Р., Князева Н.А.

ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина институт «ТатНИПИнефть», 423233,
г. Альметьевск, ул. Советская, 186А, телефон 8(8553) 310-800 доб.53-210,
телефон/факс канцелярия 8(85594) 7-85-02, e-mail: info@tatnipi.ru
rar@tatnipi.ru

В настоящее время в нефтяной промышленности России возрастает интерес к технологиям водогазового воздействия. Практически все основные нефтяные российские компании в той или иной степени проводят экспериментальные, а иногда опытно-промышленные работы (в частности, ПАО «РИТЭК», ПАО «Газпром нефть», ПАО «Башнефть», ПАО «ЛУКОЙЛ»).

Общеизвестно, что не может существовать единого механизма для всех случаев водогазового воздействия на нефтяные и нефтегазовые пласты. На реализацию различных механизмов водогазового воздействия может влиять бесконечное количество критериев, сопутствующих этому воздействию. В качестве критериев реализации различных механизмов могут выступать как пластовые условия (форма, фильтрационно-емкостные характеристики, геометрические размеры, пластовые давление и температура, наличие или отсутствие газовой шапки, подстилающей воды, расчлененность пласта и др.), свойства флюидов насыщающих пласт (плотность, вязкость нефти, состав газа и др.), так и возможности реализации технологии на конкретном месторождении (наличие специальной техники и профессиональных специалистов, источника агента для закачки, инфраструктуры и др.).

Месторождения нефти Татарстана характеризуются многопластовостью, неоднородностью коллекторских свойств, многие из них содержат нефть повышенной и высокой вязкости. Эти факторы обуславливают неравномерную выработку запасов, преждевременное обводнение продукции скважин, низкие дебиты скважин, короткий период безводной эксплуатации, низкие темпы отбора запасов и КИН. ППД путем закачки воды способствует прорывам закачиваемой воды по высокопроницаемым каналам вследствие большой разницы вязкостей между водой и вытесняемой нефтью. Для оптимизации разработки необходимы решения по увеличению вязкости закачиваемого флюида. Закачивание водогазовой смеси с добавлением пенообразователей будет способствовать более полному извлечению вязкой нефти из неоднородных пластов, поскольку, как было установлено ранее, пена обладает намного большей кажущейся вязкостью, чем вода. Пена обладает способностью

избирательно закупоривать высокопроницаемые каналы, выравнивая тем самым фронт вытеснения.

Эффективность применения пенных систем для повышения нефтеизвлечения определяется целым рядом факторов, многие из которых изучены еще весьма недостаточно. При этом надо иметь в виду, что в зависимости от типа пенообразователя и состава пластовых жидкостей технология применения пенных систем может быть различна.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вашуркин, А. И. Физические предпосылки, основные результаты и перспективы повышения нефтеотдачи месторождений Западной Сибири [Текст] / А. И. Вашуркин // Регулирование процессов эксплуатации нефтяных залежей: Материалы Всесоюзного совещания в Краснодаре. - М.: Наука, 1976. - С.42-45.
2. Вашуркин, А. И. Повышение нефтеотдачи водогазовым воздействием на пласт [Текст] / А. И. Вашуркин, М. Ф. Свищев, Г. В. Ложкин // РНТС Сер. Нефтепромысловое дело. - М.: ВНИИОЭНГ, 1977. - № 9. - С. 23-24.

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ ГЕЛЯ НА ОСНОВЕ ЭФИРОВ ЦЕЛЛЮЛОЗЫ В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННЫХ ТЕМПЕРАТУР

Магадова Л.А., Широков Д.С., Пак С., Смирнов Н.Д.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 119991, г. Москва, проспект
Ленинский, дом 65, корпус 1, +7 (499) 507-88-88/com@gubkin.ru
SmirnovNikitaDm@yandex.ru

Сложившаяся тенденция роста числа месторождений на территории Западной Сибири, (в частности, Холмогорское месторождение), характеризующихся высокой степенью обводненности, приводит к необходимости поиска различных решений данной проблемы, так как рост обводненности негативно сказывается на полноте извлечения нефти [1, 2].

На сегодняшний день, для регулирования темпов обводнения залежей используются различные физико-химические методы воздействия на пласт. Технология выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин позволяет решить проблему прорыва нагнетаемой воды, путем создания в промытых высокопроницаемых интервалах блокирующего экрана и перераспределения потоков воды в зоны, ранее не затронутые разработкой [3].

При этом, большинство составов, применяемых на Холмогорском месторождении, основываются на использовании водорастворимых полимеров преимущественного синтетического происхождения [4, 5].

Однако, ввиду переориентации рынка из-за сложившейся геополитической обстановки и возникновения трудностей с логистикой поставок реагентов стоит вопрос о поиске возможной альтернативы.

В данной работе исследовалась композиция на основе химически модифицированного природного сырья, состоящая из карбоксиметилцеллюлозы марки КМЦ-1000 «Стандарт» (1% масс), конденсированной сульфит-спиртовая барды марки КССБ-4Т (1% масс) и ацетата хрома (III) (0,1% масс) в качестве сшивающего агента.

Целью являлось изучение возможности образования геля на основе простых эфиров целлюлозы и химически модифицированного лигнина в поровом пространстве в условиях высокой температуры.

Следует отметить, что испытания, проводившиеся в «свободном объеме», показали неудовлетворительный результат по устойчивости данной композиции к высоким температурам. Однако, по результатам исследования вязкоупругих свойств методом осцилляции, данная композиция характеризуется высокими показателями модуля накопления G' (Па), что свидетельствует о возможности образования прочного геля.

Исследования по изучению поведения композиции в пористой среде проводились на фильтрационной установке высокого давления CFS-700 при 87°C - пластовой температуре Холмогорского месторождения.

В качестве модели пористой среды использовалась насыпная модель пласта, заполненная молотым кварцевым песком заданной проницаемости. После насыщения насыпной модели пластовой водой в нее закачивалась нефть Холмогорского месторождения и определялся коэффициент фазовой проницаемости по нефти ($K_{фн}$). Для получения модели с остаточной нефтью осуществлялась фильтрация воды ППД, определялся коэффициент вытеснения нефти и фазовая проницаемость по воде.

На следующем этапе в модель закачивали исследуемую композицию в объеме $0,3V_{пор}$. Затем модель выдерживалась при температуре эксперимента в течение 20 часов. После выдержки выполнялась фильтрация воды ППД в модель для определения фактора остаточного сопротивления ($R_{ост}$).

Полученные результаты представлены на рис. 1 в виде графика зависимости текущего перепада давления от относительного накопленного объема закачки флюида на каждом этапе опыта.

Этапы проведения испытания

Подготовка насыпной модели и определение проницаемости по воде	Создание начальной нефтенасыщенности	Состаривание 24ч	Вытеснение нефти водой	Закачка состава ВПП	Выдержка 20ч	Закачка воды ППД
$K_{пр} = 130 \text{ мД}$ $V_{пор} = 37,6 \text{ см}^3$ $m = 34,7 \%$	$S_{в,ост} = 30 \%$		$K_{вытг} = 54,6\%$	$V_p = 0,3 V_{пор}$		$R_{ост} = 12,76$ $V_{н} = 1,5 \text{ см}^3$ $K_{вытг} = 5,68 \%$

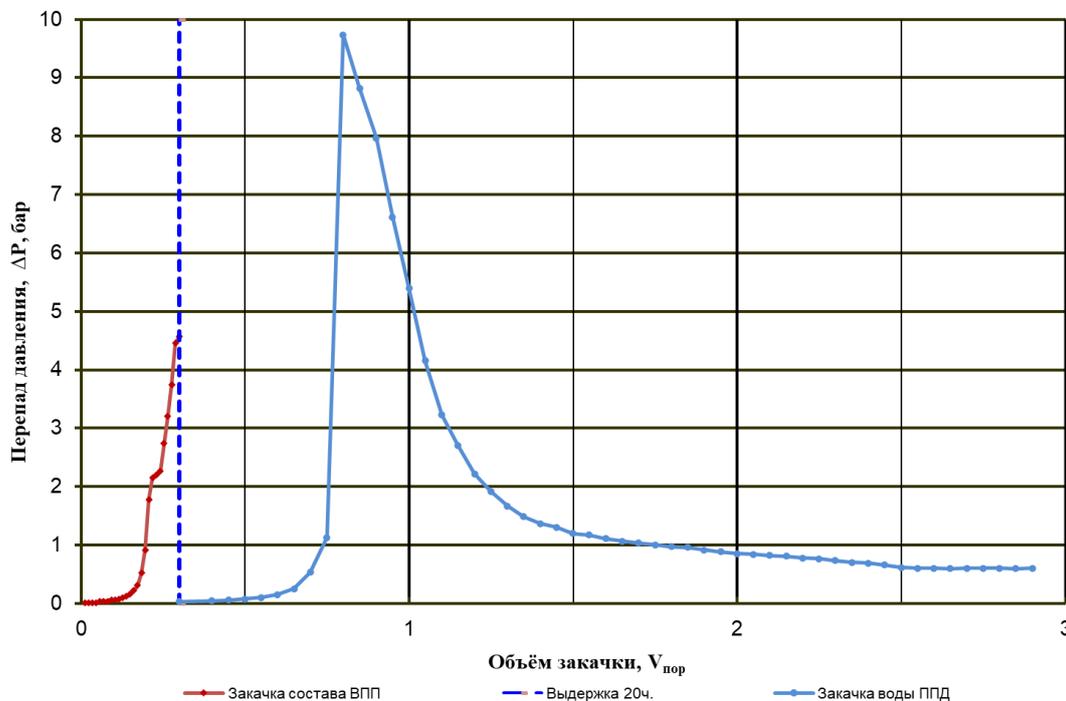


Рисунок 1 – Динамика изменения перепада давления при фильтрации исследуемой композиции в насыпной модели пласта с остаточным содержанием нефти

В ходе проведения исследования было установлено, что на этапе закачки композиции и последующей закачки воды ППД из модели вышло $1,5 \text{ см}^3$ нефти, что может свидетельствовать о нефтевытесняющей способности данной композиции до момента сшивки.

После проведения испытания, в процессе осмотра пористой среды разобранный насыпной модели было обнаружено, что состав не проник вглубь модели, образовав малопроницаемую корку, из-за ранней сшивки в условиях высокой температуры. При этом стоит отметить, что следы полимера были обнаружены и в глубине модели.

Таким образом, полученные результаты свидетельствует о возможности исследуемой композиции образовывать гелеобразную структуру и не разрушаться под действием высокой пластовой температуры. Однако, в ходе данного эксперимента был выявлен существенный недостаток исследуемой композиции – малое время сшивки системы и, соответственно незначительная глубина проникновения в пористую среду. Дальнейшие исследования необходимо посвятить поиску решения по регулированию времени сшивки композиции и оптимизации ее компонентного состава.

ЛИТЕРАТУРА

1. Силин М.А., Елисеев Д.Ю., Куликов А.Н. Оптимизация применения технологий ограничения водопритоков и повышения нефтеотдачи пластов на залежах трудноизвлекаемых запасов нефти Западной Сибири: Учеб. пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 159 с.
2. Силин М.А. Промысловая химия: Учебное пособие/ М.А. Силин, Л.А. Магадова, Л.И. Толстых и др. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. – 350 с.
3. Сулаева М.В. Технология выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин / М. В. Сулаева // Научный альманах. – 2019. – № 8-1(58). – С. 208-210.
4. Демяненко Н.А. Повышение эффективности системы разработки залежей нефти зрелых месторождения внедрением различных видов ГТМ (на примере пласта БС11 Холмогорского месторождения нефти) / Н.А. Демяненко, И.Н. Пасконный, А.А. Кудряшов // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сборник научных трудов : в 2 т. Т. 1, Вып. 10. Минск, 2022. С. 293 -302
5. Демяненко Н.А. Факторы, определяющие эффективность технологий ВПП при разработке зрелых месторождений, на примере пластов БС Холмогорского месторождения нефти / Н. А. Демяненко, И. В. Лымарь, А. А. Кудряшов // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сборник научных трудов : в 2 т. Т. 1, Вып. 10. / сост. : А.Г. Ракутько, А.А. Кудряшов, А.С. Грудинин ; ред. совет : А.Г. Ракутько [и др.]. – Минск: Четыре четверти, 2022. – С. 180–189.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОМЕЖУТОЧНЫХ ЭМУЛЬСИОННЫХ СЛОЁВ НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ В КАЧЕСТВЕ АГЕНТА ДЛЯ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ

¹Хатмуллин А.Р., ^{1,2}Фоломеев А.Е., ^{1,2}Гильмутдинов Б.Р., ³Лужецкий А.В.,
³Нугаев С.Т.

¹Общество с ограниченной ответственностью «Иркутская нефтяная компания», 664007, г. Иркутск, проспект Большой Литейный, д. 4

²ФГБОУ ВО ИРНИТУ, 664074, Иркутск, ул. Лермонтова, 83, info@istu.edu

³Акционерное общество «МИПГУ «Петрохим-Сервис», 107076, г. Москва, улица Матросская Тишина, дом 23, строение 1
khatmullinarslan@yandex.ru

Образование стойких водонефтяных эмульсий является одной из наиболее актуальных проблем нефтегазодобывающих предприятий, которая приводит к осложнениям при подготовке нефти и накоплению практически неразрушимого промежуточного слоя (промслоя) в резервуарах. Стабилизации эмульсий способствуют высокая минерализация пластовой воды, наличие в добываемом флюиде природных поверхностно-активных веществ (высокомолекулярные соединения нефти,

нефтепромысловые реагенты и др.), высокодисперсные неорганические компоненты (соли, частицы породы, продукты коррозии), отработанные технологические жидкости.

В целях повышения экономической и технологической эффективности работ по борьбе с накоплением промежуточных слоёв рассмотрен вариант их закачки в нагнетательные скважины для выравнивания профиля приёмистости. Выполнен комплекс предварительных лабораторных исследований, включающий в себя определение состава промслоя, определение его реологических характеристик, физическое моделирование фильтрации.

По результатам проведенных исследований выявлено, что промслои с двух месторождений ООО «ИНК» представляют собой высоковязкие эмульсии (рисунок 1) с высоким содержанием механических примесей и высокомолекулярных компонентов нефти. Высокая вязкость пастообразного, не текучего промслоя может вызвать осложнения при закачке в пласт. Проведено разбавление промслоя подтоварной водой (ПТВ), определены реологические характеристики смесей при пластовой температуре 40 °С (рисунок 2).



Рисунок 1 – Внешний вид промслоя до и после центрифугирования (4 цикла по 90 мин., 4500 об./мин.)

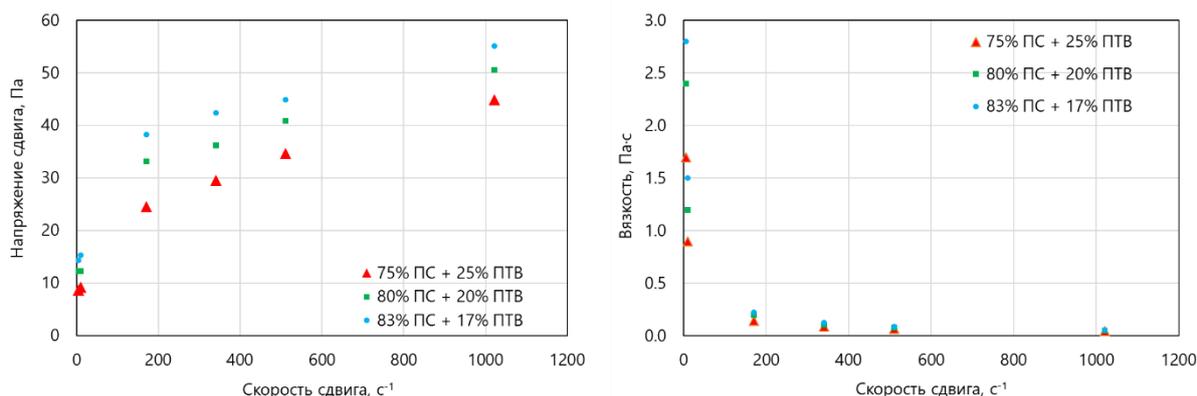


Рисунок 2 – Кривые течения и эффективной вязкости смесей промыля (ПС) и подтоварной воды (ПТВ) с различными массовыми соотношениями

Со смесью промыля-подтоварная вода, показавшей оптимальные реологические характеристики, был проведен фильтрационный эксперимент на линейной модели терригенного пласта с начальной фазовой проницаемостью по воде, равной средней проницаемости продуктивного горизонта Ярактинского НГКМ. В ходе закачки эмульсии наблюдалась интенсивная кольматация входной поверхности керновой модели, которая обусловлена, прежде всего, высоким содержанием механических примесей в составе (рисунок 3).

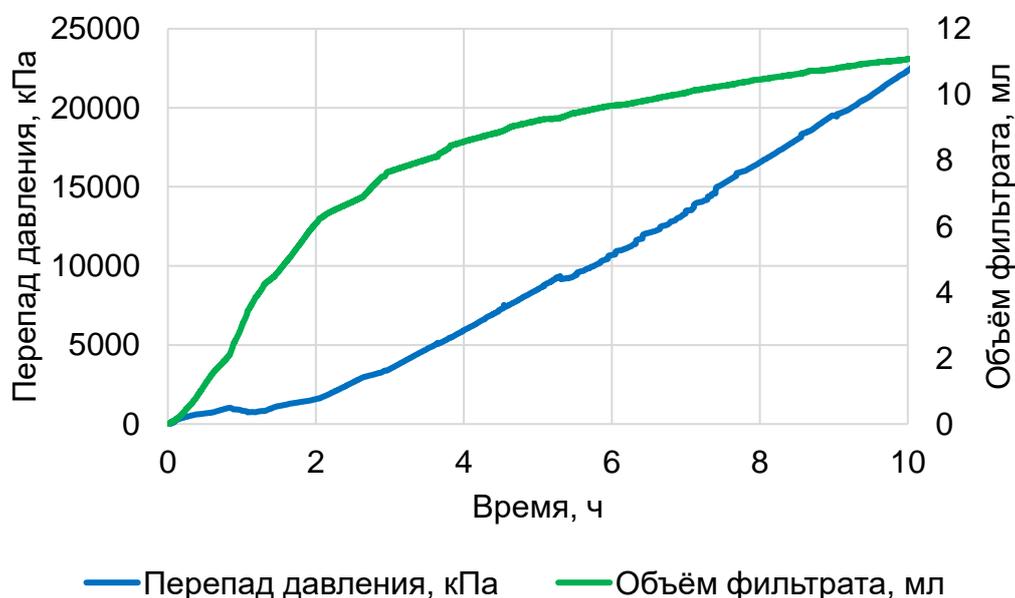


Рисунок 3 – Динамика перепада давления и объёма фильтрата при закачке промыля

Фильтрационными экспериментами показана высокая блокирующая способность состава на основе промыля, позволяющая рассмотреть его применение в технологиях водоизоляционных работ, однако, интенсивная

кольматация исключает возможность проведения работ по ВПП на скважинах, эксплуатирующих объекты Компании, представленные терригенными коллекторами порового типа.

При этом, высокая полидисперсность механических примесей и высокие вязкостные характеристики промслоя могут показать высокую эффективность в технологиях выравнивания профиля приемистости на трещиноватых карбонатных коллекторах Иркутской нефтяной компании. Для подтверждения этого запланирована серия фильтрационных экспериментов с моделями, имитирующими трещиноватость.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ МЕЖФАЗНОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ВОДОЙ РАЗЛИЧНОЙ МИНЕРАЛИЗАЦИИ

¹Щербань М.Г., ¹Седусов И.В., ²Мартюшев Д.А., ²Пономарева И.Н.

¹Пермский государственный исследовательский университет,
614068, Россия, г. Пермь, ул. Букирева 15,
+7(342)2-396-315/chemistry@psu.ru

²Пермский национальный исследовательский политехнический
университет, 614990, Россия, г. Пермь, Комсомольский проспект, 29,
+7(342)2-198-520
isedusov@gmail.com

Проблемы увеличения нефтеотдачи пластов, вовлечения в разработку остаточных запасов нефти и интенсификации её добычи напрямую связаны с процессами смачивания [1]. Смачиваемость горных пород обуславливает проявление поверхностных сил в пласте, главным образом влияющих на динамику многофазной фильтрации поровых флюидов (нефти, воды, газа и т. д.) и их объемное распределение [2]. Неверное предположение о характере смачиваемости пласта может привести к его необратимым повреждениям и осложнениям разработки.

Отношение поверхности к процессам смачивания может быть охарактеризовано посредством величины краевого угла смачивания θ , который зависит от множества факторов, в том числе от природы поверхности и смачивающей жидкости, и может быть вычислен по уравнению Юнга $\cos\theta = \frac{\sigma_{13} - \sigma_{12}}{\sigma_{23}}$, где σ_{12} , σ_{13} , σ_{23} – поверхностные натяжения на границе контактирующих фаз (рис. 1), и значения коэффициента растекания $W_p = \sigma_{13} - \sigma_{12} - \sigma_{23}$ (его положительные значения отвечают процессам смачивания) [3].

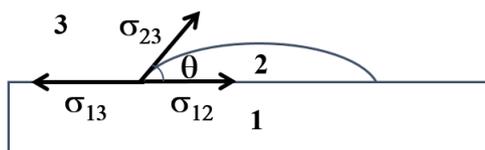


Рисунок 1 – Равновесие капли на поверхности твёрдого тела

Таким образом, поведение смачивающих агентов на поверхности твёрдого тела определяется величинами поверхностного натяжения на границах раздела, одним из которых в случае избирательного смачивания является граница вода – нефть.

Величина поверхностного натяжения определяется степенью минерализации воды и характеристиками нефти.

Результаты межфазного натяжения для границ раздела вода – воздух, нефть – воздух и вода – нефть для образцов нефти месторождения им. Сухарева (Пермский край) и дистиллированной, артезианской и попутно добываемой воды, определённые капельным методом [4], представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Поверхностное натяжение на границе жидкость – газ и жидкость – жидкость образцов воды и нефти месторождения им. Сухарева (Пермский край)

Образец	Удельная электропроводность, мСм/см	$\sigma_{ж-г}$, мДж/м ²	$\sigma_{вода-нефть}$, мДж/м ²
Дистиллированная вода	0,004	72,5±1,4	51,0±1,1
Артезианская вода	5,460	72,4±1,6	59,3±1,0
Попутно добываемая вода	199,0	78,7±1,0	69,4±1,6
Нефть	-	24,4±0,8	-

Как следует из результатов таблицы, рост содержания водорастворимых солей приводит к значительному увеличению межфазного натяжения на обеих изученных границах в сравнении с дистиллированной водой, что оказывает влияние на объёмное распределение нефти и воды в пласте, остаточную водо- и нефтенасыщенность, коэффициент вытеснения нефти, а также на диспергирование и коалесценцию глобул нефти [1].

Финансирование

Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2024-0005).

ЛИТЕРАТУРА

1. Злобин А. А. Влияние смачиваемости пород-коллекторов на коэффициент извлечения нефти // Нефтепромышленное дело. – 2013. – № 9. – С. 49-53.
2. Загоровский М. А. Погрешности и оптимизация капельного метода измерения поверхностного натяжения нефти и газоконденсата // Науки о Земле. Современное состояние. – 2018. – С. 37-38.
3. Marmur A. et al. Contact angles and wettability: towards common and accurate terminology // Surf. Innov. Thomas Telford Ltd, 2017. Vol. 5, № 1. P. 3–8.
4. Левченко Д. Н. и др. Эмульсии нефти с водой и методы их разрушения. – 1967.

ПОЛУЧЕНИЕ ГЛУБОКИХ ЭВТЕКТИЧЕСКИХ РАСТВОРИТЕЛЕЙ НА ПРИНЦИПЕ ЗЕЛЕННОЙ ХИМИИ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ТЯЖЕЛЫХ И ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

Шолидодов М.Р., Алтунина Л.К., Сайденцаль А.Р., Козлов В.В.,
Кувшинов В.А.

Институт химии нефти СО РАН, Россия, Томск
E-mail: sholidodov93@inbox.ru

По оценкам экспертов, запасы трудноизвлекаемых нефтей в мире превышают 1 трлн. тонн и в развитых промышленных странах рассматриваются как существенный резерв добычи нефти. Добыча таких ресурсов требует от разработчиков новых подходов и методов, зачастую оптимизированных для конкретных залежей и условий. Для эффективного освоения трудно извлекаемых запасов нефти, включая нефтяные месторождения Арктики, необходимы создание и широкомасштабное применение научно обоснованных технологий добычи нефти, адаптированных к условиям севера и разработка новых химических реагентов для этих технологий.

Перспективна тенденция создания максимально автономных систем увеличения нефтеотдачи, базирующихся на использовании «smart» композиций химических реагентов, неприхотливых к климатическим условиям транспортировки и хранения, не требующих дополнительной подготовки к использованию на промысле и способных после закачки в пласт сохранять длительное время высокую нефтewытесняющую активность, а также увеличивать степень охвата пласта заводнением или иным активным воздействием [1-3].

В последнее время, в литературе сообщается о применении глубоких эвтектических растворителей (ГЭР) в качестве «зеленой» альтернативы ПАВ в обычных химических методах увеличения нефтеотдачи. ГЭР имеют

более низкую температуру плавления по сравнению с точками плавления отдельных компонентов за счет комплексообразования и делокализации заряда, происходящих посредством водородных связей. Один из компонентов выступает в роли акцептора водородных связей, другой компонент ГЭР – донор водородных связей [4].

В данной работе представлены результаты синтеза и исследований ГЭР на основе пентаэритрита, карбамида и хлорида холина как будущей основы новой нефтewытесняющей композиции.

Установленные зависимости температуры плавления и кристаллизации бинарных систем от мольного соотношения их компонентов позволили построить фазовые диаграммы и определить точки эвтектики, характеризующиеся более низкой температурой кристаллизации, чем у отдельных компонентов (таблица 1).

Таблица 1 – Состав и физико-химические характеристики двухкомпонентных систем ГЭР

Система ГЭР	$T_{пл}$ эвтектики, °С	Эвтектическое соотношение, % мол.
Хлорид холина – пентаэритрит	98	50 : 50
Хлорид холина – карбамид	18	33 : 67
Карбамид – пентаэритрит	96	60 : 40

На основе фазовых диаграмм бинарных систем ГЭР была построена диаграмма фазового состояния тройной системы, в которой эвтектическая точка, характеризующаяся значительно более низкой температурой кристаллизации, чем эвтектические точки в бинарных системах, составляет минус 14,5 °С (рис. 1).

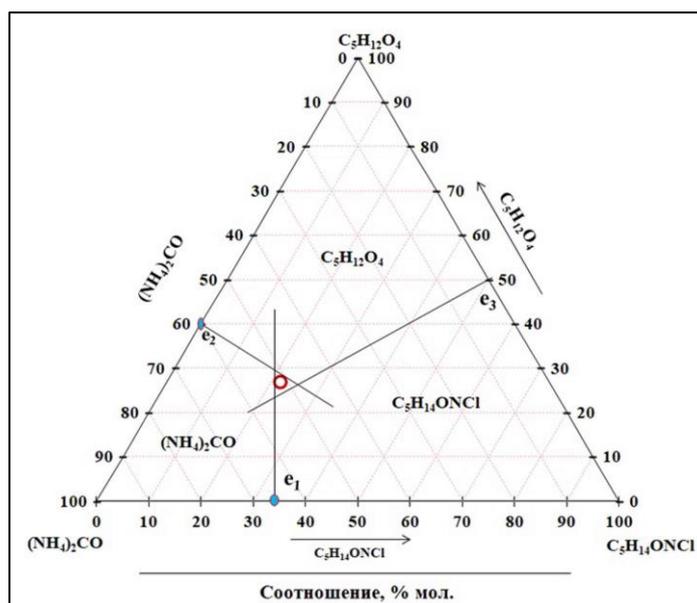


Рисунок 1 – Фазовая диаграмма системы ГЭР4

На основе эвтектического состава смеси трехкомпонентной системы ГЭР был приготовлен ряд водных растворов с различным его содержанием, от 5 % мас. до 26 % мас.

Растворимость ГЭР в воде при комнатной температуре 25 °С составляет 35.1 г на 100 г H₂O. По мере увеличения концентрации ГЭР в водном растворе, значение водородного показателя рН увеличивается от 6.6 до 7.1 (рис. 2, а). Водородный показатель рН среды водных растворов ГЭР при комнатной температуре составляет 6.6–7.1, а после выдерживания в течение 6 часов при 150 °С – увеличивается до 9.2 (рис. 2, б) за счет гидролиза карбамида. Полагается, что при использовании щелочной нефтewытесняющей композиции на основе ГЭР непосредственно в пласте, под действием температуры или закачиваемого теплоносителя, образуется СО₂ и аммиачная буферная система с максимальной буферной емкостью в интервале рН 9–10, что является оптимальным условием для нефтewытеснения за счет снижения межфазного натяжения, разжижения высоковязких слоев или пленок на границах нефть – вода – порода.

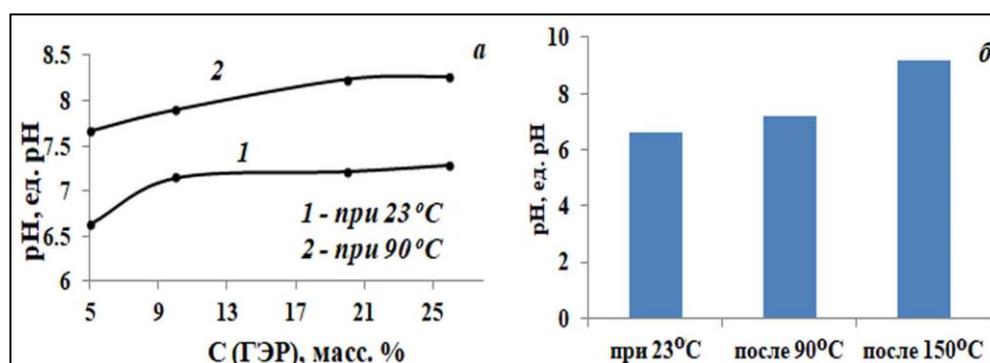


Рисунок 2 – Зависимость рН от концентрации ГЭР (а); изменение рН до и после термостатирования 26 %-го раствора ГЭР при различных температурах (б)

Таким образом, исследования фазовых равновесий с определением точек эвтектики бинарных и тройных систем дают возможность регулирования свойств систем, путем изменения соотношения их компонентов. Управляемое изменение температуры плавления тройных систем ГЭР, вязкости и значений водородного показателя рН позволит разработать новые нефтewытесняющие композиции на их основе для северных регионов и Арктики.

Исследование выполнено в рамках проекта «Проведение инициативных исследований молодыми учеными» Президентской программы исследовательских проектов, реализуемых ведущими учеными, в том числе молодыми учеными, финансируемого Российским научным фондом (РНФ № 23-73-01045).

ЛИТЕРАТУРА

1. Рузин Л.М. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) [Текст]: Учебное пособие / Л.М. Рузин, О.А. Морозюк // Ухта: УГТУ, 2014. 127 с.
2. Алтунина Л. К. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений (обзор) / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов // Успехи химии. 2007. Т. 76, № 10. С. 1034–1052.
3. Шолитодов М. Р. Низкозастывающая кислотная нефтewытесняющая композиция на основе ПАВ и глубоких эвтектических растворителей для Арктики / М.Р. Шолитодов, Л.К. Алтунина, В.В. Козлов, В.А. Кувшинов, Л.А. Стасьева // Башкирский химический журнал. 2023. Т. 30, № 1. С. 22–30.
4. Delgado-Mellado N., Larriba M., Navarro P., Rigual V., Ayuso M., García J., Rodríguez F. Thermal Stability of Choline Chloride Deep Eutectic Solvents by Tga Ftir-Atr Analysis // Journal of Molecular Liquids. 2018. V. 260. P. 37.

3. Применение химических реагентов при промышленной подготовке и транспорте нефти и нефтепродуктов

ЗАВИСИМОСТЬ ВЯЗКОСТИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГЕЛЕЙ НА ОСНОВЕ МИНЕРАЛЬНОГО МАСЛА ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ

Магадова Л.А., Деменчук Ю.С.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 119991, Москва,
пр-т Ленинский, дом 65, корпус 1, +7 (499) 507-88-88 / com@gubkin.ru
demencukulia527@gmail.com

Углеводородные гели представляют собой структурированные системы, состоящие из углеводородной основы и загущающего компонента. Благодаря хорошим реологическим характеристикам, высокой вязкости и низким потерям давления на трение они нашли широкое применение в процессе гидроразрыва пласта. Углеводородные гели обладают высокой термостабильностью и эффективны при работе в скважинах с высокой температурой. Кроме того, в отличие от жидкостей на водной основе, вызывающих набухание глин, углеводородные гели могут применяться в водочувствительных пластах [1].

Основой для таких систем чаще всего служит дизельное топливо, газоконденсат или нефть, а в качестве загущающего компонента могут выступать соли органических ортофосфорных эфиров. Также в качестве основы для углеводородного геля можно применять минеральные масла с целью дальнейшего получения из такой жидкости смазывающей композиции для железнодорожного транспорта.

В данной работе было изучено изменение эффективной вязкости гелей на основе веретенного масла и гелирующего комплекса «Химеко-Т» в зависимости от температуры. Для этого были приготовлены растворы из 100 мл масла, содержащие различное количество гелеобразователя и активатора (таблица 1).

Таблица 1 – Состав исследуемых жидкостей

Название состава	Содержание компонента, мл	
	Гелеобразователь	Активатор
Г1,0-А0,3	1,0	0,3
Г1,0-А0,4	1,0	0,4
Г1,2-А0,3	1,2	0,3
Г1,2-А0,4	1,2	0,4
Г1,4-А0,4	1,4	0,4
Г1,8-А0,2	1,8	0,2
Г1,8-А0,3	1,8	0,3

Спустя неделю после приготовления, когда свойства получаемых систем стабилизируются, была измерена вязкость гелей на ротационном вискозиметре Реотест 2.1. Испытания проводились при температурах минус 30 °С, плюс 20 °С и плюс 40 °С. Полученные значения эффективной вязкости при средней скорости деформации 10 с^{-1} представлены на рисунке 1.

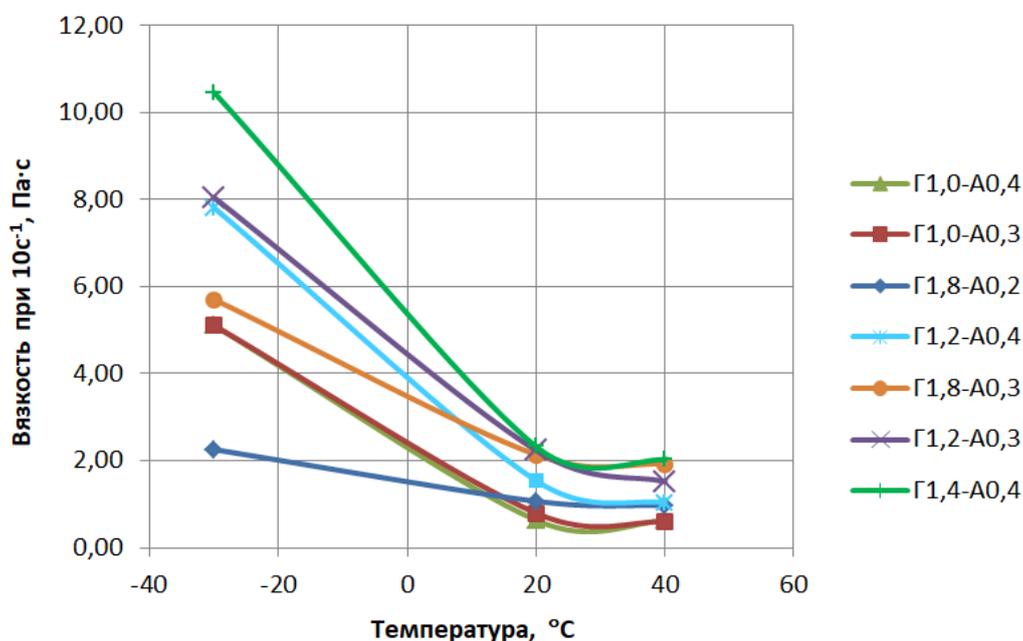


Рисунок 1 – Изменение эффективной вязкости углеводородных гелей в зависимости от температуры

По представленным данным видно, что вязкость образовавшихся гелей изменяется неодинаково: имея практически одинаковую вязкость при

комнатной температуре, образцы Г1,2-А0,3, Г1,4-А0,4 и Г1,8-А0,3 ведут себя по-разному при температуре минус 30 °С. А вот при повышении температуры до плюс 40 °С свойства всех жидкостей изменились незначительно. Более пологие кривые принадлежат растворам Г1,8-А0,2 и Г1,8-А0,3, значит их вязкость зависит от температуры меньше, чем у других образцов. Наибольшей эффективной вязкостью при скорости сдвига 10 с⁻¹ и минус 30 °С обладает гель, содержащий 1,4 мл гелеобразователя и 0,4 мл активатора, в связи с чем он не подходит для дальнейших исследований.

ЛИТЕРАТУРА

1. Силин М.А. Промысловая химия: Учебное пособие/ М.А. Силин, Л.А. Магадова, Л.И. Толстых и др. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. – 350 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИЧИН ОБРАЗОВАНИЯ ТРУДНОРАЗРУШИМЫХ ЭМУЛЬСИЙ НА ОБЪЕКТАХ ПОДГОТОВКИ ООО «ИНК»

^{1,2}Гильмутдинов Б.Р., ^{1,2}Фоломеев А.Е., ¹Лебедева И.П., ¹Агаркова Е.М.,
^{1,2}Попова С.А., ³Лужецкий А.В., ³Аглиуллин Р.Р., ³Нугаев С.Т.

¹ООО «ИНК», 664007, г. Иркутск, проспект Большой Литейный, д. 4,
info@irkutskoil.ru

²ФГБОУ ВО ИРНИТУ, 664074, Иркутск, ул. Лермонтова, 83, info@istu.edu

³АО «МИПГУ «Петрохим-Сервис», 107076, город Москва, улица
Матросская Тишина, дом 23, строение 1, info@petrom-servis.ru
Folomeev_AE@irkutskoil.ru, Popova_SA@irkutskoil.ru

В современной нефтедобывающей промышленности значительной проблемой является образование трудноразрушимых водонефтяных эмульсий (ТВНЭ). Вода и различные примеси, которые попадают на объекты подготовки вместе с нефтью, не отделяются полностью, а чаще всего способствуют образованию трудноразрушимых эмульсий.

Традиционно в качестве основных факторов возникновения и стабилизации водонефтяной эмульсии на промыслах указывают: химический состав нефти (содержание смол и асфальтенов, и их соотношение); высокая минерализация пластовой воды, в особенности хлорид-анионов, кальция, натрия; кислотные обработки, pH пластовой воды; механизированный способ добычи нефти; использование буровых растворов на нефтяной основе, содержащих эмульгаторы и/или

стабилизаторы эмульсии; высокое содержание механических примесей, в особенности сульфида железа [1].

Целью данной работы было определение причин образования ТВНЭ на объектах подготовки нефти ООО «ИНК».

С этой целью, во-первых, изучена исходная информация (система сбора подготовки нефти и воды, проводимые геолого-технические мероприятия и их влияние на подготовку), во-вторых, проведены лабораторные и аналитические исследования по влиянию причин образования трудноразрушимых эмульсий, в-третьих, предложены технологии предотвращения, разрушения и применения образуемых трудноразрушимых эмульсий.

Основным объектом ООО «ИНК» является Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение (ЯНГКМ), основным продуктивным объектом которого является ярактинский горизонт. Нефть является легкой (0.829 г/см^3) с низким содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов (содержание смол / парафинов / асфальтенов – 3.1 / 2.3 / 0.07 % мас.) [2]. При этом в нефти наблюдается значительное количество серы (300 ppm сероводорода и более 8000 ppm общей серы). Свойства нефти говорят о потенциальной легкости разделения ВНЭ, а причиной образования промслоя могут являться сопутствующие факторы, указанные ниже.

Попутно-добываемая вода (ПДВ) характеризуется высокой плотностью (около 1.20 г/см^3), высокой общей минерализацией 200-350 г/дм³, высоким содержанием ионов двухвалентных металлов (80-120 г/дм³ суммарно), гидрокарбонат-ионов и сульфат-ионов (вплоть до 2000 мг/дм³).

В результате проведения лабораторных испытаний на объектах подготовки нефти и воды ЯНГКМ ООО «ИНК» были выявлены основные причины образования ТВНЭ:

– попутно-добываемая вода (ПДВ) характеризуется высокой плотностью, высокой общей минерализацией, высоким содержанием ионов двухвалентных металлов, гидрокарбонат-ионов и сульфат-ионов. Такой состав воды может провоцировать образование на установках подготовки нефти карбонатов и сульфатов кальция и магния, выступающих в качестве бронирующей оболочки ТВНЭ;

– обработки призабойной зоны пласта и промывки скважинного оборудования с применением щелочно-кислотной конвертации для удаления гипса из соответственно призабойной зоны пласта и глубинно-насосного оборудования [3], а также солянокислотные обработки отдельно;

– после применения солянокислотных растворов наблюдается снижение рН ПДВ до 3.0-4.5, что может провоцировать повышенную коррозию оборудования и насыщение воды ионами железа, а также активировать тяжелые компоненты нефти как природные стабилизаторы эмульсий;

– применение же щелочных растворов приводит к увеличению рН ПДВ выше 8.0, что в случае попадания на установку подготовки нефти может вызывать омыление нафтеновых кислот и смол с образованием природных ПАВ – стабилизаторов ТВНЭ;

– высокое содержание механических примесей, в особенности сульфида железа. Высокая минерализация пластовой воды и проведение кислотных обработок приводят к накоплению природного и привнесенного железа путем коррозионных процессов, а наличие в нефти сероводорода может приводить к образованию сульфида железа, выступающего стабилизатором ТВНЭ.

По результатам работы предложены физико-химические методы, направленные на предотвращения образования ТВНЭ, методы разрушения уже образованных ТВНЭ и потенциально перспективные технологии их применения:

В качестве физико-химических методов, направленных на предотвращение образования ТВНЭ, рекомендовано:

– применение ингибиторов солеотложений перед смешением потоков несовместимых попутно-добываемых пластовых вод;

– применение стабилизаторов железа при проведении кислотных обработок.

В качестве технологий разрушения эмульсий предложено применение физических методов: центрифугирование, фильтрация и обработка эмульсии ультразвуком.

В качестве перспективных направлений по применению ТВНЭ было рекомендовано рассмотреть следующие направления:

– использование в качестве основы эмульсионной жидкости глушения и блокирующего состава с плотностью 0.98-1.40 г/см³;

– использование в качестве агента выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бурюкин Ф.А. Борьба с осложнениями: водонефтяные эмульсии. Исследование состава и причин образования стойких водонефтяных эмульсий промежуточного слоя на установках подготовки нефти / Ф.А. Бурюкин, А.С. Косицына, А.А. Ковальчук, П.Л. Шаповалов // Деловой журнал *neftegaz.ru*. – 2020. – № 9. – С. 156-161.
2. Исследование состава, свойств и кинетики обезвоживания нефтей Восточно-Сибирской нефтегазоносной провинции / И.П. Лебедева, Ю.А. Добржанская, А.В. Евсеенко [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 9. – С. 63-67. – <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-9-63-67>.
3. Опыт борьбы с гипсообразованием в условиях аномально высокой концентрации солеобразующих ионов на Ярактинском месторождении / Р.М. Салихов, Е.О. Чертовских, Б.Р. Гильмутдинов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 9. – С. 128-132. – <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-9-128-132>.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ МИНЕРАЛИЗАЦИИ ВОДЫ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ

¹Подзорова М.С., ²Елисеева А.М., ¹Полух К.Г.

¹РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 119991, г. Москва, Ленинский пр., д. 65, корп. 1. +7 (499) 507-88-88, com@gubkin.ru

²Группа компаний «Газпром нефть»,
190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79 лит. Д
kseniakalinuk@mail.ru

На месторождении X скважинная продукция характеризуется высоким содержанием хлористых солей (более 10 000 мг/дм³) при низкой степени обводненности (до 4%). Хлористые соли представлены не только в составе попутно-добываемой воды, но и в виде кристаллов различной формы и размеров, диспергированных в объеме нефти. С целью подготовки добываемого флюида с указанными свойствами используется ввод деэмульгатора и подача промывочной воды (10 % - 20 % об.) в поток подготавливаемой нефти с ее последующим сбросом.

На данном месторождении к промышленному применению допущен лишь один деэмульгатор, стабильность поставок которого зависит от импорта. Ключевой задачей является расширение линейки допущенных к применению деэмульгаторов для обеспечения стабильности подготовки нефти. До недавнего времени на месторождении в качестве промывочной воды для удаления хлористых солей применяли воду из водозаборных скважин (1) с минерализацией выше 10000 мг/дм³, что было обусловлено отсутствием источников пресной воды. Применение воды из водозаборных скважин приводило к интенсивному образованию гипсовых отложений в узлах и аппаратах установки подготовки нефти, в связи с ее несовместимостью с попутно-добываемой водой.

В 2024 г на месторождении был организован естественный источник пресной воды (2). Ионный состав воды из водозаборных скважин (1) и промывочной воды (2) приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Ионные составы промывочных вод

Источ- ник отбора воды	рН	Катионы, мг/дм ³				Анионы, мг/дм ³				Общая минерализ- ация, мг/дм ³
		Ca ²⁺	Mg ²⁺	Fe _{общ}	Na ⁺ + K ⁺	CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	
1	7,9	818,4	951,4	5,6	1 375,0	22,5	30,5	3 180,0	3 718,5	10 102,8
2	7,2	94,9	62,7	0	221,8	0	167,8	126,5	462,6	1 136,4

Ранее, при подборе альтернативных деэмульгаторов для данного месторождения, исследования проводились на образцах искусственной эмульсии, где в качестве водной фазы использовалась промывочная вода из водозаборных скважин. В таких условиях только 5% деэмульгаторов было допущено к опытно-промышленным испытаниям (ОПИ) по результатам лабораторных исследований, остальные образцы показали недостаточную эффективность по динамике сброса воды и по ее остаточному содержанию.

Как указывалось, на месторождении с 2024 г. для промывки организован источник с пресной водой, но в соответствии с прогнозом роста добычи и объемов подготовки нефти и предельно возможной водоотдачей данного источника, воды для промывки может быть недостаточно.

Таким образом для решения двух задач:

- 1) расширения линейки применяемых на объекте деэмульгаторов,
- 2) оптимизации расхода пресной воды из естественного источника для обеспечения возможности его возобновления,

представило интерес изучить влияние минерализации промывочной воды на эффективность действия различных деэмульгаторов.

По результатам анализа литературных данных были сделаны следующие выводы:

- в одних случаях при повышении минерализации воды наблюдалась положительная динамика разрушения водонефтяных эмульсий [1];
- в других случаях повышение минерализации промывочной воды негативно влияло на разделение водонефтяной эмульсии, повышая ее устойчивость [2].

Различия в результатах исследований подчеркнули необходимость проведения собственных тестов, которые будут применимы для нефти рассматриваемого месторождения.

С целью оценки влияния степени минерализации на действие деэмульгаторов были отобраны образцы различных деэмульгаторов, которые в рамках первичных лабораторных испытаний (с водой из

водозаборных скважин) не были допущены к ОПИ, но показали относительно неплохие результаты.

Было предположено, что снижение минерализации промывочной воды увеличит эффективность действия перспективных деэмульгаторов и, в условиях применения пресной воды, на объекте можно будет расширить линейку допущенных к промышленному применению образцов.

Исследования предполагается проводить не только с использованием чисто пресной воды, но также с использованием смеси вод из водозаборных скважин и пресной воды в различных соотношениях (90/10%, 80/20%...20/80%, 10/90%). Это обусловлено необходимостью сокращения потребления пресной воды и увеличения времени на возобновление источника природными пресными водами.

Таким образом ожидается, что в результате исследований будет подобрана оптимальная смесь вод, при использовании которой максимальное число деэмульгаторов, будет обеспечивать необходимую глубину обессоливания нефти с минимальными рисками образования гипсовых отложений, а также сокращено потребление пресной воды из естественного источника, что снизит риски зависимости месторождения от скорости пополнения водами данного источника.

ЛИТЕРАТУРА

1. Малая А.Р., Кохляков А.В., Еремеев И.В. Влияние минерализации воды на устойчивость водонефтяных эмульсий Башкирских нефтей// Общество с ограниченной ответственностью "Издательский Дом - Юг" – 2018. – Т. 2-1.– С. 238-240.
2. Мавлютова М.З. Технология и оптимальные условия процесса подготовки нефти на промыслах. /Сб. Опыт сбора и подготовки нефти на промыслах, М., ЦНИИТЭнефтегаз, – 1965. – С.9-20.

СПОСОБЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДЕЭМУЛЬГИРОВАНИЯ УСТОЙЧИВЫХ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Киселева А.С., Кузьмина А.Е., Попов А.А., Нисковская М.Ю.

ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет»
350072, Российская Федерация, г. Краснодар, ул. Московская, 2;
+7(918)011-70-47
nismar@mail.ru

Важной задачей при добыче нефти является разделение устойчивых водонефтяных эмульсий (ВНЭ). Высокая агрегативная устойчивость эмульсий типа «вода в нефти» характерна для тяжелых и битуминозных нефтей, обладающих повышенной вязкостью и специфическими

реологическими свойствами вследствие особенностей своего химического состава. Основным методом разделения ВНЭ на установках подготовки нефти является термохимическое отстаивание, которое состоит в добавлении к сырой нефти химического реагента - деэмульгатора, её нагреве в специальных аппаратах и отстаивании в сосудах большой ёмкости. Повышение эффективности деэмульгирования устойчивых ВНЭ в нефтепромысловых условиях представляет на современном этапе большой практический интерес и требует новых подходов и технологий [1].

В ходе данного исследования был проведен анализ научно-технических источников по изучаемой проблеме с целью выявления и систематизации предлагаемых способов интенсификации процесса деэмульгирования устойчивых ВНЭ.

Современные деэмульгаторы чаще всего представлены синтетическими неионогенными поверхностно-активными веществами (ПАВ), обладающими большей поверхностной активностью, чем природные эмульгаторы. Основная проблема в их использовании на практике состоит в том, что деэмульгатор, эффективно разрушающий водонефтяную эмульсию из одной скважины, часто может оказаться неэффективным по отношению к эмульсии другой скважины, несмотря на аналогичные внешние признаки. Подбор, который обеспечивается проведением комплекса исследований со свежееотобранными эмульсиями непосредственно на промыслах, во многом определяется свойствами добываемой продукции (обводненность эмульсии, наличие механических примесей, физико-химические свойства нефти и попутной воды, состав природных стабилизаторов, температура и т.д.). Разработка универсальных теоретических критериев подбора деэмульгатора представляется сложной и практически невозможной задачей, что предопределяет различные подходы к поиску оптимальных решений.

Основным выявленным направлением интенсификации процесса деэмульгирования устойчивых ВНЭ является создание композиционных деэмульгаторов, действие которых основано на синергетическом влиянии входящих в их состав компонентов. Повысить эффективность деэмульгаторов на основе неионогенных ПАВ предлагается комбинированием их с различными типами ионогенных ПАВ (цвиттер-ионными, анионоактивными, катионоактивными). Отмечается, что наряду с усилением деэмульгирующего эффекта у многих такого рода композиций проявляется многофункциональность, например, защитные функции от коррозии, обессоливающие и другие свойства, подтвержденные в результате опытно-промышленных испытаний [2-6].

В качестве активирующих добавок в композиционных деэмульгаторах могут использоваться как уже известные вещества, используемые в различных областях науки и производства, так и вновь синтезируемые. Необходимо отметить, что синтез новых соединений -

процесс достаточно трудоемкий, длительный по времени, затратный, и требующий высокой квалификации и навыков в данной области исследований. Однако при направленном синтезе продукту удается сообщить заданный комплекс функциональных особенностей, обеспечивающих проявление требуемых поверхностно-активных свойств.

Наряду с созданием композиционных деэмульгаторов особый интерес представляют разработки в области синтеза структурированно-модифицированных неионогенных ПАВ, представляющих собой высокомолекулярные разветвленные и гиперразветвленные полимеры. Кроме высокой деэмульгирующей способности эти реагенты обладают и другими заявленными улучшенными характеристиками, такими как универсальность, многофункциональность, экологичность [7, 8].

Принципиально новым подходом также можно считать использование нетрадиционных твердофазных деэмульгаторов, характеризующихся гидрофильно-гидрофобной природой поверхности и обладающих улучшенными эксплуатационными и экологическими свойствами [9, 10].

Самостоятельным направлением в области исследований по интенсификации процесса деэмульгирования устойчивых ВНЭ является использование физических методов. Эффективное обезвоживание сырой нефти достигается путем воздействия на нее постоянного магнитного поля [11], ультразвука [12] или других методов активации.

Разработка и внедрение высокоэффективных способов разделения устойчивых ВНЭ, включая создание новых деэмульгаторов и их композиций, положительно скажется на состоянии отечественной нефтедобывающей отрасли в рамках реализации политики импортозамещения по приоритетным направлениям развития.

ЛИТЕРАТУРА

1. Афанасьев С.В. Инновационные способы разделения водонефтяных эмульсий и переработки нефтешламов // Деловой журнал Neftegaz.RU, 2023. № 5 (137). С. 24-29.
2. Акберова А.Ф. Интенсификация процесса разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий с использованием новых эффективных композиционных деэмульгаторов // Нефтегазовое дело, 2019. Т. 17. № 2. С. 68-73.
3. Эффективный композиционный деэмульгатор для разрушения водонефтяных эмульсий с аномально высоким содержанием мехпримесей / У. Доссо, Ф.М. Хуторянский, А. Соруш, С.С. Анджаев, Е.В. Ергина // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт, 2015. № 9. С. 3-7.
4. Разработка композиционного деэмульгатора для процессов подготовки продукции нефтяных скважин на поздней стадии эксплуатации месторождений / Ф.Ф. Хамидуллина, Р.Ф. Хамидуллин, Р.Х. Мингазов, И.К. Киямов // Вестник Казанского технологического университета, 2014. Т. 17. № 7. С. 258-262.
5. Композиционный деэмульгатор для подготовки тяжелых высоковязких нефтей / Р.Р. Мингазов, А.В. Лужецкий, О.Ю. Сладовская и др. // Экспозиция Нефть Газ, 2011. № 1 (13). С. 15-18.

6. Испытания катионных ПАВ в процессах деэмульгирования нефтей / Л.И. Фаррахова, А.А. Гречухина, А.А. Елпидинский, Р.Ф. Хамидуллин // Технологии нефти и газа, 2011. № 2 (73). С. 39-42.
7. Патент RU 2758254 Деэмульгаторы на основе гиперразветвленных полимеров для разрушения водно-нефтяных эмульсий, их получение и применение (дата публикации: 27.10.2021).
8. Патент ЕА 0000043967 Состав и синтез обладающих высокой молекулярной массой ароматических сложных полиэфирполиолов (дата публикации: 11.07.2023).
9. Патент RU 2762513 Состав и способ изготовления деэмульгатора на основе минералов природного происхождения для процесса разделения водонефтяной эмульсии (дата публикации: 21.12.2021).
10. Патент RU 2491323 Деэмульгатор для разрушения водонефтяных эмульсий (дата публикации: 27.08.2013).
11. Патент RU 2705096 Способ разрушения водонефтяных эмульсий (дата публикации: 05.11.2019).
12. Патент RU 2768664 Способ ультразвуковой диспергации деэмульгатора в водонефтяной эмульсии (дата публикации: 24.03.2022).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТРИБОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ЛИГНОСУЛЬФОНАТА

Ильминский М.В.

(научный руководитель д.т.н., профессор Тептерева Г.А.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа
m.ilmin80@gmail.com

Целью выполняемой нами работы является расширение ассортимента отечественных смазок, при этом требуется разработка технологий для получения смазочных систем на основе отечественного, природного и возобновляемого сырья, в частности – лигносульфоната (ЛСТ).

Ресурс пластичной смазки в конкретном узле трения оценивают экспериментально (особенно в подшипниках качения). Испытание проводят путем заполнения узла трения и дальнейшего испытания при определенной нагрузке [1].

Оценка трибологических характеристик смазочных материалов проводится при помощи испытаний образцов на трение и износ с помощью машин трения различного строения. Наиболее распространенным методом является оценка противоизносных и противозадирных свойств на четырехшариковой машине трения (ЧШМ) согласно ГОСТ 9490 [2]. В зависимости от конструкции узла трения ЧШМ может имитировать работу узла при трении скольжения или трении качения [3].

За рубежом для оценки трибологических характеристик смазок применяют четырехшариковые машины трения (ASTM D2596, ASTM

D2266, IP239), а также установки «Тимкен» (ASTM D2509, IP240), «Фалекс» (ASTM D2625), SRV (DIN 51'834), шестеренчатый стенд для испытаний на противоизносные свойства смазок (FTMS 335) и др. [4].

В данной работе проводились испытания трех образцов ЛСТ на четырехшариковой машине трения ЧМТ – 1 по ГОСТ 9490: 1. Нейтральный лигносульфонат (ЛСТ нейтр.), 2. Сульфитный лигносульфонат (ЛСТ сульф.), 3. Сульфитный щелок нейтрального лигносульфоната (СЩ).



Рисунок – Четырехшариковая машина трения ЧМТ – 1

В ходе эксперимента проверялись следующие трибологические характеристики:

- противоизносные свойства – по диаметру пятна износа $D_{и}$;
 - несущая способность – по критической нагрузке $P_{к}$;
 - предельная нагрузочная способность – по нагрузке сваривания $P_{с}$.
- Результаты испытаний представлены в таблице.

Таблица – Сравнительная характеристика трибологических свойств лигносульфонатов различных способов получения. Определение показателя износа ($D_{и}$) при нагрузке $P = 20$ кгс, критической нагрузки ($P_{к}$) и нагрузки сваривания ($P_{с}$)

Испытываемое вещество	Диаметры пятен износа нижних шариков, мм	Средний диаметр пятна износа ($D_{и}$), мм	Критическая нагрузка ($P_{к}$), кгс	Нагрузка сваривания ($P_{с}$), кгс
ЛСТ нейтр.	0,773	0,758	250	450
	0,741			
	0,761			
ЛСТ сульф.	0,935	0,933	350	500
	0,938			
	0,926			
СЩ	1,057	1,021	350	550
	1,036			
	0,972			

Как видно из таблицы, нейтральный лигносульфонат показал наилучшие противоизносные свойства – выше на 18,6 %, чем у сульфитного

лигносульфоната, но при этом выявлено снижение на 28,5 % несущей и на 10 % предельной способностей (по сравнению с ЛСТ сульф.) Испытания сульфитного щелока продемонстрировали обратную зависимость – сниженные на 8,6 % противоизносные свойства, но повышенные на 10 % нагрузки сваривания (по сравнению с ЛСТ сульф.).

Стоит отметить, что все три образца ЛСТ обладают высокими противоизносными характеристиками без смещения с какими-либо наполнителями, загустителями, присадками и добавками.

С учетом того, что лигносульфонат является поверхностно-активным веществом и имеет в своем составе мыльные компоненты, а также на основании результатов испытаний можно сделать вывод о перспективности разработки смазочных систем на его основе.

ЛИТЕРАТУРА

1. Тептерева Г.А. Становление и развитие производства и применения лигносульфонатов и их модифицированных производных: монография Г.А. Тептерева. Уфа. Изд-во «Нефтегазовое дело», 2023, 271 с.
2. Основы трибологии (трение, износ, смазка): Учебник для технических вузов. 2-е изд. переработ. и доп. / А.В. Чичинадзе, Э.Д. Браун, Н.А. Буше и др.; Под общ.ред. А.В. Чичинадзе. – М.: Машиностроение, 2001. 664 с.
3. ГОСТ 9490 – 75, Материалы смазочные жидкие и пластичные. Метод определения трибологических характеристик на четырехшариковой машине.
4. Фролов М.М., Улучшение трибологических свойств полимочевинных пластичных смазок. Москва. 2023, 30 с.
5. Ищук, Ю.Л. Состав, структура и свойства пластичных смазок/ Ю.Л. Ищук. – Киев: Наукова Думка, 1996. – 513 с.

МЕТОДОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ СОСТАВА И СВОЙСТВ ПРОМЕЖУТОЧНЫХ ЭМУЛЬСИОННЫХ СЛОЕВ

¹Елисеева А.М., ²Крисанова П.К., ²Сотникова Ю.В.

¹Группа компаний «Газпром нефть», 190000, Санкт-Петербург,
наб. реки Мойки, д. 75-79 лит Д, +7 812 313-69-24,
Eliseeva.AM@gazpromneft-ntc.ru

²РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1,
+7 499 507-86-40, yuliasotnikova01@mail.ru

Одним из осложнений, возникающих при промышленной подготовке нефти, является образование промежуточных эмульсионных слоев (ПЭС).

Накопление ПЭС, оказывает негативное влияние на технологический режим работы установок подготовки нефти [1,2].

ПЭС представляют собой очень стойкие, трудно разрушаемые, вязкие водонефтяные эмульсии типа в/н. В литературе [3] встречаются сведения, что ПЭС может состоять из множественной эмульсии (дисперсная фаза эмульсии одновременно является дисперсионной средой для ещё более мелкой дисперсной фазы). Образованию и накоплению ПЭС в емкостном оборудовании установок подготовки нефти способствуют различные факторы. К таким факторам относятся:

- 1) Повышенная обводненность нефти;
- 2) Нарушение режимов подготовки нефти, применение несовместимых химических реагентов;

- 3) Наличие стабилизаторов эмульсии (эмульгаторов), которые могут присутствовать как в составе поднимаемой пластовой жидкости, так и поступающих в систему сбора и подготовки извне (применение химических реагентов, вынос продуктов коррозии и т.д.).

Играть роль стабилизаторов, поступающих в установку подготовки, в составе добываемого флюида, могут мелкодисперсные механические примеси (частицы породы пласта, твердая фаза бурового раствора, выпадающие соли, продукты коррозии, сульфид железа и т.д.), асфальтены, смолы, парафины и нафтеновые кислоты в составе нефти, продукты жизнедеятельности бактерий, остатки полимеров и продуктов их деструкции из составов ГРП и БПЖ, жидкостей МУН, ВПП, РИР (полисахариды, полиакриламид и проч.). Также эмульгирующую роль могут играть применяемые в системе сбора и подготовки химические реагенты (деэмульгаторы, ингибиторы коррозии и др.).

В настоящее время сложной и многофакторной задачей является определение причины образования стойких ПЭС, типов, структуры и источников поступления стабилизаторов ПЭС. С целью разработки комплекса методов борьбы и предотвращения образования ПЭС необходимо, в первую очередь, исследовать состав эмульсионного слоя и его физико-химические свойства, а также состав и свойства основных образующих его фаз: нефтяной, водной и выделенной твердой фазы.

На первом этапе исследований проводят изучение структуры, состава и свойств самого ПЭС. Помимо основного перечня физико-химических свойств ПЭС (содержание воды и механических примесей, вязкость, плотность) проводят микроскопические исследования для определения типа эмульсии, ее структуры и выявления формы и размеров имеющихся видимых примесей.

Далее эмульсию разделяют на три основные фазы и исследуют каждую по отдельности.

Исследование водной части ПЭС направлено на определение наличия:

1) сульфатовосстанавливающих и углеводородокисляющих бактерий, продукты жизнедеятельности которых могут приводить как к образованию сульфида железа, так и к образованию различных примесей и осадков;

2) водорастворимых полимеров, способных стабилизировать водонефтяную эмульсию;

3) сшивателей для гелеобразующих составов, которые могут приводить к повторной сшивке полимерных фрагментов.

В рамках исследования свойств и состава нефтяной части проводят определение кислотного числа нефти, температуры плавления парафинов, содержания смол, асфальтенов и парафинов. Данные исследования позволяют судить о роли нафтеновых кислот, смол, асфальтенов и парафинов в стабилизации водонефтяной эмульсии.

Выделенную твердую фазу исследуют качественно (химический состав веществ) и количественно, определяют гранулометрический состав. По результатам исследований проводят оценку источника поступления твердых частиц в ПЭС.

Проведение исследований методом инфракрасной спектроскопии применяемых нефтепромысловых реагентов и ПЭС с последующим сравнением полученных результатов направлено на идентификацию основных накопившихся реагентов в ПЭС, способствующих процессу стабилизации водонефтяной эмульсии.

В результате комплексных исследований, на основании полученных результатов, проводят ранжирование факторов, способствующих стабилизации ПЭС от наиболее влияющих к наименее. Данное ранжирование необходимо для выбора природы химических реагентов для разрушения ПЭС. Подбираемый реагент либо комбинация реагентов должны, в первую очередь, удалять стабилизаторы с межфазной границы, тем самым разрушая бронирующую оболочку вокруг глобул воды в эмульсии.

Как было указано выше, стабилизаторы могут быть представлены широким спектром веществ. Поэтому для разрушения ПЭС могут использоваться различные реагенты: кислоты, щелочи, моющие ПАВ, деструкторы, растворители, деэмульгаторы или комбинация этих реагентов с одновременным или последовательным применением.

Наиболее распространенным методом определения эффективности разрушения эмульсий исследуемыми реагентами является метод «bottle – test». Суть данного метода заключается в смешении исходной эмульсии с реагентом с дальнейшим отстаиванием проб при заданной температуре. Через определенные промежутки времени фиксируется объем отделившейся воды, анализируется прозрачность водной фазы, четкость границы раздела фаз. В нефтяной фазе определяется остаточное содержание воды.

На основании данного ряда исследований производится подбор и определение оптимальной концентрации реагентов для разрушения ПЭС, а также разработка рекомендаций по предотвращению накопления ПЭС.

ЛИТЕРАТУРА

1. Осложнения в нефтедобыче/ Под ред. Ибрагимов Н.Г., Ишемгужина Е.И. Уфа: ООО «Издательство научно-технической литературы «Монография», 2003. – 302 с.
2. Сахабутдинов, Р.З. Особенности формирования и разрушения водонефтяных эмульсий на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / Р.З. Сахабутдинов, Ф.Р. Губайдулин, И.Х. Исмагилов, Т.Ф. Космачева. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. – 324 с.
3. Ю.П. Борисевич, Г.З. Краснова. Механизм образования и методы борьбы с промежуточными слоями в технологическом оборудовании при подготовке продукции скважин – Труды VI Международной научно-практической конференции «Нефтегазовые технологии». Самара, Самарский государственный технический университет, 2010. Том I. – С.77-80.

РАЗДЕЛЕНИЕ ГАЗОВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ВИХРЕВОГО ФОРСЕПАРАТОРА

Столярова Р.И., Шевляков Ф.Б.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа
e-mail: stolyrova.regina@yandex.ru

Разработана конструкция вихревой трубы с расположенными по цилиндрической части лопастями, в которой происходит предварительное разделение газодонефтяной эмульсии на газовую и жидкую фазы для эффективного дальнейшего разделения в сепараторах.

Некачественная сепарация нефти ведет к большим потерям, кроме того, остатки газа выделяются в процессе хранения и транспортировки нефти, выводят из строя оборудование промыслов, образуют взрывоопасные очаги и загрязняют окружающую среду [1,2]. Разработка способа сепарации с использованием вихревого устройства позволит значительно увеличить эффективность процесса разделения и уменьшить металлоемкость аппарата. Этим обуславливается актуальность исследования.

Вихревые трубы благодаря закрученному потоку позволяют разделять газовый и жидкостной потоки напрямую из закрученного потока. Многофазный поток, входящий в сопловой ввод вихревой трубы, разделяется на жидкость, которая за счет центробежной силы концентрируется у стенки аппарата, образуя пристеночное течение жидкой фазы, и газ, который также выводится из аппарата [3].

Цель исследования заключается в разработке способа повышения качества сепарации нефти на установке подготовки нефти Самотлорского месторождения, а именно разработка конструкции вихревого закручивающего устройства и подбор его оптимальных геометрических характеристик.

Вихревая труба – это устройство без движущихся частей, которое разделяет газодонефтяной поток на два потока воды, нефти и газа с разными плотностями. Этот эффект возникает из-за сложного взаимодействия между вихрями и градиентами давления внутри трубы. Моделирование вихревых труб имеет решающее значение для понимания их поведения и оптимизации их конструкции [4].

Для разработки способа сепарации с использованием вихревого устройства для увеличения эффективности процесса разделения применен метод исследования – моделирование. Использование программного обеспечения ANSYS для исследования вихревых труб предоставляет уникальную возможность моделирования и анализа характеристик. При моделировании необходимо соблюдать стратегию и методологию исследования, которая включает в себя выбор подходящих геометрических параметров, определение граничных условий и выбор методов решения [5, 6].

После завершения моделирования можно приступить к постобработке результатов. ANSYS Fluent предоставляет разнообразные инструменты визуализации для анализа потока, температурных профилей и других результатов. Модель можно оптимизировать путем изменения геометрии, условий моделирования или свойств материала, что и было сделано для определения наилучшего варианта модели вихревой трубы.

После сравнения различных вариантов геометрий вихревых труб, определена оптимальная конструкция завихрителя газодонефтяного потока. Геометрическая модель конструкции вихревой трубы представлена на рисунке 1.

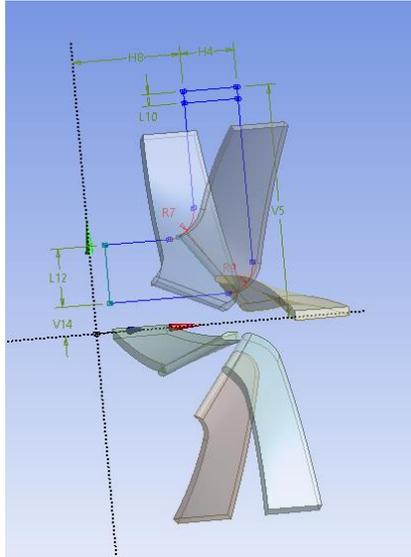


Рисунок 1 – Модель лопастей вихревой трубы

На рисунке 2 можно отследить динамику движения потока до и после лопастей. После прохождения лопастей, жидкостной поток, состоящий из нефти и газа сконцентрировался у периферии трубы, а газовый поток – в центре, что приведет к интенсификации и улучшению показателей процесса дальнейшей сепарации потока.

Визуализация течения потока представлена на рисунке 3.

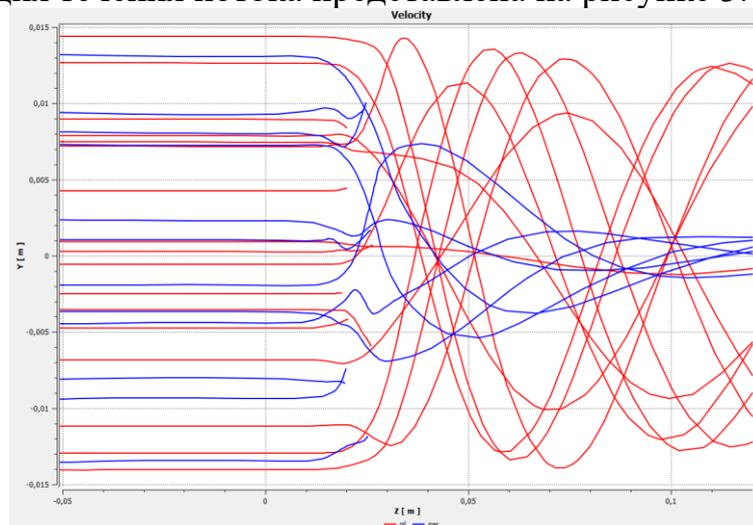


Рисунок 2 – График распределения газового и жидкостного потока в вихревой трубе

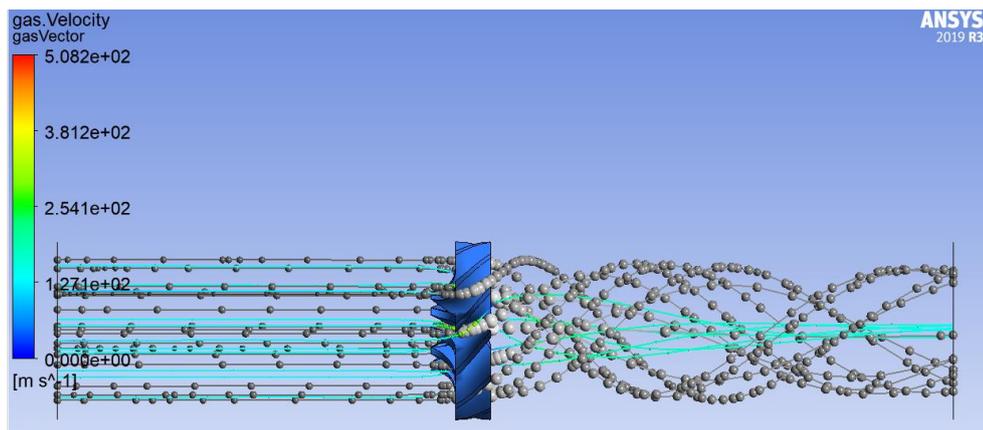


Рисунок 3 – Визуализация течения потока в вихревой трубе

Таким образом, моделирование процесса завихрения потока с подбором оптимальных характеристик лопастей в программном обеспечении ANSYS показало эффективность разделения потока на фазы в сравнении с протеканием процесса без вихревой трубы.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Слышенков, В.А.* Оборудование для сбора и подготовки нефти и газа. Учебно-методическое пособие / В.А. Слышенков, А.В. Деговцов. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012. – 54 с.
2. *Ильин, А.В.* Химическая технология. Нефть и ее переработка: учебное пособие / А.В. Ильин, Р.Р. Давлетшин, А.И. Курамшин – К. 2018. – 79 с.
3. *Сулов, А. Д.* Вихревые аппараты / А.Д. Сулов, С.В. Иванов, Ю.В. Мурашкин, Ю.В. Чижиков. – М.: Машиностроение, 1985. – 249 с.
4. *Ли, Дж. Х. и др.* Разделение газодонефтяных эмульсий с использованием комбинации вихревой трубы и технологии отстоя // Energy & Fuels. — 2021. — Т. 35. — №10. — С. 8523-8532.
5. *Федорова, Н.Н., Вальгер С.А., Данилов М.Н., Захарова Ю.В.* Основы работы в ANSYS 17. – М.: ДМК Пресс, 2017. – 210 с.
6. *Конюхов, А.В.* Основы конструкций в ANSYS: учеб. пособие / – Казань, 2001. – 153 с.

ПРОМЕЖУТОЧНЫЕ ЭМУЛЬСИОННЫЕ СЛОИ КАК ОДНА ИЗ ТРУДНОРЕШАЕМЫХ ПРОБЛЕМ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Матвеева С.Л., Прошутинский М.С., Зенков И.В., Осокин М.А.

АО «Мессояханефтегаз», 625026, г. Тюмень, ул. Холодильная 77,
+7 (3452) 522-190, Matveeva.SL@tmn.gazprom-neft.ru

Основной задачей процесса подготовки нефтесодержащей жидкости на установках подготовки нефти является получение из газонасыщенной

водонефтяной эмульсии товарной нефти, соответствующей требованиям ТР ЕАЭС 045/2017. Жидкость последовательно (в зависимости от объекта) проходит стадии сепарации газа, предварительного сброса подтоварной воды, нагрева; глубокого обезвоживания, концевой сепарации и подготовки воды. Для разрушения эмульсий вводят специальные химреагенты – деэмульгаторы, которые разрушают бронирующие оболочки на поверхности капель воды и интенсифицируют слияние капель воды между собой.

Однако даже при стабильном режиме подготовки могут возникнуть осложнения, связанные с появлением промежуточных эмульсионных слоев (ПЭС) на границе раздела фаз нефть-вода. По сути ПЭС – это прямые потери нефтедобывающих компаний, «некондиционная нефть», которая не поддается воздействию базовых физико-химических методов подготовки [1]. Прогнозирование появления ПЭС крайне затруднительно, как и поиск эффективных методов их разрушения.

На Восточно-Мессояхском месторождении возникла проблема с трудноразрушаемой эмульсией, которая постепенно накапливалась в водоочистных РВС. Повторный нагрев до 85 °С, проводимый в лабораторных условиях, давал незначительный процент возврата нефти. При повторном прохождении технологической цепочки на установке подготовки нефти ПЭС приводил к сбою режима работы электродегидраторов. В ходе проведенных полевых и углубленных инструментальных исследований установлено, что в ПЭС не происходит дополнительного водоотделения ни при холодном, ни при горячем отстое. Были отобраны пробы из двух водоочистных РВС – А и Б. Эмульсия из РВС-А в лабораторных условиях разрушалась при центрифугировании (с частотой вращения 3000 об/мин.) с выделением свободной воды и мехпримесей; проба из РВС-Б на центрифуге разделялась на нефть и мелкодисперсную взвесь без свободной воды. При этом обводненность проб ПЭС по методу Дина-Старка составила 55 и 64% для РВС-А и РВС-Б, соответственно. По результатам испытаний, а также по промысловым данным сделан вывод, что ПЭС из РВС-А являлся более свежим и от того менее стабильным, чем в РВС-Б.

Микроскопические исследования выявили ярко выраженные агломераты в пробе с РВС-Б с кристаллами неизвестного происхождения, которые легко структурируются в статических условиях (рис.1).

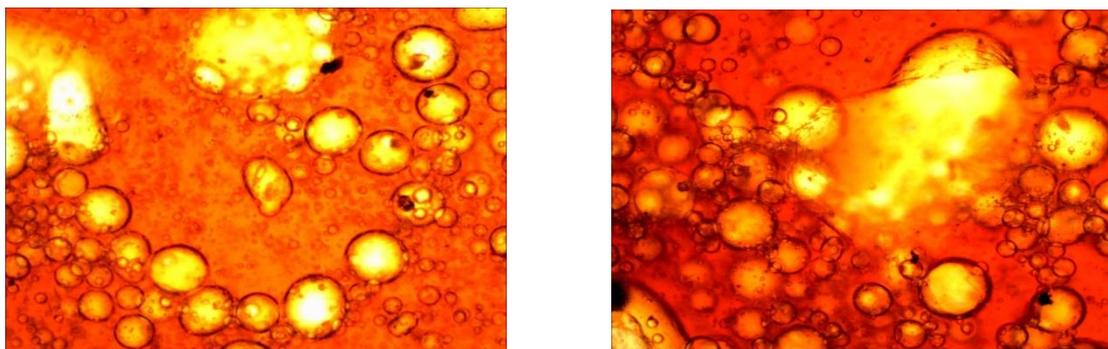


Рисунок 1 – Промслой из РВБ-Б, 100-кратное увеличение (а) содержащий кристалл соли, размер 380x270 мм (б)

С целью оперативного поиска решения по ликвидации ПЭС из РВС-А и РВС-Б в полевых условиях были проведены следующие тесты:

- а) Bottle-тесты с ударными дозировками базовых деэмульгаторов. Для РВС-Б - результат отрицательный, 0% водоотделения; для ПЭС РВС-А – даже при дозировках, превышающих в 4 раза базовые, и горячем отстое в течение 6 часов степень водоотделения была низкой (30% при общей обводненности 55%).
- б) Качественные реакции смешения с кислотами и ПАВ, имеющимися на месторождении. Хороший результат для РВС-А показало добавление водного 30% раствора лимонной кислоты (20% водоотделение), однако лучший результат показала добавка 1% об. низкотемпературного моющего ПАВ, используемого на месторождении при операциях ОПЗ (водоотделение 40% в течение получаса при комнатной температуре, + 14% дополнительно при взбалтывании).

Важно отметить, что для РВС-Б положительный эффект не отмечен ни в одном из примененных подходов. С целью идентификации основных типов стабилизаторов ПЭС и определения потенциальных источников их поступления (природные или внешние) проведены расширенные исследования физико-химических свойств ПЭС из РВС-А и РВС-Б.

В частности, на ИК Фурье-спектрометре «IRAffinity-1S» были сняты спектры с ПЭС и различных химреагентов, используемых на месторождении, включая компоненты буровых растворов, составов для выравнивания профиля приемистости, ОПЗ и базовой нефтепромысловой химии (ингибиторы коррозии, деэмульгаторы и т.д.). Все реагенты находятся в следовом количестве, поэтому сделать однозначных выводов по степени их воздействия на ПЭС не представляется возможным.

В табл. 1 приведены результаты рентгенодифрактометрического анализа механических примесей, выделенных из среднего слоя ПЭС.

Таблица 1 – Минеральный состав мехпримесей с ПЭС

Источник примеси	Вещество	Минеральный состав, %	
		РВС-А	РВС-Б
Порода пласта	Кварц (SiO ₂)	40,1	28,2
	Каолинит (Al(Si ₄ O ₁₀)(OH) ₈)	18,2	27,2
	Иллит (K,H ₃ O)Al ₂ (Si ₃ Al)O ₁₀ (H ₂ O,OH) ₂	16,3	14,2
	Ортоклаз (K(AlSi ₃ O ₈))	5,8	6,2
	Альбит полев. шпат (Na[AlSi ₃ O ₈])	1,2	11,7
Солеобразование	Кальцит (CaCO ₃)	15,2	8,2
Жидкости глушения	Галит (NaCl)	3,2	4,3
Итого, %		100	100

Механические примеси представлены глинами, частицами горной породы, а также выпавшими в осадок солями. Вероятнее всего, положительное кислотное воздействие ПЭС происходит за счет воздействия на солевую составляющую бронирующих оболочек глобул воды.

Гранулометрический анализ для мехпримесей РВС-А выявил равномерное распределение частиц по высоте $\approx 0,262 - 420$ мкм, максимум при ≈ 130 мкм. При этом обнаружено неравномерное распределение частиц по высоте ПЭС в РВС-Б, что подтверждает гипотезу о старении эмульсии:

- Верхний слой $\approx 0,262 - 250$ мкм, максимум ≈ 90 мкм
- Средний слой $\approx 0,333 - 530$ мкм, максимум ≈ 130 мкм
- Нижний слой $\approx 3,596 - 675$ мкм, максимум $\approx 160 - 350$ мкм

На основании успешных пробных полевых тестов моющего ПАВ, проведено пробное ОПИ для ПЭС типа РВС-А с обводненностью 67,2%. Для этого выполнены технологические операции по накоплению 22 см ПЭС в одном из водоочистных РВС и далее в средний уровень ПЭС введено 2 м³ ПАВ «МЛ-81Б», что соответствует концентрации $\approx 1\%$ об. После обработки и отстоя произошло отделение 11 см дополнительных объемов нефти, граница раздела фаз (ПЭС) уменьшилась до 10 см. Планируются расширенные ОПИ указанного ПАВ с вариативностью дозировок.

Таким образом подтверждено [2], что для разрушения стойких эмульсий, стабилизированных твердыми частицами природного происхождения, целесообразно применение реагентов моющего типа. Обработка таких эмульсий должна быть проведена как можно в более короткий срок во избежание критического старения эмульсии. Однако необходимо учитывать, что для условий Крайнего Севера необходимо подбирать товарные формы моющих ПАВ-композиций с низкой температурой замерзания. При необходимости их эффективность может быть повышена добавкой кислот.

ЛИТЕРАТУРА

1. Келланд М.А. Промысловая химия в нефтегазовой отрасли: пер. с англ. яз. 2-го изд.; под. ред. Л.А. Магадовой. СПб.: ЦОП «Профессия», 2015. 608 с.
2. Сатторов М.О. Роль механических примесей и сульфида железа в устойчивости местных водонефтяных эмульсий / М. О. Сатторов. — Текст: Молодой ученый. — 2015. — № 12 (92). — С. 284-286.

4. Разработка и применение современных, защитных материалов и ингибиторов коррозии, бактерицидов, ингибиторов солеотложения, гидратообразования и парафиноотложения при добыче и транспорте нефти и газа

ВИДЫ ОСАДОЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ, ОБРАЗУЮЩИХСЯ ВО ВРЕМЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ СКВАЖИН

¹Кудряшов С.И., ²Аксенова С.В.

¹АО «Зарубежнефть», 101000, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Басманный, Армянский переулок, дом 9, строение 1, +74957486500, assist502@nestro.ru

²РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 119991, г. Москва, проспект Ленинский, дом 65, корпус 1, +74995078323 serafima.aksenova05021999@gmail.com

Наиболее распространенные проблемы использования геотермальных ресурсов связаны с химическим составом добываемого флюида, который содержит минералы и газы зачастую в значительных концентрациях [1].

Осадкообразование и коррозия, снижающие эффективность работы скважин, турбин и теплообменников, являются основными проблемами, которые влияют на извлечение энергии из геотермальных систем. Осадки и отложения, которые обычно образуются в геотермальных скважинах, как правило, состоят из карбоната кальция, ангидрита, аморфного кремнезема, силикатов, а также смешанных оксидов и сульфидов металлов [2]. На сегодняшний день одним из самых распространенных методов борьбы с осадкообразованием в геотермальных скважинах является химическое ингибирование. В качестве ингибиторов чаще всего используются композиции на основе фосфоновых кислот и полимеры на основе метакриловой кислоты.

Добываемый флюид на месторождении Hudson Ranch (США) содержит сульфаты в повышенной концентрации, при этом сульфат кальция

является наиболее распространенным видом отложений, которые образуются при повышенной температуре.

Особую роль при формировании отложений играет соотношение содержания серы и кислорода. При высоком содержании серы образуются сульфиды, при высоком содержании кислорода - сульфаты. Парциальное давление кислорода увеличивается с приближением к земной поверхности, в результате чего в приповерхностных условиях сульфиды сменяются сульфатами [3].

В работе [4] описывается проблема осадкообразования на геотермальном месторождении Кызылдер в Турции. Отложения зафиксированы как в скважинах, так и в наземном оборудовании. Образцы отложений были изучены рентгеноструктурным анализом. Определение насыщения воды минералами было рассчитано с помощью программы PHREEQC. В результате было выявлено, что большинство проб воды пересыщены кальцитом (CaCO_3), арагонитом (CaCO_3) и доломитом ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$).

В исследовании [5] описываются отложения, образующиеся в наземном оборудовании, на поверхности, а также в скважинах геотермального месторождения Западной Анатолии (Турция). Основными типами отложений в добывающих скважинах и линиях, а также наземном оборудовании являются карбонатные минералы, такие как кальцит и арагонит. Кроме того, при температуре до 150 °C склонны к образованию отложений минералы кремнезема.

В работе [6] описан состав кремнеземных отложений добывающей скважины на геотермальном месторождении Олкария в Кении. Кремнеземная окалина выпадает из геотермальной воды высокой температуры (150–190 °C). По минеральному составу образцы преимущественно состоят из аморфного опала-А и кристаллического кварца.

Проблема образования отложений является одной из самых актуальных в вопросах добычи и эксплуатации геотермального флюида. В настоящее время применяемые ингибиторы солеотложений не показывают высокой эффективности по отношению к разным типам минералов одновременно. Существующие ингибирующие композиции применяются в больших дозировках, что приводит к росту затрат. На сегодняшний день вопрос разработки экономически эффективных ингибиторов отложений и растворяющих композиций остается актуальным и востребованным.

ЛИТЕРАТУРА

1. Gunnlaugsson E. Problems in geothermal operation—scaling and corrosion / E. Gunnlaugsson et al. // Geothermal Training Program, United Nations University. – 2014. – С. 1-18.

2. Siega F.L. Calcite scale inhibition: the case of Mahanagdong wells in Leyte geothermal production field, Philippines / F.L. Siega, E.B. Herras, B.C. Buñing //Proceedings World Geothermal Congress. – 2005. – С. 7.
3. Effect of solid deposition on geothermal utilization and methods of control Merga Tassew.
4. Geochemical assessment of mineral scaling in Kızıldere geothermal field, Turkey / G. Tarcan, T. Özen, Ü. Gemici [et al.] // Environmental Earth Sciences. – 2016. – Vol. 75, No. 19. – P. 1-19. – DOI 10.1007/s12665-016-6112-5. – EDN YSARFX.
5. Hakkıdır F. S. T., Balaban T. Ö. A review of mineral precipitation and effective scale inhibition methods at geothermal power plants in West Anatolia (Turkey) //Geothermics. – 2019. – Т. 80. – С. 103-118.
6. Wanyonyi E. et al. Geochemical study on the deposition of silica scale at Olkaria well OW-35: A key to understanding the formation mechanisms of silica scale at the Olkaria Geothermal Field, Kenya //Geothermics. – 2024. – Т. 117. – С. 102871.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ БИНАРНЫХ СМЕСЕЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ И ДИССОЦИИИ ГИДРАТОВ

Аль-Идриси М.С., Шостак Н.А.

Кубанский государственный технологический университет,
350058, г. Краснодар, ул. Старокубанская, д. 88/4, тел. +7 (999) 638-27-19
mohammed73488@mail.ru

Гидраты представляют собой кристаллические соединения, образующиеся при определенных термобарических условиях из газов или некоторых легколетучих жидкостей и воды при соответствующем давлении и температуре. Условно выделяют два типа гидратов: природные и техногенные. Природные гидраты являются потенциальным источником природного газа. Они встречаются в основном в подземных и подводных пластах, на морском дне и в вечной мерзлоте. Техногенные гидраты могут образоваться в системах добычи, сбора, подготовки, транспорта и переработки углеводородов. В технологических процессах гидраты в большинстве случаев являются нежелательным явлением.

Учеными разработаны методы предупреждения образования и диссоциации гидратов, основанные на повышении температуры системы, понижении давления или вводе реагентов. Ингибиторы подразделяют на термодинамические и кинетические [1,2]. Последними являются алифатические спирты, гликоли и водные растворы неорганических солей.

Наиболее широко распространенным антигидратным реагентом является метанол, используемый как для предупреждения гидратообразования, так и для ликвидации возникающих гидратных отложений. Использование метанола влечет за собой большие затраты при транспортировке и хранении в специально оборудованных складах и

ухудшение экологической обстановки. В связи с этим разработка новых антигидратных химических реагентов имеет перспективы для повышения эффективности, снижения воздействия на окружающую среду и обеспечения экономических преимуществ.

Одним из перспективных методов разработки высоковязких нефтей является подача в продуктивный пласт реагирующей энерговыделяющей бинарной смеси [3]. Промышленные испытания [4] по закачке небольших удельных объемов бинарных смесей показали, что тепловое воздействие на пласт дает весьма незначительный и краткосрочный прирост дебита.

Авторами предлагается [5] возможность диссоциации гидратов термохимическим методом с применением бинарных смесей. Метод заключается в том, что применяют реагенты (бинарная смесь), с помощью которой осуществляют экзотермическую реакцию с получением тепла и дополнительных антигидратных веществ, оказывающих физико-химическое воздействие на гидрат.

Бинарные смеси могут быть более экономичными в использовании, чем традиционные методы, что снижает затраты на добычу газа из гидратов. Бинарные смеси могут иметь меньшее негативное воздействие на окружающую среду, чем традиционные методы, что делает их более экологичным вариантом.

ЛИТЕРАТУРА

1. Запорожец, Е. П. Гидраты / Е. П. Запорожец, Н. А. Шостак. – Краснодар: Общество с ограниченной ответственностью "Издательский Дом - Юг", 2014. – 460 с. – ISBN 978-5-91718-355-8. – EDN TPZORJ.
2. Шостак, Н. А. Расчеты гидратных процессов / Н. А. Шостак, Е. П. Запорожец; Кубанский государственный технологический университет. – Краснодар: Общество с ограниченной ответственностью "Издательский Дом - Юг", 2018. – 204 с. – ISBN 978-5-91718-565-1. – EDN YUCFLF.
3. Оценка теплового эффекта обработки призабойной зоны пласта энерговыделяющими бинарными смесями / В. Е. Вершинин, А. И. Варавва, А. В. Татосов, А. Н. Лишук // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 6. – С. 122-126. – DOI 10.24887/0028-2448-2018-6-122-126. – EDN XRLQEP.
4. Control methods of propellant fracturing for production stimulation / V. Vershinin, K. Fedorov, Y. Gankin, A. Kirichenko // Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference 2017, Moscow, 16–18 октября 2017 года. – Moscow: Society of Petroleum Engineers (SPE), 2017. – DOI 10.2118/187691-ms. – EDN XXVKJF.
5. Патент № 2805063 С1 Российская Федерация, МПК С09К 8/52, С10Л 3/06. Способ разложения газовых гидратов: № 2022128445: заявл. 02.11.2022; опубл. 11.10.2023 / Н. А. Шостак, Е. П. Запорожец, М. С. А. Х. Аль-Идриси; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Кубанский государственный технологический университет". – EDN GUMEWQ.

КИНЕТИЧЕСКИЕ ИНГИБИТОРЫ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ НА ОСНОВЕ ВОДОРАСТВОРИМОГО ПОЛИУРЕТАНА ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

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

ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет»
DOGnezdilov@kpfu.ru

Одной из проблем при добыче углеводородного сырья в суровых климатических регионах является образование гидратов природного газа. 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 стохастическим характером. Так, процесс зарождения гидрата постепенно приводит к агломерации гидратов в гидратные пробки. Образовавшиеся гидратные пробки, закупоривая трубопроводы, стволы-скважин, места трубопровода с перепадами давлений, могут приводить либо к аварийным ситуациям, либо к нарушению стабильности технологического процесса.

Для борьбы и предотвращения явления гидратообразования наиболее распространенным способом на данный момент в нефтегазовой промышленности является применение термодинамических ингибиторов гидратообразования (ТИГ). Наиболее известные реагенты этого класса — это спирты (метанол) и гликоли (моноэтиленгликоль). Также применяются растворы электролитов, преимущественно растворы хлорида кальция. Данные химические реагенты доступны и достаточно изучены. Но помимо очевидных преимуществ имеются существенные недостатки в использовании. 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. Поэтому взамен термодинамическим ингибиторам всё большую распространенность набирают кинетические ингибиторы гидратообразования (КИГ) низкой дозировки. Благодаря механизму действия данный класс соединений позволяет отложить образование 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 (Рис.1) [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 °С 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 и солеотложения.

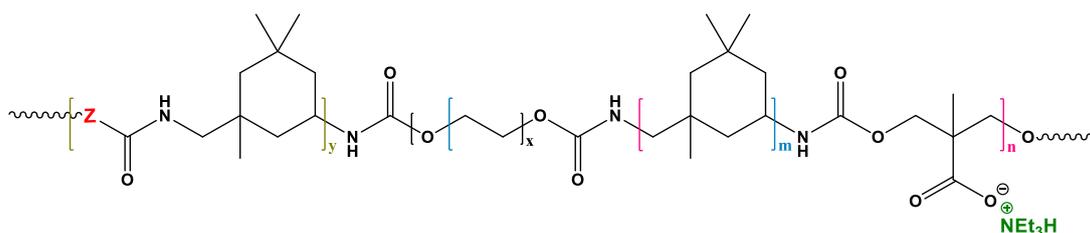


Рисунок 1 – Принципиальная схема повторяющегося звена полиуретана

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 комплексонометрическим 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.

ЛИТЕРАТУРА

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
2. A. Farhadian, A. Kudbanov, M.A. Varfolomeev, D. Dalmazzone; Waterborne Polyurethanes as a New and Promising Class of Kinetic Inhibitors for Methane Hydrate Formation; Sci. Rep., 9 (2019), 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. – Т. 292. – С. 119986.
4. Pavelyev, R.S. Performance of Waterborne Polyurethanes in Inhibition of Gas Hydrate Formation and Corrosion: Influence of Hydrophobic Fragments / R.S. Pavelyev, Y.F. Zaripova, V.V. Yarkovoi, S.S. Vinogradova, S. Razhabov, K.R. Khayarov, S.A. Nazarychev, A.S. Stoporev, R.I. Mendgaziev, A.P. Semenov, L.R. Valiullin, M.A. Varfolomeev, M.A. Kelland // Molecules. – 2020. – V.25 (23). – Paper № 5664. 10.3390/molecules25235664
5. Патент (заявка) МПК-2023. 01C08G18/18С, 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.

ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ ДЛЯ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Амран А.Г., Гимаева А.Р.

Казанский федеральный университет, 420008, Казань, public.mail@kpfu.ru
E-mail: Abdullahamran@mail.ru

Химические реагенты являются ключевыми элементами в нефтяной промышленности, способствуя оптимизации процессов добычи, подготовки и транспортировки нефти. Благодаря эффективному использованию этих реагентов можно повысить производительность скважин, улучшить качество добываемой нефти, защитить оборудование от коррозии и отложений, а также обеспечить безопасность и экологическую устойчивость производственных процессов. Современная нефтяная промышленность, с её акцентом на увеличение добычи из сложных геологических объектов и глубокую переработку, делает применение химических реагентов неотъемлемой частью производственных процессов. Разнообразие химических веществ, их специфика и использование на различных этапах добычи и обработки нефти позволяют оптимизировать эти процессы, повышая эффективность и экономическую рентабельность производства [1].

Химические реагенты, используемые для увеличения нефтеотдачи скважин, осуществляются через насосные станции. Хорошие результаты дает периодическая обработка и воздействие на пласт высококонцентрированными растворами непосредственно в чистых скважинах. При масштабном воздействии на пласт химическими реагентами нет необходимости дополнительно обрабатывать его бактерицидами с использованием приводных скважин. Для повышения эффективности регенерации основного рабочего агента системы в высококонцентрированные растворы включают специальные вторичные

химические реагенты.

Основное место во внедрении химических реагентов различного назначения занимает нефтяная скважина. Химические реагенты, вносимые в нефтяную скважину или в недра, составляют две трети от общего количества. Некоторые химические реагенты, имеющие одинаковое функциональное значение, могут входить в состав нескольких объектов технологической цепочки добычи нефти. К таким химическим реагентам относятся деэмульгаторы, реагенты, повышающие эффективность насосов, ингибиторы коррозии и ингибиторы осаждения солей. Например, ингибитор «SNPX-5312S» применяется в качестве ингибиторов противоселевых отложений на Кокдумалакском нефтегазоконденсатном месторождении, принадлежащем Муборакскому нефтегазодобывающему управлению. В настоящее время в качестве деэмульгатора используется закупленный в Китае деэмульгатор К-1. Химические обессоливающие реагенты СП 2882 Ингибиторы солеосаждения применяются для отделения основных хлоридных солей в горнодобывающем продукте. Ингибитор «Донокс СКАЛ-3» применяется в технологических и насосных водах для предотвращения образования отложений неорганических солей в шахтном технологическом оборудовании и коммуникациях [2]. Также используются отечественные деэмульгатор ДЭКС-017 и ингибитор коррозии КС-017И, ингибитор антисолевого выпадения GHR-017 производства ООО «Глобал Хим Реагент».

Основным местом введения деэмульгаторов являются объекты нефтедобычи, но для предотвращения образования в первую очередь водонефтяной эмульсии эффективнее вводить химический реагент в скважины. Введение деэмульгаторов приводит к образованию пластовых вод и солей и образованию отложений в результате адсорбции отложений солей на поверхности металла.

Но в этом случае, хотя химическая обработка скважинного сырья, поступающего на объект нефтедобычи, непременно производится, общий расход реагентов снижается, а качество и эффективность получения товарной нефти повышается. Введение деэмульгаторов осуществляется одновременно на обоих объектах. Введение деэмульгаторов в скважину с помощью приводных насосов – это УВП скважинных насосов или газлифт. увеличивается, особенно увеличивается КПД водяных насосов. Противоселевые ингибиторы наносятся на нефтяные скважины и призабойную зону нефтяного пласта, предотвращая образование солевых отложений на самой ранней стадии. Но введение ингибитора требует дополнительных разгрузочно-монтажных работ. Поэтому экономически выгодна обработка скважин ингибиторами солеотложения при плановых и катастрофических ремонтных работах. Несмотря на это, введение ингибиторов солевых отложений в сами скважины остается одним из наиболее распространенных методов [3].

Ингибиторы коррозии в основном применяются на 5 объектах: ПВА-2, скважина, на выходе из установки подготовки нефти, насосные станции и приводные скважины. Следующие объекты технологической цепочки являются наиболее опасными участками с точки зрения коррозионной активности в условиях горных работ из-за быстрого ускорения коррозионной активности окружающей среды из-за воздействия пластовых вод и минеральных солей на объектах после скважинной насосной станции. Поэтому для предотвращения коррозии, вызываемой пластовыми водами, на объектах нефтедобычи целесообразно вводить ингибиторы коррозии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ибрагимов Г.З., Сорокин В.А., Хисамутдинов Н.И. Химические реагенты для добычи нефти: Справочник рабочего. — М.: Недра, 1986. 240 с.
2. Юсупбеков Н.Р., Юсупов Д., Уваров В.А. и др. Перспективы производства и потребления ингибиторов аномальных явлений. // Узбекский журнал нефти и газа, 2004, № 3, с. 41-42.
3. Юсупов Д., Каримов А.Ю. Состояние и перспективы производства и применения ингибиторов коррозии в Республике. // Стандарт, 2005, № 3, с. 35.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ СИНТЕЗА ЭФИРОВ ТРИЭТАНОЛАМИНА — АКТИВНОЙ ОСНОВЫ ЭКОЛОГИЧНОГО ИНГИБИТОРА КОРРОЗИИ

^{1,2}Виноградов А.В., ^{1,2}Молодкин С.В., ²Борисов И.М., ²Бадикова А.Д.

¹Акционерное общество Научно-производственное объединение
«Технолог» 453110, г. Стерлитамак, ул. Техническая, 32
Тел.: 8(3473)43-89-35, E-mail: teknol@mail.ru

²Уфимский государственный нефтяной технический университет, 450064,
г. Уфа, ул. Космонавтов 1.а, тел. 8(347) 242-08-55.
E-mail: foh@rusoil.net

В целях защиты окружающей среды и здоровья человека, актуальна проблема замены высокотоксичных и экологически опасных реагентов на менее опасные, часто называемые «зелеными» [1]. В ряде работ мы рассматривали возможность применения эфиров триэтанолamina в качестве безопасного ингибитора коррозии для нефтедобычи [2].

В данном сообщении более подробно исследованы методы синтеза и кинетика взаимодействия триэтанолamina (ТЭА) с жирными кислотами, в частности с олеиновой кислотой (ОК).

Реакция этерификации может быть проведена при непосредственном взаимодействии свободной карбоновой кислоты и ТЭА без катализатора,

при температуре 155-165⁰С, с отгонкой реакционной воды в токе азота, под вакуумом или с азеотропной осушкой. Имеются сообщения о проведении процесса без отгонки воды - простым нагревом смеси жирных кислот с ТЭА. В этом случае реакция проходит до равновесного состояния, готовый продукт представляет собой смесь эфира с аммонийной солью карбоновых кислот [3].

Проведен ряд синтезов моно-, ди-, и триэфиров ТЭА и ОК. Для сравнения технологий, синтеза проводились как с отгонкой воды в токе азота, так и с азеотропной осушкой реакционной массы, также исследовали эффективность каталитического процесса с использованием гетерогенного катализатора – катионообменной смолы КУ-2-8. Температура во всех опытах принята равной 147-150⁰С.

Время реакции и выход целевого продукта определяли по количеству реакционной воды — в синтезах с азеотропной осушкой, и по снижению кислотного числа в синтезах с отдувкой азотом. При этом было принято, что селективность реакции равна 100%, т. к. все эфиры триэтаноламина в той или иной степени проявляют ингибирующие свойства.

Результаты опытов сведены в табл.1.

Таблица 1 – Результаты изучения реакции синтеза 1,2-алкилимидазолина

№ опыта	Загрузка, условия реакции	Время реакции, час	Выход эфиров ТЭА, %
1	Синтез моноэфира ТЭА в токе азота	15	92
2	Синтез диэфира ТЭА в токе азота	20	85
3	Синтез моноэфира ТЭА с азеотропной осушкой реакционной массы	2	67
		3	100
4	Синтез моноэфира ТЭА с КУ-2-8 (10%)	1	94
		2	100
5	Синтез диэфира ТЭА с КУ-2-8 (10%)	3	86
		5	100
6	Синтез триэфира ТЭА с азеотропной осушкой	5	96
		10	100

Выводы

1. Синтез с азеотропной осушкой имеет безусловное преимущество в сравнении с обычным по скорости проведения процесса — время реакции сокращается в 5 раз.

2. Использование катализатора КУ-2-8 позволяет дополнительно ускорить процесс в три раза, в итоге скорость проведения процесса сокращается с 15 часов до 1 часа, при синтезе моноэфира. При синтезе

дизфера время реакции сокращается с 20 до 5 часов и выход повышается с 85 до 100%.

ЛИТЕРАТУРА

1. А.И. Волошин, В.В. Носов, А.Ю. Пресняков, А.В. Фахреева, С.Р. Алимбекова, В.А. Докичев. «Зеленые» химические и физико-химические технологии в добыче нефти и газа — новая парадигма ближайшего будущего. Доклад на одиннадцатой международной научно-практической конференции «Практические аспекты нефтепромышленной химии. Уфа 27-28 мая 2021. Сборник тезисов докладов.-Уфа, Фонд поддержки и развития науки Республики Башкортостан, 2021г.
2. А.В. Виноградов, С.В. Молодкин, Я.М. Абдрашитов. Исследование возможности создания «зеленого» ингибитора коррозии. Доклад на VIII Международной (XVI Всероссийской) научно-практической конференции «Нефтепромышленная химия». РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина 2021г.
3. Токунов В.И., Хейфец И.Б. Гидрофобно-эмульсионные буровые растворы. М. : Недра, 1983. 167с.

ПРОЦЕСС РАЗРАБОТКИ ИНГИБИТОРА КОРРОЗИИ ДЛЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Магадова Л.А., Котехова В.Д., Ермакова А.А.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 119991, Москва, проспект Ленинский, дом 65, корпус 1, +7 (499) 507-88-88 / com@gubkin.ru
anastasiyaa.ermakova@yandex.ru

Коррозия оборудования и трубопроводных систем является серьезной проблемой в промышленности, и, в частности, в области нефтепромышленной химии. Коррозия возникает в нефтепромышленных трубопроводах, системах нефтесбора и трубопроводах системы поддержания пластового давления, при проведении кислотных обработок скважин. Таким образом, актуальной задачей является поиск и разработка эффективных реагентов, способных предотвращать разрушение оборудования [1].

Подбор ингибитора коррозии представляет собой комплексную задачу, предполагающую изучение особенностей коррозионного процесса в конкретных условиях, состава агрессивной среды и многих других факторов, способных оказывать влияние на эффективность ингибирующей композиции.

В рамках данной работы производился подбор ингибирующей композиции для системы поддержания пластового давления, которая характеризуется наличием коррозионно-агрессивной среды — минерализованной пластовой воды, насыщенной углекислым газом.

Процесс разработки условно можно разделить на три этапа – подбор активной основы, подбор добавок, способствующих повышению эффективности действия ингибитора, и подбор растворителя, определяющего физико-химические характеристики состава. Данный процесс производится поэтапно, в результате чего достигаются необходимые требования по эффективности реагента и его физико-химическим свойствам.

На рисунке 1 представлен процесс разработки реагента и зависимость защитного эффекта от состава ингибитора коррозии.

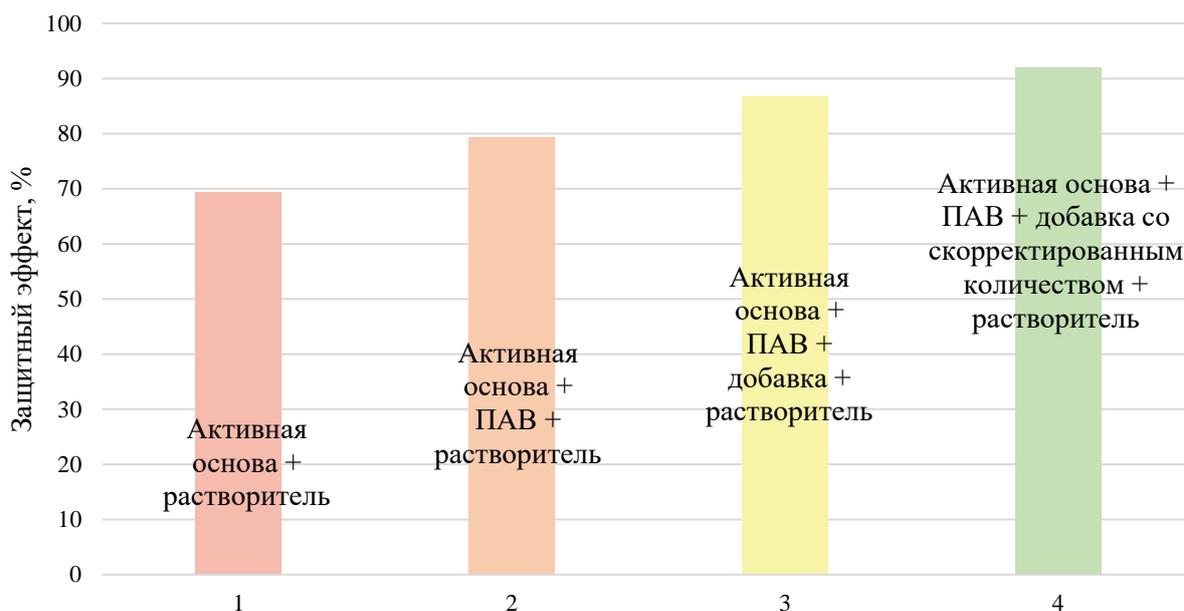


Рисунок 1 – Изображение этапов разработки и степени повышения основного качественного показателя ингибитора коррозии – защитного эффекта, %

В выбранной дозировке 30 мг/л, считающейся оптимальной с экономической точки зрения, активная основа оказалась не способна обеспечить должный уровень защиты металла от коррозионного разрушения. В связи с этим, состав был усовершенствован посредством введения в композицию поверхностно-активного вещества и добавки неорганического соединения, что положительно сказалось на эффективности защиты металла от коррозии.

Путем варьирования добавок, их количества и соотношения удалось выбрать наиболее эффективную композицию. В результате было разработано две марки ингибитора коррозии – для летних и зимних условий, состав которых отличается типом растворителя.

ЛИТЕРАТУРА

1. Промысловая химия: учебное пособие / Силин М.А., Магадова Л.А., Толстых Л.И., Давлетшина Л.Ф., Цыганков В.А., Тополук Ю.А., Малкин Д.Н., Черыгова М.А. – Москва: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. – 352 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ДОБАВОК ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ЭКОЛОГИЧЕСКИ БЕЗОПАСНОГО ИНГИБИТОРА КОРРОЗИИ

Силин М.А., Магадова Л.А., Котехова В.Д., Куксина М.В.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 119991, Москва, проспект Ленинский, дом 65, корпус 1, +7 (499) 507-88-88 / com@gubkin.ru
marilasakh@mail.ru

В настоящее время большое внимание заостряется на проблемах обеспечения экологической безопасности и смягчения антропогенного воздействия на окружающую среду и климат, в связи с чем разработка экологически безопасных реагентов становится актуальной задачей для обеспечения устойчивого развития нефтегазодобывающей отрасли [1].

Применяемые ингибиторы коррозии часто характеризуются значительной токсичностью и плохой биоразлагаемостью [2]. Кроме того, экологическая безопасность разрабатываемых ингибиторов практически не исследуется [3].

Для достижения экологической безопасности разрабатываемых ингибиторов необходимо использовать компоненты, характеризующихся биоразлагаемостью, отсутствием склонности к биоаккумуляции (коэффициент распределения октанол/вода $\log K_{ow}$ меньше 3) и малой токсичностью [4].

Применение добавок поверхностно-активных веществ (ПАВ) в составе ингибиторов коррозии на основе производных имидазолина могут значительно улучшить их ингибирующее действие за счет проявления синергетического эффекта.

Среди доступных для исследования ПАВ были отобраны соединения различных классов, характеризующиеся способностью к биоразложению (таблица 1) [5].

Таблица 1 – Поверхностно-активные вещества, применяемые в качестве добавок

Название	Марка	Биоразлагаемость за 28 дней, %	Биоаккумуляция $\log K_{ow}$
Линейная алкилбензолсульфокислота	АПАВ 1	69	1,96
Сульфэтоксилаты жирных спиртов	АПАВ 2 АПАВ 3 АПАВ 4 АПАВ 5	> 60	-2,03
Алкилдиметиламинокисиды	АмфПАВ 1 АмфПАВ 2 АмфНПАВ 3 АмфПАВ 4	82	<2,7
Кокамидопропил-диметиламинокисиды	АмфПАВ 5	66	1,34

В рамках работы были составлены композиции ингибитора, содержащие 30 % масс. активной основы — производных имидазолина, 20 % масс. добавки ПАВ и 50 % масс. растворителя.

Полученные составы исследовались на защитную способность (рисунок 1) в среде пластовой воды общей минерализацией 26,68 г/л, насыщенной двуокисью углерода до содержания 100 мг/л, при 1000 об/мин. Концентрация ингибитора составляла 60 мг/л [6].

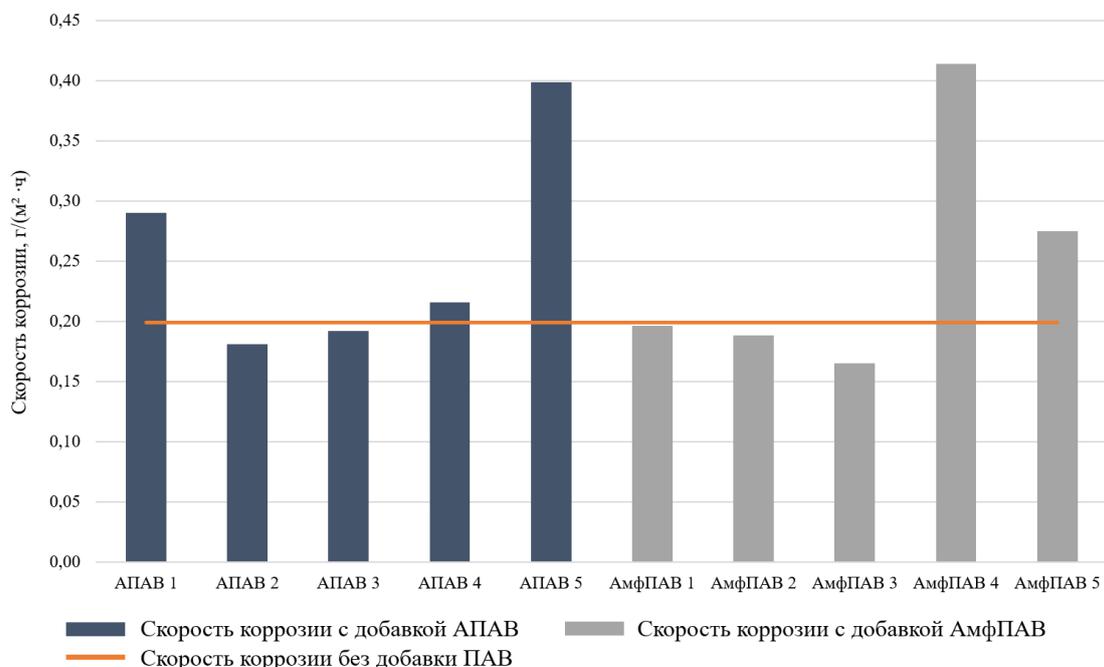


Рисунок 1 – Результаты коррозионных испытаний композиций, содержащих 20 % масс. ПАВ

Среди ряда ПАВ для дальнейшего исследования были выделены 4 марки, показавшие наилучшие результаты, — сульфэтоксилаты жирных спиртов АПАВ 2 и АПАВ 3 и алкилдиметиламинооксиды АмфПАВ 2 и АмфПАВ 3.

ЛИТЕРАТУРА

1. Постановление Правительства Российской Федерации от 08.02.2022 № 133 «Об утверждении Федеральной научно-технической программы в области экологического развития Российской Федерации и климатических изменений на 2021–2030 годы» // Собрание законодательства РФ. — 2022. — №8. — Ст. 1151.
2. Paustovskaya V.V. Some results of a research in the problem «inhibitors of metal corrosion. Toxicology and industrial hygiene». — Protection of Metals. — 2000. — №36. — P. 89–93.
3. Hooshmand Zaferani S., Sharifi M., Zaarei D., Shishesaz M. R. Application of eco-friendly products as corrosion inhibitors for metals in acid pickling processes — A review. // Journal of Environmental Chemical Engineering. — 2013. м №1(4). — P. 652–657.
4. ГОСТ 32425–2013 Классификация опасности смесевой химической продукции по воздействию на окружающую среду. — Введ. 2014-08-01. — М.: Стандартинформ, 2019. — 14 с.
5. ECHA CHEM database // EUROPEAN CHEMICALS AGENCY URL: <https://echa.europa.eu/information-on-chemicals/registered-substances> (дата обращения: 26.02.2024).
6. Магадова Л.А., Потешкина К.А., Власова В.Д. и др. Исследование ингибиторов углекислотной коррозии стали для применения в условиях нефтегазодобычи // Технологии нефти и газа. 2020. — № 4(129). — С. 14–18.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОСУШИТЕЛЕЙ (ДРАЕРОВ) ДЛЯ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ В РВС

Кунакова А.М., Елисеева А.М., Пучина Г.Р.

Группа компаний «Газпром нефть»,
190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79 лит. Д
Eliseeva.AM@gazprom-neft.ru

На одном из объектов Компании предъявляются следующие требования к качеству сдаваемой товарной нефти:

1. Содержание хлористых солей менее 90 мг/дм³,
2. Массовая доля воды до 0,06% масс.

Добываемая сырая нефть характеризуется высоким содержанием хлористых солей (более 12 000 мг/дм³) при низкой обводненности (менее 4,0 % масс). Также нефть характеризуется:

1. Высокой плотностью - до 870 кг/м³ в стандартных условиях,

2. Низкой температурой нефти на входе в установку подготовки (от -20°C до $+2^{\circ}\text{C}$),

3. Высоким газосодержанием - $92,1 \text{ м}^3/\text{т}$ (в пластовых условиях).

Подготовка нефти производится в аппаратах термохимическим методом с применением промывочной воды для обессоливания, деэмульгатора с последующим гравитационным отстаиванием в РВС.

Периодически, при сохранении показателей и условий подготовки, в РВС создаются условия накопления нефти с обводненностью $0,2\% - 0,7\%$ масс., которая не снижается в течение длительного периода отстаивания.

Известно, что, при гравитационном отстое нефти, способствовать интенсификации ее обезвоживания будут: 1) повышение температуры отстоя; 2) добавление деэмульгатора.

На рассматриваемом объекте повышение температуры в РВС ограничено технологическим режимом установки подготовки и требованиями ПАО «Транснефть» к сдаваемой нефти в систему трубопроводов. Постепенное увеличение дозировки со 180 г/т до 240 г/т базового деэмульгатора не способствовало снижению содержания остаточной воды в нефти РВС.

В зависимости от назначения деэмульгаторов в их составе присутствует различные компоненты в различных соотношениях, в том числе осушители. Осушители (драеры) отвечают за снижение остаточной воды (менее $0,5 - 1,0\%$) в нефти. На основании обзора литературы и проведенных коммуникаций с производителями деэмульгаторов было выявлено, что опыт применения драеров в чистом виде для промышленной подготовки нефти в РВС очень мал и практически не описан. Тем не менее, было решено провести исследования для оценки эффективности драеров в качестве самостоятельных реагентов для снижения остаточной обводненности нефти в РВС рассматриваемого объекта.

Для лабораторных исследований использовалось 16 образцов драеров от различных производителей. Исследования проводились в промышленной лаборатории на месторождении на образцах свежей нефти, которые отбирались из РВС и содержали связанную воду в диапазоне $0,2-0,7\%$ масс. в зависимости от высоты отбора проб. Образцы нефти содержали в составе базовый деэмульгатор в дозировке 180 г/т .

Методика тестирования заключалась в дозировании драера в объем нефти с последующим перемешиванием и термостатированием образцов нефти при 40°C (соответствует температуре в РВС) в лабораторных стаканах объемом 500 мл в течение 6 часов. Часть драеров применялась в товарной форме, часть в толуольном растворе, в соответствии с инструкциями от производителей. Через 2 и 6 часов отстаивания производили отбор навески нефти с высоты 70% от высоты столба нефти в стакане для определения остаточного содержания воды в соответствии с ГОСТ 2477.

В первой итерации исследований дозировка драера для всех образцов составляла 25 г/т. В каждой серии экспериментов параллельно отстаивался образец холостой пробы нефти (без добавления драера).

В результате первой итерации исследований при исходной обводненности 0,2% и 0,7% выявлено, что в обоих случаях остаточное содержание воды после 2-х и 6-ти часов отстаивания в пробах нефти, обработанных драерами либо равно, либо даже выше, чем в холостой пробе.

С целью проверки воздействия драеров в повышенной дозировке провели испытания при 125 г/т. Результаты приведены в таблице 1 для 3-х выборочных драеров и сопоставимы с результатами остальных 12 образцов.

Таблица 1 – Результаты определения глубины осушки нефти

№	Проба	Исходная обводненность нефти, %	Дозировка драера, г/т	Время отстоя, ч	Остаточная обводненность, %	
1	Холостая	0,2	-	2	0,05	
				6	0,03	
2	Драер 1		25	2	0,05	
				6	0,03	
3	Драер 2		25	2	0,05	
				6	0,03	
4	Драер 3		25	2	0,05	
				6	0,03	
1	Холостая		0,7	-	2	0,27
					6	0,15
2	Драер 1			25	2	0,27
					6	0,16
3	Драер 2	25		2	0,35	
				6	0,15	
4	Драер 3	25		2	0,4	
				6	0,18	
1	Холостая	0,5		-	2	0,27
					6	0,21
2	Драер 1			125	2	0,3
					6	0,21
3	Драер 2		125	2	0,27	
				6	0,21	
4	Драер 3		125	2	0,3	
				6	0,27	

Результаты, приведенные в таблице 1, показывают, что введение различных драеров в дозировках от 25 г/т до 125 г/т не увеличивает глубину осушки нефти с указанными свойствами в заданных условиях подготовки.

В пробе без добавления драера (холостая), с применением только отстоя, температуры в присутствии базового деэмульгатора достигается та же глубина осушки, что и с применением драеров.

Интересным является факт, что холостая проба с исходной обводненностью 0,2 % масс. в лабораторных условиях в присутствии только

базового деэмульгатора (без его дополнительного дозирования, в дозировке, равной технологической) подвергается осушке до целевого уровня 0,05% масс. за 2 часа, в то время как при отстаивании в РВС данного эффекта не наблюдается.

Была выдвинута гипотеза возникновения данного эффекта. Как было отмечено ранее, сырая нефть характеризуется высоким газовым фактором, и, не смотря на многоступенчатую схему дегазации нефти при промышленной подготовке, в ее объеме может сохраняться газ, что было отмечено в лаборатории при получении проб нефти из РВС (проба газировала).

Предположительно, при отстаивании в РВС газ постепенно выделяется, при этом создавая флотационный эффект, который препятствует осаждению капель воды из нефти и, тем самым, не позволяет довести показатели нефти до товарных требований. В лабораторных условиях растворенный газ из малого объема пробы нефти выделяется практически сразу и при термостатировании холостой пробы данного негативного воздействия от выделения газа нет, поэтому ее остаточная обводненность достигает целевого значения уже через два часа отстаивания.

Таким образом, применение осушителей для рассматриваемого объекта неэффективно, что выявлено в результате лабораторных исследований. Возможной рекомендацией по предотвращению образования в РВС продукции с повышенным содержанием воды является увеличение степени дегазации нефти в сепараторах и контроль параметров работы концевой сепарационной установки подготовки нефти, с целью поступления в РВС полностью стабилизированной нефти.

ПОДХОДЫ К ВЫБОРУ ЭФФЕКТИВНЫХ ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОЙ КОНЦЕНТРАЦИИ СОЛЕОБРАЗУЮЩИХ ИОНОВ

Кунакова А.М., Пучина Г.Р.

Группа Компаний «Газпром нефть»
Puchina.GR@gazprom-neft.ru

Особенностью месторождений Восточной Сибири является высокая минерализация пластовой воды продуктивных объектов, и характеризуется значениями до 440 г/дм³. Пластовая вода Ботуобинского горизонта относится к крепким рассолам и богата в том числе ионами кальция (до 93 г/дм³), в свою очередь, промывочная вода с водозаборных скважин, используемая для обессоливания нефти до требований ГОСТ Р 51858-2020, содержит значительно количество сульфат-ионов (до 2,9 г/дм³). Высокая минерализация вод (до 100 г/дм³) сказывается на эксплуатации

оборудования, смешение вод приводит к выпадению сульфата кальция по системе подготовки нефти. Очистка оборудования установки подготовки нефти (УПН) от твердых отложений осуществлялась каждые две недели.

В таблице 1 приведены данные о состав твердых отложений, отобранных с печей УПН. Преобладающим видом отложений является сульфат кальция.

Таблица 1 – Состав отложений с печи УПН

Наименование показателей	Состав отложений, % (масс.)
Органическая часть	10
Неорганическая часть, в том числе:	90
Сульфат кальция	85
Глинистые частицы	4
Окислы железа	1

Образующиеся отложения на наземном оборудовании вызвали необходимость внедрения известных способов борьбы с отложениями сульфата кальция и разработки новых эффективных мер по предотвращению данного осложнения. На сегодняшний день на осложнённом объекте используются механические и химические методы удаления твердых отложений.

Данный материал посвящен особенностям подбора эффективного ингибитора солеотложений (ИС), известному как наиболее распространенному и эффективному методу борьбы с солеотложениями [1, 2]. Подбор ИС был осуществлен на модели воды, подготовленной на основании данных ионных составов пластовой воды и промывочной воды с водозаборных скважин (таблица 2).

Таблица 2 – Ионный состав пластовой и промывочной воды

Вода	Ионный состав вод, мг/дм ³							pH	ρ, кг/м ³
	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ , K ⁺	Fe _{общ}	Мин общ.		
Пластовая	352	265 240	93 500	13 150	46 530	228	438 981	3,5	1296
Промывочная	2 902	4 041	902	572	3 835	0,27	11 703	6,7	1008

Первоначально для определения наиболее склонной к образованию солей воды были проведены лабораторные исследования по смешению

пластовой и промывочной воды в соотношениях 5:95 10:90, 15:75, 20:80 с дальнейшим термостатированием и визуальной оценкой наличия осадка. По результатам тестирования, выявлено, что с увеличением доли пластовой воды растет вероятность к выпадению нерастворимых солей. В качестве модели для подбора ИС была принята модель воды, содержащая пластовую и промывочную воду в соотношении 20:80.

Было испытано более 40 ИС на основе фосфорорганических и полимерных соединений акрилового ряда, представленными отечественными производителями химических реагентов. Оценка сравнительной эффективности ИС предотвращения выпадения сульфат кальция в статических условиях проведены по методике [3], термостатирования при температуре подготовки нефти 75 °С в течение 6 часов.

Следующим этапом исследований был оценка эффективности действия ИС, основанная на изменении индукционного периода возникновения твердой фазы в объеме исследуемого раствора. Эксперимент проводили в течение 30, 60, 120 минут при 75 °С. Выявлено, что смеси промывочной и пластовой воды в присутствии ИС в эффективной концентрации находятся в стабильном состоянии в том числе в течение первых 30 минут, что позволяет обеспечить непрерывный технологический процесс подготовки нефти.

В результате проведенных экспериментов к опытно-промышленным испытаниям (ОПИ) рекомендовано с дозировками 100-180 г/м³ 8 ИС, предназначенных для защиты нефтепромыслового оборудования от сульфатных отложений.

Высокие концентрации рекомендованных ИС связаны с высокой минерализацией пластовой и промывочной воды. Качественно проведенные лабораторные испытания позволили достигнуть рекомендованным реагентам успешных результатов при ОПИ. В ходе работ наблюдалось стабилизация работы оборудования, реагенты позволяли увеличить межочистной период оборудования до 6 раз.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кашавцев В.Е., Гаттенбергер Ю.П., Люшин С.Ф. Предупреждение солеобразования при добыче нефти. М.: Недра, 1985. 215 с.
2. Jordan M.M., Mackey E.J. Scale control in deepwater fields: use interdisciplinary approach to control scale // World Oil. 2005. № 226. P.75-80.
3. NACE TM0374-2001 «Laboratory Screening Tests to Determine the Ability of Scale Inhibitors to Prevent the Precipitation of Calcium Sulfate and Calcium Carbonate from Solution (for Oil and Gas Production Systems)».

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕГРЕССИОННОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ОЦЕНКИ АНТИОКИСЛИТЕЛЬНОЙ АКТИВНОСТИ

¹Логинова М.Е., ²Колчина Г.Ю., ³Мовсумзаде Э.М.

¹АО НПФ Геофизика, 450097, г. Уфа, РБ, ул. Комсомольская 2/1

²Стерлитамакский филиал Уфимского университета науки и технологий,
453103, г. Стерлитамак, Россия, РБ, kolchin.av@mail.ru

³Уфимский государственный нефтяной технический университет,
450062, г. Уфа, Россия, eldarmm@yahoo.com

¹ufamel@yandex.ru

Любая сложная система в своем функционировании подчинена определенным законам: физическим, химическим, биологическим и т.п., причем, вполне возможно, что далеко не все законы известны (на сегодня). Если законы известны, то известны и количественные отношения, связывающие те или иные характеристики системы. Авторы создали математическую модель антиокислительных свойств S-, SE-содержащих пространственно-затрудненных фенолов с помощью адекватных уравнений (критерий – коэффициент детерминации). Теория планирования эксперимента (ТПЭ) позволяет при минимальном числе опытов получить математическую модель процесса и определить оптимальные пути его протекания. Основная цель ТПЭ – построение математической модели исследуемого в эксперименте процесса [1-4].

По результатам расчетов и экспериментальным данным были построены численные зависимости влияния концентраций – x_1 (% масс.конц), электрофильности x_2 на антиокислительную способность (Y) данных присадок к маслам в виде

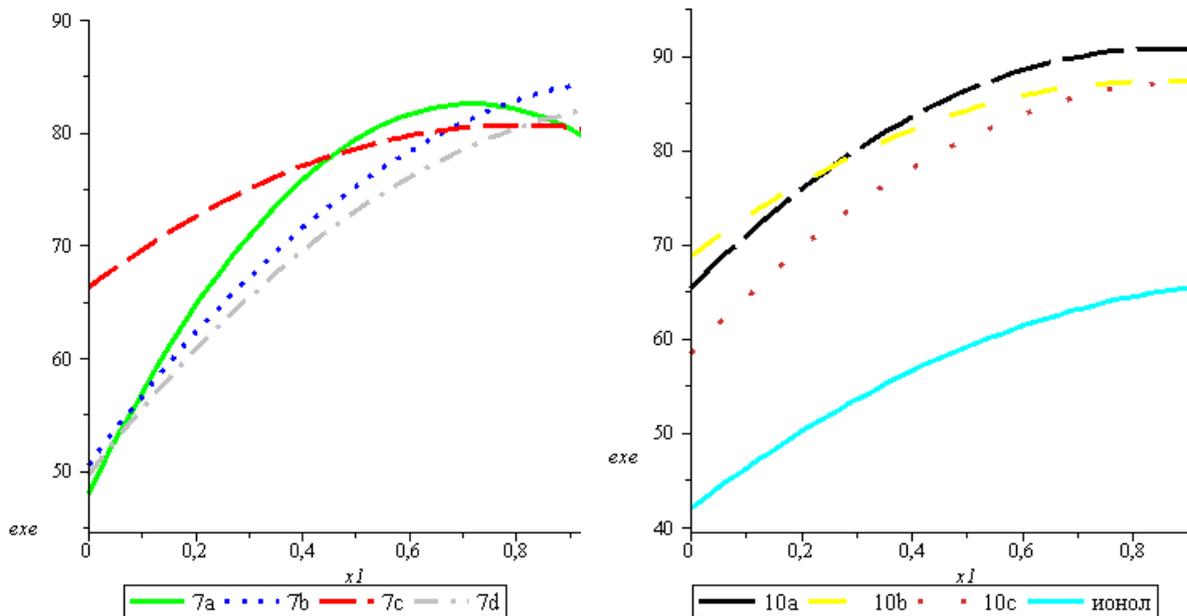
$$Y = A + Bx_1^2 + Cx_2 + Dx_1 \cdot x_2$$

В таблице представлены численные коэффициенты полученных зависимостей исследуемых образцов, где R^2 - коэффициент детерминации.

Соединение	A	B	C	D	R^2
a	-	-67	27.55	55.5	81
b	-	-30	29.37	37.5	91.5
c	-48.94	-22.11	65.31	20.28	94.78
d	-	-27.71	34.28	41.75	92
e	-	-34.5	32.38	29.4	96.6
f	-	-25.74	36.26	23.11	94.4
g	-	-33.96	33.64	36.11	96.6
h		-20.86	24.225	25.92	98.7

Данные уравнения позволяют наглядно увидеть изменение антиокислительной активности в зависимости от концентрации вещества.

По результатам полученных зависимостей (рисунок) наглядно видно, что введение метильной группы в *n*-положение бензольного кольца пространственно затрудненного фенола приводит к увеличению антиокислительной эффективности.



– содержащие S

– содержащие Se

Рисунок – Зависимости антиокислительной активности исследуемых присадок от их концентраций x_1

Для пространственно замещенных фенолов, содержащих Se в своем составе, наблюдается аналогичная тенденция. Так, замена метильной группы соединения **10b** на α -метилбензильную в соединении **10a** приводит к увеличению антиокислительной эффективности (до концентрации 0,3%), а для соединения **10c**, имеющего -S-Se-S-мостик в *n*-положении, эффективность меньше, чем для соединений **10a** и **10b**, что также объясняется возможными стерическими затруднениями для гидроксильной группы.

Проведенные исследования показывают, что Se-содержащие производные α -метилбензилфенола проявляют большую антиокислительную эффективность и являются эффективными ингибиторами смазочных масел и смазочно-охлаждающих жидкостей из-за наличия большего числа активных центров в данных молекулах и, следовательно, прерывая большее число цепей окисления, чем молекулы, имеющие дисульфидный мостик.

Эффективность пространственно-затрудненных фенолов обусловлена наличием объемных заместителей в *o*-положениях, оптимально экранирующих водород ОН-группы и, соответственно, малой активностью феноксильного радикала, образующегося в реакции с пероксидными

радикалами из ингибитора. Таким образом, в работе математическим моделированием наглядно представлено влияние концентраций присадок на их антиокислительную способность (рисунок). Получены эмпирические зависимости антиокислительной активности исследуемых присадок S- и Se-содержащих α -метилбензилбисфенолов и численным значением коэффициентов. Численным методом показана эффективность применения данных присадок на сравнении с широко применяемой присадки «ионол». Полученные значения структурных параметров соединений, рассчитанные методом UB3LYP/6-311++G(d,p) согласуются с экспериментальными данными (с точность 81%-98.7%) [5].

ЛИТЕРАТУРА

1. Логинова М.Е., Колчина Г.Ю., Бабаев Э.Р., Мовсумзаде Э.М. Реакционная способность бис[*n*- α -метилбензил-*m*-метил-2- гидроксифенил]дисульфидов и селенидов. Российский химический журнал, 2023. Т. 67. №3. С. 51-56.
2. Э.М. Мовсумзаде, Г.Ю. Колчина, С.Н. Гусейнова, Э.Х. Каримов, А.Ю. Бахтина, М.Е. Логинова, А.В. Колчин. Взаимосвязь биологической активности и расчетных параметров нитрилсиланов и нитрилсилоксанов. Известия высших учебных заведений. Серия: Химия и химическая технология. 2023, 2023. Т. 66. №5. С. 120-127.+ DOI: 10.6060/ivkkt.20236605.6749
3. Логинова М.Е., Мовсумзаде Э.М., Фаттахов М.М., Ахтямов Э.К., Четвертнев С.С. Развитие теорий подобия для физико-химических процессов //История и педагогика естествознания. 2022 № 4. С. 39-42. DOI:10.24412/2226-2296-2022-4-39-42
4. Мовсумзаде Э.М., Колчина Г.Ю., Каримов Э.Х., Шукурова Е.Г, Логинова М.Е. Экспериментальная работа как основной фактор инженерно-технического образования. // История и педагогика естествознания. 2023, №3-4, стр. 9-13.
5. Логинова М.Е., Колчина Г.Ю., Бабаев Э.Р., Каримов О.Х., Мовсумзаде Э.М. Использование математического моделирования для оценки антиокислительной активности S-, Se-содержащих пространственно затрудненных фенолов Известия высших учебных заведений. Серия: Химия и химическая технология, 2024, Т. 67. № 1. С. 89-96.

ВОЗМОЖНОСТИ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОЙ ХИМИИ ДЛЯ ОЦЕНКИ ИНГИБИРУЮЩИХ СВОЙСТВ РЕАГЕНТОВ

¹Логинова М.Е., ²Колчина Г.Ю.

¹АО НПФ Геофизика, 450097, г. Уфа, РБ, ул. Комсомольская 2/1

²Стерлитамакский филиал Уфимского университета науки и технологий, 453103, г. Стерлитамак, Россия, РБ, kolchin.av@mail.ru

¹ufamel@yandex.ru

Во время бурения неустойчивые породы из-за набухания и трения могут выпадать и осыпаться на стенках скважины, образуя каверны,

которые могут достигать двух или трех скважин в диаметре и несколько десятков метров по длине. Утрата устойчивости горных пород – одно из самых частых осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин.

Предположительно 65% всего комплекса осадочных пород, в которых сосредоточены основные фонды нефти и газа, содержатся в глинистых породах (аргиллиты, глины и глинистые сланцы). На устранение осложнений, связанных с обрушением стенок или их деформацией уходит около 26% производственного времени, а также расходуются дополнительные средства на материалы.

Конечной целью любого исследования является получение математического описания процессов в оптимальной области. Полученные таким способом математические модели могут быть использованы не только для выявления оптимальных режимов, но и как источник информации, необходимой для создания систем оптимального управления процесса или явления [1-3].

Ингибирующая способность – это способность бурового раствора предотвращать или замедлять процессы деформации в пространстве около ствола скважины, представленном легко гидратирующимися, смачиваемыми и набухающими глинистыми породами.

Известно, что одной из причин катионного обмена глинистых минералов (их реакционная способность – взаимодействие с реагентами) является возможность замещения ионами водорода наружных гидроксидов.

Органические реагенты понизители вязкости имеют ортодоксибензолную группу с двумя гидроксильными, скоординированными с атомом алюминия с образованием ковалентного соединения. Ионогенная группа молекулы реагента (карбоксилы, гидроксилы, сульфоны) окружена гидратной оболочкой, которая препятствует слипанию кристаллов глины между собой. Авторами предложена методика расчета эффективности таких реагентов, применяемых при промывке скважины, где критерием эффективности таких реагентов служит энергия и число связей, образующихся в процессе взаимодействия с активными центрами глины. В зависимости от числа водородных связей и геометрических условий координации вокруг полярных групп реагента может располагаться различное число воды.

Полученные при взаимодействии алюмосиликатов (глин) с органическими соединениями (лигносульфонатами, КМЦ, ПАЦ, ФХЛС) реагенты были полностью оптимизированы в рамках метода гибридного функционала плотности в базисе 6-311G+(d,p), рассчитаны их геометрические и электронные параметры.

Все расчеты выполнены с использованием квантово-химической программы Firefly (PC GAMESS (US)).

Пространственные ограничения в строении молекул препятствуют полной гидратации полярных групп. Действие реагента зависит от его

гидрофильности, толщины и прочности связанной воды, удерживаемой полярными группами или звеньями добавки, в свою очередь адсорбированной на поверхности глинистого материала [4-5].

ЛИТЕРАТУРА

1. Justification of the formulation of modified drilling mud for the construction of the transport part of wells with a horizontal termination in the fields of the north of western Siberia. Loginova M.E., Konesev G.V., Teptereva G.A., Movsumzade E.V., Babushkin E.M., Buyanova M.G. SOCAR Proceedings. 2022. № 3.

2. Логинова М.Е., Колчина Г.Ю., Мовсумзаде Э.М. Кинетика протекания мономолекулярной адсорбции реагентных систем // Известия высших учебных заведений. Серия: Химия и химическая технология. Том 66 № 4 (2023), с. 60-67. DOI <https://doi.org/10.6060/ivkkt.20236604.6750>

3. Логинова М.Е., Четвертнева И.А., Мовсумзаде Э.М., Ахтямов Э.К., Чуйко Е.В. Возобновляемое природное сырье – основа получения многофункциональных биополимерных реагентных систем для применения в нефтепромысловой химии // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. Т. 334 № 4 117–125

4. Логинова М.Е. Применение адсорбционных моделей для определения характеристик реагентов при равновесных процессах // Нефтегазохимия 2023. № 1. С. 11-14. DOI: 10.24412/2310-8266-2023-1-11-14

5. Мовсумзаде Э.М., Гусейнова С.Н., Мовсумзаде Н.Ч., Бабкина А.А., Логинова М.Е. Математическое измерение скорости химических реакций - важный процесс математизации. История и педагогика естествознания. 2024. № 1. С. 21-24.

ИСПЫТАНИЯ СМАЗОЧНЫХ КОМПОЗИЦИЙ НА ОСНОВЕ ПОЛИАЛКИЛЕНГЛИКОЛЕЙ ДЛЯ КОМПРЕССОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Лужецкий А.В., Нугаев С.Т., Галкина А.Н.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина,
119991, г. Москва, проспект Ленинский, дом 65, корпус 1
alexandragalkina14@gmail.com

Синтетические компрессорные масла представляют собой продукты, полученные путем химического синтеза. Чаще всего они производятся на основе полиальфаолефинов (ПАО), сложных эфиров двухосновных кислот, сложных эфиров многоатомных спиртов и полиалкиленгликолей (ПАГ).

Синтетические компрессорные масла применяются для смазки и охлаждения компрессоров в различных технологических системах, таких как холодильные, воздушные и промышленные компрессоры. Их целью является обеспечение эффективной работы компрессорных установок при

высоких температурах и нагрузках. Особенностью компрессорных масел на синтетической основе является их высокая устойчивость к экстремальным условиям [1], что позволяет обеспечивать долгий срок службы, надежную защиту и предотвращение износа компрессорного оборудования.

Использование синтетических компрессорных масел может привести к снижению энергопотребления и повышению эффективности компрессоров по нескольким причинам [2]: они обладают высокой термической стабильностью, при их использовании наблюдаются меньшие потери из-за трения, такие масла обладают улучшенной смазывающей способностью, а также стабильностью в условиях высоких давлений.

Целью настоящей работы являлось испытание отечественных композиций смазочных материалов для использования в винтовых маслозаполненных компрессорах, предназначенных для перекачивания попутного нефтяного газа. В качестве объектов исследования были выбраны оксиалкилированные этиленгликоли (ПАГ) различной молекулярной массой. Смазочные композиции по классификации ISO VG соответствуют классам вязкости от 68 до 270. Физико-химические свойства исследуемых продуктов оценивали стандартными методами. Результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Физико-химические характеристики исследуемых образцов

	Класс вязкости по ISO				
	68	85	100	150	270
Кинематическая вязкость при 40°C, сСт, ASTM D 445	68	85	100	150	270
Индекс вязкости, ASTM D 2270	178	203	217	235	236
Температура застывания, °C, ASTM D 97	минус 45	минус 45	минус 42	минус 40	минус 40
Температура вспышки в открытом тигле, °C, ASTM D 92	> 215	> 215	> 215	> 215	> 215
Коррозия на медной пластине, ASTM D 130, 5 ч. при 100°C	1A	1A	1A	1A	1A

По результатам, представленным в таблице 1, можно сделать вывод, что испытанные полиалкиленгликолевые смазочные композиции по своим физико-химическим характеристикам обеспечивают эффективную смазку

компрессорных систем благодаря высоким значениям индекса вязкости, температуре вспышки и антикоррозионным свойствам. Помимо этого, испытанные композиции обладают отличными низкотемпературными свойствами, что особенно важно для обеспечения стабильной работы оборудования в различных климатических условиях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Овчинников К. А. и др. Поведение высокополярных полиольных основ компрессорных масел в осложненных условиях // НефтеГазоХимия. – 2019. – №. 2. – С. 25-29.
2. Pettersson A. High-performance base fluids for environmentally adapted lubricants // Tribology international. – 2007. – Т. 40. – №. 4. – С. 638-645.

УСТАНОВЛЕНИЕ ПРИРОДЫ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА НЕФТЕПРОМЫСЛОВОМ ОБОРУДОВАНИИ

Миронов И.В., Малинин А.В., Ситдииков В.Д.

ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, 450006, +7(347)2936010 /
mail@bnipi.rosneft.ru
MironovIV1@bnipi.rosneft.ru

Одной из главных проблем, возникающих при добыче и транспортировке пластовых флюидов, является борьба с образованием минеральных осадков (солеотложений) на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования. Минеральные отложения, осажденные на тех или иных участках оборудования при транспортировке нефти, негативно влияют на срок их эксплуатации и часто приводят к ускорению протекания процессов коррозии. При этом для предотвращения образования солеотложений часто используют различные ингибиторы, отличающиеся компонентным составом, применяемым к конкретным условиям эксплуатации.

Минеральные отложения, осажденные на нефтепромысловом оборудовании, могут отличаться природой их образования. С одной стороны, природные отложения могут быть привнесены из пласта при добыче нефти, а с другой, могут осаждаться на внутрискважинном оборудовании при определённых условиях (техногенные). В этой связи, понимание природы образования солеотложений (природные / техногенные) является актуальной проблемой, решение которой помогает успешно бороться с ними, совершенствуя как процесс добычи флюидов, так и оптимизируя необходимый тип ингибиторной защиты.

В данной работе авторы предлагают использовать метод рентгеновского рассеяния для установления природы образования солеотложений на внутрискважинном оборудовании. В качестве примера, анализируется карбонат кальция, который является широко распространённым минералом в отложениях и может быть как природным, так и техногенным. Авторами впервые показано, что рентгеновские спектры природных и техногенных карбонатов кальция существенно отличаются друг от друга по ширине и интенсивности дифракционных линий. Установлено, что спектры природного карбоната кальция характеризуются узкими рефлексами с хорошим визуальным разрешением дублетов, а у его техногенного аналога дифракционные рефлекссы существенно уширены и имеют относительно низкую интенсивность.

Прецизионный анализ показал, что необычное строение рентгеновского спектра техногенного карбоната кальция связано с относительно малым размером зерен-кристаллитов и большими искажениями кристаллической решетки. Показано, что данные рентгеновского рассеяния о тонкой структуре минералов позволяют установить природу образования карбоната кальция на нефтепромысловом оборудовании. Для подтверждения результатов рентгеновского рассеяния также проведены дополнительные исследования с помощью метода растровой электронной микроскопии. Кроме того, показано, что предложенная методика имеет практическое применение, поскольку установление природы образования солеотложений позволяет эффективнее оптимизировать ингибиторы коррозии для защиты нефтепромыслового оборудования с точки зрения цены и качества.

ИЗУЧЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ НА ЧАЯНДИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

¹Усманова Ф.Г., ¹Пучина Г.Р., ²Давлетшина Л.Ф., ²Одемчук Д.В.,
²Климов Д.Н.

¹ООО «Газпромнефть НТЦ», 190031, Санкт-Петербург,
наб. реки Мойки, д. 75-79 лит Д, тел. +7(812)313-69-24

²РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, НОЦ «Промысловая химия», 119991, г. Москва, Ленинский проспект, дом 65, корпус 1,
тел. +7(915)357-01-85, e-mail: luchiad@mail.ru

В сырой нефти Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения (ЧНГКМ) содержится большое количество хлористых

солей в растворенном и кристаллическом виде, концентрация которых составляет от 10000 до 15000 мг/л. Для того, чтобы довести содержание хлористых солей в нефти до требуемого качества по ГОСТ 51858-2002 (до 90 мг/л), ее промывают промывочной водой из водозаборных скважин. Обводненность сырой нефти ЧНГКМ составляет 2-3 %. Пластовая вода не совместима с промывочной водой из водозаборных скважин, в результате чего при их смешении образуются нерастворимые в воде осадки солей. Ранее на установку подготовки нефти ЧНГКМ на промывку помимо воды из водозаборных скважин направлялась подтоварная вода из установки подготовки воды с минерализацией до 80000 мг/л. Такое решение было связано с дефицитом промывочной воды. На актуальной схеме блочно-модульной установки подготовки нефти (БМУПН), изображенной на рисунке 1, в качестве промывочной воды используется смесь воды из водозаборных скважин и пресной воды из карьера в объемном соотношении 1:1, минерализация смеси составляет до 5000 мг/л. Однако проблема с солеотложениями на БМУПН ЧНГКМ остается и требует решения.

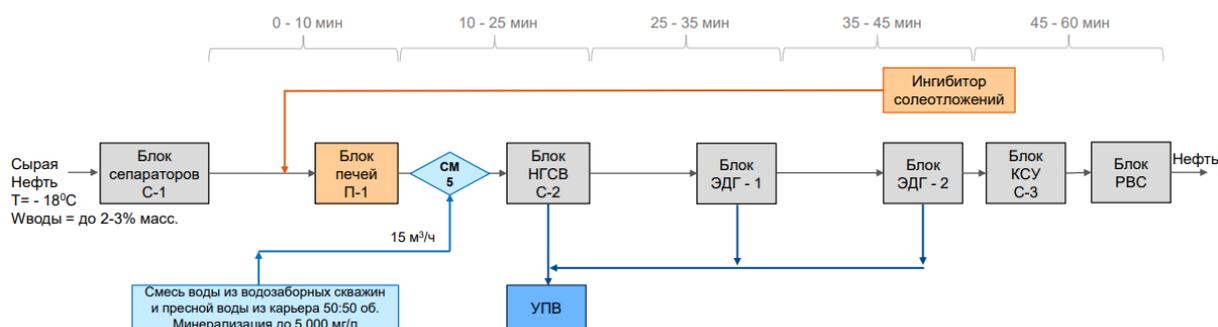


Рисунок 1 – Схема с подачей смеси воды из водозаборных скважин и пресной воды из карьера в объемном соотношении 1:1 на промывку нефти

С учетом известных данных расхода промывочной воды, представляющей собой смесь воды из водозаборных скважин и воды из карьера в объемном соотношении 1:1, на актуальной схеме подготовки нефти был произведен расчет соотношений промывочной и пластовой воды. Рассчитанный ионный состав смесей представлен в таблице 1. Данный ионный состав использовался для программного моделирования и для лабораторной оценки совместимости промывочной и пластовой воды при температуре 75°C в течение 24 ч.

Таблица 1 – Ионный состав смесей промывочной и пластовой воды

Наименование воды	Катионы					Анионы		
	Ca ²⁺ , мг/л	Mg ²⁺ , мг/л	Na ⁺ K ⁺ , мг/л	Fe _{общ} , мг/л	Cl ⁻ , мг/л	SO ₄ ²⁻ , мг/л	CO ₃ ²⁻ , мг/л	HCO ₃ ⁻ , мг/л
Пластовая : Промывочная = "1:2,65"	2547	296	1592	15	5977	1046	376	61
Пластовая : Промывочная = "1:1,69"	3317	288	1564	21	7268	907	510	53

В рамках работы были рассмотрены различные расчетные методики прогнозирования, такие как Дебая-Хюккеля, Скиллмена-Мак-Дональда-Стиффа, Ланжелле, Стиффа-Девиса, Оддо-Томсона. Произведено прогнозирование солеотложений на ионных составах промывочной, пластовой и подтоварной воды с использованием следующих программных методов моделирования: PVTsim Nova, PhreeQC Interactive, программного обеспечения (ПО), основанного на методике Оддо-Томсона.

Из трех рассмотренных программных продуктов наиболее подходящим ПО для моделирования смешения подтоварной, пластовой и промывочной воды ЧНГКМ является ПО PhreeQC Interactive, так как в ионном составе смешиваемых вод присутствуют ионы железа и карбонат-ионы, а выбранное ПО позволяет проводить расчеты с данными ионами. По результатам расчетного моделирования и лабораторных исследований выявлен риск выпадения солей, образующихся в оборудовании БМУПН, в частности карбоната и сульфата кальция.

Таким образом, расчетное моделирование и прогнозирование процессов солеобразования имеет огромное практическое значение, так как позволяет выявить возможные осложнения в нефтепромысловых системах и превентивно подобрать оптимальные решения для предотвращения солеотложений [1]. Следует отметить, что расчетное моделирование позволяет сократить количество лабораторных исследований, ускорить процесс анализа осложнений и выбора способа защиты.

На следующем этапе работы в лабораторных условиях была проведена оценка ингибирующей способности ингибитора солеотложения марки “ФЛЭК” на модели подтоварной воды при различных дозировках ингибитора. При максимальной дозировке 1%-го раствора ингибитора 200 мг/л эффективность ингибирования составила 92,9 %.

Из-за высокой концентрации солеобразующих ионов в воде и нестабильных параметров работы установки подготовки нефти, связанной с изменениями режимов работы и объемов воды для промывки, а также

разным составом воды, проблему образования отложений невозможно решить только применением ингибиторов. В системе УПН будет наблюдаться образование отложений и их постепенное накопление, в связи с чем потребуются проведение периодических обработок для их удаления. Основные методы включают конверсию осадка с последующим растворением продуктов реакции кислотой и воздействие хелатными агентами [2].

Хелатные соединения, такие как растворы этилендиаминтетрауксусной кислоты (ЭДТА), эффективно растворяют и связывают ионы кальция и бария в хелатные комплексы [3]. ЭДТА также применяется как хелатообразующий ингибитор солеотложения. Также разработаны растворители на основе ГЛДА (глутаминовая кислота-N,N-диуксусная кислота) и МГДА (метилглицин-N,N-диуксусная кислота), способные удалять карбонатные, сульфатные и сульфидные отложения [4].

В рамках дальнейших исследований планируется подбор оптимального состава удалителя сульфатных отложений, который обеспечивал бы их эффективное удаление.

ЛИТЕРАТУРА

1. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.;
2. Removal of Sulfate Ions from Calcium Oxide Precipitation Enrichment of a Rare Earth Leaching Liquor by Stirring Washing with Sodium Hydroxide / Qiang He, Fuguo Lai, Jiang Qiu, Yanfei Xiao // ACS Omega. – 2021. – №6. – С. 5209–5220.;
3. Murtaza, M., Alarifi, S.A., Rasm, M.Y. et al. Single step calcium sulfate scale removal at high temperature using tetrapotassium ethylenediaminetetraacetate with potassium carbonate. Sci Rep 12, 10085 (2022).;
4. MGDA technical brochure Dissolvine® M-40 Dissolvine® M-X : сайт. – URL: <https://www.nouryon.com/globalassets/inriver/resources/brochure-home-care-dissolvine-m40-mx-global-en.pdf> (дата обращения: 30.05.2024).

ПОВЕРХНОСТНОЕ МОДИФИЦИРОВАНИЕ МАЛОУГЛЕРОДИСТОЙ СТАЛИ ПРОИЗВОДНЫМИ ТИАДИАЗОЛА С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЕЕ КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ В КИСЛЫХ СРЕДАХ

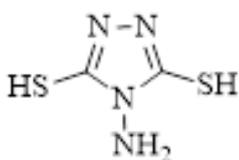
Плотникова М.Д., Щербань М.Г., Шумяцкая К.Ю., Шитоева А.Д.

Пермский государственный исследовательский университет,
614068, Россия, г, Пермь, ул. Букирева 15, e-mail: plotnikova-md@mail.ru

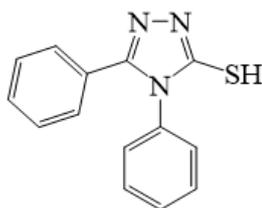
В последние годы одними из наиболее эффективных ингибиторов коррозии являются органические ингибиторы коррозии на основе

гетероциклических соединений. Эти молекулы содержат гетероатомы, такие как N, S и O, фенильные кольца, π -связи и различные функциональные группы [1, 2], которые обеспечивают значительное покрытие металлической поверхности и обеспечивают защиту от коррозии путем адсорбции на поверхности металла.

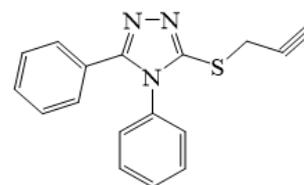
В работе были синтезированы и исследованы в качестве ингибиторов кислотной коррозии малоуглеродистой стали в 1 Н растворе серной кислоты производные 4Н-1,2,4-триазола: 4-амино-4Н-1,2,4-триазол-3,5-дитиол, 4,5-дифенил-4Н-1,2,4-триазол-3-тиол, 3,4-дифенил-5-(проп-2-ин-1-ил-тио)-4Н-1,2,4-триазол (образец 1, 2 и 3 соответственно).



Образец 1



Образец 2



Образец 3

Усложнение структуры молекул ингибитора приводит к неоднозначным результатам. С одной стороны, введение фенильных радикалов сопровождается снижением растворимости соединений в водных растворах, в то время как защитное действие снижается лишь в случае образца 2, а образцы 1 и 3 сохраняют свое высокое защитное действие. Так методом гравиметрических испытаний в течение 24 часов при концентрации исследуемых веществ 100 мг/л защитное действие в 1 Н растворе серной кислоты для образцов 1, 2 и 3 составило 92,2%, 86,5% и 93,8% соответственно. Однако, если сравнивать внешний вид стальной поверхности после гравиметрических испытаний, то при использовании образца 3 имеется большое количество питтинговых поражений, что говорит о неполной блокировке поверхности при адсорбции ингибитора. В то время как в случае использования образца 1, питтинговых разрушений на поверхности стали не обнаружено.

Зависимость защитного эффекта образца 1 от концентрации представлена на рисунке 1. Видно, что с ростом концентрации защитное действие ингибитора возрастает немонотонно, так в диапазоне концентраций 25 – 50 мг/л наблюдается резкий скачок с 12,2 до 77, 5%, а далее с 75 до 200 мг/л наблюдается менее выраженный рост защитного действия с 82,4 до 95,6%.

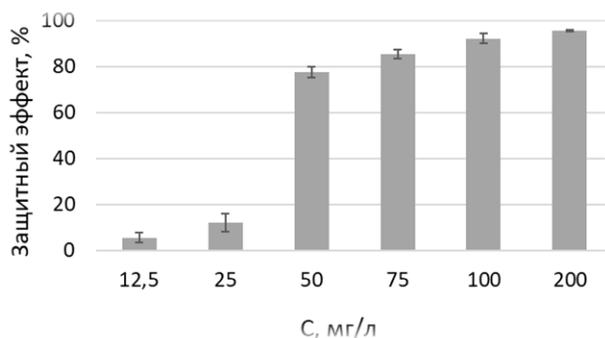


Рисунок 1 – Защитный эффект 4-амино-4Н-1,2,4-триазол-3,5-дитиола в 1 Н серной кислоте

При введении ингибитора краевой угол смачивания водой возрастает, что является свидетельством гидрофобизации поверхности. Дальнейшее немонокотное изменение краевых углов по мере роста концентрации ингибитора позволяет предположить образование ингибиторной плёнки [2], которое может носить немонослойный характер.

Образцы Ст3, извлеченные из 1 Н раствора серной кислоты, содержащего образец 1, продемонстрировали снижение углов смачивания водой с 87,1 до 82,8 при росте концентрации ингибитора от 12,5 до 200 мг/л соответственно.

Существование барьерного слоя ингибитора может быть подтверждено также расчетом свободной поверхностной энергии (СПЭ) и выделением ее составляющих. После выдержки образцов стали в ингибированных растворах наблюдается перераспределение компонентов СПЭ, что свидетельствует об изменении состояния поверхности, вызванном образованием защитной пленки.

ЛИТЕРАТУРА

1. H. L. Wang, H. B. Fan, J. S. Zheng. Corrosion Inhibition of Mild Steel in Hydrochloric Acid Solution by a Mercapto-Triazole Compound. Mater. Chem. Phys. – 2003. № 77. p. 655-661.
2. A. S. Al-Gorair, T. Al-Habal, R. El-Sayed, S. S. Al-Juaid, R. S. A. Hameed, M. Abdallah. Investigations of Non-Ionic Surfactants Derived from Triazoles and Pyrroles as Potent Corrosion Inhibitors for Carbon Steel in Hydrochloric Acid. International Journal of Electrochemical Science 2023, 18 (9), 100269.
3. Mittal K. L. Advances in Contact Angle, Wettability and Adhesion / K. L. Mittal. — San Francisco: John Wiley & Sons, 2018. — 440 p.

РАЗРАБОТКА РЕЦЕПТУРЫ УНИВЕРСАЛЬНОГО ИНГИБИТОРА КОРРОЗИИ ДЛЯ УСЛОВИЙ ВОДОВОДОВ И НЕФТЕСБОРНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПАО «СЛАВНЕФТЬ-МЕГИОННЕФТЕГАЗ»

Солодовникова М.С., Сайфутдинова Л.Р., Кунакова А.М.

Группа компаний «Газпром нефть»
Solodovnikova.MS@gazprom-neft.ru

Актуальной задачей при эксплуатации нефтегазовых месторождений является сохранение промышленного оборудования и трубопроводных систем в надлежащем состоянии как можно более длительное время. Наличие в технологических системах нефтепромыслов значительных объемов пластовой воды, а также ее высокая минерализация способствуют развитию ряда осложнений, которые приводят к нарушению нормального режима эксплуатации оборудования и его преждевременному выходу из строя. Наиболее серьезным и комплексным осложнением является коррозия. Несмотря на широкие экспериментальные исследования, проведенные в этой области, создание и исследование новых композиций ингибиторов коррозии (ИК) для решения этой проблемы является актуальным.

В 2021-2022 гг. ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ПАО «СН-МНГ») столкнулось с кратным ростом цен (более 50 %) на ингибиторы коррозии. Была выдвинута гипотеза о том, что разработка собственного ИК с последующей организацией производства реагента на сторонней площадке позволит снизить операционные затраты на химизацию в Обществе, обеспечить стабильность качества и сроков поставок.

В результате проведенного анализа информации по физико-химическим характеристикам флюидов, фоновым и рабочим скоростям коррозии по месторождениям Общества выявлено, что минерализация пластовой воды большей части месторождений составляет 17-25 г/л, реже встречаются направления с пластовой водой минерализации 35-43 г/л. В виду того, что разработанный ИК должен быть универсальным, предложены условия тестирования для усредненных составов воды с высокой и низкой минерализацией (таблица 1).

Таблица 1 – Химический состав пластовой воды месторождений ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

Среда	CaCl ₂	MgCl ₂ ·6H ₂ O	NaHCO ₃	NaCl	Минерализация, г/дм ³
№1	3,267	0,536	0,321	18,539	22,663
№2	3,142	1,200	0,907	32,645	37,894

Аналогично по содержанию основного коррозионного компонента – CO_2 , его концентрация в пластовой воде варьируется в широком пределе от 50 до 300 мг/л, поэтому к рассмотрению предложены две модели для тестирования ИК с содержанием CO_2 50-80 и 300 мг/л. Температура испытаний – 40 °С. Для условий системы нефтесбора (НС) испытания проводились в среде с обводненностью 90%.

С целью охвата рынка производителей и обоснованного выбора реагентов для защиты оборудования и трубопроводов системы ППД и НС произведен запрос производителям нефтепромысловой химии на предоставление образцов активных основ и концентратов ингибиторов коррозии для участия в лабораторных испытаниях, в результате которого было предоставлено 24 образца.

Разработка рецептуры ингибитора коррозии включала следующие этапы.

1. Определение растворимости активных основ и концентратов в различных растворителях.

2. Составление пробных композиций, определение их эффективности в условиях водоводов (системы ППД).

3. Выявление эффективных активных основ, доработка композиций.

4. Определение эффективности композиций ИК в модельных условиях систем ППД и НС.

5. Определение физико-химических характеристик ИК.

Определение эффективности исследуемых образцов осуществлялось электрохимическим методом, так называемым Bubble-тестом. Испытания реагентов проводились при начальной дозировке 30 г/м³. Пробные композиции ингибиторов коррозии, проявившие эффективности более 80 %, подвергались доработке и дальнейшему тестированию. Модификация рецептуры реагентов производилась за счет оптимизации концентрации активных основ (АО) и введения различных функциональных добавок, усиливающих защитное действие ингибиторов.

В результате проведенной работы установлено, что образцы 700/5, 700/6, 716/2 отвечают техническим требованиям ПАО «Газпром нефть» в части физико-химических, технологических и защитных свойств жидких ИК для защиты наземного оборудования и трубопроводов. Эффективная лабораторная дозировка образцов составляет 25 г/м³. Данную дозировку не стоит рассматривать как эффективную для условий промышленного применения, однако исходя из этого значения рассчитывались объемы компонентов ингибиторов коррозии, необходимые для запроса цен у производителей и оценки экономической эффективности проекта.

В таблице 2 представлен компонентный состав разработанных рецептур, рекомендованных к применению на объектах ПАО «СН-МНГ».

Таблица 2 – Компонентный состав ингибиторов коррозии

Компонентный состав	Содержание компонентов, %		
	700/5	700/6	716/2
Активная основа	30-40	30-40	25-35
Растворитель	55-65	50-60	55-65
Функциональные добавки	5-10	5-10	5-10

В качестве площадок для блендинга образцов ИК рассматривались:

- 1) АО «Опытный завод Нефтехим», г. Уфа;
- 2) ООО «НПЦ «Интехпромсервис», г. Альметьевск;
- 3) ООО «Кварт», г. Нижневартовск.

Выбор первых двух площадок обусловлен местоположением производственных мощностей по синтезу активных основ разработанных рецептур ИК (выбранные площадки являются производителями используемых в рецептуре активных основ). ООО «Кварт» является текущей производственной базой ПАО «СН-МНГ».

Технико-коммерческое предложение на активные основы запрашивалось с учетом стоимости тары и логистики. Дата поставки – 2024 год.

Экономический расчет показал, что стоимость производства ингибиторов коррозии по собственной рецептуре превышает закупочную стоимость базовых ИК в ПАО «СН-МНГ» в 2023 г., что связано, в первую очередь, с высокими ценами на сырьевые компоненты, предложенными производителями. Таким образом, при текущих исходных параметрах проект не является экономически рентабельным.

Снижение цен на сырьевые компоненты/услуги блендинга возможно за счет долгосрочного контрактования с гарантированным объемом не менее чем на 5 лет. Уменьшение стоимости ИК в расчете на годовую потребность возможно за счет снижения эффективной дозировки, подобранной в лабораторных условиях, с соблюдением требований по защитному эффекту ИК на объекте.

Выполненный экономический расчет требует ежегодного обновления с использованием актуальных исходных данных и сравнения его с текущей закупочной стоимостью базовых ИК в ПАО «СН-МНГ» для обоснования рентабельности производства ИК по собственной рецептуре.

ВЛИЯНИЕ МЕТОДА ЛАБОРАТОРНЫХ ИСПЫТАНИЙ НА ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ

Стоцкая О.А., Ракутько А.Г.

БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»,
246007, г. Гомель, ул. им. Чонгарской Дивизии, 18,
тел.: +375(232) 79-32-71, E-mail: o.stotskaya@beloil.by

Важным этапом в применении ингибиторной защиты скважинного оборудования от солеотложений является этап лабораторных испытаний ингибиторов солеотложений (ИСО), который позволяет оценить их эффективность, определить дозирочную концентрацию для объекта, на котором планируется ее внедрение. Последствия выбора малоэффективного ИСО, переоценка или недооценка его дозирочной концентрации могут приводить к большим материальным затратам не только в процессе применения, обусловленным избыточным расходом, но и высоким затратам на ремонт скважинного оборудования в случае отказа скважины по причине солеотложений, к значительным потерям в добыче нефти [1].

В нефтяной отрасли единого стандартизированного метода испытаний ИСО не существует. В основе всех методов испытаний лежит моделирование процессов осадкообразования, происходящих в скважине. Применяемые методы лабораторных испытаний очень похожи и условно разделяют на статические и динамические.

Статические испытания применяются как приближенный метод оценки сравнительной эффективности ИСО. При выборе ингибитора для непрерывного дозирования после проведения статических испытаний, по результатам которых определяют наиболее эффективный ингибитор, проводят динамические испытания с применением устройства, называемого динамической петлей солеотложений (DSL - Dynamic Scale Loop) [2,3].

На основании системного анализа научно-технической литературы по теме динамических лабораторных испытаний ИСО, применяемых при добыче нефти и газа, с применением динамической установки DSL РМАС разработаны методика определения эффективной концентрации ИСО для предотвращения выпадения карбоната кальция в условиях месторождения и методика определения сравнительной эффективности ИСО.

Суть разработанных методик заключается в прокачке с постоянным расходом 2-х несовместимых синтетических рассолов (катионного и анионного) через катушку капиллярной трубки при заданных постоянных температуре и давлении, соответствующих термобарическим условиям скважины (рисунок 1). При смешении рассолов на поверхности капиллярной трубки откладывается осадок карбоната кальция, который уменьшает ее внутренний

диаметр и вызывает рост давления жидкости на входе в капилляр. Рост разности давлений используется в качестве меры интенсивности осадкообразования карбоната кальция. Если ингибитор, добавленный к пересыщенному смешанному рассолу, предотвращает выпадение осадка, то возрастания давления в капиллярной трубке не происходит. Для определения минимальной концентрации ингибитора его концентрацию последовательно снижают до тех пор, пока дифференциальное давление снова не начнет нарастать.

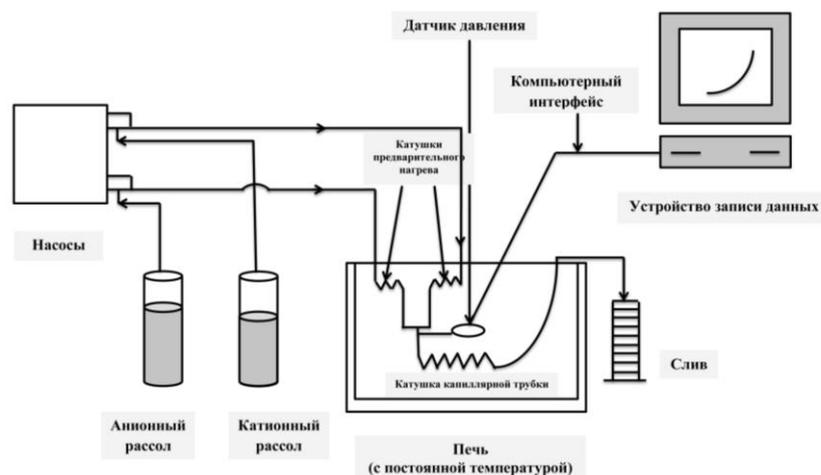


Рисунок 1 – Схематическое изображение устройства DSL

Рассолы для испытаний готовят на основании данных химического анализа водной фазы из нефтепромысловой системы, которую моделируют. Чтобы осадкообразование происходило в капилляре, а не в объеме раствора, отдельно готовят катионный и анионный рассолы, которые при смешивании в соотношении 1:1 моделируют требуемый состав воды.

Общая скорость потока (смешанного катионного и анионного) в условиях испытаний устанавливается в соответствии с расчетными данными линейной скорости потока в скважине, для которой используют параметры дебита жидкости и внутренний диаметр НКТ.

Согласно разработанной методике определения сравнительной эффективности ИСО карбоната кальция проведены лабораторные испытания 15 наименований реагентов различного состава, которые показали, что ИСО, произведенные в РФ, имеют химический состав активных основ, который представлен либо оксиэтилендифосфоновой кислотой и ее производными, нитрилотриметилфосфоновой кислотой, аминофосфонатами, либо их смесями, а также близкую ингибиторную эффективность. Минимальные ингибиторные концентрации для ИСО, прошедших испытания на моделях вод нефтяных месторождений Припятского прогиба, составляют от 5 до 15 г/м³, зависят от концентрации активной основы, которая составляет от 15 – до 40 %.

В соответствии с методикой определения эффективной концентрации ИСО для предотвращения выпадения карбоната кальция в условиях месторождения проведены лабораторные испытания по определению дозирочных концентраций ингибиторов СНПХ-5313-С и Химтехно-510В для шести добывающих скважин месторождений НГДУ «Речицанефть». Проведен сравнительный анализ результатов, полученных согласно статическому и динамическому методам испытаний, который показал, что дозирочные концентрации ИСО, определенные согласно динамическому методу с применением установки DSL РМАС, ниже концентраций, определенных согласно статическому методу.

Проведен промысловый этап отработки предлагаемой технологии подбора эффективной дозировки ИСО на скважине № 106 Мармовичского месторождения. По результатам лабораторных динамических испытаний были выданы рекомендации для НГДУ «Речицанефть» о снижении концентрации ИСО со 150 до 100 г/м³. За период испытаний наработка ЭЦН составила 493 суток, из них последние 340 суток работа со сниженной дозировкой ингибитора. Мониторинг параметров установки электроцентробежного насоса на скважине показал, что при снижении дозирочной концентрации реагента СНПХ-5313-С со 150 г/м³ до 100 г/м³ защита подземного оборудования от карбонатных солеотложений сохраняется на прежнем уровне.

Таким образом, разработанная методика позволяет оптимизировать дозирочные концентрации ИСО и, соответственно, повысить экономическую эффективность ингибиторной защиты за счет уменьшения годового объема закупаемых реагентов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Graham G.M., Collins I.R., Stalker R. and Littlehales I.J. The Importance of Appropriate Laboratory Procedures for the Determination of Scale Inhibitor Performance // SPE 74679 (paper presented at the International Symposium on Oilfield Scale, Aberdeen / United Kingdom, 30-31 January, 2002).
2. Малкольм А. Келанд. Промысловая химия в нефтегазовой отрасли: пер. с англ. яз. 2-го изд.; под ред. Л.А. Магадовой. – СПб.: ЦОП «Профессия», 2015. – 126с.
3. Dynamic Scale Inhibitor Evaluation Apparatus and Procedures in Oil and Gas Production // NACE Int. Publ. 31105, – 2005.

5. Применение водорастворимых полимерных материалов в процессах эксплуатации нефтяных месторождений

ГЕЛЕОБРАЗУЮЩАЯ КОМПОЗИЦИЯ НА ОСНОВЕ ОБРАТНОЙ ЭМУЛЬСИИ ДЛЯ СЕЛЕКТИВНОЙ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКОВ В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ

Силин М.А., Магадова Л.А., Аксенова Св.В.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
119991, г. Москва, проспект Ленинский, дом 65, корпус 1,
e-mail: aksenova.s@gubkin.ru

Одним из перспективных реагентов с точки зрения применения в технологиях селективной изоляции водопритока в добывающих скважинах является гидролизированный полиакрилонитрил (ГИПАНа) и композиции на его основе.

Среди электролитов, вызывающих коагуляцию гидролизованного полиакрилонитрила с образованием осадка или эластичного геля можно отметить преимущественно хлориды кальция, магния, железа (II), бария, перманганат калия. Возможна также коагуляция ГИПАНа соляной кислотой. Оценке влияния осадителей на коагуляцию ГИПАНа посвящен ряд работ [1-3].

При взаимодействии с нефтью коагуляции ГИПАНа не происходит. Данный механизм позволяет применять гидролизированный полиакрилонитрил в технологиях ограничения водопритока для селективной изоляции обводненных пропластков [4-6].

На свойства геля или осадка, образующегося при взаимодействии гидролизованного полиакрилонитрила с различными осадителями, влияет множество факторов – от концентрации полимера и природы осадителя до массообмена между полимером и осадителем (рисунок 1).



Рисунок 1 – Факторы, влияющие на свойства геля и осадка ГИПАНа

На основании имеющихся данных о применении подобных технологий в добывающих скважинах становится очевидным, что на эффективность обработки напрямую влияет общая минерализация пластовых вод, в частности, суммарное содержание катионов кальция и магния. Поэтому составы на основе ГИПАНа, как правило, применяют на объектах с общей минерализацией не менее 50 г/л. Технологии включают обязательную предварительную промывку скважины (во избежание преждевременного гелеосадкообразования ГИПАНа), закачку раствора полимера и раствора хлористого кальция, разделенных буферной жидкостью.

Основным недостатком известных технологий является то, что образование изолирующего экрана в виде гель-осадка при взаимодействии полученного состава с пластовой водой, содержащей ионы поливалентных металлов, происходит практически мгновенно. Таким образом, возможно преждевременное осадкообразование и формирование гель-осадка в стволе скважины, что осложняет технологию проведения водоизоляционных работ.

Существующие технологии ограничения водопритока на основе гидролизованного полиакрилонитрила не позволяют проводить обработку на удалении от скважины, а также требуют применения технологических решений для исключения преждевременного осадкогелеобразования в скважине.

Поэтому целью настоящей работы является разработка гелеобразующей композиции в виде обратной эмульсии для изоляции водопритоков в добывающих скважинах на объектах с высокой минерализацией пластовых вод, обладающей физической и химической селективностью и обеспечивающей снижение проницаемости только водонасыщенных интервалов.

В работе представлены результаты лабораторных исследований по подбору концентрации полимера и сшивающего агента. Изучено влияние различных факторов на коагуляцию ГИПАНа. Проведены реологические исследования разработанной композиции и исследования эмульсий на термостабильность. Проведены фильтрационные испытания разработанной композиции на насыпных моделях пласта с использованием реальных пластовых флюидов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Коломиец А.М. Исследование закономерностей, влияющих на кольматирующие свойства полимерных промывочных жидкостей // Известия высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион. Технические науки – 2011. – №3. – С. 98-101.
2. Laboratory grounding of waterproofing sealant based on acrylic polymers / D. A. Batalov, V. V. Mukhametshin, G. S. Dubinskiy, V. E. Andreev // International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering, IPDME 2018: issue 4. Mining Machines, Technologies of Processing and Transportation,

Saint-Petersburg, 12–13 апреля 2018 года. – Saint-Petersburg: Institute of Physics Publishing, 2018. – P. 042003.

3. Разработка перспективного органо-гибридного состава на основе модифицированного полиакрилонитрила при проведении ремонтно- изоляционных работ в скважинах / А. С. Гумерова, Р. Н. Якубов, Л. Е. Ленченкова, Д. А. Илаш // Наука. Инновации. Технологии. – 2019. – № 2. – С. 7-22.

4. Cheng, X., Liu, K., Li, Z., Wu, Q., Duan, W., & Guo, X. (2017). Effects of ammonium hydrolyzed polyacrylonitrile on oil-well cement slurry. *Journal of Materials in Civil Engineering*, 29(9).

5. Дубинский, Г. С. Технологии воздействия на карбонатный коллектор с целью ограничения водопритока и интенсификации добычи нефти / Г. С. Дубинский // Вестник Академии наук Республики Башкортостан. – 2020. – Т. 34, № 1(97). – С. 48-58.

6. Байкова Е.Н., Муслимов Р.Х. Опыт применения технологий ограничения водопритока и ремонтно-изоляционных работ в трещиноватых карбонатных коллекторах // Георесурсы. – 2016. – Том 18. – №3. – С. 175-185.

ПОЛИМЕРНЫЕ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИЕ СОСТАВЫ ДЛЯ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

Кладова А.В.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, 628485, Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г. Когалым, ул. Центральная, 19/17
8(34667) 62649, Anna.Kladova@lukoil.com

Для борьбы с обводнением пластов в качестве тампонирующих материалов используют осадкообразующие, гелеобразующие, отверждающиеся составы. Технологии блокировки водопритока подбираются в зависимости от степени сложности и целей ремонтно-изоляционных работ (РИР) с учетом фильтрационно-емкостных свойств пласта, положения фронта вытеснения, свойств пластовых флюидов и др.

В работе рассмотрено применение сшитых полимерных систем на основе полиакриламида (ПАА) в качестве водоизолирующих составов, так как они обладают рядом преимуществ – низкая вязкость раствора до структурообразования, способность формировать прочные и устойчивые к механическим нагрузкам гели, вязкоупругие и вязкопластичные свойства гелей за счет чего они эффективно изолируют водонасыщенные каналы в высокопроницаемых зонах пласта.

В результате гелеобразования происходит структурирование макромолекул полимера в пористой среде с образованием геля. В зависимости от выбранного структурирующего агента и концентрации компонентов могут быть получены вязкоупругие системы с различными

характеристиками, адаптированными к технологическим процессам добычи нефти.

В таблице представлены результаты испытаний полимерных гелеобразующих систем с концентрацией загустителя 0,5-2,0 %, в качестве сшивателя использовали ацетат хрома (III) в соотношении 1 к 10. После полного гелеобразования определяли индекс композиции по 10-бальной шкале от вязкого раствора до резиноподобного геля. Коэффициент термостойкости рассчитывали по измерению вязкостных свойств гелей в результате выдержки при 64 °С в течение 30 дней.

Таблица – Гелеобразующая способность и термостабильность полимерных композиций

Показатель	Концентрация ПАА, %			
	0,5	1,0	1,5	2,0
Время гелеобразования, ч	1,5-2,5	1,0-2,0	0,7-1,7	0,5-1,5
Фотоизображение после гелеобразования				
Описание	Индекс V	Индекс VIII	Индекс IX	Индекс IX
Фотоизображение через 30 дней выдержки				
Синерезис, %	0	10	15	25

В ходе термостатирования визуально зафиксировано отделение свободной водной фазы из объема геля в полимерных композициях с содержанием загустителя 1,0-2,0 %. Синерезис полимерных композиций через 30 дней выдержки составляет 10-25 % в зависимости от концентрации компонентов в системе. Коэффициент термостойкости сшитых полимерных систем составляет 1,0-1,6 д. ед. для концентрации полимера 0,5-2,0 % соответственно. Увеличение вязкостных свойств композиций связано с усадкой и упрочнением гелей вследствие отделения водной фазы.

Сшитые полимерные составы не смешиваются с нефтяной фазой и не оказывают влияния на состояние водонефтяной эмульсии (рис.).



Рисунок – Внешний вид сшитой полимерной системы при контакте с нефтяной эмульсией

Варьируя концентрацию компонентов в системе возможно получить гелеобразные композиции с различными свойствами. Увеличение концентрации компонентов в системах, применяемых в методах ПНП, способствует повышению структурно-механических свойств гелей с целью использования полученных составов для РИР.

ЛИТЕРАТУРА

1. Seright, R.S., Lane, R.H., Sydansk, R.D., (2003) A Strategy for Attacking Excess Water Production, SPE Production and Facilities, Vol. 18, No. 3, pp. 158-169.
2. Земцов Ю.В. Развитие и совершенствование ремонтно-изоляционных работ на месторождениях Западной Сибири. – СПб.: Недра, 2014. – 319 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СТЕПЕНИ ГИДРОЛИЗА ПОЛИАКРИЛАМИДА НА ПАРАМЕТРЫ ПРОВЕДЕНИЯ АМПЛИТУДНОГО ТЕСТА ОСЦИЛЛЯЦИОННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Потешкина К.А., Крисанова П.К., Сидорова Е.Ю.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
119991, г. Москва, Ленинский пр-т., дом 65, корп. 1
sidorova2002@mail.ru

Постоянно растущий спрос на энергоресурсы стимулирует развитие новых технологий в нефтегазовой отрасли. Одним из перспективных направлений является применение полимерных реагентов, которые позволяют оптимизировать различные технологические операции в нефтегазодобыче. Полиакриламид (ПАА) – один из наиболее

востребованных полимеров в данной сфере. Уникальные реологические свойства ПАА позволяют эффективно использовать его в жидкостях для глушения скважин, гидравлического разрыва пласта, буровых растворах и технологиях повышения нефтеотдачи [1].

Результативность технологической операции напрямую зависит от реологических свойств используемых технологических жидкостей, что обуславливает необходимость их комплексного анализа, осуществление которого возможно при использовании осцилляционной реологии.

В режиме осцилляционных исследований измерительная система, представляющая собой цилиндры определенной конфигурации, осуществляет колебательные движения с заданной частотой и амплитудой. В зависимости от этого различают амплитудные и частотные тесты, которые позволяют получить зависимость модуля упругости и модуля вязкости от величины деформации и частоты, соответственно. Модуль упругости отражает способность материала к упругой деформации под нагрузкой и характеризует его твердую составляющую. Модуль вязкости, напротив, определяет уровень рассеивания энергии в материале и свидетельствует о его вязкотекучем поведении [2].

В настоящее время нет общепринятой методики проведения осцилляционных исследований, а также четких зависимостей между характеристиками материала и параметрами эксперимента. Отсутствие стандартизированной методики создает значительные трудности и высокий уровень недоверности в интерпретации и сравнительном анализе экспериментальных данных осцилляционных исследований.

В работе изучалось влияние степени гидролиза образцов гидролизованного полиакриламида (ГПАА) на параметры амплитудного теста осцилляционных исследований.

Осцилляционные тесты проводились на приборе Anton Paar MCR72 с использованием измерительной системы двух коаксиальных цилиндров. Объектом исследования являлись 0,5% масс. водные растворы образцов ГПАА с различными показателями степени гидролиза (СГ) и близкими значениями молекулярной массы (ММ) – образец №1 (СГ 9% и ММ 14 млн Да); образец №2 (СГ 16,5% и ММ 15 млн Да).

При исследовании растворов гидролизованного полиакриламида первоначальным тестом проводилась амплитудная развертка для определения области линейных вязкоупругих свойств (region of linear viscoelastic properties – LVE) и точки течения.

По полученным результатам амплитудных тестов образцов ГПАА для определения влияния степени гидролиза полимера на параметры проведения исследования была составлена таблица 1.

Таблица 1 – Полученные результаты величины диапазона линейных вязкоупругих свойств для растворов ГПАА №1 и №2 в концентрации 0,5% масс.

Показатель	Полимер №	Частота, Гц					
		0,05	0,5	1	1,6	3	8
Диапазон LVE, %	1	5-100	5-100	5-100	5-100	5-100	5-10
Диапазон LVE, %	2	5-100	5-100	5-100	5-100	5-100	5-100
Точка течения, %	1	298	485	499	498	380	13
Точка течения, %	2	217	461	484	454	282	156
G' (100%), Па	1	4,57	7,33	8,24	8,81	8,87	3,43
G'' (100%), Па		2,59	3,22	3,40	3,61	4,12	6,28
G' (100%), Па	2	2,25	3,68	4,23	4,60	5,07	7,14
G'' (100%), Па		1,77	1,91	2,23	2,40	2,89	4,48

Значения модулей упругости (G') и вязкости (G'') возрастают с уменьшением степени гидролиза полимера. Наибольшее значение области LVE от 5% до 100% наблюдается в диапазоне частот от 0,05 Гц до 3 Гц для всех исследуемых растворов. При частотах выше (8 Гц) раствор полимера №1 (СГ 9%) подвержен разрушению структуры, что объясняется превышением значений модуля вязкости над модулем упругости. Таким образом, с уменьшением степени гидролиза полиакриламида сокращается диапазон частот для проведения амплитудного теста.

В рамках дальнейших исследований планируется провести серию частотных осцилляционных тестов с растворами полиакриламида. Полученные данные позволят создать универсальную методику осцилляционных исследований, которая будет применима к растворам полиакриламида различных видов и концентраций.

ЛИТЕРАТУРА

1. Толстых Л.И. Полиакриламид в процессах нефтегазодобычи: учебное пособие / Л.И. Толстых, Л.Ф. Давлетшина, К.А. Потешкина. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2023. – 136 с.
2. Малкин А.Я., Исаев А.И. Реология: концепции, методы, приложения / Пер. с англ. – СПб.: Профессия, 2007. – 560 с.

СРАВНЕНИЕ МОДИФИЦИРОВАННЫХ ПОЛИАКРИЛАМИДОВ РАЗНОГО СТРОЕНИЯ

Давлетшина Л.Ф., Потешкина К.А., Газалеева Л.Р., Ян Цзэхун

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 119991, г. Москва,
пр-т Ленинский, дом 65, корпус 1, +7 (499) 507-88-88/com@gubkin.ru
luchiad@mail.ru

До недавних времен при реализации технологии полимерного или ПАВ-полимерного заводнения в качестве загущающего реагента применялся гидролизированный полиакриламид [1]. Однако стабильность данного полимера ухудшалась при повышении температуры или минерализации пластовых вод. На сегодняшний день на рынке представлены модифицированные полиакриламиды, стойкость которых намного выше гидролизованного. Как указывает производитель, благодаря адаптации полимеров их границы применимости расширились, но возникает необходимость проведения входного контроля для подтверждения состава и исследования их стабильности в осложненных условиях пласта.

Целью исследования являлось сравнение и подтверждение составов полиакриламидов, стойких к осложненным условиям пласта. Объектами исследований стали два образца, заявленные производителями как гидрофобно-модифицированный (образец 1) и сульфированный (образец 2).

В ходе исследований был проведен входной анализ, по результатам которого выявлено, что образец 1 обладает меньшей молекулярной массой – 4 млн. Да, однако его вязкостные свойства намного выше, чем у образца 2, молекулярная масса которого равна 12 млн. Да (рисунок 1). Время растворения образца 1 (80 минут) меньше образца 2 (180 минут).

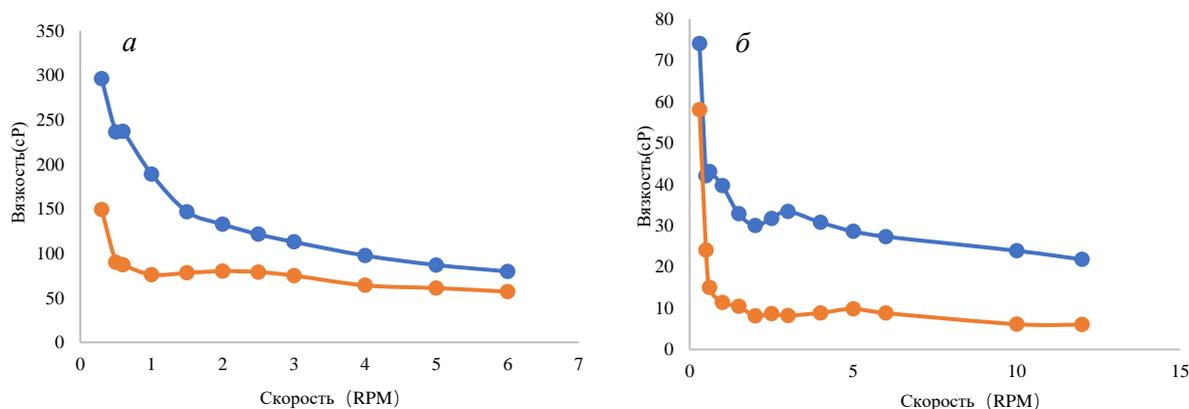


Рисунок 1 – Кривые вязкости образцов в а) низкоминерализованной и б) высокоминерализованной водах (на графике: синяя линия – образец 1, оранжевая линия – образец 2)

При проведении ИК-Фурье спектроскопии образцов полиакриламида были выявлены характерные пики при волновых числах 1408, 1446, 1604, 1649, 1593 см^{-1} , а также пик первичного амида 1616 см^{-1} . Сульфогруппы были обнаружены, но пики не интенсивные и не явные, при волновом числе 610-700 см^{-1} обнаружена S-O связь, при волновом числе 570-600 см^{-1} обнаружена C-S связь (рисунок 2) [2].

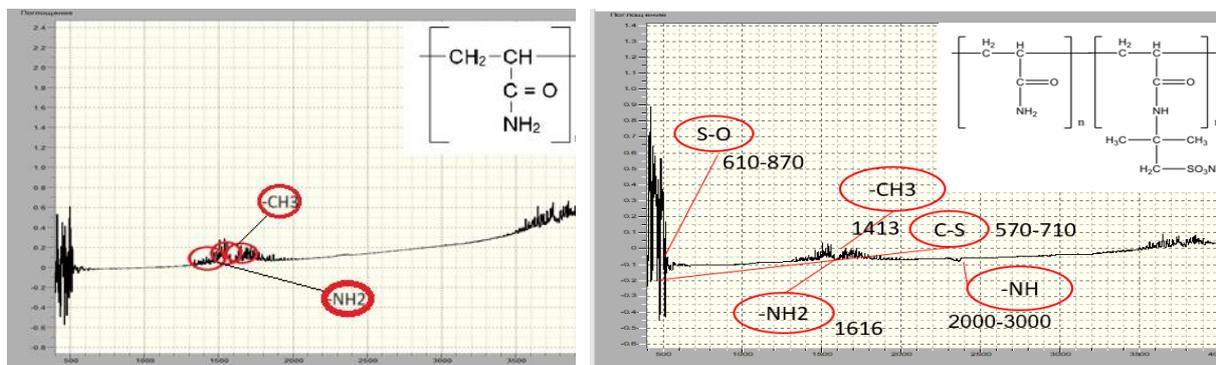


Рисунок 2 – Спектры поглощения образцов 1 и 2 соответственно

По результатам проведенных работ можно сделать вывод, что состав образцов подтверждается. Время растворения и молекулярная масса образца 1 меньше, чем у образца 2, однако он обладает более высокими вязкостными свойствами и стабильностью при повышении температуры или минерализации воды.

ЛИТЕРАТУРА

1. Толстых, Л.И. Полиакриламид в процессах нефтегазодобычи: учебное пособие / Л.И. Толстых, Л.Ф. Давлетшина, К.А. Потешкина. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2023
2. Т. Л. Лебедева, О. И. Мальчугова, Л. И. Валуев, Н. А. Плата ИК-Фурье-спектроскопическое изучение гидрофильно-гидрофобного баланса в водных растворах N-алкилзамещенных полиакриламидов // ВМС. Серия А. 1992. №9.

ОСОБЕННОСТИ РЕОЛОГИИ И ФИЛЬТРАЦИИ ГИДРОГЕЛЕЙ ПОЛИАКРИЛАМИДА С ДИСПЕРСНЫМИ НАПОЛНИТЕЛЯМИ В ТРЕЩИНАХ

¹Ленченкова Л.Е., ¹Якубов Р.Н., ²Бабаев А.И., ²Гахраманова З.О.

¹Уфимский государственный нефтяной технический университет, 450064,
Уфа, ул. Космонавтов 1, info@rusoil.net

²НИИ "Геотехнологические Проблемы Нефти, Газа и Химия", AZ1010,
Баку, ул. Диляры Алиевой, 227, info@gprog.az
E-mail: lenchenkoval@mail.ru

Большая часть длительно разрабатываемых нефтяных месторождений РФ характеризуется высокой обводнёностью. Данные обстоятельства обуславливают необходимость проведения водоизоляционных работ [1]. В качестве изоляционных составов повсеместно применяются композиции на основе полиакриламида сшитого ионами Cr^{3+} - сшитые полимерные системы (СПС). При размещении таких составов в зоне водопритока образуются малоподвижные гели за счёт формирования сетчатой структуры [2]. Основная задача данной работы заключалась в повышении эффективности размещения гелеобразующих систем на основе СПС в трещинах карбонатных коллекторов с целью ограничения водопритоков [3]. Для обеспечения высоких технологических эффектов от применения рассматриваемого процесса необходимо сохранение стабильно высоких прочностных характеристик тампонирующих составов. Наряду с этим известно, что при фильтрации последних в поровом пространстве происходит механическая деструкция СПС, которая в свою очередь снижает эффективность их применения для водоизоляции.

В работе приведены экспериментальные исследования гидрогеля, обладающего высокими реологическими характеристиками и, как следствие, высоким фактором остаточного сопротивления при его фильтрации в трещине. Установлено, что при добавке твёрдой дисперсной фазы в гидрогель заметно повышаются его прочностные свойства [4]. Также приведены результаты исследований кинетики гелеобразования СПС с наполнителем и их структуры на основе тщательного изучения реологического поведения при фильтрации в трещине.

ЛИТЕРАТУРА

1. Якубов Р.Н., Стрижнев В.А., Ленченкова Л.Е., Телин А.Г. Методические аспекты повышения эффективности ремонтно-изоляционных работ. Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. № 4 (126). С. 50-59.

2. Нигматуллин Э.Н., Акчурин Х.И., Ленченкова Л.Е. Обоснование механизма гелеобразования в растворах полисиликатов натрия при действии кислот. Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2012. № 3. С. 375-383.
3. Стрижнев В.А., Арсланов И.Р., Ратнер А.А., Фахреева А.В., Политов А.А., Ленченкова Л.Е., Журавлев А.С., Телин А.Г. Разработка новых тампонажных составов для проведения изоляционных работ в скважинах трещиноватых коллекторов. Нефть. Газ. Новации. 2021. № 3 (244). С. 26-31.
4. Ахметов А.Т., Илаш Д.А., Арсланов И.Р., Гусарова Е.И., Валиев А.А., Ленченкова Л.Е., Телин А.Г. Разработка водоизоляционных гибридных гидрогелей на основе частично гидролизованного полиакриламида и силиката натрия, сшитых ацетатом хрома. Нефть. Газ. Новации. 2019. № 10 (227). С. 64-75.

ВЛИЯНИЕ МИНЕРАЛИЗАЦИИ ВОДЫ НА СВОЙСТВА ГИДРОКСИЭТИЛЦЕЛЛЮЛОЗЫ, ИСПОЛЬЗУЮЩЕЙСЯ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИИ ГАЗОБЛОКИРОВАНИЯ В СОСТАВЕ ПЕНОГЕЛЕВОЙ СИСТЕМЫ

Геворкян А.В., Цыганков В.А.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 119991, г. Москва,
пр-т Ленинский, дом 65, корпус 1, +74995078469 / com@gubkin.ru
gevorkyan2001@bk.ru

Одной из актуальных проблем нефтедобычи является газопроявление в добывающих нефтяных скважинах. Для ликвидации газопроявлений используются разные селективные технологии, одной из которых является применение пеногелевого состава, закачиваемого в поровое пространство и вспенивающегося по мере внедрения в него газа, стремящегося попасть в скважину. Такой состав блокирует газонасыщенные участки, не изолируя нефтенасыщенные.

Важными компонентами состава являются полимер и поверхностно-активные вещества. В рамках представленной работы будет рассмотрена только полимерная составляющая состава. В пеногелевом составе полимер влияет на срок жизни пены (её устойчивость), повышая или понижая вязкость полимера при изменении концентрации [1].

В литературе описывается множество экспериментов с полимерами, где при повышении минерализации воды вязкостные свойства полимера ухудшались или вовсе полимеры переставали растворяться [2]. Однако в проведенных авторами экспериментах полимеры целлюлозы, в частности, гидроксипропилцеллюлоза, при растворении их в воде с умеренной минерализацией показывали вязкостные свойства лучшие, чем при растворении в дистиллированной воде. Данный факт также сказывался на

свойствах получаемой пены. Рисунок 1 демонстрирует результаты проведенных экспериментов.

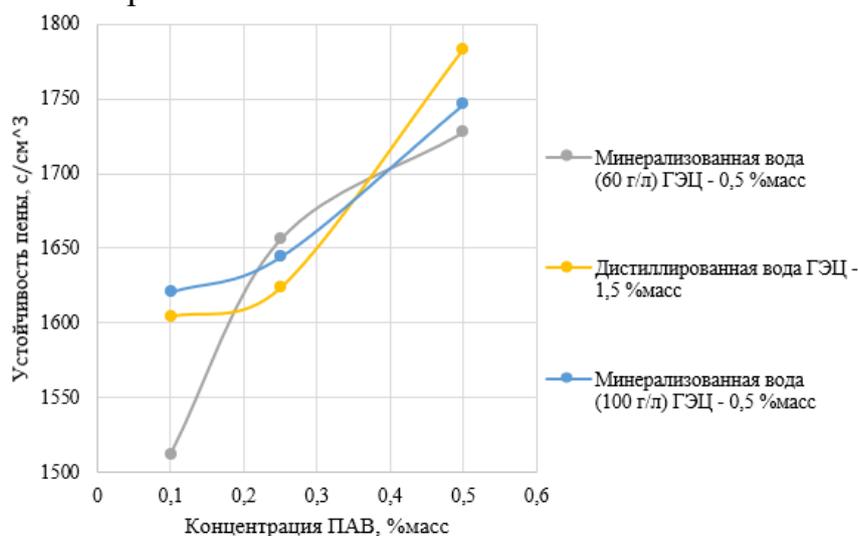


Рисунок 1 – Зависимость устойчивости пены от концентрации ПАВ

При концентрации полимера – 0,5%_{масс.} скорость его растворения в минерализованной воде составило 180 секунд, при минерализации 0,6%_{масс.}, а в дистиллированной воде - 600 секунд.

При соизмеримом качестве пены выигрыш по концентрации полимера в 3 раза для раствора, полученного на минерализованной воде, - 1,5%_{масс.} для дистиллированной воды и 0,5%_{масс.} для минерализованной воды.

Полученный эффект может быть связан с повышением ионной силы растворителя, а также с возможной подшивкой полимера катионами многовалентных металлов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Применение пенных систем в нефтегазодобыче: Учебное пособие для средних профессионально-технических училищ / В.А. Амиян, А.В. Амиян, Л.В. Казакевич, Е.Н. Бекиш. – Недра, 1987. – 229с.
2. Влияние минерализации воды на реологические свойства полимера / Я.В. Идогова, К.Ю. Прочухан, Ю.А. Прочухан - Башкирский химический журнал 2014.

ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОИЗВОДНЫХ ЦЕЛЛЮЛОЗЫ В КАЧЕСТВЕ БИОРАЗЛАГАЕМЫХ ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Давлетшина Л.Ф., Крисанова П.К., Крюков Д.А.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
119991, г. Москва, Ленинский проспект, дом 65, корпус 1,
телефон: +79531344932, e-mail: denkrukov@yandex.ru

В настоящее время в промышленности актуальным является разработка и применение биоразлагаемых химических реагентов [1]. В частности, в нефтегазодобыче такие реагенты занимают особенное место при применении на шельфовых месторождениях северных широт, что связано с пониженной биологической активностью систем данного региона [2].

Одним из видов биоразлагаемых деэмульгаторов, предлагаемых научным сообществом, являются производные целлюлозы [2]. В большинстве иностранных публикаций рассматриваются составы на основе этилцеллюлозы [3-5]. Однако на данный момент производства этого вида полимеров на территории РФ нет, поэтому в рамках исследования рассматриваются другие производные целлюлозы, а именно карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) и гидроксиметилцеллюлоза (ГЭЦ). Данные реагенты обладают поверхностной активностью за счет наличия гидрофильных функциональных групп и гидрофобной полимерной цепочки. Также положительным фактором использования таких полимеров в роли деэмульгаторов является расположение нескольких гидрофильных групп на одной гидрофобной цепи. Это способствует адсорбции одной цепочки полимера на поверхности раздела фаз с несколькими глобулами воды, что ускоряет процесс их флокуляции и дальнейшей коалесценции (рисунок 1).

Предварительные результаты показали, что водные растворы изучаемых полимеров обладают способностью к деэмульсации. Однако итоговая эффективность этого процесса не превышает 10%, что бесспорно является низким значением, но служит отправной точкой для последующих исследований в данном направлении.

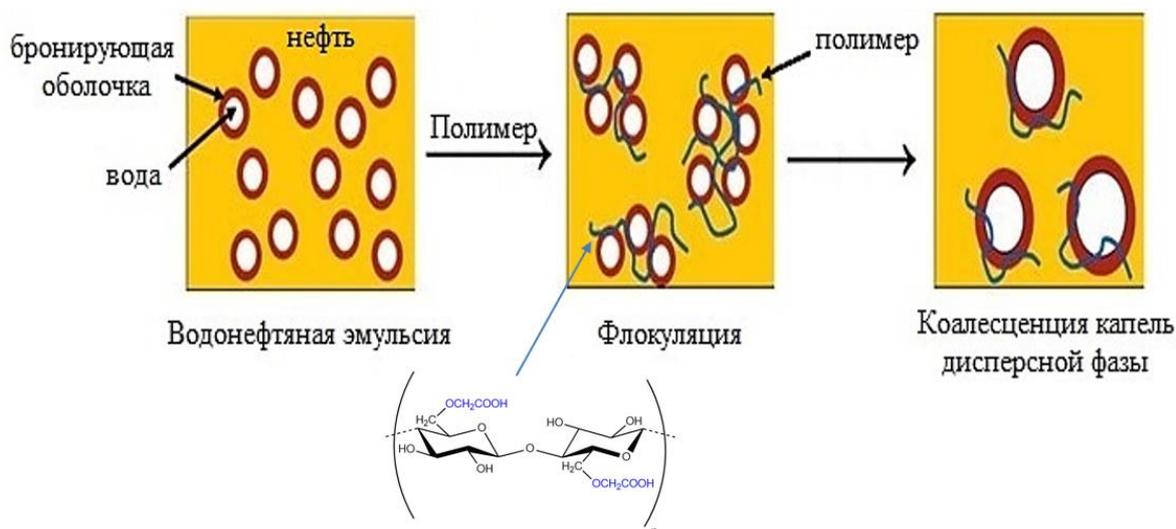


Рисунок 1 – Схематичное изображение возможного механизма деэмульгирования с помощью полимеров – производных целлюлозы на примере монозамещенной КМЦ

ЛИТЕРАТУРА

1. Постановление правительства Российской Федерации от 8 февраля 2022 года № 133 "Об утверждении Федеральной научно-технической программы в области экологического развития Российской Федерации и климатических изменений на 2021-2030 годы"
2. Келланд М.А. Промысловая химия в нефтегазовой отрасли : пер. с англ. яз. 2-го изд. ; под ред. Л.А. Магадовой. – СПб. : ЦОП «Профессия», 2015. – 608 с., ил.
3. Husain, Arafat & Adewunmi, Ahmad & Gbadamosi, Afeez & Al-Harhi, Mamdouh & Patil, Shirish & Kamal, Muhammad shahzad. Demulsification of asphaltene stabilized crude oil emulsions by biodegradable ethylcellulose polymers with varying viscosities // Scientific Reports. – 2023. – Vol. 13
4. Roostaei, Tayebah & Farsi, Mohammad & Rahimpour, M. R. & Biniiaz, Parisa Performance of biodegradable cellulose based agents for demulsification of crude oil: Dehydration capacity and rate // Separation and Purification Technology. – 2017. – Vol. 179. – P. 291.
5. Feng, Xianhua & Xu, Zhenghe & Masliyah, Jacob. Biodegradable Polymer for Demulsification of Water-in-Bitumen Emulsions // Energy & Fuels. – 2008. – Vol. 23.

ПЛАНИРОВАНИЕ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСА ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ТРЁХМЕРНОГО ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Силин М.А., Пятибратов П.В., Потешкина К.А., Моисеев Д.А.,
Селедкова О.Е.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 119991, г. Москва,
Ленинский проспект, 65, тел. +7(499) 507-83-21, com@gubkin.ru
poteshkina.k@gubkin.ru

Актуальным направлением является разработка трудноизвлекаемых запасов с помощью физико-химических методов увеличения нефтеотдачи, в частности технологии полимерного заводнения [1].

В рамках данной работы было проведено планирование полимерного заводнения для геолого-физических условий месторождения высоковязкой нефти (70 мПа·с), характеризующегося высокой проницаемостью (450-650 мД) и высокой минерализацией пластовых вод (220-240 г/л) на основе комплекса лабораторных исследований и трёхмерного гидродинамического моделирования. При планировании полимерного заводнения в данном случае основной проблемой является высокое содержание солей в пластовой и закачиваемой водах, которое может привести к ухудшению реологических характеристик полимерного раствора.

В лаборатории НОЦ «Промысловая химия» были проведены входной анализ, исследования вязкостных характеристик и термоокислительной деструкции на ротационном вискозиметре трех марок полиакриламида, различающихся по свойствам и структуре [2]. В результате для моделирования полимерного заводнения был выбран полиакриламид, содержащий сульфогруппы, имеющий высокую молекулярную массу и продемонстрировавший стабильность реологических свойств в условиях высокоминерализованной среды. Для моделирования были сведены данные адсорбционных и фильтрационных исследований данного полимера, а также выполнены реологические исследования растворов полимера с концентрацией в диапазоне 0,2-2,0 кг/м³ в водах с минерализацией 220 и 240 г/л.

Моделирование проводилось в программном обеспечении tNavigator. Была построена слоисто неоднородная трехмерная гидродинамическая модель элемента симметрии пятиточечной системы размещения скважин и сформирован план вычислительного эксперимента, включающего многовариантные расчеты, предусматривающие варьирование параметров полимерного заводнения такие как: объем оторочки полимерного раствора (10-65% Vпор), концентрация полимера (0,2-2,0 кг/м³), время начала полимерного заводнения (0-85% от начала извлечения запасов), отработка

нагнетательной скважины на нефть, минерализация воды (0-240 г/л), анизотропия пласта по проницаемости.

Для моделирования зависимости, полученные в ходе лабораторных экспериментов, были преобразованы в данные ключевых слов PLYVISC, PLYADS, PLYROCK, соответственно – в множитель вязкости раствора в зависимости от концентрации полимера, в функцию адсорбции полимера горной породой, в свойства породы для моделирования полимерного заводнения [3].

В результате проведения многовариантных расчетов для месторождения рекомендовано применение полимерного заводнения. Получены зависимости эффективности (дополнительной добычи нефти и дополнительной добычи нефти на 1 кг полимера) от параметров технологии. Предлагается использовать для приготовления раствора полиакриламид выбранной марки с концентрацией 1,5 кг/м³, в качестве растворителя – воду системы поддержания пластового давления с минерализацией 220 г/л.

Показано, что эффективность полимерного заводнения зависит от времени начала его применения, так как применение технологии при меньшей выработке запасов приводит к большему приросту конечного КИН.

Показано, что при росте абсолютных значений дополнительной добычи нефти от объема оторочки полимерного раствора, удельная эффективность, выражающаяся в дополнительной добыче нефти на 1 кг полимера, снижается. Окончательное решение по применению технологии в рассматриваемых геолого-физических условиях может быть сделано на основе детального моделирования на трехмерной гидродинамической участка опытно-промышленных работ и оценке экономических показателей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Оценка применимости методов увеличения нефтеотдачи / А. Б. Золотухин, П. В. Пятибратов, Л. Н. Назарова [и др.] // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2016. – № 2(283). – С. 58-70.
2. Rock Flow Dynamics. Техническое руководство tNavigator. — 2020.
3. Толстых Л.И. Полиакриламид в процессах нефтегазодобычи: учебное пособие / Л.И. Толстых, Л.Ф. Давлетшина, К.А. Потешкина. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2023. – 136 с.

МОДИФИЦИРОВАННЫЕ КРАХМАЛЬНЫЕ РЕАГЕНТЫ ЗАО «ПОЛИЦЕЛЛ»

Шмидт И.С., Мячина Н.Е., Смирнов С.И., Крюков С.В.

Закрытое акционерное общество «Полицелл» (ЗАО «Полицелл»)
600016, г. Владимир, улица Большая Нижегородская, 77
тел.: 8 (4922) 77-15-83, e-mail: info@polycell.ru

Реагенты на основе крахмала применяются в бурении давно и принадлежат к числу наиболее эффективных средств химической обработки, обеспечивающих устойчивость бурового раствора к агрессивным воздействиям среды в условиях высокой минерализации по солям щелочноземельных металлов.

Основные преимущества реагентов на основе крахмала: ежегодная воспроизводимость сырьевых ресурсов; легкая изменяемость свойств в результате физического, химического или комбинированного воздействия; растворимость в воде при невысоких температурах с образованием коллоидного раствора; экологическая безопасность крахмальных реагентов, подвергаемых биологическому разложению без образования вредных веществ; возможность стабилизации ферментативной устойчивости в требуемых пределах изменением рН бурового раствора и введением антисептиков; возможность композиций с реагентами другого химического строения с появлением синергетических эффектов; относительно низкая цена реагентов на основе крахмала.

Условная классификация производимых ЗАО «Полицелл» крахмальных реагентов представлена на следующей схеме:



Отметим, что в ЗАО «Полицелл» не выпускаются реагенты на основе нативных крахмалов.

В ЗАО «Полицелл» разработан непрерывный твердофазный способ получения карбоксиметилированных эфиров целлюлозы и крахмала. При карбоксиметилировании крахмала степень замещения составляет 0,25 – 0,35; содержание основного вещества 60-80%.

Реагент хорошо растворяется в холодной воде с образованием стабильных гелей различной вязкости. Используется для поддержания низких значений фильтрации как в пресных, так в соленасыщенных

буровых растворах. КМК-БУР обеспечивает снижение фильтрации безглинистых буровых растворов на основе биополимерных реагентов; реагент КМК-БУР1В может быть использован для повышения вязкости бурового раствора при повышенных температурах. Реагенты марки КМК-БУР могут успешно использоваться в составе полисахаридных буферных жидкостей (ПСБЖ) для цементирования скважин, пробуренных растворами на углеводородной основе (РУО). Кроме того, этот реагент используется в составах низкой фильтрационной способности для глушения газопроявляющих скважин. Концентрационная зависимость вязкости реагентов КМК-БУР по Фанну представлена на рис. 1.

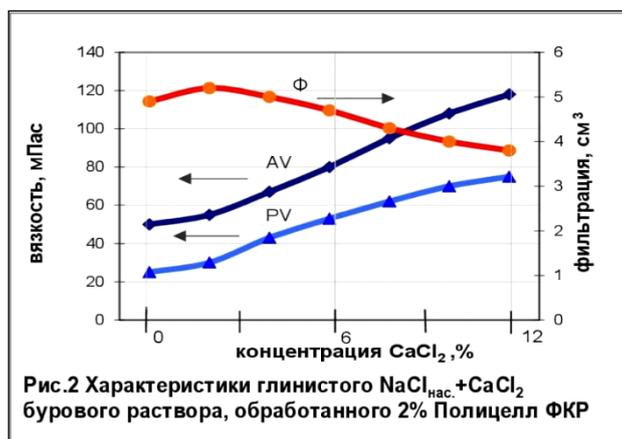


Характеристики основных марок КМК-БУР представлены в табл. 1.

Таблица 1 – Характеристики основных марок КМК-БУР

Наименование показателей	КМК-БУР 1		КМК-БУР 2	
	марка Н, НА	марка В	марка Т	марка С
Массовая доля воды, %, не более	10,5			
Вязкость по Брукфильду 4 % водного геля при $(25,0 \pm 1,0)^{\circ}\text{C}$, мПа*с	100-400	≥ 1000	≥ 100	≥ 60
Показатель рН 1% водного геля, не менее	10			
Фильтрация бурового глинистого NaCl насыщенного раствора, содержащего 1,5% КМК-БУР, на глине ПБМВ, не более	10	-	15	20
Термостойкость, $^{\circ}\text{C}$	120		130	

Необходимо отметить, что реагент КМК-БУР1-НА соответствует стандарту качества API.



Другой класс крахмальных реагентов, выпускаемых ЗАО «Полицелл» — набухающие крахмалы, получаемые по экструзионной технологии, марки Полицелл ФКР [1]. Экструзионные крахмалы по своим свойствам относятся к набухающим, а по методу обработки — к увлажнённым крахмалам, подвергнутым влаготермическому воздействию под давлением при температурах выше температуры клейстеризации. Отметим, что набухающий крахмал Полицелл ФКР может вводиться в буровой раствор в сухом виде.

Полицелл ФКР предназначен для бурения нефтяных и газовых скважин, в том числе, наклонно-направленных и горизонтальных с использованием пресных и минерализованных растворов. Полицелл ФКР, имеющий в своём составе большое количество полярных недиссоциирующих на ионы групп, обеспечивает стабильность свойств буровых растворов в широком интервале концентраций солей, является эффективным понизителем фильтрации минерализованных глинистых буровых растворов, включая соленасыщенные, устойчив к Ca^{2+} и Mg^{2+} агрессии (рис.2), может быть использован в ингибированных KCl содержащих буровых растворах.

Заметим, что Полицелл ФКР можно использовать в биополимерных композициях, при этом возможно снижение концентрации биополимера в растворе. Отметим, что Полицелл ФКР соответствует стандарту API (табл. 2).

Таблица 2 – Характеристики Полицелл ФКР

Показатели свойств	Требования по API	Показатели ФКР
Показания вискозиметра Фанн при 600 об/мин:		
В минерализованной воде 40г/л NaCl	не более 18	16-18
В минерализованной воде 400г/л NaCl	не более 20	18-20
Объем фильтрации, см ³ /30мин		
В минерализованной воде 40г/л NaCl	не более 10	8-10
В минерализованной воде 400г/л NaCl	не более 10	8-10

В ЗАО «Полицелл» разработана серия комплексных структурообразователей на основе смеси водорастворимых полимеров и модифицированных крахмальных реагентов, в частности, Полицелл МЭК. Реагенты предназначены для бурения нефтяных и газовых скважин, в том числе наклоннонаправленных и горизонтальных с использованием пресных и минерализованных растворов, Реагенты марки МЭК могут использоваться для пресных, соленых и сильноминерализованных буровых растворов, в том числе, содержащих ионы K^+ , Ca^{2+} и Mg^{2+} ; эффективны в безглинистых буровых растворах. Характеристики буровых растворов на основе реагентов Полицелл МЭК представлены в табл. 3.

Таблица 3 – Технические характеристики Полицелл МЭК

Наименование показателей	Полицелл МЭК-С	Полицелл МЭК-В
Массовая доля воды, %, не более	10	
Показатели для безглинистого бурового раствора на основе аналога пластовой воды состава: NaCl – 14,61%, KCl – 2,95 % , CaCl ₂ – 2,64 %, плотностью 1,15 г/см ³ , обработанного 3% Полицелл МЭК:		
Условная вязкость (по ВБР), с	30-60	50-100
Показатель фильтрации, см ³	4 - 6	4 - 6
Наличие хлорорганических соединений	отсутствуют	

Отметим, что все крахмальные реагенты, выпускаемые ЗАО «Полицелл» растворимы в водных растворах при обычной температуре. Следует также отметить, что все крахмальные реагенты ЗАО «Полицелл» стабилизированы биоцидными добавками, предотвращающими биоразложение реагентов при хранении и в системах буровых растворов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ильин М.И., Смирнов С.И., Мячина Н.Е., Крюков С.В. Разработка технологии получения и свойства физически модифицированных крахмальных реагентов // Нефть.Газ.Новации, №9/2015, с.23-26.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЯЗКО-УПРУГИХ СВОЙСТВ СОСТАВОВ ДЛЯ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ НА ОСНОВЕ ЭФИРОВ ЦЕЛЛЮЛОЗЫ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУР

Силин М.А., Магадова Л.А., Смирнов Н.Д.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 119991, г. Москва, проспект Ленинский, дом 65, корпус 1, +7 (499) 507-88-88/com@gubkin.ru
SmirnovNikitaDm@yandex.ru

Большинство месторождений на территории Ноябрьского региона Западной Сибири находятся на последней стадии разработки и характеризуются снижением уровня добычи и высокой обводненностью скважинной продукции. Поэтому на сегодняшний день является актуальным поиск возможности регулирования темпов обводнения залежей с использованием физико-химических методов воздействия на пласт. Технология выравнивания профиля приемистости позволяет решить проблему обводнения залежи за счет создания в промытых высокопроницаемых интервалах изолирующего экрана с последующим изменением фильтрационных потоков [1-4].

При подборе реагентов для технологии выравнивания профиля приемистости существует методика оценки вязко-упругих свойств гелей посредством визуальной оценки [5]. Данная методика позволяет определить время гелеобразования и описать консистенцию исследуемых систем с использованием буквенного кода от А до J. Стоит отметить, что данная методика не является информативной и не может рассматриваться как независимое исследование. Для описания процесса гелеобразования и прочностных свойств исследуемых систем можно использовать метод осцилляции [6]. При осцилляционных исследованиях измерительная система совершает колебательные движения с определенной частотой и амплитудой. При этом не происходит разрушение сшитой системы, а влияния механического воздействия сведено к минимуму.

В данной работе рассматривались реагенты отечественного производства: карбоксиметилцеллюлоза марки КМЦ-1000 «Стандарт», конденсированная сульфит-спиртовая барда марки КССБ-4Т и Ацетат Хрома (III) в качестве сшивающего агента.

Для изучения вязко-упругих свойств использовался ротационный вискозиметр Anton Paar MCR 72 с измерительной ячейкой СС39. Осцилляционные исследования проводились в два этапа: 1) нагрев до температуры 87°C и 2) термостатирование в течение 60 минут при данной температуре. Испытание проводились при частоте 1 Гц и 5% амплитуде. Выбор данных условий обусловлен требованием к сохранности структурных характеристик вязко-упругих систем.

Результатом осцилляционного тестирования являются зависимости изменения модуля накопления G' (Па) и модуля потерь G'' (Па) от времени t (мин). Однако изменение модуля потерь в данном случае незначительно и использовалось только для определения времени гелеобразования, принятого за точку пересечения модулей накопления G' и потерь G'' . Полученные зависимости изменения модуля накопления G' от времени t для исследуемых составов с различным содержанием компонентов «полимер-добавка-сшиватель» (П-Д-С) представлены на рисунке 1.

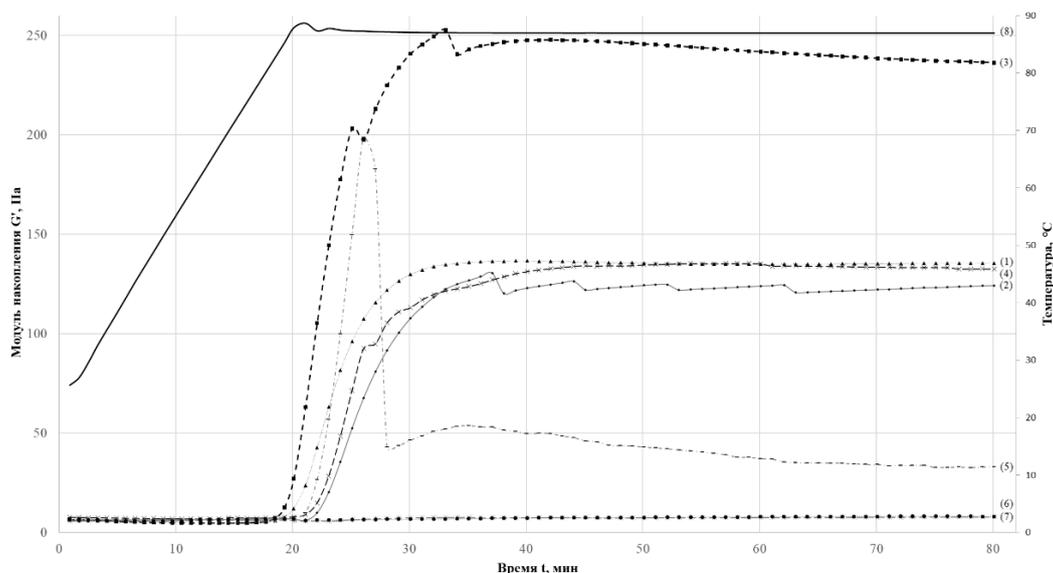


Рисунок 1 — Результаты осцилляционных исследований составов ВПП с содержанием «П-Д-С»: 1 — 2% масс, 2% масс, 0,2% масс, 2 — 1,5% масс, 1,5% масс, 0,15% масс, 3 — 1% масс, 1% масс, 0,1% масс, 4 — 1% масс, 0,5% масс, 0,25% масс, 5 — 1% масс, 0,5% масс, 0,5% масс, 6 — 1% масс, 0,5% масс, 0,075% масс, 7 — 1% масс, 0,5% масс, 0,05% масс, 8 — Температура, °C

Исходя из результатов осцилляционного тестирования, наилучшие упруго-вязкостные свойства характерны для состава 3. Состав 5, имеющий в своем составе наибольшее содержание сшивающего агента, в ходе проведения испытания разрушился. При этом стоит отметить, что исходя из данных по проведению операций ВПП на месторождениях Ноябрьского региона Западной Сибири, в частности на Холмогорском месторождении, рассматриваемые системы, за исключением составов 6 и 7, по показателю модуля накопления значительно превышают применяемые системы на основе гидролизованного полиакриламида.

В работе [6] отмечается, что чем больше разница между модулями накопления G' и потерь G'' , тем система больше склонна к разрушению под воздействием внешних факторов. Данная зависимость была подтверждена в ходе исследований по оценке термостабильности исследуемых систем в условиях высокой температуры Холмогорского месторождения (87°C). Рассматриваемые системы 1-5 на 2-3 день после начала исследований демонстрировали признаки преждевременного старения,

характеризующегося выделением водной фазы. При этом составы 6 и 7, показавшие схожие результаты при проведении осцилляционных тестов с образцами на основе различных марок ПАА, продемонстрировали большую устойчивость и были стабильны в течение 10 дней.

Дополнительно были проведены испытания в условиях пониженной температуры (67 °С). Составы 1-5 также демонстрировали синерезис на 5-7 день после начала испытаний, а составы 6 и 7 оказались устойчивыми в течение продолжительного периода времени (28 дней). Подобный результат можно объяснить наличием в составах 1-5 избыточного количества сшивающего агента.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что на этапе исследования упруго-вязкостных свойств методом осцилляции можно косвенно судить о стабильности систем в условиях высоких температур. При этом стоит отметить, что исследуемые системы, характеризуются малым временем сшивки ≈ 20 мин, что является ограничивающим фактором для их применения. Необходимо проведение дополнительных исследований по регулированию времени сшивки и оптимизации составов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Силин М.А., Елисеев Д.Ю., Куликов А.Н. Оптимизация применения технологий ограничения водопритоков и повышения нефтеотдачи пластов на залежах трудноизвлекаемых запасов нефти Западной Сибири: Учеб. пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 159 с.
2. Силин М.А. Промысловая химия: Учебное пособие/ М.А. Силин, Л.А. Магадова, Л.И. Толстых и др. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. – 350 с.
3. Демяненко Н.А. Повышение эффективности системы разработки залежей нефти зрелых месторождения внедрением различных видов ГТМ (на примере пласта БС11 Холмогорского месторождения нефти) / Н.А. Демяненко, И.Н. Пасконный, А.А. Кудряшов // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сборник научных трудов : в 2 т. Т. 1, Вып. 10. Минск, 2022. С. 293 -302
4. Демяненко Н.А. Факторы, определяющие эффективность технологий ВПП при разработке зрелых месторождений, на примере пластов БС Холмогорского месторождения нефти / Н. А. Демяненко, И. В. Лымарь, А. А. Кудряшов // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сборник научных трудов : в 2 т. Т. 1, Вып. 10. / сост. : А.Г. Ракутько, А.А. Кудряшов, А.С. Грудинин ; ред. совет : А.Г. Ракутько [и др.]. – Минск: Четыре четверти, 2022. – С. 180–189.
5. Patent 4683949 US, E21B 33/138. Conformance improvement in a subterranean hydrocarbon-bearing formation using a polymer gel / R.D. Sydansk, P. A. Argabright, Larkspur. 27.01.1986.
6. Anton Paar GmbH: e-learning course – Basics of Rheometry, part 1: Rotation; part 2: Oscillation. Graz, 2010.

6. Поверхностно-активные вещества в нефтяной и газовой промышленности

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА МИЦЕЛЛООБРАЗОВАНИЯ В СМЕСИ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ АМФОТЕРНОГО И АНИОННОГО ТИПОВ

Крисанова П.К., Гудкова З.П.

РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 119991, Москва,
Ленинский пр-т., д.65, +7(499) 507-83-21, com@gubkin.ru
gudkovazlata2004@gmail.com

Поверхностно-активные вещества (ПАВ) нашли широкое применение в различных операциях интенсификации добычи углеводородов как в качестве основных реагентов технологических жидкостей, так и в качестве функциональных добавок [1].

ПАВ в технологических жидкостях способны значительно снижать силы межфазного натяжения на границе технологической жидкости и пластового флюида, способствуют образованию высоковязкой структуры в составе жидкостей для гидроразрыва пласта, а также обладают высокой адсорбционной активностью, являющийся важным показателем для ингибиторов коррозии. Наилучшие свойства и эффективность в технологических жидкостях ПАВ проявляют при использовании их в концентрации, достигающей критической концентрации мицеллообразования (ККМ) [2].

ККМ является одной из важнейших параметров ПАВ. Критическая концентрация мицеллообразования - это концентрация поверхностно-активного вещества (ПАВ) в растворе, при которой образуются устойчивые мицеллы. Мицеллы - отдельные частицы высокодисперсной коллоидной системы с жидкой дисперсионной средой. Мицелла состоит из ядра кристаллической или аморфной структуры и поверхностного слоя, включающего сольватно-связанные молекулы окружающей жидкости.

Критическая концентрация мицеллообразования может быть определена множеством разнообразных методов, но одним из самых эффективных и часто применяемых является метод основанный на определении поверхностного или межфазного натяжения на границе раздела фаз «водный раствор ПАВ-воздух/углеводород».

Известно, что при использовании смеси ПАВ может наблюдаться резкое снижение межфазного натяжения и ККМ в сравнении с растворами индивидуальных ПАВ, что может быть эффективно использовано при разработке технологических жидкостей для интенсификации добычи углеводородов [1].

В данной работе исследовалось межфазное натяжение водных растворов амфотерного и анионного ПАВ, а также их смеси методом висючей капли с использованием оптического прибора для измерения краевого угла смачивания ОСА 15Pro с видеоподдержкой. По полученным зависимостям были определены ККМ исследуемых растворов.

Как известно, амфотерные ПАВ получили широкое распространение благодаря их отличительным особенностям - при растворении в воде способны быть носителями как положительного, так и отрицательного заряда (в зависимости от pH), а также образовывать в растворе длинные цилиндрические мицеллы при достаточно низких концентрациях. В работе в качестве амфотерного ПАВ использовали синтезированный в НОЦ «Промысловая химия» аминоксид с общей структурной формулой $R_3N^+-O^-$. В качестве анионного ПАВ был выбран доступный и хорошо растворимый в водной среде сульфано́л, представляющий собой смесь изомеров натриевых солей алкилбензолсульфо́кислот, с общей формулой $R-C_6H_4NaO_3S$, где R — радикал, соответствующий общей формуле C_nH_{2n+1} , где $n=14-18$.

На рисунке 1 представлены результаты измерения межфазного натяжения водных растворов АПАВ, АмПАВ и растворов смеси АПАВ (10%) с АмПАВ (90%) на границе с н-октаном.

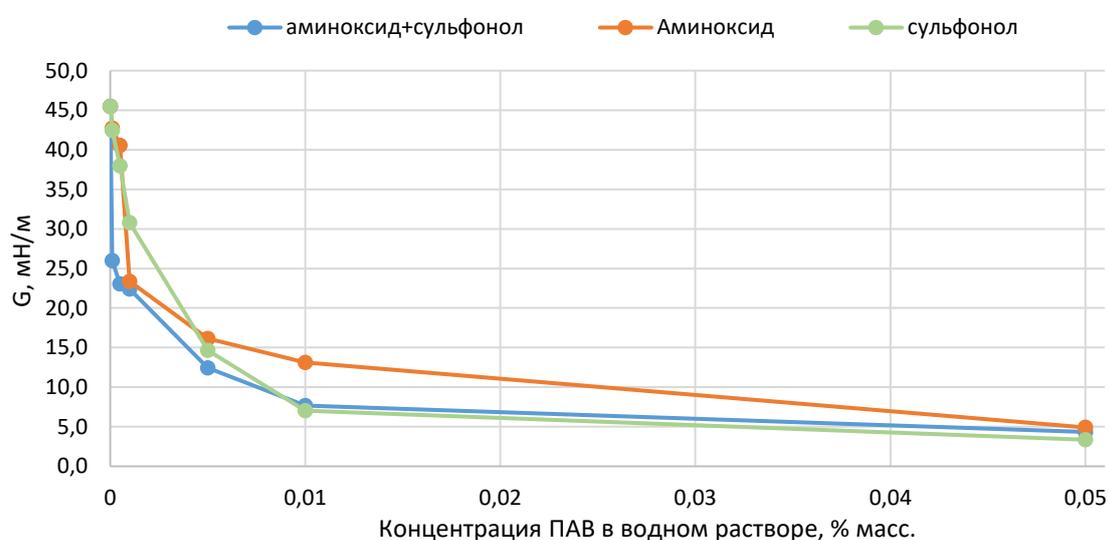


Рисунок 1 – Межфазное натяжения водных растворов АПАВ, АмПАВ и растворов смеси АПАВ (10%) с АмПАВ (90%) в зависимости от концентрации ПАВ на границе с н-октаном

Из рисунка 1 видно, что в смеси АмПАВ и АПАВ наблюдается падение межфазного натяжения до наименьших значений при более низких концентрациях в сравнении с водными растворами индивидуальных ПАВ. По полученным изотермам межфазного натяжения были определены ККМ для индивидуальных ПАВ и их смесей: ККМ аминоксид = 0,0050% масс.,

ККМ сульфонол = 0,0096 % масс., ККМ смеси аминоксида + сульфонола = 0,0023% масс.

Проанализировав получившиеся данные, мы можем сделать вывод, что при смешивании двух ПАВ амфотерного и анионного типа наблюдается синергизм в снижении межфазного натяжения до наименьших значений и величины ККМ в сравнении с показателями растворов отдельных ПАВ. Данное явление связано с межмолекулярными взаимодействиями двух различных ПАВ (ионные взаимодействия между различно заряженными полярными группами молекул ПАВ, гидрофобные взаимодействия длинных углеводородных радикалов молекул ПАВ, водородные связи и др.). Данный комплекс межмолекулярных взаимодействий обуславливает наблюдающийся в исследованиях синергизм свойств в смеси ПАВ различных типов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Промысловая химия: Учебное пособие: М.А. Силин, Л.А. Магадова, Толстых Л.И. и др. - М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. – 96-98 с.
2. Поверхностно-активные вещества: синтез, свойства, анализ, применение / К.Р. Ланге; под науч. ред. Л.П. Зайченко. — СПб.: Профессия. 2004. — 116-118 стр.

СИНТЕЗ ПОЛИОКСИАЛКИЛЕНГЛИКОЛЬ-ЭФИРНЫХ АКТИВНЫХ ОСНОВ ДЛЯ КОМПОЗИЦИЙ ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ

Яхин Н.Ф., Горелова Т.А., Какуркина Д.А., Векессер В.А., Гареев А.Р., Ремеев М.М., Фаттахов И.Г., Пименов А.А.

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, 423403, г. Альметьевск, ул. Советская, 186А, 8(8553) 310-800 доб. 53-210,
info@tatnipi.ru
YakhinNadirF@tatnipi.ru

Аннотация: В данном исследовании рассматривается проблема образования водонефтяных эмульсий (ВНЭ) в производственном процессе и методы их борьбы с помощью деэмульгаторов, способных предотвращать образование промежуточного слоя и улучшать качество подготовки нефти. Основное внимание уделено разработке эффективных полиоксиалкиленгликоль-эфирных добавок для композиций деэмульгаторов с использованием многофакторного эксперимента.

Ключевые слова: поверхностно-активные вещества (ПАВ), композиция деэмульгатора, активная основа деэмульгатора, деэмульгатор, 3-х факторный эксперимент.

Цель работы: разработка полиоксиалкиленгликоль-эфирных активных основ для композиции деэмульгаторов методом многофакторного эксперимента и достижение оптимальных рецептур, которые будут обладать большей скоростью водоотделения и снижения образования промежуточного слоя.

Данная работа имеет большое значение для нефтегазодобывающей отрасли РТ в связи с высокой обводненностью добываемой продукции скважин на месторождениях данного региона [1], что влечет за собой образование ВНЭ. Одним из наиболее эффективных способов борьбы с образованием эмульсий является трубная деэмульсация [2, 3].

Синтез основан на взаимодействии двухосновной карбоновой кислоты с алкоксилированным простым полиэфиром и получении полиоксиалкиленгликоль-эфирных активных основ с различной длиной цепи. Дизайн синтеза был разработан с помощью математического планирования многофакторного эксперимента. Для постановки серии экспериментов были установлены минимально и максимально допустимые соотношения компонентов, на основе которых была построена тернарная диаграмма, показывающая область различных концентраций компонентов, что позволило получить 9 составов.

Для проведения синтеза простой полиэфир нагрели до 60°C в реакторе, после чего добавили дикарбоновую кислоту. Далее реакционную массу довели до 160-190°C, время выдержки составило 4 часа. После охлаждения до 90°C добавили АПАВ. Контроль за протеканием реакции вели через кислотное число. Получив полупродукты янтарного цвета, были собраны композиции деэмульгаторов.

Оценка деэмульгирующей активности полученных композиций в лабораторных условиях осуществлялась методом «bottle test» на искусственной эмульсии.

Суть метода заключается в том, что эмульсия разливается по отстойникам на 100 мл. Микрошприцом производится дозирование реагента. После добавления деэмульгатора к эмульсии все отстойники встряхиваются и устанавливаются для термостатирования. Через заданные промежутки времени результаты фиксируются. Из отстойников отбираются пробы нефти с верхнего слоя для определения остаточной воды методом центрифугирования. Результаты испытаний новых композиций сравнивали с эталонным образцом деэмульгатора. По полученным данным построен график, характеризующий объем водоотделения с течением времени (Рисунок №1).

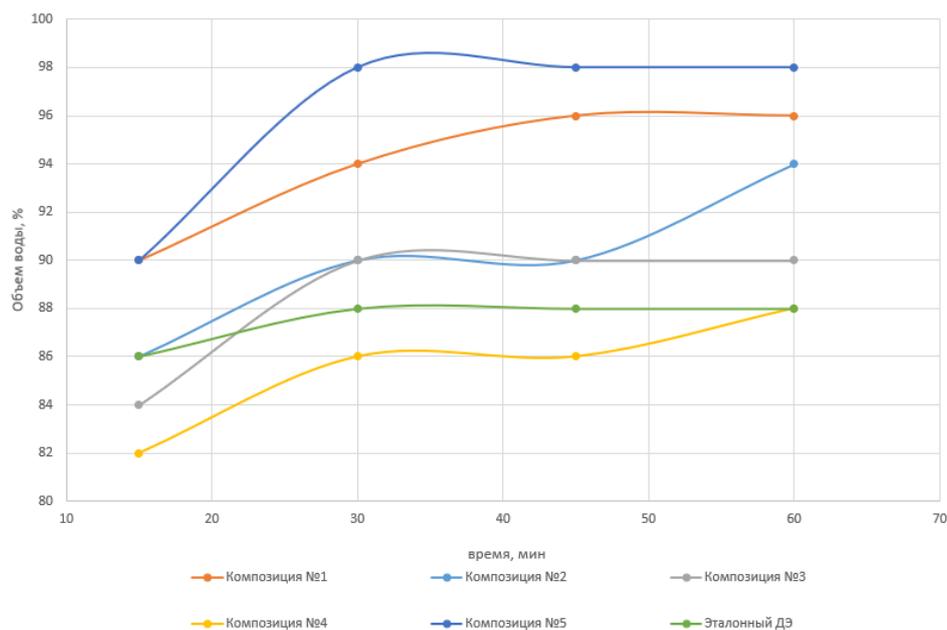


Рисунок 1 – График разрушения ВНЭ во времени

По результатам исследования эффективности деэмульсации получены рамочные композиции №1 и №5. По критериям водоотделение, остаточная вода, промежуточный слой данные образцы эффективнее по сравнению с эталонным деэмульгатором. Возможно, высокая эффективность деэмульсации была достигнута благодаря нужным соотношениям молекулярных масс и гидрофильно-липофильному балансу для данного типа нефти.

Таким образом, представленная методика многофакторного эксперимента позволяет сузить область научного поиска и эффективно достичь заданных результатов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Соколова К. Ягафаров А., «Татнефть»: «Жизнь нас заставляет развивать технологии – у нас зрелые месторождения» // БизнесONLINE. 2021. 19 июля.
2. Дияров И. Н., Башкирцева Н. Ю. Композиционные неионогенные ПАВ для комплексной интенсификации процессов добычи, подготовки и транспортировки высоковязких нефтей // Вестник Казанского технологического университета. 2010. С. 141-156.
3. Елпидинский А. А. Реагент комплексного действия для нефтепромыслов // Записки Горного института. 2004. Т. 159. Часть 2. С 49-51.

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕАКЦИИ ПОЛУЧЕНИЯ ЗАМЕЩЕННОГО 1,2-АЛКИЛИМИДАЗОЛИНА - КАТИОННОГО ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНОГО ВЕЩЕСТВА ШИРОКОГО СПЕКТРА ПРИМЕНЕНИЯ

^{1,2}Молодкин С.В., ^{1,2}Виноградов А.В., ²Борисов И.М., ²Бадикова А.Д.

¹Акционерное общество Научно-производственное объединение «Технолог» 453110, г. Стерлитамак, ул. Техническая, 32
Тел.: 8(3473)43-89-35, E-mail: teknol@mail.ru

²Уфимский государственный нефтяной технический университет, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов 1.а, тел. 8(347) 242-08-55.
E-mail: foh@rusoil.net

Замещенный 1,2-алкилимидазолин относится к катионным поверхностно-активным веществам и находит широкое применение в качестве основы для ингибиторов коррозии, бактерицидов, гидрофобизаторов поверхности, кислотных моющих средств, адгезионных добавок (1,2).

В промышленных условиях 1,2-алкилимидазолин синтезируют взаимодействием свободных жирных кислот или их эфиров (масел и жиров) с полиэтиленполиамином (ПЭПА). Температура синтеза достигает 250-300⁰С, что требует применения дорогостоящего оборудования. Имеются сообщения о возможности низкотемпературного каталитического синтеза с применением катионообменной смолы КУ-2-8.

В данной работе изучено взаимодействие эквимольных количеств олеиновой кислоты (ОК) с диэтилентриамином (ДЕТА) и тетраэтиленпентамином (ТЕРА) в различных условиях.

Проведены синтезы моноалкилимидазолина в реакторе с мешалкой в токе азота при температуре 150⁰С и 250⁰С. С азеотропной осушкой реакционной массы в реакторе с насадкой Дина-Старка при температуре 150⁰С при различном масштабе опытов с загрузкой исходных компонентов от 0,25 моль до 1,0 моль. Синтезы без катализатора и с использованием катионообменной смолы КУ-2-8 в качестве гетерогенного кислотного катализатора. Выход целевого вещества рассчитывался по количеству выделяющейся реакционной воды. Результаты опытов приведены в табл.1.

Таблица 1 – Результаты изучения реакции синтеза 1,2-алкилимидазолина

№ опыта	Загрузка, условия реакции	Время реакции, час	Выход 1,2-алкилимидазолина, %
1	1 моль ОК+1 моль ДЕТА Т=150 ⁰ С, ток азота.	12	Образуется только аминоксид.

2	1 моль ОК+1 моль ДЕТА T=250 ⁰ С, ток азота.	8	95
3	0,25 моль ОК+0,25 моль ДЕТА T=150 ⁰ С, азеотропная осушка.	6	94
4	0,5 моль ОК+0,5 моль ДЕТА T=150 ⁰ С, азеотропная осушка.	6	76
5	1 моль ОК+1 моль ТЕРА T=150 ⁰ С, азеотропная осушка.	27	86
6	1 моль ОК+1 моль ТЕРА + КУ-2-8 5% T=150 ⁰ С, азеотропная осушка.	10	97
7	Аналогично №6 с повторным использованием катализатора	16	92
8	Третий цикл использования катализатора	14	86

Выводы.

Проведены сравнительные исследования нескольких методов синтеза алкилимидазолина.

Синтез при высоких температурах (250⁰С) в небольшом токе азота позволяет быстро получить готовый продукт с хорошим выходом, однако требует применения специального дорогостоящего оборудования.

Возможен синтез при относительно низких температурах 140-150⁰С при условии эффективной азеотропной осушки с целью удаления реакционной воды для смещения химического равновесия вправо. При этом синтез может быть проведен без катализатора с хорошим выходом именно алкилимидазолина, а не аминокатиона, как считалось ранее. Решающее значение имеет качество осушки.

Использование ионообменной смолы КУ-2-8 позволяет дополнительно интенсифицировать процесс более чем в два раза при концентрации катализатора 5%, повысить выход целевого вещества.

ЛИТЕРАТУРА

1. Худолеева Е. С. Диссертация на тему «Ингибиторные свойства некоторых имидазолинов при коррозии низкоуглеродистой стали и их синтез», ВАК РФ 00.00.00 (dissercat.com).
2. Абутков А.В. Синтез производных 1,2 имидазолина — активной основы ингибиторов коррозии. Комплексный подход к анализу имидазолинов на примере полученных соединений. Нефтегазовое дело 2012, том 10, № 1.

УПРОЩЕННОЕ УРАВНЕНИЕ САЛАГЕРА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЙ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ОБРАЗЦОВ ПАВ

Качалкина А.М., Подзорова М.С.

Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 119991, г. Москва, пр-т Ленинский, дом 65, корпус 1, +7 (499) 507-88-88, com@gubkin.ru
email: kachalkina1905@yandex.ru

Механизм повышения нефтеотдачи в рамках технологий ПАВ-полимерного (SP) и Щелочь-ПАВ-полимерного (ASP) заводнения связан со снижением межфазного натяжения на границе водной и нефтяной фаз до сверхнизких значений. Количество образованной среднефазной микроэмульсии типа Винзор III связано с величиной межфазного натяжения на границе раздела фаз. В 1979 году Жан-Луи Салагер представил концепцию гидрофильно-липофильной разности (HLD), позволяющую предсказывать фазовое поведение растворов ПАВ на границе с углеводородными фазами [1]. Отрицательные значения гидрофильно-липофильной разности характерны для микроэмульсий типа I по Винзору, положительные значения – для микроэмульсий типа Винзор II, оптимальным условиям и минимуму межфазного натяжения соответствует значение гидрофильно-липофильной разности равное 0. Концепция учитывает минерализацию, гидрофобную характеристику углеводородной фазы, температуру, наличие в системе со-ПАВ и со-растворителей [2]. Для анионных ПАВ выражение имеет вид, представленный в формуле:

$$HLD = \ln(S) - K * EACN - f(a) - \alpha_T * \Delta T + C_a \quad (1)$$

где S – оптимум по солености, г/100 мл;

K и C_a – характеристические константы ПАВ;

$EACN$ – эквивалентное алкан-углеродное число,

α_T – температурные коэффициент, $^{\circ}\text{C}^{-1}$;

$f(a)$ - функция со-растворителя.

Для индивидуального ПАВ при постоянной температуре и оптимальной минерализации (при оптимуме по солености) уравнение принимает вид упрощенного уравнения Салагера:

$$\ln(S) = K * EACN + C_a \quad (2)$$

Проводилось исследование образцов 1А, 2А и 3А, предоставленных АО «Петрохим» и содержащих смесь разветвленных алкиларилсульфонатов и линейных сульфэтоксилатов, нейтрализованных триэтаноламином. Для определения характеристических констант образцов 1А, 2А и 3А проводилось сканирование по солености растворов исследуемых ПАВ на границе с рядом алканов и модельной углеводородной фазой, в качестве которой применялся керосин КО-25. В качестве алканов применялись октан,

нонан, декан и додекан, EACN керосина КО-25 было определено ранее и составило 5,33. Сканирование проводилось для растворов с концентрацией 0,7% исследуемого образца ПАВ с шагом 0,2% по NaCl при температуре 87°C и соотношении водной и углеводородной фаз равном 1 к 1. Значения оптимумов по солености на границе с керосином КО-25 и индивидуальными алканами переводятся в форму натуральных логарифмов и используются для построения зависимости от EACN использованных углеводородных фаз. Угол наклона прямой (характеристическая константа К) и пересечение с осью ординат (характеристическая константа C_a) рассчитываются с помощью пакета MS Excel. На рисунке 1 представлена зависимость натурального логарифма оптимума по солености растворов образцов 1А, 2А и 3А от EACN.

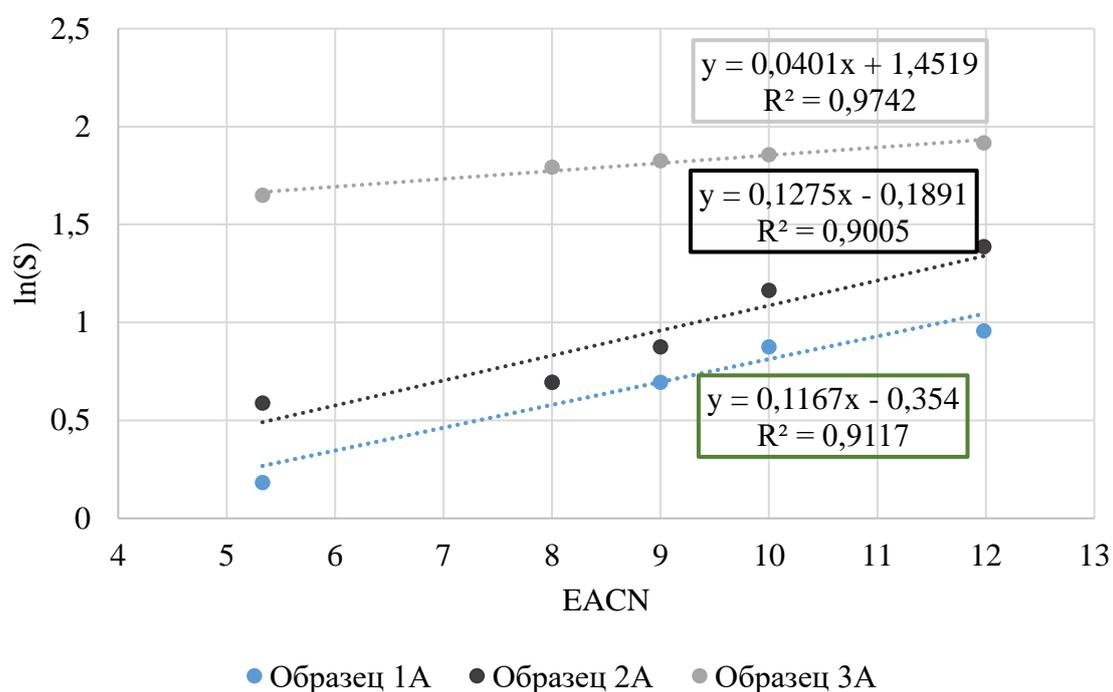


Рисунок 1 – Зависимость натурального логарифма оптимума по солености от EACN для образцов 1А, 2А и 3А

В таблице 1 представлены значения характеристических констант образцов 1А, 2А и 3А.

Таблица 1 – Характеристические константы образцов 1А, 2А и 3А

Образец	К	C_a
1А	0,1167	-0,354
2А	0,1275	-0,1891
3А	0,0401	1,4519

Гидрофильность композиций, выраженная характеристической константой C_a увеличивается от образца 1А к образцу 3А.

Полученные зависимости упрощают процесс выбора ПАВ для технологии ПАВ-полимерного заводнения в условиях конкретных месторождений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Acosta E. J., Kiran S. K., Hammond C. E. The HLD-NAC model for extended surfactant microemulsions //Journal of Surfactants and Detergents. – 2012. – Т. 15. – №. 4. – С. 495-504.
2. Yoga, H. F., Gasimli, N. R., and R. T. Johns. / Reliable EACN Determination for Dead and Live Crude in Microemulsion Systems / International Petroleum Technology Conference: тезисы докл. Всемирн. конф., – Саудовская Аравия, 2024.

ЭМУЛЬГАТОРЫ ОБРАТНЫХ ЭМУЛЬСИЙ, ПОЛУЧЕННЫЕ НА ОСНОВЕ СИНТЕЗИРОВАННЫХ ИЗ РЫБНОГО ЖИРА ПАВ И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ В ПРОЦЕССАХ НЕФТЕДОБЫЧИ

Василевич В.В., Силин М.А., Магадова Л.А., Мухин М.М., Губанов В.Б.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
119991, г. Москва, Ленинский пр-т., д. 65, Тел.: +7 (499)507-88-88,
e-mail: com@gubkin.ru
vasily.vasilevich@mail.ru

Истощение старых месторождений и сложности вновь вводимых, а также необходимость импортозамещения ведет к увеличению спроса на новые химические реагенты, что делает актуальной задачу разработки экономически выгодных составов технологических жидкостей, эффективных реагентов и поиск доступных источников сырья для их производства. Появляются более рациональные подходы к вопросу использования не только распространенного сырья и материалов, но и промышленных отходов.

Методами газожидкостной хроматографии, жидкостной хроматографии в сочетании с масс-спектрометрией, а также методом ИК-Фурье спектроскопии изучены характеристики технических рыбных жиров – отходов рыбоперерабатывающей промышленности [1].

Путем сульфирования технических рыбных жиров осуществлен синтез поверхностно-активных веществ (ПАВ). Методом ИК-Фурье спектроскопии были проведены исследования по определению функциональных групп в полученных образцах.

Изучена возможность применения синтезированных ПАВ в составе эмульгаторов обратных эмульсий, используемых в технологических жидкостях для глушения скважин и исследованы их физико-химические характеристики [2]. Изучена возможность применения синтезированных ПАВ в составе эмульгаторов обратных эмульсий, используемых в технологиях повышения нефтеотдачи пластов. Выполнена экспериментальная оценка разработанных эмульгаторов и обоснована эффективность их применения [3,4].

ЛИТЕРАТУРА

1. Mukhin, M.M. The Petroleum Industry Surfactants Synthesised from Fish Oils / M.M. Mukhin, M.I. Rud, S.R. Derkach, V.V. Vasilevich, Yu.A. Kuchina, M.A. Silin, L.A. Magadova // Journal of Dispersion Science and Technology. 2016. V. 37. № 8. P. 1192- 1199.
2. Василевич, В.В. Применение поверхностно-активных веществ, синтезируемых из рыбных жиров в технологических жидкостях, используемых при глушении скважин / В. В. Василевич, М. А. Силин, Л. А. Магадова, В. Л. Заворотный, С. Р. Деркач // Технологии нефти и газа. – 2019. - № 4(123). – С. 22-24.
3. Василевич, В.В. Эмульгаторы на основе рыбных жиров для повышения нефтеотдачи пласта / В. В. Василевич, М. А. Силин, В. Б. Губанов, М.М. Мухин // Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. - 2018. - № 2 (291). - С.107-117.
4. Пат. 2682534 РФ, МПК В01F 17/08, С09К 8/00. Эмульгатор инвертных эмульсий и способ его получения / В.В. Василевич, Л.А. Магадова, Е.М. Силина, М.М. Мухин, С.Р. Деркач – 2017138535; заявл. 07.11.17; опубл. 19.03.19.

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕРМОСТАБИЛЬНОСТИ РАЗЛИЧНЫХ ПАВ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Давлетшина Л.Ф., Мерзляков К.К., Петрушенко Д.И.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
НОЦ «Промысловая химия», 119991, г. Москва
E-mail: daniil.petrushenko21@gmail.com

Поддержание добычи нефти на месторождениях требует проведения большого количества геолого-технических мероприятий (ГТМ). Для безопасного проведения ГТМ в соответствии с РД 153-39-023-97 необходимо проведение операций по глушению скважин перед началом любых спускоподъёмных операций. Наиболее распространёнными жидкостями глушения являются растворы хлорида кальция в пресной воде, так как данные растворы удобны в приготовлении в «полевых» условиях из-за экзотермичного растворения соли в воде, широкого диапазона плотностей данных растворов. Для ускорения освоения скважины после проведения ГТМ, особенно в низкопроницаемых коллекторах,

рекомендуется добавление ПАВ-гидрофобизаторов в состав жидкости глушения. Целью данной работы является исследование термостабильности поверхностно-активных веществ (ПАВ) при различных температурах в растворах хлорида кальция с добавлением ионов Fe^{3+} для моделирования глушения скважин «старого» фонда.

Методика исследования основывается на изучении поведения растворов $CaCl_2$ с добавлением ПАВ при температуре пласта. В качестве были выбраны следующие ПАВ: катионные ГФД, ГФ-50, ГФ-1 цвиттерионный Бетаин, неионогенный Неонол. Концентрации ПАВ составили: 1%, 2%, 3%, 4%, 5% масс. Растворы выдерживались при температуре 95°C в течении 30 и 60 минут.

Результаты опытов представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты опытов по исследованию термостабильности различных ПАВ

ПАВ	Конц. Fe^{3+} , ppm	Конц. стаб., % масс.	Конц. ПАВ, % масс.	Стабильность при 95 °С		
				0 мин	30 мин	60 мин
ГФ-1	0	0	1	+	+	+
	0	0	2	+	+	+
	0	0	3	+	-	-
ГФ-1	0	0	4	+	-	-
	0	0	5	+	-	-
	2000	0	1	-	-	-
	2000	0,5	1	+	+	+
ГФ-50	0	0	1	+	+	+
	0	0	2	+	+	+
	0	0	3	+	+	+
	0	0	4	+	+	+
	0	0	5	+	+	+
	2000	0	1	-	-	-
	2000	0,5	1	+	+	-
ГФД	0	0	1	+	+	+
	0	0	2	+	+	+
	0	0	3	+	+	+
	0	0	4	+	+	+
	0	0	5	+	+	+
	2000	0	1	-	-	-
	2000	0,5	1	+	+	+
Бетаин	0	0	1	+	+	+
	0	0	2	+	+	-
	0	0	3	+	-	-

	0	0	4	-	-	-
	0	0	5	-	-	-
	2000	0	1	+	-	-
	2000	0,5	1	+	-	-
Неонол	0	0	1	+	+	+
	0	0	2	+	+	+
	0	0	3	+	+	+
	0	0	4	+	+	+
	0	0	5	+	+	+
	2000	0	1	-	-	-
	2000	0,5	1	+	-	-

По результатам проведенных опытов можно сделать следующие выводы:

1. ГФ-1 и ГФ-50 катионные ПАВ на основе четвертичных аммонийных солей. Поведение данных ПАВ в растворе должно быть похожим друг на друга, однако из-за того, что ГФ-50 обладает более длинной алкильной цепью, следовательно большим размером мицеллы, который обуславливает распределение мицелл в растворе без образования двух различных фаз.
2. Катионный ПАВ ГФД проявляет стабильные свойства при повышенных температурах из-за наличия в составе стабилизирующих ПАВ.
3. Неионогенный ПАВ типа Неонол в растворе CaCl_2 нестабилен только в присутствии ионов Fe^{3+} , а также со стабилизатором при повышенной температуре. Это объясняется тем, что неионогенные ПАВ теряют свою активность при повышенных температурах (более 60°C).

ЛИТЕРАТУРА

1. М. А. Силин, Л. А. Магадова, В. А. Цыганков, М. М. Мухин, Л. Ф. Давлетшина Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов. - Москва: ИЦ РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2011. - 119 с.

ВОЗМОЖНОСТИ РАСЧЕТА ВКЛАДА ДИСПЕРСИОННЫХ И ПОЛЯРНЫХ СИЛ В МЕЖМОЛЕКУЛЯРНОЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ АНИОННОГО ПАВ НА ПРИМЕРЕ ЛИГНОСУЛЬФОНАТА

¹Тептерева Г.А., ²Конесев В.Г.

¹Уфимский государственный нефтяной технический университет, г.Уфа, 450062, Космонавтов, 1

²Газпромнефть Научно-Технический Центр, г. Санкт-Петербург, 190000, наб. реки Мойки, 75-79

E-mail: tepтерева.tga@yandex.ru, Konesev.VG@gazprom-neft.ru

На современном этапе изучения характера поведения ПАВ на межфазной поверхности, определение сводится к исследованию особенностей их адсорбции, поскольку отсутствует возможность единого определения дисперсионных, ориентационных и индукционных сил, несмотря на наличие множества формул для их расчета [1,2].

В этой связи, проводить расчеты вклада различных сил возможно на основе свойства аддитивности межмолекулярных сил по функциональным группам, входящим в молекулу, а также по характеру взаимодействия и природе этих сил: полярных, являющихся функцией дипольного момента молекулы, и дисперсионных сил электростатического притяжения мгновенного и индуцированного диполей нейтральных атомов или молекул, за счет дисперсии электронной плотности. Межмолекулярные взаимодействия осуществляются на поверхности молекулы и взаимодействие относится к единице площади поверхности молекулы. Это «силовое поле» молекулы.

Для лигносульфоната, как анионного ПАВ, рассчитать вклад указанных сил в межмолекулярное взаимодействие на межфазной поверхности можно на основании ранее вычисленных значений энергии Гиббса, площади молекулы и работы адсорбции (табл.) [1].

Таблица – Характеристики энергетических величин и размеров макромолекул лигносульфонатов и их модифицированных форм

Расчетные величины	Нейтрально-сульфитный ЛСТ	Сульфитный ЛСТ	ФХЛС на основе сульфитного ЛСТ	ФХЛС-2М на основе нейтрально-сульфитного ЛСТ
<i>Гиббсовская адсорбция</i> $G_{\infty} \cdot 10^{-6}$, 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>Площадь молекулы</i> $S_0 \cdot 10^{-19}, \text{ м}^2$	11,5	3,3	5,7	2,18
<i>Молярная масса</i> $M \text{ г/моль}$	4300-6000	45000-75000	60300-82500	5800-6200
<i>Высота</i> <i>мономолекулярного слоя</i> $\delta = (G_\infty \cdot M) / \rho,$ 10^{-6}	$4,8 \cdot 10^{-3}$	$165 \cdot 10^{-3}$	$198 \cdot 10^{-3}$	$39 \cdot 10^{-3}$
<i>Константа</i> <i>адсорбционного</i> <i>равновесия</i> $Ka = (A \cdot G_\infty) / \delta$	45	12	8,75	68,3
$Ka = f_i x_i / f_i y_i$	45	12	8,75	68,3
<i>Работа адсорбции</i> $W = RT \ln Ka, \text{ Дж/моль}$	9416	6144	5365	10447
<i>Энергия Гиббса</i> $\Delta F = -\Delta G = RT \ln Ka,$ Дж/моль	-9416	-6144	-5365	-10447
<i>Химический потенциал</i> $\mu, \text{ Дж/моль}$	$1652 \div 708$	$1659 \div 708$	$1644 \div 703$	$1656 \div 708$

На основании указанных численных величин и расчета дипольного момента, можно построить график зависимости, где по оси ординат находится отношение $\Delta G/S$, по оси абсцисс – значение дипольного момента (0-для $-C_6H_5$, 3,0 – для $-OH$, 2,7 – для $-CHO$ Кл м) [2]. Тогда отрезок, отсекаемый по оси ординат, соответствующий $\Delta G/S$ дает точку, откуда проводится линия, параллельная оси абсцисс – это вклад дисперсионных сил в межмолекулярное взаимодействие. Прямая, проведенная из этой точки на ось, противоположную оси ординат, соответствует величине поверхностного натяжения для раствора ЛСТ и характеризует вклад полярных сил. Выше линии отсекаемой прямой полярного взаимодействия, находится силовое поле водородных сил.

Таким образом, на основании расчетных величин можно оценить вклад дисперсионных и полярных сил лигносульфонатов разных способов делигнификации в межмолекулярное взаимодействие.

ЛИТЕРАТУРА

1. Тептерева Г.А. Становление и развитие производства и применения лигносульфонатов и их модифицированных производных: моногр. Уфа. УНПЦ «Нефтегазовое дело», 2023. 275 с.
2. Поверхностные явления и поверхностно-активные вещества: /Справ под общ. ред. А. А. Абрамзона и Е. Д. Щукина.Л.: Изд-во «Химия» 1984. 392 с.

РЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КОМПОЗИЦИЙ ПСЕВДОДИМЕРНОГО ПАВ В СМЕСИ С ГИДРОКСИЭТИЛЦЕЛЛЮЛОЗОЙ

Магадова Л.А., Филатов А.А.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
119991, Москва, проспект Ленинский, дом 65, корпус 1,
lubmag@gmail.com, filatov.a@gubkin.ru

Возможность применения вязкоупругих растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ) привлекает внимание исследователей уже два десятилетия. На данный момент существует огромное разнообразие ПАВ, которые могут использоваться для формирования вязкоупругих растворов, в основном, это ПАВ катионного или цвиттерионного типа. Псевдодимерные поверхностно-активные вещества (ПДПАВ) формируются из катионных ПАВ в смеси со сшивателями на основе полианионных солей или кислот. Особенностью этих ПАВ является то, что псевдодимерная структура существует только в строгом диапазоне pH, как правило, ближе к нейтральному, что дает возможность использования этих соединений в жидкостях ГРП или в направленных кислотных обработках. Разнообразие строения как ПАВ, так и сшивателя позволяет подбирать композиции для различных условий. Так добавление различных функциональных групп может менять чувствительность этих композиций к солям, либо к ассоциирующим полимерам, что на сегодняшний день является малоизученной темой.

В настоящей работе рассмотрены особенности взаимодействия ПДПАВ на основе бесхлорных производных олеиновой кислоты с гидроксиэтилцеллюлозой (ГЭЦ). В структуре ПДПАВ есть амидные группы, которые способны к водородным взаимодействиям с гидроксильными группами ГЭЦ. На основе этого выдвинута гипотеза о проявлении синергетических эффектов в изучаемых системах.

Реологические свойства являются основополагающими для большинства технологических жидкостей, используемых в процессах интенсификации добычи. В работе проведено исследование составов на реометре Anton Paar MCR 72 методом ротационной и осцилляционной реометрии. Обработку результатов проводили с помощью ПО к реометру RheoCompass. Для жидкостей разрыва важным параметром является способность к удерживанию проппанта, которую провели на фракциях 10/14, 12/18, 16/20, 18/30.

В результате экспериментов выявлено, что ПАВ полимерная-смесь проявляет синергетические эффекты, которые возрастают с увеличением концентрации ГЭЦ. В экспериментах по удерживанию проппанта

различных фракций выявлена зависимость этого параметра от значений упругого модуля, полученного методом осцилляционной реометрии и значений ньютоновской вязкости, полученных методом ротационной реометрии при низких скоростях сдвига. Введение полимера способствует снижению скорости сдвига, при которой жидкость переходит в режим неньютоновского течения. Из этого следует, что полимер не только вносит свой вклад в вязкость системы, но и участвует в образовании ассоциатов с мицеллами ПАВ.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению №075-15-2022-300 от 18.04.2022 в рамках программы развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

ПРИМЕНЕНИЕ СТАБИЛИЗАТОРОВ ГРУНТОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ПРОМЫСЛОВЫХ ДОРОГ

Магадова Л.А., Потешкина К.А., Аксенова Св.В., Чурбанов А.В.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
119991, г. Москва, проспект Ленинский, дом 65, корпус 1,
e-mail: lubmag@gmail.com

Освоение нефтегазовых месторождений предполагает применение промысловых дорог для передвижения по ним технологического и автомобильного транспорта. Однако строительство традиционных капитальных дорог вблизи нефтегазовых месторождений лимитируется множеством факторов, прежде всего – отсутствием каменных материалов (щебень, гравий, песок) на 80 % площади территории России и повышенными затратами на их транспортирование [1].

Вышеприведенные ограничения при устройстве дорожных покрытий провоцируют применение местных грунтов в качестве строительного материала. Однако в России наиболее распространены глинистые грунты, имеющие слабую водостойкость, склонность к набуханию, вспучиванию и потере несущей способности при поглощении воды [2].

Одним из решений проблемы строительства промысловых дорог является смешивание местного грунта со специальными добавками – стабилизаторами грунтов. Данные добавки представляют собой многокомпонентные системы, содержащие вещества с гидрофобизирующими и структурообразующими свойствами, в том числе различные поверхностно-активные вещества, полимеры [3]. Стабилизация

грунтов позволяет увеличить прочность грунта путем скрепления его частиц между собой, а также влияет на увеличение водонепроницаемости за счет гидрофобизации их поверхности [4].

В большинстве случаев стабилизирующие добавки применяются комплексно совместно с неорганическими вяжущими – известью, цементом и др. – и позволяют уменьшить их содержание в дорожной смеси. В составе стабилизаторов грунтов встречаются полиакриламид, сополимеры акриламида и различные полисахариды. Присутствие перечисленных полимеров в таких жидкостях, как буровые растворы и гели гидроразрыва пласта, обуславливает возможность использования отходов бурения и жидкостей ГРП при стабилизации местных грунтов вблизи нефтегазовых месторождений. Данное направление может стать довольно актуальным в связи с растущими требованиями охраны природы и служить способом утилизации токсичных отходов эксплуатации скважин.

На данный момент в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в рамках НОЦ «Промысловая химия» проводится разработка оптимального состава добавки, которая планируется к применению в строительстве промышленных дорог методом стабилизации местных грунтов. Применение стабилизаторов грунтов для получения дорожного материала является перспективным способом улучшения долговечности дорог, снижения стоимости и сроков строительства покрытия, а также уменьшения вредного экологического воздействия при помощи использования вторичного сырья.

ЛИТЕРАТУРА

1. Долгодворов Р. Е. и др. Искусственный каменный материал из укрепленных грунтов как альтернатива привозному щебню и дорожным плитам //ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2022. – №. 4. – С. 56-62.
2. Золотых, С. Н. Стабилизация глинистых грунтов в транспортном строительстве / С. Н. Золотых // Образование, наука, производство, Белгород, 20–22 октября 2015 года / Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова. – Белгород: Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова, 2015. – С. 600-603.
3. Могилевцев Д. А., Траутвайн А. И. Теоретические основы укрепления и стабилизации грунтов //IX Международный молодежный форум" Образование. Наука. Производство". – 2017. – С. 787-791.
4. Буланкин Д. А. Обзор международной практики использования различных компонентов стабилизации грунта при строительстве дорожных оснований и грунтовых (промышленных) дорог // ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА. – 2014.

7. Физико-химические исследования нефтей и реагентов, применяемых для добычи нефти и газа

МАРКЕРЫ ДЛЯ ТОПЛИВА – ЗАЩИТА ОТ ФАЛЬСИФИКАЦИИ

¹Алексян К.Г., ²Кобраков К.И., ¹Макеев М.А., ²Агаджанян М.А.

¹Российский государственный университет нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина

²Российский государственный университет имени А.Н. Косыгина.
Технологии и дизайна
alkarine@mail.ru

Один из способов защиты от подделки и фальсификации топлива является применение специальных топливных маркеров, которые приняты в качестве международного стандарта безопасности.

Применение спектральных маркеров решает проблемы уклонения от уплаты налогов и борьбы с подделкой продукции [1]. В оригинальный продукт добавляются специальные химические вещества в очень малых дозах (на уровне миллионной доли и менее). Затем проводится быстрый анализ продукта с помощью высокоточного оборудования, чтобы выявить подделку или контрафакт.

Несмотря на то, что маркеры добавляют в топливо в очень малых концентрациях, присадки и красители могут действовать как фотохимические сенсibilизаторы окисления углеводородов. Поэтому рекомендуется проверять окислительную стабильность такого топлива, так как используемые в качестве маркера вещества не должны ухудшать эксплуатационные свойства топлив [2].

Совместно с учеными ЯрГУ имени Демидова были синтезированы амины различного строения, которые были вовлечены в реакцию азосочетания с 2,4-дитретбутилфеном (ПЗФ). Так как пространственно-замещенный фенол используется в производстве в качестве антиокислительной присадки, введение его в формулу азокрасителей позволит нам не ухудшить качество топлива. Данные соединения будут хорошо идентифицироваться при помощи ИК-спектроскопии, так как имеют характерную полосу поглощения между 1504 см^{-1} и 1555 см^{-1} . Пространственно-замещенный фенол используется в качестве антиоксидантов, поэтому введение его структуру маркера позволит не ухудшать свойства нефтепродуктов [3].

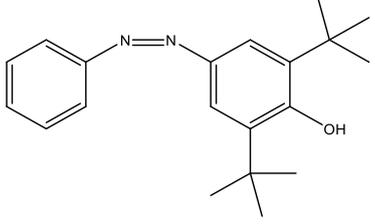
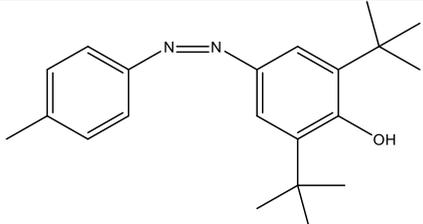
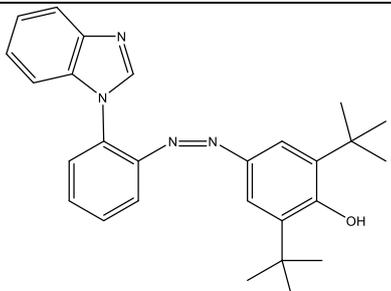
В структуре соединений также не должно присутствовать солеобразующих карбоксильных ($-\text{COOH}$) и сульфоновых ($-\text{SO}_3\text{H}$) групп. Предпочтительно наличие длинных алкильных радикалов. Это

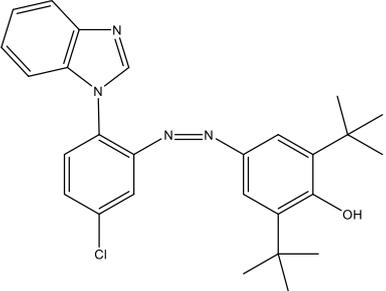
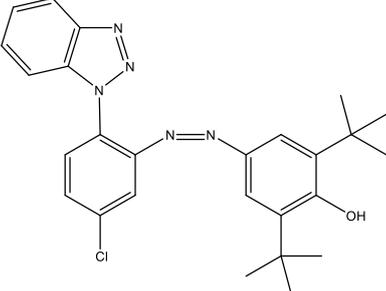
обуславливает растворимость в углеводородной среде и возможность их использования в топливах и маслах.

Также все соединения были испытаны на биологическую активность. Присутствие биологически активных веществ в нефтепродуктах может стимулировать рост бактерий, что может привести к поломке оборудования и капитальным затратам. В таких случаях необходимо применение биоцидов – соединений, подавляющих рост бактерий.

Для соединений была рассчитана биологическая активность по системе PASS. Данные показали целесообразность синтеза и использование данных соединений в различных областях.

Таблица 1 – Расчетные значения биологической активности синтезированных веществ

№ п.п.	Формула	Расчетная биологическая активность по системе PASS	
1		а) антагонист холестерина (Pa)-	0,767
		б) противовоспалительные свойства (Pa)	0,709
		в) антисептик (Pa)	0,776
		г) антисеборейный (Pa)	0,747
2		а) антагонист холестерина (Pa)	0,749
		б) противовоспалительные свойства (Pa)	0,691
		в) антисептик (Pa)	0,843
		г) антисеборейный (Pa)	0,771
3		а) антагонист холестерина (Pa)	0,861
		б) противовоспалительные свойства (Pa)	0,711
		в) антисептик (Pa)	0,790
		г) антисеборейный (Pa)	0,847

4		а) антагонист холестерина (Pa)	0,828
		б) противовоспалительные свойства (Pa)	0,932
		в) антисептик (Pa)	0,903
		г) антисеборейный (Pa)	0,888
5		а) антагонист холестерина (Pa)	0,818
		б) противовоспалительные свойства (Pa)	0,872
		в) антисептик (Pa)	0,903
		г) антисеборейный (Pa)	0,939

В ходе работы были синтезированы соединения, которые можно использовать в качестве многофункциональных присадок к топливам. Это позволит нам улучшить качество топлива, продлить срок его эксплуатации и хранения, а также исключит возможность фальсификации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Нехорошев С.В., Рубаник С.И., Нехорошев В.П., Туров Ю.П. Химический маркер. Патент. 2001. № 2199574.
2. Данилов А. М. Д 183 Применение присадок в топливах: Справочник. - 3-е изд., доп. - СПб.: ХИМИЗДАТ, 2010. - 368 с..
3. Ситникова, В. Е., Практикум по колебательной спектроскопии: Учебное пособие / Т.Н. Носенко, В.Е. Ситникова, И.Е. Стрельникова, М.И. Фокина– СПб: Университет ИТМО, 2021. – 173 с.

ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ПОСТОЯННОГО МАГНИТНОГО И ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ПОЛЕЙ НА ОБРАЗОВАНИЕ КРИСТАЛЛОВ ДВУВОДНОГО СУЛЬФАТА КАЛЬЦИЯ

Алимбекова С.Р., Ишмуратов Ф.Г., Алимбеков Р.И.

Уфимский университет науки и технологий,
ООО «НИИ ТС «Пилот»,
450077, г.Уфа, ул. К.Маркса 12,
ms.sofia.al@gmail.com

В настоящее время метод поддержания пластового давления, используемый при разработке нефтяных месторождений путем закачки воды приводит к осложнениям в добыче, вызванным отложением различных неорганических солей в призабойной зоне пласта и внутрискважинном оборудовании [1,2]. Причем вероятность образования солевых осадков существует независимо от того, используется ли пластовая вода нефтедобывающих скважин или же подготовленная. Пластовые воды нефтяных месторождений являются растворами хлоридов, сульфидов и карбонатов металлов с примесью пластовой нефти и щелочных солей нафтеновых кислот [3].

В рамках исследования изучена структура кристаллов сульфата кальция, образующихся в его пересыщенном водном растворе под воздействием постоянного магнитного (ПМП) и электромагнитного (ЭМП, 90 кГц) полей. Эксперимент проводили в течение 5 мин при температуре 50°C.

Микроскопический анализ образующихся кристаллов гипса показал, что в отсутствие воздействия ПМП и ЭМП твердая фаза представлена зернами столбчатого габитуса, которые образуют сростки и друзы (рис. 1 а), а под действием ПМП и ЭМП уменьшается размер кристаллов (рис. 1 б, в). Кристаллы также приобретают преимущественно иглоподобную форму.

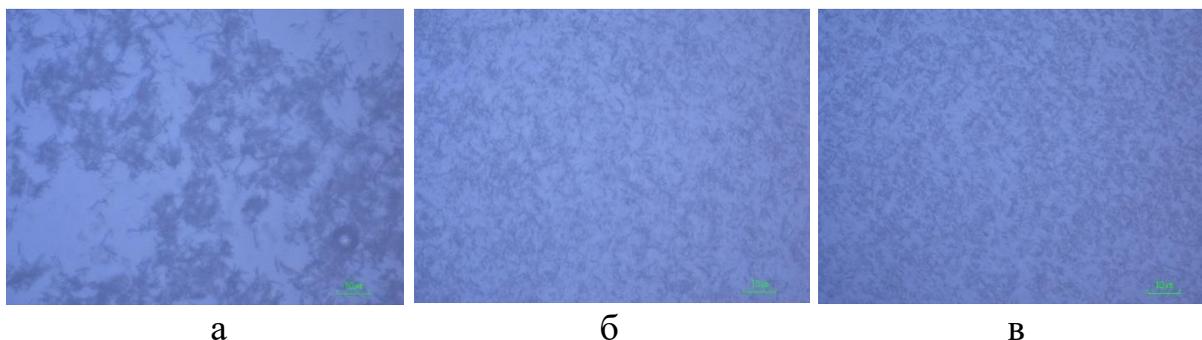


Рисунок 1 – Кристаллы гипса, образующиеся: а) без ПМП и ЭМП; б) под действием ПМП; в) под действием ЭМП с частотой 90 кГц

Как и в случае кристаллизации карбоната кальция и сульфата стронция под действием ЭМП [4], под влиянием ПМП и ЭМП наблюдается уменьшение размеров частиц $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$: пиковые значения размеров частиц без воздействия полей – 4,08 мкм, под воздействием ПМП – 2,12 мкм, под воздействием ЭМП – 1,57 мкм (рис. 2).

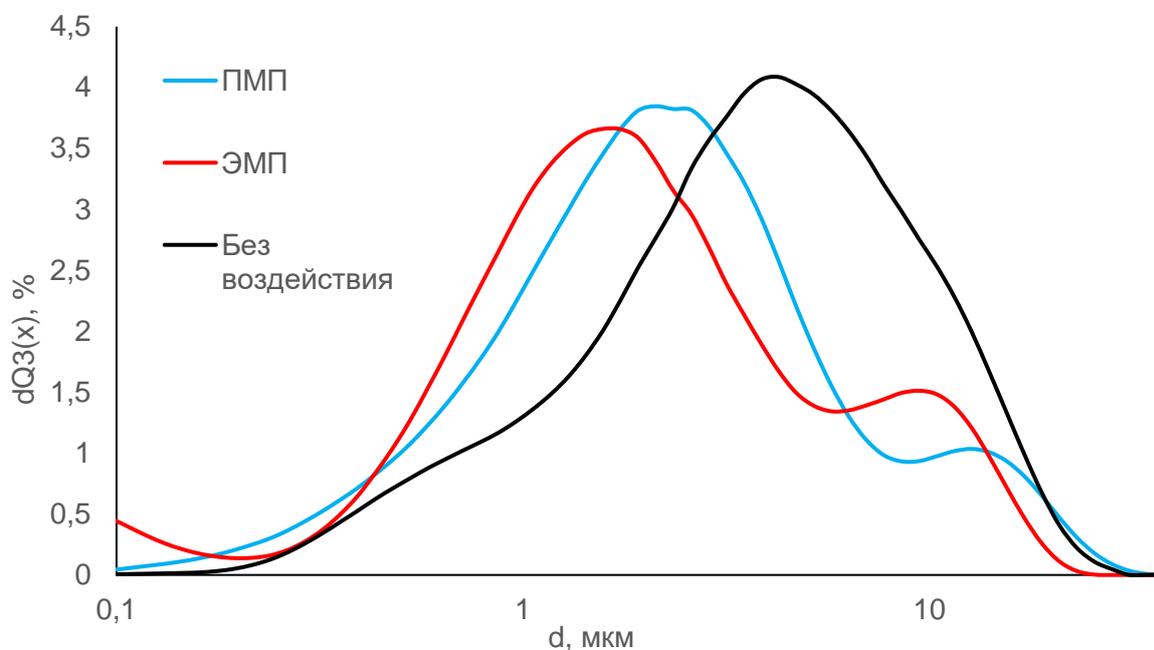


Рисунок 2 – Влияние ПМП и ЭМП на размеры частиц $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$

ЛИТЕРАТУРА

1. Маркин А.Н. Нефтепромысловая химия: практическое руководство / Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. – Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.
2. Осложнения в нефтедобыче / Н.Г. Ибрагимов, А.Р. Хафизов, В.В. Шайдаков, Ф.Р. Хайдаров, А.В. Емельянов, М.В. Голубев, Л.Е. Каштанова, К.В. Чернова, Д.Е. Бугай, А.Б. Лаптев. Уфа: Изд-во «Монография», 2003. 302 с.
3. Борьба с солеотложениями – удаление и предотвращение их образования/ Крабтри М., Эслингер Д., Флетчер Ф. и др. // Нефтегазовое обозрение. 2002. Т.7, №2. С. 52-73.
4. Влияние электромагнитного поля на процесс кристаллизации карбоната кальция, сульфатов бария и стронция / В. А. Докичев, Ф. Г. Ишмуратов, Е. И. Коптяева и др. // Нефть. Газ. Новации. 2015. № 6. С. 52-55.

АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ ВЫНГАПУРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ширяева Р. Н., Амангельда А.А.

Уфимский государственный нефтяной технический университет
Email: aynara.amangelda@mail.ru

Одной из проблем, вызывающих осложнения в работе скважин при добыче нефти, а также в работе нефтепромыслового оборудования, являются асфальтосмолопарафиновые отложения – АСПО [1,2]. Проблема борьбы с АСПО приобретает острый характер в связи с увеличением в составе добываемых нефтей доли высоковязких нефтей с повышенным содержанием смолисто-асфальтеновых веществ и твердых парафинов.

Для эффективной борьбы с АСПО необходимо знание химического состава и физико-химических свойств отдельных компонентов. Известно, что отложение на поверхности нефтепромыслового оборудования в основном формируются органическими и неорганическими веществами [3].

Целью данной работы являлось изучение структурных особенностей компонентов АСПО высоковязкой нефти.

Экстракцией хлороформом в аппарате Сокслета АСПО Вынгапурского месторождения освобождалось от механических примесей и неорганических солей. Разделение углеводородной части АСПО проводилось методом SARA–анализа с использованием гептана и дихлорметана. АСПО имеет следующий компонентный состав (% масс.): асфальтены – 16,95; смолы – 10,14; ароматические углеводороды – 15,73; насыщенные углеводороды – 7,52. АСПО характеризуются высоким содержанием асфальтенов и смол. В соответствии с принятой классификацией, предложенной Мозесом, исходные данные АСПО относятся к типу асфальтеновых.

ИК-спектры АСПО и асфальтенов снимали на однолучевом ИК-Фурье спектрометре FTIR-8400S фирмы «Shimadzu». АСПО и асфальтены практически содержат одни и те же структурные фрагменты, отличаются только их количественным содержанием (табл.1).

Таблица 1 – Спектральные коэффициенты для характеристики АСПО и асфальтенов

Образец	C_1 (A_{1600} / A_{720})	C_2 (A_{1710} / A_{1460})	C_3 (A_{1380} / A_{1460})	C_4 ($A_{720}+A_{1380}/A_{1600}$)	C_5 (A_{1030}/A_{1460})
АСПО	1,09	0,57	0,84	1,45	0,65

C_1 – коэффициент ароматичности; C_2 – коэффициент окисленности; C_3 – коэффициент разветвленности; C_4 – коэффициент алифатичности; C_5 – коэффициент осерненности.

Как видно из табл.1, асфальтены в отличие от АСПО являются более ароматичными, менее разветвленными и алифатичными.

Неорганическую часть АСПО анализировали методом ЭДРФА на рентгенофлуоресцентном спектрометре EDX-800 HS. В неорганической части АСПО содержатся такие элементы, как S (32,0%), Ca (15,8%), Fe (15,8%), Si (14,8%), Ba (8,8%), Cl (5,3%), Al (4,1%), Mg (2,1%).

Рентгенофазовый анализ минеральной части АСПО проводили на дифрактометре ДРОН 4-57 с CuK_{α} -излучением. Основными составляющими АСПО являются кальцит (42,84%) и кварц (20,59%). А также в незначительном количестве содержатся другие минералы (табл.2).

Таблица 2 – Количественное содержание отдельных фаз

Состав	Содержание, % масс.
$CaCO_3$	42,84
SiO_2	20,58
$CaCO_3 \cdot MgCO_3$	9,73
$BaSO_4$	7,38
NaCl	5,69
$KAlSi_3O_8$	4,81
$CaSO_4$	3,13
Na $[AlSi_3O_8]$	2,33
$CaSO_4 \cdot 2H_2O$	2,05
$KAl_2[AlSi_3O_{10}](OH)_2$	1,45

Для растворения АСПО с высоким содержанием смол и асфальтенов целесообразно использовать композиционные растворители из алифатических, нефтяных и ароматических углеводородов. Нами был синтезирован реагент ОКН, состоящий из кобса, нефраса и 30 % основного вещества. Эффективность растворения АСПО составила 81,5%.

ЛИТЕРАТУРА

1. Иванова Л.В. АСПО в процессах добычи, транспорта и хранения /Л.В.Иванова, Е.А.Буров, В.Н.Кошелев. - Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2011. №1 - С.268-284.
2. Шарифуллин А.В. Механизм удаления нефтяных отложений с применением композиционных составов / А.В.Шарифуллин. – Технология нефти и газа. 2007. №4 – С. 45-50.
3. Гумеров Р.Р. Разработка эффективных ингибиторов АСПО асфальтенового типа: дис.канд.тех.наук / Р.Р.Гумеров.- Уфа.2018. – 124 с.

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ СКОРОСТИ СДВИГА ПРИ ФИЛЬТРАЦИИ ПСЕВДОПЛАСТИЧНОЙ ЖИДКОСТИ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

Магадова Л. А., Губанов В.Б., Пак С., Широков Д.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 119991, г. Москва,
проспект Ленинский, дом 65, корпус 1, +7 (499) 507-88-88,
email: gubanowwww@gmail.com

Для физического моделирования процесса закачки в продуктивный пласт реагентов и составов, представляющих собой по большей части псевдопластичные жидкости, необходимо знать эффективную вязкость исследуемого реагента, то есть его динамическую вязкость, соответствующей определенной скорости сдвига при заданной скорости фильтрации в пористой среде.

Предлагается метод определения скорости сдвига, в основе которого лежит представление модели пористой среды в виде капилляра определенной длины $l_{\text{кап}}$ и начальным радиусом r_0 , с таким же поровым объемом ($V_{\text{пор.}}$) и такой же проницаемостью по воде (K), как у модели пористой среды со 100% водонасыщенностью. Радиус такого капилляра вычисляется по формуле Ф. И. Котяхова [1,2]:

$$r_0 = \frac{2}{7 \cdot 10^5} \sqrt{\frac{K \cdot 0,5035}{m^{2,1}}} \quad (1)$$

где m – пористость и K – начальная проницаемость по воде водонасыщенной, насыпной или составной из образцов керна модели пористой среды.

Скорость сдвига рассчитывается по формуле:

$$\dot{\gamma} = \frac{dv}{dx} \quad (2)$$

где $\dot{\gamma}$ – скорость сдвига, $\frac{dv}{dx}$ – градиент линейной скорости жидкости

В случае упрощенного расчета скорости сдвига для капилляра дифференциал можно принять равным отношению линейной скорости слоя жидкости в центре капилляра (v) к его радиусу, поскольку скорость пристеночного слоя приравнивается нулю. Тогда,

$$\dot{\gamma} = \frac{v}{r_0} \quad (3)$$

Следовательно, для определения скорости сдвига в капилляре необходимо определить линейную скорость движения жидкости в нем и радиус капилляра.

Зная такие характеристики реальной модели пористой среды, как коэффициенты проницаемости по воде (K) и пористости (m), площадь поперечного сечения модели пористой среды (F) и расход при закачке реагента (FIR), используя формулу Ф. И. Котяхова, можно вычислить оба требуемых параметра и определить поперечное сечение капилляра s .

$$s = \pi \cdot r_0^2 \quad (4)$$

Исходя из условия, что поровые объемы капилляра и модели пористой среды равны, можно определить, на какое количество (n) капилляров радиусом r_0 необходимо разделить исходный капилляр длиной $l_{\text{кап}}$ для того, чтобы их суммарное поперечное сечение было равно эффективному поперечному сечению модели пористой среды $F \cdot m$.

$$n = \frac{F \cdot m}{\pi \cdot r_0^2} \quad (5)$$

При закачке в модель пористой среды флюида с заданным расходом или объемной скоростью, линейную скорость жидкости в единичном капилляре ($V_{\text{кап}}$), одинаковую для всех капилляров, можно определить, как отношение FIR к сумме поперечных сечений для n капилляров.

$$V_{\text{кап}} = \frac{FIR}{n \cdot s} = \frac{FIR}{F \cdot m} \quad (6)$$

Тогда скорость сдвига соответственно будет определяться следующим уравнением:

$$\gamma' = \frac{dV}{dx} = \frac{FIR}{F \cdot m \cdot r_0} = \frac{FIR \cdot 7 \cdot 10^5}{2F \cdot m} \cdot \sqrt{\frac{m^{2,1}}{K \cdot 0,5035}} \quad (7)$$

Согласно представленному методу определения скорости сдвига, для модели пористой среды из образцов керна диаметром 3 см терригенного продуктивного коллектора со среднестатистическими характеристиками керна (коэффициентом проницаемости 50 мД, пористости 15%) при расходе 0,1 см³/мин, то есть 1,36 м/сут., скорость сдвига составит 4,73 с⁻¹.

Увеличение расхода жидкости пропорционально увеличит скорость сдвига и линейную скорость жидкости и наоборот, увеличение проницаемости пористой среды приведет к снижению скорости сдвига.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтного и газового пласта. Учебник. Изд. 2, перераб. и доп. М., «Недра», 1971, 312 с.
2. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов М., «Недра», 1977, 287 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ОБРАБОТКИ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ

Деньгаев А.В., Абдулрахман Б., Сидибе М.С.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
119991, Россия, г. Москва, проспект Ленинский, дом 65, корпус 1,
e-mail: dengaev.a@gubkin.ru

Актуальность. В связи с истощением традиционных запасов нефти, поиск и разработка ресурсов тяжелой нефти становятся все более значимыми. В то же время существуют проблемы, связанные с добычей и транспортировкой нефти с высокой вязкостью, которые обусловлены их аномальным реологическим поведением (жидкости Бингама) [1].

Особенность реологических свойств таких нефтей проявляется в изменчивости их вязкости, а именно в нелинейном характере зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига [2].

Применение ультразвуковой обработки способно изменить вязкоупругие свойства жидкости таким образом, что ее течение становится ближе к течению идеальной ньютоновской жидкости. Этот эффект достигается за счет воздействия на нефтяную систему на молекулярном уровне и разрушения межмолекулярных связей [3].

Цель исследования заключается в изучении влияния ультразвукового воздействия на вязкость тяжелой нефти Усинского месторождения (республика Коми) и оценке эффективности этого метода по сравнению с термическим. Также предполагается определение оптимальных диапазонов физических параметров: частоты, мощности и времени акустического воздействия.

Методы исследования. Исследование проводилось на экспериментальной установке для ультразвуковой обработки тяжелой нефти, которая была разработана ООО «НПО «Волна» (Москва, Россия) по заказу специалистов Губкинского университета в рамках программы «Приоритет 2030». Особенностью лабораторной установки является возможность управления акустическими многочастотными полями заданной амплитуды [4]. Схематическое изображение установки показано на рисунке 1.

Реактор с термостатическим управлением (4) заполняют 100 мл пробы сырой нефти и выдерживают при постоянной температуре в течение 1 часа. Температура в сосуде в любой определенный момент времени контролируется термометрами (3). Пьезокерамический преобразователь, установленный в нижней части реактора (4), возбуждает ультразвуковые волны.

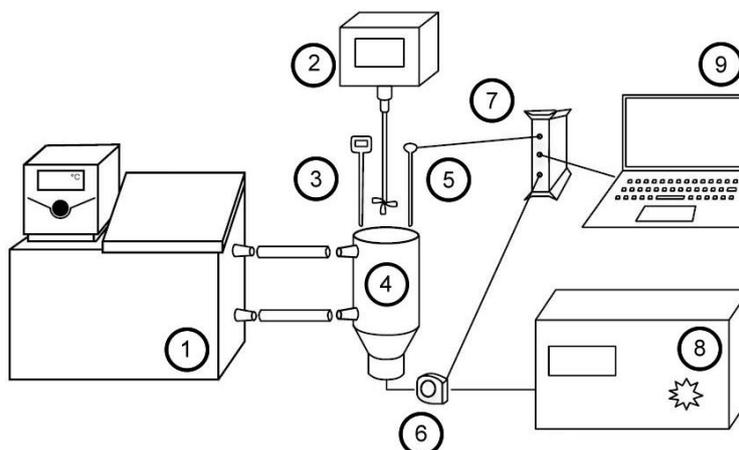


Рисунок 1 – Экспериментальная установка для проведения лабораторных испытаний
1 – циркуляционный термостат; 2 – ротационный вискозиметр; 3 – термометр; 4 – реактор с термостатируемой рубашкой; 5 – гидрофон; 6 – токовый трансформатор; 7 – цифровой осциллограф; 8 – лабораторный генератор УЗГ-22; 9 - компьютер

Амплитуда акустических волн регулировалась путем изменения мощности генератора (8). Частота акустического сигнала контролировалась с помощью гидрофона (5). Для получения сигналов использовался цифровой осциллограф (7), подключенный к компьютеру (9).

Результаты. Эксперименты проводились при частоте 20,7 кГц и при мощности воздействия 0.15, 0.3, 0.5 и 0.7 Вт/мл. Образцы тяжелой нефти подвергались ультразвуковой обработке в течение 5-ти минут при начальной температуре 30 °С. Так как в процессе озвучивания снижение вязкости нефти осуществлялось не только за счет кавитационных процессов, но и от нагрева, то параллельно изучалось поведение контрольного образца при нагреве без воздействия акустического поля. В дальнейшем изучалось снижение вязкости исключительно из-за обработки ультразвуком.

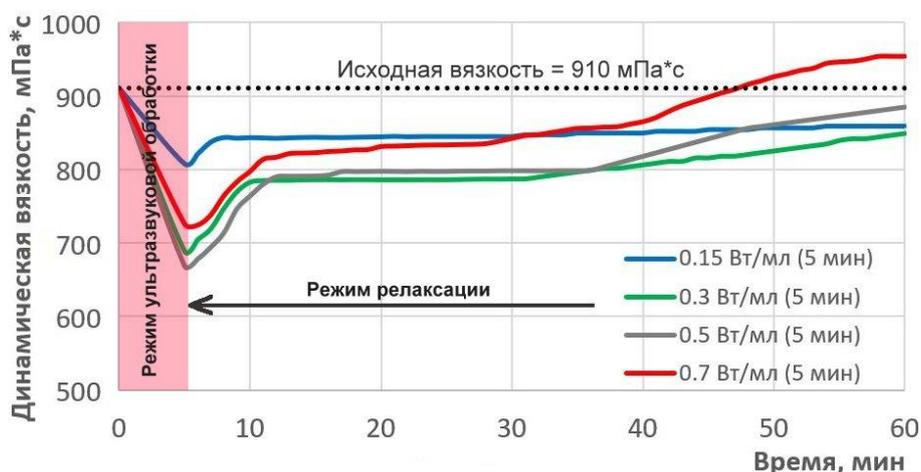


Рисунок 2 – Динамика изменения вязкости при ультразвуковой обработке пробы Усинской нефти ($F=20.7$ кГц, $T = 30$ °С)

Замеры динамической вязкости проводились на ротационном вискозиметре на протяжении 1 часа после осуществления обработки. Результаты представлены на рисунке 2.

Проведенные исследования демонстрируют локальное снижение вязкости за счет кавитационной обработки тяжелых углеводородов. При этом в процессе релаксации наблюдается рост вязкости, который очевидно связан с перегруппировкой крупных молекул углеводородов. Максимальная достигнутая степень снижения вязкости составила 27%.

Заключение. Применение ультразвука является перспективной технологией для решения ряда проблем, связанных с добычей и транспортировкой тяжелых нефтей. Однако для решения технологических задач необходимо осуществлять детальный подбор технологии. Эксперименты продемонстрировали, что применение избыточных мощностей воздействия вызывает последующий рост вязкости сырья, что приведет к значительным издержкам.

Важной задачей для дальнейших исследований является изучение процессов стабилизации эффекта снижения вязкости нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ануфриев, Р. В. Влияние ультразвуковой обработки на структурно-механические свойства и состав нефтяных дисперсных систем: специальность 02.00.13 "Нефтехимия": диссертация на соискание ученой степени кандидата химических наук / Ануфриев Роман Викторович, 2017. – 170 с.
2. Ганиева Т.Ф., Фахрутдинов Р.З. Механо-акустическое воздействие на высоковязкую нефть // Вестник Казанского технологического университета. 2015. №1.
3. Gao, J.; Wu, P.; Li, C.; Xu, D.; Wang, X. Influence and Mechanism Study of Ultrasonic Electric Power Input on Heavy Oil Viscosity. *Energies* 2022, 16, 79.
4. Dengaev A.V.; Kayumov, A.A.; Getalov A.A., Baimukhametov, G.F.; Sargin, B. V.; Maksimenko, A.F.; Vakhin, A. V. Chemical Viscosity Reduction of Heavy Oil by Multi-Frequency Ultrasonic Waves with the Main Harmonics of 20–60 KHz. *Fluids* 2023, 8, 136, doi:10.3390/fluids8040136.

ИЗУЧЕНИЕ ТИКСОТРОПНЫХ СВОЙСТВ ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ

Иванова Л.В., Янтураев В.А., Сидибе М.С., Абдулрахман Б.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
119991, Россия, г. Москва, проспект Ленинский, дом 65, корпус 1,
e-mail: ivanova.l@gubkin.ru

Трубопроводы являются наиболее удобным средством транспортировки сырой нефти с месторождения на НПЗ. Однако перемещение парафинистой нефти является чрезвычайно сложной задачей из-за ее неспособности течь свободно. Высокое содержание твердых парафинов в нефти значительно ухудшает низкотемпературные свойства парафинистой нефти, вызывая осложнения связанные с высокой температурой застывания, повышенной вязкостью, склонностью к образованию асфальтосмоло-парафиновых отложений (АСПО) [1,2]. Для повышения эффективности перекачки и улучшения потока парафинистых нефтей по трубопроводу предложены технологии, позволяющие снизить гидравлическое сопротивление до достаточно низких значений. Одним из таких методов является применение присадок, направленное на снижение вязкости нефти за счет изменения ее микроструктуры [3,4].

Однако в работе транспортных систем возможны аварийные ситуации, при которых движение в нефти по нефтепроводу останавливается. Наиболее ответственной является операция запуска нефтепровода после остановки. В этом случае необходимо, чтобы пусковое напряжение не превышало предельной прочности нефтепровода на разрыв. Пусковое напряжение, которое надо приложить для восстановления функционирования нефтепровода зависит от степени структурированности нефтяной системы.

В данной работе исследовались тиксотропные свойства высокопарафинистой нефти, содержащей различные концентрации депрессорно-диспергирующих присадок, до и после выдерживания образцов нефти в статических условиях в течение 5-ти суток.

Объектом исследования являлась высокопарафинистая нефтесмесь, образованная нефтями Юга России с общим содержанием твердых парафинов 15,37% и температурой застывания 29°C, что значительно выше среднесуточной температуры в осенне-зимний период в данном регионе. Для улучшения низкотемпературных свойств Нефтесмеси были испытаны 3 образца депрессорных присадок серии ДМН фирмы «Депран» в дозировках 750, 850 и 1500 г/т. О влиянии присадок на реологические свойства

нефтесмеси судили по вязкостно-температурным зависимостям, полученным для свежеприготовленных образцов и образцов после выдерживания в статических условиях при комнатной температуре в течение 5 суток. По истечении указанного срока наблюдалось ухудшение реологических свойств.

Изменения в реологическом поведении парафинистой нефтесмеси при выдерживании в статических условиях в течение 5 суток возможно связаны со сложной структурной организацией системы. Для получения дополнительной информации были получены изотермические кривые течения парафинистой нефтесмеси прямого и обратного хода для образцов, содержащих разные концентрации депрессорных присадок и на основе их рассчитана энергия разрушения структуры НДС. Результат представлен на рисунке 1.

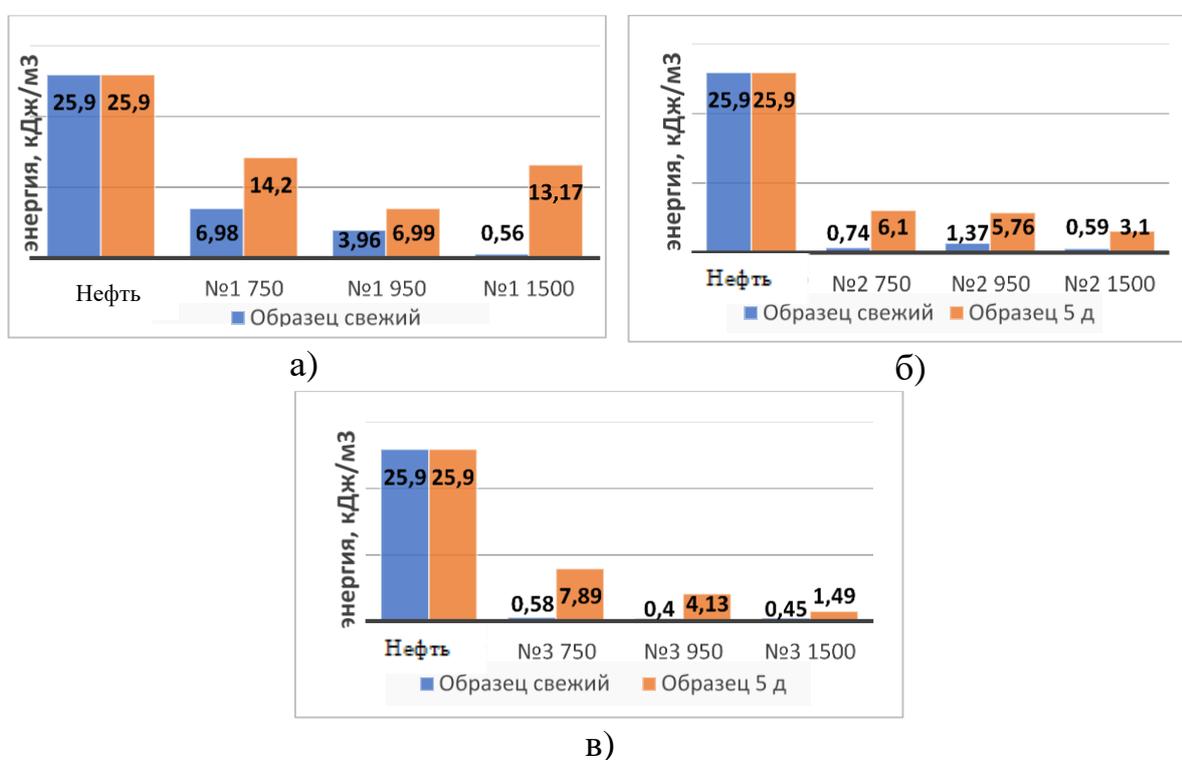


Рисунок 1 – Изменение энергии разрушения структуры НДС в исследуемых образцах до и после выдерживания 5 суток в присутствии присадок а) Образец №1, б) Образец №2, в) Образец №3

Данные, приведенные на рисунке 1, свидетельствуют об упрочнении структуры в объеме нефти при ее выдерживании в течении 5 суток, что выражается в увеличении энергии разрушения структуры НДС. Это указывает на восстановление межмолекулярных связей в системе после снятия механического воздействия и выдерживании образца в статических условиях.

Как видно из приведенных данных по истечении 5 суток эффективность влияния присадок снижается, при этом в разной степени в зависимости от присадки и ее концентрации в нефтесмеси. Наименьшее изменение энергии разрушения внутренней структуры НДС наблюдается в образце, содержащем присадку Образец №3 в максимальной дозировке 1500 г/т.

ЛИТЕРАТУРА

1. Shengfei Zhang, Jin Huo, Xinge Sun, Fengxiang Yang, Ping Wang, Jianxun Wu, Yahe Zhang, and Quan Shi /Energy Fuels -2021, V.35, P.473–478.
2. Аббакумова Н. А., Петрова Л. М., Фосс Т. Р., Романов Г. В., Елпидинский А. А./ Технологии нефти и газа. -2011, № 1, С.3-6.
3. N. Li, G.L. Mao, X.Zhi S.Wei Tian, Y. Liu / Journal of Dispersion Science and Technology. -2018, V. 39, № 8, P. 1165-1171.
4. P.Li, F.Zhang, Y. Gong, J.Tang, C.Zhang, Z.Sun, G.Liu, X.Li /Journal of Molecular Liquids, 2021, V. 330, №5, 115635.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТАЛЛИЧЕСКОГО КАЛИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ХЛОРООРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ

Козлов А.М., Буранбаева М.М.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
kozlov.a@gubkin.ru

В настоящее время все более актуальным является вопрос определения хлорорганических соединений как в нефтях и жидкостях, применяющихся для интенсификации нефтедобычи, так и в альтернативном углеводородном сырье, например, продуктах переработки сланцев и торфов [1,2].

Несмотря на распространение использования метода А ГОСТ Р 52247-2021 «Нефть. Методы определения хлорорганических соединений» [3], применение данной методики приводит к значительному перерасходу дорогостоящего бифенила натрия, вследствие чего является значительное удорожание единичного испытания. Поэтому нами были применены другие соединения, которые могут разлагать органические хлориды с образованием солей хлора, подходящих для титрования нитратом серебра.

В качестве таких соединений были применены чистые щелочные металлы: металлические литий, натрий и калий. Для способности этих металлов разлагать органические хлориды к отогнанной до 204°C фракции сланцевой смолы (сланцевому бензину) прибавлялась смесь хлорбензола и

хлористого метилена в толуоле в таком количестве, чтобы добавка органического хлора составляла около 10 ppm.

Эксперимент проводился в следующей последовательности:

- выполнялась отгонка сланцевого бензина по ГОСТ Р 57036;
- полученный сланцевый бензин промывали 5 раз 1 М водным раствором гидроксида калия в делительной воронке с интенсивным перемешиванием для полного удаления сероводорода и меркаптанов
- сланцевый бензин промывали 5 раз бидистиллированной водой в делительной воронке с интенсивным перемешиванием для удаления следов хлоридов и гидроксида натрия;
- последнюю водную фракцию проверяли на полноту промывки с помощью добавления нескольких капель 0,1 М водного раствора нитрата серебра. О полноте промывки говорит отсутствие образования цвета или осадка;
- органическую фракцию дополнительно отстаивали в течении 15 минут для удаления оставшейся выделившейся воды;
- отбираем навеску промытого бензина массой около 10 г (масса навески записывается с точностью 0,0001 г) в круглодонную колбу и добавляем около 50 мл ксилола и при постоянном помешивании маленькими кусочками около 2 г щелочного металла;
- подсоединяем обратный холодильник и после подключения охлаждающей воды нагреваем смесь на колбогрейке в течении часа, в течении этого времени легкоплавкие металлы плавятся и взаимодействуют с содержимым колбы не в виде кусочков, а в расплавленном состоянии;
- после остывания содержимого колбы добавляем 5 мл изопропанола для нейтрализации свободного металла, потом добавляем 20 мл бидистиллированной воды и 10 мл азотной кислоты при постоянном помешивании и переливаем содержимое в делительную воронку
- после дополнительного перемешивания с помощью добавления азотной кислоты доводим до кислой реакции рН водной вытяжки
- далее эксперимент проводили согласно метода А ГОСТ Р 52247-2021 «Нефть. Методы определения хлорорганических соединений».

В результате экспериментов показано, что литий не является достаточно активным для разрыва хлорорганических соединений металлом, натрий и калий с функцией отрыва атома хлора их органических соединений справились значительно лучше и подходят для использования с учетом требований табл. 2 пп. 14.1.1.1. Тем не менее применение калия как более активного металла показывает лучшее разрушение хлорорганических соединений, рубидий же в эксперименте не применялся, так как его использование влечет значительное усложнение эксперимента, несмотря на значительно высокую химическую активность по отношению к галогенам.

Таким образом, для предварительных экспериментов и поисковых работ существует возможность замены дорогостоящего реактива с малым

сроком годности – бифенила натрия – более дешевым металлическим калием, тем не менее такая замена возможна только при использовании результатов анализов для внутренних нужд.

ЛИТЕРАТУРА

1. Карпов А.Б., Кондратенко А.Д., Козлов А.М. Современные методы анализа газов и газоконденсатов. Лабораторный практикум. – С-Пб.: Лань, 2018.– 206 с.
2. Стрижакова Ю.А., Усова Т.В., Козлов А.М., Лapidус А.Л., Мовсумзаде Э.М. Каталитическая конверсия Кашпирских горючих сланцев// Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. 2010. № 8. С. 3-8.
3. ГОСТ Р 52247-2021 «Нефть. Методы определения хлорорганических соединений».

МИКРОБИОЛОГИЧЕСКОЕ ОКИСЛЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ В СМАЗОЧНЫХ МАСЛАХ

¹Колчина Г.Ю., ²Логинова М.Е., ³Бабаев Э.Р., ⁴Мовсумзаде Э.М.

¹ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий»,
Стерлитамакский филиал, 453103, г. Стерлитамак, пр. Ленина, 49,
89174083096/g.y.kolchina@struust.ru

²АО НПФ «Геофизика», 450097, г. Уфа, ул. Комсомольская 2/1,
89174031178/ufamel@yandex.ru

³Институт химии присадок им. акад. А.М. Кулиева НАН Азербайджана,
AZ 1029, г. Баку, Беюкшорское шоссе, квартал 2062

⁴ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический
университет», 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
g.y.kolchina@struust.ru

Рассмотрены изменения, которые протекают при микробиологическом поражении в смазочных маслах. Показано, что чаще всего смазочные масла повреждаются тремя гетеротрофными изолятами углеводородокисляющих бактерий, которые относятся к родам: *Mycobacterium laticolum*, *Pseudomonas aeruginosa* и *Pseudomonas fluorescense*.

Ключевые слова: смазочные масла, биodeградация, нефть, углеводороды, микробиологическое поражение, микроорганизмы.

Важную роль в работоспособности узлов трения в различных машинах, двигателях и механизмах играют смазочные масла. Одним из составных элементов механизмов и машин является смазочный материал (масло).

Нефть является ключевым источником добычи минеральных масел. Смесь различных углеводородов (дистиллятов) представляют собой

фракции, полученные при ее перегонке. Из остатков получают остаточные масла, а дистиллятные масла – из дистиллятов. Большое разнообразие масел с заранее заданной вязкостью можно получить при сочетании остаточных масел с дистиллятными. По своей физикохимии минеральные масла и их дистилляты представляют сложную смесь различных продуктов. В состав входят в значительной степени углеводороды парафинового, ароматического, нафтенового и нафтеноароматического типа, а также небольшое количество азотистых, сернистых и кислородных веществ. Все перечисленные выше соединения с присущими им свойствами входят в состав минеральных масел. На эксплуатационные свойства самого масла они также могут оказывать определенное действие (смазочные характеристики, устойчивость к окислению кислородом воздуха, вязкостные и вязкостно-температурные характеристики и т.д.) [1-2].

На сегодняшний день существует две теории относительно механизма микробиологического окисления молекулы углеводорода. Ученый Ж. Сенез считает, что путем дегидрогенизации молекула окисляется с последующим присоединением воды или кислорода по месту двойной связи и последующим образованием первичного спирта. По мнению другого автора, для низкомолекулярных парафиновых углеводородов процесс дегидрогенизации специфичен и вовсе отсутствует при разрушении высших углеводородов, т.к. они не растворимы в воде и также термодинамические условия неблагоприятны для данной реакции. Более вероятно, по Лидбеттеру-Фостеру, гидропероксидация углеводородов. Биологическое окисление парафиновых углеводородов сходится по теории Баха-Энглера с классическими положениями о химическом окислении углеводородов [3-4].

В процессе исследования обнаружены и выделены микроорганизмы, повреждающие некоторые смазочные масла, а также изучены их способности утилизировать углеводороды смазочных масел как единственный материал энергии и углерода [5].

Из проб, отобранных из хранящихся в различных условиях масел, обнаружены и выделены штаммы бактериальных и грибковых культур. Численность микроорганизмов в различных маслах была разная (Таблица 1). Присутствующая микрофлора представлена, в основном, бактериальными формами.

Таблица 1 – Численность изолятов микроорганизмов

Смазочное масло	Количество бактерий (МПА)	Количество грибов (СА)
И-12А	–	–
М-8	$45 \cdot 10^5$	$78 \cdot 10^4$
М-11	$17 \cdot 10^7$	–

М-12	$19 \cdot 10^7$	–
Т-1500	$14 \cdot 10^5$	–

Максимальное количество микроорганизмов характерно для масел М-11 и М-12, где численность изолятов бактериальных структур составляла $17 \cdot 10^7$ кл/мл и $19 \cdot 10^7$ кл/мл, соответственно.

Из масел были выделены наиболее часто встречающиеся микроорганизмы: бактерии – *Pseudomonas fluorescences*, *Pseudomonas aeruginosa*, *Nocardia*, *Mycobacterium lacticolium*, *Cladosporium resinae*.

По биостойкости масел под воздействием чистых культур, выделенных грибов и бактерий визуально была определена агрессивность последних. Изолят *Pseudomonas fluorescences* наиболее активный в масле М-8 [5-7].

На начальной стадии эксперимента число клеток бактерии было: 1 – $15 \cdot 10^4$ кл/мл; 2 – $38 \cdot 10^4$ кл/мл; 3 – $20 \cdot 10^4$ кл/мл. В дальнейшем в результате повышения скорости деления клеток на 38–45 сутки количество их увеличивается и достигает до: 1 – $59 \cdot 10^9$ кл/мл; 2 – $52 \cdot 10^8$ кл/мл; 3 – $53 \cdot 10^6$ кл/мл. Далее скорость роста падает и количество микроорганизмов уменьшается до 1 – $27 \cdot 10^6$ кл/мл; 2 – $7 \cdot 10^5$ кл/мл; 3 – $83 \cdot 10^4$ кл/мл.

Таким образом, причиной возникновения колоссальных проблем при транспортировке, хранении и при эксплуатации нефтепродуктов в технике является способность микроскопических грибов и бактерий усваивать углеводороды нефти. Установлено, что одним из важных факторов старения смазочных масел является их микробиологическое поражение бактериями и грибами. Исследованы факторы, которые влияют на жизнедеятельность бактерий и грибов: состав питательной среды, рН-среда, температура, наличие различных микроэлементов, воды, солей металлов. Установлено, что эксперимент в пределах 50-60 суток культивирования СМ является более оптимальным.

ЛИТЕРАТУРА

1. Спиркин В.Г., Фукс И.Г. Химмотология в нефтегазовом деле. – М.: Изд-во "Нефть и газ", 2003. – 141 с.
2. Анисимов И.Г. Топливо, смазочные материалы, технические жидкости. Ассортимент и применение. Справочник. – М.: Техинформ, 1999. – 596 с.
3. Черножуков Н.И., Крейн С.Э. Окисляемость минеральных масел. – М.: ГНТИНГТЛ, 1955. – 371 с.
4. Колчина Г.Ю. Закономерности "структура-свойство" для анализа функциональных свойств S,N,O-гетероорганических систем дисс. на соиск. уч. ст. д.т.н. / ФГБОУ ВО "Уфимский государственный нефтяной технический университет". – 2023.
5. Фарзалиев В.М., Бабаев Э.Р. и др. Биоповреждение смазочных масел в условиях хранения // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2016. – № 3. – С. 24-28.

6. Колчина Г.Ю., Бахтина А.Ю. и др. Квантово-химические расчеты гетероциклических систем в нефтехимии. – Москва, 2020. – 106 с.
7. Хасанов И.И., Колчина Г.Ю. и др. Контроль и регистрация технологических параметров при добыче, транспорте и переработке углеводородов. – Москва, 2019. – 92 с.

СТРУКТУРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ БИОМАРКЕРНЫХ МОЛЕКУЛ НАФТАЛАНСКОЙ НЕФТИ

¹Колчина Г.Ю., ²Мовсумзаде Э.М., ³Логинова М.Е.

¹ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий»,
Стерлитамакский филиал, 453103, г. Стерлитамак, пр. Ленина, 49,
89174083096/g.y.kolchina@struust.ru

²ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический
университет», 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1

³АО НПФ «Геофизика», 450097, г. Уфа, ул. Комсомольская 2/1,
89174031178/ufamel@yandex.ru
g.y.kolchina@struust.ru

Представлены результаты исследований структурных особенностей биомаркеров нафталанской нефти (в частности, R, S-холестанов и гопанов с C₂₈-C₃₁). Показано, что исследуемые вещества имеют четырехъядерную циклопентанопергидрофенантеновую систему и характеризуются трехмерной пространственной конфигурацией. Строение и положение примыкающих к основному циклу боковых групп и атомов, положение двойных связей в молекуле, пространственная конфигурация оказывают определенное влияние на биологическую активность биомаркерных молекул нафталанской нефти. Геометрические параметры биомаркерных молекул показывают, что молекулы устойчивы, и устойчивость определяется конформацией колец (циклогексановые кольца имеют конформацию кресла, а циклопентановое — полукресла), характером соединения между собой и пространственным расположением радикалов.

Ключевые слова: нафталанская нефть, биомаркерные молекулы, структура, холестаны, гопаны, биологическая активность.

Исследования органических углеводородов в нефти, состав и соотношение которых напрямую связаны с условиями их формирования, являются приоритетным направлением в органической геохимии [1-4].

Нефть, в течение столетий добываемая в местности Нафталан Касум-Измайловского района Азербайджана, обладает уникальными лечебными свойствами. Особые свойства нафталанской нефти обусловлены строением входящих в ее состав многочисленных углеводородов, их сочетанием в

отдельных фракциях, а также природой азот- и серосодержащих соединений и нафтеновых кислот [5-8].

Соединения, содержащиеся в нафталанской нефти, представляют собой органические соединения и имеют сложнопостроенный углеродный скелет биогенной природы от молекул-предшественников исходных организмов и называются биомаркерными молекулами. Они имеют четырехъядерную циклопентанопергидрофенантеновую систему и характеризуются трехмерной пространственной конфигурацией (рис. 1) [5, 7, 9].

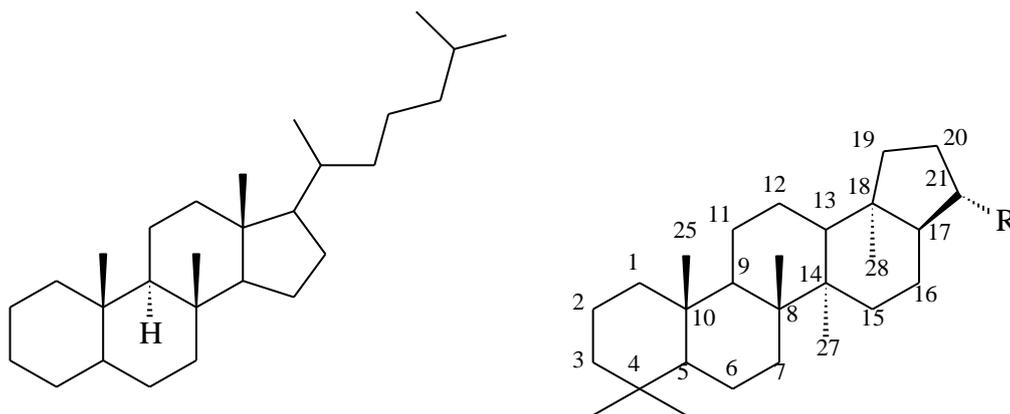


Рисунок 1 – Структуры биомаркерных молекул нафталанской нефти

Геометрическая форма биомаркерных молекул, входящих в состав нафталанской нефти, устойчива и определяется конформацией колец (циклогексановые кольца имеют конформацию кресла, циклопентановое — полукресла), характером их соединения между собой, а также расположением радикалов и групп друг относительно друга.

Биомаркерные молекулы нафталанской нефти имеют схожее строение с бетулином и его производными и также могут проявлять биологическую активность.

ЛИТЕРАТУРА

1. Петров А.А. Углеводороды нефти. – М.: Наука. – 1984. – 264 с.
2. Poletaeva O.Yu., Kolchina G.Yu., Leontev A.Yu. и др. Geometric and electronic structure of heavy highly viscous oil components // Известия вузов. Химия и химическая технология. 2019. – Т. 62. – Вып. 9. – С. 40-45.
3. Полетаева О.Ю., Колчина Г.Ю., Леонтьев А.Ю. и др. Исследование состава высоковязких тяжелых нефтей методом ядерной магнитно-резонансной спектроскопии // Известия высших учебных заведений. Серия Химия и химическая технология. – 2021. – Т. 64. – № 1. – С. 52-58.
4. Колчина Г.Ю., Полетаева О.Ю., Леонтьев А.Ю. и др. Анализ состава и структуры тяжелых нефтей по данным ЯМР-спектроскопии // Известия высших учебных заведений. Серия Химия и химическая технология. – 2023. – Т. 66. – № 6. – С. 94-101.
5. Мурадов А.Н., Анисимов А.В. Исследование химического состава лечебной нафталанской нефти // Вестник. – 2006. – Т. 47. – № 3. – С. 226-230.

6. Мехдиев Д.И., Джафаров С.И., Адигезалова В.А., Мовсумзаде Э.М. Бальнеологические свойства Нафталанской нефти. – М.: Медицина. – 2002. – 255 с.
7. Kolchina G.Yu., Movsumzade E.M., Adigezalova V.A. и др. Theoretical and experimental study of the reactivity of Naftalan petroleum biomarkers // DGMK. – 2018. – P. 177-182.
8. Колчина Г.Ю., Бахтина А.Ю., Мовсумзаде М.М., Логинова М.Е. Расчеты и определение параметров составляющих нафталанских нефтей и установление их состояния и предположительных активностей // Нефтегазохимия. – 2022. – № 1-2. – С. 30-35.
9. Kolchina G.Yu., Movsumzade E.M. Comparative features of structure and properties of biomarkers of naphthalan petroleum // ChemChemTech. – 2020. – Т. 63. – № 7. – С. 82-87.

ВОЗМОЖНОСТИ МЕТОДА УЛЬТРАМИКРОСКОПИИ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТЯНЫХ СИСТЕМ

Курьяков В.Н.

Институт проблем нефти и газа РАН
119333, Москва, ул. Губкина 3. ИПНГ РАН
+7 (499) 135-73-71, director@ipng.ru
e-mail: vladimir.kuryakov@ipng.ru

Определение порога начала агрегации асфальтенов в модельных и реальных нефтяных системах представляет собой актуальную научную задачу. В настоящее время для этих целей применяется множество различных экспериментальных методик, каждая из которых обладает своими преимуществами и недостатками.

В настоящем исследовании впервые для определения начала агрегации асфальтенов в модельных системах (толуол-асфальтен-гептан) был использован метод ультрамикроскопии. Данный метод [1] позволяет визуализировать отдельные частицы в жидкости размером до 5-10 нм. Специализированное программное обеспечение предоставляет возможность подсчета этих частиц и определения их концентрации в образце.

В 1925 году Рихард Зигмонди был удостоен Нобелевской премии по химии за изобретение щелевого и иммерсионного ультрамикроскопов и исследование коллоидных частиц с применением метода ультрамикроскопии. Однако только с появлением мощных персональных компьютеров, цифровых камер и лазеров стало возможным внедрение приборов, основанных на этом методе, для рутинного использования.

Метод ультрамикроскопии предусматривает освещение образца лазером, направленным под углом 90 градусов к оптической оси наблюдения. Наблюдение за образцом жидкости осуществляется с

помощью оптического микроскопа. В отсутствие частиц в жидкости поле зрения микроскопа остается темным, так как свет лазера проходит мимо объектива. При наличии частиц в жидкости лазерное излучение рассеивается на них (Рэлеевское рассеяние), и в поле зрения появляются светящиеся точки, представляющие собой рассеянный свет от каждой частицы. Характерное изображение поля зрения ультрамикроскопа представлено на рисунке 1.

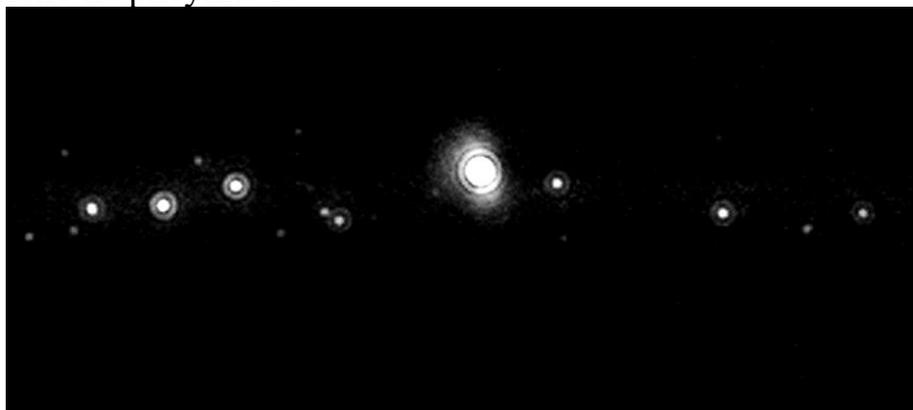


Рисунок 1 – Характерный вид поля зрения ультрамикроскопа при наблюдении наночастиц ($R=55$ нм) в воде

В сфокусированном лазерном луче видно рассеяние от частиц, вне луча рассеяния от частиц не видно. Ограничений, связанных с дифракционным пределом, в данном случае нет, поскольку наблюдаются не сами частицы, а их рассеяние. Визуализация частиц таким способом позволяет подсчитывать их количество в единице объема, измерять численную концентрацию, а также непосредственно наблюдать появление частиц на начальных стадиях агрегации и исследовать их поведение в реальном времени при воздействии различных физических полей, например, магнитного, или оценивать влияние ультразвукового диспергирования.

В работе представлены результаты определения порога устойчивости ряда образцов растворов асфальтенов и их фракций в толуоле при титровании осадителем (гептаном). Для исследованных образцов также методом динамического светорассеяния определены средние размеры агрегатов асфальтенов и динамика изменения этого параметра во времени при концентрации гептана выше порогового уровня. Исследования выполнены на приборе NP Counter («НП ВИЖН», Россия).

Работа выполнена в рамках госзадания ИПНГ РАН (тема № 122022800364-6).

ЛИТЕРАТУРА

1. Описание метода ультрамикроскопии: [сайт]. URL: <http://npcounter.ru/> (дата обращения: 31.05.2024).

ВЫДЕЛЕНИЕ ХЛОРОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ИЗ НЕФТИ

Макарова Л.С., Шевляков Ф.Б.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа
e-mail: lyubov050005@mail.ru

Разработано вещество, способное связывать хлорорганические соединения из нефти. В результате лабораторных исследований было установлено, что синтезированное вещество эффективно связывает хлорорганические соединения, образуя неорганические соли. Эффективность применения реагента была продемонстрирована моделированием процесса в Aspen Hysys.

Присутствие в нефти хлорорганических соединений (ХОС) оказывает негативное влияние на оборудование нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) при ее переработке и транспортировке [1, 2]. ХОС практически не выводятся из нефти в процессах ее подготовки, поэтому под воздействием высоких температур, характерных, например, для процессов крекинга, риформинга и гидроочистки, органические хлориды разлагаются с выделением соляной кислоты, вызывая сильную коррозию внутренних поверхностей оборудования и трубопроводов, приводящую к авариям, снижению производительности предприятия или его полной остановке. Кроме того, высока вероятность возникновения риска экспорта загрязненной нефти по магистральным трубопроводам. Все это связано с флуктуациями естественного содержания соединений хлора в добытом сырье и с возрастающим использованием нефтяниками хлорорганики в процессе добычи и переработки сырья. [3, 4].

Экспериментальная часть работы выделения ХОС из нефти проводилась на основании того, что ХОС, как правило, имеют низкие температуры кипения. На этом свойстве основаны методы определения ХОС в нефти, согласно которым массовую долю ХОС определяют во фракции нефти, выкипающей до 204°C. Таким образом, процедура перегонки химического реагента с товарной нефтью позволяет выделять ХОС из пробы реагента во фракции нефти.

Первый этап исследования проводился в лаборатории с целью разработки эффективного метода извлечения ХОС из нефти. В результате было получено органическое соединение (рисунок 1), принадлежащее к группе производных дифенилметана и бисфенолов с двумя группами – ONa.

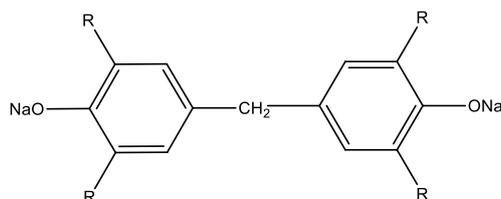


Рисунок 1 – Структурная формула полученного реагента

Полученный реагент был протестирован на свою способность выделять ХОС из нефти [5]. Для этого были проведены эксперименты, в которых реагент добавлялся к образцам нефти, содержащим ХОС. В качестве ХОС, содержащихся в нефти, были выбраны хлорметан (CH_3Cl), хлороформ (CHCl_3), тетрахлорметан (CCl_4) и дихлорметан (CH_2Cl_2), как наиболее часто встречаемые ХОС в нефти. ХОС вводились во фракцию нефти (250 мл), их общее содержание составило 40 ppm.

Реакции выделения ХОС приведены на рисунках 2-3.

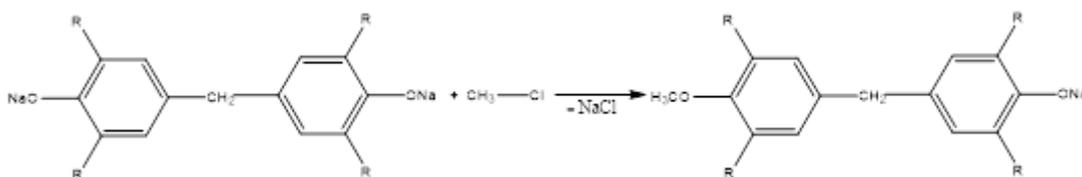


Рисунок 2 – Реакция выделения хлорметана из нефти с помощью реагента

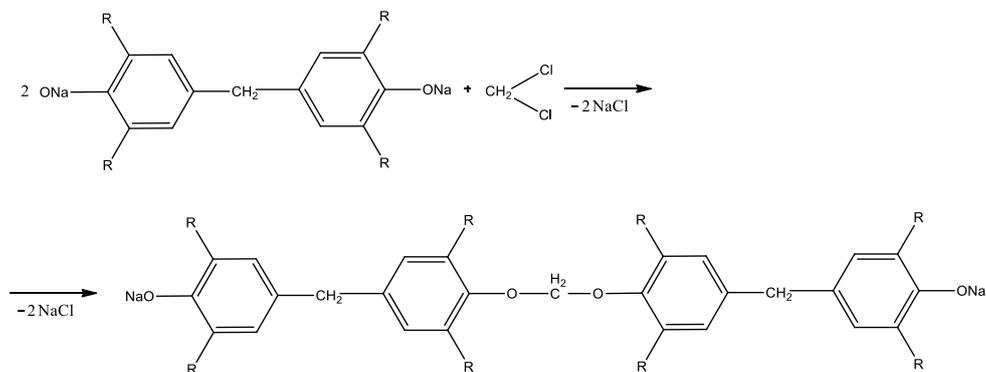


Рисунок 3 – Реакция выделения дихлорметана из нефти с помощью реагента

По результатам лабораторных исследований выяснили, что содержание ХОС в очищенной нефти составило 12,7 ppm, что в 3,13% меньше, чем в загрязненной.

Используя полученные результаты исследования, была построена модель выделения ХОС с помощью синтезированного соединения

в моделирующей среде Aspen HYSYS. Полученная модель представлена на рисунке 4.

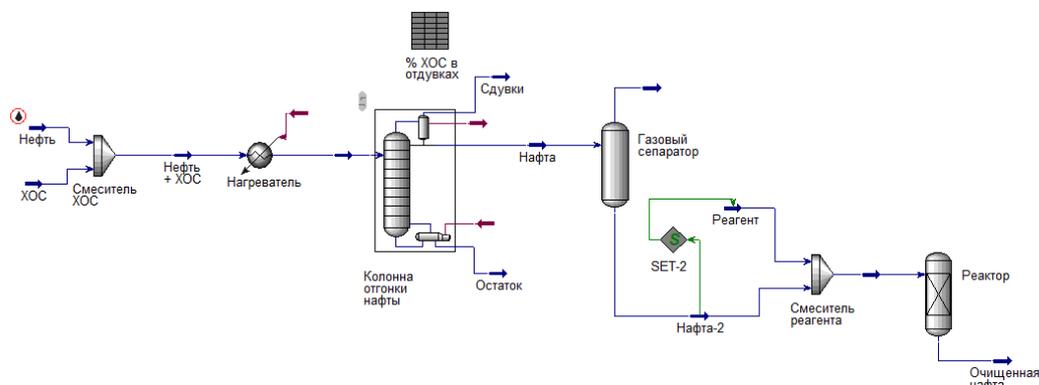


Рисунок 4 – Модель процесса выделения ХОС

Результаты моделирования показали, что применение данного реагента снижает содержание ХОС в 2,8 раза.

Таким образом, исследование показало, что полученный реагент является перспективным соединением для выделения ХОС из нефти. Его использование может быть полезным в различных областях, связанных с очисткой нефти от ХОС.

ЛИТЕРАТУРА

1. Хуторянский, Ф. М. Хлорорганические соединения в нефти. История вопроса и проблемы настоящего / Ф. М. Хуторянский // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2002. – № 3. – С. 6-7.
2. Смирнов, В. В. Очистка нефти от хлорорганических соединений / В. В. Смирнов, В. В. Медведев // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 2. – С. 54-57.
3. Жуков, В. А. Особенности извлечения и удаления хлорорганических соединений из нефти на предприятиях нефтепереработки / В. А. Жуков // Нефтегазовое дело. – 2016. – № 2. – С. 114-119.
4. Корольков, В. В. Особенности обработки нефти с высоким содержанием хлорорганических соединений / В. В. Корольков, Р. Р. Хасанов, В. В. Чернышев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 1(80). – С. 84-89.
5. Занозина, И. И. Определение хлора в нефтях и светлых фракциях / И. И. Занозина, М. В. Бабинцева, Н. В. Полишук, И. Ю. Занозин, В. В. Черентаева, Д. Е. Дискина // Химия и технология топлив и масел. – 2003. – № 3. – С. 14–15.

ИДЕНТИФИКАЦИЯ ХЛОРООРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ В ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВАХ

Мухин М.М., Нежибецкая Е.С.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
119991, г. Москва, проспект Ленинский, дом 65, корпус 1,
+74995078323, mmm.himeko@gmail.com

Одним из значимых показателей качества товарной нефти на сегодняшний день является количество хлорорганических соединений (ХОС) во фракции н.к.-204°C. Это обусловлено тем, что при высокой температуре в процессах переработки нефти ХОС разлагаются с образованием хлористого водорода, который в присутствии воды или водяного пара образует соляную кислоту. Соляная кислота приводит к коррозии оборудования и сокращению срока службы катализаторов. Массовая доля органических хлоридов во фракции нефти н.к.-204°C определяется согласно ГОСТ Р 52247-2021 [1] и в соответствии с действующим техническим регламентом Евразийского экономического союза ТР ЕАЭС 045/2017 [2], а также ГОСТ Р 51858-2020 [3] не должна превышать 6 ppm (мкг/г, млн⁻¹).

В зависимости от месторождения, сырая нефть сама по себе может содержать некоторое количество нативных ХОС, входящих в состав гетероатомных соединений тяжелых фракций нефти – смол и асфальтенов. Можно предположить [4], что в соответствии с теорией осадочно-миграционного нефтегенеза, нативные ХОС нефти могли образоваться в результате термических и термокаталитических органических преобразований во время первоначального формирования нефтяных месторождений, тогда как микробное хлорирование органических молекул является менее вероятным.

Однако наибольшие проблемы доставляют ХОС техногенного происхождения, которые попадают в нефть вместе с химическими реагентами, применяемыми при обработке скважин, образуются при разложении данных химических реагентов в пластовых условиях либо при взаимодействии данных химических реагентов с углеводородами нефти. Так, в обзорной работе [4] по исследованиям 2013-2019 годов приводится список из 30 индивидуальных летучих ХОС, идентифицированных в различных нефтяных фракциях методом газожидкостной хроматографии с детектором электронного захвата (ГХ/ДЭЗ) и масс-спектрометрическим детектором (ГХ/МС). Разложению в пластовых условиях подвержены соли четвертичных аммонийных соединений (ЧАС), противоионом для которых являются галогены (анионы фтора, хлора, брома и йода), а температура разложения составляет 200°C и выше [4].

Разложение ЧАС при высоких температурах привело к постепенному отказу от применения поверхностно-активных веществ (ПАВ) на их основе при обработке скважин, хотя сравнительно недавно они были довольно распространены. Возможной альтернативой ЧАС при этом можно назвать продукты на основе оксидов аминов, которые не содержат галоген-противоион и, следовательно, нет риска образования ХОС в результате разложения при высокой температуре. Также при синтезе оксидов аминов не используются органические хлориды, что полностью исключает возможность загрязнения нефти ХОС при использовании ПАВ на основе данных продуктов [5]. В работе [6] при исследовании содержания ХОС в ПАВ на основе оксида амина путем экстракции керосином и последующего анализа методом волнодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектроскопии содержание органически связанного хлора в исследуемом образце составило 0,42 ppm (соответствует 0,41 мг/л). Это меньше нижнего предела обнаружения для методов рентгенофлуоресцентной спектроскопии в ГОСТ Р 52247-2021, на который можно ориентироваться при оценке получаемых результатов: 2 ppm для метода В и 1 ppm для метода Г [1].

В настоящей работе исследовали образцы ПАВ «Алдинол-40» и «Нефтенол ВУПАВ». Для выделения органически связанного хлора проводили экстракцию моделью нефти при объемном соотношении 1:1-1:9., а также атмосферную перегонку с моделью нефти в массовом соотношении 1:1. В качестве модели нефти применяли смесь петролейного эфира 40/70, нефраса С2 80/120 и керосина КО-25 в равном массовом соотношении. Определение содержания хлора проводили методом рентгенофлуоресцентного анализа на спектрометре Thermo Scientific ARL Perform'X с дисперсией по длине волны, измерялась интенсивность линии хлора $K\alpha$.

В результате проведенных исследований было установлено, что оба образца ПАВ содержат ХОС в своем составе, причем образец «Алдинол-40» дополнительно разлагается при высокой температуре, что в процессе перегонки позволяло наблюдать образование белого дыма. Экстракция в случае образца «Нефтенол ВУПАВ» затруднялась образованием вязкоупругих гелей с моделью нефти, что предположительно ограничило полноту экстракции. Полученные результаты отражены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты определения органически связанного хлора

Образец ПАВ	«Алдинол-40»	«Нефтенол ВУПАВ»
Дата поступления в лабораторию	2012 год	2023 год

Определено органически связанного хлора в расчете на исходный образец, ppm:		
При экстракции	35,08	9,86
При перегонке	5654,24	41,32
$C_{\text{перегонка}} / C_{\text{экстракция}}$	161,2	4,2

Анализ продуктов атмосферной перегонки методом ГХ/МС на хроматографе Хроматэк Кристалл 5000 позволил идентифицировать бензилхлорид ($t_k=179^\circ\text{C}$) в качестве основного продукта разложения образца «Алдинол-40» и единственного продукта разложения, содержащего хлор, что дополнительно было подтверждено методом ГХ/ДЭЗ.

Идентификация типа ХОС в образце «Нефтенол ВУПАВ» представляла собой более сложную задачу вследствие значительно меньшей концентрации ХОС, достижимой при перегонке и фактически ограниченной исходным количеством ХОС в исследуемом образце т.к. разложения не происходило. Несмотря на трудности в определении, методами ГХ/МС и ГХ/ДЭЗ было установлено наличие в исследуемом образце хлоруксусной кислоты ($t_k=189^\circ\text{C}$). Можно предполагать, что хлоруксусная кислота применялась при синтезе данного ПАВ и ее присутствие в исследуемом образце является следствием неполной конверсии сырья и недостаточной очистки продуктов синтеза от исходного сырья.

Следует отметить, что хлоруксусная кислота растворима в полярных веществах лучше, чем в неполярных углеводородах, что могло явиться дополнительным фактором, ограничивающим полноту экстракции моделью нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ Р 52247-2021. НЕФТЬ. Методы определения хлорорганических соединений. – Введ. 01.07.2022 – Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2021. – 40 с.
2. ТР ЕАЭС 045/2017. Технический регламент Евразийского экономического союза «О безопасности нефти, подготовленной к транспортировке и (или) использованию». – Введ. 20.12.2017 – Совет Евразийской экономической комиссии, 2017. – 6 с.
3. ГОСТ Р 51858-2020 «Нефть. Общие технические условия: национальный стандарт Российской Федерации». Введ. 01.10.2020 – Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2020. – 14 с.
4. Genesis of Organochlorine Compounds in Crude Oil and Petroleum Products (A Review) / A.G. Badamshin, V.V. Nosov, A.Y. Presniakov [et al.] // Petroleum Chemistry. – 2021. – Vol. 61, No. 11. – P. 1190-1199. – DOI 10.1134/S0965544121110141. – EDN НКТВРВ.

5. Крисанова, П.К. Оксид амина: синтез и поиск оптимальных условий его проведения / П.К. Крисанова, М.М. Мухин, А.А. Филатов, С.А. Митюрёв // Всероссийская молодежная научно-практическая конференция им. А.Ш. Зиятдинова «Актуальные проблемы нефтехимических и нефтеперерабатывающих предприятий», 16 мая 2024 года – Нижнекамск: Нижнекамский химико-технологический институт (филиал) ФГБОУ ВО «Казанский Национальный Исследовательский технологический университет», 2024. – С. 98-102.

6. Мухин, М. М. Определение органически связанного хлора в поверхностно-активных веществах методом рентгенофлуоресцентного анализа / М.М. Мухин, С.В. Аксенова // Нефтепромысловая химия : Материалы IX Международной (XVII Всероссийской) научно-практической конференции, Москва, 30 июня 2022 года. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2022. – С. 204-208. – EDN ZJXRZ.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОРГАНИЧЕСКИ СВЯЗАННОГО ХЛОРА В НЕФТИ ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕСТА СОВМЕСТИМОСТИ С РАСТВОРОМ СОЛЯНОЙ КИСЛОТЫ

Мухин М.М., Пахомов М.Д., Казьмин Д.Ю., Васильева Л.Д.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
119991, г. Москва, проспект Ленинский, дом 65, корпус 1,
+74995078323, mmm.himeko@gmail.com

В настоящее время одним из актуальных вопросов нефтепромысловой химии является хлорорганика и все, что с ней связано. Хлорорганические соединения (ХОС) могут содержаться в составе химических реагентов либо образовываться с участием химических реагентов в пластовых условиях в результате разложения либо взаимодействия с пластовыми флюидами. Наличие летучих ХОС в нефти оказывает негативное влияние на оборудование нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) и потому содержание органически связанного хлора по действующим нормам [1-2] не должно превышать 6 ppm для фракции н.к.-204°С.

Одним из возможных сценариев загрязнения нефти хлорорганикой является кислотная обработка скважин интенсифицирующими составами. Востребованным компонентом таких составов является соляная кислота. Ее производство сочетает стадии получения хлористого водорода и последующую абсорбцию его водой. В промышленности хлористый водород возможно получить тремя методами: сульфатным, синтетическим и абгазным. Сульфатный метод имеет ряд недостатков и малоактуален, тогда как синтетический способ позволяет получать наиболее чистый продукт. В свою очередь, абгазный способ является самым дешевым, но хлористый водород загрязнен различными галогенорганическими

соединениями, участвующими в соответствующих технологических процессах.

Стандартный регламент проведения кислотных обработок подразумевает обязательное тестирование интенсифицирующих составов на предмет совместимости с пластовыми флюидами. Тестирование подразумевает смешение исследуемого состава с нефтью, нагрев системы до заданной температуры (обычно пластовой) и наблюдение за разделением смеси на водную и углеводородную фазы. Продолжительность подобного «бутылочного теста» обычно составляет 30 минут, после чего смесь проливается через мелкоячеистое сито для оценки осадкообразования [3].

Существующие регламенты нефтяных компаний при этом дополнительно включают требования о предельном количестве ХОС как в химических реагентах в целом, так и в соляной кислоте в частности. Это приводит к тому, что полученная из абгазного хлористого водорода соляная кислота фактически находится под запретом. Однако даже при использовании в соляной кислоте хлористого водорода, полученного синтетическим способом, все равно существует риск загрязнения нефти ХОС вследствие возможного химического взаимодействия хлористого водорода с реакционно-способными углеводородами нефти.

В настоящей работе исследовали нефть Ромашкинского месторождения плотностью $\rho_{20}=0,8625$ г/см³, а также растворы 3, 6 и 12% масс. х.ч. соляной кислоты в дистиллированной воде. Контрольный эксперимент проводили с дистиллированной водой. Растворы смешивали с нефтью в объемном соотношении 1:1 и помещали в водяную баню с температурой 80°C. Продолжительность эксперимента составляла 210 минут, причем каждые 30 минут составы извлекались и повторно перемешивались. По окончании эксперимента смесь фильтровали через мелкоячеистое сито для оценки осадкообразования. Фильтрат центрифугировали в течение 60 минут при 3500 об/мин с добавлением деэмульгатора. Выделенную нефтяную фазу несколько раз промывали раствором щелочи и дистиллированной водой для полного удаления неорганических хлоридов. Определение содержания остаточного (органически связанного) хлора проводили методом рентгенофлуоресцентного анализа на спектрометре Thermo Scientific ARL Perform'X с дисперсией по длине волны, измерялась интенсивность линии хлора К α . Полученные результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Содержание хлора в образцах нефти

№	Образец нефти	Cl, ppm
1	Исходная нефть (без промывки раствором щелочи)	99,11
2	Контрольный образец (без взаимодействия с HCl)	17,43

3	Нефть + 3% раствор HCl	40,36
4	Нефть + 6% раствор HCl	48,28
5	Нефть + 12% раствор HCl	50,51

Содержание хлора в исходной нефти составило 99,11 ppm, причем в результате промывки раствором щелочи количество хлора уменьшилось до 17,43 ppm. Следовательно, большую часть хлора в исходной нефти можно отнести к неорганическим хлоридам. Не перешедший в водную фазу и оставшийся в нефтяной фазе после многократных промывок хлор является органически связанным. Для нефти Ромашкинского месторождения содержание ХОС может достигать 97 ppm, тогда как для выделенных из нефти данного месторождения асфальтенов – уже около 1000 ppm [4-5].

При переходе от контрольного образца к образцам нефти после взаимодействия с HCl можно наблюдать увеличение количества органически связанного хлора. Причем если в результате взаимодействия нефти с раствором 3% HCl количество органически связанного хлора увеличивается в 2,3 раза (на 22,93 ppm) относительно контрольного эксперимента, то дальнейшее повышение концентрации HCl оказывает уже меньшее влияние на результат. Так, для 6% HCl дельта относительно контрольного эксперимента составляет 30,85 ppm, а для 12% HCl – 33,08 ppm. Это позволяет предполагать, что количество реакционно-способных соединений в нефти ограничено и при избытке хлористого водорода достигается насыщение, в результате чего повышение концентрации HCl выше определенного уровня уже не оказывает существенного влияния на результирующее количество органически связанного хлора. Выводы, сделанные на основании полученных результатов, таким образом, совпадают с выводами ранее проведенных исследований нефти Карасевского месторождения [6-7].

Количество выделенного при промывке сита осадка для образцов нефти с добавлением 3-12% HCl составило 0,25-0,53% масс., что обычно считается незначительным осадкообразованием.

ЛИТЕРАТУРА

1. ТР ЕАЭС 045/2017. Технический регламент Евразийского экономического союза «О безопасности нефти, подготовленной к транспортировке и (или) использованию». – Введ. 20.12.2017 – Совет Евразийской экономической комиссии, 2017. – 6 с.
2. ГОСТ Р 51858-2020 «Нефть. Общие технические условия: национальный стандарт Российской Федерации». Введ. 01.10.2020 – Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2020. – 14 с.
3. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов : учебное пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки магистров 131000 "Нефтегазовое дело" / М. А. Силин, Л. А. Магадова, В. А.

Цыганков [и др.]. – Москва : Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2011. – 120 с. – ISBN 978-5-91961-047-2. – EDN QMZFLZ.

4. Хуторянский Ф.М. ХОС. Распределение по фракциям и способы удаления из нефти на стадии ее подготовки к переработке // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2002. – № 4. – С. 9-13.

5. Хуторянский Ф.М. Хлорорганические соединения в нефти. История вопроса и проблемы настоящего // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2002. – №3. – С. 6-7.

6. Мухин М.М. Определение органически связанного хлора в углеводородной фазе после взаимодействия нефти с раствором соляной кислоты / М.М. Мухин, А.П. Небеская, М.Д. Пахомов // Нефтепромысловая химия : Материалы IX Международной (XVII Всероссийской) научно-практической конференции, Москва, 30 июня 2022 года. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2022. – С. 201-204. – EDN VBJHUC.

7. Постникова О. В. Преобразование пустотного пространства карбонатных пород-коллекторов башкирского яруса в результате воздействия соляно-кислотных растворов / О.В. Постникова, Л.А. Магадова, М.М. Мухин [и др.] // Геология нефти и газа. – 2023. – № 5. – С. 81-91. – DOI 10.47148/0016-7894-2023-5-81-91. – EDN AKIDBG.

РАЗВИТИЕ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ГЕТЕРОГЕННО КАТАЛИТИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕХИМИИ В УГНТУ ЗА 50 ЛЕТ

Михайлова Н.Н., Шавшукова С.Ю., Гасан-заде Э.И.

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: ximik2008@mail.ru

В Уфимском государственном нефтяном техническом университете на кафедре «Технология нефти и газа» более 50 лет ведется работа по повышению эффективности применения гетерогенных катализаторов в процессах олигомеризации и алклилирования углеводородов фракций C_3 – C_5 [1].

Так, в 1990 г. профессорами кафедры Галимовым Ж.Ф., Рахимовым М.Н. и др. было предложено заменить экструдированный фосфорнокислотный катализатор на таблетированный (ФКД-Т) с целью повышения механической прочности катализатора [2]. В 1996-1998 гг. проф. М.Н. Рахимовым с сотр. были разработаны модифицированные катализаторы с повышенной термомеханической стабильностью (ВТС-1 и ВТС-2) [3].

При использовании микроволнового излучения был разработан катализатор, стабилизированный волновым воздействием СВВ [4]. Под действием микроволнового нагрева в катализаторе образовывался каркас из негидролизующей части силикафосфатов за счет перехода в них гидролизующей части. При этом из-за большого количества свободной кислоты активность катализатора не снижалась.

С начала 2000-х гг. исследование ушло в сторону разработки новых катализаторов, на основе модифицированных ультрастабильных цеолитов типа Y в различных поликатиондекатонированных формах [5]. Полученные катализаторы были использованы в процессе олигомеризации бутан-бутиленовой фракции.

В 2010 г. проф. М.Н. Рахимовым с сотр. в качестве катализаторов олигомеризации олефинов C₃-C₄ были использованы наноккомпозитные материалы на основе кислотно-активированного монтмориллонита, модифицированного оксинитратом циркония [6]. Испытания катализаторов проводили на пропан-пропиленовой и бутан-бутиленовой фракциях. В результате были получены углеводороды C₆-C₁₂, являющиеся компонентами моторных топлив. Было показано, что данная каталитическая система отличается простотой получения из доступного сырья.

В 2010-2013 гг. были исследованы возможности применения ионных жидкостей в качестве катализаторов процессов нефтехимии [7]. В результате исследования изомеризации н-гексана с использованием хлоралюминатной ионной жидкости MBImCl-AlCl₃ было установлено, что в присутствии ионной жидкости процесс протекал в более мягких условиях, чем при использовании гетерогенных катализаторов.

В 2015 г. было создан реактор для олигомеризации углеводородов фракции C₃-C₄ [8]. Новизна устройства заключалась в том, что слои катализаторов в цилиндрическом корпусе аппарата располагались таким образом, что каждый последующий слой проявлял каталитическую активность при более высокой температуре, чем предыдущий, используя выделившееся ранее тепло. По сравнению с известным в новом реакторе не было необходимости использования теплообменных устройств и узлов для промежуточного отвода тепла между слоями катализатора, что значительно упростило конструкцию и снизило энергетические затраты.

ЛИТЕРАТУРА

1. Высшие олефины: Производство и применение / Б.Р. Серебряков, М.А. Далин, Т.К. Плаксунов, В.Р. Аншелес; под ред. М.А. Далина.– Л.: Химия: Ленинградское отделение.– 1984.– 262 с.
2. А. с. №1245338 А1 СССР. Способ приготовления фосфорно-кислотного катализатора / М.Н. Рахимов, Ж.Ф. Галимов, Б.Л. Розенбаум, Н.Е. Путилин, 1986. бюл. №27.

3. Рахимов, М.Н. Испытания модифицированных фосфорнокислотных катализаторов / М.Н. Рахимов, Т.М. Белоклокова, Ж.Ф. Галимов // Нефтепереработка и нефтехимия.– 1998.– №10.– С. 30-31.
4. Рахимов, М.Н. Научные и практические разработки в области производства и применения силикафосфатных катализаторов в процессах олигомеризации нефтезаводских газов: автореф. дис. ... докт. техн. наук– Уфа, 1999.– 25 с.
5. Шириязданов, Р.Р. Перспективы применения цеолитных катализаторов в процессах алкилирования, олигомеризации и этерификации / Р.Р. Шириязданов, И.С. Мансуров // Успехи в химии и химической технологии.– Т. 23, №3 (96).– С. 9-11.
6. Шириязданов, Р.Р. Олигомеризация олефинов C₃-C₄ на нанокompозитном кислотнo-активированном монтмориллоните, модифицированном ZrO₂/ Р.Р. Шириязданов, А.Р. Давлетшин, М.Н. Рахимов, Т.А. Хасанов, А.Т. Гильмутдинов, Е.А. Николаев // Химическая промышленность сегодня.– 2010.– №12.– С. 32-36.
7. Ибрагимов, А.А. Анализ технологических параметров процесса изомеризации легких алканов на ионных жидкостях / А.А. Ибрагимов, Р.Р. Шириязданов, А.Р. Давлетшин, М.Н. Рахимов // Теоретические основы химической технологии.– 2013.– Т. 47, №1.– С. 75-79.
8. Патент №158808 U1 РФ. Многослойный реактор процесса олигомеризации углеводородов фракции C₃-C₄ / Ф.Ш. Вильданов, Р.Р. Шириязданов, А.Р. Давлетшин // Оpubл. 20.01.2016, бюл. №2.

ИССЛЕДОВАНИЕ ГРУППОВОГО СОСТАВА НЕФТЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Фаизова Э.С., Бахтизина А.Р.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
119991, г. Москва, проспект Ленинский, дом 65, корпус 1
+7 (499) 507-88-88, com@gubkin.ru

ИК-спектрометрия – универсальный метод изучения нефти и нефтепродуктов, который позволяет определить их структурно-групповой состав. На основе полученных спектров косвенными методами можно количественно рассчитать групповой химический состав и общую структуру соединений [1]. Также благодаря характеристическим полосам поглощения можно узнать о наличии в них гетероорганических соединений, в том числе кислородсодержащих и азотистых, в меньшей степени сернистых.

Как правило в нефти представлены кислородсодержащие соединения следующих классов: кетоны, ароматические спирты, сложные эфиры и кислоты.

Нефтяные кислоты могут быть разного строения: нормального, нафтенowego и ароматического, а также могут быть как одноосновными, так

и многоосновными. На данный момент в нефти идентифицированы кислоты нормального строения длиной до 25 атомов углерода в цепи.

Но наибольшее применение в промышленности находят нафтеновые кислоты. Это обусловлено тем, что они обладают поверхностно-активными свойствами и могут использоваться как моющие средства. А также они применяются в лакокрасочной промышленности и при производстве кобальтовых катализаторов.

В данной работе необходимо проанализировать ИК-спектры нефтей с месторождений Западной Сибири с целью поиска в них кислородсодержащих соединений. На рассмотрении будут четыре нефти различных месторождений: Южно-Приобское (I), Ярудейское (II), Западно-Салымское (III) и Требса(IV).

Для расчета группового химического состава необходимы оптические плотности при 720 см^{-1} – для алкановых структур, 1030 см^{-1} и 960 см^{-1} – нафтеновых структур, 1600 см^{-1} – ароматических структуры.

Расчет ведется по формулам:

- для алкановых структур

$$\% \text{Ал} = \frac{D_{720}}{\sum D} \cdot 100$$

- для нафтеновых структур

$$\% \text{Н} = \frac{D_{720} + D_{960}}{\sum D} \cdot 100$$

- для ареновых структур

$$\% \text{Ар} = \frac{D_{1600}}{\sum D} \cdot 100$$

В таблице 1 приведен рассчитанный групповой химический состав образцов.

Таблица 1 – Групповой химический состав

Состав, %	Нефти			
	I	II	III	IV
Алканы	19,3	38,2	10,5	38,25
Нафтены	27,4	22,7	25,9	17,73
Арены	53,3	39,1	63,6	44,03

Рассчитаны спектральные коэффициенты:

$$C_{\text{ар}} = \frac{D_{1600}}{D_{720}}$$

$$C_{\text{ал}} = \frac{D_{1380} + D_{720}}{D_{1600}}$$

$$C_p = \frac{D_{720}}{D_{1460}}$$

где $C_{ар}$, $C_{ал}$ – соотношения в нефти ароматических и n-парафиновых углеводородов; C_p – коэффициент разветвленности [2].

В таблице 2 приведены спектральные коэффициенты нефтей.

Таблица 2 – Спектральные коэффициенты нефтей

Состав, %	Нефти			
	I	II	III	IV
$C_{ар}$	2,77	1,02	6,05	1,15
$C_{ал}$	4,63	7,58	3,8	6,91
C_p	0,02	0,03	0,01	0,03

Принимая во внимание групповой химический состав, а также спектральные коэффициенты можно сказать о том, что Южно-Приобская нефть является нафтено-ароматической; Ярудейская – смешанной; Западно-Салымская – ароматической; нефть месторождения Требса – также смешанной.

Также ИК-спектметрия Западно-Салымской нефти показала пик на 1700 см^{-1} , что говорит о наличии в ней кислородсодержащих соединений, в частности нефтяных кислот [3].

Как известно, нефтяные кислоты чаще встречаются в тяжелых нефтях, обогащенных смолами и асфальтенами. Наличие пика на 1700 см^{-1} обусловлено высокой ароматичностью нефти, а также большим содержанием нафтено-ароматических структур в своем составе.

ЛИТЕРАТУРА

1. Иванова Л. В., Сафиева Р. З., Кошелев В. Н. ИК-спектметрия в анализе нефти и нефтепродуктов //Вестник Башкирского университета. – 2008. – Т. 13. – №. 4. – С. 869-874.
2. Сахабутдинов Р.З., Губайдуллин Ф.Р., Исмагилов И.Х., Космачева Т.Ф. Особенности формирования и разрушения водонефтяных эмульсий на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2005. – 324 с.
3. Стоколос О.А., Иванова Л.В., Сорокина А.С., Кошелев В.Н. Сравнительное исследование состава и строения нафтеновых кислот нефти Нафаланского и Анастасиевско-Троицкого месторождений //Нефтехимия. – 2020. – Т. 60. – №. 1. – С. 26-33.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЛОГЕНСОДЕРЖАЩИХ СОЕДИНЕНИЙ С ПОМОЩЬЮ ВОЛЬТАМПЕРОМЕТРИИ

Худяков Д.С., Евстигнеева Е.А.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
khudiakov.d@gubkin.ru

При разработке и использовании некоторых перспективных жидкостей для интенсификации нефтедобычи на основе альтернативного сырья (в том числе с использованием компонентов возобновляемого и сланцевого сырья) становится актуальным выполнять не только традиционные анализы, но испытания характерные для возобновляемого сырья и продуктов сланцепереработки [1,2].

Примером таких нехарактерных для нефтяного сырья анализов является определение галогенсодержащих соединений, которые при анализе по ГОСТ 21534 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» и ГОСТ Р 52247-2021 «Нефть. Методы определения хлорорганических соединений» определяются как хлорсодержащие, но содержат в своем составе другие галогены [3].

Одним из методов, способном разделить галогенсодержащие органические соединения является вольтамерометрия, к преимуществам которой традиционно относят быстроту анализа, возможность автоматизации, способность работать как при малых, так и при значительных (после разбавления) концентрациях определяемых веществ и примесей.

Для отдельного определения хлорорганических, броморганических, фторорганических и йодорганических соединений пробы их необходимо перевести в соответствующие хлориды, бромиды, фториды и иодиды, что достигается сжиганием пробы в избытке кислорода.

Первоначально пробы освобождаются от неорганических соединений хлора, брома, фтора и йода путем промывания органической пробы в 3 раза 1 М водным раствором гидроксида натрия в делительной воронке с интенсивным перемешиванием для полного удаления сероводорода и меркаптанов, затем пробу промывали 5 раз бидистиллированной водой в делительной воронке с интенсивным перемешиванием для удаления следов хлоридов и гидроксида натрия. После последней промывки в водный слой добавляли несколько капель водного раствора нитрата серебра – при полной промывке водный слой не меняет свой цвет и в нем не образуется осадок.

После этого около 2 г промытой взвешенной с точностью 0,0001 г пробы помещали в бомбовый калориметр с предварительно находящимся 5 мл 1 М водного раствора гидроксида натрия и после подачи кислорода до давления 30 атм поджигали пробу.

После поджига сосуд выдерживали 10 минут и аккуратно спускали в атмосферу избыток кислорода, после чего промывали бидистиллятом внутреннюю поверхность крышки и стенки бомбы и упаривали промывные воды до объема около 10 мл. Остаток переливали в мерную колбу объемом 25 мл, туда же добавляли смывы с колбы, где происходило упаривание раствора.

После чего проводили анализ на вольтамперометрическом анализаторе при дифференциально-импульсной развертке потенциала со следующими параметрами, при этом прибор предварительно калибровали по анионам:

- потенциал начала развертки: 0 В;
- потенциал конца развертки: минус 1,0 В.
- скорость развертки: 60 мВ/с.
- шаг развертки: 5 мВ.
- задержка измерения: 20 мс.
- амплитуда волны: 30 мВ.
- метод расчета пиков: по высоте.
- инверсия кривых: включена.

В результате экспериментов показано, что в смоле коксования сланцев содержится незначительное количество органического йода и в некоторых моментах технического использования смолы этот параметр может быть учтен.

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Стрижакова Ю.А., Усова Т.В., Козлов А.М., Лapidус А.Л., Мовсумзаде Э.М. Каталитическая конверсия Кашпирских горючих сланцев// Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. 2010. № 8. С. 3-8.
- 2 Лapidус А.Л., Худяков Д.С., Бейлина Н.Ю. и др. Твердые горючие ископаемые как источник микроэлементов// Химия твердого топлива. 2022. № 1. С. 3-18
- 3 Карпов А.Б., Кондратенко А.Д., Козлов А.М. Современные методы анализа газов и газоконденсатов. Лабораторный практикум.– С-Пб.: Лань, 2018.– 206 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТАВА И СВОЙСТВ СМОЛИСТО-АСФАЛЬТЕНОВЫХ ВЕЩЕСТВ, ВЫДЕЛЕННЫХ ИЗ НЕФТЕШЛАМОВ

Яковец Н.В.

Государственное научное учреждение «Институт общей и неорганической химии Национальной академии наук Беларуси»,
220072, г. Минск, ул. Сурганова, 9/1,
телефон-факс: (+37517)-284-27-03, e-mail: yakovetsnataly@gmail.com

В настоящее время особую актуальность приобретают физико-химические методы исследования структуры и свойств тяжелых нефтей и нефтешламов (НШ) для прогнозирования их поведения при эксплуатации, хранении и ремонте технологического оборудования. Соединения, подобные смолисто-асфальтовым веществам (САВ), могут выделяться из нефтяных дисперсий по разным причинам и осаждаться из-за колебаний температуры, давления, рН, состава, режима течения, граничного эффекта и электрокинетических явлений, вызывая засорение в нефтяных резервуарах, в скважинах, в нефтепроводах, на технологическом оборудовании при добыче и переработке нефти [1].

НШ представляют собой пастообразные отходы на основе нефти и нефтепродуктов, смешанных с грунтом или другими твердыми и жидкими веществами. Они образуются в процессах добычи, подготовки, транспортировки, переработки нефти, хранения и потребления нефтепродуктов и представляют опасность для окружающей среды. Изменчивость состава и свойств, многообразие физических и химических процессов, протекающих в НШ под влиянием атмосферных, техногенных и других факторов, определяют трудность обращения с этими отходами [2]. В данной работе в качестве объекта исследования использовали САВ, высокомолекулярные гетероорганические соединения из НШ, отобранных из шламоборника установки подготовки нефти нефтегазодобывающего управления «Речицанефть». САВ выделяли по методу Гольде.

Групповой химический состав исследуемых САВ (таблица) определен методом тонкослойной хроматографии (SARA test) с использованием аналитической системы «Iatroscan MK-6S» (IATRON LABORATORIES, INC., Япония). Полученные данные о групповом химическом составе НШ свидетельствуют об их довольно устойчивой структуре, так как в составе дисперсионной среды отсутствуют насыщенные углеводороды, которые способны кристаллизоваться на асфальтовых агрегатах и приводить к разделению на фазы.

Таблица – Групповой химический состав нефтешлама и САВ

Образец	Групповой химический состав, масс. %				
	асфальтены	смолы	сумма смол и асфальтенов	ароматические углеводороды	насыщенные углеводороды
НШ	41,39	18,27	59,66	40,34	–
САВ из НШ	85,66	14,34	100	–	–

С целью получения информации об основных функциональных группах САВ, извлеченных из НШ, были проведены исследования методом ИК-спектроскопии (рисунок). Исследования проведены при 20 ± 1 °С в диапазоне $4000 - 450$ см^{-1} с разрешением 4 см^{-1} на ИК-спектрометре М 2000 с Фурье-преобразователем FTIR SPECTROMETER (MIDAS, США). Образцы готовили совместным прессованием исследуемых образцов с инертным носителем KBr.

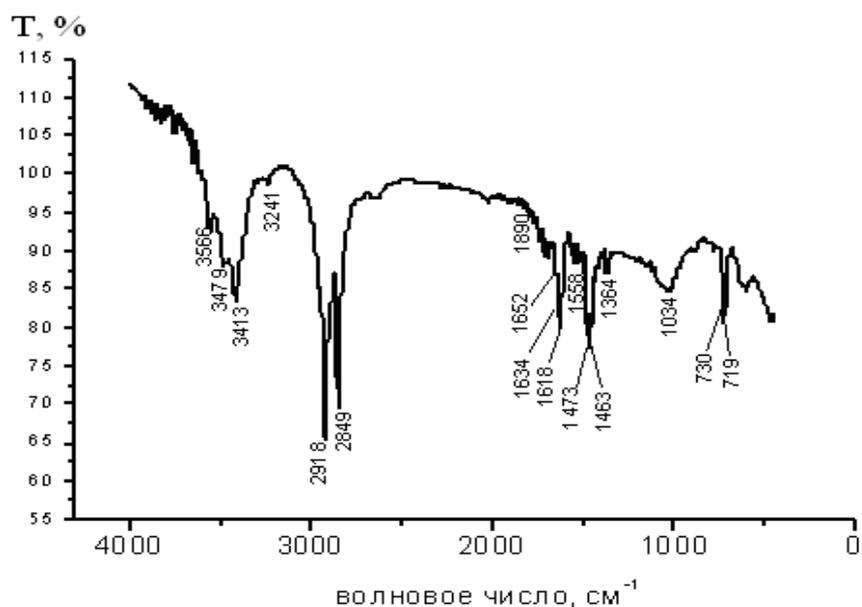


Рисунок – ИК-спектр САВ, полученных из НШ

Как видно из ИК-спектра для САВ из НШ есть ряд особенностей по сравнению с САВ из нефтяных битумов [3]. Так, большинство характеристических полос, отвечающих за углеводородные связи в САВ, сдвинуто в ближневолновую область спектра, а полосы валентных колебаний сульфоксидной $-S=O$ (1034 см^{-1}) и карбонильной группы $-C=O$ (1890 см^{-1}) смещены в противоположную сторону. Наличие $-C=C-$ связей в ароматическом кольце подтверждается деформационными (1558 см^{-1}) и валентными колебаниями (триплет 1618 , 1634 и 1652 см^{-1}). Кроме того, на

ИК-спектре появляется ряд полос (3241, 3413, 3479 и 3566 см⁻¹), характеризующих валентные колебания связанной –О–Н группы, что указывает на присутствие в составе САВ из НШ спиртобензольных смол, способствующих образованию устойчивых агрегатов, для которых характерны межмолекулярные взаимодействия [3].

В работе автором определено поверхностное натяжение коллоидного раствора 8 % САВ из НШ в толуоле на границе раздела воздух/органическая среда при T=20 ± 0,5 °С полустатическим методом Дю-Нуи с использованием прибора «Процессор-тензиометр К100 МК 2» (KRÜSS, Германия) с программным обеспечением LabDesk™.

Для нефти и нефтепродуктов поверхностное натяжение зависит от количества присутствующих в них поверхностно-активных компонентов (смолистых веществ, нафтеновых и других органических кислот и т.п.). Это связано с тем, что в отличие от воды (72,8 мН/м), поверхностное натяжение органических растворителей на границе раздела жидкость/газ при 20 °С является низким, для толуола оно составляет 28,4 мН/м. Выбор толуола в качестве органической дисперсионной среды обусловлен его ароматической природой и растворимостью, низким значением диэлектрической постоянной ($\epsilon=2,27 - 2,38$), подходящей полярностью (0,3 ÷ 3,2 Дебая) и средством (лиофильностью) по отношению к САВ.

В результате измерений установлено, что среднее поверхностное натяжение раствора САВ составляет 27,758 ± 0,011 мН/м. Таким образом, исследуемые САВ проявляют слабую поверхностную активность на границе раздела органическая среда / воздух, что, по-видимому, обусловлено слабой ориентацией САВ на данной границе раздела из-за межмолекулярными и полярными взаимодействиями между полиароматическими ядрами молекул асфальтенов, их способностью к самоассоциации в органических растворителях и образованию сферических мицеллярных агрегатов [3].

ЛИТЕРАТУРА

1. Mansoori, G.A. Remediation of asphaltene and other heavy organic deposits in oil wells and in pipelines / G.A. Mansoori // Socar proceedings. – 2010. – № 4. – P. 12–23.
2. Инновационная технология переработки нефтешламов в водную дисперсию для повышения нефтеотдачи пластов / А.В. Макаревич [и др.] // Инженерная практика. – 2013. – № 8. – С. 110–111.
3. Яковец, Н.В. Регулирование коллоидно-химических свойств тяжелых нефтяных дисперсий с использованием поверхностно-активных веществ : дис. канд. хим. наук : 02.00.11 / Н.В.Яковец. – Минск, 2015. – 149 л.

8. Экологические аспекты производства и применения химических реагентов в нефтяной и газовой промышленности

О ВОПРОСАХ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ БУРЕНИЯ НА РОССИЙСКОМ МОРСКОМ ШЕЛЬФЕ И ЭКОТОКСИКОЛОГИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К НИМ

Ахунова-Капустина А.В.

РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 119991, Москва, Ленинский пр-т., д.65, +7 (499) 507-88-88, com@gubkin.ru
alinacabbage@gmail.com

Российский шельф обладает огромным ресурсным потенциалом, перспективы дальнейшего развития нефтегазодобычи в России связаны с его освоением. Площадь российского шельфа самая большая в мире и составляет 6 млн км². Шельфовые извлекаемые углеводородные ресурсы оцениваются в 98,7 млрд т нефти и газа в пересчете на условное топливо (т.у.т.). Шельф вмещает четверть всего углеводородного сырья России. В сфере шельфовой добычи углеводородов работают три сырьевых гиганта – государственные «Роснефть» (проекты на Сахалине, в Арктике, Черном и Азовском морях) и «Газпром» (проекты на Сахалине, в Арктике) и частный «ЛУКОЙЛ» (проекты в Каспийском, Балтийском, Азовском морях). В 2021 года частная компания «НОВАТЭК» также получила доступ к разработке российского шельфа: «Газпром нефть» и «НОВАТЭК» создают совместное предприятие для разработки Северо-Врангелевского лицензионного участка (Арктический шельф) и совместной разработки «Сахалин-2». Однако в марте 2024 г. стало известно, что «НОВАТЭК» отказался от доли в «Сахалине-2» и новым владельцем невостробованной доли проекта стал «Газпром».

Бурение на морском шельфе требует высокотехнологичных решений, в том числе высокоэффективных промывочных жидкостей для безаварийной проводки скважин. В связи с санкционными ограничениями российский рынок стремительно меняется: все более востребованными становятся решения по импортозамещению, курс рыночных отношений переориентируется на восток (Китай). Уже сейчас на российском рынке присутствуют отечественными поставщиками промывочных жидкостей и химреагентов: Нефтесервисная компания «АКРОС», Нефтесервисная компания «Миррико», компания «Клото», НПО «Полицелл», «Химпром», дочерние компании «ЛУКОЙЛа». Однако пока не все потребности сырьевого рынка химреганетов и промывочных жидкостей закрываются

отечественными производителями, некоторые химреагенты поставляются из Китая.

Шельфовая добыча характеризуется суровыми природными условиями, особенно на шельфе Сахалина и в Арктике, и повышенной уязвимостью морских экосистем. В связи с этим, необходимо решение проблемы обеспечения комплексной экологической безопасности при проведении буровых работ и снижение объемов образующихся отходов. Среди требований, предъявляемых к промывочным жидкостям, применяемых для бурения на шельфе, ключевыми становятся возможность безаварийной проводки скважин и низкая степень токсичности. На данный момент для оценки экологической опасности буровых промывочных жидкостей устанавливаются предельно-допустимые концентрации бурового раствора для водных объектов рыбохозяйственного назначения (ПДК р.х.) [1,2]. Однако разработка и утверждение для них эколого-рыбохозяйственных нормативов (ПДК и ОБУВ) неэффективна, поскольку промывочные жидкости и образующийся и буровой шлам не имеют постоянного состава. Для получения комплексной экологической оценки целесообразным представляется применение сочетание экологического моделирования и биологического тестирования. Необходима адаптация известных отечественных методик применительно специфике промывочных жидкостей на неводной основе и их отходов, а также адаптация зарубежных методик экспериментальных методов исследования токсичности промывочных жидкостей, разработка отечественных стандартов ГОСТ Р на экспериментальные методы оценки токсичности буровых промывочных жидкостей, разработка ПБ (паспорта безопасности химической продукции) на реагенты. При разработке методик необходимо также учесть ряд других факторов, в частности эффект биологической аккумуляции загрязнителей в трофических цепях, их химическое накопление в сопредельных средах, возможность трансформации мигрирующих веществ в более токсичные формы и др. Рекомендуется проводить биотестирование с использованием региональных аборигенных организмов в качестве тест-объектов для получения более полных и достоверных результатов.

Информация о степени токсичности используемых промывочных жидкостей должна быть включена в состав заявки на получения КЭР (комплексного экологического разрешения). В соответствии с п. 1 ст. 31.1. Федерального закона от 10.01.2002 N 7-ФЗ [1] «Об охране окружающей среды», *юридические лица, осуществляющие хозяйственную и (или) иную деятельность на объектах I категории, обязаны получить комплексное экологическое разрешение.* В соответствии с Критериями, установленными Постановлением Правительства РФ от 31.12.2020 N 2398 «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий» [2], к объектам I категории относятся *объекты по добыче сырой нефти и (или) природного*

газа, включая переработку природного газа. В соответствии с п. 1 приложения № 8 к постановлению Правительства Российской Федерации № 353 «Об особенностях разрешительной деятельности в Российской Федерации в 2022 и 2023 годах*», ст. 8 Федерального закона от 26.03.2022 № 71-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» [3], срок получения КЭР указан до конца текущего года – 31.12.2024 г. Также объекты I категории обязаны внедрять наилучшие доступные технологии (НДТ), применение которых направлено на комплексное предотвращение и (или) минимизацию негативного воздействия на окружающую среду, в соответствии с чем использование эффективных малотоксичных промысловых жидкостей при бурении на морском шельфе является обязательным условием осуществления деятельности по добыче углеводородных ресурсов на шельфе. Вопрос разработки эффективных малотоксичных отечественных буровых промысловых жидкостей остается особенно актуальным.

ЛИТЕРАТУРА

1. Порядок организации разработки и утверждения ПДК и ОБУВ загрязняющих веществ в воде рыбохозяйственных водных объектов.
2. РД 153-39-031-98 Правила охраны вод от загрязнения при бурении скважин на морских нефтегазовых месторождениях.
3. Федеральный закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ (ред. от 25.12.2023) «Об охране окружающей среды» (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2024).
4. Критерии, установленными Постановлением Правительства РФ от 31.12.2020 N 2398 (ред. от 07.10.2021) «Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий».
5. Постановление Правительства Российской Федерации № 353 «Об особенностях разрешительной деятельности в Российской Федерации в 2022 и 2023 годах*», ст. 8 Федерального закона от 26.03.2022 № 71-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ОБРАБОТКИ СИЛЬНОЗАГРЯЗНЕННЫХ ПОЧВОГРУНТОВ

^{1,2}Бабаев А.И., ¹Исмаилова К.М., ¹Гахраманова З.О., ¹Садигова Н.А.

¹НИИ Геотехнологические проблемы нефти, газа и Химия, АГУНИП,
пр. Азадлыг. 20, Баку, AZ-1010

²Азербайджанский Государственный Университет Нефти и
Промышленности, AZ-1010 Баку, пр. Азадлыг. 34
e-mail:kamala.i@mail.ru

Добыча нефти, нефтеперерабатывающие и нефтехимические предприятия, а также "организованные" нефтепродуктовые магистральные трубопроводы или транспортные средства при транспортировке, хранении и переработке нефтепродуктов могут привести к образованию "неорганизованных" разливов вследствие чрезвычайных ситуаций [1], что приводит к загрязнению окружающей среды, почвы и водоемов. Загрязнение нефтью оказывает мультидисциплинарное воздействие на биогеоценозы и вызывает быструю негативную реакцию. Во время разливов нефти нормальная деятельность почвенной системы нарушается на длительный срок: интенсивность и направление редокс-процессов резко изменяются, ухудшаются агрофизические и агрохимические свойства, снижается микробиологическая активность, что приводит к потере плодородия и отдалению почв от сельского хозяйства. Углеводороды, попавшие в почву, обладают горизонтальной миграцией, вертикальным распространением и долговременными устойчивыми загрязняющими свойствами. На рисунке 1 показана глубина миграции нефтяных остатков в почве.



Рисунок 1 – Распределение остаточной нефти по глубине почвенного профиля

На рисунке 1 видно, что нефтяные остатки, попавшие на более глубокие слои почвы, обладают более устойчивыми характеристиками. Это объясняется ослаблением воздействия факторов по мере увеличения глубины. В таблице 1 представлено содержание углеводородов в нефтяных остатках, погруженных в почву.

Таблица 1 – Состав загрязненных нефтью почв на полуострове Апшерон района Балаханы

Название показателей	Показатели состава остаточных нефтей	Методы анализа
Асфальтены	5,9	IP 143 ГОСТ 11826 ГОСТ 11821 ASTMD 95 ГОСТ 2477 ГОСТ 6307
Смолы	9,02	
Парафины C ₁₉ -C ₃₅	1,08	
Зольность, %	0,035	
Массовая доля отходов, %	-	
Массовая доля воды, %	0,12	
Массовая доля серы, %	-	

Таблица показывает, что в почве, загрязненной нефтью, содержатся различные фракции нефти, которые подвергаются различным превращениям в зависимости от количества и состава примесей.

Углеводороды алканов, содержащие от десяти до двадцати углеродных атомов, определяются как все алкановые соединения нефти, содержащие от десяти до двадцати углеродных атомов. Как показано в таблице 2, в методе ЕРН алканы от C₁₀ до C₂₀ химически измеряются как соединения, которые отделяются химически от н-нонадекана (C₂₀) до н-нонана (C₁₀) сразу же.

Таблица 2 – Методы тестов

Параметры	Единицы измерения	LOD	LOQ	MU, %	Техника	Метод теста
ТРН (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kgdm	1	4	15	GC-FID	MADEP-2019
ТРН (C ₁₀ -C ₄₀)	% dm	0.0001	0.0004	15	GC-FID	MADEP-2019

Таблица 3 – Результаты тестов

Параметры	Единицы измерения	28/04/23	28/04/23
		NA	NA
		TDC	TDC
		18772-1	18772-2
Состав нефти (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kgdm	483655	524780
Состав нефти (C ₁₀ -C ₄₀)	%dm	48	52

Загрязнение почвы нефтепродуктами является основной экологической проблемой, поскольку почвы выполняют жизненно важные экологические функции, обеспечивая функционирование природных и

антропогенных систем [2-4]. Компоненты, составляющие загрязняющие нефть в почве, имеющие различные структуры и молекулярные веса, включая сложные соединения с гетероатомами, в основном отрицательно влияют на свойства почвы, в частности на рост растений. Динамика изменчивости загрязняющих компонентов и их синергетические взаимодействия, вызванные долгосрочным воздействием окружающей среды, дополнительно усиливают этот механизм воздействия. Одновременно наличие больших количеств нефти создает благоприятные условия для структурных изменений почвы, часто делая ее непригодной для первоначального использования. При разработке эффективных технологий реабилитации нефтезагрязненных почв следует учитывать эти факторы. Известно, что рекультивация нефтезагрязненных почв и изучение возможностей их повторного использования всегда привлекали внимание исследователей в этой области. Однако в этих исследованиях, как правило, использовались искусственно подготовленные смеси с небольшим содержанием нефти (до 3%). Кроме того, следует учитывать как наличие больших количеств нефти в смеси, так и изменения, вызванные долгосрочным воздействием естественных факторов (солнце, радиация, влажность и т. д.), при различных степенях загрязнения почвы нефтью при разработке технологий реабилитации и использования. В данной статье рассматриваются результаты исследования образцов почвы с высоким содержанием нефтяных фракций, подвергшихся длительному естественному воздействию.

Для исследования взяты образцы с двух участков на территории 4-й нефтяной скважины компании "Balaxan Oil Company". Проведены лабораторные исследования по определению состава и концентрации нефтяных продуктов, выделенных из нефтезагрязненных почв, подвергшихся длительному воздействию окружающей среды в рамках изучения возможных структурных изменений компонентов нефти. Для определения фактического состава нефти в почве использовали различные растворители: бензол, н-гексан и толуол. В ходе исследований были использованы такие химические методы, как определение сухих остатков образцов путем кальцинирования, экстракция нефтяных компонентов органическими растворителями и определение их состава методом газовой хроматографии. На рисунке 2 представлен хроматографический состав нефти, извлеченной методом экстракции из образцов загрязненной нефтью почвы.

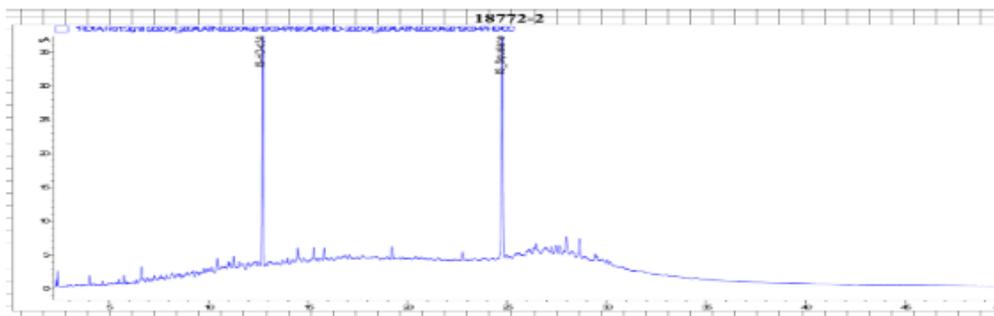


Рисунок 2 – Хроматографический состав нефтяных фракций, извлеченных из нефтезагрязненных почвогрунтов

В результате исследований установлено, что грунты, насыщенные значительными количествами нефтяных фракций под действием окружающей среды подвержены изменениям структуры, особенно в отношении более длинных углеводородных цепей и сложных нестабильных комплексов, включая агломерацию. Этот феномен также является постоянным источником углеводородного загрязнения атмосферы. Предлагается механизм воздействия этого явления.

Выяснено, что существует обратная связь между составом нефти и активностью дегидрогеназ. Деятельность редокс ферментов существенно замедляется на длительный срок в результате нефтяного загрязнения. Через 10 лет после загрязнения нефтью обнаружено снижение активности дегидрогеназ, пероксидазы и полифенолоксидазы. Снижение активности дегидрогеназы может быть связано с увеличением концентрации загрязнителя и увеличением отношения C:N.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бабаев А.И., Экологические особенности процессов крекинга метана и синтеза метанола Баку – 2023 год
2. Волчко Ю., Норман Дж., Розен Л. Норберг Т. Минимальный набор данных для оценки экологических функций почвы в проектах рекультивации. Журнал Почвы и отложения., 2014, Т. 14, Вып. 11, стр. 1850–1860
3. Абросимова О.В., Макарова А.А. Экологический анализ почвенных различий городских систем Саратова. Антропогенная трансформация природной среды, 2018, № 4, стр.129-133
4. Водяницкий Ю.Н. Органическое вещество городских почв. Почвоведение, 2015, № 8, стр. 921-931
5. J. Zhang, S. Fan, J. Yang, X. Du, F. Li, H. Hou Petroleum contamination of soil and water, and their effects on vegetables by statistically analyzing entire data set . Sci. Total Environ, 2014, № 477, pp. 258–265
6. Франсиско Клаудио де Фрейтас Барроса, Луис Константино Громбоне Васконселлос, Тесия Виейра Карвальок, Роналдо Феррейра ду Насиментуа. Удаление разливов нефти в воде хитином и хитозаном. Электронный химический журнал, 2014.
7. Халилова Д.И. Экономическая эффективность методов ликвидации нефтяных загрязнений почвы. Форум молодых ученых , 2016, №4(4) , стр.996-999.

АКТУАЛИЗАЦИЯ ТРЕБОВАНИЙ К ПАСПОРТУ БЕЗОПАСНОСТИ ХИМИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИИ

Балаба В.И., Зинченко О.Д., Шалыгин Р.К.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
119991, г. Москва, Ленинский пр., д. 65, корп. 1 (941),
тел. 8 (499) 507-82-89; e-mail: balaba.v@gubkin.ru

Совершенствование нефтепромысловой химии идет в двух направлениях – повышения функциональной результативности и снижения опасности для окружающей среды, в том числе путем расширения применения «зеленой» химии. Документационное сопровождение химической продукции включает всестороннее информирование потребителей на всех этапах ее жизненного цикла [1-3]. Документом, содержащим полную информацию о химической продукции, является паспорт безопасности (ПБ). Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 7 июля 2022 г. № 571-ст в качестве национального стандарта Российской Федерации введен в действие межгосударственный стандарт ГОСТ 30333-2022. Первоначально дата введения в действие была с 1 января 2023 г., затем дважды была перенесена, можно надеяться, что он, наконец-то вступит в действие с 1 сентября 2024 г. Новый стандарт существенно отличается от действующего ГОСТ 30333-2007, прежде всего, тем, что не предусматривает регистрацию ПБ. Это соответствует Рекомендациям ООН ST/SG/AC.10/30/Rev.7 «Согласованная на глобальном уровне система классификации опасности и маркировки химической продукции (СГС)» (в настоящее время действует девятое пересмотренное издание СГС, изданное в 2022 г.). Согласно СГС, паспорт безопасности химической продукции (Safety Data Sheet) не требует заверения третьей стороной, является бессрочным документом, который обновляется по мере необходимости, например, при корректировке состава продукции, изменении каких-либо сведений, касающихся разделов документа, а также при изменениях в законодательстве. Таким образом, ПБ становится полноправным корпоративным документом, наравне со стандартами организаций и техническими условиями, которые разрабатываются организациями самостоятельно, с учетом соответствующих документов национальной системы стандартизации (Федеральный закон от 29.06.2015 № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации», статья 21).

ГОСТ 30333-2022 устанавливает общие требования к паспорту безопасности химической продукции в части его построения, содержания, изложения и оформления включаемой в него информации. Специальные вопросы технического регулирования безопасного обращения химической

продукции регламентируются другими стандартами. Например, критерии классификации опасности веществ и смесей изложены в ГОСТ 32419-2022, ГОСТ 32423-2013, ГОСТ 32424-2013 и ГОСТ 32425-2013; требования к элементам информирования (предупредительной маркировке) – содержатся в ГОСТ 31340-2022.

Стандарт распространяется на ПБ, разрабатываемый для химической продукции, выпускаемой в обращение, то есть стадии жизненного цикла продукции, включающей ее производство, транспортирование, хранение, применение, ликвидацию (уничтожение, утилизацию). В отличие от предшественника, новый стандарт не предусматривает составление ПБ на отходы производства химической продукции, подлежащие захоронению или уничтожению.

Стандартом введен термин «ответственное лицо» – организация (лицо), ответственная(ое) за соответствие химической продукции обязательным требованиям при выпуске ее в обращение на рынок (изготовитель (уполномоченное изготовителем лицо), или импортер, или поставщик, или продавец, или экспортер).

Потребителем (приобретателем) считается зарегистрированные юридическое лицо, либо физическое лицо в качестве индивидуального предпринимателя, а также физическое лицо, имеющие намерения приобрести (приобретающие) продукцию. Отметим, что помимо потребителя ПБ обеспечивает достоверной информацией о безопасности химической продукции работодателя и персонал при промышленном применении, хранении, транспортировке, утилизации химической продукции, ее использовании, а также содержит сведения о мерах первой помощи при техногенных происшествиях. ПБ является важным источником информации для логистических компаний и аварийно-спасательных служб.

Срок действия ПБ не ограничен, он подлежит обновлению и переизданию в случаях: изменения наименования и/или адреса ответственного лица; изменения состава химической продукции, приводящего к повторной классификации опасности; поступления дополнительной или новой информации, повышающей полноту и достоверность данных. В первом и всех последующих изданиях ПБ обязательно указывают дату издания.

В новом стандарте предусмотрено, что ответственное лицо обязано не только по требованию безвозмездно обеспечить потребителей (приобретателей) паспортом безопасности (доступом к ПБ), но и любым доступным способом уведомить их о его переиздании, причем в срок не более 30 календарных дней с момента переиздания. Наиболее технологично это делать путем размещения информации о переиздании на собственном Интернет-ресурсе.

Структура ПБ осталась прежней (16 разделов), его объем не ограничен и должен непосредственно зависеть от степени опасности химической

продукции и от объема информации, необходимой для обеспечения ее безопасного обращения

Новым является то, что при описании состава химической продукции указывают информацию о компонентах, содержащихся в концентрациях не менее 10 %, а также о компонентах, содержащихся в концентрациях, превышающих пороговое содержание (ГОСТ 30333-2022, таблица 1). Например, для химической продукции, обладающей по ГОСТ 32419-2022 острой токсичностью по воздействию на организм, вызывающей разъедание (некроз)/раздражение кожи и серьезное повреждение/раздражение глаз, пороговое значение составляет не менее 1,0 %. Для химической продукции, обладающей, например, сенсибилизирующим действием, воздействующей на репродуктивную функцию – не менее 0,1 %.

Для разработчиков и производителей химической продукции важным является соблюдение их интеллектуальных прав. В соответствии с международной практикой новым стандартом предусмотрено, что в ПБ для компонентов химической продукции, информация о содержании которых является конфиденциальной, концентрации допустимо приводить диапазонами значений. При этом диапазон значений не должен изменять описание опасности химической продукции. Компоненты химической продукции, не обладающие опасностями, приведенными в указанной таблице, информация о содержании и идентификационных данных которых является конфиденциальной и указание концентрации которых диапазоном значений для соблюдения конфиденциальности недостаточно, должны быть представлены на усмотрение ответственного лица в той мере, которая гарантирует безопасность потребителей (приобретателей) в порядке, установленном компетентным (уполномоченным) органом (организацией) страны.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мирошник А.А., Филаткин П.В., Дружинина Н.А. Роль технического регламента Евразийского экономического союза «О безопасности химической продукции» в развитии системы государственного регулирования обращения химических веществ и смесей Российской Федерации // Вестник евразийской науки. – 2021. – № 6. – С. 2-16.
2. Зинченко О.Д. Техническое регулирование: с национального на наднациональный уровень // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2012. – № 4. – С. 22-25.
3. Светличная Т.В., Шалыгин Р.К. Геоэкологические аспекты применения химической продукции в бурении / В книге: Нефтепромысловая химия. Тезисы докладов X Международной (XVIII Всероссийской) научно-практической конференции. – Москва, 2023. – С. 227-230.

КАТАЛИЗАТОРЫ НА ОСНОВЕ ОКСИДА ВОЛЬФРАМА И Al-SBA-15 ДЛЯ ОКИСЛЕНИЯ СЕРНИСТЫХ СОЕДИНЕНИЙ НЕФТЯНОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ

Гуль О.О., Домашкина П.Д., Акопян А.В., Анисимов А.В.

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова,
Химический факультет, 119991, Москва, +7 (495) 939-16-71
E-mail: lesi00gul@gmail.com

Оксиды серы (SO_x), образующиеся при сжигании топлива, оказывают значительное влияние на окружающую среду. Вместе с другими выбросами, попадая в атмосферу, приводят к образованию смога и кислотных дождей, коррозии технологического оборудования. Поэтому во многих странах вводят строгие ограничения на содержание серы в топливе [1]. Все более актуальным становится вопрос о разработке доступных и экологически безопасных методов обессеривания топлива. Широко применяемая гидроочистка требует высокие температуры ($300-400^\circ\text{C}$), высокое давление и большое количество водорода. Этот метод оказывается малоэффективным при удалении серосодержащих полиароматических соединений [2]. В качестве одного из наиболее популярных альтернативных методов обессеривания топлива выступает окислительное обессеривание, которое предлагает более эффективный, безопасный и экономически выгодный подход к снижению содержания серы в топливе.

В качестве перспективных катализаторов окислительного обессеривания известны гетерогенные системы на основе оксидов переходных металлов, нанесенных на носитель типа SBA-15. Процесс окисления сернистых соединений протекает активнее в кислой среде [3]. Модификация SBA-15 алюминием рассматривается как наиболее простой и эффективный способ повышения кислотности катализатора.

В данном исследовании рассмотрены катализаторы W/Al-SBA-15 с различным содержанием алюминия и вольфрама. Было изучено влияние совместного присутствия вольфрама и алюминия на окисление сернистых соединений. Доказано, что добавление алюминия в структуру носителя SBA-15 повышает кислотность и способствует увеличению конверсии ДБТ. Для подтверждения эффективного встраивания алюминия катализатор был исследован методом ядерного магнитного резонанса (ЯМР). Было проанализировано влияние основных параметров окисления, таких как время реакции, температура, состав и количество катализатора, а также количество окислителя на конверсию ДБТ. Показано, что за 20 мин при 60°C и четырехкратном избытке пероксида водорода катализатор 5%W/5%Al-SBA-15 позволяет достичь полного превращения ДБТ в сульфон. Подобраны оптимальные условия окисления модельной смеси на основе ДБТ с содержанием серы 10000 ppm: 80°C , 3 мас.% катализатора, 3 мл ацетонитрила,

60 минут. Без значительной потери активности катализатор 5%W/5%Al-SBA-15 может быть использован в течение не менее пяти циклов.

ЛИТЕРАТУРА

1. de Lima F. M., de Andrade B. T., Braga R.M., de Araújo Melo D. M., Martinelli A.E. // Environ. Sci. Pollut. Res. 2018. V. 25. P. 13760-13774.
2. Shafiq I., Shafique S., Akhter P., Ishaq M., Yang W., Hussain M. //J. Clean. Prod. 2021. V. 294. P. 125731.
3. Houda S., Lancelot C., Blanchard P., Poinel L., Lamonier C. Oxidative Desulfurization of Heavy Oils with High Sulfur Content: A Review. Catalyt. 2018. V. 8. № 9. P. 344-359.

ПРИМЕНЕНИЕ СМЕШАННЫХ КАРБИДОВ ПЕРЕХОДНЫХ МЕТАЛЛОВ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО ОКИСЛИТЕЛЬНОГО ОБЕССЕРИВАНИЯ НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КИСЛОРОДА ВОЗДУХА НА ПРИМЕРЕ СЕРОСОДЕРЖАЩИХ СОЕДИНЕНИЙ

Лукашов М.О., Есева Е.А., Акопян А.В.

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова,
химический факультет, Москва, Россия, 119991, info@rector.msu.ru
lumak77@yandex.ru

Природная нефть содержит в значительном количестве кислород-, серо- и азотсодержащие соединения, а также соединения на основе металлов. При первичной переработке нефть разделяют на фракции, в которых содержание гетероатомных соединений обычно слишком высоко для дальнейшего использования. Так, например, фракции с высоким содержанием серы вызывают отравление катализаторов при их последующей переработке, износ оборудования и труб для транспортировки. Использование данных фракций в качестве топлива без надлежащей очистки приводит к выбросам в атмосферу оксидов серы, вредных для человека и окружающей среды. Поэтому очистка фракций от гетероатомов, в частности, направленная на получение нефтепродуктов с низким содержанием серы, является важным аспектом переработки нефти [1].

В соответствии с экологическим стандартом “Евро-5”, действующим на территории России и определяющим допустимое содержание серы в углеводородных фракциях, допустимое количество серосодержащих соединений для автомобильного топлива составляет 10 ppm. В соответствии с современной тенденцией увеличения глубины нефтедобычи наблюдается рост общего содержания гетероатомных соединений, что неуклонно ведет к

ужесточению условий проведения классического процесса гидроочистки для поддержания существующего стандарта. Альтернативным способом решения данной проблемы является разработка новых методов, позволяющих проводить сероочистку высокосернистых фракций в мягких условиях и с сохранением высокой эффективности проведения процесса. Наиболее перспективным из таких методов является окислительное обессеривание в силу наиболее низких температур и давлений, а также экологичности и большей безопасности используемых в процессе веществ, в том числе окислителя [2]. Среди возможных окислителей для процесса окислительного обессеривания крайне интересным является доступный, дешевый и экологичный кислород воздуха, но использование данного вида окислителя имеет сложности, связанные с его активацией, в связи с чем необходимо использование жестких условий. Применение катализаторов позволяет снизить температуру и время, необходимое для полного протекания реакции окисления [3].

Последние разработки высокоэффективных каталитических систем для процесса аэробного окислительного обессеривания привели к изучению карбидных материалов. Каталитическая активность карбидов металлов напоминает активность благородных металлов, широко изученных в литературе [4]. Синтез такого вида катализаторов методом микроволнового излучения позволяет получать полифазные системы, где активными частицами выступают оксиды переходных металлов в переменной валентности. Улучшение активации кислорода воздуха за счет переноса электронов в многокомпонентной каталитической системе можно добиться добавлением металлов VIII группы. При этом наиболее важным аспектом для получения высокоактивного катализатора для аэробного окисления серосодержащих соединений является сочетание различных элементов переходных металлов [5].

В настоящей работе осуществлен синтез ряда смешанных карбидов переходных металлов состава FeMoWC и подобрано оптимальное соотношение металлов в катализаторе. Полученные результаты свидетельствуют о том, что чем выше содержание молибдена в образце катализатора, тем выше активность катализатора в пониженных дозировках. В соответствии с этим, наилучшим составом катализатора было выбрано соотношение $10\% \text{Fe}_3\text{C} + 90\% (80\% \text{Mo}_2\text{C} + 20\% \text{WC})$. На рис. 1 приведено сравнение каталитических свойств смешанного карбида с ранее изученными карбидами переходных металлов в одинаковых условиях проведения процесса на примере окисления дибензотиофена.

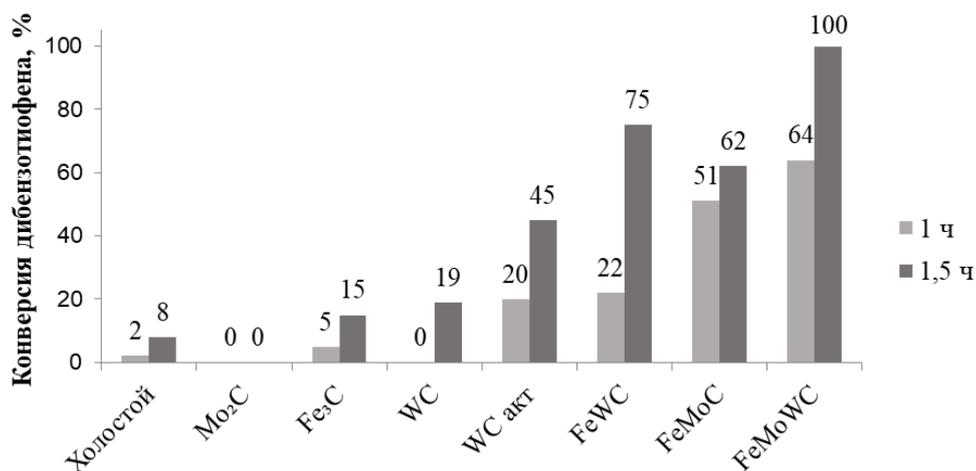


Рисунок 1 – Сравнение карбидных каталитических систем на основе переходных металлов Fe, Mo, W (Условия: 120 °С, 600 об/мин, 0,5 масс. % катализатора, 6 атм)

Со смешанным карбидом FeMoWC исследована его активность в реакции окисления кислородом воздуха (рис. 2) таких соединений, как метилфенилсульфид (MSPh), бензотиофен (БТ), дибензотиофен (ДБТ), 4-метилдибензотиофен (МДБТ) и 4,6-диметилдибензотиофен (ДМДБТ). Данные субстраты являются наиболее типичными представителями сероорганических соединений, содержащихся в бензиновых, керосиновых и дизельных фракциях.

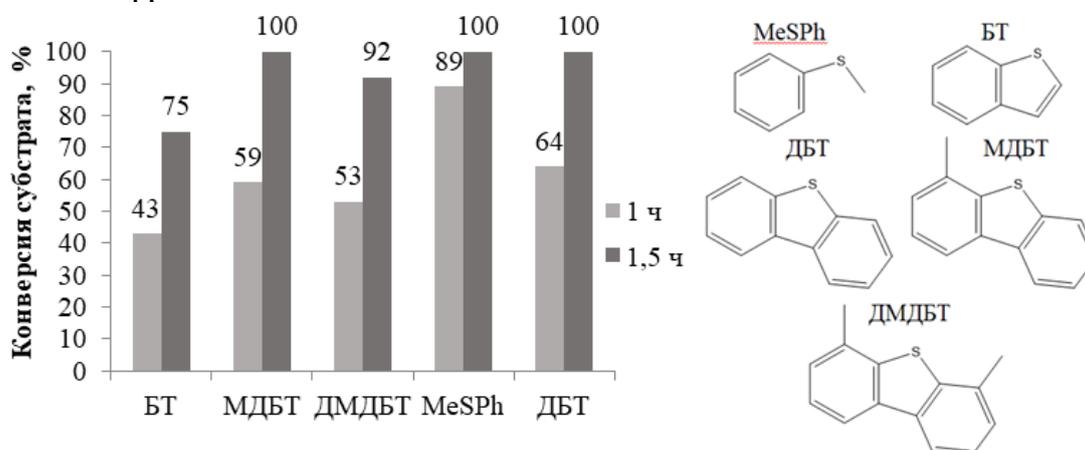


Рисунок 2 – Результаты окисления различных серосодержащих субстратов (Условия: 120 °С, 600 об/мин, 0,5 масс. % катализатора, 6 атм)

Полученные катализаторы исследованы методами низкотемпературной адсорбции/десорбции азота, рентгенофазового анализа, ИК-спектроскопии, элементного анализа, сканирующей и просвечивающей электронной микроскопией и термопрограммируемого восстановления водородом. Рассмотрены основные факторы, влияющие на протекание процесса окисления: температура, время реакции, скорость перемешивания, дозировка катализатора и давление воздуха. Подобраны

оптимальные условия для аэробного окислительного обессеривания модельного топлива, содержащего 500 ppm дибензотиофена, растворенного в декалине: 120 °С, 1,5 ч, 600 об/мин, 0,5 масс. % катализатора, 6 атм. Высокая каталитическая активность FeMoWC обусловлена синергией переходных металлов, включенных в состав катализатора, и предоставляет потенциальную возможность использования полученного катализатора в очистке от серы реальных нефтяных фракций.

ЛИТЕРАТУРА

1. Vedachalam S. and Dalai A.K. Hydrotreating and oxidative desulfurization of heavy fuel oil into low sulfur marine fuel over dual function NiMo/ γ -Al₂O₃ // *Catalysis Today*, 2023, V. 407, P. 165-171.
2. Hossain M.N. et al. A comprehensive review on catalytic oxidative desulfurization of liquid fuel oil // *Catalysts*, 2019, V. 9, P. 229.
3. Shafiq I. et al. Recent breakthroughs in deep aerobic oxidative desulfurization of petroleum refinery products // *J. Clean. Prod.*, 2021, V. 294, P. 125731.
4. Zhang Q. et al. Fluorine-free strategy for hydroxylated Ti₃C₂/Ti₃AlC₂ catalysts with enhanced aerobic oxidative desulfurization and mechanism // *Chem. Eng. J.*, 2022, V. 430, P. 132950.
5. Akopyan A. V. et al. Catalytic aerobic desulfurization of fuels in the presence of nanosized mixed carbide FeWC // *Chem. Eng. J.*, 2023, V. 464, P. 142641.

ДИСПЕРГЕНТЫ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ РАЗЛИВОВ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

¹Моругин Г.А., ¹Толстов М.Ю., ²Жилякова Д.В., ²Попова А.А.

¹Казанский национальный исследовательский технологический университет (ФГБОУ ВО «КНИТУ»), 420015, Республика Татарстан, город Казань, ул. Карла Маркса, д.68, +78432314216, office@kstu.ru

²Лицей-интернат для одаренных детей с углубленным изучением химии – филиал ФГБОУ ВО «КНИТУ», 422522, Республика Татарстан, Зеленодольский муниципальный район, Новопольское сельское поселение, пос. Дубровка, ул. Загородная, д.1, +78432375846, tat.himlicey@gmail.com

Аварийные разливы нефтепродуктов наносят вред экосистемам водных и прибрежных регионов. Загрязнения побережий приводят к гибели водных обитателей, негативному воздействию на здоровье людей, так как вещества, содержащиеся в нефти, являются токсичными и могут вызвать различные заболевания. Поэтому проблема аварийных разливов нефти и нефтепродуктов остается актуальной во всем мире.

Одним из методов ликвидации разливов нефтепродуктов является использование диспергентов. Диспергенты – это средства, активизирующие

естественное рассеивание глобул нефти и газового конденсата в толще воды. Они предназначены для того, чтобы способствовать естественной дисперсии путем ослабления поверхностного натяжения на границе нефти и воды, что облегчает образование большего количества мелких капелек нефти под действием волнового движения.

Диспергенты широко используют при ликвидации разливов нефти. Однако, данные об их эффективности в отношении других смесей углеводородов, в частности, газового конденсата, отсутствуют. Газовый конденсат – это смесь жидких углеводородов, выделяющаяся из природных газов при эксплуатации газоконденсатных залежей в результате снижения пластовых давления и температуры.

Целью данной работы стало исследование возможности применения диспергента при разливах газового конденсата.

Для этого был поставлен ряд задач:

- Изучить свойства газового конденсата;
- Провести ряд анализов, направленных на оценку эффективности поверхностно-активных веществ;
- Выявить наиболее эффективную композицию диспергента.

Для достижения поставленной цели использованы следующие **методы:**

Baffled Flask Test (BFT)

Метод **BFT** предполагает диспергирование нефти в модифицированной колбе для трипсинизации и определение количества диспергированной нефти спектрофотометрическим способом, который основан на экстракции нефтепродуктов из воды органическим растворителем (хлористым метиленом) и последующем измерении оптической плотности окрашенного экстракта.

Swirling Flask Test (SFT)

Метод **SFT** предполагает диспергирование газового конденсата в испытательных колбах специальной конструкции при температуре плюс 1 ($\pm 0,5$) °C и определение количества диспергируемого вещества спектрофотометрическим способом, основанном на экстракции нефтепродуктов из воды органическим растворителем (метиленом хлористым) и последующем измерении оптической плотности экстракта. Рабочая длина волны - 265 нм. Значения эффективности определяют согласно методу градуировочного графика.

В ходе исследования получены следующие **результаты:**

1. Эффективность диспергирования газового конденсата в чистом виде мала (в объем воды попадает от 4 до 25% загрязнения). Это говорит о том, что поверхность воды не может очиститься под воздействием волнового движения даже с учетом испарения продукта;

2. Добавление ПАВ увеличивает эффективность диспергирования, причем, смеси более эффективны по сравнению с индивидуальными веществами;

3. Промышленные композиции диспергентов нефти, в целом, подходят для ликвидации разливов газового конденсата.

4. Разработана собственная композиция диспергента, в состав которой вошли безопасные поверхностно-активные вещества. Исследуемая композиция показала позволяет диспергировать от 44,16% (по методу SFT) до 86,06% (по методу VFT) нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. Последствия загрязнения нефтью для окружающей среды. технический информационный документ / itopf ltd. - 13 изд. - лондон: itopf, 2011. - 12 с.
2. Методы ликвидации разливов // терра-экология url: <https://terra-ecology.ru/stati/metody-likvidacii-avarijnyx-razlivov-nefti/>
3. Применение диспергентов для обработки нефтяных разливах // itopf. - №4. - с. 12.
4. Основы нефтяной и газовой промышленности // техническая литература url: <http://www.matrixplus.ru/ongprom-024.htm>.
5. Газовый конденсат - свойства и сферы применения // роснефтехим url: <https://rosneftehim.ru/blog/gazovyy-kondensat-svoystva-i-sfery-primeneniya/?ysclid=lr9mohdwp8424100193>.

ПРАКТИКА ПРИМЕНЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ШЕЛЬФЕ ВЬЕТНАМА

Нгуен Фам Суан Май

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
119991, г. Москва, Ленинский пр., д. 65, корп. 1 (941),
тел. 8 (499) 507-82-89; e-mail: nguyen.2024@internet.ru

Актуальной задачей на шельфовых месторождениях СП «Вьетсовпетро» является совершенствование буровых растворов. Изначально применялся простой в приготовлении и поддержании свойств ингибированный алюмокалиевый раствор ИАКР [1-3]. Ингибирующий эффект катионов алюминия и калия заключается в снижении степени гидратации пород за счет блокировки ими гексагональной структуры глинистых минералов [4, 5]. Дополнительный эффект оказывает образующаяся в растворе гидроокись алюминия. Адсорбируясь на стенке скважины и буровом шламе она препятствует диспергированию глинистых частиц. Благодаря этому буровой раствор ИАКР показал высокую устойчивость к загрязнению выбуренной породой. Наряду с этим отмечены хороший контроль фильтрации и несложное управление реологическими

свойствами, формирование низкопроницаемой фильтрационной корки, простота рецептуры и, как следствие, – низкая стоимость. Базовая рецептура этого раствора включает реагенты: СМС-LV и СМС-NV – понизители водоотдачи низковязкий и высоковязкий, ФХЛС – понизитель вязкости и водоотдачи, алюмокалиевые квасцы – ингибирующая добавка, КОН – регулирование pH, барит – утяжелитель. Для снижения момента трения бурильной и обсадной колонн раствор дополнительно содержит смазочную добавку.

В дальнейшем перешли на более совершенные системы ингибирующих буровых растворов. Так, состав бурового раствора KGAC Plus M2 содержит: Alcomer 507 (полиакрилат, порошок) – снижение водоотдачи, повышение вязкости; Alcomer 115 (полиакрилат, порошок) – ингибитор-инкапсулятор бурового шлама, повышение вязкости; Alcomer 74L (полиакрилат, жидкость) – снижение вязкости, статического напряжения сдвига, водоотдачи; Polythin (сульфонат, порошок) – снижение вязкости, статического напряжения сдвига, водоотдачи; Polydrill (сульфонат, порошок) – снижение водоотдачи при высокой температуре, предупреждение повышения вязкости; Xanthangum (биополимер) – контроль статического напряжения сдвига, повышение вязкости; Biocide (бактерицид) – предотвращение биодеструкции полимеров; PEG-4000 (полиэтиленгликоль) – ингибирование глин, повышение смазывающей способности; Poly Hib (реагент на основе аминов) – термостабилизатор, регулятор pH, ингибирование глин; KCl (хлористый калий) – ингибирование глин; Na₂CO₃ (кальцинированная сода) – осаждение Ca²⁺, повышение pH; Na₂SO₃ (сульфит натрия) – связывание растворенного кислорода; CaCO₃ (мел молотый, фракционированный) – кольматация, снижение прихватоопасности); BaSO₄ (барит) – утяжелитель. К базовому составу бурового раствора KGAC Plus M2 добавляют также смазочную добавку и пеногаситель.

Технология бурения скважин в шельфовых условиях имеет существенные экологические ограничения, главное из которых – исключение загрязнения морской среды (концепция нулевого сброса). Тонкодисперсные фракции бурового шлама оказывают негативное влияние на морскую биоту [6]. Поэтому совершенствование буровых растворов предполагает сокращение объема бурового шлама, прежде всего за счет его диспергирования до мелкодисперсного размера. Наиболее экологически ущербным является бурение начального интервала скважины без водоотделяющей колонны с удалением отработанного бурового раствора, содержащего буровой шлам, в морскую среду. При бурении интервала под направление, а иногда и под кондуктор, ввиду большого диаметра ствола скважины возникают проблемы с очисткой забоя от продуктов разрушения горных пород и гидротранспорта их на поверхность. Поэтому периодически (примерно через 10 м проходки) по стволу скважины прокачивают пачку

вязкой жидкости на основе бентонита. Мелкодисперсные частицы бентонита разносятся подводными течениями на большие расстояния, загрязняя морскую среду.

Еще одной проблемой промывки скважин при бурении начального интервала морских скважин является предупреждение осложнений. В отличие от бурения на суше, в морском бурении стол ротора находится на большой высоте над устьем скважины. Поэтому уже при забурировании скважины на ее стенку действует давление, не менее гидростатического давления столба морской воды при отсутствии водоотделяющей колонны, а при ее наличии – столба бурового раствора. С ростом глубины ствола скважины растет гидродинамическая составляющая давления циркуляции, в том числе за счет увеличения плотности восходящего потока бурового раствора, содержащего буровой шлам. Верхняя часть разреза морских скважин является, как правило, слабо уплотненной. Практика бурения показывает, что в этой ситуации высока вероятность поглощения бурового раствора, как правило, с последующим газонефтеводопроявлением [7].

Поскольку источником проблемы является нарушение баланса давлений в скважине, то и ее решение лежит в области циркуляции бурового раствора, а именно в необходимости убрать избыточное давление. Достигается это путем использования технологии двухградиентного давления (в зарубежной литературе – Dual Gradient Drilling Technology). Суть технологии заключается в том, что первый градиент давления создается буровым раствором, идущим от забоя скважины до морского дна, а второй – жидкостью с плотностью, меньшей либо эквивалентной плотности морской воды, идущей от морского дна до поверхности моря. В этом случае ротор буровой установки находится как бы на уровне дна моря. Тяжелая жидкость (первый градиент давления) применяется для тех же целей, что и в обычном бурении, в то время как более легкая жидкость (второй градиент давления) только для регулирования давления.

Обобщая вышеизложенное, отметим, что совершенствование технологии промывки скважин на шельфовых месторождениях Вьетнама является актуальной задачей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Соловьев Н.В., Чан Суан Дао, Арсентьев Ю.А., Нгуен Тиен Хунг, Курбанов Х.Н. Исследование ингибирующего действия полимерного раствора «KGAC-plus» для бурения в глинодержащих горных породах месторождения «Южный Дракон и Доймой» (СРВ) // Инженер-нефтяник – 2018. – № 2. – С. 8-15.
2. Иванов А.Н., Крюков О.В., Лапухин Г.Г. Совершенствование буровых растворов на месторождениях СП «Вьетсовпетро» // Проектирование и разработка нефтегазовых месторождений. – 2019. – № 4. – С. 9-16.
3. Фам Ван Хьеу. Разработка технологических решений по бурению скважин в неустойчивых отложениях рифтовой зоны морских месторождений: автореф. дисс. канд. техн. наук: 25.00.15. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021. – 24 с.

4. Балаба В.И., Зинченко О.Д. Ингибирование разупрочнения глинистых пород микрополидобавками // В сборнике: Реагенты и материалы для технологических жидкостей, применяемых при строительстве и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин. Актуальные вопросы сервисного сопровождения бурения и утилизации отходов. Материалы XVII Международной научно-практической конференции. – Владимир, 2014. – С. 240-247.
5. Шалыгин Р.К. Регулирование ингибирующих свойств промывочных жидкостей // В книге: Нефтепромысловая химия. Материалы VIII Международной (XVI Всероссийской) научно-практической конференции. – Москва, 2021. – С. 27-30.
6. Светличная Т.В. Экологические аспекты производства буровых работ на дагестанском участке Каспия // В книге: Нефтепромысловая химия. Материалы VIII Международной (XVI Всероссийской) научно-практической конференции. – Москва, 2021. – С. 220-223.
7. Оганисян Г.А., Шалыгин Р.К. Актуальные проблемы технологии промывки нефтегазовых скважин на континентальном шельфе // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 2 (134). – С. 32-35.

ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ВЗВЕСИ БУРОВОГО ШЛАМА НА СОЛОНОВАТОВОДНЫЙ ЗООПЛАНКТОН

Светличная Т.В.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
119991, г. Москва, Ленинский пр., д. 65, корп. 1, tata_svet_gaz@mail.ru

Экологическая безопасность буровых работ предполагает использование низкотоксичных буровых растворов. Прежде всего, это касается бурения на акватории, когда есть вероятность попадания в водную среду бурового раствора и загрязненного им бурового шлама. В частности, актуальной задачей является поиск и разведка месторождений на дагестанском участке Каспийского моря [1]. Однако стремление освоить ресурсы должно сопровождаться тщательным экологическим обоснованием этой деятельности, столь же выраженной способностью минимизировать допустимый ущерб окружающей среде путем применения инновационных технологий и эффективных природоохранных мероприятий [2-7]. Следует учитывать, что экологии дагестанского побережья Каспия уже нанесен существенный экологический ущерб предшествующей хозяйственной деятельностью. Так, качество воды на побережье Каспийского моря резко ухудшилось, поэтому эти воды переведены из класса загрязненных в класс грязных [8].

Таким образом, перспективы поискового бурения на шельфе Южного Дагестана следует увязывать с решением сопутствующих этому экологических проблем, в том числе предстоит решать вопросы обращения с технологическими отходами бурения (ТОБ) – буровой шлам, отработанные буровые технологические жидкости и буровые сточные воды.

С целью обоснования экологических требований к буровым работам автором выполнены исследования мелкодисперсных частиц бурового шлама (БШ), отобранного в процессе бурения трех скважин [9].

Первый этап исследований включал определение содержания тяжелых металлов методами сканирующей электронной микроскопии и зондовой рентгеновской спектроскопии. На втором этапе исследований выполняли биотестирование этих образцов БШ. Использовали как пресноводные, так и морские тест-объекты. Причем подбирали их так, чтобы охватить основные звенья трофической цепи гидробиоценоза.

В данной статье излагаются результаты исследования на выживаемость и плодовитость солоноватоводного зоопланктона (коловратки, рачки).

Испытания токсичности взвеси БШ проводились на коловратках *Brachionus plicatilis* и рачках *Artemia salina*, содержащихся в воде соленостью 13‰. Опыты проводили при температуре 24°C. Для кормления использовали водоросли - морскую хлореллу, выращенную на среде Гольдберга. Оценка действия на коловраток калибровочного токсиканта – бихромата калия показала, что его ЛК₅₀ за 48 часов составила 5 мг/л.

Опыты с рачками артемиями ставили в 2-х вариантах. В первом случае науплии рачков в возрасте не более 24 часов помещали в исследуемые концентрации пелитовой взвеси бурового шлама объемом 15 мл, в 5 повторностях. Длительность наблюдений составляла до 3 суток, рачков не кормили и смену растворов не проводили. Во втором варианте науплии в возрасте

2-3 суток после выклева помещали в сосуды в 200 мл тонкодисперсной взвеси бурового шлама, повторность опытов была 3-х кратная. Смену взвеси проводили 2 раза в неделю, рачков кормили хлореллой, концентрация клеток водорослей в растворах была на уровне 1 млн. на мл. Продолжительность наблюдений составляла 14 суток. Показателем токсичности в обоих вариантах опытов служила величина выживаемости рачков, которую отмечали ежедневно. Оценка действия на артемий калибровочного токсиканта – бихромата калия показала, что его ЛК₅₀ за 72 часа составила 6,61 мг/л.

Воздействие пелитовых фракций бурового шлама на коловраток исследовалось на протяжении 4 суток. По показателю выживаемости максимальная допустимая концентрация 0,25 мг/л, а пороговая (минимально действующая) – 0,75 мг/л.

По показателю плодовитости достоверным было отличие от контроля при всех концентрациях взвеси БШ кроме концентрации 0,25 мг/л, в которой наблюдали слабый эффект стимуляции. При более высоких концентрациях отмечено угнетение размножения по сравнению с контролем. В связи с этим только концентрацию 0,25 мг/л можно считать нетоксичной для репродукции солоноватоводных коловраток.

На рачках *Artemia salina* было проведено 2 серии испытаний. В предварительном опыте оценивалось действие концентраций БШ 0,25; 0,75 и 1,5 мг/л. За 72 часа наблюдений гибель наблюдалась только при 1,5 мг/л, где ЛК₅₀ составила 15 часов.

Во второй серии опытов однодневные личинки артемий помещались в взвеси БШ на 14 суток. В этой серии опытов уже через 4 суток отмечалась разница в выживании у артемий между контролем и опытом даже в концентрации 0,25 мг/л. Данные по влиянию тонкодисперсной взвеси бурового шлама сходны с ранее полученными на дафниях. Это говорит о высокой чувствительности артемий к пелитовой фракции бурового шлама с дагестанского побережья Каспийского моря.

При концентрации взвеси БШ 0,1 мг/л не найдено отрицательного воздействия на выживаемость артемий. Однако этот показатель более строг по сравнению с нормативами для взвеси, не обладающей токсичностью. Это еще раз доказывает двойное действие тонкодисперсной взвеси бурового шлама на организмы-фильтраторы, которое проявляется в механическом воздействии на жабры и фильтрующий аппарат планктонных рачков и в токсическом воздействии за счет сорбции тяжелых металлов на пелитовых частицах.

Обобщая вышеизложенное, отметим, что дальнейшее экологически безопасное освоение ресурсов природных углеводородов в данном регионе возможно, как минимум при условии применения наилучших доступных технологий в области буровых растворов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алиев Р.М., Бадавов Г.Б., Немцов Н.И. [и др.]. Перспективы нефтегазоносности шельфа Южного Дагестана и возможные технологии бурения при его освоении // Нефть. Газ. Новации, 2019. – № 3. – С. 8-11.
2. Балаба В.И., Зинченко О.Д. Инновационные технологии бурения нефтегазовых скважин на континентальном шельфе // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса, 2014. – № 6. – С. 11-16.
3. Балаба, В.И., Светличная Т.В., Струняшев А.А. К вопросу об оценке экологической безопасности бурения скважин на шельфе // Надежность и сертификация оборудования для нефти и газа. – 2003. – № 2. – С. 44-48.
4. Гречищева Н.Ю. Разработка научных основ применения гуминовых веществ для ликвидации последствий нефтезагрязнения почвенных и водных сред: автореферат дис. ... доктора химических наук / Иван. гос. хим.-технол. ун-т. Иваново, 2017. – 48 с.
5. Светличная Т.В. О некоторых аспектах экологической безопасности буровых работ на дагестанском участке Каспийского моря // Нефть, газ и бизнес. – 2004. – № 7. – С. 47.
6. Светличная Т.В. Экологические аспекты производства буровых работ на дагестанском участке Каспия. / В книге: Нефтепромысловая химия. Материалы VIII Международной (XVI Всероссийской) научно-практической конференции. – Москва, 2021. – С. 220-223.
7. Светличная Т.В., Шалыгин Р.К. Геоэкологические аспекты применения химической продукции в бурении. / В книге: Нефтепромысловая химия. Тезисы докладов X Международной (XVIII Всероссийской) научно-практической конференции. – Москва,

2023. – С. 227-230.

8. Островская Е.В., Войнова М.В. Загрязненность вод российского сектора недропользования Каспийского моря тяжелыми металлами // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе, 2016. – № 1. – С. 30-34.

9. Светличная Т.В. Оценка экологической опасности тонкодисперсных фракций бурового шлама и разработка методов обращения с отходами бурения при освоении месторождений нефти и газа Дагестанского участка Каспийского моря: Дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.36: Москва, 2004. – 182 с.

ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ХИТОЗАНА НА ПОЧВАХ ПРИ ЛИКВИДАЦИИ НЕГАТИВНЫХ ФАКТОРОВ РАЗЛИВОВ НЕФТИ

¹Гаршин М.В., ²Храмцова Л.А.

¹ФГБНУ УФИЦ РАН Уфимский Институт биологии обособленное структурное подразделение УФИЦ РАН, 450054, г. Уфа, проспект Октября, д. 69, garshin.mixail@yandex.ru

²ФГБНУ УФИЦ РАН Уфимский Институт химии обособленное структурное подразделение УФИЦ РАН, 450054, г. Уфа, проспект Октября, д.71, khramtsovala@mail.ru

Ежегодно миллионы тонн нефти попадают в окружающую среду, что зачастую оказывает непоправимый ущерб всем компонентам среды. Разливы нефти считаются экологическими катастрофами, и они могут быть вызваны добычей, транспортировкой и потреблением нефти. Разливы нефти также могут быть результатом выброса нефтепродуктов и их побочных продуктов из танкеров, трубопроводов, железнодорожных вагонов, морских платформ, буровых установок и скважин. Следовательно, необходимо ликвидировать эти разливы нефти эффективным и экологически безопасным способом [1-2].

Существует большое количество методов, которые используются для ликвидации разливов нефти. Они включают в себя биоремедиацию, термические методы, механические методы, химические методы и сорбенты. Каждая из этих технологий имеет свои плюсы и минусы; эффективность каждого подхода обычно зависит от многих факторов, таких как состав нефти, вязкость и объем, а также местоположение и погодные условия. Сорбенты – это материалы, которые извлекают нефть путем абсорбции или адсорбции, они являются олеофильными и гидрофобными материалами, следовательно, они могут притягивать нефть и выделять воду. Сорбенты могут быть натуральными или синтетическими материалами, нефтесорбенты можно разделить на два разных типа; абсорбенты и адсорбенты. Основной принцип действия адсорбентов заключается в том,

что масло диффундирует внутри сорбента, и поэтому его можно рассматривать как физический процесс. В то время как абсорбенты притягивают загрязняющие вещества (нефть) за счет поверхностного натяжения, капиллярного действия и когезии / прилипания [3].

В последнее время природные и возобновляемые материалы, которые производятся из побочных продуктов сельского хозяйства и биологических отходов, привлекли внимание исследователей и защитников окружающей среды в качестве адсорбентов нефти из-за их обилия, низкой стоимости и нетоксичности. Хитозан является одним из биоматериалов, которые могут быть использованы в качестве прекурсоров для производства нефтяных адсорбентов. Хитозан синтезируется путем деацетилирования и деполимеризации хитина. Хитин является одним из наиболее распространенных нетоксичных биополимеров, встречающихся в природе, наиболее распространенной является целлюлоза. Панцири крабов или креветок и мицелий грибов являются основными источниками хитина.

Исходя из этого, материалы на основе хитозана привлекли внимание исследователей в качестве абсорбентов для очистки от разливов нефти. Хитозан получают в результате деацетилирования хитина. Природный хитозан обладает различными активными группами, такими как NH_2 и $\text{OH}_{1,2}$. Эти функциональные группы играют важную роль в адсорбции токсичных органических веществ, тяжелых металлов и образовании комплексов. Амино- и карбоксильные группы, обнаруженные в хитозане, делают его эффективным биосорбентом для загрязняющих почву веществ, таких как органические соединения. Однако хитозан отличается низкой механической прочностью и термостойкостью, слабой стабильностью и растворимостью в кислотах, а также малой площадью поверхности. Кроме того, хитозан имеет малую площадь поверхности и низкий общий объем пор. Поэтому хитозан модифицируют для улучшения его свойств и смягчения недостатков [4-5].

Одним из серьезных негативных факторов после разлива нефтепродуктов на почвах является устойчивая гидрофобность почв, которая негативно отражается на росте и развитии растений [6].

Исследования гидрофильно-гидрофобных свойств различных типов почв методом водяного пятна, показали, что при увеличении влажности увеличивается и гидрофильность [7], соответственно при применении такого сорбента как хитозан, будет происходить связывание нефти, что увеличит влажность почвы, тем самым увеличится гидрофильность почвы.

Следовательно, раствор хитозана можно использовать в качестве сорбента нефтепродуктов на почве. Хотя хитозан, производные хитозана и композиты доказали свою эффективность при очистке от разливов нефти [8], было замечено, что в большинстве исследований, посвященных этой теме, не рассматривалось влияние свойств нефти на процесс

адсорбции, плотность и вязкость нефти оказывают существенное влияние на равновесие и кинетику адсорбции.

ЛИТЕРАТУРА

1. Туров Ю.П., Гузняева М.Ю., Лазарев Д.А., Петрова Ю.Ю., Стом Д.И. Оценка уровня загрязнения и эффективности технологий реабилитации почвы при разливах сырой нефти // Экология и промышленность России. 2023. № 7. С. 36-42.
2. Арсланов Ш.С., Абдурахмонов С.Т. Загрязнение почв нефтью и нефтепродуктами // Сборник статей: Булатовские чтения. 2021. Т. 1. С. 287 - 288.
3. Гибадуллина Н.Н., Бадамшин А.Г., Сунагатова Э.М., Губа А.С. Экологически безопасный сорбент для ликвидации последствий разлива нефти // Химическая безопасность. 2023. № 7. С. 103 - 115.
4. Ань К.Т.К., Фазылова Д.И., Назирова А.А., Зенитова Л.А., Янов В.В. Экологически безопасный сорбент для ликвидации последствий разлива нефти // Экология и промышленность России. 2019. № 5. С. 37 - 41.
5. Куен Т.К.А., Зенитова Л.А. Хитозан содержащие пенополиуретаны в качестве поглотителей нефтеразливов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Химическая технология и биотехнология. 2019. № 2. С. 7-21.
6. Сулейманов Р.Р., Назырова Ф.И., Габбасова И.М. Изменение физико-химических свойств чернозема типичного в условиях загрязнения нефтепромысловыми сточными водами и рекультивации // Вестник Оренбургского государственного университета. 2008. № 9. С. 167-173.
7. Потапов Д. И. Влияние влажности на гидрофильно-гидрофобные свойства почв различных типов // Экологический Вестник Северного Кавказа. 2022. № 1. С.17-22.
8. Кокорина Н.Г., Околелова А.А., Голованчиков А.Б. Новый способ детоксикации нефтезагрязненных почв хитозаном // Почвоведение. 2013. № 12. С. 1516.

**ФАМИЛЬНЫЙ
УКАЗАТЕЛЬ**

А	
Абдулрахман Б.	211, 214
Агаджанян М.А.	202
Агаркова Е.М.	102
Агишев Р.Е.	4
Аглиуллин Р.Р.	102
Акопян А.В.	254,255
Аксенова С.В.	122
Аксенова Св.В	27,161,200
Алексян К.Г.	202
Алиев И.Н.	58,61
Алимбеков Р.И.	205
Алимбекова С.Р.	205
Алтунина Л.К.	97
Аль-Идриси М.С.	124
Аль-Мунтасер А.А.	38,79
Амангельда А.А.	207
Амран А.Г.	128
Анисимов А.В.	254
Антонов К.В.	35
Асадуллин Р.Р.	58,61
Ахунова-Капустина А.В.	244
Б	
Бабаев А.И.	170,247
Бабаев Э.Р.	218

Бадикова А.Д.	130,189
Балаба В.И.	251
Бахтизина А.Р.	236
Богущкая М.В.	6,9
Болотов А.В.	53
Борисов И.М.	130,189
Буранбаева М.М.	216
Бурыкина Е.В.	47
В	
Вагапова Ю.Ж.	49
Варфоломеев М.А.	38,53,79,126
Василевич В.В.	193
Васильева Л.Д.	231
Векессер В.А.	186
Виноградов А.В.	130,189
Воронцов К.А.	61
Г	
Гавриленко М.А.	42
Гаврилюк И.А.	6
Газалеева Л.Р.	55,56,168
Галкина А.Н.	146
Гареев А.Р.	186
Гаршин М.В.	266
Гасан-заде Э.И.	234
Гахраманова З.О.	170,247
Геворкян А.В.	171
Гильмутдинов Б.Р.	92,102
Гимаева А.Р.	128

Гиниятуллин А.К.	35
Гнездилов Д.О.	126
Горелова Т.А.,	186
Губанов В.Б.	74,193,209
Гудкова З.П.	184
Гуль О.О.	254
Гумеров Р.Р.	53
Д	
Давлетов З.Р.	49
Давлетшина Л.Ф.	6,17,44,55,74,149, 168,173,194
Дашкевич Д.А.	62
Деменчук Ю.С.	100
Деньгаев А.В.	211
Димитриев Е.Н.	8
Домашкина П.Д.	254
Дубинский Г.С.	66
Е	
Евстигнеева Е.А.	239
Егай В.О.	9
Егорова В.В.	30
Елисеева А.М.	105,112,136
Емельянов Д.А.	79
Ермакова А.А.	132
Есева Е.А.	255
Ж	
Жилякова Д.В.	258
З	

Заворотный А.В.	12
Заворотный В.Л.	6,9,12
Зеленцов Д.О.	30,69
Зенков И.В.	118
Зинченко О.Д.	251
И	
Иванова Л.В.	214
Иванчина Е.А.	4
Игнатюк А.И.	69
Ильминский М.В.	110
Исмаилова К.М.	247
Ишмуратов Ф.Г.	205
К	
Казьмин Д.Ю.	231
Какуркина Д.А.	186
Каневская Р.Д.	72
Каржавина К.В.	56
Карпов А.А.	53
Качалкина А.М.	191
Кашина М.О.	4
Киселева А.С.	107
Кладова А.В.	163
Климов Д.Н.	149
Князева Н.А.	88
Кобраков К.И.	202
Козлов А.М.	216
Козлов В.В.	97
Колчина Г.Ю.	142,144,218,221

Конесев В.Г.	197
Коробкин А.В.	14
Короткая А.А.	30
Котехова В.Д.	134,134
Кочуева О.Н.	72
Краснова О.С.	69
Крисанова П.К.	77,112,165,173, 184
Крюков Д.А.	173
Крюков С.В.	177
Кувшинов В.А.	97
Кудряшов С.И.	27,122
Кузьмина А.Е.	107
Куксина М.В.	134
Кунакова А.М.	136,139,155
Курьяков В.Н.	223
Кутузов П.А.	17
Л	
Лебедева И.П.	102
Ленченкова Л.Е.	170
Логинова М.Е.	35,142,144,218, 221
Лужецкий А.В.	92,102,146
Лукашов М.О.	255
М	
Магадова Л. А.	14,24,27,49,62, 74,89,100,132,134, 161,181,193, 199,200

Мазуров В.А.	9,12
Макарова Л.С.	225
Макеев М.А.	202
Малинин А.В.	148
Маринин Д.А.	20
Мартюшев Д.А.	95
Матвеева С.Л.	118
Мерзляков К.К.	194
Меркурьева А.Г.	24
Микулов В.А.	74
Миронов И.В.	148
Митюрев С.А.	77
Михайлова А.Н.	38,79
Михайлова Н.Н.	234
Мовсумзаде Э.М.	142,218,221
Моисеенкова Д.А.	175
Молодкин С.В.	130,189
Морозов В.П.	79
Моругин Г.А.	258
Мулюкин М.А.	30
Мустафин А.З.	53
Мухин М.М.	83,193,228,231
Мышкина А.А.	86
Мячина Н.Е.	177
Н	
Надуев А.А.	83
Назаров С.В.	27

Нгуен Фам Суан Май	260
Нежибецкая Е.С.	228
Нестёркин А.А.	56
Нисковская М.Ю.	107
Нугаев С.Т.	92,102,146
О	
Одемчук Д.В.	149
Осокин М.А.	118
П	
Павельев Р.С.	53,126
Павлик А.С.	58,61
Пак С.	89,209
Пахомов М.Д.	231
Петрова Ю.Ю.	14,30,69
Петрушенко Д.И.	194
Пименов А.А.	186
Плотникова М.Д.	152
Подзорова М.С.	105,191
Полюх К.Г.	105
Пономарева И.Н.	95
Попов А.А.	107
Попов А.В.	69
Попова А.А.	258
Попова С.А.	102
Потешкина К.А.	165,168,175,200
Прошутинский М.С.	118
Пучина Г.Р.	136,139,149

Пятибратов П.В.	175
Р	
Разумов А.Р.	88
Ракутько А.Г.	158
Ремеев М.М.	186
С	
Садигова Н.А.	247
Саид Ш.А.	38,79
Сайденцаль А.Р.	97
Сайфутдинова Л.Р.	155
Сафаргалиева А.Н.	30
Светличная Т.В.	263
Седусов И.В.	95
Селедкова О.Е.	175
Семенов М.Е.	126
Серебряков К.В.	42
Сидибе М.С.	211,214
Сидорова Е.Ю.	165
	74,77,134,161,175, 181,193
Силин М.А.	
Симонова П.Д.	30
Ситдииков В.Д.	148
Смирнов Н.Д.	89,181
Смирнов С.И.	177
Солодовникова М.С.	155
Сотникова Ю.В.	112
Стародубцева К.А.	12
Стефанцев А.А.	17

Столярова Р.И.	115
Стоцкая О.А.	158
Сувейд М.А.	38,79
Т	
Теллер Е.В.	69
Тептерева Г.А.	4,8,197
Толстов М.Ю.	258
У	
Усманова Ф.Г.	149
Ф	
Фаизова Э.С.	236
Фаттахов И.Г.	186
Фаухиева Л.Р.	66
Феоктистов Д.А.	79
Филатов А.А.	77,199
Фоломеев А.Е.	92,102
Х	
Хаernasов Т.Ф.	61
Хайртдинов Р.К.	53
Халил И.	38
Хатмуллин А.Р.	92
Храмцова Л.А.	266
Худяков Д.С.	239
Хусаинов Р.Р.	53
Ц	
Цуканова А.Н.	20,32
Цыганков В.А.	47,72,86,171

Ч	
Четвертнева И.А.	35
Чжоу С.	79
Чиркова Ю.З.	126
Чурбанов А.В.	200
Ш	
Шавшукова С.Ю.	234
Шалыгин Р.К.	251
Шевляков Ф.Б.	115,225
Широков Д.	89,209
Ширяева Р. Н.	207
Шитоева А.Д.	152
Шмидт И.С.	177
Шолидодов М.Р.	97
Шостак Н.А.	124
Шумяцкая К.Ю.	152
Щ	
Щербань М.Г.	95,152
Ю	
Юнусов Т.И.	44
Я	
Яковец Н.В.	241
Якубов Р.Н.	58,61,170
Ян Цзэхун	168
Янтураев В.А.	214
Яхин Н.Ф.	186

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Реагенты для бурения, заканчивания и ремонта скважин	4
АНАЛИЗ НЕЙТРАЛЬНЫХ ЩЕЛОКОВ НА КОЛИЧЕСТВЕННОЕ СОДЕРЖАНИЕ АРОМАТИЧЕСКОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ	
Агишев Р.Е., Тептерева Г.А., Иванчина Е.А., Кашина М.О.	4
ЭМУЛЬГАТОРЫ В ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЯХ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ В РФ	
Заворотный В.Л., Давлетшина Л.Ф., Гаврилюк И.А., Богущкая М.В.....	6
ПЛАСТИФИЦИРУЮЩИЕ ДОБАВКИ И ИХ ХАРАКТЕРИСТИКИ. УЛУЧШЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК БЕТОННЫХ СМЕСЕЙ	
Димитриев Е.Н., Тептерева Г.А.	8
СТРУКТУРООБРАЗОВАТЕЛИ ДЛЯ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ	
Заворотный В.Л., Егай В.О., Мазуров В.А., Богущкая М.В.	9
ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ В ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ПРАКТИКЕ БУРЕНИЯ	
Заворотный В.Л., Стародубцева К.А., Заворотный А.В., Мазуров В.А.	12
ПРИМЕНЕНИЕ СУЛЬФИРОВАННЫХ ЖИРНЫХ КИСЛОТ ДЛЯ МОДИФИКАЦИИ БЕНТОНИТОВЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ	
Коробкин А.В., Петрова Ю.Ю., Магадова Л.А.	14
ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ ТАМПОНАЖНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С МГРП	
Давлетшина Л.Ф., Стефанцев А.А., Кутузов П.А.	17
АНАЛИЗ ОБЪЕМНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ ИМИТАТОРОВ ГЛИНИСТОЙ ГОРНОЙ ПОРОДЫ В РАЗЛИЧНЫХ СРЕДАХ В СТАТИЧНЫХ АТМОСФЕРНЫХ УСЛОВИЯХ	
Маринин Д.А., Цуканова А.Н.	20
ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАЩИТНЫХ СВОЙСТВ ЭФИРОВ ЖИРНЫХ КИСЛОТ В КАЧЕСТВЕ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОЙ ДОБАВКИ ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ	
Магадова Л.А., Меркурьева А.Г.	24
УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТАМПОНАЖНОГО СОСТАВА НА ОСНОВЕ ФЕНОЛФОРМАЛЬДЕГИДНОЙ СМОЛЫ	
Кудряшов С.И., Магадова Л.А., Аксенова Св.В., Назаров С.В.	27
ВЛИЯНИЕ КОМПОЗИТОВ НА ОСНОВЕ Mg,Al-СЛОИСТЫХ ДВОЙНЫХ ГИДРОКСИДОВ И ПОЛИАНИОНОВ НА СВОЙСТВА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ	
Сафаргалиева А.Н., Симонова П.Д., Короткая А.А., Мулюкин М.А., Егорова В.В., Зеленцов Д.О., Петрова Ю.Ю.	30
КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К РЕШЕНИЮ ПРОБЛЕМЫ ДЕСТРУКЦИИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ, СОДЕРЖАЩИХ КОМПОНЕНТЫ ПРИРОДНОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ	
Цуканова А.Н.	32
СОСТАВЫ И СВОЙСТВА ПОЛИМЕРНЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ БУРЕНИЯ И ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН	

Четвертнева И.А., Антонов К.В., Логинова М.Е., Гиниятуллин А.К.	35
2. Реагенты и технологии их применения в процессах повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти	38
ВЛИЯНИЕ ВРЕМЕНИ И ТЕМПЕРАТУРЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГИДРОТЕРМАЛЬНО-КАТАЛИТИЧЕСКОГО ОБЛАГОРАЖИВАНИЯ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ В ПРИСУТСТВИИ И ОТСУТСТВИИ РАСТВОРИТЕЛЯ-ДОНОРА ВОДОРОДА	
Аль-Мунтасер А.А., Михайлова А.Н., Сувейд М.А., Халил И., Саид Ш.А., Варфоломеев М.А.	38
СМАРТФОН-ОРИЕНТИРОВАННЫЙ ПОДХОД К КОЛИЧЕСТВЕННОМУ ОПРЕДЕЛЕНИЮ РЕАГЕНТОВ ПРИ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЯХ ВО ВНЕЛАБОРАТОРНЫХ УСЛОВИЯХ	
Серебряков К.В., Гавриленко М.А.	42
РОЛЬ ПОВЕРХНОСТНЫХ ВЗАИМОДЕЙСТВИЙ В ВЫБОРЕ ИНТЕНСИФИЦИРУЮЩИХ СОСТАВОВ НА ХЕЛАТНОЙ ОСНОВЕ	
Юнусов Т.И., Давлетшина Л.Ф.	44
ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ГИДРОРАЗРЫВА: ПУТЬ К ЭФФЕКТИВНОЙ ДОБЫЧЕ НЕФТИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ	
Цыганков В.А., Бурыкина Е.В.	47
ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ НА СВОЙСТВА ИНТЕНСИФИЦИРУЮЩИХ СОСТАВОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ	
Магадова Л.А., Давлетов З.Р., Вагапова Ю.Ж.	49
СИСТЕМЫ НА ОСНОВЕ АКРИЛОВОЙ ХИМИИ С УПРАВЛЯЕМЫМИ СВОЙСТВАМИ ДЛЯ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ	
Варфоломеев М.А., Павельев Р.С., Мустафин А.З., Болотов А.В., Хусаинов Р.Р., Карпов А.А., Гумеров Р.Р., Хайртдинов Р.К.	53
СКРИНИНГ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ЦЕЛЬЮ ОЦЕНКИ ПРИМЕНИМОСТИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ	
Давлетшина Л.Ф., Газалеева Л.Р.	55
ОЦЕНКА ПРИМЕНИМОСТИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ	
Нестёркин А.А., Каржавина К.В., Газалеева Л.Р.	56
ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ МЕТОДА ОГРАНИЧЕНИЙ ВОДОПРИТОКА НА ОСНОВЕ ОРГАНО-ГИБРИДНЫХ СОСТАВОВ	
Якубов Р.Н., Асадуллин Р.Р., Павлик А.С., Алиев И.Н.	58
ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ ДЛЯ УСЛОВИЙ ПОСЛОЙНО-НЕОДНОРОДНЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ОБРАТНЫХ ЭМУЛЬСИЙ ПИКЕРИНГА	
Асадуллин Р.Р., Хаernasов Т.Ф., Якубов Р.Н., Алиев И.Н., Павлик А.С., Воронцов К.А.	61
ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПАВ НА СМАЧИВАЕМОСТЬ ПОРОДЫ С ЦЕЛЬЮ ПОДБОРА ПАВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИИ ЦИКЛИЧЕСКОЙ ЗАКАЧКИ	

Магадова Л.А., Дашкевич Д.А.	62
ВОПРОСЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НЕФТИ В СКВАЖИНУ С ПРИМЕНЕНИЕМ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ	
Дубинский Г.С., Фаухиева Л.Р.	66
МОДИФИКАЦИЯ НАНОЧАСТИЦ В РАСТВОРАХ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ СТАБИЛЬНЫХ ЗОЛЕЙ	
Зеленцов Д.О., Теллер Е.В., Попов А.В., Игнатюк А.И., Краснова О.С., Петрова Ю.Ю.	69
ЭКСПРЕСС-МЕТОДИКА РАСЧЕТОВ ДЛЯ ПЛАНИРОВАНИЯ ГРП С ЖИДКОСТЯМИ НА ОСНОВЕ ЛЕГКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ	
Каневская Р.Д., Цыганков В.А., Кочуева О.Н.	72
ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ГЕНЕРАЦИИ ОБРАТНОЙ ЭМУЛЬСИИ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ	
Силин М.А., Магадова Л.А., Давлетшина Л.Ф., Губанов В.Б., Микулов В.А.	74
СИНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ В СМЕШАННЫХ ВОДНЫХ РАСТВОРАХ ОКСИДА АМИНА И СУЛЬФОНОЛА	
Силин М.А., Крисанова П.К., Филатов А.А., Митюрев С.А.	77
ВЛИЯНИЕ ИНДИВИДУАЛЬНЫХ РАСТВОРИТЕЛЕЙ В КАЧЕСТВЕ ДОНОРОВ ВОДОРОДА НА КОНВЕРСИЮ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ДОМАНИКОВЫХ ПОРОД ПРИ ГИДРОТЕРМАЛЬНОМ ВОЗДЕЙСТВИИ	
Михайлова А.Н., Саид Ш.А., Сувейд М.А., Аль-Мунтасер А.А., Чжоу С., Феоктистов Д.А., Емельянов Д.А., Варфоломеев М.А., Морозов В.П.	79
ПРИМЕНЕНИЕ ХЕЛАТИРУЮЩИХ АГЕНТОВ В СОСТАВЕ КОМПОЗИЦИЙ ДЛЯ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ	
Мухин М.М., Надуев А.А.	83
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЖИЖЕННОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО ГАЗА ДЛЯ РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ	
Цыганков В.А., Мышкина А.А.	86
ПРИМЕНЕНИЕ ПЕННЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТАТАРСТАНА	
Разумов А.Р., Князева Н.А.	88
ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ ГЕЛЯ НА ОСНОВЕ ЭФИРОВ ЦЕЛЛЮЛОЗЫ В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННЫХ ТЕМПЕРАТУР	
Магадова Л.А., Широков Д.С., Пак С., Смирнов Н.Д.	89
ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОМЕЖУТОЧНЫХ ЭМУЛЬСИОННЫХ СЛОЁВ НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ В КАЧЕСТВЕ АГЕНТА ДЛЯ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ	
Хатмуллин А.Р., Фоломеев А.Е., Гильмутдинов Б.Р., Лужецкий А.В., Нугаев С.Т.	92
ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ МЕЖФАЗНОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ВОДОЙ РАЗЛИЧНОЙ МИНЕРАЛИЗАЦИИ	
Щербань М.Г., Седусов И.В., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н.	95

ПОЛУЧЕНИЕ ГЛУБОКИХ ЭВТЕКТИЧЕСКИХ РАСТВОРИТЕЛЕЙ НА ПРИНЦИПЕ ЗЕЛЕННОЙ ХИМИИ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ТЯЖЕЛЫХ И ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

Шолидодов М.Р., Алтунина Л.К., Сайденцаль А.Р., Козлов В.В., Кувшинов В.А. 97

3. Применение химических реагентов при промышленной подготовке и транспорте нефти и нефтепродуктов 100

ЗАВИСИМОСТЬ ВЯЗКОСТИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГЕЛЕЙ НА ОСНОВЕ МИНЕРАЛЬНОГО МАСЛА ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ

Магадова Л.А., Деменчук Ю.С. 100

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИЧИН ОБРАЗОВАНИЯ ТРУДНОРАЗРУШИМЫХ ЭМУЛЬСИЙ НА ОБЪЕКТАХ ПОДГОТОВКИ ООО «ИНК»

Гильмутдинов Б.Р., Фоломеев А.Е., Лебедева И.П., Агаркова Е.М., Попова С.А., Лужецкий А.В., Аглиуллин Р.Р., Нугаев С.Т. 102

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ МИНЕРАЛИЗАЦИИ ВОДЫ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ

Подзорова М.С., Елисеева А.М., Полюх К.Г. 105

СПОСОБЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДЕЭМУЛЬГИРОВАНИЯ УСТОЙЧИВЫХ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Киселева А.С., Кузьмина А.Е., Попов А.А., Нисковская М.Ю. 107

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТРИБОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ЛИГНОСУЛЬФОНАТА

Ильминский М.В. 110

МЕТОДОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ СОСТАВА И СВОЙСТВ ПРОМЕЖУТОЧНЫХ ЭМУЛЬСИОННЫХ СЛОЕВ

Елисеева А.М., Крисанова П.К., Сотникова Ю.В. 112

РАЗДЕЛЕНИЕ ГАЗОВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ВИХРЕВОГО ФОРСЕПАРАТОРА

Столярова Р.И., Шевляков Ф.Б. 115

ПРОМЕЖУТОЧНЫЕ ЭМУЛЬСИОННЫЕ СЛОИ КАК ОДНА ИЗ ТРУДНОРЕШАЕМЫХ ПРОБЛЕМ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Матвеева С.Л., Прошутинский М.С., Зенков И.В., Осокин М.А. 118

4. Разработка и применение современных, защитных материалов и ингибиторов коррозии, бактерицидов, ингибиторов солеотложения, гидратообразования и парафиноотложения при добыче и транспорте нефти и газа 122

ВИДЫ ОСАДОЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ, ОБРАЗУЮЩИХСЯ ВО ВРЕМЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Кудряшов С.И., Аксенова С.В. 122

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ БИНАРНЫХ СМЕСЕЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ И ДИССОЦИАЦИИ ГИДРАТОВ

Аль-Идриси М.С., Шостак Н.А. 124

КИНЕТИЧЕСКИЕ ИНГИБИТОРЫ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ НА ОСНОВЕ ВОДОРАСТВОРИМОГО ПОЛИУРЕТАНА ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Гнездилов Д.О., Павельев Р.С., Семенов М.Е., Чиркова Ю.З., Варфоломеев М.А. 126

ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ ДЛЯ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ	
Амран А.Г., Гимаева А.Р.	128
ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ СИНТЕЗА ЭФИРОВ ТРИЭТАНОЛАМИНА — АКТИВНОЙ ОСНОВЫ ЭКОЛОГИЧНОГО ИНГИБИТОРА КОРРОЗИИ	
Виноградов А.В., Молодкин С.В., Борисов И.М., Бадикова А.Д.	130
ПРОЦЕСС РАЗРАБОТКИ ИНГИБИТОРА КОРРОЗИИ ДЛЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ	
Магадова Л.А., Котехова В.Д., Ермакова А.А.	132
ИССЛЕДОВАНИЕ ДОБАВОК ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ЭКОЛОГИЧЕСКИ БЕЗОПАСНОГО ИНГИБИТОРА КОРРОЗИИ	
Силин М.А., Магадова Л.А., Котехова В.Д., Кукушина М.В.	134
ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОСУШИТЕЛЕЙ (ДРАЕРОВ) ДЛЯ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ В РВС	
Кунакова А.М., Елисеева А.М., Пучина Г.Р.	136
ПОДХОДЫ К ВЫБОРУ ЭФФЕКТИВНЫХ ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОЙ КОНЦЕНТРАЦИИ СОЛЕОБРАЗУЮЩИХ ИОНОВ	
Кунакова А.М., Пучина Г.Р.	139
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕГРЕССИОННОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ОЦЕНКИ АНТИОКИСЛИТЕЛЬНОЙ АКТИВНОСТИ	
Логинова М.Е., Колчина Г.Ю., Мовсумзаде Э.М.	142
ВОЗМОЖНОСТИ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОЙ ХИМИИ ДЛЯ ОЦЕНКИ ИНГИБИРУЮЩИХ СВОЙСТВ РЕАГЕНТОВ	
Логинова М.Е., Колчина Г.Ю.	144
ИСПЫТАНИЯ СМАЗОЧНЫХ КОМПОЗИЦИЙ НА ОСНОВЕ ПОЛИАЛКИЛЕНГЛИКОЛЕЙ ДЛЯ КОМПРЕССОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ	
Лужецкий А.В., Нугаев С.Т., Галкина А.Н.	146
УСТАНОВЛЕНИЕ ПРИРОДЫ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА НЕФТЕПРОМЫСЛОВОМ ОБОРУДОВАНИИ	
Миронов И.В., Малинин А.В., Ситдииков В.Д.	148
ИЗУЧЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ НА ЧАЯНДИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	
Усманова Ф.Г., Пучина Г.Р., Давлетшина Л.Ф., Одемчук Д.В., Климов Д.Н.	149
ПОВЕРХНОСТНОЕ МОДИФИЦИРОВАНИЕ МАЛОУГЛЕРОДИСТОЙ СТАЛИ ПРОИЗВОДНЫМИ ТИАДИАЗОЛА С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЕЕ КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ В КИСЛЫХ СРЕДАХ	
Плотникова М.Д., Щербань М.Г., Шумяцкая К.Ю., Шитоева А.Д.	152
РАЗРАБОТКА РЕЦЕПТУРЫ УНИВЕРСАЛЬНОГО ИНГИБИТОРА КОРРОЗИИ ДЛЯ УСЛОВИЙ ВОДОВОДОВ И НЕФТЕСБОРНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПАО «СЛАВНЕФТЬ-МЕГИОННЕФТЕГАЗ»	
Солодовникова М.С., Сайфутдинова Л.Р., Кунакова А.М.	155
ВЛИЯНИЕ МЕТОДА ЛАБОРАТОРНЫХ ИСПЫТАНИЙ НА ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ	
Стоцкая О.А., Ракутько А.Г.	158

5. Применение водорастворимых полимерных материалов в процессах эксплуатации нефтяных месторождений	161
ГЕЛЕОБРАЗУЮЩАЯ КОМПОЗИЦИЯ НА ОСНОВЕ ОБРАТНОЙ ЭМУЛЬСИИ ДЛЯ СЕЛЕКТИВНОЙ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКОВ В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ Силин М.А., Магадова Л.А., Аксенова Св.В.	161
ПОЛИМЕРНЫЕ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИЕ СОСТАВЫ ДЛЯ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ Кладова А.В.	163
ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СТЕПЕНИ ГИДРОЛИЗА ПОЛИАКРИЛАМИДА НА ПАРАМЕТРЫ ПРОВЕДЕНИЯ АМПЛИТУДНОГО ТЕСТА ОСЦИЛЛЯЦИОННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ Потешкина К.А., Крисанова П.К., Сидорова Е.Ю.	165
СРАВНЕНИЕ МОДИФИЦИРОВАННЫХ ПОЛИАКРИЛАМИДОВ РАЗНОГО СТРОЕНИЯ Давлетшина Л.Ф., Потешкина К.А., Газалеева Л.Р., Ян Цзэхун	168
ОСОБЕННОСТИ РЕОЛОГИИ И ФИЛЬТРАЦИИ ГИДРОГЕЛЕЙ ПОЛИАКРИЛАМИДА С ДИСПЕРСНЫМИ НАПОЛНИТЕЛЯМИ В ТРЕЩИНАХ Ленченкова Л.Е., Якубов Р.Н., Бабаев А.И., Гахраманова З.О.	170
ВЛИЯНИЕ МИНЕРАЛИЗАЦИИ ВОДЫ НА СВОЙСТВА ГИДРОКСИЭТИЛЦЕЛЛЮЛОЗЫ, ИСПОЛЬЗУЮЩЕЙСЯ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИИ ГАЗОБЛОКИРОВАНИЯ В СОСТАВЕ ПЕНОГЕЛЕВОЙ СИСТЕМЫ Геворкян А.В., Цыганков В.А.	171
ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОИЗВОДНЫХ ЦЕЛЛЮЛОЗЫ В КАЧЕСТВЕ БИОРАЗЛАГАЕМЫХ ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ Давлетшина Л.Ф., Крисанова П.К., Крюков Д.А.	173
ПЛАНИРОВАНИЕ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСА ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ТРЁХМЕРНОГО ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ Силин М.А., Пятибратов П.В., Потешкина К.А., Моисеенкова Д.А., Селедкова О.Е. .	175
МОДИФИЦИРОВАННЫЕ КРАХМАЛЬНЫЕ РЕАГЕНТЫ ЗАО «ПОЛИЦЕЛЛ» Шмидт И.С., Мячина Н.Е., Смирнов С.И., Крюков С.В.	177
ИССЛЕДОВАНИЕ ВЯЗКО-УПРУГИХ СВОЙСТВ СОСТАВОВ ДЛЯ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ НА ОСНОВЕ ЭФИРОВ ЦЕЛЛЮЛОЗЫ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУР Силин М.А., Магадова Л.А., Смирнов Н.Д.	181
6. Поверхностно-активные вещества в нефтяной и газовой промышленности 184	
ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА МИЦЕЛООБРАЗОВАНИЯ В СМЕСИ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ АМФОТЕРНОГО И АНИОННОГО ТИПОВ Крисанова П.К., Гудкова З.П.	184
СИНТЕЗ ПОЛИОКСИАЛКИЛЕНГЛИКОЛЬ-ЭФИРНЫХ АКТИВНЫХ ОСНОВ ДЛЯ КОМПОЗИЦИЙ ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ	

Яхин Н.Ф., Горелова Т.А., Какуркина Д.А., Векесер В.А., Гареев А.Р., Ремеев М.М., Фаттахов И.Г., Пименов А.А.	186
ИССЛЕДОВАНИЕ РЕАКЦИИ ПОЛУЧЕНИЯ ЗАМЕЩЕННОГО 1,2-АЛКИЛИМИДАЗОЛИНА - КАТИОННОГО ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНОГО ВЕЩЕСТВА ШИРОКОГО СПЕКТРА ПРИМЕНЕНИЯ	
Молодкин С.В., Виноградов А.В., Борисов И.М., Бадикова А.Д.	189
УПРОЩЕННОЕ УРАВНЕНИЕ САЛАГЕРА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЙ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ОБРАЗЦОВ ПАВ	
Качалкина А.М., Подзорова М.С.	191
ЭМУЛЬГАТОРЫ ОБРАТНЫХ ЭМУЛЬСИЙ, ПОЛУЧЕННЫЕ НА ОСНОВЕ СИНТЕЗИРОВАННЫХ ИЗ РЫБНОГО ЖИРА ПАВ И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ В ПРОЦЕССАХ НЕФТЕДОБЫЧИ	
Василевич В.В., Силин М.А., Магадова Л.А., Мухин М.М., Губанов В.Б.	193
ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕРМОСТАБИЛЬНОСТИ РАЗЛИЧНЫХ ПАВ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИНЫ	
Давлетшина Л.Ф., Мерзляков К.К., Петрушенко Д.И.	194
ВОЗМОЖНОСТИ РАСЧЕТА ВКЛАДА ДИСПЕРСИОННЫХ И ПОЛЯРНЫХ СИЛ В МЕЖМОЛЕКУЛЯРНОЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ АНИОННОГО ПАВ НА ПРИМЕРЕ ЛИГНОСУЛЬФОНАТА	
Тептерева Г.А., Конесев В.Г.	197
РЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КОМПОЗИЦИЙ ПСЕВДОДИМЕРНОГО ПАВ В СМЕСИ С ГИДРОКСИЭТИЛЦЕЛЛЮЛОЗОЙ	
Магадова Л.А., Филатов А.А.	199
ПРИМЕНЕНИЕ СТАБИЛИЗАТОРОВ ГРУНТОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ПРОМЫСЛОВЫХ ДОРОГ	
Магадова Л.А., Потешкина К.А., Аксенова Св.В., Чурбанов А.В.	200
7. Физико-химические исследования нефтей и реагентов, применяемых для добычи нефти и газа.....	
202	
МАРКЕРЫ ДЛЯ ТОПЛИВА – ЗАЩИТА ОТ ФАЛЬСИФИКАЦИИ	
Александрян К.Г., Кобраков К.И., Макеев М.А., Агаджанян М.А.	202
ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ПОСТОЯННОГО МАГНИТНОГО И ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ПОЛЕЙ НА ОБРАЗОВАНИЕ КРИСТАЛЛОВ ДВУВОДНОГО СУЛЬФАТА КАЛЬЦИЯ	
Алимбекова С.Р., Ишмуратов Ф.Г., Алимбеков Р.И.	205
АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ ВЫНГАПУРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	
Ширяева Р. Н., Амангельда А.А.	207
МЕТОДИКА ОЦЕНКИ СКОРОСТИ СДВИГА ПРИ ФИЛЬТРАЦИИ ПСЕВДОПЛАСТИЧНОЙ ЖИДКОСТИ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ	
Магадова Л. А., Губанов В.Б., Пак С., Широков Д.	209
ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ОБРАБОТКИ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ	
Деньгаев А.В., Абдулрахман Б., Сидибе М.С.	211

ИЗУЧЕНИЕ ТИКСОТРОПНЫХ СВОЙСТВ ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ	
Иванова Л.В., Янтураев В.А., Сидибе М.С., Абдулрахман Б.	214
ПРИМЕНЕНИЕ МЕТАЛЛИЧЕСКОГО КАЛИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ХЛОРООРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ	
Козлов А.М., Буранбаева М.М.	216
МИКРОБИОЛОГИЧЕСКОЕ ОКИСЛЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ В СМАЗОЧНЫХ МАСЛАХ	
Колчина Г.Ю., Логинова М.Е., Бабаев Э.Р., Мовсумзаде Э.М.	218
СТРУКТУРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ БИОМАРКЕРНЫХ МОЛЕКУЛ НАФТАЛАНСКОЙ НЕФТИ	
Колчина Г.Ю., Мовсумзаде Э.М., Логинова М.Е.	221
ВОЗМОЖНОСТИ МЕТОДА УЛЬТРАМИКРОСКОПИИ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТЯНЫХ СИСТЕМ	
Курьяков В.Н.	223
ВЫДЕЛЕНИЕ ХЛОРООРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ИЗ НЕФТИ	
Макарова Л.С., Шевляков Ф.Б.	225
ИДЕНТИФИКАЦИЯ ХЛОРООРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ В ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВАХ	
Мухин М.М., Нежибецкая Е.С.	228
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОРГАНИЧЕСКИ СВЯЗАННОГО ХЛОРА В НЕФТИ ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕСТА СОВМЕСТИМОСТИ С РАСТВОРОМ СОЛЯНОЙ КИСЛОТЫ	
Мухин М.М., Пахомов М.Д., Казьмин Д.Ю., Васильева Л.Д.	231
РАЗВИТИЕ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ГЕТЕРОГЕННО КАТАЛИТИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕХИМИИ В УГНТУ ЗА 50 ЛЕТ	
Михайлова Н.Н., Шавшукова С.Ю., Гасан-заде Э.И.	234
ИССЛЕДОВАНИЕ ГРУППОВОГО СОСТАВА НЕФТЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	
Фаизова Э.С., Бахтизина А.Р.	236
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЛОГЕНСОДЕРЖАЩИХ СОЕДИНЕНИЙ С ПОМОЩЬЮ ВОЛЬТАМПЕРОМЕТРИИ	
Худяков Д.С., Евстигнеева Е.А.	239
ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТАВА И СВОЙСТВ СМОЛИСТО-АСФАЛЬТЕНОВЫХ ВЕЩЕСТВ, ВЫДЕЛЕННЫХ ИЗ НЕФТЕШЛАМОВ	
Яковец Н.В.	241
8. Экологические аспекты производства и применения химических реагентов в нефтяной и газовой промышленности	244
О ВОПРОСАХ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ БУРЕНИЯ НА РОССИЙСКОМ МОРСКОМ ШЕЛЬФЕ И ЭКОТОКСИКОЛОГИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К НИМ	
Ахунова-Капустина А.В.	244
ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ОБРАБОТКИ СИЛЬНОЗАГРЯЗНЕННЫХ ПОЧВОГРУНТОВ	
Бабаев А.И., Исмаилова К.М., Гахраманова З.О., Садигова Н.А.	247

АКТУАЛИЗАЦИЯ ТРЕБОВАНИЙ К ПАСПОРТУ БЕЗОПАСНОСТИ ХИМИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИИ	
Балаба В.И., Зинченко О.Д., Шалыгин Р.К.....	251
КАТАЛИЗАТОРЫ НА ОСНОВЕ ОКСИДА ВОЛЬФРАМА И AL-SBA-15 ДЛЯ ОКИСЛЕНИЯ СЕРНИСТЫХ СОЕДИНЕНИЙ НЕФТЯНОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ	
Гуль О.О., Домашкина П.Д., Акопян А.В., Анисимов А.В.....	254
ПРИМЕНЕНИЕ СМЕШАННЫХ КАРБИДОВ ПЕРЕХОДНЫХ МЕТАЛЛОВ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО ОКИСЛИТЕЛЬНОГО ОБЕССЕРИВАНИЯ НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КИСЛОРОДА ВОЗДУХА НА ПРИМЕРЕ СЕРОСОДЕРЖАЩИХ СОЕДИНЕНИЙ	
Лукашов М.О., Есева Е.А., Акопян А.В.....	255
ДИСПЕРГЕНТЫ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ РАЗЛИВОВ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА	
Моругин Г.А., Толстов М.Ю., Жилиякова Д.В., Попова А.А.	258
ПРАКТИКА ПРИМЕНЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ШЕЛЬФЕ ВЬЕТНАМА	
Нгуен Фам Суан Май.....	260
ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ВЗВЕСИ БУРОВОГО ШЛАМА НА СОЛОНОВАТОВОДНЫЙ ЗООПЛАНКТОН	
Светличная Т.В.....	263
ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ХИТОЗАНА НА ПОЧВАХ ПРИ ЛИКВИДАЦИИ НЕГАТИВНЫХ ФАКТОРОВ РАЗЛИВОВ НЕФТИ	
Гаршин М.В., Храмцова Л.А.....	266
ФАМИЛЬНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ.....	269
ОГЛАВЛЕНИЕ	274

тезисы докладов

НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

*XI Международная (XIX Всероссийская)
научно-практическая конференция*

Ответственный редактор: д.т.н., проф. Л.В. Иванова

Сведения о программном обеспечении, которое использовано для создания электронного издания:

Microsoft Word - набор, вёрстка текста, генерация PDF
<https://www.microsoft.com/>

Техническая обработка и подготовка материалов выполнены авторами

Подписано к использованию: 31.07.2024;

Объём издания: 5,47 Мб; Тираж: 50 экз.;

Комплектация издания: 1 CD-ROM;

Запись на физический носитель: Алимин В.В., +7 (499) 507-82-16.

119991, город Москва, проспект Ленинский, дом 65, корпус 2,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, издательский центр (019)

